

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICAR LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN EI-JX DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, DISTRITO ANACO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Márquez R. Luisana,
Zakhia S. Halim J.

Caracas, noviembre 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICAR LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN EI-JX DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, DISTRITO ANACO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Manuel González.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Márquez R. Luisana,
Zakhia S. Halim J.

Caracas, noviembre 2002

Caracas, Noviembre de 2002

Loa abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Luisana Márquez R. y Halim J. Zakhia S., titulado:

**“Aplicar la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición)
en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del
Campo San Joaquín, Distrito Anaco”**

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

Prof. Martín Essinfeld

Jurado

Prof. Edgar Parra

Jurado

Prof. Luis Norberto Bueno

Tutor

*Dedicado a Dios, porque gracias a Él tengo todo lo que tengo
a mi papá, que siempre quiso que me estudiara en la Universidad
a mi mamá, que ha luchado y sigue luchando duro
a mis hermanos por acompañarme en todo momento.*

Halim Zakhia

*Dedicado a Dios y a la Virgen,
porque en nombre de ellos he logrado cada meta propuesta
y a mi mami, por acompañarme en el camino a descubrir la vida.*

Luisana Márquez.

Agradecimientos

A la Universidad Central de Venezuela, por brindarnos un segundo hogar del que nos sentimos orgullosos de pertenecer.

A todos los profesores que participaron en nuestra formación universitaria, en especial a Luis Norberto Bueno y Martín Essinfeld cuya personalidad y profesionalismo constituyen nuestro ejemplo a seguir.

A nuestro querido grupo B (Kellynda, el Partner, el Ramos, Fede, Eduin, Ina, Virgi, Tania, Mima, Pájaro, Frutti, Deya, Charla, Mary Gaby, Pepsi, Gabo...) por ser más que simples amigos y compartir y disfrutar la mejor etapa de nuestra vida.

A Karina, Patiño, Víctor, Gabriel, Salvador, Taymara y Pablo con los cuales compartimos la realización de la tesis.

A PDVSA, específicamente a la Gerencia de Perforación, por darnos la oportunidad de realizar nuestro trabajo especial de grado en sus instalaciones.

A Simón, Eduardo, Felix y Nibia por estar siempre dispuestos a ayudarnos y por darnos esas palabras de aliento cuando más lo necesitábamos.

A Maximiliano, Miguel, Iván, y Javier, por su buen trato hacia nosotros

A Freddy Pérez, Javier Ramírez, Blanca Marcano, José Pedreira, Freddy Bautista, Armando Velázquez, Felipe Ramos, Manuel González, Luis Useche, Raúl, Juan Carlos, Ysrael, Jesús Medina, Jesús Palacios, Fermín, Hector Arciniega Jairo, Hugo Villa, Thelis, Karen, Yuran, María Alejandra, Eider, Roberto...

A Susan, Alida, Jesliska y Carolina por los excelentes almuerzos compartidos y por Todos los fines de semana que nos llevaron a conocer a Anaco

A José Cesín porque a pesar del corto tiempo en que lo conocimos es un gran pana con el que lamentamos no haber tenido el tiempo suficiente para salir a rumbear.

A Danirio y a la Nena por ser como unos segundos papá y mamá.

A mis hermanos: Woody, Stephany y Nabih.

A Farita y Willy por darnos su apoyo en todo momento y ayudarnos a seguir adelante.

A nosotros mismos por soportarnos durante estos últimos cinco meses.

Márquez R., Luisana

Zakhia S., Halim

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN,
CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA
DE PERFORACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN EI-JX DEL CAMPO SAN JOAQUÍN,
DISTRITO ANACO**

**Tutor Académico: Ing. Luis Norberto Bueno. Tutor Industrial: Ing. Manuel
González. Tesis. Caracas. UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2002. 230 p.**

Palabras Claves: Perforación, VCD, Campo San Joaquín, Planificación.

Resumen: En este Trabajo Especial de Grado se presenta el procedimiento a seguir para realizar el programa de perforación de un pozo mediante la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición), la cual fue implantada por la Gerencia de Perforación de PDVSA-EPM en el año 2000, con el propósito de mejorar el tiempo de perforación de los pozos y minimizar los costos asociados a ello.

Para ilustrar las primeras fases de la metodología (requerimientos funcionales, métrica de yacimiento, ingeniería conceptual, métrica de pozo e ingeniería básica), se planificó un pozo que será perforado entre enero y marzo del año 2003, en el domo norte del campo San Joaquín, Distrito Anaco.

Con el desarrollo del Trabajo Especial de Grado, se resaltarán la importancia de la calidad de los datos para el buen cumplimiento de la metodología, así como se identificarán los principales aspectos que pueden mejorar la aplicación de la misma, acorde con las opiniones y necesidades de los ingenieros del área.

Índice de Contenido

Introducción.....	1
CAPÍTULO I.....	3
1. Planteamiento del problema.....	4
2. Objetivo General	4
3. Objetivos Específicos	4
4. Justificación e importancia	4
CAPÍTULO II.....	6
Área de Estudio	6
1. Ubicación geográfica	6
2. Marco Geológico Regional	6
3. Geología estructural regional	8
4. Antecedentes históricos	8
5. Geología estructural local.....	9
6. Estratigrafía del campo San Joaquín	10
7. Características de los yacimientos	15
CAPÍTULO III.....	16
Marco Teórico.....	16
1. Metodología VCD	16
1.1. Definición.....	16
1.2. Esquema de funcionamiento del VCD.....	16
1.3. Objetivos del VCD	18
1.4. Modelo Organizacional del VCD	18
1.5. Interacción del VCD con MIYA (Modelaje Integral de Yacimientos) y MIP (Metodología Integral de Productividad).....	20
1.6. División del VCD y tiempo estipulado para la realización del VCD	21
1.7. Programa de Perforación según la metodología VCD.....	22
1.7.1. Requerimientos funcionales	22
1.7.2. Métrica de yacimiento.....	24

1.7.3. Ingeniería conceptual	29
1.7.4. Ingeniería básica	30
1.7.5. Métrica de pozo	31
1.7.6. Ingeniería de detalle	36
1.7.7. Análisis de operación	36
1.7.8. Análisis de mantenimiento.....	37
1.7.9. Análisis de construcción	37
1.7.10. Estimación de costos.....	37
1.7.11. Análisis de rentabilidad.....	38
1.7.12. Ejecución	39
1.7.13. Análisis postmortem	39
1.8. Responsabilidades de las mesas de construcción de pozos.....	39
2. Aplicaciones de ingeniería para el diseño de pozos.....	44
3. Tipos de estimados de costos	49
3.1. Estimado de costo Clase V	49
3.2. Estimado de costos Clase IV.....	50
3.3. Estimado de costos Clase III	50
3.4. Estimado de costos Clase II	50
3.5. Estimado de costos Clase I	51
4. Fundamentos y conceptos básicos	52
4.1. Presión	52
4.2. Métodos para la estimación de la presión de poro y fractura de la formación.....	54
4.3 Diseño de revestidores.....	58
4.3.1. Selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores	59
4.3.2. Selección de los diámetros de los revestidores.....	61
4.3.3. Determinación de espesores y grados de los revestidores	63
4.4. Hidráulica	70
4.5. Tiempos productivos e improductivos	72
4.5.1 Tiempo productivo	74
4.5.2. Tiempo no productivo	75

CAPÍTULO IV	77
Requerimientos Funcionales	77
1. Uso y tipo de pozo.....	77
2. Objetivos de la Corporación	78
3. Objetivos de la Unidad de Explotación	78
4. Objetivos de Perforación	78
CAPÍTULO V	79
Métrica de Yacimiento	79
CAPÍTULO VI	83
Ingeniería Conceptual	83
1. Características de los fluidos y de la roca	83
2. Intervalos productores	83
3. Análisis nodal	84
4. Gradiente de presión de poro y fractura	85
5. Gradiente de temperatura estática del área	89
6. Éxito Volumétrico y Mecánico del Campo San Joaquín para el año 2002	90
7. Información de pozos vecinos	94
7.1. Proceso de recolección de información de pozos vecinos	94
7.2. Análisis comparativo de los pozos vecinos	99
7.2.1 Geometría de los hoyos y de los revestidores.....	99
7.2.2 Tasas de penetración	105
7.2.3. Tipo y peso de los lodos de perforación	108
7.2.4. Problemas operacionales del área:	109
7.3. Mejores prácticas	112
8. Visión y definición general del pozo	113
8.1. Visión y definición de la completación preliminar de la localización	113
8.2. Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.....	115
8.3. Visión y definición del dimensionamiento de los hoyos y revestidores.....	116
8.4. Visión y definición de los fluidos de perforación	117
8.5. Visión y definición de las lechadas de cemento	118
8.6. Visión y definición de las mechas de perforación	118

CAPÍTULO VII.....	119
Métrica de Pozo	119
CAPÍTULO VIII.....	122
Ingeniería Básica.....	122
1. Diseño de los fluidos de perforación:	122
2. Diseño de ensamblajes de fondo	122
3. Diseño de la hidráulica del pozo.....	124
4. Profundidad de asentamiento de los revestidores.....	137
4.1. Resultado 1	137
4.2. Resultado 2	138
4.3. Resultado 3 (definitivo).....	139
5. Diseño de Revestidores	141
5.1. Caso 1	143
5.2. Caso 2	148
6. Definición general de la cementación.....	153
7. Diseño de la completación	156
8. Análisis de tiempos	158
8.1. Método para la estimación de tiempo de construcción del pozo	158
8.2. Etapa: Perforación.....	165
8.2.1. Hoyo Conductor.....	165
8.2.2. Hoyo de Superficie	166
8.2.3. Hoyo Intermedio	167
8.2.4. Hoyo de Producción	167
8.3. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica.....	169
8.3.1. Hoyo Conductor.....	170
8.3.2. Hoyo de Superficie	170
8.3.3. Hoyo Intermedio	170
8.3.4. Hoyo de Producción	171
8.4. Etapa: Revestimiento	173
8.4.1. Hoyo Conductor.....	173
8.4.2. Hoyo de Superficie	173

8.4.3. Hoyo Intermedio	174
8.4.4. Hoyo de Producción	175
8.5. Estimación de tiempo para la localización EI-JX	176
9. Análisis de Costos Clase III.....	178
10. Análisis de rentabilidad.....	181
11. Revisión y diseño de la localización	182
12. Requerimiento de equipos:.....	184
13. Estimación de Base de Conocimiento	186
Conclusiones	187
Recomendaciones.....	189
Bibliografía.....	190
Abreviaturas y Símbolos	191
Glosario.....	193
Apéndice A.....	197
Apéndice B.....	205
Apéndice C.....	208
Apéndice D.....	213

Índice de Figuras

Figura 2.1: Mapa de Ubicación del Campo San Joaquín en el Distrito Anaco	6
Figura 2.2: Extensión geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	7
Figura 2.3: Rasgos estructurales y distribución de las acumulaciones de hidrocarburos en el Área Mayor de Anaco, destacando el Corrimiento de Anaco	8
Figura 2.4: Mapa Estructural del campo San Joaquín.....	9
Figura 2.5: Columna estratigráfica y registro tipo del Área Mayor de Anaco.....	10
Figura 3.1: Esquema de funcionamiento del VCD.....	17
Figura 3.2: Divisiones y Distritos que conforman a PDVSA	19
Figura 3.3: Modelo Organizacional del VCD	20
Figura 3.4: Programa de perforación según la metodología VCD.....	22
Figura 3.5: Escala de medida utilizada para describir el grado de definición de los datos, las tareas y las restricciones al inicio del proyecto	25
Figura 3.6: Escala de medida utilizada para describir el grado de complejidad estática del yacimiento	27
Figura 3.7: Escala de medida utilizada para describir el grado de complejidad dinámica del yacimiento	27
Figura 3.8: Gráfico del índice índice de calidad definición del yacimiento (ICADY) contra el de complejidad del yacimiento (ICEY+ICODY) para un pozo en particular.	28
Figura 3.9: Gráfico del índice de calidad de definición del yacimiento (ICADY) contra el índice de complejidad del yacimiento (ICEY+ICODY) para un universo de pozos pertenecientes a un mismos campo	29
Figura 3.10: Diagrama de flujo que describe la secuencia que debe cumplirse durante la planificación de un pozo	32
Figura 3.11: Escala de medida utilizada para describir el grado de definición de las tareas en la métrica de pozo.	34
Figura 3.12: Escala de medida asignada a cada uno de los factores de complejidad medidos en una métrica de pozo.	35
Figura 3.13: Programas o herramientas utilizados para el diseño de pozos	44

Figura 3.14: Tipos de estimados de costos y su relación con el grado de desarrollo del proyecto..... 49

Figura 3.15: Gráfica de influencia para resaltar la importancia de las fases iniciales de un proyecto..... 51

Figura 3.16: Clasificación de la presión de poro..... 54

Figura 3.17: (a) Curvas de comportamiento de presiones normales y (b) Alteración de la curva de presiones normales por presencia de presiones anormales a una profundidad dada 55

Figura 3.18: Valores de la relación de Poisson en relación con el gradiente de sobrecarga y la profundidad determinados por Eaton..... 58

Figura 3.19: Curvas de gradiente de presión necesarias para la selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores 59

Figura 3.20: Metodología de selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores..... 60

Figura 3.21: Resultado de la determinación de la profundidad de asentamiento de los revestidores 60

Figura 3.22: Diagrama para la selección del diámetro de los hoyos y revestidores de un pozo..... 62

Figura 3.23: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor que es sometido a una prueba de presión 64

Figura 3.24: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando ocurre una arremetida por gas 65

Figura 3.25: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando presenta un tercio de vacío 66

Figura 3.26: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando presenta vacío total 66

Figura 3.27: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando presenta fuga en la tubería de producción 67

Figura 3.28: Representación gráfica de los esfuerzos triaxiales, según Von Mises .. 69

Figura 3.29: Clasificación de las operaciones según la metodología de “La estandarización de los procesos de Construcción y Rehabilitación de Pozos” 73

Figura 3.30: Secuencia típica de las fases del macro proceso de construcción del pozo.	74
Figura 3.31: Esquema de operaciones por Fase, Etapa y actividades involucrados en el cálculo de tiempos de perforación.	76
Figura 4.1: Ubicación de la localización EI-JX en el Domo Norte del campo San Joaquín.	77
Figura 5.1: Gráfico que muestra el índice de complejidad estática del yacimiento (ICEY) por categoría de evaluación	80
Figura 5.2: Gráfico que muestra el índice de complejidad dinámica del yacimiento (ICODY) por categoría de evaluación	81
Figura 5.3: Gráfico de índice de de calidad de definición del yacimiento contra el índice de complejidad del mismo, para las localizaciones del 2003.....	82
Figura 6.1: Resultados del análisis nodal.....	86
Figura 6.2: Curvas de densidad equivalente de la presión de poro y de fractura del pozo JM-201.....	88
Figura 6.3: Distribución de temperatura estática del área vs. profundidad.....	89
Figura 6.4: Éxito volumétrico de los pozos perforados en el campo San Joaquín durante el año 2002	91
Figura 6.5: Éxito volumétrico de campo San Joaquín para el año 2002	91
Figura 6.6: Éxito mecánico de los pozos perforados en el campo San Joaquín durante el año 2002	93
Figura 6.7: Éxito volumétrico de campo San Joaquín para el año 2002	93
Figura 6.8: Ubicación relativa de los pozos vecinos seleccionados respecto a la localización EI-JX.....	94
Figura 6.9: Stick Chart del pozo JM-191	100
Figura 6.10: Stick Chart del pozo JM-201	101
Figura 6.11: Stick Chart del pozo JM-202	102
Figura 6.12: Stick Chart del pozo JM-203	103
Figura 6.13: Stick Chart del pozo G-87	104
Figura 6.14: Tasas de penetración promedio contra profundidad	107

Figura 6.15: Medidas de las pruebas de presión tomadas en los pozos JM-191, JM-201, JM-203 y G-87, y su relación con los problemas operacionales del área.... 111

Figura 6.16: Visión y definición de la completación para la localización EI-JX..... 114

Figura 6.17: (a) Ubicación de los pozos JM-201, JM-203, G-87 y de la localización EI-JX en el mapa estructural de la arena ME-T4,5, yacimiento G-68. (b) Sección vertical y horizontal de los pozos JM-201, JM-202 y G-87. 115

Figura 6.18: Línea sísmica del campo San Joaquín con dirección noroeste-sureste, en la que se visualiza la estructura de los estratos a atravesar por la localización EI-JX 116

Figura 6.19: Visión y definición de la geometría de los hoyos y el dimensionamiento de los revestidores para la localización EI-JX 117

Figura 8.1: Gráfico de velocidad anular..... 127

Figura 8.2: Gráfico de profundidad y pérdida de presión en cada componente de la sarta 128

Figura 8.3: Gráfica de profundidad vs pérdida de presión por hoyo 129

Figura 8.4: Gráfica de potencia hidráulica máxima vs tasa de bombeo 130

Figura 8.5: Gráfica de tasa mínima para limpieza de ripios, volumen desplazado y altura de la cama de ripios 131

Figura 8.6: Gráfico de los componentes de la tensión vs distancia de la mecha 132

Figura 8.7: Gráfico de tensión en la sarta vs distancia de la mecha 133

Figura 8.8: Gráfico de tensión en la sarta vs distribución de velocidades de rotación 134

Figura 8.9: Gráfico 3D 135

Figura 8.10: Gráfico de profundidad vs desplazamiento de la sarta..... 136

Figura 8.11: Gráfica para el diseño de la profundidad de asentamiento de los revestidores (sobrealance: 0,5 lpg y límite de pega diferencial: 2000 lpc) 138

Figura 8.12: Gráfica para el diseño de la profundidad de asentamiento de los revestidores (sobrealance: 0,5 lpg y límite de pega diferencial: 1500 y 3000 lpc)... 139

Figura 8.13: Gráfica para el diseño de la profundidad de asentamiento de los revestidores (sobrealance: 0,5 lpg y límite de pega diferencial: 1500 y 3000 lpc, considerando las condiciones del área) 140

Figura 8.14: Gráfica de resistencias del revestidor de 13 3/8" (Caso 1)	144
Figura 8.15: Gráfica de resistencias del revestidor de 9 5/8" (Caso 1)	145
Figura 8.16: Gráfica de resistencias del revestidor de 7 5/8" (Caso 1)	146
Figura 8.17: Gráfica de resistencias del revestidor de 5 1/2" (Caso 1)	147
Figura 8.18: Gráfica de resistencias del revestidor de 13 3/8" (Caso 2)	148
Figura 8.19: Gráfica de resistencias del revestidor de 9 5/8" (Caso 2)	149
Figura 8.20: Gráfica de resistencias del revestidor de 7 5/8" (Caso 2)	150
Figura 8.21: Gráfica de resistencias del revestidor de 5 1/2" (Caso 2)	151
Figura 8.22: Definición general de las lechadas de cementación para la localización El-JX	155
Figura 8.23: Esfuerzos triaxiales de Von Mises para una tubería de Producción 5-1/2"-17lb/ft, L-80,13% Cr.....	157
Figura 8.24: Movimiento de la Tubería de Producción	157
Figura 8.25: Diagrama mecánico correspondiente a la localización El-JX, vertical con completación monobore de 5 1/2", L-80 y 17 lb/pie.....	158
Figura 8.26: Gráfico de Profundidad vs Tiempo de perforación de los pozos vecinos a la localización El-JX	160
Figura 8.27: Gráfica de tiempo de actividades productivas obtenidas de los datos de los Post-Mortem	161
Figura 8.28: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo Conductor. Etapa: perforar	166
Figura 8.29: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo superficial. Etapa: perforar	166
Figura 8.30: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo Intermedio. Etapa: perforar	167
Figura 8.31: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo de Producción. Etapa: perforar	168
Figura 8.32: Gráfico de tiempo total de la etapa de Perforación	169
Figura 8.33: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo de Superficie. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica.....	170

Figura 8.34: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Intermedio. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica.....	171
Figura 8.35: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo de Producción. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica.....	172
Figura 8.36: Gráfico de tiempo total de la etapa de Evaluación Geológica y Petrofísica.	172
Figura 8.37: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Conductor. Etapa: Revestimiento	173
Figura 8.38: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Superficial. Etapa: Revestimiento	174
Figura 8.39: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Intermedio. Etapa: Revestimiento	174
Figura 8.40: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Producción. Etapa: Revestidores	175
Figura 8.41: Gráfico de tiempo total de la etapa de Revestimiento.....	176
Figura 8.42: Profundidad vs. Tiempo Promedio, Meta e Ideal.....	178
Figura 8.43: Croquis de ubicación de la localización EI-JX.....	183
Figura 8.44: Flujograma de construcción de una localización.....	183
Figura 8.45: Dimensiones y áreas principales de la localización EI-JX, para un taladro de 2000 HP	184

Índice de Tablas

Tabla 2.A: Datos generales de los yacimientos.....	15
Tabla 2.B: Distribución de reservas de gas del campo San Joaquín para diciembre de 1998.	15
Tabla 3.A: Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción	68
Tabla 6.A: Características de las arenas ME-T4,5 y SJ-A	83
Tabla 6.B: Topes estimados de las formaciones o miembros a atravesar por la localización EI-JX.....	84
Tabla 6.C: Tope y base del objetivo primario y secundario de la localización EI-JX...	84
Tabla 6.D: Tasas de líquido y gas a distintas presiones de yacimiento con un reductor de $\frac{3}{4}$ ".....	85
Tabla 6.E: Tasas de líquido y gas a distintas presiones de yacimiento con un reductor de $\frac{1}{2}$ ".....	85
Tabla 7.A: Medidas asignadas a cada una de las tareas consideradas para obtener el índice de calidad de definición del pozo ICADP	119
Tabla 7.B: Medidas asignadas a cada uno de los factores considerados para obtener el índice de complejidad del pozo ICADP	120
Tabla 8.A: Rangos referenciales de propiedades de lodos	122
Tabla 8.B: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo conductor de $17 \frac{1}{2}$ ".....	123
Tabla 8.C: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de superficie de $12 \frac{1}{4}$ "	123
Tabla 8.D: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de intermedio de $8 \frac{1}{2}$ "	123
Tabla 8.E: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de producción de $6 \frac{1}{2}$ "	123
Tabla 8.F: Resultados obtenidos de la corrida del programa "Well Plan".....	126
Tabla 8.G: Esquema de revestidores producto del resultado 2.....	139

Tabla 8.H: Esquema de revestidores producto del resultado 3	140
Tabla 8.I: Condiciones de carga que se utilizaron para diseñar cada revestidor por estallido, colapso y tensión.....	142
Tabla 8.J: Máximas cargas de diseño por estallido, colapso y tensión para cada revestidor.....	142
Tabla 8.K: Diseño de los revestidores propuestos basándose en el mínimo costo referencial.....	143
Tabla 8.L: Conexiones recomendadas para cada revestidor propuesto	148
Tabla 8.M: Diseño de los revestidores basándose en los pesos y grados que convencionalmente se utilizan en el área.....	148
Tabla 8.N: Conexiones recomendadas para cada revestidor propuesto	153
Tabla 8.O: Aditivos comúnmente utilizados en la preparación de las lechadas de cemento	155
Tabla 8.P: Ejemplo de los problemas encontrados al realizar los filtros en el programa “Data Analyzer”	162
Tabla 8.Q: Tiempos productivos e improductivos de cada etapa.....	164
Tabla 8.R: Profundidad y tasas de penetración de los pozos estudiados	165
Tabla 8.S: Cuadro resumen de los tiempos totales de los pozos por etapa.....	176
Tabla 8.T: Tiempos de operación promedio, meta e ideal por etapa	177
Tabla 8.U: Análisis de Costo Clase III basado en actividades.....	180
Tabla 8.V: Estimado de Costos Totales para cada fase.....	181
Tabla 8.W: Base de conocimiento requerido en un proyecto de perforación.	186

Índice de Tablas

Tabla 2.A: Datos generales de los yacimientos.....	15
Tabla 2.B: Distribución de reservas de gas del campo San Joaquín para diciembre de 1998.	15
Tabla 3.A: Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción	68
Tabla 6.A: Características de las arenas ME-T4,5 y SJ-A	83
Tabla 6.B: Topes estimados de las formaciones o miembros a atravesar por la localización EI-JX.....	84
Tabla 6.C: Tope y base del objetivo primario y secundario de la localización EI-JX.	84
Tabla 6.D: Tasas de líquido y gas a distintas presiones de yacimiento con un reductor de $\frac{3}{4}$ ".....	85
Tabla 6.E: Tasas de líquido y gas a distintas presiones de yacimiento con un reductor de $\frac{1}{2}$ ".....	85
Tabla 7.A: Medidas asignadas a cada una de las tareas consideradas para obtener el índice de calidad de definición del pozo ICADP	119
Tabla 7.B: Medidas asignadas a cada uno de los factores considerados para obtener el índice de complejidad del pozo ICADP	120
Tabla 8.A: Rangos referenciales de propiedades de lodos	122
Tabla 8.B: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo conductor de $17 \frac{1}{2}$ ".....	123
Tabla 8.C: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de superficie de $12 \frac{1}{4}$ "	123
Tabla 8.D: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de intermedio de $8 \frac{1}{2}$ "	123
Tabla 8.E: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de producción de $6 \frac{1}{2}$ "	123
Tabla 8.F: Resultados obtenidos de la corrida del programa "Well Plan".....	126
Tabla 8.G: Esquema de revestidores producto del resultado 2.....	139

Tabla 8.H: Esquema de revestidores producto del resultado 3	140
Tabla 8.I: Condiciones de carga que se utilizaron para diseñar cada revestidor por estallido, colapso y tensión.....	142
Tabla 8.J: Máximas cargas de diseño por estallido, colapso y tensión para cada revestidor.....	142
Tabla 8.K: Diseño de los revestidores propuestos basándose en el mínimo costo referencial.....	143
Tabla 8.L: Conexiones recomendadas para cada revestidor propuesto	148
Tabla 8.M: Diseño de los revestidores basándose en los pesos y grados que convencionalmente se utilizan en el área.....	148
Tabla 8.N: Conexiones recomendadas para cada revestidor propuesto	153
Tabla 8.O: Aditivos comúnmente utilizados en la preparación de las lechadas de cemento	155
Tabla 8.P: Ejemplo de los problemas encontrados al realizar los filtros en el programa “Data Analyzer”	162
Tabla 8.Q: Tiempos productivos e improductivos de cada etapa.....	164
Tabla 8.R: Profundidad y tasas de penetración de los pozos estudiados	165
Tabla 8.S: Cuadro resumen de los tiempos totales de los pozos por etapa.....	176
Tabla 8.T: Tiempos de operación promedio, meta e ideal por etapa	177
Tabla 8.U: Análisis de Costo Clase III basado en actividades.....	180
Tabla 8.V: Estimado de Costos Totales para cada fase.....	181
Tabla 8.W: Base de conocimiento requerido en un proyecto de perforación.	186

Introducción

La metodología **VCD** (**V**isualización, **C**onceptualización y **D**efinición), comenzó a implantarse dentro de la Gerencia de Perforación de PDVSA EPM desde el año 2000. Constituye una forma organizada y sistematizada de planificar proyectos de perforación de pozos petroleros y gasíferos, con el propósito de mejorar el éxito alcanzado por los mismos, desde el punto de vista de calidad, tiempo y dinero.

Este esquema de trabajo es utilizado por la Gerencia de Ingeniería y Proyectos y es el resultado de análisis comparativos realizados por la **IPA** (**I**ndependent **P**roject **A**nalysis), institución que agrupa a empresas petroleras líderes mundialmente, entre las que se incluyen: Exxon-Mobil, BP, Shell..., donde se determinó la importancia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

La filosofía de la metodología, es gerenciar con anticipación los resultados de un proyecto antes de que se comprometan la mayoría de los recursos asignados al mismo. Para ello, promueve el trabajo en equipo y la interrelación de grupos multidisciplinarios que se involucren con la elaboración de una buena definición y desarrollo del proyecto de perforación (VCD) antes de alcanzar las etapas de implantación y operación, ya que investigaciones realizadas a nivel internacional por el "Construction Industry Institute" de los Estados Unidos, indican que realizar una buena etapa de definición y desarrollo, puede reducir los costos entre un 10 y 20 por ciento.

Las fases visualizar, conceptualizar y definir de ésta metodología involucran un conjunto de pasos, los cuales se resumen en cuatro etapas principales: requerimientos funcionales, ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de detalle, cada una de las cuales involucra un estimado de costos y un avance en la definición de un proyecto de perforación dado.

Actualmente el proceso de implantación de la metodología VCD todavía se está dando y requiere de la estandarización de todas y cada unas de sus fases. En este sentido, el presente trabajo de grado busca describir las primeras etapas de la metodología, desde la recopilación de los requerimientos funcionales hasta la ingeniería básica, basado en la planificación de un pozo que se perforará en el Campo San Joaquín del distrito Anaco entre Enero y Marzo del año 2003.

Adicionalmente, se verificará la importancia de la calidad de los datos en la planificación de un pozo así como los aspectos que mejorarían el cumplimiento de la metodología en el área operacional de trabajo, de manera que puedan establecerse recomendaciones al respecto.

CAPÍTULO I

1. Planteamiento del problema

PDVSA constituye una de las primeras compañías del mundo, con la visión de ser la corporación energética de referencia mundial por excelencia, por lo que se debe mantener a la vanguardia de las grandes corporaciones petroleras en lo referente a las tecnologías y metodologías aplicadas en la planificación y ejecución de *todos* sus proyectos.

En este sentido, la Organización de Perforación y Subsuelo de PDVSA EPM decide implantar desde enero del año 2000 una metodología de trabajo basada en la planificación y ejecución sistematizada de los proyectos de construcción de pozos petroleros y gasíferos, a través de la participación de grupos multidisciplinarios que garanticen el éxito de los mismos.

Esta metodología recibe el nombre de VCD (**V**isualización, **C**onceptualización y **D**efinición) y tiene como objetivos establecer una estrategia de negocios *bien definida* que incluya el desarrollo armónico de los proyectos de perforación, utilice un proceso de trabajo normalizado, mida continuamente contra competidores la calidad de su proceso de ejecución de proyectos y permita la cancelación temprana de aquellos que *no* soportan adecuadamente los objetivos del negocio.

De esta manera, podrá cumplirse con la misión que ha establecido la Gerencia de VCD: “Integrar el nivel de definición y complejidad del activo Yacimiento – Pozo para disminuir los índices de riesgo asociados, mejorando la eficiencia en el uso del capital en proyectos de inversión de Construcción y Mantenimiento de Pozos” (Portal de PDVSA, 2002).

Como el proceso de implantación de la metodología se encuentra en sus inicios, es necesario documentar el mismo para así establecer los pasos y procedimientos que

deben seguirse en la elaboración de un programa de perforación según la nueva metodología, de manera que los nuevos ingenieros que se incorporen a la Gerencia de Perforación tengan una guía a partir de la cual puedan conocer rápidamente la forma de trabajo adoptada recientemente por la Corporación.

2. Objetivo General

El objetivo de este Trabajo Especial de Grado fue Aplicar la metodología **VCD** (Visualización, **C**onceptualización y **D**efinición) en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del campo San Joaquín, Distrito Anaco.

3. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del Trabajo Especial de Grado fueron:

- Documentar y recolectar los requerimientos funcionales del proyecto.
- Describir los resultados de la métrica de yacimiento realizada por Estudios Integrados.
- Realizar la ingeniería conceptual del proyecto, recopilando información de los pozos vecinos, construyendo las curvas de gradiente de presión de poro y fractura contra profundidad y verificando el cumplimiento de los requerimientos funcionales.
- Realizar la ingeniería básica del proyecto mediante el ajuste del diseño conceptual de las localizaciones propuestas, utilizando las aplicaciones de ingeniería Landmark.
- Realizar un estimado de costos una vez finalizada la ingeniería básica del proyecto.

4. Justificación e importancia

Documentar de la forma más sencilla e ilustrativa posible los componentes principales de la metodología VCD en sus primeras fases (requerimientos funcionales, ingeniería conceptual e ingeniería básica) lo que permitirá:

- Establecer las bases para que en próximos trabajos se especifiquen y describan los componentes de las fases siguientes de la metodología, de forma que la

Gerencia de Perforación de PDVSA – EPM edite una guía que homologue y estandarice el nuevo esquema de trabajo para la elaboración de un programa de perforación.

Estas guías deben contener el conjunto de reglas y prácticas que permitan a su lector proceder ordenadamente a través de todas las fases de un proyecto de perforación, desde su visualización y concepción, hasta su entrega a los grupos de operaciones, destacando las *mejores prácticas* utilizadas hasta los momentos en la planificación de un proyecto y estableciendo *responsabilidades* para cada fase del mismo.

- Resaltar la importancia de la calidad de los datos y la veracidad de la información, para optimizar el tiempo requerido en el análisis de información estadística, facilitando la identificación de *mejores prácticas y lecciones aprendidas*, las cuales constituyen el pilar para mejorar los tiempos de perforación y por tanto disminuir los costos de perforación asociados.
- Identificar los principales aspectos a mejorar en el cumplimiento de la metodología VCD, para hacer recomendaciones al respecto que faciliten la labor de los ingenieros integrantes de una Mesa de Trabajo y mejore la eficiencia en el uso de los recursos asignados a los proyectos de construcción y mantenimiento de pozos.

CAPÍTULO II

Área de Estudio

1. Ubicación geográfica

El campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a 8 Km. al sureste de la población de Anaco y a 150 Km. al sureste de Maturín, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín, en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco. En la figura 2.1 se puede observar la ubicación relativa del área de estudio.



Figura 2.1: Mapa de Ubicación del Campo San Joaquín en el Distrito Anaco (Tomado de Hernández Harry, 2002)

2. Marco Geológico Regional

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la zona nor-oriental de Venezuela, se extiende desde el Estado Guárico al oeste, pasando por los Estados Monagas Anzoátegui y Sucre, prolongándose hacia el este hasta Trinidad y Tobago.

Por su contenido de recursos de hidrocarburo es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, “en sentido este-oeste presenta una longitud de aproximadamente 800 Km., y un ancho promedio de unos 200 Km. en dirección norte-sur” (González, 1980). Está caracterizada topográficamente por extensas llanuras, las cuales abarcan alrededor de 165000 Km². y estratigráficamente contiene sedimentos de variadas edades geológicas, como: Paleozoicos, Cretáceos, Terciarios, Miocenos y Recientes.

Esta Cuenca está limitada geológicamente al sur por el curso del río Orinoco, al norte por la línea que demarca el pie de monte meridional de la Serranía del Interior, al este por la parte sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y Tobago, y al oeste por el levantamiento de El Baúl.

Dada las variadas características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas de la Cuenca Oriental de Venezuela, ha sido dividida en dos subcuencas: La de Guárico al oeste y la de Maturín al este (figura 2.2)

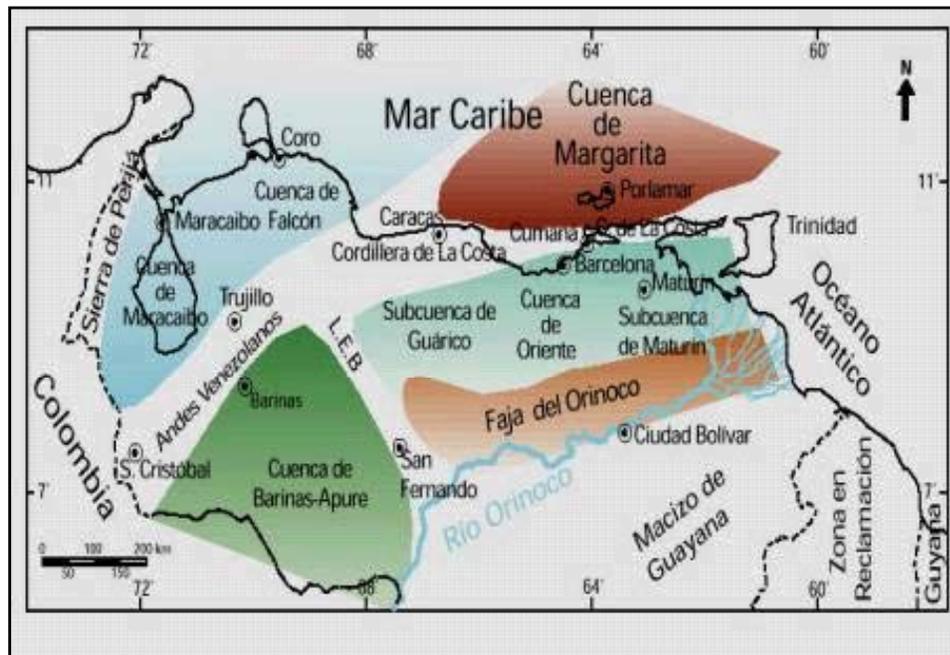


Figura 2.2: Extensión geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Tomado de Palacios William, 2001)

3. Geología estructural regional

Uno de los elementos estructurales, de carácter compresivo, producto del origen tectónico de la Cuenca Oriental de Venezuela, es el Corrimiento de Anaco, el cual se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui, presenta una longitud aproximada de unos 85 Km. y se extiende, desde el campo El Toco, en su parte más al sur, hasta el campo La Ceiba, en su parte más al norte (ver figura 2.3).

El Corrimiento de Anaco, se encuentra caracterizado por una serie de estructuras geológicas de tipo dómico, tiene un rumbo aproximado noreste-suroeste y presenta un buzamiento que va desde los 20° a los 45°.

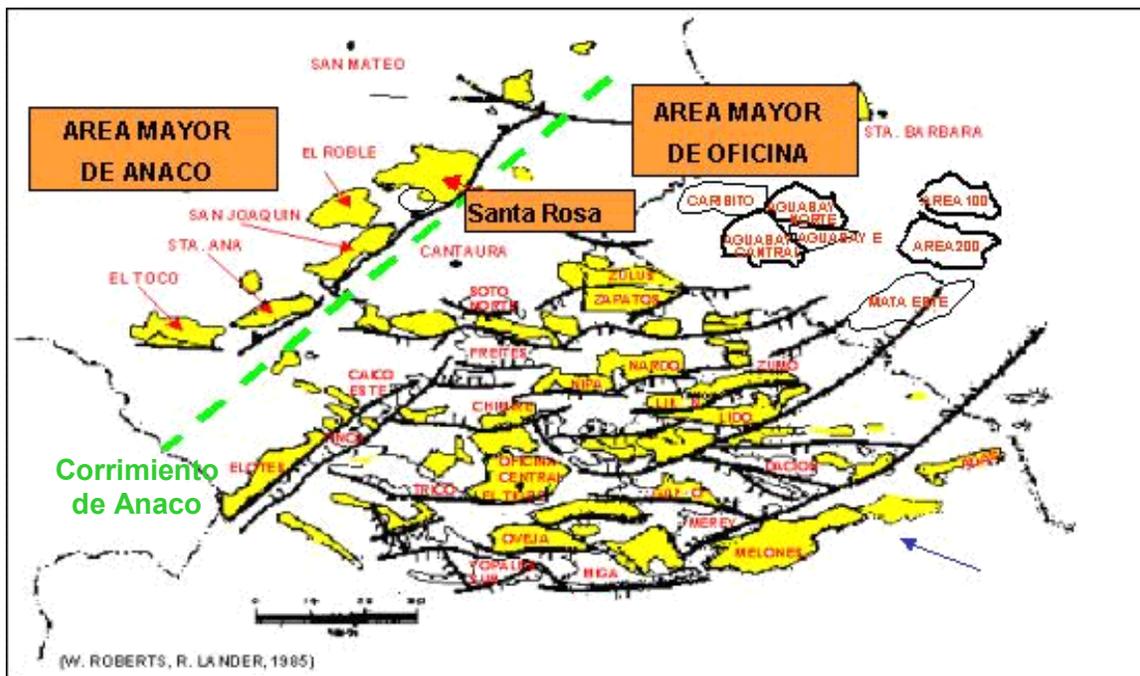


Figura 2.3: Rasgos estructurales y distribución de las acumulaciones de hidrocarburos en el Área Mayor de Anaco, destacando el Corrimiento de Anaco (Tomado de Palacios William, 2001)

4. Antecedentes históricos

El descubrimiento de los campos Santa Ana, San Joaquín y Santa Rosa fue en 1934, cuando un estudio de fotografías aéreas y el reconocimiento geológicos de superficie permitió delinear las estructuras dómicas correspondientes al área.

El primer pozo perforado entre los campos Santa Ana, San Joaquín y Santa Rosa fue el Santa Rosa 1 (RG-1), el cual alcanzó una profundidad de 7214 pies, fue completado por Mene Grande Oil Company el 14 de febrero de 1934 y se abandonó en mayo de 1936.

Durante 1934-1936 los geólogos de la Creole y Mene Grande desarrollaron un detallado trabajo de superficie sobre los domos de San Joaquín y realizaron un extensos programas sísmico, lo que permitió establecer un buen patrón estructural de la zona para 1937.

5. Geología estructural local

El campo San Joaquín está conformado por dos domos, en cuyas crestas aflora la Formación Oficina. El domo sur con rumbo N50°E y el norte con rumbo N60°E, igual al domo del campo Guarío. Los flancos del noroeste presentan buzamientos locales de 25° y los del sureste de 80° (figura 2.4).

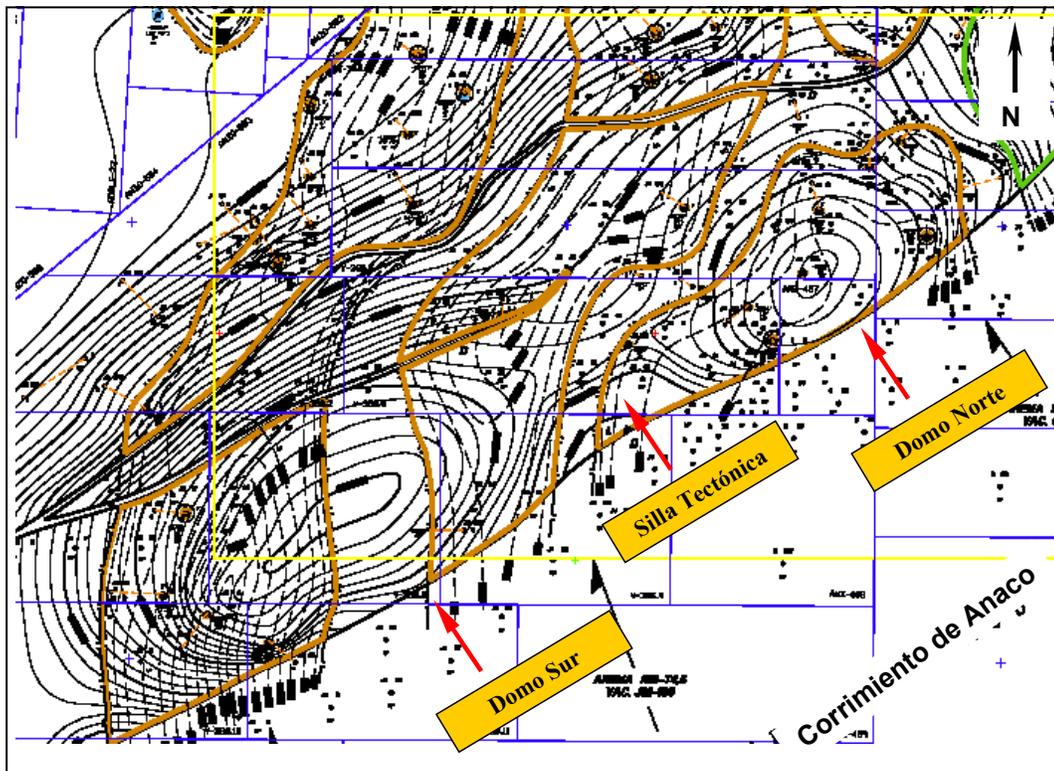


Figura 2.4: Mapa Estructural del campo San Joaquín.

Se han encontrado fallas normales con desplazamientos de 150 pies aproximadamente (pozo JM-24) y una profunda silla tectónica está presente entre los domos norte y sur del campo San Joaquín, las discrepancias en la acumulación y espesores de la zona productora indican que estos domos están definitivamente separados. Sin embargo, la silla tectónica entre el domo norte del campo San Joaquín y el domo de Guarío no es muy pronunciada, por lo que estos dos domos pueden tener yacimientos comunes.

6. Estratigrafía del campo San Joaquín

La secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del campo San Joaquín se muestra en la figura 2.5, allí se observa que los estratos más someros corresponden a los Miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador.

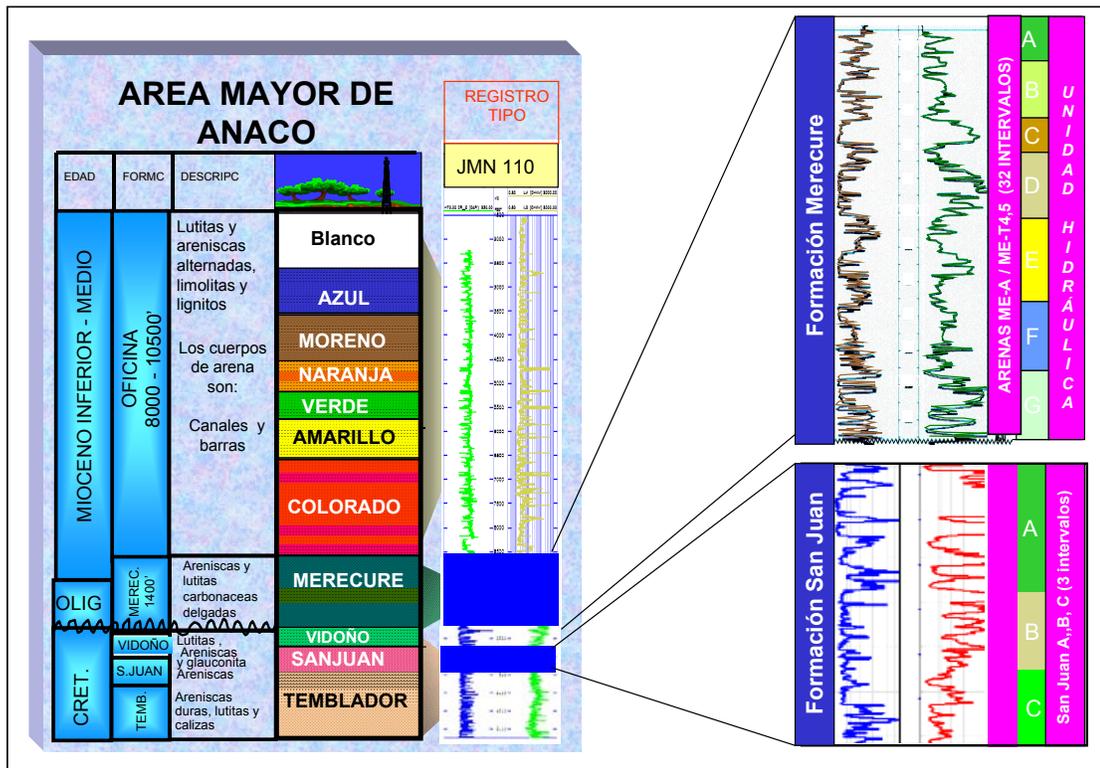


Figura 2.5: Columna estratigráfica y registro tipo del Área Mayor de Anaco (Modificado de Presentaciones de PDVSA)

La edad y características litológicas de cada una de estas formaciones se describen a continuación:

▪ **Formación Oficina:**

Edad: Mioceno Inferior a Mioceno medio.

Características: está constituida por los miembros siguientes:

✓ **Miembro Blanco y Azul:**

Estos miembros de la Formación Oficina se caracterizan en su totalidad por una secuencia de arcillas, gris claro a verdosa, en parte amarilla, pastosa, hidratable, amorfa, soluble y plástica, con pequeñas intercalaciones de carbón y arenisca cuarzo-cristalina de grano medio a grueso.

✓ **Miembro Moreno:**

En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro-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, está constituida por una lutitas gris verdoso oscuro-gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

✓ **Miembro Naranja:**

Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro-gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con lutitas gris oscuro - marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, microcarbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de limolita y areniscas cuarzo-cristalina, consolidadas, de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este Miembro los espesores de areniscas y limolita son mayores.

✓ **Miembro Verde:**

Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro-gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del Miembro, se reconoce lutitas

marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

✓ **Miembro Amarillo:**

Predominan las lutitas gris oscuro-gris medio, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante lutitas gris claro-marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.

✓ **Miembro Colorado:**

El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminares, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea. Las areniscas son blanquecinas, beige, cuarzo-cristalinas, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También muestra lentes de carbón negro, moderadamente duro.

▪ **Formación Merecure:**

Edad: Oligoceno - Mioceno Temprano.

Características: la Formación Merecure está representada por una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4,5. Subyace a la Formación Oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior.

Las secuencias de arenas ME-A a ME-M1 se caracteriza por presentar mayormente areniscas cuarzo-cristalinas, beige-marrón claro, de grano fino a

muy fino, subredondeada a subangular, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, cuarzo libre, y con algunas intercalaciones de lutitas.

La secuencia estratigráfica comprendida entre ME-M2 y ME-S5 está constituida mayormente por areniscas beige-gris claro, grano medio a fino, subangular a subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, microcarbonosa, cuarzo libre.

Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son gris oscuro-beige, grano fino a medio, subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, cuarzo libre y también carbón.

En la base de la Formación Merecure desde ME-T1 hasta ME-T4,T5, la sección se caracteriza por areniscas marrón claro-beige, grano fino a medio, subredondeado a redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón.

- **Formación Vidoño:**

Edad: Paleoceno.

Características: la formación está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita.

- **Formación San Juan:**

Edad: Cretácico Superior – Terciario Inferior.

Características: está constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silíceo.

El intervalo superior correspondiente a SJ-A está formado por areniscas cuarzo-cristalinas, beige - marrón oscuro, de grano fino a medio, mientras que

SJ-B presenta areniscas beige-gris oscuro-marrón oscuro, de grano fino a muy fino con intercalaciones de lutita.

Luego subyace SJ-C con el predominio de areniscas gris claro-gris verdoso-beige, de grano fino a medio, friable y buena porosidad visual.

▪ **Grupo Temblador:**

Edad: Cretácico Tardío.

Características: la secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B, TEMB-C, TEMB-D y TEMB-E de matriz arcillosa, con granos subredondeados a subangulares.

- ✓ TEMB-A: se caracteriza por el predominio de areniscas blanquecinas-gris claro, de grano medio a fino, friable, mala a regular porosidad visual, cemento silíceo, microcarbonosa, y cuarzo libre.
- ✓ TEMB-B: está conformado por areniscas de grano fino a medio, pobremente cementadas que se caracterizan en el tope por ser de color marrón oscuro-beige-gris oscuro, mientras que en la base son arenas cuarzo-cristalinas, beige, con abundante cuarzo libre.
- ✓ TEMB-C: está constituido por areniscas de grano fino a medio, en cuyo tope se caracterizan por ser cuarzo-cristalinas, beige, friable, y con abundante cuarzo libre, mientras que en la base son gris oscuro, con escasas intercalaciones de lutitas.
- ✓ TEMB-D: constituido por areniscas blanquecinas-beige, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, micropirítica, en parte galuconítica, con intercalación de lutitas.
- ✓ TEMB-E: areniscas gris oscuro, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, en parte consolidada, abrasiva, con inclusiones de glauconita e intercalaciones de lutitas.

7. Características de los yacimientos

Los campos San Joaquín, El Roble y Guarío existen un total de 662 yacimientos, cuyas características principales se resumen en la tabla 2.A.

Tabla 2.A: Datos generales de los yacimientos

Área de estudio (Km²)	450
Gravedad específica del gas	0,75
Gravedad API	34-60
Porosidad (%)	9-25
Permeabilidad (md)	10-200
Riqueza	1,6-2,6

Para diciembre de 1998, las reservas de gas y petróleo del campo San Joaquín se distribuyen como se muestra en la tabla 2.B.

Tabla 2.B: Distribución de reservas de gas del campo San Joaquín para diciembre de 1998.

GOES (MMMPCN)	8123
Gas recuperado (MMMPCN)	5794
Gp (MMMPCN)	1997
Gi (MMMPCN)	150
Gas remanente (MMMPCN)	3947

CAPÍTULO III

Marco Teórico

1. Metodología VCD

1.1. Definición

Literalmente, **VCD** significa: **V**isualización, **C**onceptualización y **D**efinición de proyectos. El término equivale al **FEL** (**F**ront **E**nd **L**oading), el cual es una metodología de trabajo donde se busca involucrar a todos los actores en cada una de las fases de un proyecto determinado antes de su ejecución, de forma que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere.

Este esquema de trabajo es utilizado por la organización de Ingeniería y Proyectos siendo el resultado de la adopción de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos realizados por intermedio de la **IPA** (**I**ndependent **P**roject **A**nalysis), institución que agrupa a 13 empresas petroleras líderes mundialmente, entre las que se encuentran: Exxon-Mobil, BP, Shell..., y donde se determinó la importancia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Desde enero del año 2000, la Organización de Perforación y Subsuelo ha estado implantando esta metodología con el propósito de mejorar la rentabilidad y éxito de sus proyectos de perforación. Sin embargo, debido a la complejidad de la misma, se requiere de un período de aprendizaje, el cual todavía está en progreso.

1.2. Esquema de funcionamiento del VCD

La parte superior de la figura 3.1 muestra las fases de un proyecto dado y en la parte media se definen, en forma general, los productos desarrollados en cada una de esas fases, junto con los niveles de costos obtenibles en cada momento. Adicionalmente se indican dos hitos importantes: la aprobación de los fondos para

acometer la ejecución del proyecto y la subsiguiente completación mecánica del mismo.

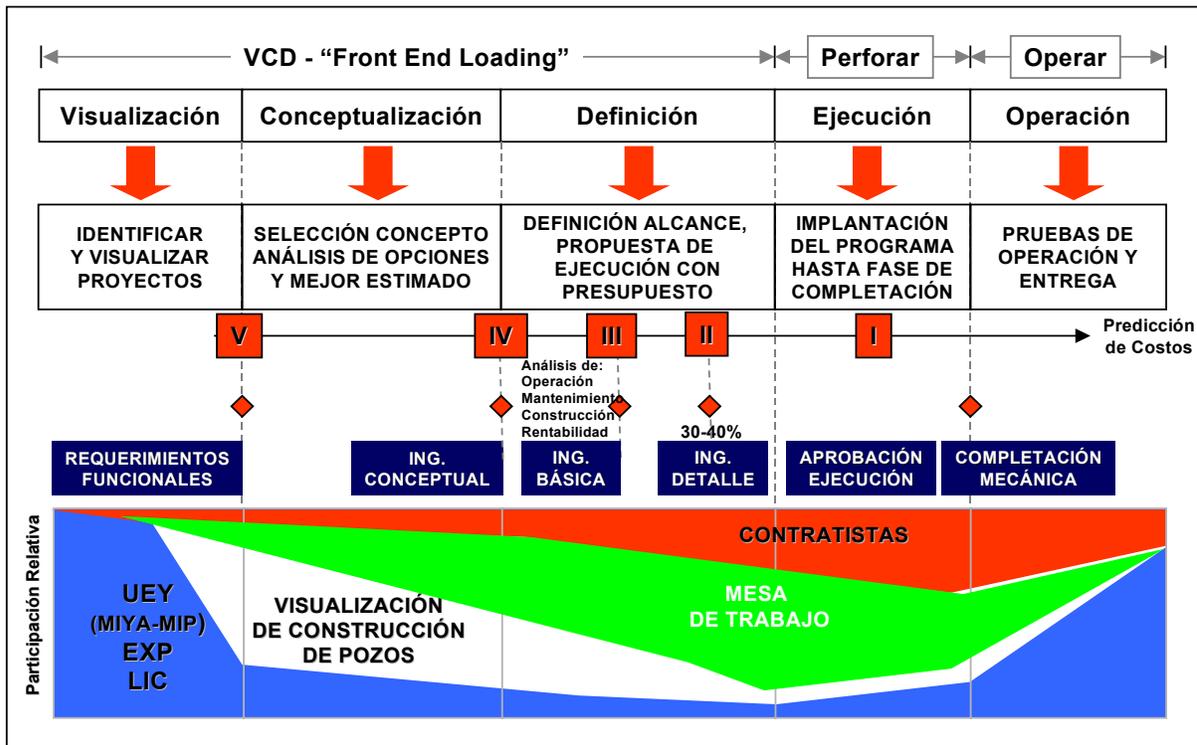


Figura 3.1: Esquema de funcionamiento del VCD (Tomado de presentaciones de PDVSA)

En la parte inferior de la misma figura, se indica la interrelación entre los diferentes individuos y/u organizaciones que intervienen en la planificación, ejecución y operación del proyecto. Estos representan diferentes funciones, sino que el éxito del proyecto dependerá de la interacción entre ellos y de la información que oportuna y mutuamente se suplan. Sin embargo, **la responsabilidad de dicho éxito recae sobre el líder del proyecto**, una vez que perforación establezca un acuerdo de servicio con la UEY.

En cada momento del proceso puede haber una persona u organización cuya participación es mayor que la de otros, convirtiéndolo en el ente coordinador del flujo de información requerido para completar la fase en particular, no obstante, el proceso continua siendo un esfuerzo de todos los participantes, los cuales trabajan desde el principio hasta el final juntos y están presentes a lo largo de todo el proceso.

De esta manera se observa que en las fases de visualización la Unidad de Explotación de Yacimientos es quien tiene mayor influencia sobre el proyecto, pues es ésta quien genera la idea. Su participación disminuye en la conceptualización y definición donde Perforación junto con sus mesas de trabajo se encargan de cumplir con las expectativas de la Unidad de Explotación.

En conclusión la filosofía del VCD es aquel en el que: “el esfuerzo requerido para ejecutar un proyecto es un trabajo de equipo, donde todos trabajamos juntos, cada quien aportando su pericia particular” (GGPIC: 1997: 13).

1.3. Objetivos del VCD

- Garantizar que la inversión de capital esté dirigida hacia las principales necesidades del negocio.
- Asignar roles y responsabilidades a los miembros del equipo de los proyectos.
- Mejorar la productividad del capital invertido en los proyectos, a través de la utilización de la mejor tecnología disponible.
- Minimizar los cambios durante la ejecución de los proyectos para reducir tiempo y costos, hacer más predecible los resultados que se esperan obtener del mismo y mejorar la calidad del producto final.
- Asegurar una definición detallada del alcance del mismo para satisfacer los objetivos del negocio en cuanto a la inversión de capital se refiere.

1.4. Modelo Organizacional del VCD

PDVSA como Corporación se encuentra conformada por Divisiones y Distritos, como se muestra en la figura 3.2. Basándose en ello, el VCD como organización de Perforación y Subsuelo, requiere la participación de las siguientes gerencias y líderes:

- Gerencia del Centro de Excelencia de Perforación
- Gerencia del VCD Corporativo
- Gerencia de Perforación de las Divisiones
- Gerencia VCD de las Divisiones

- Gerencia del Centro de Excelencia de cada Distrito
- Gerencia de Perforación de cada Distrito
- Líderes VCD de cada Distrito

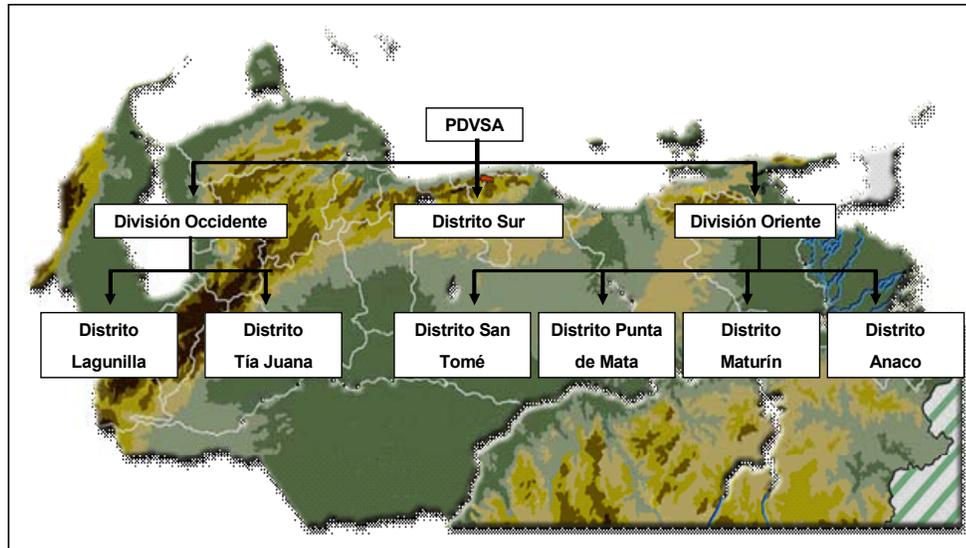


Figura 3.2: Divisiones y Distritos que conforman a PDVSA

Según lo indicado en el diagrama de flujo de la figura 3.3, el VCD Corporativo debe reportar directamente al Centro de Excelencia de Perforación. Sin embargo, a este Gerente Corporativo de VCD reportan funcionalmente los Gerentes de los VCD de las Divisiones, quienes a su vez reportan administrativa y operativamente a los Gerentes de Perforación de las Divisiones.

Los Líderes VCD de cada Distrito reportan al Gerente VCD de cada División y al Gerente del Centro de Excelencia del Distrito. Adicionalmente, los líderes VCD deben tener una relación muy estrecha con el Gerente de Perforación del Distrito, debido a que el personal de ingeniería que trabaja en el VCD es asignado por el Gerente de Perforación del Distrito, por tanto los productos generados son operacionalizados por dicho Gerente. Igualmente, este líder tiene una relación muy estrecha con los Gerentes de las Unidades de Explotación de Yacimientos y tiene una relación tecnológica y de mejores prácticas con las Gerencias de Especialidades Tecnológicas y Gerencias de Ingeniería de la organización de Perforación (Intevep).

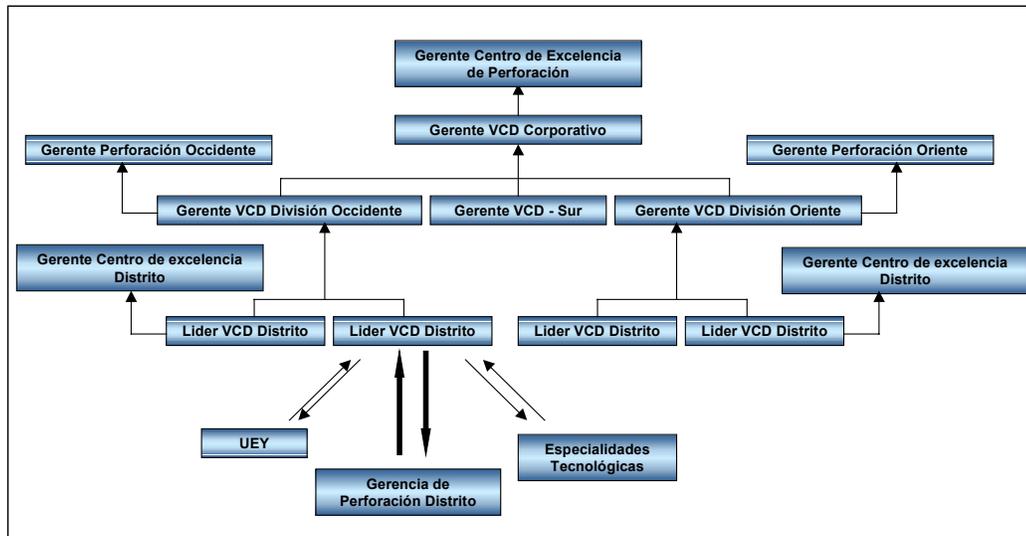


Figura 3.3: Modelo Organizacional del VCD (Modificado de Presentaciones de PDVSA)

Finalmente, **el Líder de VCD del Distrito se asegurará de la calidad de su producto apoyándose en las mejores prácticas** determinadas por los Líderes de VCD Perforación, VCD Rehabilitación y VCD Modelo de Subsuelo, quienes forman parte del equipo VCD de la División.

1.5. Interacción del VCD con MIYA (Modelaje Integral de Yacimientos) y MIP (Metodología Integral de Productividad)

El VCD está inmerso en los MIYA's y los MIP's como parte de un equipo multidisciplinario que define el portafolio de proyectos candidatos a ser jerarquizados por cada UEY. Al mismo tiempo se establece como puente de enlace con la organización ejecutora (Gerencia de Perforación del Distrito) y se hace corresponsable de todos y cada uno de los proyectos-candidatos que conforman el portafolio, los cuales a su vez deben ser aprobados por la Gerencia de UEY y le permitirá a la Gerencia de Perforación del Distrito establecer Acuerdos de Servicios con los gerentes de la UEY. El VCD es un coordinador, un formador de equipo, un enlazador de funciones.

1.6. División del VCD y tiempo estipulado para la realización del VCD

El Líder VCD de cada Distrito coordina el trabajo realizado por el ingeniero:

- El VCD-D: conformado por dos equipos de ingenieros de diseño asignados por la Gerencia de Perforación del Distrito. Se encarga de realizar la ingeniería básica y de detalle de los proyectos de perforación del año siguiente.
- El VCD-VC: conformado por dos equipos de ingenieros de planificación pertenecientes a la gerencia VCD de la División. Se encarga de participar en la definición del portafolio del plan de negocios y de crear nuevas ideas para el diseño de los pozos que se perforarán o rehabilitarán luego de haberse cumplido con los proyectos del grupo VCD-D.

Es importante destacar que los ingenieros de diseño y planificación de perforación deben interactuar con la sala MIYA de la UEY respectiva, mientras que los ingenieros de diseño y planificación de rehabilitación deberán estar inmersos en la sala MIP de la UEY correspondiente. **El producto generado por el VCD en el Centro de Excelencia del Distrito, es en definitiva responsabilidad de cada Líder de mesa ante la UEY.**

El VCD debe hacerse entre los meses de enero y julio para la generación del portafolio del año siguiente, lo cual implica que todos los pozos de este portafolio deberán tener Ingeniería Básica completa. Para ello se tendría que haber culminado para cada pozo el análisis de las métricas de yacimiento y no se deberá realizar ningún tipo de ingeniería si antes no se ha alcanzado el nivel de definición mínima.

Durante los seis meses siguientes, **los equipos de trabajo apoyan a los líderes** en las siguientes tareas: jerarquización, optimización, ingeniería de detalle, sinergia con los equipos de trabajo en los diferentes niveles del proyecto. En diciembre estos equipos de trabajo retornan a la Gerencia de Perforación de cada Distrito para ejecutar lo planificado y diseñado. En ese momento son relevados por otro equipo de trabajo que de inmediato empieza a trabajar en el portafolio del año siguiente.

En cuanto a los equipos VCD-VC estos son de carácter permanente. No obstante es conveniente resaltar que el primer año del plan es a su vez el año presupuesto, por lo que debe haber una excelente sinergia y sincronización con el equipo VCD-D. El VCD-VC es quien genera el plan tecnológico enmarcado dentro del portafolio de oportunidades y plan de negocios.

1.7. Programa de Perforación según la metodología VCD

Para la realización del programa de perforación de un pozo según la metodología propuesta, deben seguirse los pasos mostrados en la figura 3.4, los cuales se describen a continuación:

1.7.1. Requerimientos funcionales

Los requerimientos funcionales constituyen la primera fase a realizar según se especifica en la metodología VCD, con el objeto de establecer una visualización general del proyecto. Incluye:

- La definición del tipo y uso del pozo que se desea planificar. Ejemplo: exploratorio, delineador (para capturar información de un campo), de desarrollo (productor o inyector), tecnológico (para la evaluación de alguna tecnología nueva).

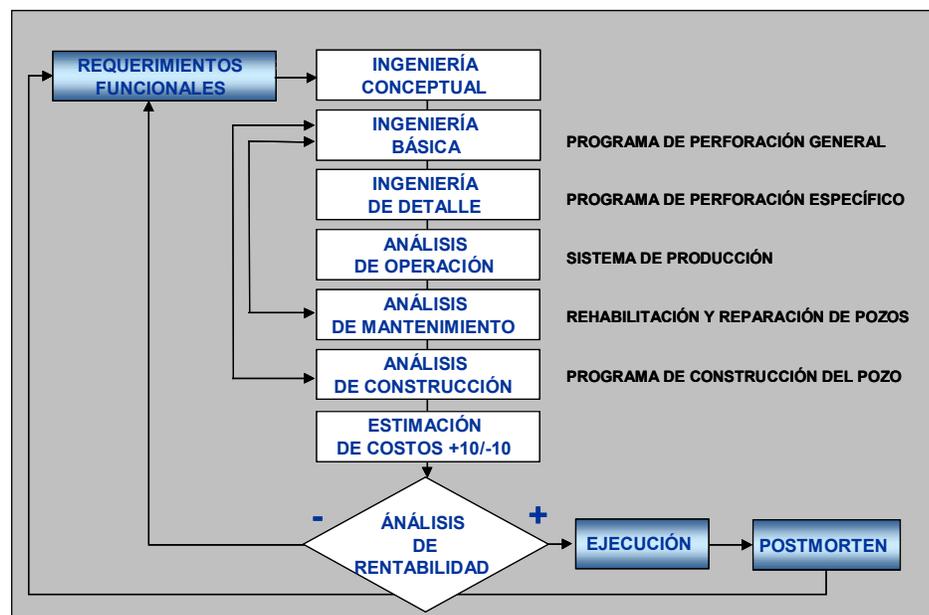


Figura 3.4: Programa de perforación según la metodología VCD (Modificado de Presentaciones de PDVSA)

- Los objetivos de la Corporación, tales como: mínimo costo y rentable, cumplimiento de los requisitos de calidad cero defecto, seguridad y mínimo riesgo ambiental.
- Los objetivos de la Unidad de Explotación, como: manejar un volumen específico de fluidos (potencial de gas, petróleo y agua), drenar secciones de yacimiento específicas (coordenadas de subsuelo del pozo), aislar zonas productoras con distintas presiones y fluidos, evitar daño a la formación, especificar si se trata de un área crítica o estratégica y establecer el valor económico del proyecto.
- Los objetivos de Perforación, generalmente comprenden mejorar los tiempos de perforación, identificar las mejores prácticas para futuros trabajos, crear un activo que sea sostenible en el tiempo y perforar un pozo a partir de la mejor opción de diseño planificada acorde con los recursos asignados.

Generalmente, los objetivos de la Corporación y de Perforación respecto al proyecto, permanecen prácticamente fijos, independientemente del proyecto de perforación que se estudie, debido a que en la mayoría de los casos están orientados a cumplir con la Misión y Visión de la Compañía, mientras que los objetivos de la Unidad de Explotación, están basados en las características propias que él como dueño del activo ha establecido para la planificación de la perforación del yacimiento objetivo.

Basado en las exigencias de la Unidad de Explotación, el personal de Perforación estudia el proyecto y establece su factibilidad técnica-económica, con el propósito de recomendar los cambios necesarios para la mejora del diseño y planificación del pozo.

La importancia de establecer los requerimientos funcionales es que dan a conocer las expectativas que el cliente tiene acerca del proyecto y de las necesidades que perforación debe solventar, cumpliendo siempre con las especificaciones de tiempo, costo, calidad y seguridad.

Una vez recopiladas y visualizadas las exigencias de la Unidad de Explotación, puede entonces iniciarse con la ingeniería conceptual del proyecto. Previo a esto, deberá realizarse una métrica de yacimiento para anticipar cuan exitosa puede ser la perforación de un pozo en función de la complejidad y definición de la zona.

1.7.2. Métrica de yacimiento

La métrica de yacimiento fue originalmente creada por la IPA y constituyen una herramienta de medida dentro del VCD, ya que por medio de ella es posible establecer el grado de definición y complejidad de un yacimiento, lo que ayuda a determinar la factibilidad de realización de un proyecto de perforación o establecer, cualitativamente, cuan riesgosa puede ser la inversión en función de la información disponible de un área y de la complejidad operacional de la misma.

La importancia futura del llenado de la métrica es que a medida que se planifiquen nuevos pozos en un campo, se va creando un registro en el que se podrán delimitar las zonas de mayor o menor complejidad y las de mayor o menor definición dentro de un mismo campo.

La elaboración de la métrica de yacimiento debe estar a cargo de un equipo multidisciplinario en el que intervienen: Estudios Integrados de Yacimientos, Perforación (con los ingenieros VCD), geólogos, geofísicos..., quienes en conjunto establecen el grado de definición, la complejidad estática y dinámica del yacimiento que se requiera estudiar. Cada uno de estos niveles se explica a continuación y pueden visualizarse en el Apéndice A, donde se muestra la métrica de yacimiento elaborada para la localización EI-JX:

- **Índice de Calidad de Definición del Yacimiento (ICADY):** permite establecer cuan estudiado o cuanto se conoce de un campo, a través del llenado de las tres matrices siguientes:
 - ✓ **Matriz de “Inputs”:** establece el tipo de dato del que se dispone al inicio del proyecto, debido a que han sido capturados con la perforación de los pozos preexistentes. Entre ellos se incluye: sísmica 2D/3D, registros, núcleos,

propiedades de los fluidos, pruebas de pozo, pruebas de presión, historias de producción...

- ✓ **Matriz para la definición de las tareas:** conocidos los datos de los que se dispone, pueden entonces identificarse las actividades que deberían realizarse al inicio del proyecto, para completar la definición del campo. Algunas de estas tareas son: calidad de la interpretación sísmica, disponibilidad de mapas estructurales y de un modelo geológico, caracterización y análisis de fluidos, análisis de riesgos e incertidumbre...

- ✓ **Matriz para las restricciones del yacimiento:** en ella se determina el grado de definición de los factores limitantes en la perforación de un yacimiento dado, tales como: regulaciones ambientales, términos de licencias, presupuestos, estrategias de evaluación, restricciones de operación, tecnologías...

El grado de definición de un yacimiento se mide entre uno y cuatro, tal como se señala en la figura 3.5, donde uno (definitiva) implica que los datos, las tareas o las restricciones al inicio del proyecto se encuentran definidas, mientras que cuatro (selección) implica que cualquiera de ellas presentan debilidades que deben solventarse.

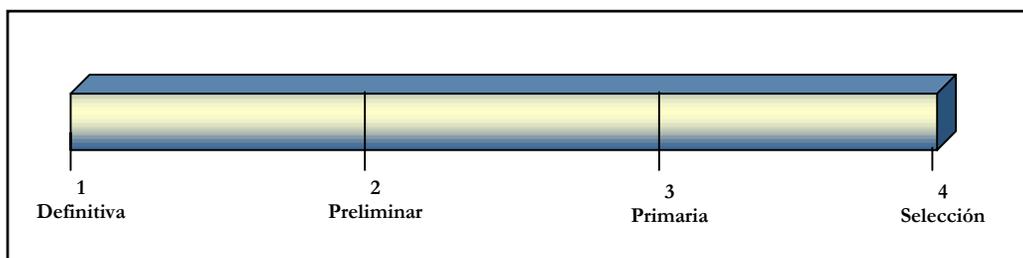


Figura 3.5: Escala de medida utilizada para describir el grado de definición de los datos, las tareas y las restricciones al inicio del proyecto

- **Índice de complejidad del yacimiento:** está conformado por la suma del Índice de Complejidad Estática del Yacimiento (ICEY) y el Índice de Complejidad Dinámica del mismo (ICODY).

El ICEY se establece al llenar las siguientes cinco matrices:

- ✓ **Matriz de complejidad estructural:** se refiere a los plegamientos o buzamientos de la estructura regional, así como a los fallamientos que determinan la geometría externa de las trampas de hidrocarburos y sus compartimientos internos.
- ✓ **Matriz de complejidad estratigráfica:** mide la complejidad del yacimiento que surge de la compartimentalización inducida por la estratificación y/o la deposición de los sedimentos.
- ✓ **Matriz de complejidad de calidad de la roca:** permite establecer la magnitud y variación espacial de los parámetros que califican la calidad del yacimiento (permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, presiones capilares, etc.).
- ✓ **Matriz de complejidad de los fluidos:** mide las propiedades de todos los fluidos contenidos en el yacimiento, relacionadas con la complejidad del comportamiento de las fases, propensión a la formación de precipitados y declinación durante la etapa de producción.
- ✓ **Matriz de energía del yacimiento:** define la diversidad de las fuentes de energía que determinan el mecanismo de empuje del yacimiento (acuífero activo, capa de gas, compactación de la roca...).

Cada uno de los factores que componen las diferentes matrices de complejidad estática se clasifica en un rango del uno al cuatro, en la que uno indica baja complejidad y cinco alta complejidad, la figura 3.6 ilustra esto.

El ICODY depende de la complejidad estática del yacimiento y queda definido cuando se establece el efecto que tienen, sobre cada uno de los factores anteriores, los diferentes mecanismos de recuperación (inyección de agua, inyección de gas o agotamiento natural) y los componentes del esquema de desarrollo del yacimiento (tipo de pozo, completación del pozo, restricciones de las facilidades). Se mide en una escala comprendida entre ocho y cuarenta, donde ocho implica la más baja complejidad y cuarenta la más elevada, tal como lo muestra la figura 3.7.

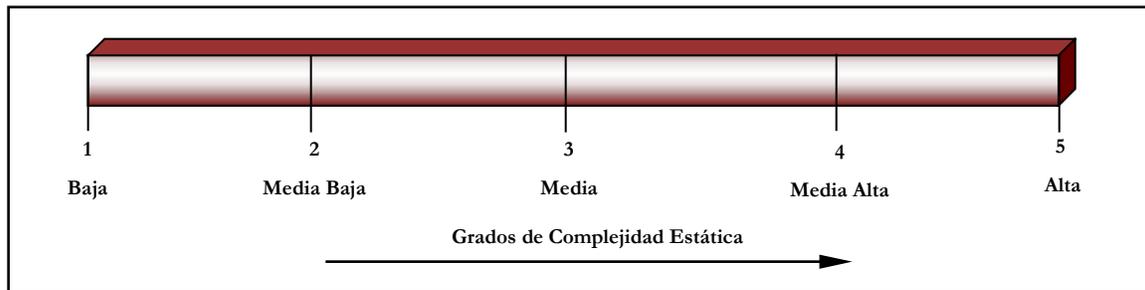


Figura 3.6: Escala de medida utilizada para describir el grado de complejidad estática del yacimiento

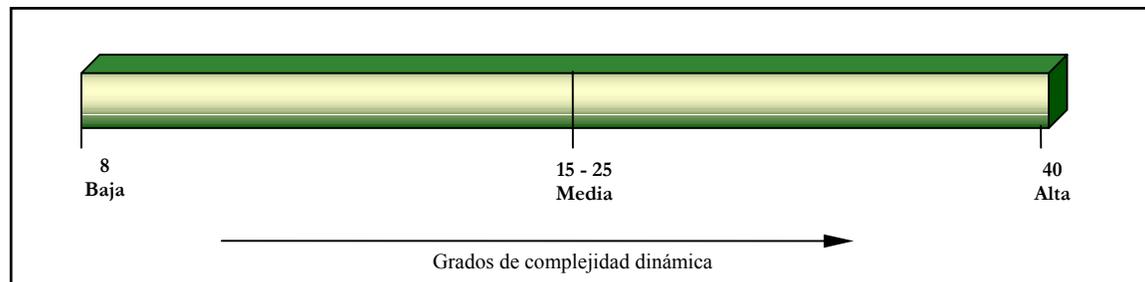


Figura 3.7: Escala de medida utilizada para describir el grado de complejidad dinámica del yacimiento

Con los resultados de la métrica, se construye entonces una gráfica del índice de calidad de definición de yacimiento (ICADY) vs. el índice de complejidad del yacimiento (ICEY + ICODY), en la que se ubica el yacimiento en estudio de acuerdo a su definición y complejidad (figura 3.8).

A medida que se realicen nuevas métricas a pozos pertenecientes al mismo campo y que alcancen el mismo yacimiento, se podrán establecer las zonas, menos complejas y más definidas del campo, de manera que se facilite la toma de

decisiones en cuanto a la selección de las zonas y yacimientos que pueden ser perforados y completados en los años siguientes, de acuerdo a los recursos y al tamaño de la cartera de pozos de un año determinado.

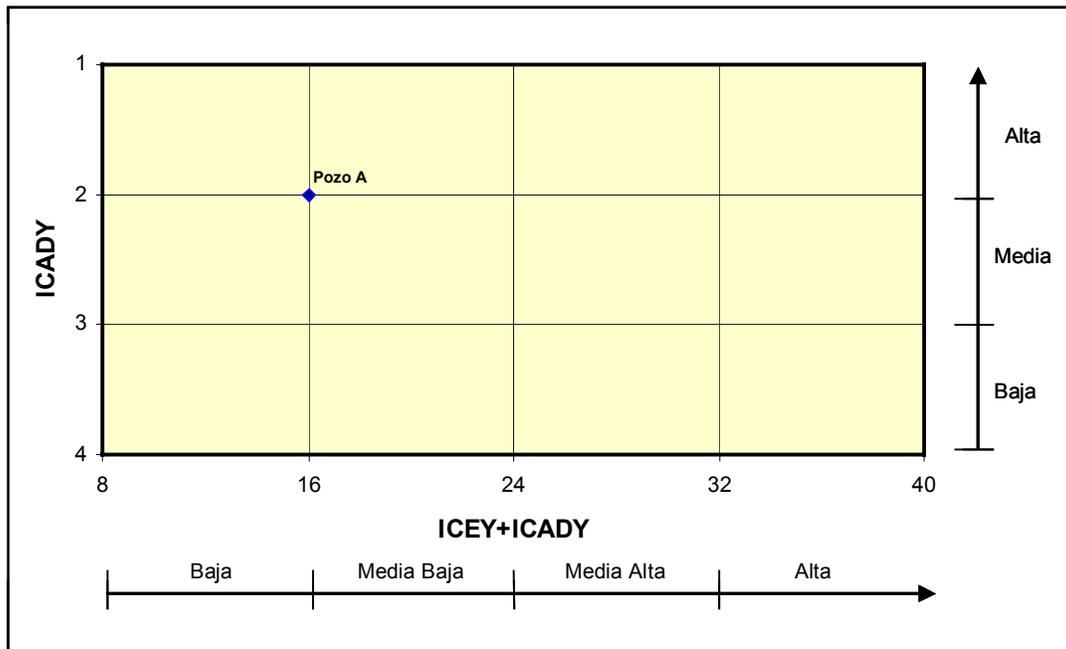


Figura 3.8: Gráfico del índice de calidad de definición del yacimiento (ICADY) contra el de complejidad del yacimiento (ICEY+ICADY) para un pozo en particular

En la figura 3.9 se muestra un universo de pozos que pertenecen al mismo campo y yacimiento. Los pozos A, B, C, D y E son los que presentan la más alta definición y baja complejidad respecto al resto, por lo que se pudiera inferir que los nuevos pozos a perforar deberán estar cercanos a estos para producir de los objetivos alcanzados por los mismos.

Este tipo de decisión debe estar sustentada con las reservas remanentes de los yacimientos en cuestión, los recursos que quieran invertirse en el área, el volumen de petróleo o gas que deba producirse para cumplir con los requerimientos del cliente en una campaña determinada, entre otros.

Es importante destacar que deben llenarse tantas métricas como yacimientos objetivo tenga un pozo, es decir, en el caso que desee producirse dos arenas pertenecientes a yacimientos diferentes desde un mismo pozo, tendrá que realizarse una métrica de yacimiento para cada uno.

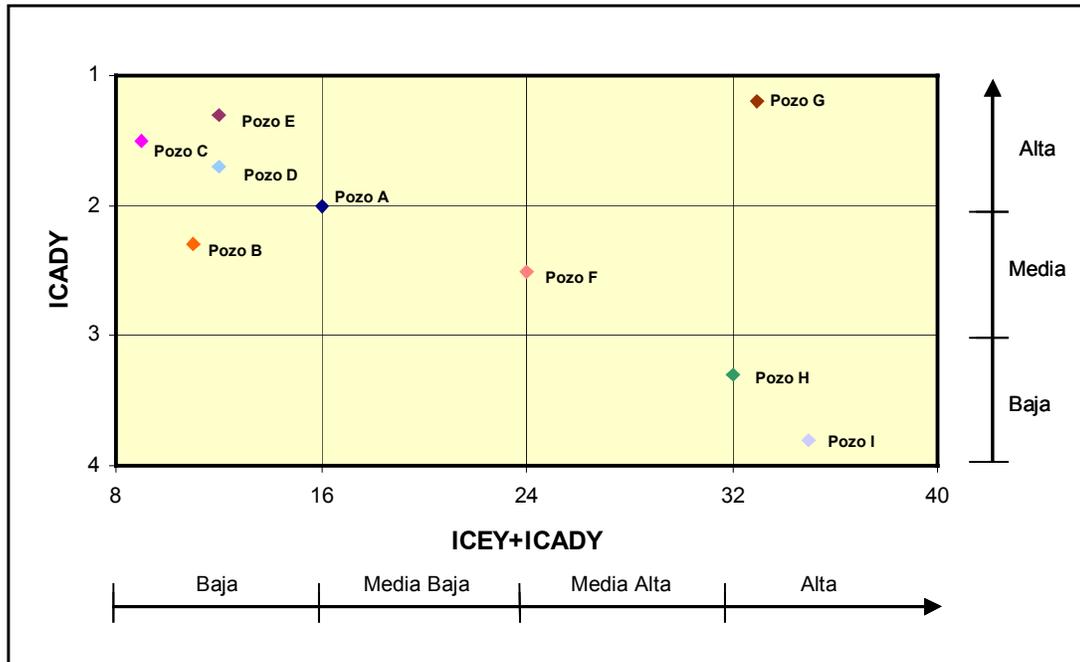


Figura 3.9: Gráfico del índice de calidad de definición del yacimiento (ICADY) contra el índice de complejidad del yacimiento (ICEY+ICADY) para un universo de pozos pertenecientes a un mismo campo

Con los resultados de la métrica de yacimiento, se pueden entonces sugerir modificaciones y cambios en los requerimientos funcionales o continuar con la realización de la ingeniería conceptual del proyecto.

1.7.3. Ingeniería conceptual

Es la etapa del VCD que permite al equipo de Perforación desarrollar una idea de las características del nuevo activo y reunir toda la información necesaria para continuar con las fases siguientes de la metodología. Incluye:

- La recopilación de los requerimientos e información disponible del proyecto, tales como:
 - ✓ Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura de la formación

- ✓ Análisis nodal
 - ✓ Características de los fluidos y de la roca
 - ✓ Planes para trabajos de estimulación, inyección, levantamiento artificial...
 - ✓ Intervalos productores y radios de drenaje
 - ✓ Requerimientos de equipos de fondo y de superficie para el seguimiento a las condiciones del pozo
 - ✓ Análisis comparativo de la información de pozos vecinos
 - ✓ Cálculo de éxito volumétrico y mecánico
 - ✓ Aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas
-
- Verificar el cumplimiento de los requerimientos funcionales, mediante el establecimiento de:
 - ✓ La visión y definición de la completación mecánica preliminar
 - ✓ La visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional
 - ✓ La visión y definición del dimensionamiento de revestidores
 - ✓ Visión y definición de la geometría de los hoyos
 - ✓ Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo
 - ✓ Visión y definición de las estrategias de negocio
 - ✓ Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación
 - ✓ Estimación de costos a nivel conceptual (clase IV)

1.7.4. Ingeniería básica

Con el cumplimiento de esta etapa del VCD, se define el programa de perforación general del pozo, reduciendo la incertidumbre del proyecto. Incluye:

- La revisión de los requerimientos funcionales, con el objeto de identificar posibles modificaciones.
- El diseño básico de la arquitectura del pozo:
 - ✓ Diseño de la completación (tipo, dimensiones, funcionalidad, fluido de completación)
 - ✓ Diseño de trayectoria (geomecánica del área, direccionalidad)
 - ✓ Diseño de revestidores (tipos, puntos de asentamiento, dimensiones)

- ✓ Definición general de requerimientos de equipos, mechas...
- ✓ Diseño general de fluidos, cementación, mechas, sartas, cañoneo...
- Estimación de base de conocimiento (competencias requeridas)
- Estimación de productividad
- Estimación de tiempo y costo (clase III)
- Definición de las estrategia de contratación y pre-selección de empresas
- Análisis general de operación, mantenimiento y construcción del pozo
- Tramitación de permisologías y aprobaciones
- Revisión y diseño de localización
- Procura de materiales de largo tiempo de entrega

1.7.5. Métrica de pozo

La métrica de pozo, al igual que la métrica de yacimiento, es una herramienta de medida dentro del VCD, que permite establecer el grado de definición y complejidad relacionado con la perforación de un pozo.

Se realiza, al final de la ingeniería conceptual/ básica del proyecto y al final de la ingeniería de detalle del mismo (Figura 3.10). De forma que una vez que se cumple una etapa del VCD se evalúe la factibilidad de realización del pozo o se planteen nuevas soluciones de diseño de menor complejidad y costo.

La elaboración de la métrica de pozo se encuentra a cargo de un equipo multidisciplinario en el que intervienen: Estudios Integrados de Yacimientos, Perforación (con los ingenieros VCD), geólogos, geofísicos..., quienes en conjunto establecen el grado de definición y la complejidad de la perforación de un pozo bajo los requerimientos solicitados a la Gerencia de Perforación.

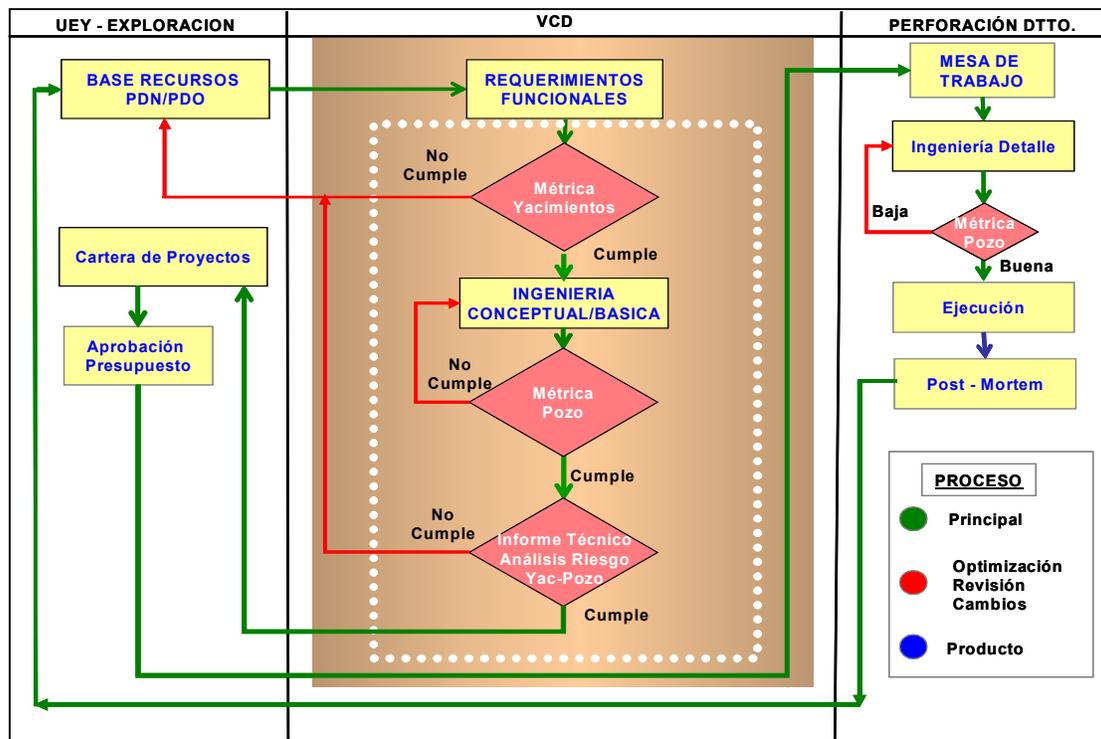


Figura 3.10: Diagrama de flujo que describe la secuencia que debe cumplirse durante la planificación de un pozo (Tomado de Presentaciones de PDVSA)

En el apéndice B se muestra la métrica de pozo preliminar de la localización EI-JX y en la que se distinguen la evaluación de los siguientes índices:

- **Índice de Calidad de Definición de Pozo (ICADP):** permite establecer la cantidad y calidad de la información con la se cuenta para realizar la ingeniería de detalle o iniciar la ejecución del proyecto a través del llenado una matriz de definición de tarea, la cual comprende los siguientes aspectos:
 - ✓ **Definición del pozo:** establece si para el momento de realización de la métrica se tiene la prognosis geológica, el gradiente de presión de poro y fractura de la formación, las características litológicas del área, el, buzamiento y dirección de los estratos...
 - ✓ **Conformación de grupos de trabajo:** comprende la identificación de los grupos de trabajo, ingenieros y especialistas que trabajarán en el proyecto.

- ✓ **Identificación y evaluación de nuevas tecnologías:** evalúa la posibilidad de aplicar tecnologías distintas a las que convencionalmente se aplican en un campo para la perforación de un pozo, dependiendo de los recursos asignados para ejecución del mismo y el horizonte económico establecido al proyecto.
- ✓ **Análisis de concepto taladro:** se refiere a las características de la localización, si será como convencionalmente se construyen en el área, si requiere de algún rediseño, si existe facilidad para la mudanza y acceso a la localización.
- ✓ **Diseño del taladro:** incluye la definición de los equipos, herramientas y capacidad del taladro de perforación del pozo.
- ✓ **Certificación de taladros y equipos:** establece si para el momento de realización de la métrica se tiene o no la certificación correspondiente a el taladro y los equipos requeridos.
- ✓ **Datos de pozos vecinos:** evalúa el tipo de información que puede extraerse de los pozos vecinos (peso de los lodos, puntos de asentamiento de los revestidores, problemas operacionales del área, análisis de núcleos, etc.
- ✓ **Diseño y construcción del pozo:** mide el grado de definición presentado por aspectos como: el programa de fluido, el programa de cementación, las mechas de perforación, el ensamblajes de fondo, el diseño de revestidores...
- ✓ **Diseño de la completación del pozo:** establece si el diseño de la completación se ha realizado por analogía con otros pozos del campo o se encuentra ajustado a los resultados de muestra de fluidos, gravedad API, contaminantes, presiones, etc., de forma que se halla realizado una selección

de las camisas, empaaduras y cualquier otro accesorio necesario para la completación del pozo.

- ✓ **Interfases de las operaciones:** se refiere al grado de comunicación y asignación de responsabilidades entre los grupos de Yacimientos, de Perforación, contratistas...
- ✓ **Cronograma de perforación y rehabilitación:** establece si el proyecto se encuentra incluido o no dentro de la secuencia de taladro del área operacional.
- ✓ **Acuerdos comerciales:** evalúa la definición de los acuerdos comerciales para establecer así los objetivos y estrategias del negocio.

Cada uno de los aspectos descritos anteriormente se miden en una escala comprendida entre uno y cuatro, tal como se señala en la Figura 3.11, donde uno (definitiva) implica que las tareas en el momento de realizarse la métrica de pozo se encuentran definidas, mientras que cuatro (selección) implica que cualquiera de ellas presentan debilidades que deben solventarse a medida que se avance en el proyecto.

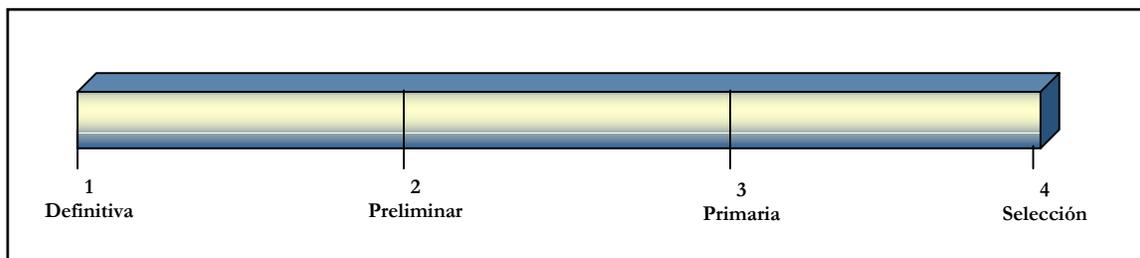


Figura 3.11: Escala de medida utilizada para describir el grado de definición de las tareas en la métrica de pozo.

- **Índice de Complejidad de Pozo (ICODP):** está conformado por la evaluación de treinta factores de complejidad, medidos en una escala comprendida entre cero y

cuatrocientos o su equivalente entre cero a seis (Figura 3.12), los cuales fueron agrupados en cinco matrices principales:

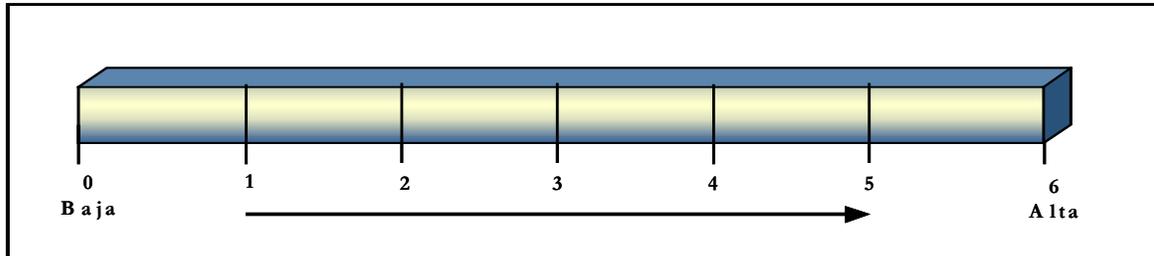


Figura 3.12: Escala de medida asignada a cada uno de los factores de complejidad medidos en una métrica de pozo.

- ✓ **Riesgos de la perforación-condiciones del subsuelo:** evalúa la posibilidad de que ocurran influjos de fluidos de la formación, el tipo de roca a perforar, existencia de fracturas naturales y zonas de baja presión, ventana operacional de los lodos de perforación contra el gradiente de fractura de la formación...
- ✓ **Interfase del yacimiento:** mide la complejidad del número de elementos de la completación, necesidad de utilizar una completación inteligente, equipos de control de arena...
- ✓ **Geometría del hoyo:** comprende la evaluación del tamaño, longitud e inclinación de los diferentes hoyos de un pozo, entre otros.
- ✓ **Equipo y tecnología:** asigna valores a el grado de adecuación del taladro a las condiciones de trabajo, al tipo de cabezal y al tipo de tecnología a utilizar.
- ✓ **Localización, ambiente, consecuencias meteorológicas:** mide las características o condiciones ambientales predominantes en la localización (marullas, nivel del agua...).

1.7.6. Ingeniería de detalle

Basándose en los resultados de la ingeniería básica del proyecto y una vez aprobada la métrica de pozo, es posible realizar el programa de perforación específico del pozo, en el que debe cumplirse con:

- Una revisión de los requerimientos funcionales, por posibles modificaciones
- El diseño detallado de la arquitectura del pozo en cuanto a:
 - ✓ La completación del pozo
 - ✓ Trayectoria
 - ✓ Revestidores
 - ✓ Geometría de hoyos
 - ✓ Fluidos de perforación
 - ✓ Cementación
 - ✓ Mechas
 - ✓ Sarta de perforación
 - ✓ Cañoneo
- Programa de registros y núcleos
- Estructura de conocimiento (competencias requeridas)
- Equipo de trabajo y sus roles
- Estimación de tiempo y costo (Clase II)
- Estrategia de contratación y selección de empresas
- Integración del programa de perforación (ejecución)
- Controles de ejecución del proyecto

1.7.7. Análisis de operación

Consiste en describir y anticipar la forma óptima en que el pozo cumplirá la función para la cual fue perforado, comprende:

- Predicción de los sistemas de operación del pozo (intervenciones para cambios de completación, requerimientos de sensores de fondo y superficie, uso de completaciones inteligentes, etc.).

- Predicción de las acciones a tomar para prevenir efectos no deseados por los esfuerzos geomecánicos e hidráulicos a que se someterá el pozo (arenamiento, precipitación de asfaltenos, precipitación de parafinas, irrupción prematura de agua y/o gas, etc.).
- Predicción de los potenciales cambios de requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo (re-entradas, levantamiento artificial, estimulación, etc.).
- Predicción de la rutina de mantenimiento preventivo (número de intervenciones en el ciclo de vida del pozo).

1.7.8. Análisis de mantenimiento

Consiste en predecir, en lo posible, las operaciones o actividades que en el futuro deberán hacerse al pozo con el propósito de realizar el mantenimiento mecánico respectivo. Este tipo de análisis se obtiene a partir de estadísticas del campo y del comportamiento de los pozos perforados en éste. Comprende la estimación de la frecuencia con que se realizará dicho mantenimiento y su correspondiente estimado de costos.

1.7.9. Análisis de construcción

Describe el plan de ejecución del proyecto de perforación y comprende una revisión detallada de los requerimientos funcionales, el flujograma por actividad de las operaciones, la programación detallada por actividad (mudanza, perforación de la sección superficial, sección intermedia, sección de producción, completación y entrega del nuevo activo), requerimientos de equipos y materiales, plan logístico, competencias requeridas y sus roles, estrategia de contratación y selección de empresas, plan de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA)...

1.7.10. Estimación de costos

Debido a que esta fase del VCD se encuentra cercana a la ejecución del proyecto, las cifras aquí especificadas deben ser lo más precisas posibles, debido a que

previamente ya se han realizado algunos estimados de costos y ya se ha establecido la estrategia de contratación con las empresas de servicio participarán en el proyecto. En este estimado de costo debe especificarse la inversión a realizar por concepto de:

- Labor (propia, contratada, asesoría...)
- Revestidores y accesorios
- Cabezal del pozo
- Equipos de completación
- Tubería de producción
- Combustibles y lubricantes
- Transporte (propio, alquilado...)
- Localización, vía de acceso
- Fluidos de perforación
- Cementación
- Mechas de Perforación
- Equipos de control direccional
- Registros eléctricos
- Alquiler equipos perforación / completación / RARC
- Tratamiento de efluentes (líquidos y sólidos)
- Alquiler de equipos de control de sólidos, equipos de pesca...
- Contrato de taladro o cabria
- Cañoneo
- Empaque con grava
- Otros servicios contratados

1.7.11. Análisis de rentabilidad

- Establecer estructura de costos del proyecto
- Plan de desembolsos
- Análisis de riesgo y árboles de decisión
- Diagramas de Araña y Tornado

1.7.12. Ejecución

Puesta en marcha de la perforación del pozo en base a la planificación elaborada, cumpliendo con los objetivos de calidad, costo y tiempo establecidos al inicio del proyecto y a lo largo de la definición del mismo.

1.7.13. Análisis postmortem

Finalizada la ejecución del proyecto, debe realizarse el análisis postmortem del pozo, en el que se documenta:

- Información inherente a la perforación del pozo (tasas de penetración, tiempos de viaje, cementación...)
- Las mejores prácticas
- Las lecciones aprendidas
- Distribución de tiempos productivos e improductivos

1.8. Responsabilidades de las mesas de construcción de pozos

El cumplimiento de la metodología VCD, requiere de la interacción y trabajo de un equipo multidisciplinario que se comprometa a trabajar en una mesa de trabajo con el propósito de aportar ideas, que aseguren el éxito de un determinado proyecto de perforación y/o rehabilitación de pozos.

Cada una de estas mesas de trabajo deben estar conformadas por: el líder del proyecto, geólogos e ingenieros de: planificación, diseño, fluidos de perforación, cementación, trayectoria, completación, operaciones, yacimientos y producción, los cuales deben cumplir con las siguientes responsabilidades o tareas:

- Líder del proyecto:
 - ✓ Integrar el equipo de trabajo
 - ✓ Obtener y comunicar el orden cronológico de los pozos
 - ✓ Coordinar la elaboración de los estimados de tiempo y costo
 - ✓ Coordinar el plan, diseño y construcción de los pozos
 - ✓ Realizar control y seguimiento diario a las operaciones de construcción del pozo

- ✓ Hacer los ajustes requeridos en el tiempo, costo y planificación de los pozos
- ✓ Hacer cumplir las normas y procedimientos relacionados con seguridad y ambiente asociados a los pozos
- ✓ Coordinar la elaboración de informes de progreso e informe final de los pozos

- Ingeniero de planificación:
 - ✓ Hacer seguimiento a la programación de construcción de pozos y realizar ajustes al cronograma semanal de taladro
 - ✓ Verificar la disponibilidad de infraestructura y vías de acceso de la localización, así como la permisología para realizar la mudanza
 - ✓ Asegurar la calidad de la información cargada al sistema DFW
 - ✓ Consolidar el programa de desarrollo profesional, cursos, talleres y eventos

- Ingeniero de diseño:
 - ✓ Asegurar la calidad del diseño del programa de construcción de los pozos
 - ✓ Definir los procesos para obtener la información utilizada en la elaboración del plan conceptual y el programa de construcción de los pozos
 - ✓ Establecer los procesos para la estimación de tiempos y costos del pozo, así como el análisis de rentabilidad correspondiente
 - ✓ Implantar la aplicación de nuevas tecnologías a nivel de campo
 - ✓ Coordinar los requerimientos de equipos y tubulares de los pozos
 - ✓ Coordinar la elaboración de ajustes en el programa original de construcción de los pozos
 - ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas

- Ingeniero de operaciones:
 - ✓ Coordinar la ejecución de los procesos operacionales para la construcción de los pozos
 - ✓ Asegurar el cumplimiento de los procedimientos operacionales y la aplicación de las mejores prácticas a nivel de campo en perforación y completación original

- ✓ Realizar seguimiento diario a las actividades de construcción de pozos
 - ✓ Asegurar el cumplimiento normativo concerniente a seguridad y ambiente
 - ✓ Apoyar a nivel de campo las operaciones críticas y situaciones de emergencia
 - ✓ Asegurar la continuidad de la mecanización de la información generada en el taladro a través del DFW
 - ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis y soluciones de problemas críticos
- Ingeniero de completación:
 - ✓ Asegurar el cumplimiento de los estándares establecidos para el diseño, control y seguimiento del programa de completación por campo y tipo de pozo
 - ✓ Definir criterios para la selección de equipos, herramientas y buenas prácticas operacionales de la completación de los pozos
 - ✓ Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas, procesos y prácticas operacionales en completación de pozos
 - ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis, solución de problemas y operaciones críticas en la completación de pozos
- Ingeniero de fluidos:
 - ✓ Asegurar el cumplimiento de los lineamientos técnicos y operacionales para el diseño, control y seguimiento de los programas de fluidos de perforación y completación original
 - ✓ Definir criterios para la selección y arreglos de los equipos de control de sólidos
 - ✓ Hacer seguimiento a la evaluación y aseguramiento de la calidad de los fluidos de perforación y completación original
 - ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas
 - ✓ Implantar nuevas tecnologías en fluidos y equipos de control de sólidos a nivel de campo
 - ✓ Asegurar la calidad de la información registrada en el DFW

- Geología:
 - ✓ Presentar las zonas críticas de la perforación del pozo
 - ✓ Determinar e informar durante la construcción del pozo, los cambios litológicos, fallas, horizontes presurizados, topes formacionales, etc. a través del muestreo de ripios, correlaciones y secciones estructurales
 - ✓ Proponer asentamiento de revestidores en función de los sedimentos que se atraviesen en ese momento
 - ✓ Informar sobre el objetivo y los alcances del programa de registros y núcleos a tomar en hoyo abierto
 - ✓ Suministrar información asociada a mapas estructurales, isópacos y secciones geológicas en general
 - ✓ Intercambiar información con los ingenieros de construcción de pozos y las unidades de “mud-logging”

- Ingeniero de yacimientos:
 - ✓ Presentar y discutir con la mesa el objetivo o razón de ser del pozo en la zona productora
 - ✓ Suministrar la información de pozos vecinos
 - ✓ Analizar y entregar el comportamiento de presión, producción, propiedades petrofísicas de pozos vecinos, caracterización de los fluidos del yacimiento y propiedades de las rocas
 - ✓ Suministrar durante la construcción del pozo la delimitación areal y vertical del yacimiento, y el posicionamiento final del objetivo
 - ✓ Presentar el tipo de completación del pozo para maximizar la rentabilidad del mismo
 - ✓ Presentar pruebas de producción a fin de establecer el potencial de los intervalos productores
 - ✓ Suministrar el perfil de presiones esperado durante la perforación
 - ✓ Calcular y suministrar el VPN del pozo

- Ingeniero de cementación:
 - ✓ Asegurar el cumplimiento de los lineamientos para el diseño y estandarización de lechadas de cemento por campo, tipo de pozo y revestidor
 - ✓ Definir procedimientos operacionales para la cementación primaria, secundaria y tapones de cemento
 - ✓ Hacer seguimiento a la evaluación y aseguramiento de la calidad de las cementaciones
 - ✓ Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas y lechadas no convencionales a nivel de campo
 - ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas, así como en la ejecución de cementaciones críticas
 - ✓ Asegurar la calidad de la información almacenada a través del DFW

- Ingeniero de producción:
 - ✓ Presentar y discutir con la mesa de trabajo, el análisis nodal: diámetro y longitud de la tubería de producción, presión de separación, diámetro del reductor, tipos de fluidos, efectos del daño por penetración parcial y turbulencia
 - ✓ Participar en el análisis de las pruebas de producción para determinar los efectos de la completación y definir acciones de mejoras como son: fracturamiento, recañoneo...
 - ✓ Presentar el efecto del sistema de producción por cambios de reductores, líneas de flujo, presiones de separación, etc. para definir el plan inicial de explotación del pozo
 - ✓ Evaluar y presentar opciones presentes y futuras de las necesidades de levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico y electrosumergible...

- Ingeniero experto en control direccional:
 - ✓ Asegurar el cumplimiento de los lineamientos para el diseño, control y seguimiento del programa direccional según el campo, objetivo y tipo de pozo

- ✓ Definir criterios para la selección de herramientas de navegación y ensamblaje de fondo (BHA)
- ✓ Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas y BHA a nivel de campo
- ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis, solución de problemas y operaciones críticas

2. Aplicaciones de ingeniería para el diseño de pozos

Para el cumplimiento de cada una de las etapas de la metodología VCD, la Gerencia de Perforación ha invertido importantes recursos en la adquisición de licencias para el uso de un conjunto de programas de diseño y manejo de los datos, con el objeto de facilitar las tareas asociadas al proceso de planificación, de forma que se garantice el éxito mecánico y volumétrico en la perforación y rehabilitación de pozos a un costo menor que el de la ejecución del proyecto.

Las herramientas con las que el ingeniero cuenta para cumplir con cada una de las fases de diseño y planificación de un pozo se muestran en la figura 3.13. Las mismas fueron desarrolladas por “Landmark Graphics Corporation”, a excepción de la herramienta “Predict” que pertenece a “Knowledge System, INC.”.

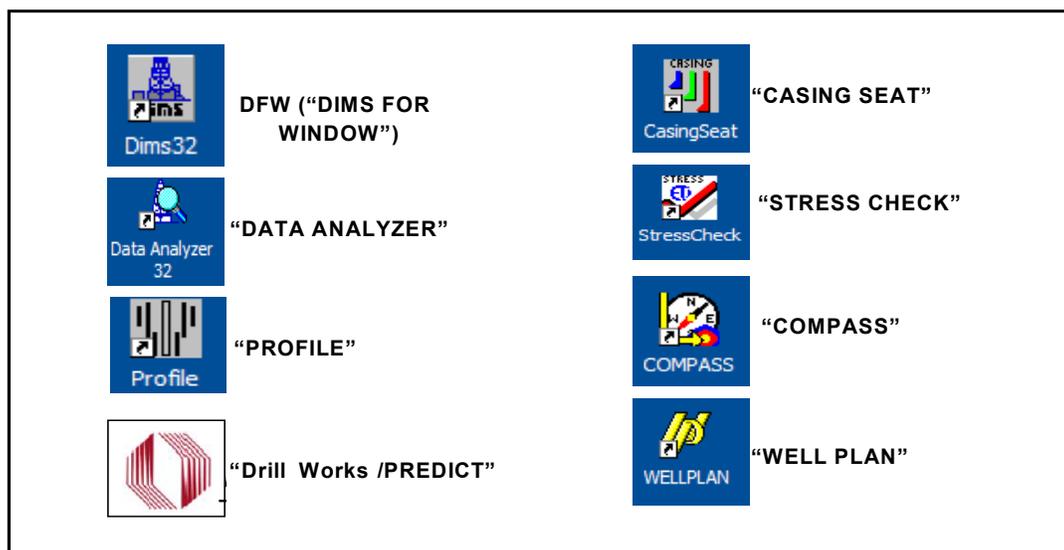


Figura 3.13: Programas o herramientas utilizados para el diseño de pozos

A continuación se describe la función de cada uno de estos programas:

- **DFW (“DIMS FOR WINDOW)**

Constituye una base de datos disponible a todas las persona que tengan acceso a ella, y en la que se almacena toda la información relacionada con la perforación y rehabilitación de un pozo (datos históricos). Equivale a las carpetas de pozo, sólo que la información se encuentra digitalizada y organizada bajo un mismo formato, lo que permite un manejo más fácil de los datos. Según se expresa en el manual Flujo de Trabajo de las Aplicaciones de Perforación Landmark para PDVSA (Ablan : 2002: 7):

“DIMS fue creado para reemplazar la antigua forma de guardar la información en archivadores o carpetas. Los problemas principales de tener la información de esta manera son:

- ✓ No todos los usuarios pueden acceder a la información al mismo momento.
- ✓ Durante el manejo de la carpeta alguna información importante se puede extraviar.
- ✓ Duplicidad de información.”

- **“Data Analyzer”**

Es una herramienta que permite consultar, extraer, depurar y organizar de manera selectiva y organizada los datos históricos de todas las actividades de perforación o rehabilitación (mechas, sartas, geometría del pozo, topes estructurales, tiempos, costos, equipos, cementaciones, pruebas de producción, etc.) que han sido cargados en el DFW, de forma que se facilite la obtención de información estadística necesaria para el estudio de pozos vecinos en las planificación de un proyecto.

- **“Profile”**

A partir de la información almacenada en el DFW, esta herramienta permite construir el esquema mecánico del pozo, en el que se detallan las características de cada fase de perforación (revestidores, cemento, topes de las formaciones, completación...) y las modificaciones que ha sufrido a lo largo de su vida productiva.

- **“Drill Works/Predict”**

Herramienta utilizada para estimar el gradiente de presión de poro y de fractura de la formación a partir de los registros eléctricos o datos sísmicos de los pozos vecinos, basándose en correlaciones empíricas, tales como las establecidas por Eaton.

- **COMPASS (“Computerized Planning and Analysis Survey System”)**

Se utiliza para diseñar pozos direccionales, ya que con ella se puede definir la trayectoria según los requerimientos de diseño propuesto por geología (coordenadas de superficie / fondo del objetivo), establecer un plan direccional y eliminar la incertidumbre de contacto con pozos vecinos mediante el análisis de anticolisión correspondiente.

- **“Casing Seat”**

Programa que permite diseñar las profundidades de asentamiento de los revestidores de acuerdo a la presión de poro, presión de fractura y a las restricciones de diseño impuestas, como: mínimo peso de lodo, margen de sobrebalance, límite de atascamiento diferencial y tolerancia a los influjos.

“Casing Seat” es un complemento del diseño de tubulares que se realiza con “Stress Check”, ya que con él se establece el número de secciones que integrarán el pozo (hoyo-revestidor), el programa preliminar de peso del lodo y de los topes de cemento.

Adicionalmente, para la aplicación del programa es importante conocer las condiciones de diseño específicas del área de estudio, tales como: perfil de temperatura, permeabilidad, porosidad, tasas de penetración, zonas de pérdidas de circulación, presencia de gas superficial y arenas de agua, mínimo tamaño de hoyo requerido para alcanzar las arenas prospectivas, diámetro de las

herramientas de perfilaje, inventario de tubulares, regulaciones ambientales, limitaciones del equipo de taladro, etc.

- **“Stress Check”**

Simula las diferentes condiciones de cargas mecánicas y térmicas, a las cuales se podrían encontrar sometidos los revestidores (superficie, intermedio, producción) o camisas de un pozo, durante los períodos de cementación, perforación y producción, de manera que puedan conocerse los esfuerzos por colapso, estallido y tensión, así como los esfuerzos triaxiales que afectarán a los mismos y según los cuales se selecciona el grado y peso de los mismos, lo que permite un diseño óptimo y económico.

“Stress Check” utiliza el Método de Vida de Servicio, el cual consiste en estudiar no solo las cargas para bajar el revestidor (Método API), sino las cargas que se generan cuando se está perforando el próximo hoyo y las cargas axiales generadas por las diferentes cargas de estallido y colapso, llamadas cargas de servicio. Además, usa la integración de los métodos API y la elipse de Von Mises (método triaxial) para determinar, a partir de un algoritmo matemático, la solución más económica que satisfaga los requerimientos mecánicos del diseño.

- **“Well Plan”**

Constituye una herramienta de simulación con la que se pueden seleccionar los ensamblajes de fondo (BHA) más adecuados para cada fase de la perforación, analizar el torque y arrastre a que estará sometida la sarta, optimizar la hidráulica, simular el proceso de cementación, verificar las condiciones de velocidad crítica... Está compuesto por ocho módulos que funcionan independientemente uno de otro, pero que comparten la información común. Cada uno de estos módulos se describe a continuación:

- ✓ **Torque y Arrastre:** aplicación que predice el torque y las fuerzas axiales generadas por cualquier sarta de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción y “coiled tubing” cuando se está perforando o haciendo una corrida en el hoyo.

- ✓ **Hidráulica:** aplicación que simula las pérdidas de presiones dinámicas en el sistema de circulación del taladro y provee al usuario de herramientas analíticas para optimizar dicho sistema de circulación. Posee diferentes métodos de optimización para los chorros de la mecha, considera los efectos de temperatura en la reología de los fluidos, así como la excentricidad de la sarta, la rugosidad de la tubería...
- ✓ **Control de Pozos:** permite estimar el volumen de influjo y diseñar la cantidad máxima de presión que puede soportar un pozo cuando el volumen del influjo es conocido.
- ✓ **Surgencia y Suaveo:** simula el comportamiento del fluido de perforación o completación y las presiones internas dentro del hoyo causadas por el movimiento ascendente o descendente de la tubería, lo que permite predecir la velocidad óptima de viaje para prevenir influjos o fracturas de la formación durante cualquier operación con tubería.
- ✓ **“Opticem”:** simula la cementación primaria, indica los perfiles hidrostáticos y de ECD, la colocación de los centralizadores, ejecuta los cálculos volumétricos y de centralización.
- ✓ **Velocidad Crítica:** se usa para determinar las velocidades críticas de rotación de la sarta de perforación que puedan dañar y afectar seriamente el BHA y los parámetros de operación.
- ✓ **BHA:** se usa para predecir el comportamiento de los ensamblajes de fondo, es decir, incremento de ángulo, disminución de ángulo y desplazamiento horizontal para sartas con o sin motores de fondo. Además indica las fuerzas de contacto y la forma del desplazamiento del BHA, posición con respecto al centro del pozo y localización apropiada de centralizadores.

- ✓ **“Notebook”**: compendio de cálculos misceláneos que se usan en las operaciones, tales como: mezcla de fluidos, cálculos hidráulicos, capacidad y desplazamiento de la tubería...

3. Tipos de estimados de costos

Como ya se ha mencionado, durante cada etapa del VCD se realiza un estimado de costos que se diferencia uno de otro en el grado de incertidumbre, lo cual está relacionado con el nivel de desarrollo que presente el proyecto, Tal como se muestra en la figura 3.14.

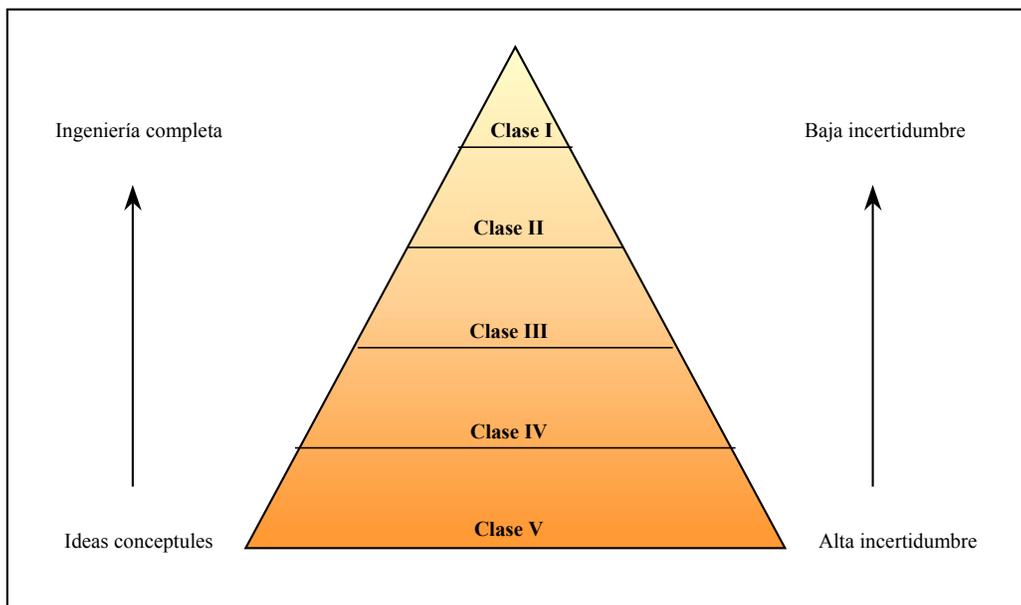


Figura 3.14: Tipos de estimados de costos y su relación con el grado de desarrollo del proyecto (Tomado de Presentaciones de PDVSA)

3.1. Estimado de costo Clase V

Se basa en una definición global del proyecto y se realiza según los datos históricos de costo provenientes de proyectos similares, por tanto, su confiabilidad depende de la calidad de los mismos y de la pericia con sean ajustados.

Con este estimado se pueden realizarse estudios de factibilidad económica con el propósito de verificar la rentabilidad del proyecto en una etapa temprana del mismo,

solicitar fondos para el desarrollo de la ingeniería conceptual e inicial la planificación a mediano plazo.

3.2. Estimado de costos Clase IV

Se realiza al final de la ingeniería conceptual, basándose en información más precisa del proyecto, tal como tipo y tamaño de los equipos que posiblemente se utilizarán durante la ejecución del mismo.

El estimado de costo clase IV, permite decidir entre varias alternativas de diseño y solicitar los recursos financieros para la realización de la ingeniería básica, una vez que la ingeniería conceptual sea aprobada. Presenta una confiabilidad del 30 por ciento aproximadamente

3.3. Estimado de costos Clase III

Es un estimado presupuestario, que se realiza al terminar la ingeniería básica del proyecto que se está realizando, permitiendo obtener los fondos para la ejecución de la ingeniería de detalle y solicitar las órdenes de compra de los equipos o herramientas de largo tiempo de entrega.

3.4. Estimado de costos Clase II

Se obtiene al culminar la ingeniería de detalle o cuando la misma se ha desarrollado entre un 30 y 40 por ciento, de manera que se conocen todas las especificaciones de diseño. Sus resultados deben ser lo más parecido a lo que ocurra en la realidad, debido a que su confiabilidad es de más o menos 80 por ciento, y su utilidad se enumera a continuación:

- ✓ Solicitar la aprobación de los fondos para la procura de materiales, construcción y arranque del proyecto
- ✓ Controlar los costos y avances del proyecto
- ✓ Establecer el flujo de caja y evaluar la tasa de retorno de la inversión

3.5. Estimado de costos Clase I

Es un estimado de control, que se realiza una vez que se da inicio a la ejecución o implantación del proyecto. Incluye el diseño detallado, la procura, la construcción y la entrega de las instalaciones al operador o dueño final del proyecto.

En la figura 3.15 se observa claramente la importancia que tienen las primeras fases de un proyecto. La curva continua representa la capacidad del grupo gerencial en hacer cambios durante la planificación del mismo y la curva de trazos representa el costo de la decisión en alguna de las etapas del proyecto, por cambios realizados. Claramente, se puede deducir que a medida que el proyecto se va desarrollando y los líderes de disciplina completan su trabajo técnico, la capacidad del grupo gerencial en hacer cambios disminuye drásticamente y los costos asociados a la decisión aumentan exponencialmente.

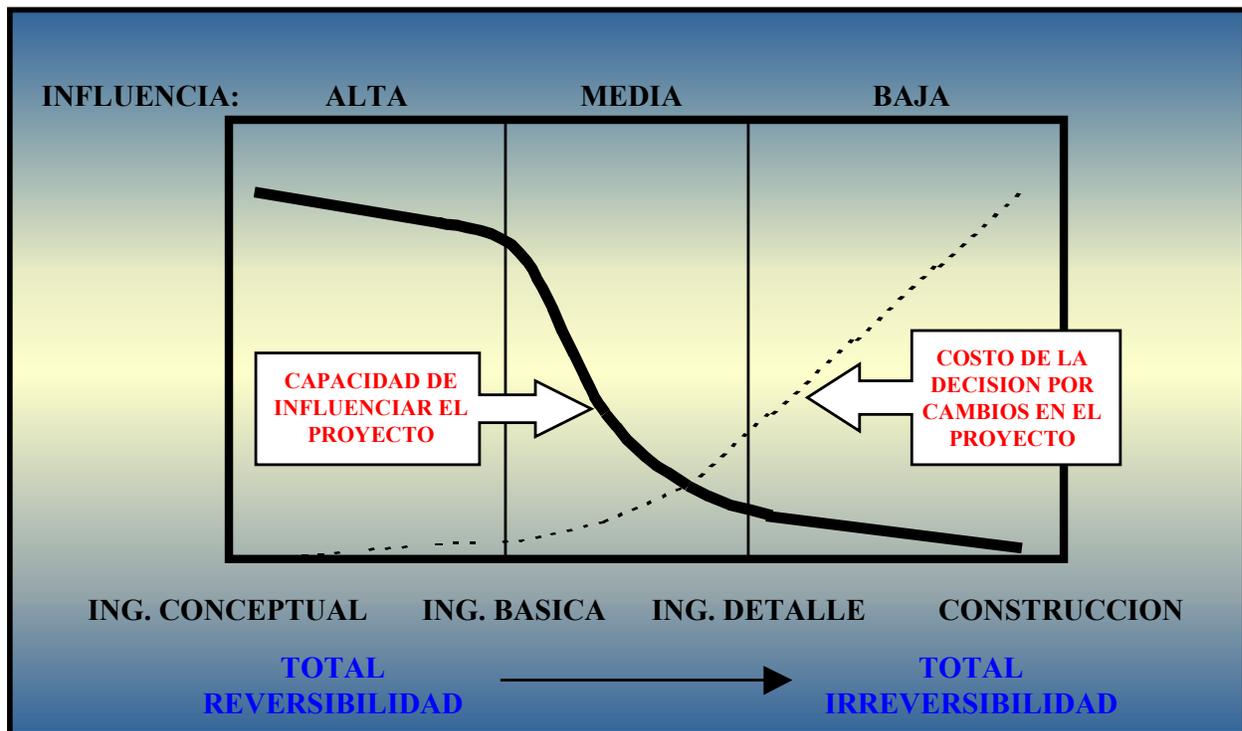


Figura 3.15: Gráfica de influencia para resaltar la importancia de las fases iniciales de un proyecto (Tomado de Presentaciones de PDVSA)

Lo que en definitiva trata de transmitir la gráfica es que las fases iniciales del proyecto, en las que se incluye la ingeniería conceptual y básica, son fundamentales, ya que dan al grupo de gerencia la flexibilidad de hacer todos los cambios y estudios necesarios para satisfacer los requerimientos establecidos en el objetivo, generando todas las actividades que permitan definir con precisión el alcance total del proyecto, a un costo muy bajo.

4. Fundamentos y conceptos básicos

Con el propósito de facilitar la comprensión de los resultados expuestos en los próximos capítulos se explican a continuación algunos conceptos y teorías de diseño:

4.1. Presión

Se define como presión al valor resultante de aplicar una fuerza sobre determinada área. La expresión matemática es:

$$P = F / A$$

Donde:

F : fuerza (generalmente en lbf.)

A : área (generalmente en pulg².)

En base a este concepto se conocen diferentes tipos de presión entre los que se encuentran:

- **La presión hidrostática:** es aquella ejercida por la columna de fluido estático en un pozo. Para calcularla se multiplica la densidad del fluido por la altura real de la columna:

$$P_h = 0,052 * \rho * H$$

Donde:

P_h : presión hidrostática en lppc.

ρ : densidad del fluido en lpg.

H : altura de la columna de fluido en pies.

- **La presión de circulación:** constituye la presión necesaria para generar movimiento del fluido de perforación venciendo la resistencia ocasionada por la fricción entre éste y las superficies por donde circula. Se calcula al sumar las caídas de presión en todo el sistema de circulación (desde que el fluido sale de la bomba hasta que retorna a los tanques de lodo) y equivale al valor leído en el manómetro de la bomba de lodo.

- **La presión de sobrecarga:** es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.) sobre una formación particular.

- **Presión de fractura:** presión necesaria para inyectar fluido a un yacimiento. Su valor debe ser mayor que la suma de la presión de poro más la componente horizontal de la presión de sobrecarga. Conocer la presión de fractura de una formación es útil para:
 - ✓ Planificar las profundidades de asentamiento de revestidores y las densidades de los lodos de perforación para cada etapa de perforación, de manera que no se exceda la presión de fractura esperada.
 - ✓ Determinar la máxima presión anular tolerada durante el proceso de control de pozo, para evitar reventones.
 - ✓ Estimar las presiones requeridas para posibles trabajos de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico.

- **La presión de poro:** también conocida como presión de formación o yacimiento, es la ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de una formación. Se clasifica en normal, subnormal y anormal, dependiendo si el gradiente de presión de la formación se encuentra por debajo del gradiente de presión del agua dulce (0,433 lpc/pie) o por encima del gradiente de presión del agua salada (0,465 lpc/pie) respectivamente (figura 3.16).

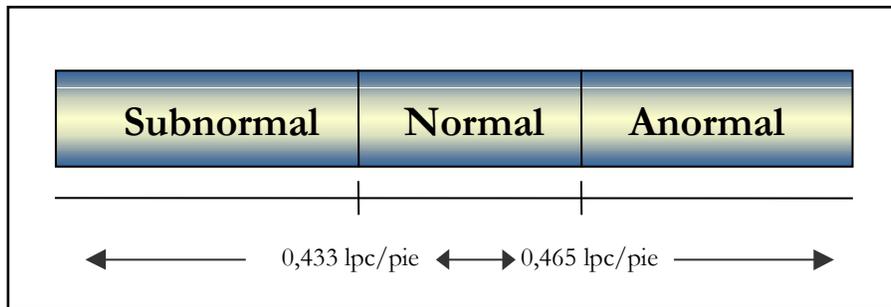


Figura 3.16: Clasificación de la presión de poro

- **Gradiente de presión:** variación de la presión por unidad de profundidad, la expresión matemática para calcularla es:

$$Grad = \frac{P}{H} = 0,052 * \rho$$

Donde:

P : presión en lppc.

H : profundidad en pies.

ρ : densidad del fluido en lpg.

4.2. Métodos para la estimación de la presión de poro y fractura de la formación

- **Estimación de la presión de poro**

La medición directa de la presión de poro es muy costosa y generalmente se realiza sólo después de haberse perforado el pozo en la zona productora. Es por ello que aun cuando se hayan perforado gran cantidad de pozos en el área, usualmente unos pocos poseen datos de este tipo de prueba.

En este sentido debe hacerse uso de estimaciones indirectas de la presión de poro para planificar y ejecutar la perforación de un pozo. La mayoría de estos métodos de predicción se basan en el análisis de las tendencias mostradas por los parámetros dependientes de la porosidad como una función de la profundidad.

En el caso de formaciones con presión normal, estos parámetros muestran una clara tendencia al decrecimiento de la porosidad al incrementarse la compactación, siendo cualquier desviación de esta tendencia una señal de la presencia de presiones anormales. La figura 3.17 muestra la diferencia de comportamiento de la curva profundidad contra presión ante formaciones con presiones normales y anormales.

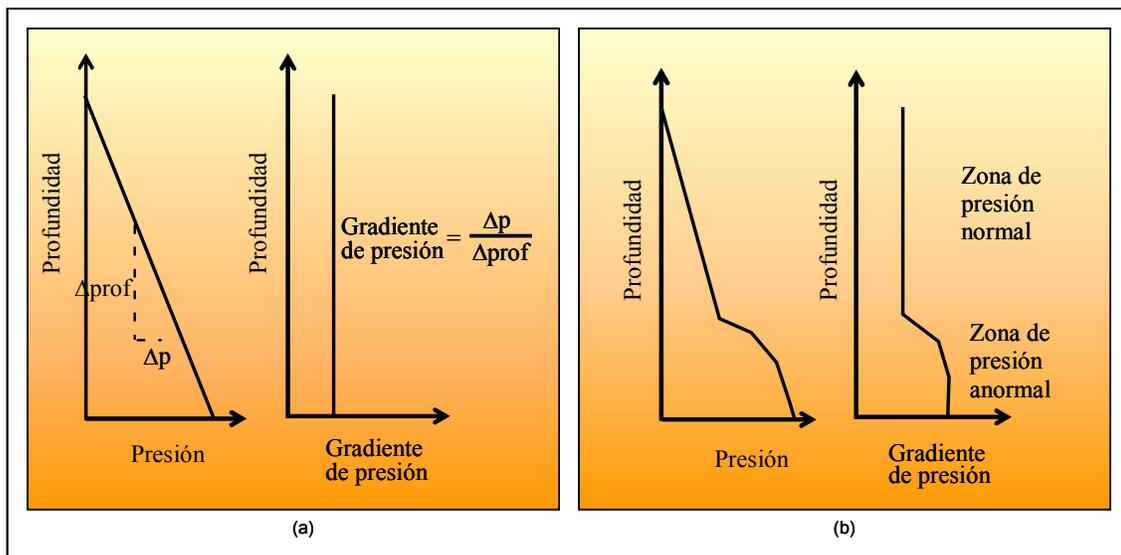


Figura 3.17: (a) Curvas de comportamiento de presiones normales y (b) Alteración de la curva de presiones normales por presencia de presiones anormales a una profundidad dada (Tomada de Presentaciones de PDVSA)

De acuerdo a la naturaleza de los datos, los métodos para estimar la presión de poros se clasifican en:

- ✓ Antes de perforar: corriendo un registro sísmico, del que se obtiene un perfil de velocidades de reflexión de las ondas sísmicas.
- ✓ Mientras se perfora: usando técnicas que consisten en graficar e interpretar los parámetros utilizados en la perforación para seguir el comportamiento de las presiones de formación. Ejemplo: el método del exponente "d".

- ✓ Después de perforar: consiste en la interpretación de diferentes tipo de registros eléctricos corridos en el pozo, tal como: registros de resistividad, sónicos, de conductividad...

En este estudio en específico se utilizó el método de Eaton (1972) para el cálculo de las presiones de poro con la utilización de registros eléctricos. El método de Eaton permite calcular la presión de poro a partir de las relaciones matemáticas siguiente:

$$P_o = 0,052 * D * \left[OBG - (OBG - POG_n) * \left(\frac{\Delta t_{normal}}{\Delta t_{observado}} \right)^3 \right]$$

$$P_o = 0,052 * D * \left[OBG - (OBG - POG_n) \left(\frac{R_{normal}}{R_{observado}} \right)^{1,2} \right]$$

Donde:

P_o : presión de poro.

D : profundidad en pies.

OBG : gradiente de sobrecarga en lpc/pie.

POG_n : gradiente normal de presión de la formación en lpc/pie.

Δt : tiempo de tránsito de las lutitas en μs /pie.

R : resistividad de las lutitas en ohm.

▪ Estimación de la presión de fractura

Existen varios métodos para la estimación del gradiente de fractura, los cuales fueron desarrollados, en su mayoría, por compañías de registros o empresas de servicio. Entre estos métodos los más utilizados son:

- ✓ Hubbert & Willis (1957)
- ✓ Matthews & Kelly (1967)
- ✓ Eaton (1969)
- ✓ Anderson (1973)

✓ Zamora ((1989)

El método de Eaton (1969), es el que se utilizó en el presente estudio para determinar el gradiente de fractura de la formación, debido a que el campo San Joaquín presenta muy poca caracterización geomecánica y sólo se disponía de la información de los registros eléctricos necesarios para la aplicación de las ecuaciones de Eaton.

Este método supone que la deformación de la roca es elástica y está representada por la relación de Poisson (μ) en la siguiente expresión:

$$F = \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) * \sigma + P_o$$

Donde:

F : gradiente de fractura

μ : Relación de Poisson

σ : gradiente de sobrecarga

P_o : gradiente de presión de poro

Basado en que la relación de Poisson y el gradiente de sobrecarga varían con la profundidad, Eaton determinó valores de la Relación de Poisson en función de valores regionales reales del gradiente de fractura, el gradiente de presión de la formación y el gradiente de sobrecarga (figura 3.18).

El uso de este método requiere la generación de curvas regionales de la Relación de Poisson, las cuales pueden ser determinadas en el laboratorio a partir del análisis de núcleos disponibles o deducidas de acuerdo al comportamiento del índice de arcillosidad (V_{lutita}) con la profundidad.

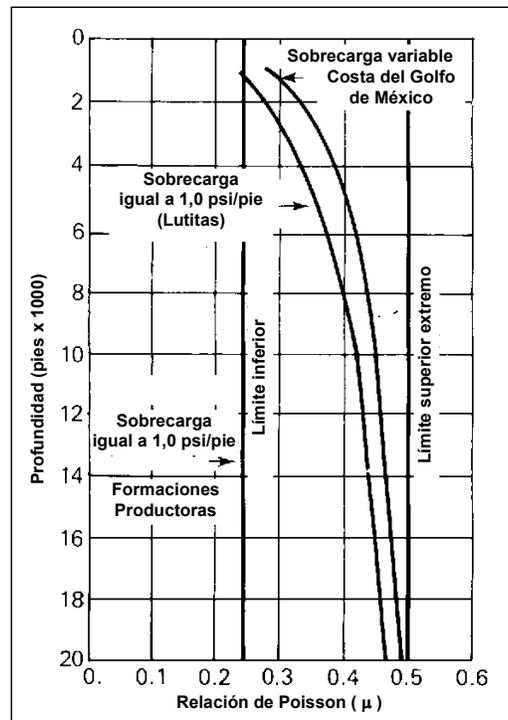


Figura 3.18: Valores de la relación de Poisson en relación con el gradiente de sobrecarga y la profundidad determinados por Eaton (Tomado de J.P. Mouchet y A. Mitchell, 1989)

En el caso del campo San Joaquín, se utilizó como referencia una distribución de la relación de Poisson para el Golfo de México, que se encuentra dentro de las librerías del programa DrillWorks/PREDICT. Los resultados, usando esta distribución o generando una distribución regional a través de la ecuación anterior, son muy similares.

4.3 Diseño de revestidores

Para diseñar una sarta de revestimiento, así como la tubería de producción óptima, se requiere conocer:

- Las presiones de poro y de fractura hasta la profundidad final del pozo
- La distribución de temperaturas
- Las funciones actuales y futuras del pozo
- El caudal de fluido esperado

Con esta información se puede proceder a seleccionar las profundidades de asentamiento, los diámetros de los distintos revestidores y determinar los tipos de material, espesores y conexiones de las sartas.

4.3.1. Selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión de poro y del gradiente de fractura.

Durante las operaciones de perforación, generalmente se utiliza un fluido de perforación que genere más presión que la de poro para evitar influjo de la formación hacia el pozo, sin que la presión generada por ese fluido sea tan grande que fracture la formación y ocasione una pérdida de circulación. Por razones de seguridad, se trabaja entonces con una presión ligeramente superior a la presión de poro, la cual se obtiene añadiendo a la misma un margen de seguridad de 0,5 lb/gal. para pozos de desarrollo y de 1 lb/gal. para pozos exploratorios. Se hace igual con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar (margen de arremetida) por seguridad (figura 3.19).

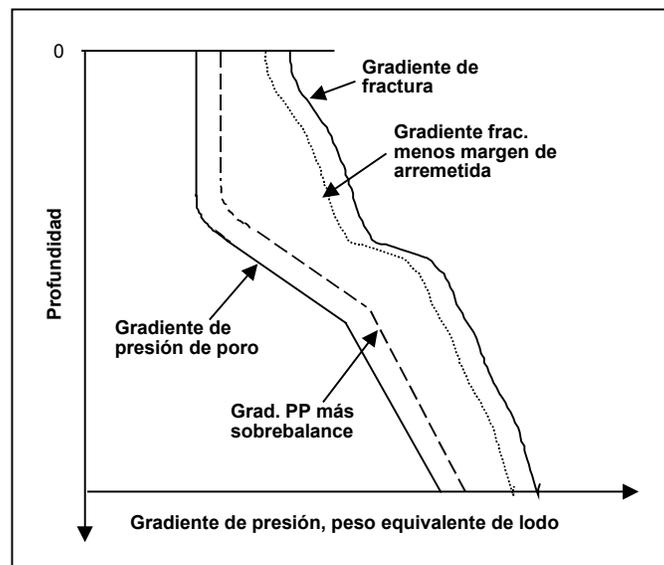


Figura 3.19: Curvas de gradiente de presión necesarias para la selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

El proceso de selección de las profundidades de asentamiento, se inicia desde el fondo del pozo hacia la superficie (figura 3.20), proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (punto A de la Figura 3.20) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos el margen de arremetida (punto B de la Figura 3.20). Se asienta el revestidor en ese punto y se repite el proceso otra vez.

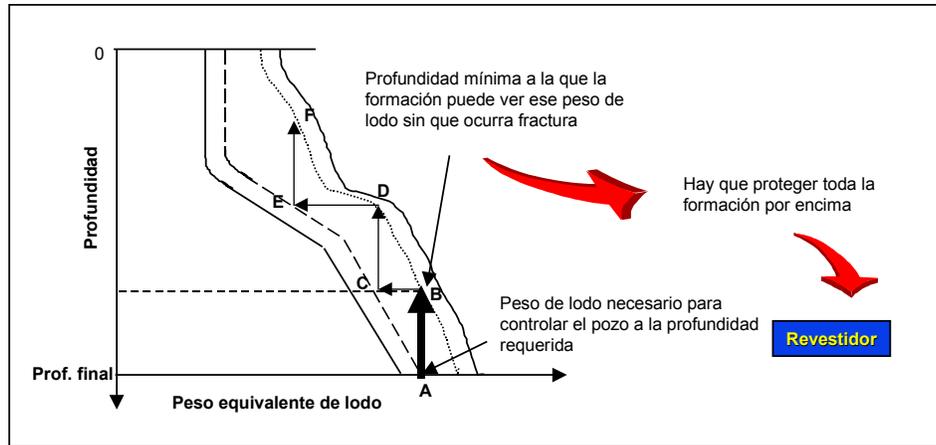


Figura 3.20: Metodología de selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

La Figura 3.21 muestra la distribución y asentamiento de los revestidores, producto del procedimiento descrito anteriormente.

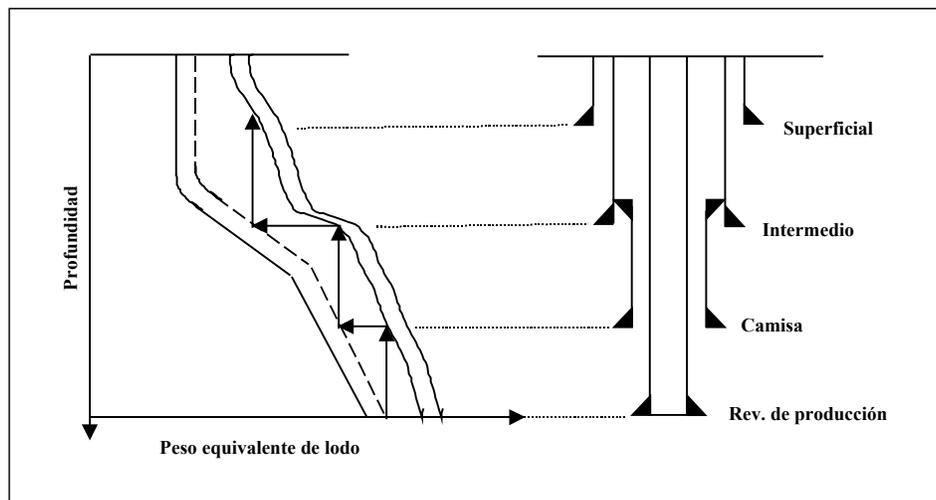


Figura 3.21: Resultado de la determinación de la profundidad de asentamiento de los revestidores (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

Adicionalmente, existen factores que pueden afectar la profundidad de asentamiento de revestidores, tales como:

- Regulaciones ambientales
- Estabilidad del hoyo
- Grado de incertidumbre en la predicción de las propiedades de la formación
- Resistencia de la formación a una arremetida. Si ocurre una arremetida de gas durante la perforación de un hoyo intermedio y la presión de cierre del revestidor más la hidrostática del lodo excede la presión límite de fractura de la formación por debajo de la zapata del revestidor anterior, entonces ésta se fracturará y se generará una arremetida. En este sentido, la profundidad de asentamiento debe ser seleccionada de forma tal que pueda contener la presión generada en una eventual arremetida.
- Atascamiento diferencial. Se origina por la diferencia de presión existente entre la presión hidrostática y la presión de poro. Para prevenir esto, se recomienda que dicho diferencial sea menor a 2000 lpc. para pozos de desarrollo y 3000 lpc. para pozos exploratorios.

$$\Delta P = 0,052 \cdot D_n \cdot (\rho_m - \rho_o)$$

Donde:

ΔP : límite establecido para la ocurrencia de atascamiento diferencial, lpc.

ρ_m : densidad del fluido de perforación, lpg.

ρ_o : densidad equivalente de la presión de poro, lpg.

D_n : profundidad segura de asentamiento del revestidor, pies.

4.3.2. Selección de los diámetros de los revestidores

La selección del diámetro se hace principalmente en función de que cada revestidor pueda contener al siguiente y que el diámetro de la tubería de producción tenga el tamaño suficiente para conducir el fluido del pozo hasta la superficie. De esta forma se escoge primero la tubería de producción, basándose en el análisis nodal correspondiente y sucesivamente los demás revestidores.

Otro factor que determina el tamaño de los revestidores, es la necesidad de bajar, por algún problema, alguna herramienta al pozo o algún revestidor intermedio, no previsto en el diseño original.

La figura 3.22 muestra los diámetros más usuales de hoyos y revestidores, siendo las líneas continuas las selecciones más comunes. En base a este diagrama trabaja el programa de diseño “Casing Seat”.

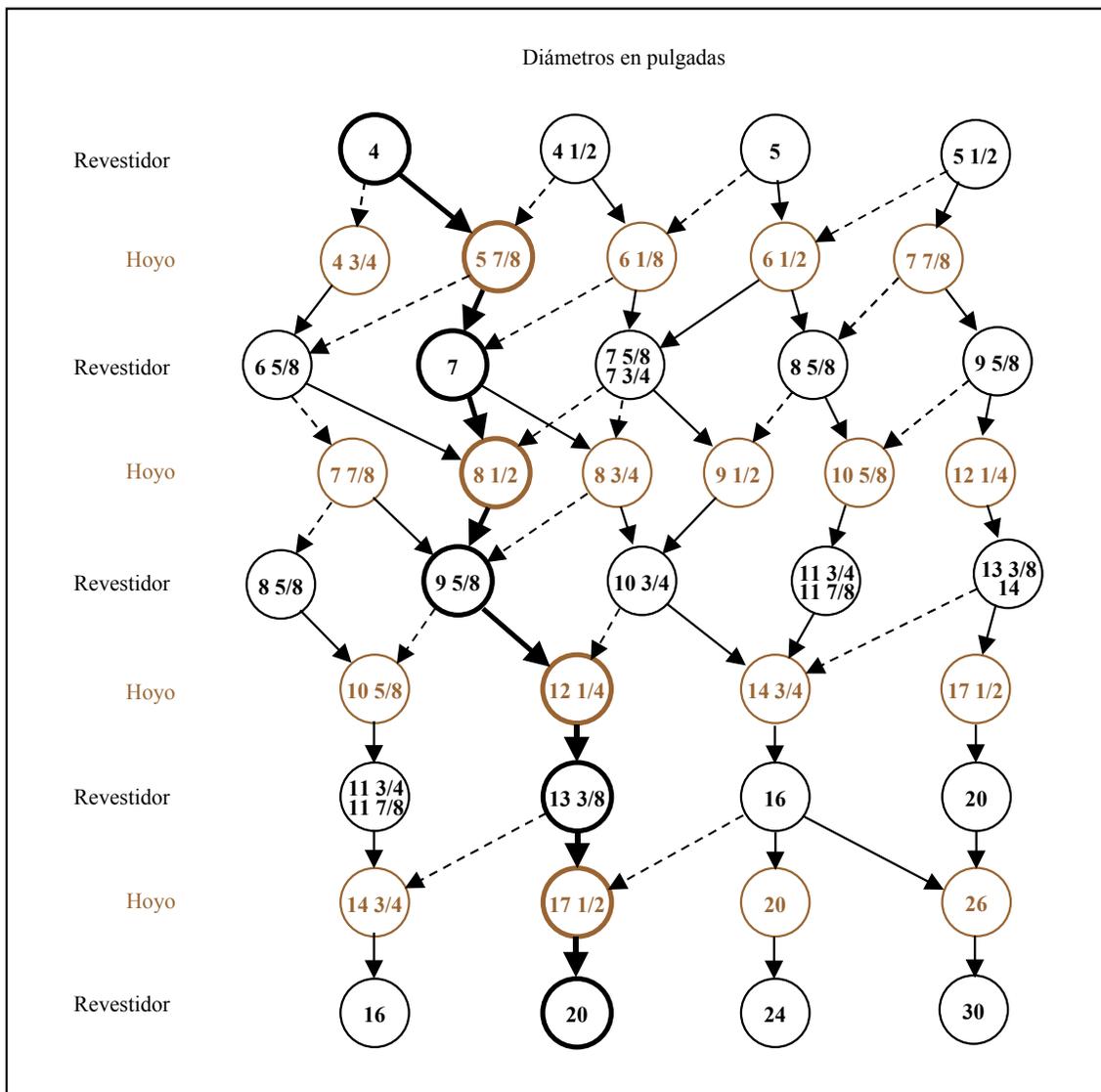


Figura 3.22: Diagrama para la selección del diámetro de los hoyos y revestidores de un pozo (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

4.3.3. Determinación de espesores y grados de los revestidores

Para seleccionar el espesor y el material de fabricación de un revestidor se requiere conocer las condiciones a las que se supone estará sometido a lo largo de su vida útil. Estas condiciones son muy variadas y pueden ocurrir mientras se perfora el pozo o cuando está en producción. Algunas de ellas se describen a continuación:

- **Realización de una prueba de presión:** condición que se cumple mientras se perfora un pozo. Consiste en determinar la presión extra que debe aplicarse en superficie para fracturar la formación a nivel de la zapata del revestidor.

Para ello se supone que el revestidor está lleno del lodo con el cual se bajó la sarta y que la presión externa se encuentra determinada por la presión de poro, de manera que la presión de la prueba se calcula como:

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

$$P_1 = 0,052 * H_{zapata} * \rho_{lodo}$$

$$P_2 = 0,052 * H_{zapata} * (\rho_{fractura} + FS)$$

Donde:

ΔP : diferencial de presión necesario para fracturar la formación (lpc.)

H_{zapata} : profundidad de la zapata del revestidor (pies)

ρ_{lodo} : densidad del lodo con el que se corrió el revestidor (lpg.)

$\rho_{fractura}$: densidad equivalente del gradiente de fractura de la formación (lpg.)

FS : factor de seguridad

El factor de seguridad FS es 0,2 lpg. para pozos de desarrollo y 0,5 lpg. para pozos exploratorios, según se especifica en el Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA (2000).

La figura 3.23 muestra el perfil de distribución de presiones externas e internas para el caso de una prueba de presión.

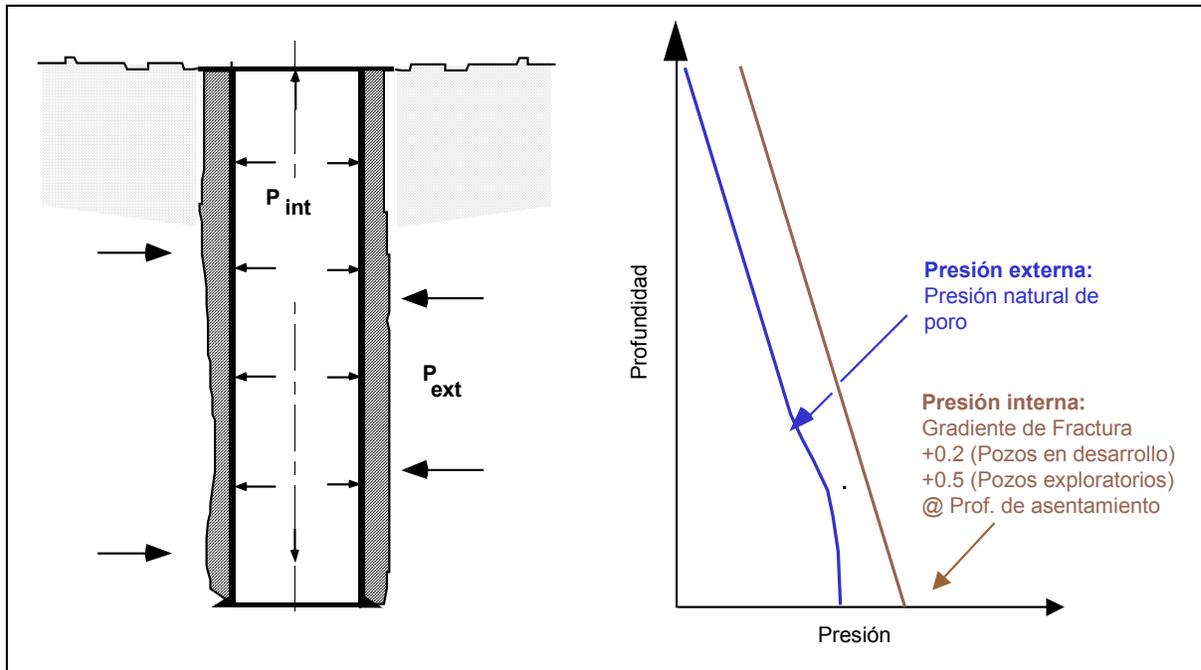


Figura 3.23: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor que es sometido a una prueba de presión (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

- **Arremetida de gas:** condición que ocurre mientras se perfora un pozo y se origina cuando la densidad del fluido de perforación es menor que la densidad equivalente de la presión de formación. Este influjo, junto con el lodo de perforación genera el perfil de presión interna del revestidor, mientras que el perfil de presión externa está dado por la presión de poro (Figura 3.24).

Para generar el perfil de presión interna de este caso de carga hay que verificar dos puntos críticos, la posibilidad de que haya fractura de la formación en la zapata y la altura del tope de gas. Los cálculos pertinentes pueden consultarse en el Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA (2000), donde se considera que el volumen de arremetida de gas para pozos de desarrollo es de 50 barriles a una densidad de 0,5 lpg.

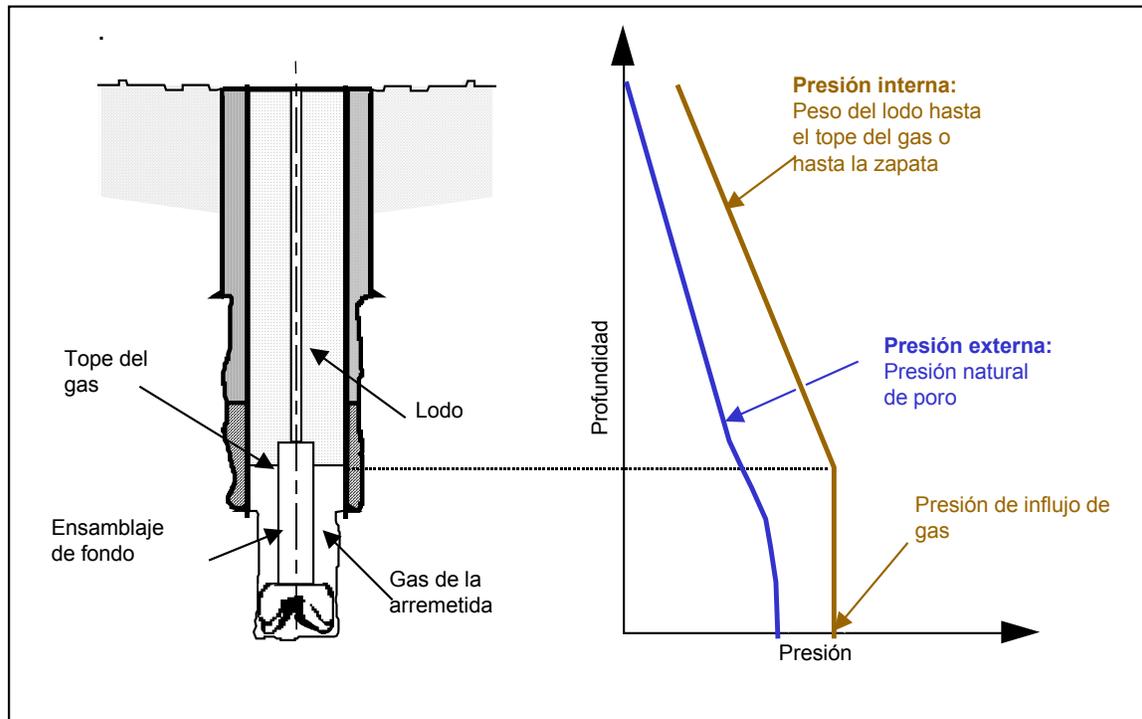


Figura 3.24: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando ocurre una arremetida por gas (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

- **Vacío parcial:** en este caso, se considera vacío el interior del revestidor desde la superficie hasta 1/3 de la profundidad del hoyo abierto (figura 3.25). Por debajo de 1/3 de la profundidad del hoyo abierto está el peso del lodo de la sarta siguiente.

La presión externa está dada por el peso del lodo con el cual se corrió el revestidor.

- **Vacío total:** se considera vacío todo el interior del tubular, mientras que la presión externa está dada por el peso del lodo al correr la sarta (figura 3.26).
- **Fuga en la tubería de producción:** internamente, el revestidor soporta la presión de cierre del cabezal del pozo encima del fluido de completación y externamente se usa la presión de poro natural como se muestra en la figura 3.27.

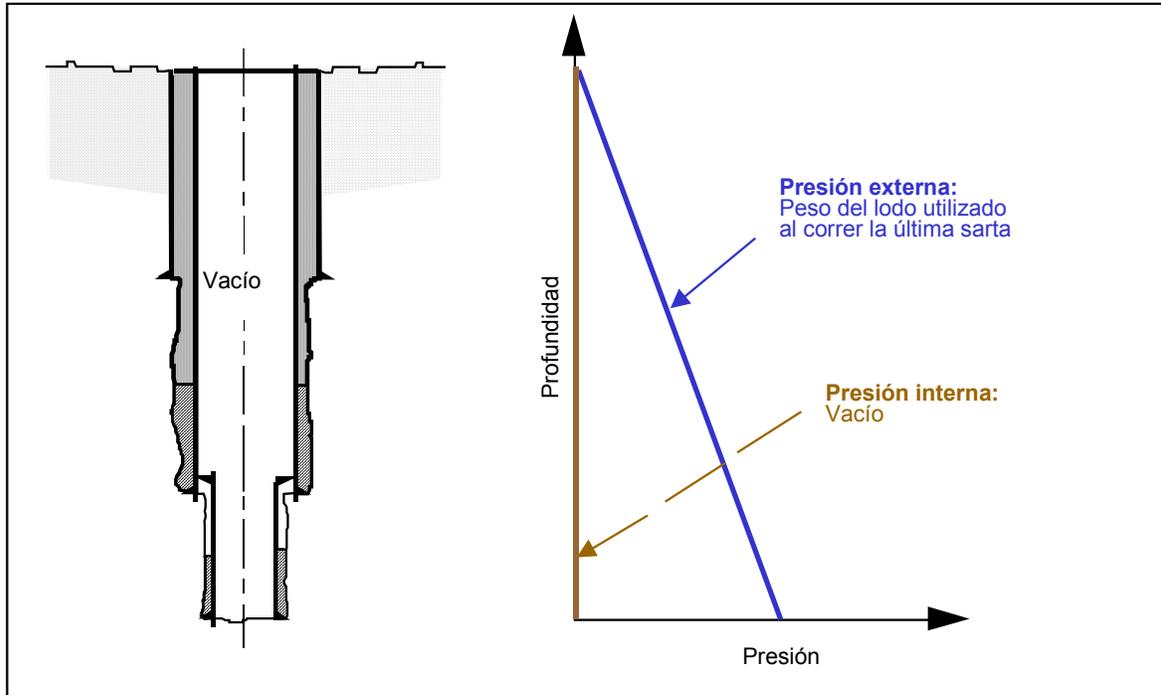


Figura 3.25: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando presenta un tercio de vacío (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

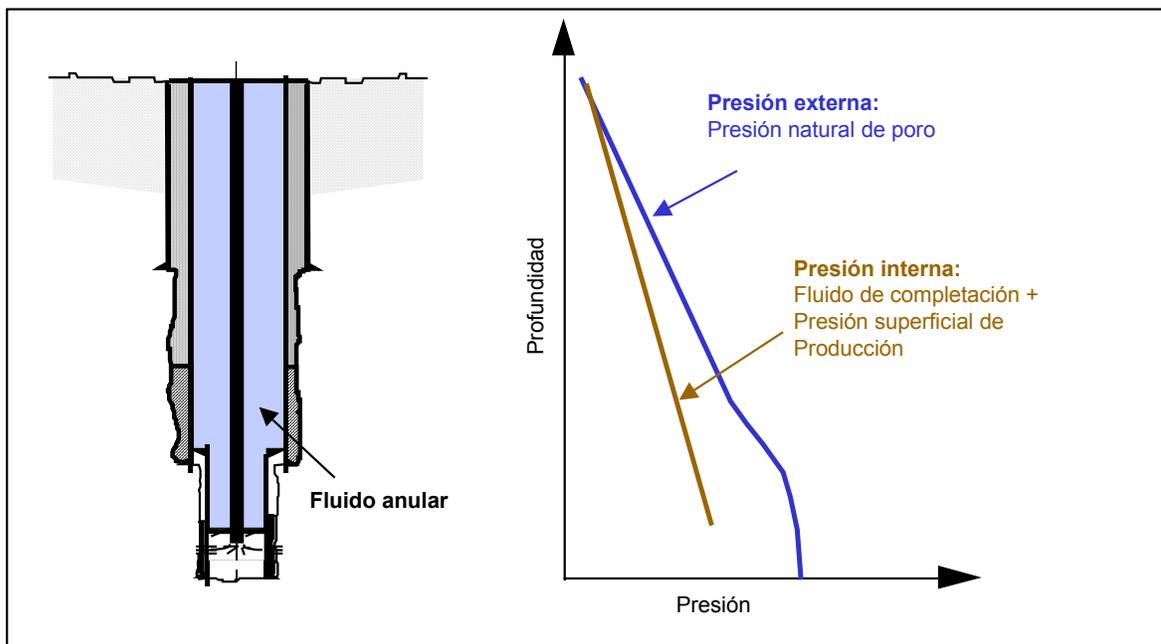


Figura 3.26: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando presenta vacío total (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

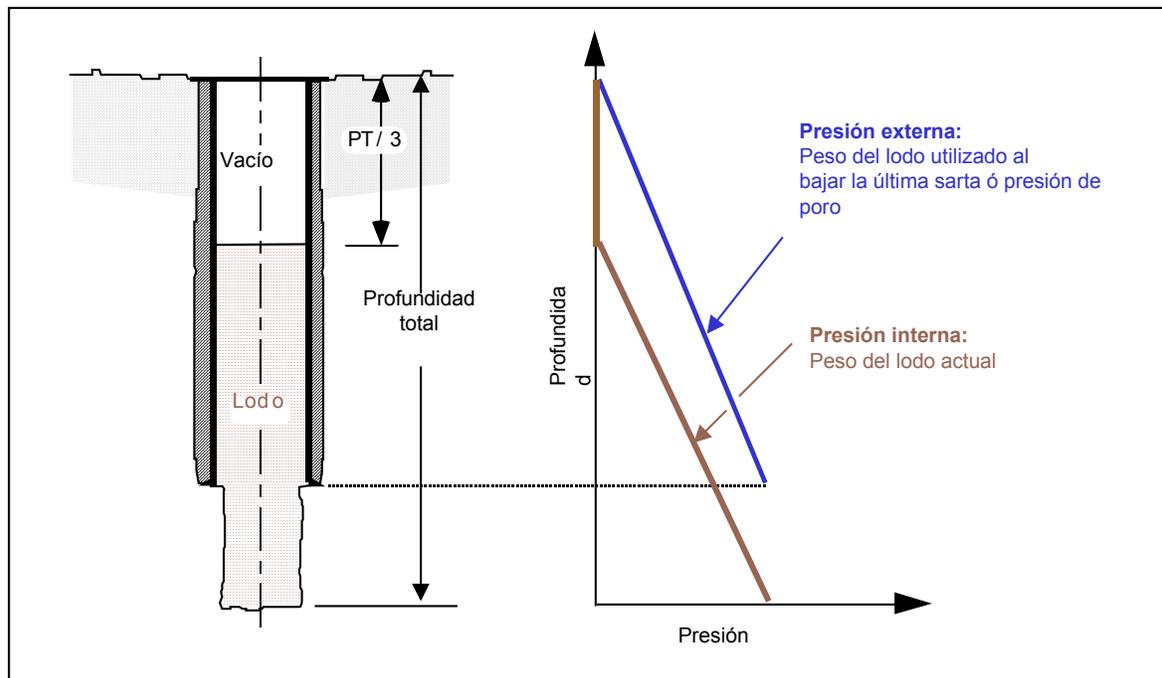


Figura 3.27: Distribución del gradiente de presión interno y externo de un revestidor cuando presenta fuga en la tubería de producción (Tomado del Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA, 2000)

Cada una de las condiciones explicadas anteriormente son empleadas para establecer la carga por estallido, colapso y tensión que debe resistir el material de fabricación del revestidor, las cuales se definen a continuación:

- **Carga de estallido:** estas cargas se originan cuando la presión dentro del revestidor supera la presión en el anular y la resistencia del material del revestidor.
- **Carga de colapso:** se generan cuando la presión ejercida por los fluidos fuera de revestidor (anular) es mayor que la suma de la presión interna del mismo y la que nominalmente es capaz de resistir.
- **Carga de tensión:** constituye la distribución de la fuerza ejercida por el peso del revestidor, la cual es máxima en el extremo colgado de este. Si el revestidor se encuentra sumergido en algún fluido, esta fuerza se hará cero en un punto (punto neutral) a partir del cual, el revestidor es sometido a fuerzas de compresión.

Con el propósito de asegurar que la resistencia del revestidor sea mayor que la carga estudiada, deben utilizarse algunos factores de diseño, los cuales se definen como la fracción entre la resistencia teórica del material y la carga real aplicada sobre éste. En la Tabla 3.A se muestran los factores de diseño establecidos por PDVSA para los casos de colapso, estallido, tensión, compresión y Von Mises.

TABLA 3.A: Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción

	Colapso	Estallido	Tensión	Compresión	Von Mises
Conductor	1,00	-	-	-	-
Superficial	1,00	1,10	1,60	1,30	1,25
Intermedio	1,00	1,10	1,60	1,30	1,25
producción	1,10	1,10	1,60	1,30	1,25
Tubería de producción	1,10	1,10	1,60	1,30	1,25

En las tuberías, las cargas de fuerza axial y presión, generan esfuerzos triaxiales, los cuales pueden estudiarse a partir de la teoría de Hencky-Von Mises, en la que se indica que la energía elástica total de un material se divide en dos partes: la que se asocia a los cambios volumétricos del mismo y la que ocasiona las distorsiones por cizallamiento. Para un cilindro, la expresión matemática que representa esta teoría es:

$$\sigma_{VME} = \{0,50 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2}$$

Donde:

σ_{VME} : esfuerzo triaxial (lpc.)

σ_a : esfuerzo axial (lpc.)

σ_t : esfuerzo tangencial (lpc.)

σ_r : esfuerzo radial (lpc.)

τ_a : esfuerzo de cizallamiento axial paralelo al eje radial (lpc.)

τ_t : esfuerzo de cizallamiento tangencial perpendicular al eje longitudinal (lpc.)

τ_r : esfuerzo de cizallamiento radial perpendicular al eje longitudinal (lpc.)

Cada uno de los esfuerzos involucrados en la ecuación anterior se describe a continuación:

- **Esfuerzos axiales:** son equivalentes a la fuerza axial que actúa sobre la pieza, dividida entre el área transversal de éste. Se relacionan con las cargas de tracción, compresión y/o flexión a que está sometida la tubería.
- **Esfuerzos radiales y tangenciales:** se relacionan con las presiones internas y externas que actúan sobre la tubería.
- **Esfuerzos cortantes o de cizallamiento:** se encuentran determinados por la torsión que puede sufrir la tubería.

Los resultados de un estudio de esfuerzos triaxiales, a partir de la teoría de Hencky-Von Mises se representan como se muestra en la figura 3.28, en la que toda carga por tensión, estallido, o colapso fuera de la elipse indica que la tubería fallará si dicha condición de carga sucediera.

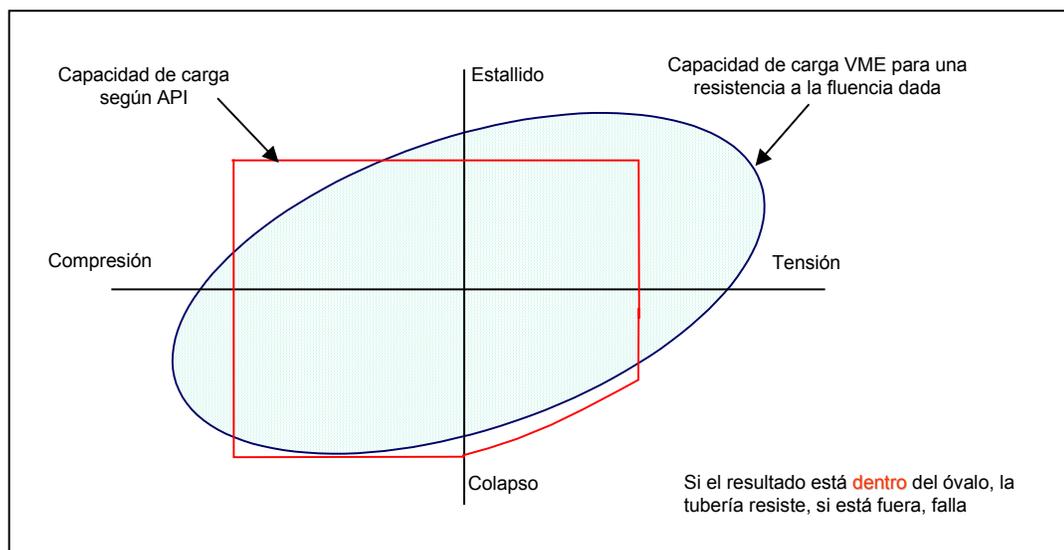


Figura 3.28: Representación gráfica de los esfuerzos triaxiales, según Von Mises (Tomado de Presentaciones de PDVSA)

Para analizar cada una de las condiciones de carga (estallido, colapso, tensión y efectos triaxiales) existen dos métodos de diseño: el convencional y el de vida de servicio. En el método convencional, las cargas se estudian por separado sin tomar en cuenta otras condiciones de análisis como la cementación, el pandeo, los cambios de temperatura, los esfuerzos de flexión, ni las variaciones en el área transversal de la tubería; mientras que en el método de vida de servicio, se considera un caso de carga base (revestidor cementado), al cual se superpone cada uno de los diferentes casos de carga y en los que se verifican las condiciones de análisis ignoradas en el método anterior.

Las técnicas convencionales de diseño son sencillas por naturaleza y pueden resolverse fácilmente mediante cálculos a mano. Por el contrario, los cálculos relativos al método de vida de servicio son bastante complicados, por lo que requieren el uso de un programa de computadora como el “Stress Check”.

4.4. Hidráulica

El estudio de la hidráulica, constituye uno de los aspectos más importantes en la planificación de las actividades de perforación de un pozo, debido a que con ella se puede:

- Controlar la presión de fondo
- Disminuir el peso de la sarta de perforación y revestimiento, debido a la fuerza de flotabilidad
- Minimizar la erosión debido a la acción de limpieza durante el movimiento
- Incrementar la tasa de penetración
- Tamaño de los equipos de superficie
- Controlar la presión de surgencia creada por la bajada de la tubería dentro del hoyo
- Minimizar la presión de succión creada por la sacada de la tubería del hoyo
- Evaluar los incrementos de presión cuando se circula el lodo
- Mantener el control del pozo durante los influjos

Utilizando la información definida para los ensamblajes de fondo, los revestidores, los diámetros de hoyos a perforar y los fluidos a utilizar durante la perforación, se realizó la evaluación de los requerimientos de limpieza de los hoyos para las diferentes fases de perforación. En este caso, se empleó el módulo de Hidráulica de la aplicación de ingeniería “Well Plan”.

El modelo usado para describir el comportamiento reológico del fluido de perforación es el “Power Law Modificado”, según la ecuación:

$$\tau = \tau_o + (K * \gamma^n)$$

Donde:

K : índice de consistencia

n : índice de flujo

γ : densidad del fluido

τ : esfuerzo de cedencia

En este modelo, los parámetros n y K son similares a los del modelo “Power Law” pero, para fluidos que tienen un esfuerzo cedente, los valores calculados de n y K serán diferentes. El parámetro τ_o es el esfuerzo cedente de un fluido cuando la velocidad de corte es cero (0 rpm). En teoría, este parámetro es el mismo que el punto de cedencia del modelo plástico de Bingham. En casos particulares el modelo se reduce al modelo plástico de Bingham cuando $n = 1$ y se reduce al modelo de “Power Law” cuando $\tau_o = 0$.

El modelo “Power Law Modificado” describe bien el comportamiento de fluidos base agua y base aceite ya que ambos tipos de fluidos exhiben comportamiento de adelgazamiento de corte y tiene esfuerzo de corte a velocidad de corte cero.

Los cálculos hidráulicos por fase se realizaron tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Presión en cabezal de la bomba.
- Potencia hidráulica por unidad de área.
- Porcentaje de limpieza en el hoyo.

4.5. Tiempos de operación

PDVSA, en su esfuerzo constante de optimar sus operaciones desarrolló una metodología única para el análisis de los tiempos operacionales, llamada “Análisis de Actividades de Construcción y Rehabilitación de Pozos”, la cual permite:

- Evaluar índices de perforación por hoyo, campo y área,
- Identificar actividades susceptibles a ser mejoradas,
- Optimar las operaciones de perforación y
- Obtener índices referenciales de apoyo para la planificación de los pozos a perforarse a corto y mediano plazo.

Con la implantación y análisis de esta metodología, se pueden aplicar los correctivos técnicos que permitan mejorar la eficiencia de la perforación al reducir el tiempo no productivo, disminuyendo así el costo final del pozo.

Para lograr esto, se estandarizaron y codificaron todas las operaciones relacionadas con la construcción de un pozo, las cuales se clasifican en cuatro niveles jerárquicos (fase, etapa, actividad y sub-actividad), los cuales se relacionan con un nivel de detalle, tal como se muestra en la figura 3.29.

Los Macro Procesos, señalados en la figura 3.29, son los de Construcción y Rehabilitación de Pozos, siendo el primero el que se tomará en cuenta para los efectos de este proyecto.

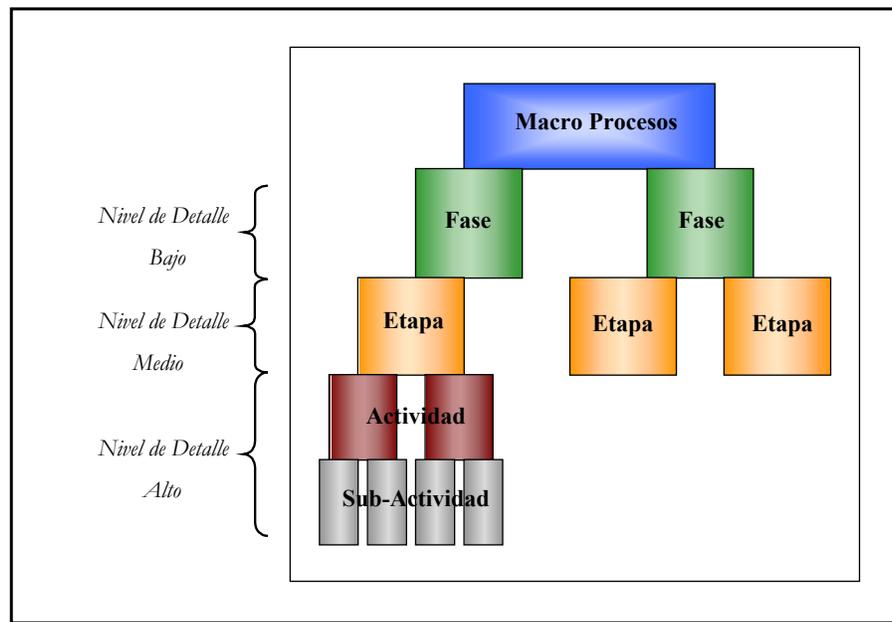


Figura 3.29: Clasificación de las operaciones según la metodología de “La estandarización de los procesos de Construcción y Rehabilitación de Pozos”

▪ **Macro proceso construcción de pozos:**

Comprende una serie de actividades inherentes a la perforación y completación de un pozo que permitan la extracción o inyección de cualquier tipo de fluido desde el yacimiento hasta la superficie, y viceversa, con el objeto de generar potencial o aumentar las reservas.

Este proceso se divide en siete fases, las cuales describen el proceso de perforación de un pozo desde que se inician los preparativos para la mudanza del taladro hacia la nueva localización o pozo, hasta que se prueba satisfactoriamente el árbol de Navidad o se asegura el pozo. Estas fases son:

- ✓ Mudar
- ✓ Perforar
- ✓ Evaluar el yacimiento
- ✓ Completar
- ✓ Reentrar
- ✓ Hincar
- ✓ Abandonar

La secuencia típica del proceso de Construcción de pozos contempla las fases mudar, perforar, evaluar el yacimiento (opcional) y completar, tal como se muestra en la figura 3.30.

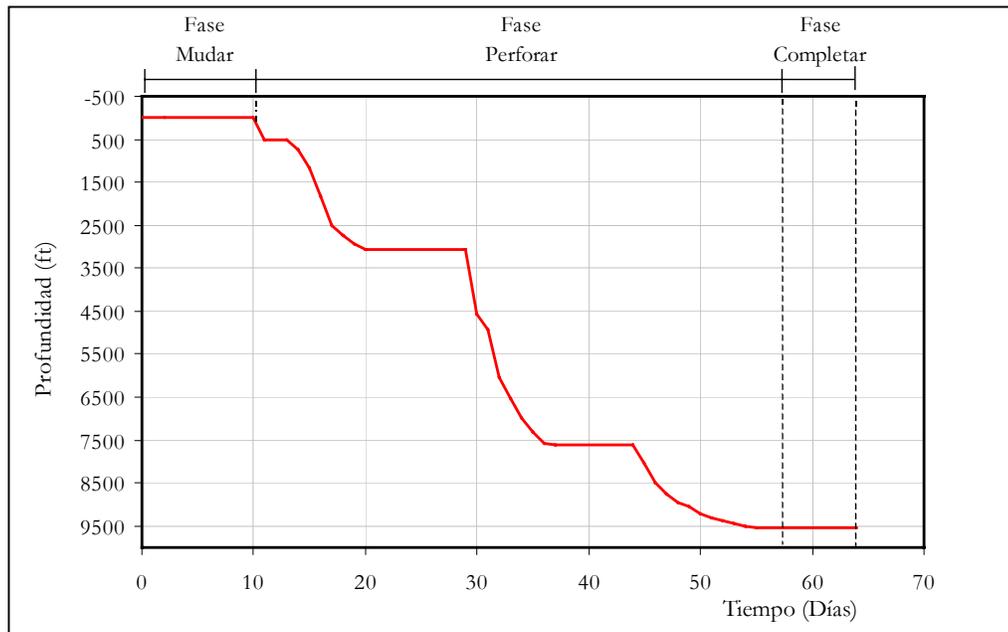


Figura 3.30: Secuencia típica de las fases del macro proceso de construcción del pozo.

Cada una de estas fases está vinculada con un conjunto de operaciones que requieren de un tiempo para su cumplimiento, tiempo que está relacionado tanto con actividades productivas como no productivas.

4.5.1 Tiempo productivo

Es el período de tiempo de aquellas actividades de los equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción o rehabilitación del pozo de acuerdo a lo planificado o de eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente. El tiempo productivo está subdividido en: Productivo Planificado y productivo Adicional.

- Productivo Planificado: son todos aquellos tiempos asociados a las diferentes actividades relacionadas con la construcción y rehabilitación de un pozo, que forman parte de la planificación inicial.

- **Productivo Adicional:** son todos aquellos tiempos que, una vez comenzado el proceso, son incluidos a solicitud del cliente en las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo, y que no formaban parte de la planificación inicial. Ejemplo: profundizaciones, toma de núcleos y corrida de registros eléctricos adicionales, abandono de hoyo y desvío por reinterpretación geológica, etc. Aplica para cada hoyo.

4.5.2. Tiempo no productivo

Se define como el período acreditable a eventos o actividades en las operaciones del equipo de perforación, que retardan el avance de las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo según lo planificado. Inicia desde que se evidencia una actividad no productiva hasta que se encuentren de nuevo las condiciones operacionales productivas que se tenían antes del evento improductivo.

Para un mejor análisis de los eventos que generan tiempos no productivos durante las fases del proceso de perforación y rehabilitación, se ha clasificado el tiempo no productivo en actividades de tiempo perdido y de problemas, los cuales se definen a continuación:

- **Tiempo por problemas**

Son todos aquellos acontecimientos no productivos inherentes a la condición del hoyo y que por sus características se les denominan “problemas”. Comprende las actividades:

- ✓ Acondicionamiento del hoyo
- ✓ Pérdida de circulación
- ✓ Atascamiento de la tubería
- ✓ Control de arremetida,
- ✓ Sidetrack/ desvío
- ✓ Corrección de cementación primaria
- ✓ Pesca y
- ✓ Complejidad geológica.

▪ Tiempo perdido

Son todos aquellos acontecimientos no productivos que por su naturaleza no son considerados como tiempos problemas y no están asociados a condiciones del hoyo, sino a eventos logísticos y de superficie. Estas son:

- ✓ Fallas en general
- ✓ Esperas (contratistas, PDVSA...)
- ✓ Reacondicionamientos
- ✓ Reparaciones y
- ✓ Fuerza Mayor (paros sindicales, condiciones ambiente...)

Para la realización de un análisis de tiempos de operaciones, se debe llegar a un alto nivel de detalle, lo cual involucra la duración no solo de las fases y las etapas, sino también de las actividades, las cuales se muestran en la Figura 3.31.

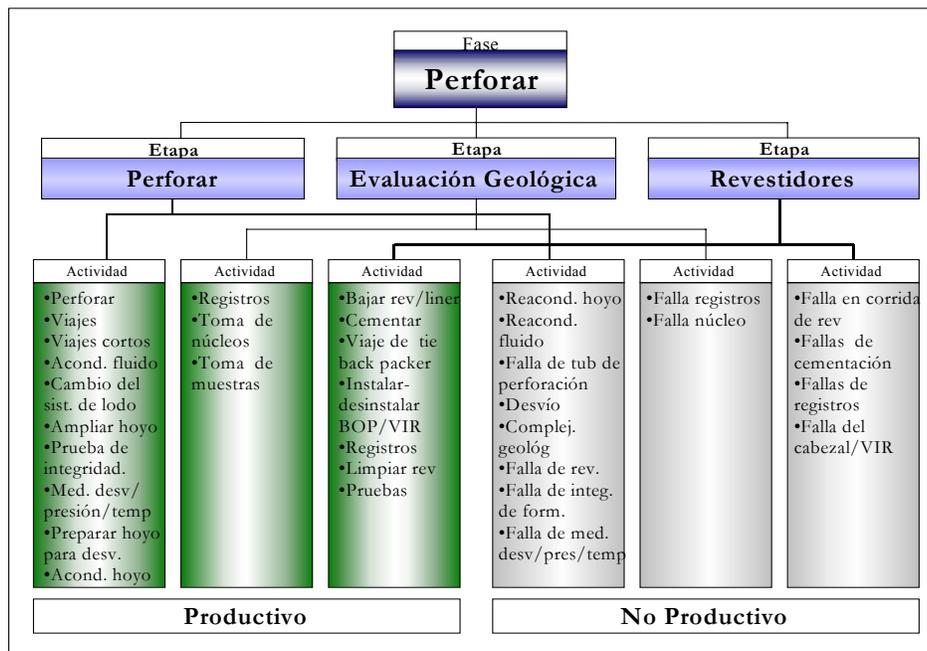


Figura 3.31: Esquema de operaciones por Fase, Etapa y actividades involucradas en el cálculo de tiempos de perforación.

Es importante recalcar que cada una de las actividades tiene sub-actividades asociadas que delimitan su inicio y fin, las cuales están claramente definidas en el Manual PDVSA de Análisis de Tiempos de Construcción y Rehabilitación de Pozos.

CAPÍTULO IV

Requerimientos Funcionales

1. Uso y tipo de pozo

El pozo a perforar en la localización El-JX para el año 2003 en el domo norte del campo San Joaquín (figura 4.1), constituye un pozo vertical, de desarrollo, productor de gas y petróleo por flujo natural, cuya completación será “monobore” de 5 ½” por exigencias de Estudios Integrados de Yacimientos.

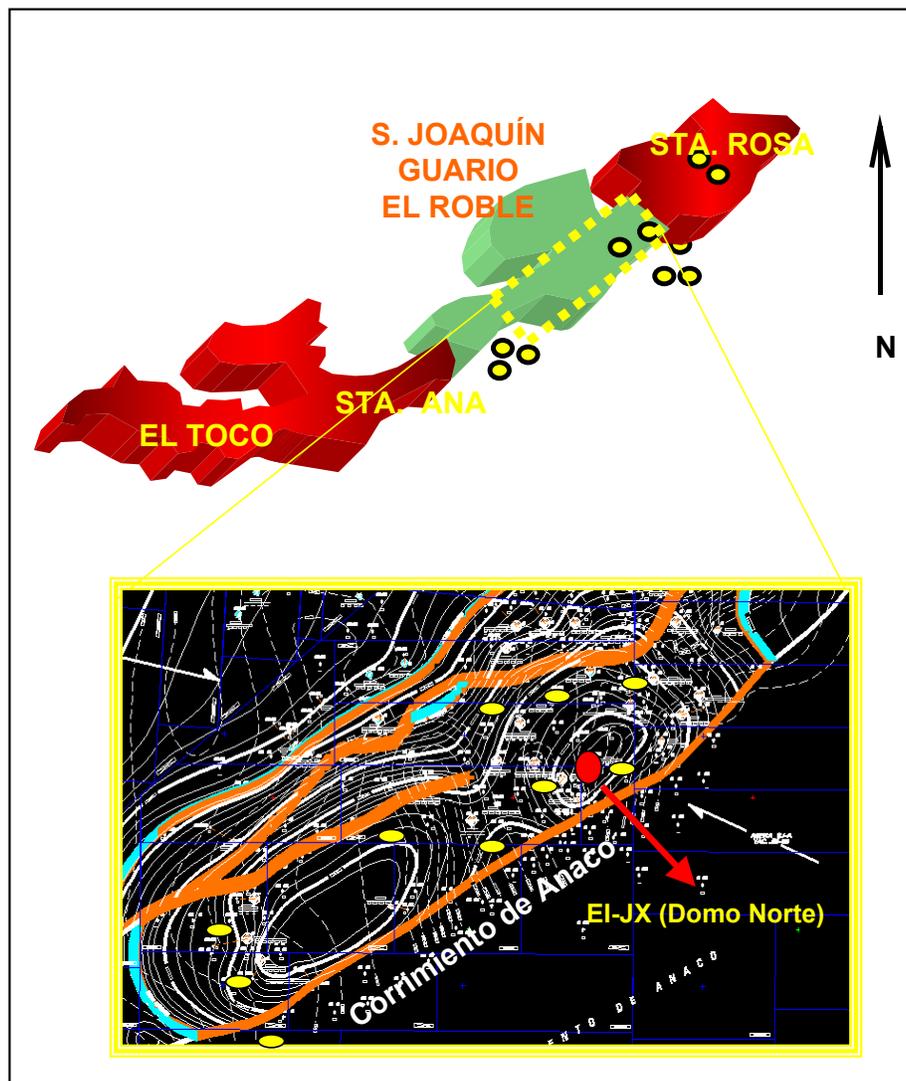


Figura 4.1: Ubicación de la localización El-JX en el Domo Norte del campo San Joaquín.

2. Objetivos de la Corporación

- Mantener costos mínimos
- Maximizar la generación de valor, de forma que se garantice la rentabilidad del proyecto
- Aplicar las normas de seguridad, en cuanto a riesgos ambientales se refiere
- Mantener armonía con el entorno social
- Garantizar la incorporación de tecnología
- Promover la participación Nacional

3. Objetivos de la Unidad de Explotación

- Manejar un volumen de 120BNPD de petróleo y 15 MMPCND de gas, del yacimiento G-68, arena Merecure-T4 y T5 (ME-T4,5)
- Drenar unas reservas por pozo de 50 MMMPCNG. y 5 MMBNP.
- Ubicar el pozo según las coordenadas UTM: N: 1.036.240 m. y E: 337.500 m.
- Evitar daño a la formación
- Completar el pozo de forma sencilla (monobore), siendo el diámetro de la tubería de producción de 5 ½”
- Realizar trabajos de rehabilitación y mantenimiento de pozo cada 3 años, para garantizar el buen funcionamiento del activo durante un tiempo de vida útil de 10 años
- Caracterizar el yacimiento en la parte más alta del domo norte
- Atravesar mayores espesores de arena neta gasífera

4. Objetivos de Perforación

- Mejorar los tiempos de perforación, mediante la identificación y prevención de todos aquellos factores que incrementen el tiempo planificado para una actividad específica.
- Construir un activo que sea mantenible en el tiempo, según el potencial esperado (15 MMPCNG y 120BNPPD)
- Seleccionar las mejores opciones para perforar un pozo, desde el punto de vista técnico y económico

CAPÍTULO V

Métrica de Yacimiento

La métrica de yacimiento, elaborada con el propósito de establecer el grado de definición y complejidad del yacimiento Guario-68 y en cuya elaboración intervino un equipo multidisciplinario de ingenieros, se muestra en el Apéndice A.

A partir de ella se estableció que el índice de calidad de definición de este yacimiento es alto, ya que con los últimos pozos perforados se ha capturado una amplia gama de información entre la que se incluye: núcleos, sísmica, registros, pruebas de presión, muestras de fluidos, mapas, etc.

Adicionalmente, la gráfica de la figura 5.1 permite visualizar la distribución de la complejidad estática del yacimiento, en la que la estructura del mismo es la que presenta mayor complejidad (media alta), seguido de la complejidad de los fluidos de la formación y del mecanismo de empuje (media), por las razones siguientes:

- Estructuralmente el yacimiento Guario-68 presenta varias fallas con saltos mayores al grosor del yacimiento, por lo que las unidades de flujo se encuentran interrumpidas y localmente compartamentalizadas. Existen dos fallas principales: la falla del Ático y el corrimiento de Anaco, ambas con dirección suroeste.
- Existe una moderada densidad de fracturas abiertas, localmente conectadas.
- El yacimiento es un monoclinal, altamente plegado con moderada a alta variación de los buzamientos: al este de 5-10° con una variación de más o menos 10°/1000 pies.
- Los fluidos de la formación están conformados por: líquidos condensados de 45 a 50 °API, sin importante variación lateral o vertical de la composición y sin tendencia a formar parafinas o hidratos, gas húmedo con poca variación lateral o vertical en su composición y el agua de formación presenta tendencia a formar

escamas luego de extensos periodos de producción. Adicionalmente, existe un alto contenido de CO₂ (8%) y H₂S (10 ppm.).

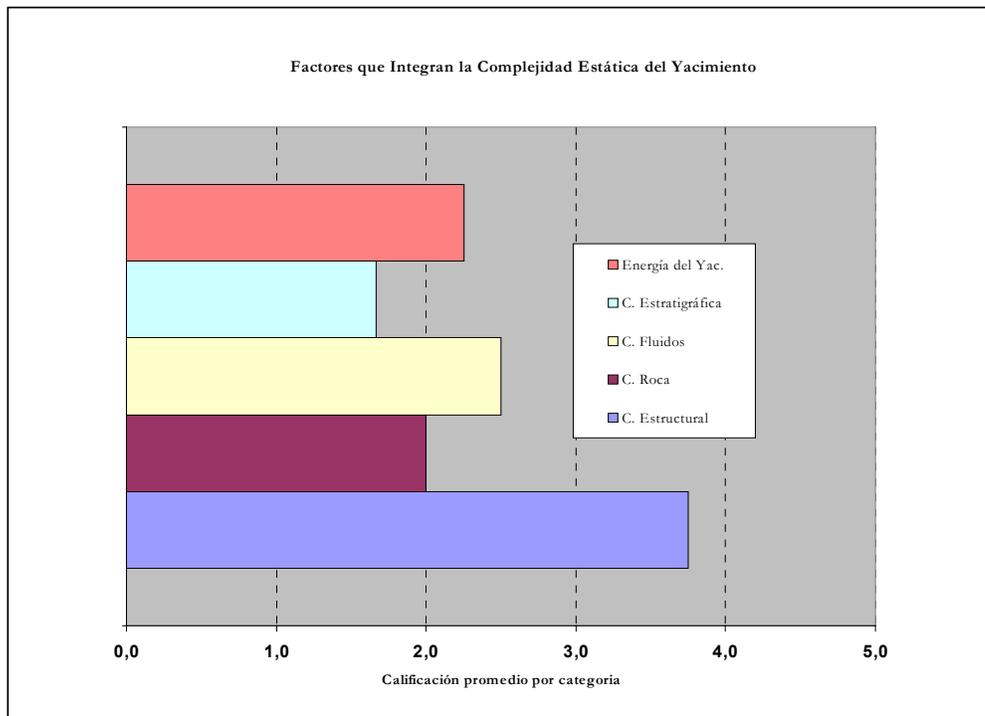


Figura 5.1: Gráfico que muestra el índice de complejidad estática del yacimiento (ICEY) por categoría de evaluación

- En cuanto a los mecanismos de empuje, el yacimiento Guarío-68 se encuentra influenciado por la compactación de la roca y la expansión de los fluidos. Además se considera que la energía del mismo es alta, debido a que la diferencia entre la presión inicial y la presión de burbujeo supera los 2500 lpc.
- La roca es ligeramente compactable a las presiones de agotamiento del mismo, medianamente dura, con propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento.

De esta manera, desde el punto de vista estático el yacimiento Guarío-68 fue clasificado, por el equipo multidisciplinario correspondiente, como medianamente complejo. Igual resultado se obtuvo desde el punto de vista dinámico, donde se predice la influencia que tienen los diferentes mecanismos de recuperación y los componentes del esquema de desarrollo sobre el yacimiento.

La gráfica de la figura 5.2 muestra los aspectos del yacimiento que se ven afectados en mayor o menor medida por los mecanismos de producción y el tipo de desarrollo del yacimiento, obsérvese que en este caso, los fluidos, la roca y la estructura del yacimiento continúan presentando mayor complejidad (media).

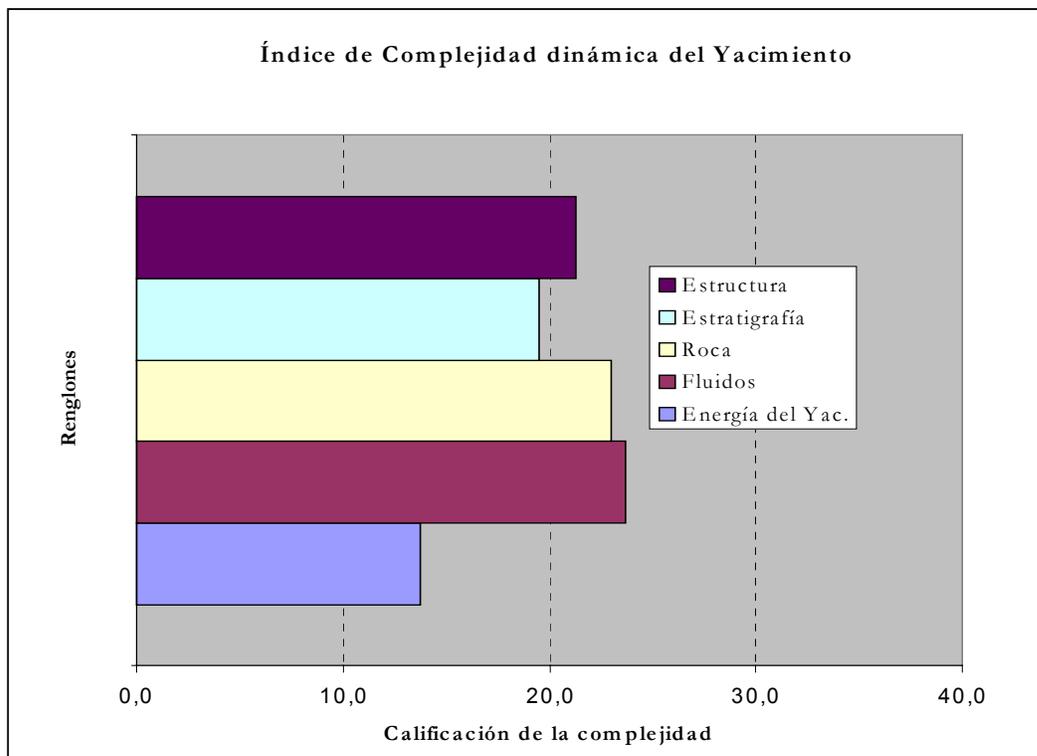


Figura 5.2: Gráfico que muestra el índice de complejidad dinámica del yacimiento (ICODY) por categoría de evaluación

Basándose en estos resultados se obtuvo el gráfico de la figura 5.3, en el que se resume que la localización EI-JX junto con el resto de las localizaciones a perforarse en el año 2003, presentan una alta definición y una complejidad media, lo cual se ve compensado por la gran cantidad de información que se tiene del campo, producto de la campaña de perforación del año anterior. En este sentido, es relativamente seguro perforar un pozo en esta zona, por lo que se decidió continuar con la planificación del proyecto y comenzar con la ingeniería conceptual del mismo.

De forma comparativa, en la figura 5.3, se ubicó a la localización El Roble, la cual presenta baja definición del yacimiento y complejidad media, por lo que pudiera pensarse que no es conveniente realizar el proyecto. Sin embargo, esta localización se quiere perforar con el propósito de recolectar datos de la zona que permitan en el futuro tener mayor conocimiento de la misma y mejorar su ubicación dentro del gráfico, al incrementar el número de información existente.

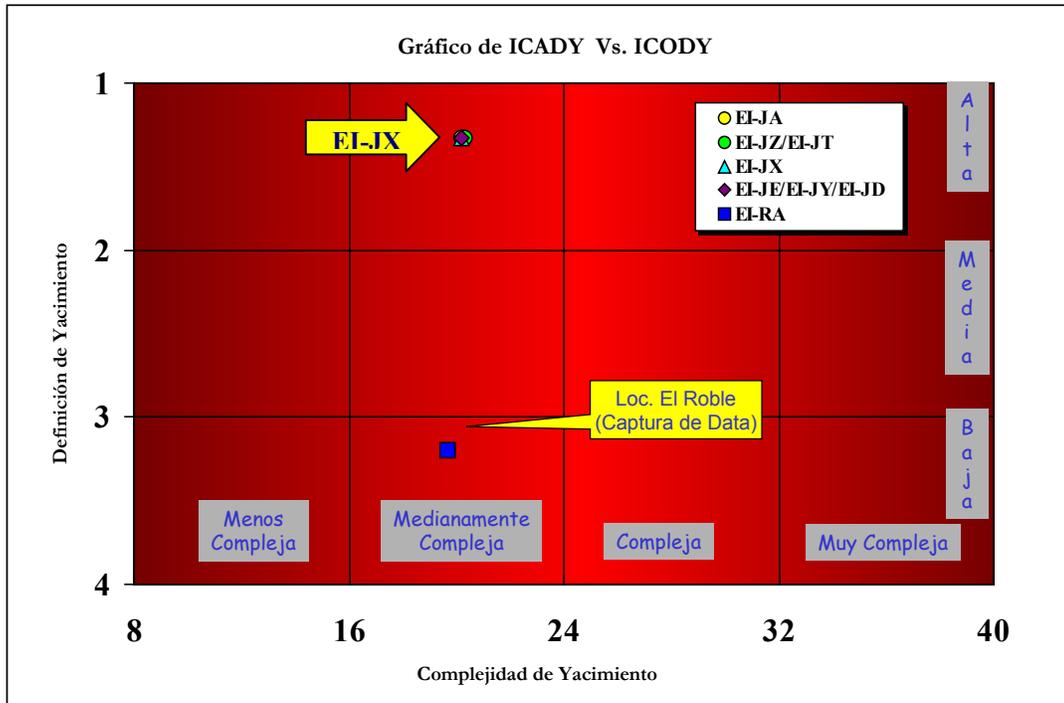


Figura 5.3: Gráfico del Índice de Calidad de Definición del Yacimiento contra el Índice de Complejidad del mismo, para las localizaciones del año 2003

CAPÍTULO VI

Ingeniería Conceptual

1. Características de los fluidos y de la roca

Según la información suministrada por Estudios Integrados de Yacimientos, las características de los fluidos y de la roca (yacimiento Guarío-68, arena ME-T4,5) se resumen a continuación:

- °API del petróleo: 48
- Relación gas-petróleo (RGP): 5870 MMPCG/BNP
- Fluidos corrosivos: 10 ppm. de CO₂ y 8 % de H₂S
- Potencial estimado: 15 MMPCNGD y 120 BNPD
- Reservas a drenar por pozo: 50 MMMPCNG y 5MMBNP
- Reservas a drenar por yacimiento: 847 MMMPCNG y 65 MMBNP

Adicionalmente, los resultados del estudio petrofísico realizado al pozo JM-191 (cercano a la localización EI-JX), basándose en los núcleos tomados durante su perforación, concluye que el espesor de la arena neta de hidrocarburos (ANH), la presión y las propiedades de la roca como: porosidad (ϕ), permeabilidad (K) y saturación de agua (S_w), para las arenas ME-T4,5 y SJ-A son las presentadas en la tabla 6.A.

Tabla 6.A: características de las arenas ME-T4,5 y SJ-A

Arena	ANH (pies)	Φ efectiva (%)	S_w (%)	K (md)	Presión (lpc)
ME-T4,5	22	14	9	80	3314
SJ-A	88	11	7	30	2830

2. Intervalos productores

La localización EI-JX alcanzará una profundidad de 9500 pies y atravesará los topos formacionales indicados en la tabla 6.B, según estimaciones realizadas por Estudios Integrados de Yacimientos.

Tabla 6.B: Topes estimados de las formaciones o miembros a atravesar por la localización EI-JX

Formación o Miembro	Tope (pies)
Moreno	1550
Naranja	3000
Verde	4500
Amarillo	5380
Colorado	6100
Merecure	7500
San Juan	8810

Los objetivos primario y secundario de esta localización corresponden a las arenas ME-T4,5 y SJ- A respectivamente, cuyos topes y bases se señalan en la tabla 6.C.

Tabla 6.C: tope y base del objetivo primario y secundario de la localización EI-JX

Objetivo	Arena	Tope (pies)	Base (pies)
Primario	ME-T4,5	8710	8760
secundario	SJ-A	8810	9010

3. Análisis nodal

Mediante el uso del simulador “Pipe Sim”, los integrantes del Departamento de Productividad verificaron que el potencial estimado del pozo (15 MMPCNGD. y 120 BNPD) era posible producirlo en una tubería de 5 ½” y analizaron el posible comportamiento de la producción dependiendo de los equipos de superficie.

Para observar los cambios en las tasas de producción de gas y de petróleo, se establecieron varios escenarios, en los que:

- Se fijó el tamaño de la tubería de producción, por requerimientos de Estudios Integrados de Yacimientos
- Se varió el tamaño de los reductores en el cabezal del pozo y la presión de yacimiento
- Se utilizó un factor de daño igual a 5 y la permeabilidad de la arena ME-T4,5 igual a 60 md.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 6.1 y se resumen en las tablas 6.D y 6.E. A partir de ellos es posible establecer que el potencial de gas estimado del pozo se alcanzará colocando un reductor de ¾” y la producción se mantendrá hasta

que la presión del yacimiento decaiga desde 3000 lpc. (presión inicial) hasta 2500 lpc. aproximadamente.

Es importante resaltar que, según los resultados suministrados, la producción de líquido se encuentra lejos de cumplir con lo estimado para cualquiera de los reductores utilizados y las presiones con las cuales se realizaron las sensibilidades .

Tabla 6.D: Tasas de líquido y gas a distintas presiones de yacimiento con un reductor de 3/4"

Reductor de 3/4"		
Pyac	QG (MMPCD)	QL (BNPD)
3000	20,7	1,9
2800	18,5	3,3
2500	15,7	3,8
2000	9,4	4,3

Tabla 6.E: Tasas de líquido y gas a distintas presiones de yacimiento con un reductor de 1/2"

Reductor de 1/2"		
Pyac	QG (MMPCD)	QL (BNPD)
3000	13,1	2,7
2800	11,6	2,4
2500	9,9	2
2000	-	-

4. Gradiente de presión de poro y fractura

El programa DrillWorks/PREDICT permitió estimar las curvas de presión de poro y gradiente de fractura de las formaciones a perforar, utilizando los métodos de cálculo establecidos por Eaton (ver Capítulo III). Para ello, se recolectaron los registros de densidad (RHOB), Gamma Ray (GR) y sísmico, así como las medidas de las pruebas presión tomadas durante la perforación del pozo JM-201, el cual es un pozo recientemente perforado en el campo, cercano a la localización EI-JX.

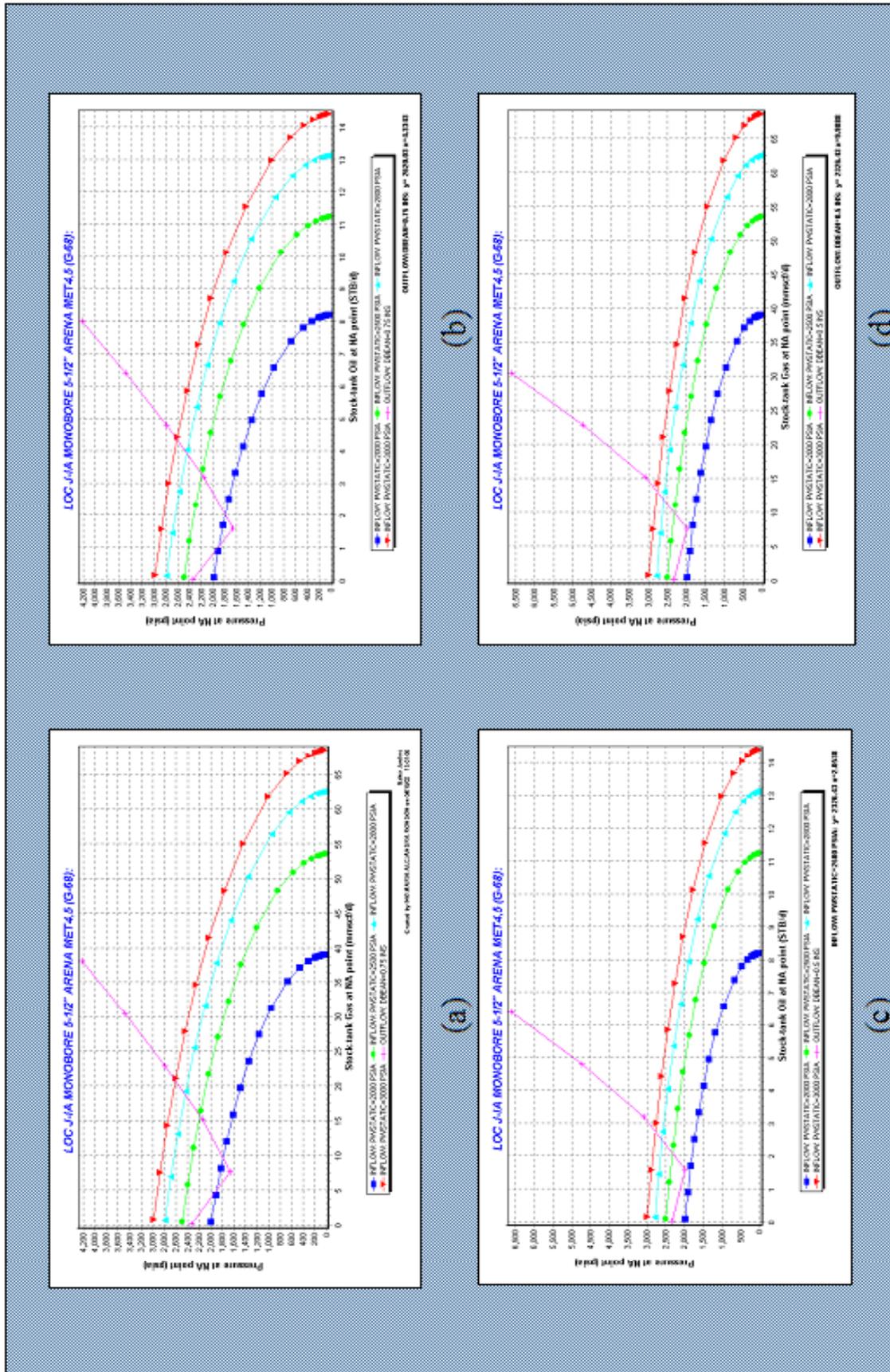


Figura 6.1: Gráficas resultado de la herramienta "Pipe Sim", en la que se simuló para la producción de gas: (a) un reductor de 3/4" y (c) con un reductor de 1/2". Se simuló para la producción de crudo con (b) un reductor de 3/4" y (d) con un reductor de 1/2"

La secuencia básica, seguida para obtener las curvas de presión de poro y gradiente de fractura se describe a continuación:

- Determinar la presión de sobrecarga a partir del registro de densidad.
- Generar el valor de corte del registro Gamma Ray o línea de 100 por ciento lutita, según el índice de arcillosidad, el cual se define como una relación lineal entre los valores de Gamma Ray mínimo y máximo, tal que:

$$V_{lutita} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}}$$

Donde:

V_{lutita} : índice de arcillosidad

GR : es el valor de Gamma Ray a una profundidad dada

GR_{min} : mínimo valor del registro de Gamma Ray

$GR_{máx}$: máximo valor del registro de Gamma Ray

A partir de esto, se calcula el índice de arcillosidad que presenta mayor frecuencia en todo el registro Gamma Ray (V_{lutita} moda) y del cual se obtiene la línea de 100 por ciento lutita.

- Una vez establecida la línea de 100 por ciento lutita, se seleccionan los valores del registro que exceden este valor de corte (puntos de lutita) y se transfieren hacia un registro con el cual pueda calcularse la porosidad (sónico o de resistividad).
- Transferidos los puntos de lutita se establecen las líneas de tendencia normal de compactación.
- Se estima la presión de poro y el gradiente de fractura en función de la profundidad a partir del método de Eaton y se calibran, si se cuenta con puntos de medición directa de la presión de formación.

De esta manera se obtuvieron las curvas que se muestran en la figura 6.2, donde se verifica la complejidad de la distribución de presiones existentes en el área, ya que

de una formación a otra o de un miembro a otro se observan cambios bruscos en las presiones de poro.

La importancia de estos resultados es que con ellos se determinan la densidad de los lodos de perforación y de las lechadas de cemento, así como el establecimiento de las profundidades de asentamiento de los revestidores y el diseño de los mismos para la nueva localización.

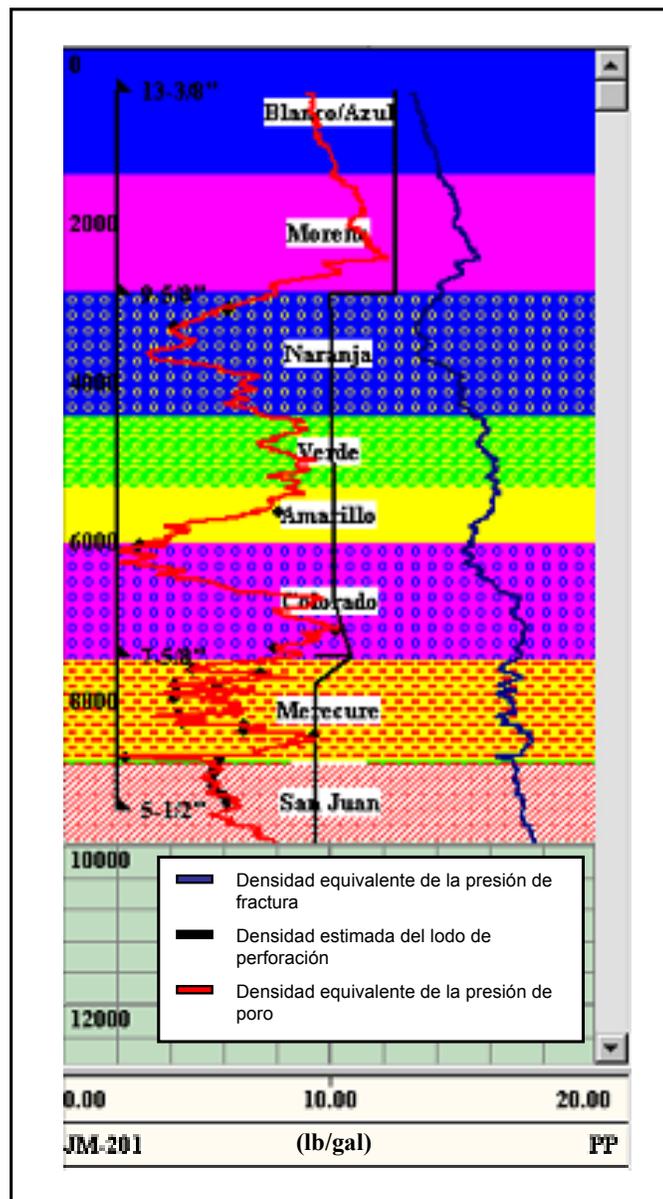


Figura 6.2: Curvas de densidad equivalente de la presión de poro y de fractura del pozo JM-201

5. Gradiente de temperatura estática del área

Unificando las medidas estáticas de temperatura tomadas por los registros corridos durante la perforación de los pozos vecinos, se construyó la curva correspondiente al gradiente de temperatura promedio del campo San Joaquín, la cual se muestra en la figura 6.3 y en la que se observa un incremento lineal de la temperatura con la profundidad desde 80°F en la superficie hasta aproximadamente 278°F a 9500', profundidad final de la localización EI-JX.

De esta manera, el gradiente de temperatura correspondiente al área, queda descrito por la siguiente relación matemática:

$$Y = 49,053 * X - 4297,8$$

Donde:

X : Temperatura estática de la formación en °F.

Y : Profundidad medida en pies.

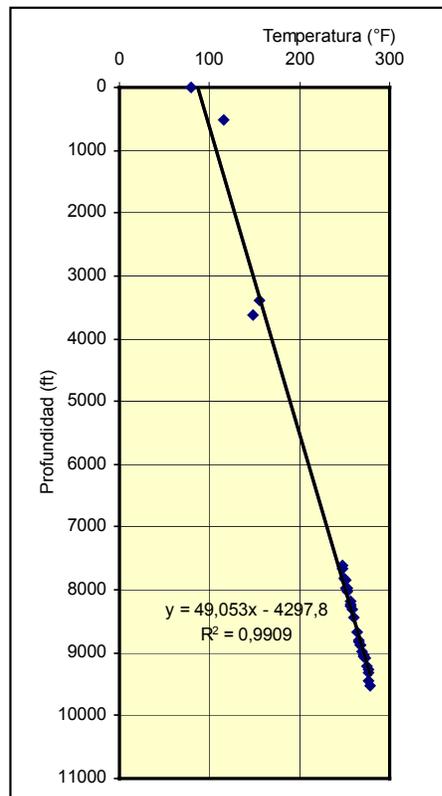


Figura 6.3: Distribución de temperatura estática del área vs. profundidad

6. Éxito Volumétrico y Mecánico del Campo San Joaquín para el año 2002

▪ Éxito volumétrico

El éxito volumétrico se define como el cociente entre el potencial real y el potencial estimado de un pozo, entendiéndose por potencial real al volumen de fluidos reportado cuando el pozo queda oficialmente completado ante el Ministerio de Energía y Minas:

$$EV = \frac{Potencial_{Real}}{Potencial_{Est}}$$

Donde:

EV: Éxito Volumétrico

Potencial_{Real}: Producción diaria de gas y/o petróleo, reportado oficialmente al Ministerio en MMPCNGD. o BNPD.

Potencial_{Est}: Producción diaria estimada de gas y/o petróleo en MMPCNGD. o BNPD.

En este sentido, el éxito volumétrico permite establecer la diferencia existente entre el potencial esperado de un pozo y su potencial real, ya que a partir de él pueden obtenerse tres tipos de resultados:

- ✓ Éxito Volumétrico > 1: la producción real del pozo es mayor a lo estimado, siendo ésta la situación más favorable.
- ✓ Éxito volumétrico = 1: implica que la producción real del pozo es igual a la producción estimada del mismo.
- ✓ Éxito volumétrico < 1: la producción real del pozo es menor a lo estimado, situación que requiere revisión, ya que un éxito volumétrico menor a uno, no necesariamente implica un mal resultado (rangos entre 0,75 y 0,99 se consideran aceptables).

A partir de los datos suministrados por Estudios Integrados de Yacimiento y por Producción, se elaboró la gráfica de la figura 6.4, en la que se muestran los éxitos volumétricos alcanzados por los pozos perforados en el campo San Joaquín para el

año 2002, se observa que el éxito en la producción de gas (objetivo principal de producción en Anaco), en la mayoría de los pozos, se encuentra entre 95 y 100 por ciento, lo que implica un éxito en la planificación y construcción de los mismos, y por tanto un indicio de que la metodología recientemente implantada (VCD) está dando buenos resultados.

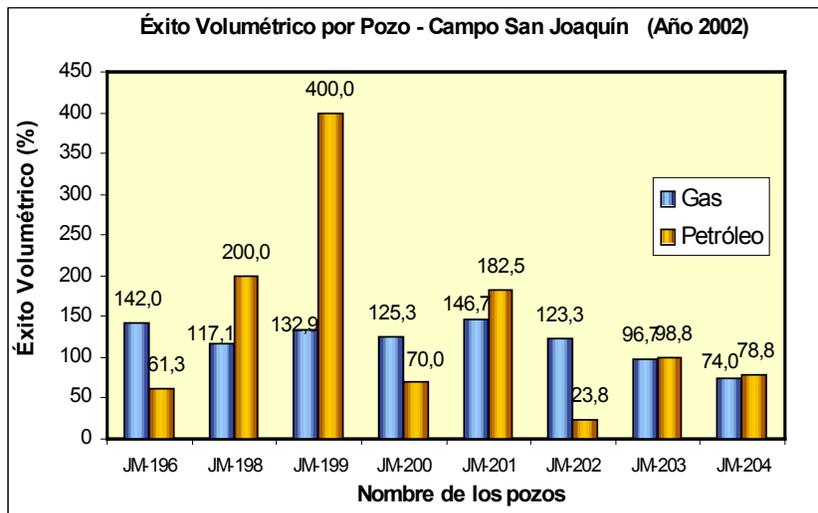


Figura 6.4: Éxito volumétrico de los pozos perforados en el campo San Joaquín durante el año 2002

Para visualizar más fácilmente el éxito que se ha tenido en el transcurso de este año con la perforación de nuevos pozos aplicando la metodología VCD, se realizó un promedio ponderado de los pozos que presentaron éxitos volumétricos mayores al 100,0 por ciento, entre 99,0 y 75,0 por ciento, entre 74,0 y 25,0 por ciento y entre 24,0 y cero por ciento, con lo que se realizó la gráfica de la figura 6.5.

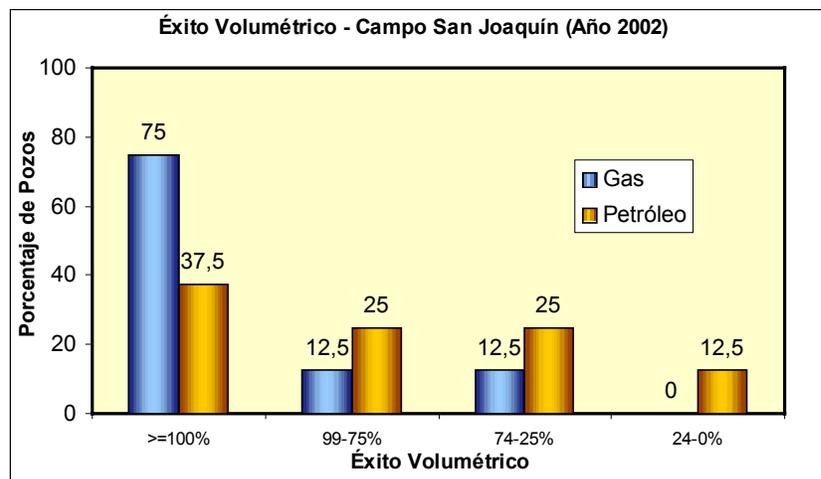


Figura 6.5: Éxito volumétrico de campo San Joaquín para el año 2002

En la gráfica anterior puede verificarse entonces que de un universo de ocho pozos, el 75,0 por ciento produce más volúmenes de gas de lo esperado y un 37,5 por ciento más petróleo de lo estimado. Este resultado mejora al adicionar los pozos con éxito volumétrico entre 99,0 y 75,0 por ciento, por lo que se obtiene un 87,5 por ciento de los pozos perforados en el año 2002 produciendo gas por encima o cercano a los volúmenes estimados, mientras que un 62,5 por ciento produce petróleo condensado por encima o cercano a lo estimado.

De esta manera se puede establecer como meta, para la localización EI-JX un éxito volumétrico mayor al 100,0 por ciento o entre el rango de 99,0 a 75,0 por ciento, tanto para la producción de gas como la de petróleo.

- **Éxito mecánico**

Fue considerado como el porcentaje o relación entre el tiempo estimado para la perforación de un pozo y el tiempo que realmente se utilizó para perforar el mismo:

$$EM = \frac{T_{Estimado}}{T_{Real}}$$

Donde:

EM: Éxito Mecánico

T_{Estimado}: Tiempo estimado de perforación de un pozo en días

T_{Real}: Tiempo real de perforación de un pozo en días

A partir de un éxito mecánico dado pueden obtenerse tres tipos de resultados:

- ✓ Éxito mecánico > 1: el tiempo real de perforación de un pozo es menor al estimado, situación que se considera la más favorable.
- ✓ Éxito mecánico = 1: implica que el tiempo real de perforación de un pozo es igual al tiempo estimado del mismo.

- ✓ Éxito mecánico < 1 : el tiempo real de perforación de un pozo es mayor a lo estimado, sin embargo un éxito mecánico menor a uno, no necesariamente implica un mal resultado (rangos entre 0,75 y 0,99 se consideran aceptables).

La figura 6.6, muestra el éxito mecánico de los pozos perforados en el campo San Joaquín para el año 2002, donde se observa que en la mayoría de los casos el éxito mecánico se encuentra entre 80,0 y 90,0 por ciento, lo cual es un resultado favorable.

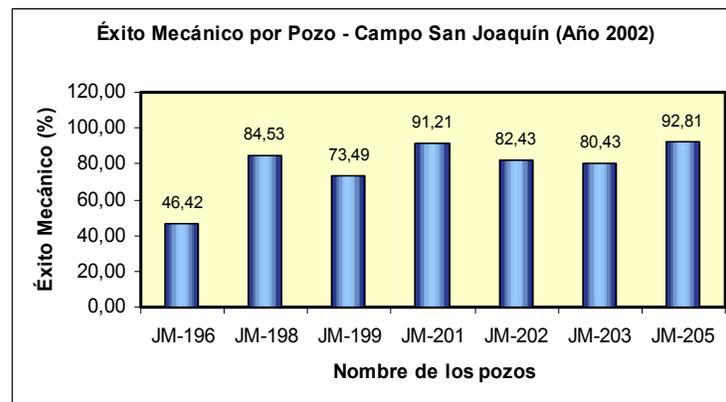


Figura 6.6: Éxito mecánico de los pozos perforados en el campo San Joaquín durante el año 2002

Realizando un promedio ponderado y agrupando los valores de éxito mecánico como se muestran en la figura 6.7, se obtiene que un 71,4 por ciento de los pozos estudiados presentan éxitos mecánicos entre 99,0 y 75,0 por ciento. En este sentido el éxito mecánico de la localización El-JX deberá estar comprendido entre este rango o superarlo.

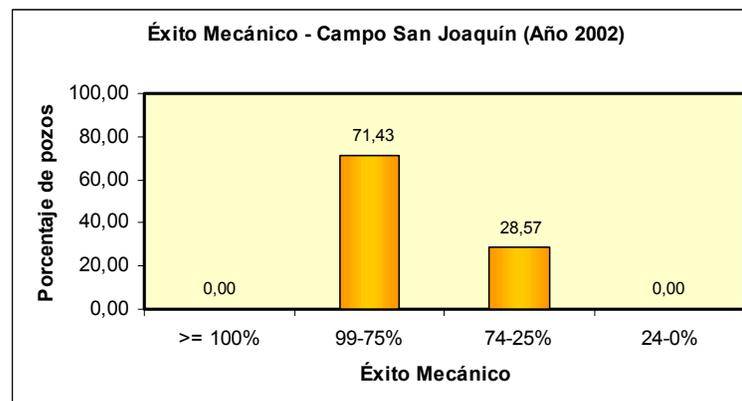


Figura 6.7: Éxito mecánico de campo San Joaquín para el año 2002

7. Información de pozos vecinos

7.1. Proceso de recolección de información de pozos vecinos

Teóricamente los pozos vecinos a una localización propuesta, corresponden a aquellos que la rodean en 360° e incluyen los pozos que fueron perforados más profundos o someros respecto a la misma.

Para realizar el estudio de pozos vecinos, se seleccionaron los pozos: JM-191, JM-201, JM-202, JM-203 y G-87, ya que son pozos relativamente cercanos a la localización (figura 6.8), perforados entre el año 2000 y 2002, por lo que la información es bastante reciente y corresponde a la última tecnología utilizada para perforar en el área.

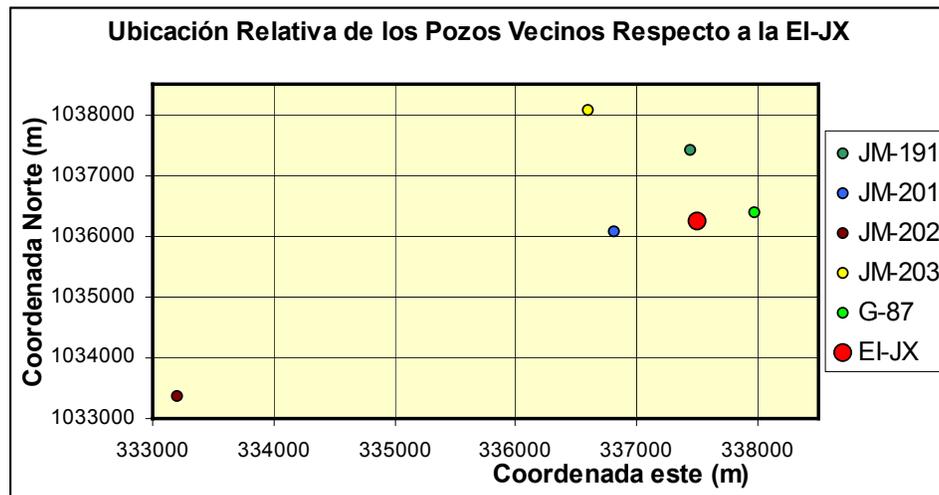


Figura 6.8: Ubicación relativa de los pozos vecinos seleccionados respecto a la localización EI-JX

Una vez seleccionados los pozos vecinos, se estableció la información que debía recolectarse a partir de las carpetas de pozo, el Dims, el i-Dims y los informes post-mortem, para elaborar los “Stick Chart” de cada pozo y realizar un análisis que permita conocer la visión conceptual de la nueva localización. Los aspectos considerados durante la recolección de información se describen a continuación:

▪ Información Básica de Pozo

Se refiere a todo dato que permita identificar el pozo de manera sencilla, en ella se incluyó:

- ✓ Nombre del Pozo

- ✓ Campo al cual pertenece el pozo
 - ✓ Tipo de Pozo (exploratorio, de desarrollo, de avanzada...)
 - ✓ Dirección del pozo (vertical, horizontal, inclinado...)
 - ✓ Función del mismo (inyector, productor...)
 - ✓ Tipo de fluido a producir (gas, petróleo, agua)
 - ✓ Elevación del terreno y mesa rotaria
 - ✓ Coordenadas de superficie y de fondo
 - ✓ Profundidad medida y/o vertical verdadera
 - ✓ Fecha de inicio y fin de la perforación (incluyendo la completación)
 - ✓ Objetivos primarios y secundarios del pozo
 - ✓ Distancia y dirección a la localización EI-JX
- **Tiempos por actividad de perforación**
- Se recolectó el tiempo de construcción estimado y real de cada pozo vecino (mudanza, perforación y completación), así como el tiempo empleado para concluir la perforación y revestimiento de cada fase, permitiendo visualizar en cual de ellas se invirtió mayor tiempo, posiblemente por problemas operacionales. En la sección 8 del Capítulo VIII, se realizó un análisis del tiempo de perforación de los pozos vecinos y su aplicación en el estimado del tiempo de perforación de la nueva localización.
- **Información de los revestidores**
- Esta información es útil para conocer el diagrama mecánico que generalmente presentan los pozos en el área y las propiedades de cada revestidor para soportar las condiciones de la formación y de los fluidos en ella almacenados. Entre la información recopilada se incluyó:
- ✓ Tipo de revestidor (conductor, superficie, intermedio, producción, “liner”)
 - ✓ Diámetro interno
 - ✓ Peso
 - ✓ Grado
 - ✓ Conexión utilizada para cada sección de tubería

- ✓ Longitud de cada sección de revestidor
- ✓ Profundidad de asentamiento de cada revestidor y profundidad del colgador (si se trata de un “liner”)

- **Récord de mechas de perforación**

El récord de las mechas utilizadas durante la perforación de un pozo presenta especial importancia, debido a que con ella es posible predecir la velocidad a la que se puede perforar un pozo de características similares a los pozos estudiados, conocer la eficiencia de un tipo de mecha dado y establecer las mechas más adecuadas para atravesar una formación específica. Los récords de las mechas recopilados presentan la siguiente información:

 - ✓ Número de la mecha (incluyendo la corrida)
 - ✓ Diámetro de la mecha.
 - ✓ Tipo, marca y serial.
 - ✓ Número de chorros y su área de flujo total
 - ✓ Profundidad de entrada de la mecha
 - ✓ Profundidad de salida de la mecha
 - ✓ Pies perforados.
 - ✓ Horas efectivas
 - ✓ Tasa de penetración
 - ✓ Peso sobre la mecha
 - ✓ Velocidad de rotación de la mecha
 - ✓ Presión y caudal de la bomba
 - ✓ Condición de la mecha (si se especifica)

- **Información general de los lodos de perforación**

De la información correspondiente a los lodos de perforación, se obtiene un estimado de las presiones hidrostáticas que deben tenerse para mantener la estabilidad del hoyo y de los fluidos almacenados en la roca, así como, los aditivos que deben utilizarse para conservar las condiciones reológicas

necesarias en la perforación de los diferentes estratos. Los datos recopilados incluyen:

- ✓ Fase de la perforación
- ✓ Tipo de lodo
- ✓ Densidad
- ✓ Profundidad

▪ **Cementaciones**

Se buscó información relacionada con los aspectos siguientes:

- ✓ Tipo de lechada (llenado o cola)
- ✓ Aditivos y revestidor en la que se utilizó
- ✓ Volumen utilizado.
- ✓ Densidad

De manera que se establezcan los pesos máximos de las lechadas para la cementación de los revestidores de la nueva localización, así como los aditivos que normalmente se utilizan para evitar la contaminación del mismo y su estabilidad ante las condiciones de cada estrato atravesado.

▪ **Pruebas de presión**

Los datos de presión de la formación tomados durante la perforación de cada pozo vecino, permiten predecir y planificar las acciones a tomar para el control de las mismas durante la perforación de los futuros pozos.

▪ **Topes formacionales**

Conocer los topes formacionales permite construir la columna estratigráfica atravesada en el área y la profundidad a la que generalmente se consiguen las formaciones más problemáticas. Se incluye:

- ✓ Nombre del miembro
- ✓ Nombre de la arena
- ✓ Tope y base de las arenas

- **Gradiente de temperatura**

De los registros corridos durante la perforación de los pozos vecinos se extrajo la temperatura estática de la formación y la profundidad medida de la misma, con lo que se pudo construir la curva correspondiente al gradiente de temperatura-tipo del área estudiada, lo que ayudará a seleccionar los lodos de perforación y la resistencia que deben presentar los materiales y equipos bajados al hoyo.

- **Registros de desviación**

Todos los pozos vecinos estudiados y la localización en sí, constituyen pozos verticales, en cuyo caso el registro de desviación permitirá establecer las máximas desviaciones naturales que presentan los pozos. Debido a lo extenso de estos registros, se decidió extraer la información correspondiente al tope de las formaciones atravesadas, recolectándose lo siguiente:

- ✓ Profundidad medida
- ✓ Miembro o Formación correspondiente a esa profundidad
- ✓ Inclinación
- ✓ Azimut
- ✓ Profundidad vertical verdadera
- ✓ Coordenadas locales (norte/sur, este/oeste)
- ✓ Severidad de la pata de perro
- ✓ Sección vertical

- **Ensamblaje de fondo (BHA)**

Permite conocer el grado de estabilización requerido para mantener la verticalidad de los pozos en el área, es por ello que se extrajo la siguiente información:

- ✓ Intervalo de profundidad en el que fue utilizado
- ✓ Función
- ✓ Diámetro de los estabilizadores
- ✓ Distancia de cada estabilizador a la mecha

- **Problemas operacionales**

De los diarios de perforación se extrajo la profundidad, razones y acciones que se tomaron en cada uno de los pozos ante problemas de hoyo (hoyo reducido, secciones repasadas, arrastres, etc.), problemas de desviación, pérdidas de circulación, problemas durante la cementación de un revestidor, atascamientos de tubería y arremetidas.

7.2. Análisis comparativo de los pozos vecinos

Las figuras comprendidas entre la 6.9 y la 6.13, corresponden a los “Stick Chart” de los pozos JM-191, JM-201, JM-202, JM-203 y G-87 respectivamente, a partir de ellas, pueden analizarse y correlacionarse los siguientes parámetros:

7.2.1 Geometría de los hoyos y de los revestidores

Según los diagramas mecánicos presentados es posible establecer que para la construcción de pozos, con completación monobore, se perforan cuatro hoyos: el conductor de 17 ½” de diámetro, el de superficie de 12 ¼”, el intermedio de 8 ½” y el de producción de 6 ½”.

Contrario a esto, el pozo JM-191 presenta un hoyo conductor de 26” de diámetro hasta llegar un hoyo de producción de 8 3/8”, a lo que le correspondería un revestidor de 7” de diámetro y en el que se puede realizar una completación dual, lo cual no corresponde con los requerimientos funcionales establecidos por Estudios Integrados de Yacimientos para la localización EI-JX.

En este sentido, el diagrama mecánico comúnmente seguido en el área para pozos monobore corresponde a:

- Un revestidor conductor de 13 3/8”, 68,0 lb/pie. de peso y grado N-80 o J-55, asentado entre 500 y 550 pies de profundidad aproximadamente, para cubrir el agua de formación almacenada en el Miembro Blanco de la Formación Oficina, y evitar el escape del gas superficial existente en la zona.

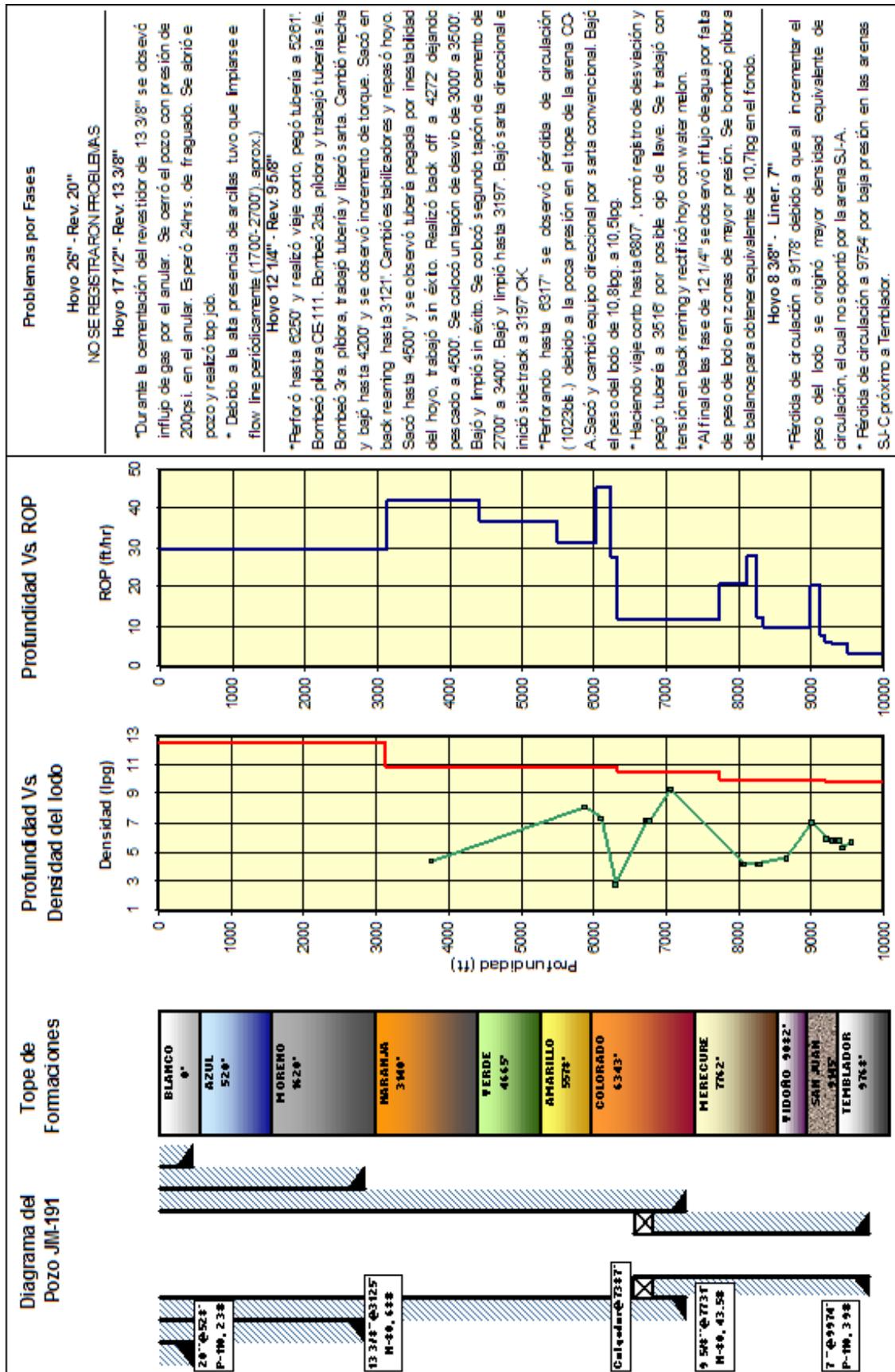


Figura 6.9: Stick Chart del pozo JM-191

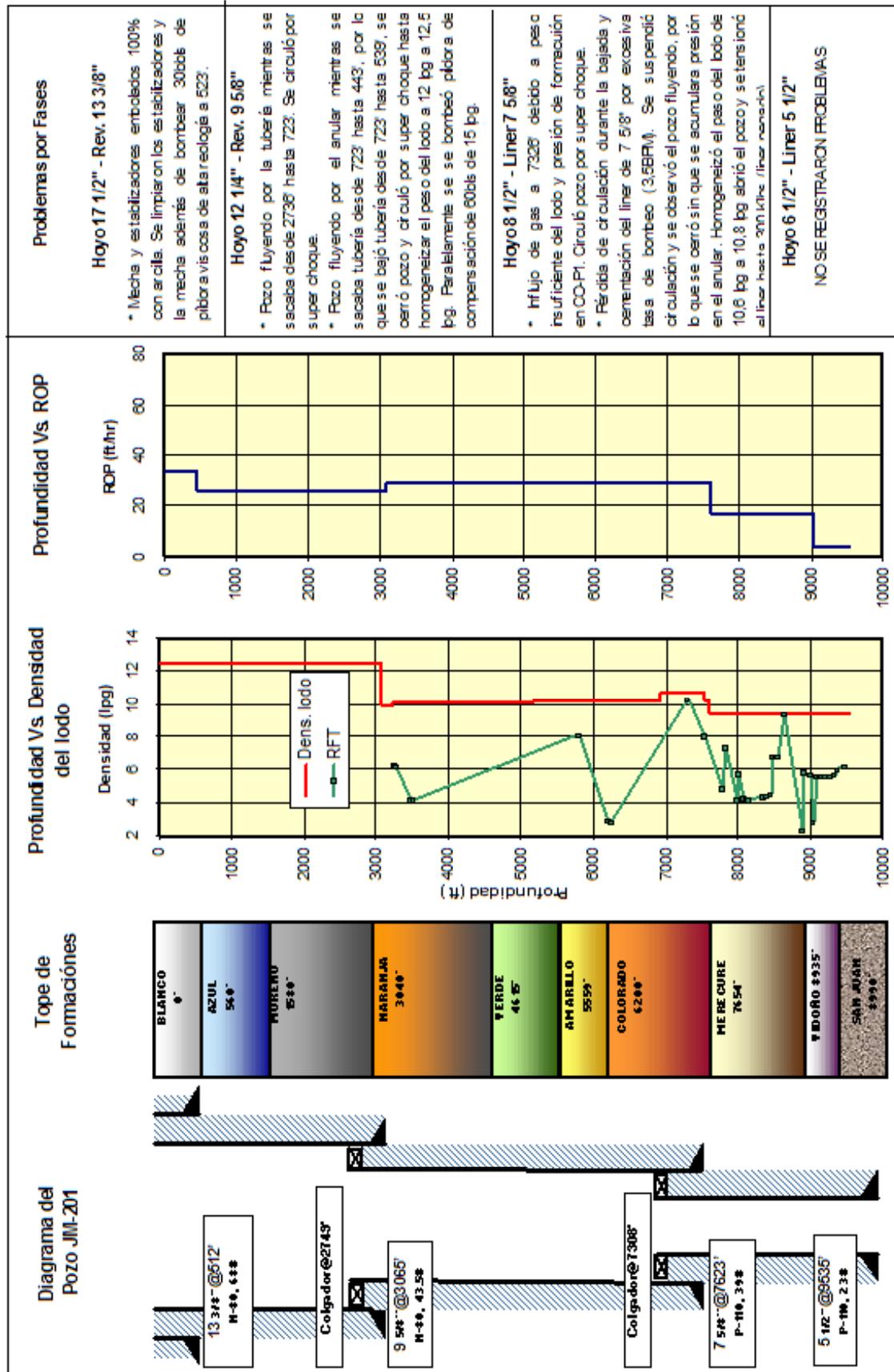


Figura 6.10: Stick Chart del pozo JM-201

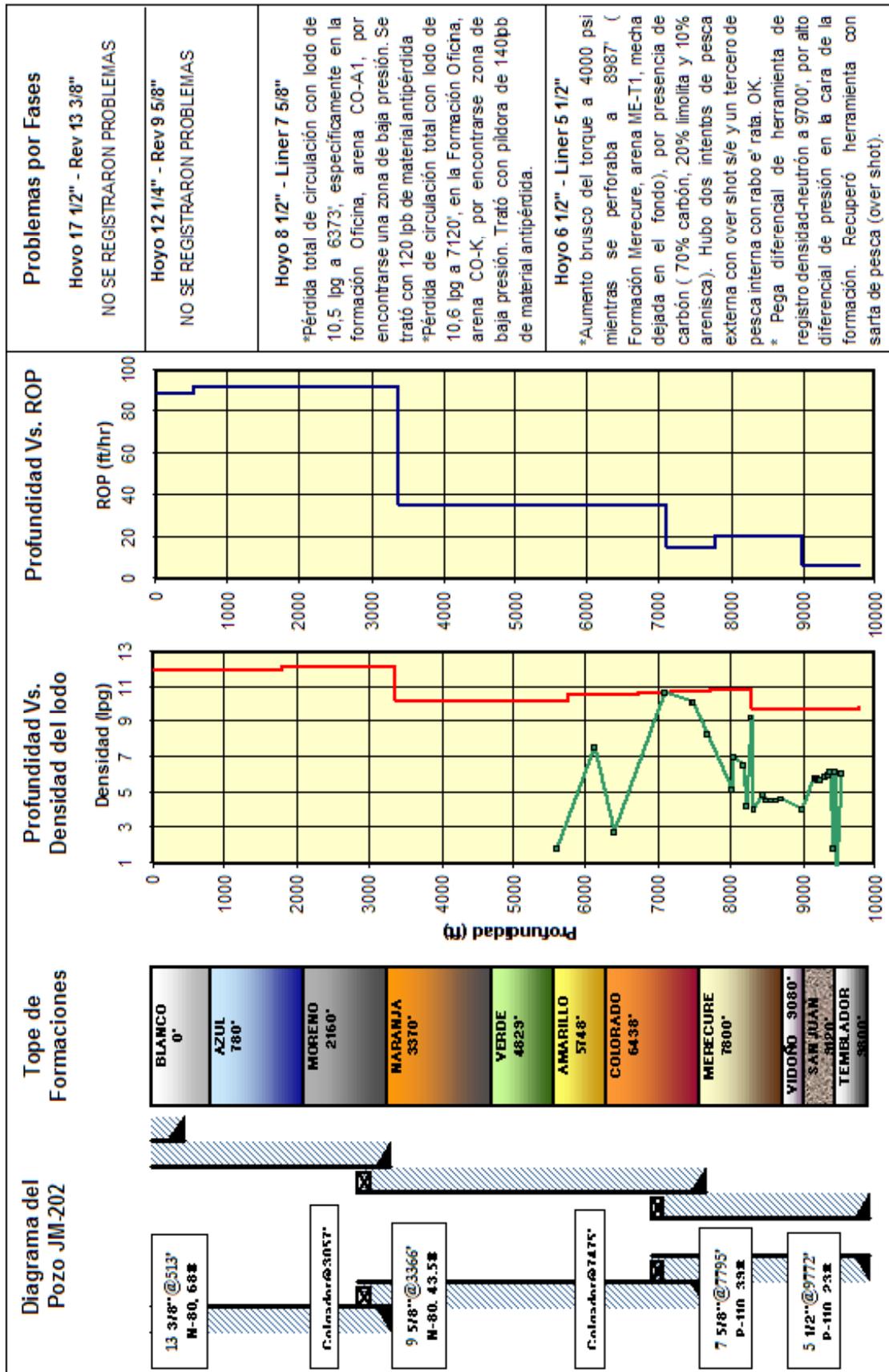


Figura 6.11: Stick Chart del pozo JM-202

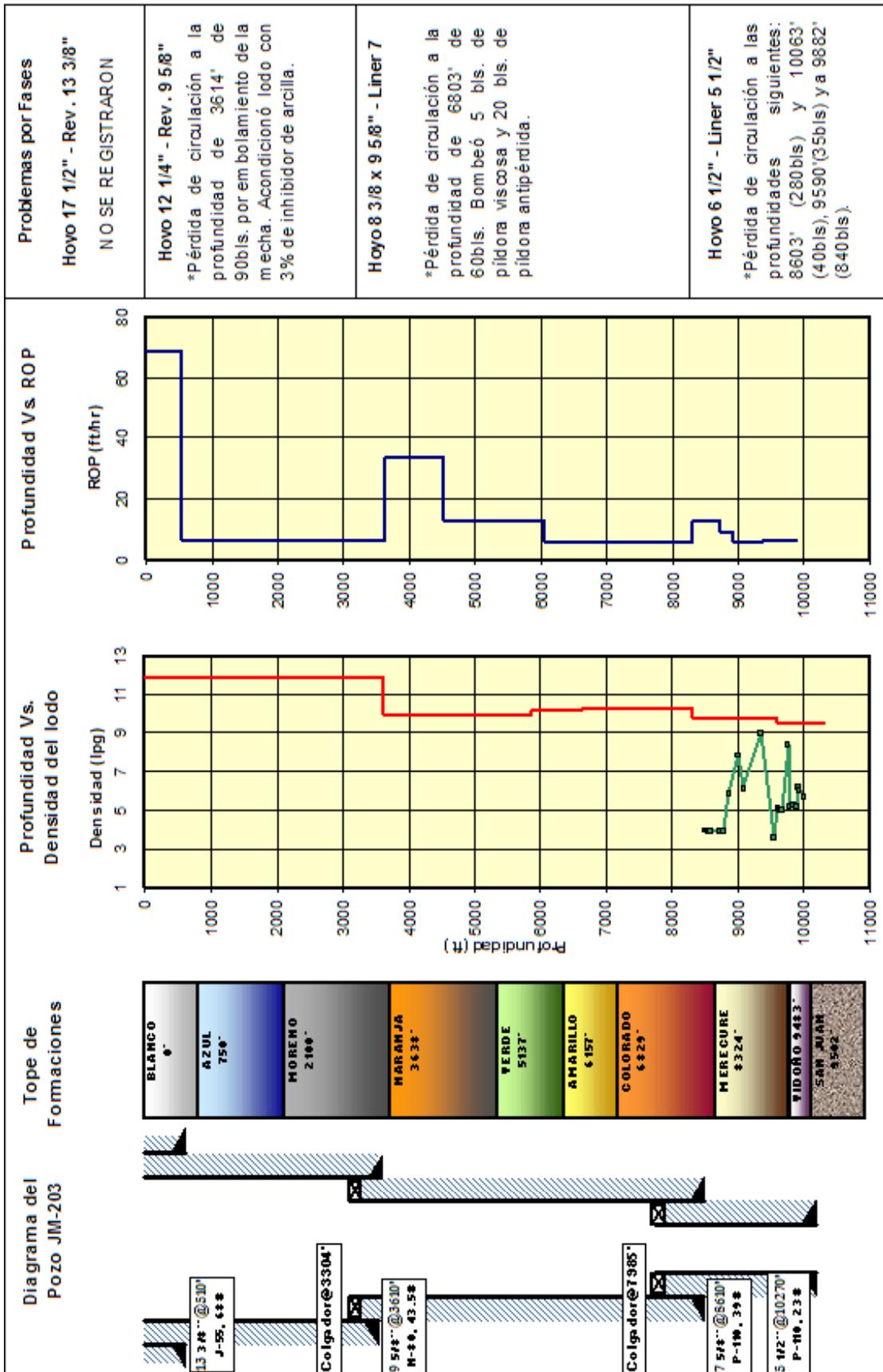


Figura 6.12: Stick Chart del pozo JM-203

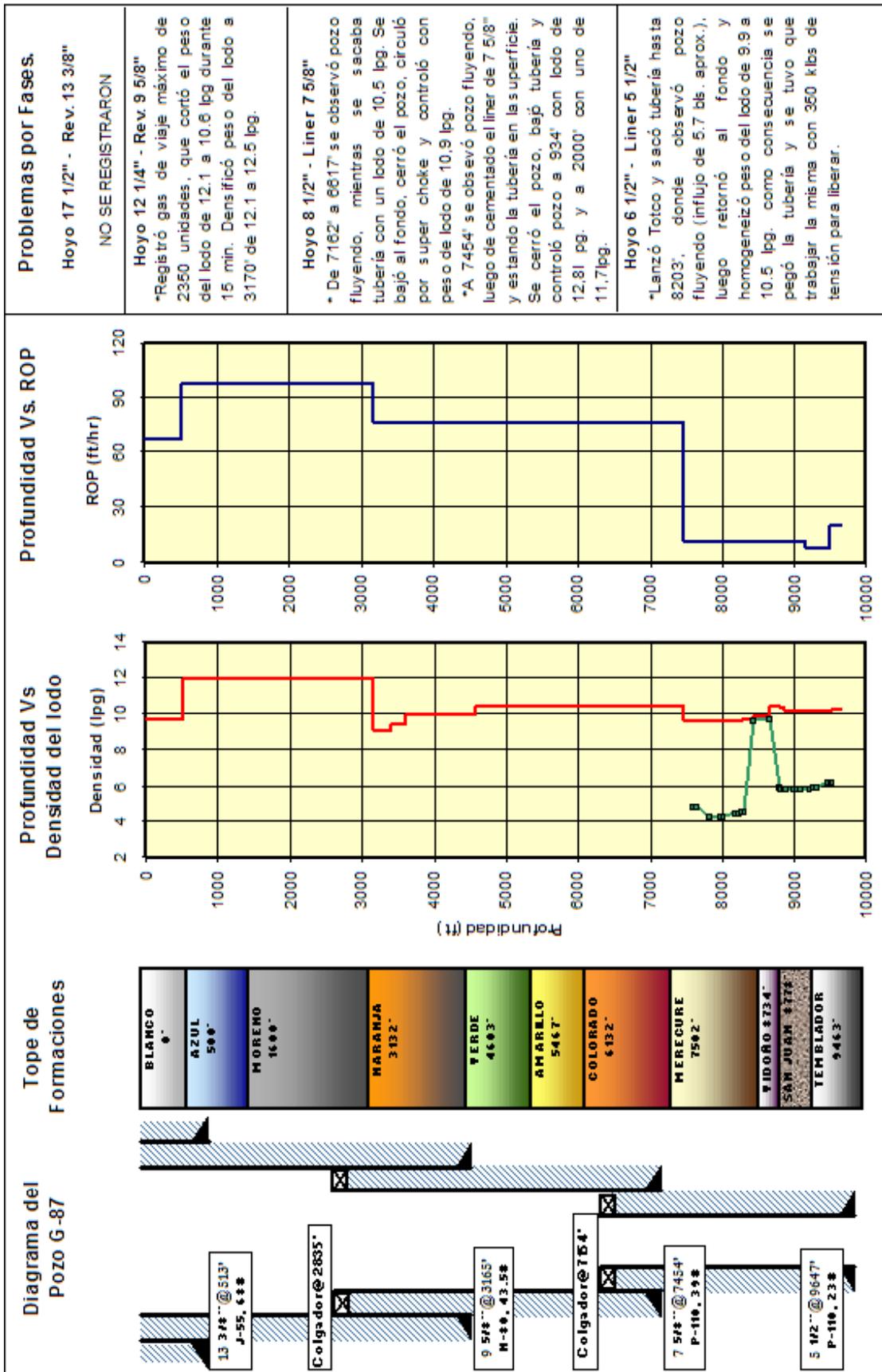


Figura 6.13: Stick Chart del pozo G-87

- Un revestidor de superficie de 9 5/8", 43,5 lb/pie. de peso y grado N-80, asentado aproximadamente entre 3100 y 3500 pies de profundidad, lo que corresponde a la base del Miembro Moreno o tope del Naranja, con el propósito de aislar el gas existente en Moreno.
- Un "liner" intermedio de 7 5/8", 39,0 lb/pie. de peso y grado P-110, asentado entre 7500 y 8500 pies, de forma que se cubran los Miembros Naranja, Verde, Amarillo y Colorado. Aislando las arenas de agua salada pertenecientes a Amarillo y las bajas presiones encontradas en Colorado, como consecuencia de la producción inicial de petróleo en el área, la cual provocó una declinación en la presión de estas arenas, ahora cargadas con gas.
- Un "liner" de producción de 5 1/2", 23,0 lb/pie. de peso y grado P-110, asentado entre 9500 y 10500 pies, para cubrir las arenas prospectivas de Merecure y San Juan.

7.2.2 Tasas de penetración

En la figura 6.14 se observa el comportamiento de la tasa de penetración, por Formación, de las que se puede extraer lo siguiente:

- Durante los primeros 3000 pies de perforación, en los que se atraviesan los Miembros Blanco, Azul y Moreno, el contenido de arcilla varía entre 60 y 100 por ciento, por lo que mantener la buena limpieza del hoyo es un factor de importancia al momento de planificar la perforación de esta sección.

Si las tasas de penetración superan los 70,0 u 80,0 pph. aumenta la posibilidad de que se embole la mecha o se tape el "flow line", tal como sucedió en los pozos JM-201 y G-87. No obstante los pozos JM-202 y JM-203 perforaron esta zona a 50,0 pph. aproximadamente y no presentaron mayores problemas con la cantidad de arcillas en el hoyo.

Nótese que el pozo JM-191, atraviesa esta sección a la tasa más baja de todos los pozos aquí analizados (30,0 pph.), debido a que fue uno de los primeros

pozos perforados en la zona luego de años de recesión, tampoco presenta problemas relevantes, entonces es de esperarse que una buena tasa de penetración, en los primeros 3000 pies de profundidad debe estar en el rango de 30,0 a 50,0 pph.

- Durante la perforación del hoyo intermedio (de 3000 a 8000 pies de profundidad), los mayores inconvenientes se encuentran al llegar al tope de Colorado, debido a que presenta arenas propensas a pérdidas de circulación. Si la tasa de penetración se incrementa en estas zonas, la densidad equivalente de circulación del lodo también se hace mayor, por lo que la probabilidad de inducir una pérdida de circulación es mayor. De las gráficas de la figura 6.14, se observa que:
 - ✓ En el pozo JM-201, se perfora Colorado a una tasa de 40,0 pph., bombeando píldoras de barrido y material antipérdida cada 100 pies perforados. Esta misma tasa fue utilizada en el pozo G-87, en el que se bombeó una píldora viscosa a 6487 pies y controló la tasa de penetración en los tramos potenciales a pérdidas de circulación (CO-A).
 - ✓ En el pozo JM-202, iniciaron la perforación en Colorado con una tasa de 35,0 pph. aproximadamente. Sin embargo, decidieron bombear material antipérdida luego que éstas ocurrieron en las arenas CO-A y CO-K, además de disminuir la tasa de penetración a 14,3 pph. hasta alcanzar el tope de Merecure.
 - ✓ En el pozo JM-191 cuando se inicia la perforación en Colorado se disminuyó la tasa de penetración de 45,0 a 30,0 pph. pero como no se bombeó ningún material antipérdida, ocurrió una pérdida de circulación en CO-A, por lo que se bajó la tasa de penetración a 12,0 pph. hasta el tope de Merecure.
 - ✓ En el JM-203, se perforó Colorado a 13,0 pph., parecido al JM-191, no obstante en este pozo se tomó núcleo y bombeó material antipérdida.

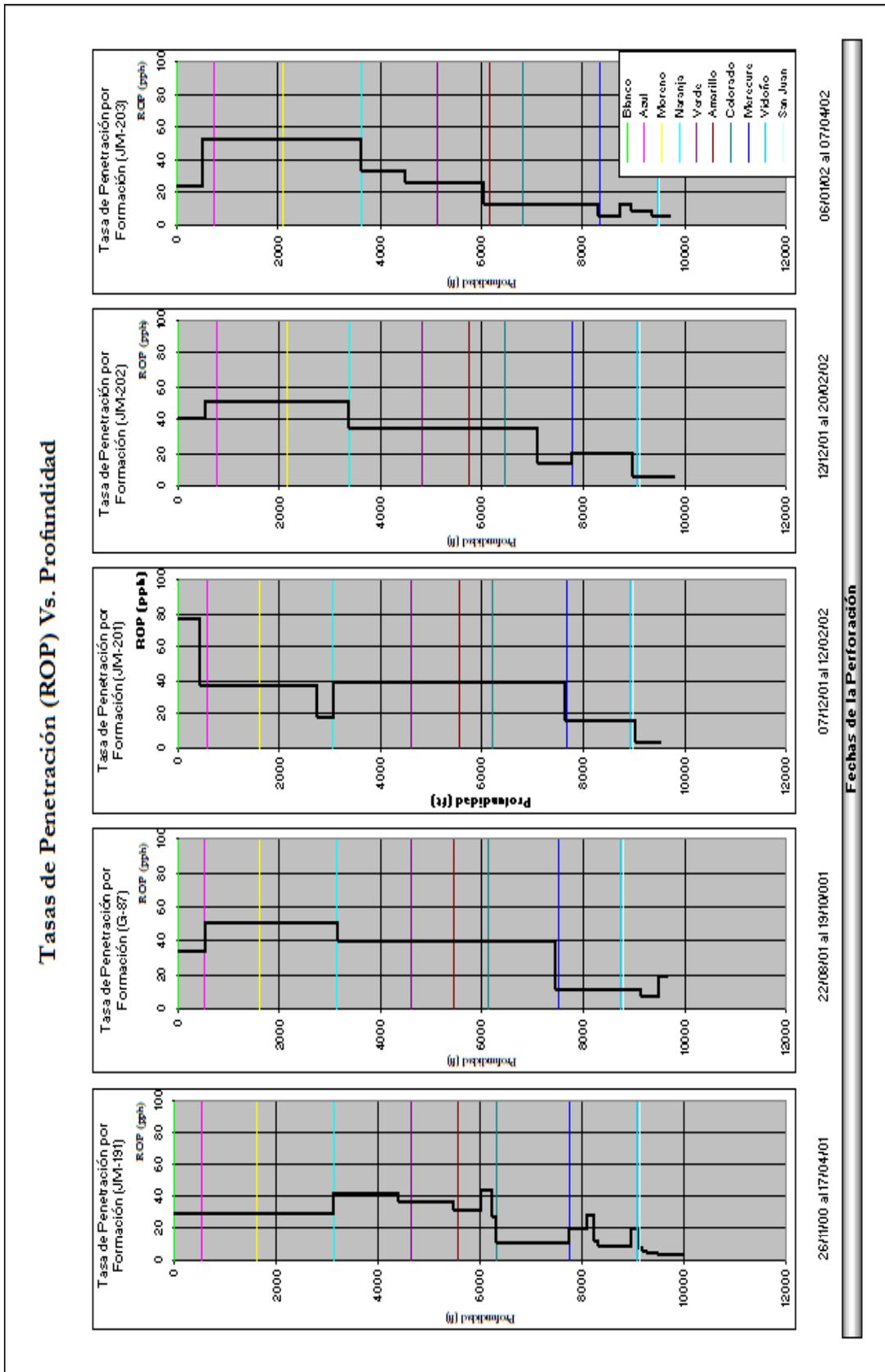


Figura 6. 14: Tasas de penetración promedio contra profundidad para los pozos vecinos estudiados.

- Durante la perforación de Merecure y San Juan se observa una disminución de la tasa de penetración, ya que esta zona contiene las arenas productoras, las cuales se van haciendo más duras y abrasivas al llegar a San Juan.

Las tasa de penetración de los pozos JM-191 y JM-202, durante la perforación de Merecure fueron las más bajas (alrededor de 10,0 pph. aproximadamente), no obstante en el JM-203, se tomaron núcleos, por lo que se pueden tomar como referencia las tasas de los pozos JM-201, JM-202 y G-87 las cuales oscilan entre 12,0 y 20,0 pph., tasas a las cuales debe tenerse cuidado con algunos lentes de carbón presentes en Merecure, cuya dureza generó alto torque en el pozo JM-202 haciendo que la mecha se quedara en el fondo.

Al nivel de las arenas de San Juan las tasas oscilan entre 3,5 y 6,0 pph. debido a la dureza de las arenas y a que ya se está alcanzando la profundidad final de los pozos.

7.2.3. Tipo y peso de los lodos de perforación

Tal como se muestra en los “Stick Chart”, para la perforación en el área, actualmente se utilizan dos tipos de lodos de perforación:

- Base agua con lignosulfonato para perforar los dos primeros hoyos (17 ½” y 12 ¼” respectivamente) y atravesar los Miembros Blanco, Azul y Moreno.
- Base aceite (Vassa) para perforar el hoyo intermedio y el de producción (8 ½” y 6 ½” respectivamente), atravesando la sección comprendida entre el Miembro Naranja y la Formación San Juan.

La experiencia obtenida con el pozo JM-191 demuestra que la distribución de los lodos aplicada actualmente en el área, constituye la mejor opción, ya que durante su perforación se utilizó lodo base agua de 10,8 lpg. para perforar el hoyo de superficie, lo que provocó numerosos problemas de arrastres e inestabilidad del hoyo, producto de la hidratación de las arcillas y lutitas de la zona, generando una atascamiento de tubería que no pudo ser solventada, por lo que se tuvo que realizar un “side track”.

En cuanto a la distribución de densidades se refiere, se observa lo siguiente:

- Lodo base agua entre 12,0 y 12,5 lpg. para perforar desde la superficie hasta 3200 pies aproximadamente.
- Lodo base aceite con densidad entre:
 - ✓ 10,0 y 10,8 lpg. para perforar desde 3200 hasta 4500 pies.
 - ✓ 10,3 y 10,6 desde 4500 hasta 7500 pies.
 - ✓ 9,5 y 9,9 lpg desde 7500 hasta 10000 pies.

7.2.4. Problemas operacionales del área:

Al correlacionar los problemas operacionales descritos en los “Stick Chart” es posible determinar los problemas más comunes ocurridos en el campo San Joaquín, por Formación, los cuales se enumeran a continuación:

- Embolamientos de la mecha y taponamiento del “flow line” durante la perforación del hoyo conductor, debido a que los Miembros Blanco y Azul están conformados entre un 60 y 100 por ciento por arcillas.
- Influjos en el hoyo de superficie durante la perforación del Miembro Moreno, ya que es una zona cargada con gas. Como se mencionó anteriormente, en los primeros 3000 pies de perforación es común tener problemas con la limpieza del hoyo y el embolamiento de la mecha, lo que induce el efecto pistón mientras se saca la tubería de perforación, estimulando así los influjos de gas y la disminución de la densidad del lodo de perforación.
- Pérdidas de circulación al alcanzar las arenas de Colorado, por dos razones principales:
 - ✓ El Miembro Amarillo, ubicado estructuralmente sobre Colorado, se encuentra presurizado con agua salada.
 - ✓ Las arenas de Colorado se encuentran alternativamente presurizadas y despresurizadas.

Para explicar esto, observe la curva de densidad de lodo y densidad equivalente de formación en los “Stick Chart”, nótese que el miembro Amarillo es atravesado con una densidad de lodo superior a lo que pueden soportar algunas arenas de Colorado, tal como CO-A (véase los puntos de las pruebas de presión), lo que induce pérdidas de circulación. Sin embargo, esta densidad puede que sea insuficiente para contrarrestar la presión de otras arenas de Colorado, como la CO-P1, en cuyo caso se genera un influjo.

- Las Formaciones Merecure y San Juan, presentan un comportamiento similar al del Miembro Colorado, en el sentido que, poseen numerosas arenas cuyo grado de presurización varía de una arena a otra. Esto puede observarse en las curvas de densidad equivalente de la formación en cada uno de los “Stick Chart” de los pozos vecinos, donde no se puede establecer un comportamiento uniforme de las presiones en estas zonas. En este sentido cuando se perfora Merecure y San Juan es común que ocurran pérdidas de circulación, sobre todo en las arenas SJ-A y SJ-C.

La Figura 6.15 muestra las medidas de presión tomadas durante la perforación de los pozos JM-191, JM-201, JM-203 y G-87, las cuales fueron llevadas a un mismo nivel de referencia (datum) para verificar las zonas más o menos presurizadas y su relación con los problemas operacionales descritos anteriormente, lo que da una visión de los problemas que seguramente se presentarán en la perforación de la localización EI-JX para tomar medidas preventivas al respecto.

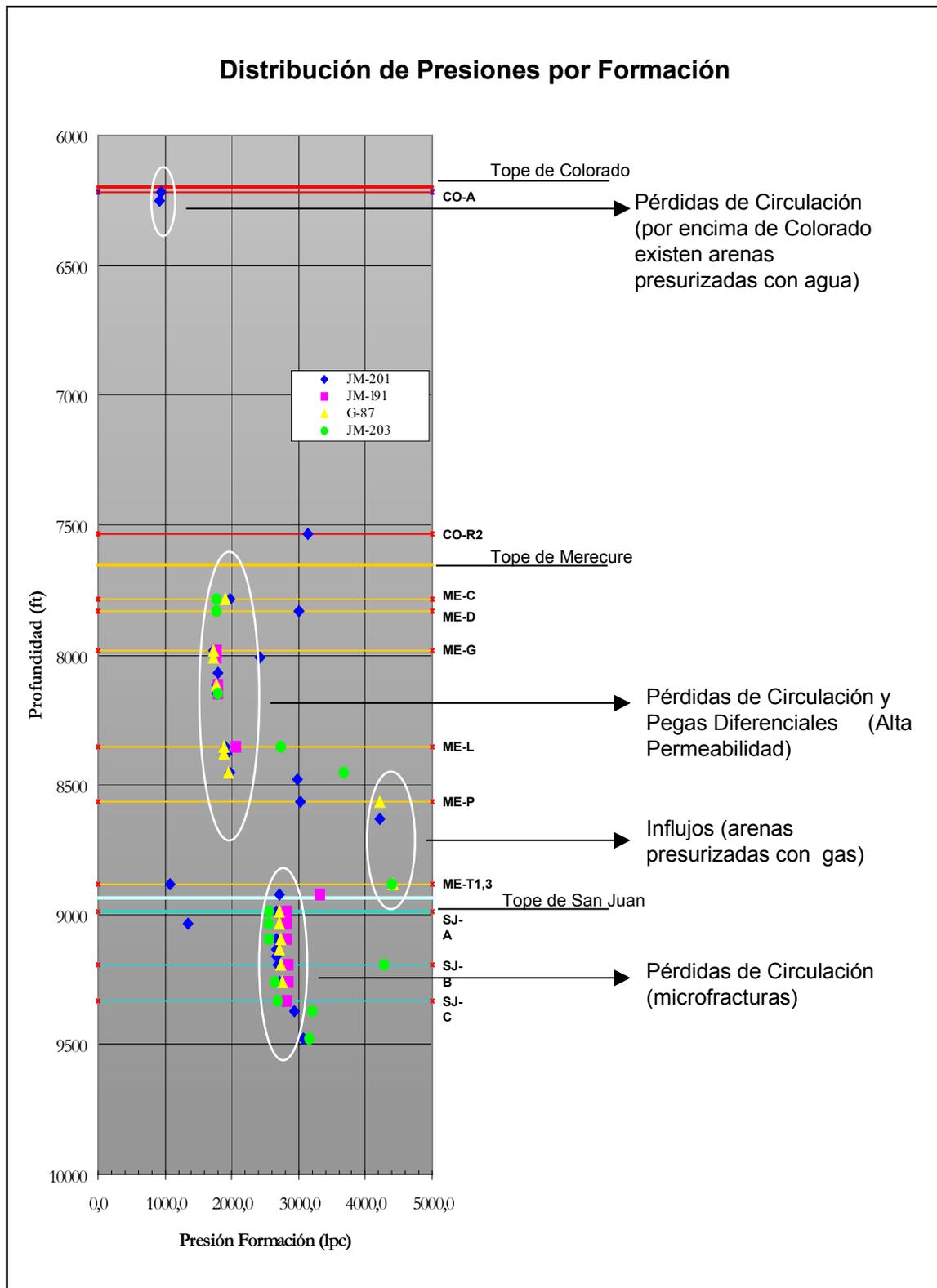


Figura 6.15: Medidas de las pruebas de presión tomadas en los pozos JM-191, JM-201, JM-203 y G-87, y su relación con los problemas operacionales del área

7.3. Mejores prácticas

Basándose en las lecciones aprendidas durante la perforación de los pozos vecinos se identificaron algunas prácticas que pueden ayudar a mejorar el tiempo total de perforación del nuevo pozo, las cuales se describen a continuación:

- Perforar a tasas controladas y bombear píldoras de barrido con CaCO_3 a bajos galonajes, próximo a los topes de las formaciones Colorado (35-40 pph.), Merecure (10-20 pph.) y San Juan (4-6 pph).
- Realizar continuas labores de limpieza al perfora el hoyo de 17 ½”, debido al bajo grado de compactación de la roca y a la presencia de arcillas pastosas y solubles, de manera que se evite el embolamiento de la mecha y el taponamiento del “flow line”
- Perforar la fase de 12 ¼” con lodo base aceite mineral, para inhibir las arcillas u lutitas de la formación Oficina.
- En la fase de 8 ½” la mínima densidad de lodo debe ser de 10,5 lpg, debido a que las arenas petrolíferas están agotadas, mas no así las arenas de agua salada del miembro Amarillo.
- Perforar la formación Merecure (fase de 6 ½”) con un peso de lodo de 9,5 lpg. Para evitar problemas de inestabilidad de lutitas.
- Realizar viajes de calibración de hoyo por lo menos cada 1000 pies perforados.
- Realizar “top job” después de cementar el conductor y el revestidor de superficie para evitar la migración del gas superficial por los anulares.
- Actualmente se está evaluando la posibilidad de perforar bajo balance las arenas prospectivas, con el propósito de minimizar daños a la formación.

8. Visión y definición general del pozo

Basándose en el análisis de pozo vecinos realizado y en los requerimientos funcionales de la localización, es posible establecer una visión conceptual de la misma, la cual puede ser modificada a medida que se cumpla con la ingeniería básica del proyecto. Según lo establecido por la metodología VCD, esta sección debe incluir la visión y definición de:

- La completación mecánica preliminar
- La trayectoria y geomecánica regional.
- El dimensionamiento de los hoyos y de los revestidores
- Los fluidos de perforación
- Las lechadas de cemento
- Las mechas de perforación

8.1. Visión y definición de la completación preliminar de la localización

En el capítulo anterior se estableció que el nuevo pozo debe ser completado monobore de 5 ½” en las arenas ME-T4,5 cuyos topes se encuentran a 8150 y 8250 pies de profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar.

Este tipo de completación se caracteriza por su simplicidad, ya que:

- Puede bajarse en un solo viaje, lo que implica ahorro de tiempo y dinero
- Facilita las operaciones de re-entrada
- Facilita la recuperación de la completación

En la figura 6.16 se muestran los elementos típicos de la completación, los cuales se describen a continuación:

- “Tie Back Packer” (TBP): se asienta en el receptáculo pulido del “liner” de producción, y sus componentes principales son:
 - ✓ Sellos: ubicados en la parte inferior del TBP, al ser posicionado dentro del receptáculo pulido del colgador del “liner”, evita el paso del fluido desde el espacio anular hacia la tubería de producción.

- ✓ Empacadura: se encuentra encima de la sección de sellos y al expandirse hasta el revestidor de 7 5/8" impide el paso del fluido de la formación hacia el anular, en caso de que el colgador no haga buen sello.
 - ✓ Sección pulida: ubicada en el tope de la herramienta sirve de receptáculo para los sellos de producción, los cuales se asentarán junto con la tubería de producción. La importancia de esta sección es que permite trabajar la sarta de producción sin tener que desasentar el TBP.
- Tubería de producción: se conecta a la sección de los sellos de producción y constituye la vía por la cual el fluido llegará a la superficie.
 - Válvula de seguridad: se conecta a la tubería de producción a una profundidad de 500 pies aproximadamente, permite cerrar el pozo en caso de alguna eventualidad.

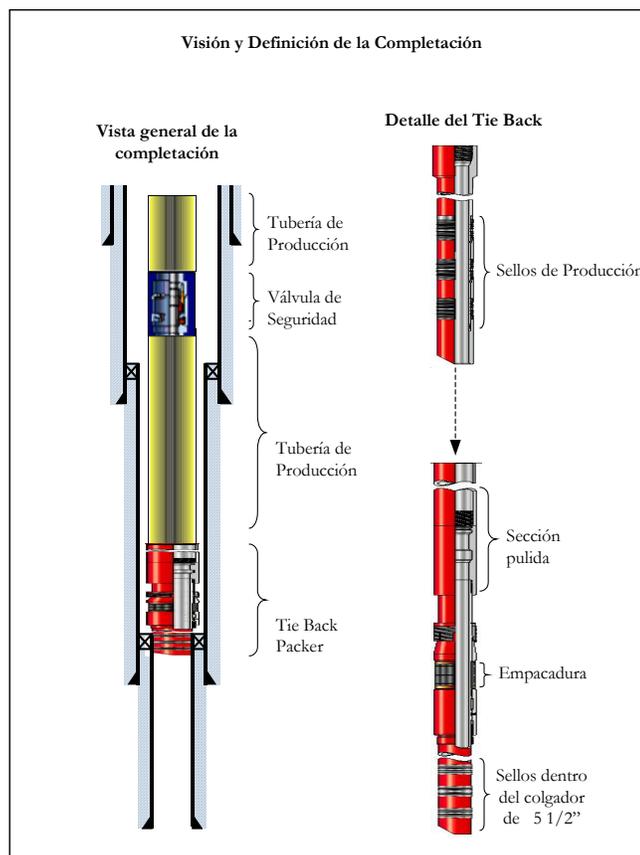


Figura 6.16: Visión y definición de la completación para la localización EI-JX

8.2. Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional

Según su ubicación dentro de la estructura geológica, los pozos tienden a desviarse naturalmente en dirección perpendicular a los estratos, tal como se demuestra al observar y correlacionar la ubicación de los pozos G-87, JM-201 y JM-203 en el mapa estructural del yacimiento G-68 (figura 6.17 a), con la sección vertical y horizontal correspondiente a cada uno de ellos (figura 6.17 b).

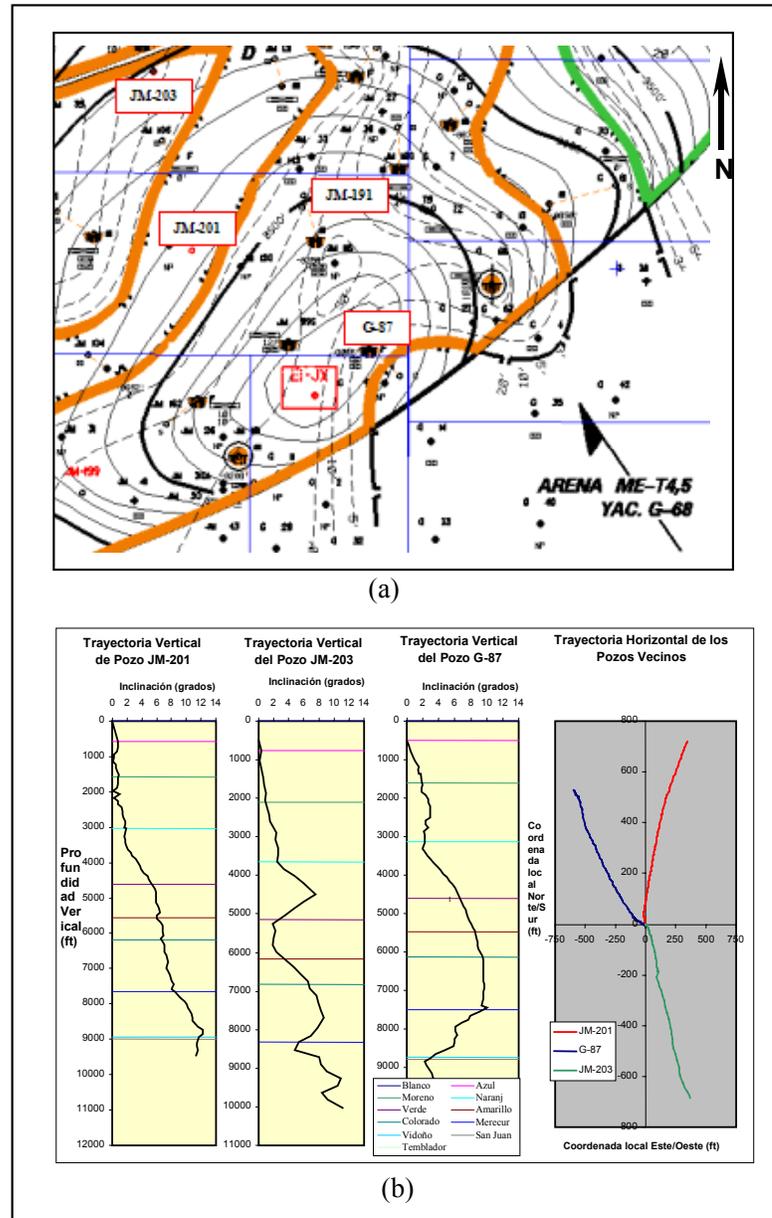


Figura 6.17: (a) Ubicación de los pozos JM-201, JM-203, G-87 y de la localización EI-JX en el mapa estructural de la arena ME-T4,5, yacimiento G-68. (b) Sección vertical y horizontal de los pozos JM-201, JM-202 y G-87.

presurizadas (con agua o gas) o despresurizadas producto de la actividad productiva a la que han sido sometidas. En la figura 6.19 se muestra el diagrama mecánico preliminar para la localización EI-JX.

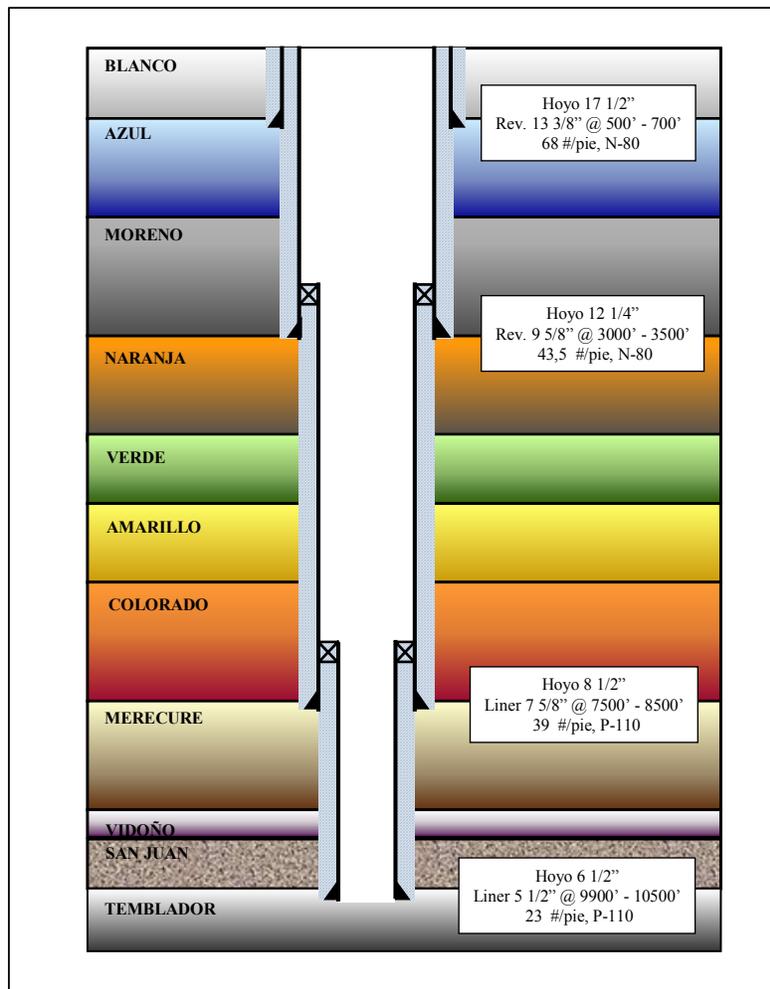


Figura 6.19: Visión y definición de la geometría de los pozos y el dimensionamiento de los revestidores para la localización EI-JX

8.4. Visión y definición de los fluidos de perforación

Sobre la información de pozos vecinos, el tipo y peso de los lodos de perforación utilizados para perforar cada uno de los pozos en el área son:

- Hoyo conductor de 17 1/2" y superficie de 12 1/4": lodo lignosulfonato entre 12,0 y 12,5 lpg.
- Hoyo de intermedio de 8 1/2": lodo 100 por ciento aceite vassa con densidad comprendida entre 10,0 y 10,8 lpg.

- Hoyo de producción de 6 ½": lodo 100 por ciento aceite Vassa entre 9,5 y 9,9 lpg.

8.5. Visión y definición de las lechadas de cemento

Para la cementación de cada revestidor la densidad de las lechadas utilizadas fueron:

- Revestidor conductor de 13 3/8" y de superficie de 9 5/8": lechada de llenado de 13,5 lpg. y de barrido de 15,6 lpg.
- "Liner" intermedio de 7 5/8" y de producción de 5 ½": lechada única de 13,5 lpg.

8.6. Visión y definición de las mechas de perforación

Para la perforación en el área se utilizan básicamente dos tipos de mechas de perforación:

- Tricónicas para construir el hoyo conductor debido a que el Miembro Blanco está constituido por arcillas blandas.
- PDC para perforar el hoyo de superficie, intermedio y de producción, sobre todo en los dos últimos hoyos debido a que deben atravesarse las arenas de Colorado, Merecure y San Juan, las cuales constituyen litologías más abrasivas y duras.

CAPÍTULO VII

Métrica de Pozo

La métrica de pozo, elaborada con el propósito de establecer el grado de definición y complejidad de la localización EI-JX se muestra en el Apéndice B y corresponde a la métrica que debe realizarse al final de la ingeniería conceptual, tal como se mostró en la figura 3.10 del Capítulo III.

A partir de ella se estableció que el índice de calidad de definición del pozo se encuentra en estado preliminar (ICADP= 1,83) según se observa en la tabla 7.A, donde se especifican los valores asignados a cada una de las tareas que conforman la matriz correspondiente.

Tabla 7.A: Medidas asignadas a cada una de las tareas consideradas para obtener el índice de calidad de definición del pozo ICADP

TAREAS	RESULTADO
DEFINICION DE POZO	2
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	2
IDENTIFICACION Y EVALUACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	3
ANALISIS DE CONCEPTO TALADRO	2
DISEÑO DE TALADRO	2
CERTIFICACION DE TALADRO Y EQUIPOS	1
DATOS POZOS VECINOS	2
DISEÑO Y CONSTRUCCION DE POZO	2
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	1
INTERFASES OPERACIONES	2
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	1
ACUERDOS COMERCIALES	2
ICADP (promedio)	1,833333333

Cada uno de estos resultados se encuentra directamente relacionado con el tipo de información de que se dispone para iniciar la ingeniería de detalle del proyecto o bien realizar modificaciones previas que mejoren el diseño conceptual/básico del pozo. Entre la información con la que se cuenta actualmente para la planificación del proyecto y que determinó el ICADP se encuentra:

- Geomecánica regional.
- Buzamiento y dirección de los estratos.
- Definición del grupo de trabajo principal y participación parcial de los especialistas.
- Acceso a la localización y la facilidad para la mudanza del taladro.
- Pruebas de integridad de presión y análisis de núcleos de pozos vecinos.
- Diseño de revestidores, de ensamblajes de fondo, de cementaciones, etc.
- Aplicación de tecnología convencional o de rutina dentro del área.
- Identificación del taladro (2000 HP).

Adicionalmente se estableció que el índice de complejidad del pozo es bajo (ICODP= 119) siendo los riesgos de perforación el factor que muestra mayor complejidad, tal como se observa en la tabla 7.B, debido a las razones siguientes:

- Presencia de gas superficial.
- Existencia de formaciones con arcillas reactivas a más de 3000 pies de profundidad.
- Pérdidas de circulación severas.
- Grandes diferenciales entre la presión de poro y la presión hidrostática (entre 3000 y 4000 lpc. aproximadamente).

Tabla 7.B: Medidas asignadas a cada uno de los factores considerados para obtener el índice de complejidad del pozo ICADP

FACTORES	RESULTADOS
RIESGOS DE PERFORACION	64,8
INTERFASE DEL YACIMIENTO	20,0
GEOMETRIA DEL HOYO	11,3
EQUIPO Y TECNOLOGIA	9,9
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	13,0
ICODP	119,0

Los factores restantes, influyen en menor grado sobre la complejidad del pozo, ya que los valores asignados a cada uno de ellos oscilan entre 10 y 20 (ver tabla 7.B) debido a las razones siguientes:

- **Interfase del yacimiento:**
 - ✓ No se requiere de completación inteligente.
 - ✓ La completación es sencilla (monobore).
 - ✓ No se requiere de control de arenas.
 - ✓ Posible trabajo de estimulación: fracturamiento hidráulico.

- **Geometría del hoyo:**
 - ✓ Se requiere mantener control de la verticalidad del pozo.
 - ✓ La longitud de los hoyos es estándar para los diámetros.
 - ✓ Se mantiene una tolerancia mínima de una a cuatro pulgadas entre el diámetro de los hoyos y de los revestidores.

- **Equipo y tecnología:**
 - ✓ Aplicación de la tecnología que tradicionalmente se ha utilizado en la perforación de los pozos del campo.
 - ✓ Utilización de un cabezal de 15000 lpc.

- **Consideraciones ambientales:**
 - ✓ Los desperdicios de la perforación no deben ser descargados al ambiente.
 - ✓ La localización es en tierra.
 - ✓ Hay posibilidad de marullos ni de corrientes.

Una vez que la métrica de pozo es aprobada y no requieren hacerse cambios en el diseño conceptual o básico del proyecto, puede darse inicio a la ingeniería de detalle en la que se establecerá el programa general del pozo a partir de los datos e información mostrada en los capítulos anteriores.

CAPÍTULO VIII

Ingeniería Básica

1. Diseño de los fluidos de perforación:

Revisados los sumarios de pozos vecinos, se extraen los datos necesarios del fluido de perforación utilizado para la perforación de las diferentes fases del pozo, garantizando la integridad del hoyo, limpieza y resguardo de los equipos y/o accesorios que conforman el ensamblaje de fondo, los cuales se presentan a continuación con rangos referencial de propiedades:

Tabla 8.A: Rangos referenciales de propiedades de lodos

	Conductor	Superficie	Intermedio		Producción	
Tipo de lodo	Base Agua Lignosulfonato	Base Agua Lignosulfonato	100 % Aceite Mineral Vassa		100 % Aceite Mineral Vassa	
Profundidad (pies)	515	3614	6885	8100	9093	10301
Densidad (lpg)	12	12	10,3	10,3	9,6	9,6
Visc Embudo (seg)	48	53	63	63	58	58
VP (cp)	18	22	21	21	24	24
PC (lbs/100pc)	14	15	14	18	11	11
GEL (lbs/100pc)	8--14	6--19	10--21	11--23	9--16	6--20

2. Diseño de ensamblajes de fondo

Definidos los revestidores y los diámetros de hoyos a perforar, se realizó una revisión y análisis de los ensamblajes de fondo requeridos para la perforación de este tipo de pozo. Esta información se evaluó, en la aplicación de ingeniería "Well Plan", con la finalidad de definir su desempeño bajo las diferentes condiciones de operación.

En las tablas comprendidas entre la 8.B y 8.E se muestran los ensamblajes de fondo recomendados para la perforación de los hoyos: conductor, de superficie, intermedio y de producción.

Tabla 8.B: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo conductor de 17 1/2"

BHA (HOYO CONDUCTOR) 17 1/2"					
Cantidad	Elemento	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud (pies)	Conexión
7	Heavy Weight	6 3/8	2 5/16	233,0	4 1/2 IF P X B
1	X/O	8	2 5/16	3,3	6 5/8 REG P X 4 1/2 IF B
6	Porta mechas	8	2 5/16	180,0	6 5/8 REG P X B
1	Estabilizador	8 x 17 7/16	2 5/16	7,5	6 5/8 REG P X B
1	Porta mechas	8	2 5/16	30,0	6 5/8 REG P X B
1	Estabilizador	8 x 17 7/16	2 5/16	7,2	6 5/8 REG P X B
1	Porta mechas	8	2 5/16	30,0	6 5/8 REG P X B
1	X/O	9 1/2	2 5/16	5,4	7 5/8 REG P X 6 5/8 REG B
1	Bit sub	8	2 5/16	3,1	7 5/8 REG B X B
1	Mecha Tricónica	17 1/2	-	1,2	7 5/8 REG P

Tabla 8.C: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de superficie de 12 1/4"

BHA (HOYO SUPERFICIAL) 12 1/4"					
Cantidad	Elemento	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud (pies)	Conexión
270	Tubería de Perforación	5	3 1/2	2132,0	4 1/2 IF P X B
15	Heavy Weight	5	3 1/16	460,0	4 1/2 IF P X B
1	X/O	6 3/4	2 15/16	3,0	4 1/2 XH P X 4 1/2 IF B
4	Porta mechas	6 9/16	2 3/8	125,0	4 1/2 XH P X B
1	X/O	8 x 6 1/4	3 1/16	2,0	6 5/8 REG P X 4 1/2 XH B
2	Porta mechas	8	3 3/8	60,0	6 5/8 REG P X B
1	Martillo	7 11/16	2 13/16	33,0	6 5/8 REG P X B
6	Porta mechas	8	2 5/16	180,0	6 5/8 REG P X B
1	Estabilizador	12 1/4 X 8	2 5/16	5,0	6 5/8 REG P X B
1	Porta mechas	8	2 5/16	30,0	6 5/8 REG P X B
1	Estabilizador	12 1/4 X 8	2 5/16	5,0	6 5/8 REG P X B
1	Porta mechas	8	2 15/16	30,0	6 5/8 REG P X B
1	Bit Sub	8	2 15/16	4,2	6 5/8 REG P X B
1	Mecha PDC	12 1/4	-	1,1	6 5/8 REG B

Tabla 8.D: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de intermedio de 8 1/2"

BHA (HOYO INTERMEDIO) 8 1/2"					
Cantidad	Elemento	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud (pies)	Conexión
270	Tubería de Perforación	5	3 1/2	6681,0	4 1/2 IF P X B
15	Heavy Weight	5	2 3/4	460,0	4 1/2 IF P X B
1	X/O	6 3/4	2 15/16	3,0	4 1/2 XH P X 4 1/2 IF B
4	Porta mechas	6 1/2	2 13/16	63,0	4 1/2 XH P X B
1	Martillo	6 1/4	2 1/4	33,6	4 1/2 XH P X B
2	Porta mechas	6 9/16	2 3/8	210,0	4 1/2 XH P X B
1	Estabilizador	8 1/2 x 6 1/2	2 9/16	5,0	4 1/2 XH P X B
1	Porta mechas	6 9/16	2 3/8	31,0	4 1/2 XH P X B
1	Estabilizador	8 1/2 x 6 1/2	2 3/4	5,0	4 1/2 XH P X B
1	Porta mechas	7	2 13/16	11,0	4 1/2 XH P X B
1	Near Bit	8 1/2 x 6 1/2	2 3/4	5,0	4 1/2 XH P X B
1	Mecha PDC	8 1/2	-	1,9	4 1/2 REG B

Tabla 8.E: Configuración del ensamblaje de fondo para el hoyo de producción de 6 1/2"

BHA (HOYO DE PRODUCCIÓN) 6 1/2"					
Cantidad	Elemento	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud (pies)	Conexión
272	Tubería de Perforación	3 1/2	2 5/8	8460,0	3 1/2 IF P X B
5	Heavy Weight	3 1/2	2 1/4	155,0	3 1/2 IF P X B
1	Martillo	4 3/4	2 1/4	31,0	3 1/2 IF P X B
25	Heavy Weight	3 1/2	2 1/4	772,0	3 1/2 IF P X B
1	Porta mechas	4 3/4	2 5/16	31,0	3 1/2 IF P X B
1	Estabilizador	4 3/4 x 6 7/16	2 5/16	5,7	3 1/2 IF P X B
1	Porta mechas	4 3/4	2 5/16	31,0	3 1/2 IF P X B
1	Estabilizador	4 3/4 x 6 7/16	2 5/16	5,7	3 1/2 IF P X B
1	Porta mechas	4 3/4	2 5/16	10,0	3 1/2 IF P X B
1	Near Bit	4 3/8 x 6 7/16	2 5/16	4,0	3 1/2 REG B X 3 1/2 IF B
1	Mecha PDC	6 1/2		0,9	3 1/2 REG P

En el apéndice C puede observarse los diagramas de los ensamblajes de fondo planificados para la localización EI-JX.

3. Diseño de la hidráulica del pozo

Una vez conocidos las configuraciones de los ensamblajes de fondo se procede a realizar el estudio de la hidráulica por medio de la herramienta de diseño "Well Plan", en el cual se introduce los siguientes datos:

- Propiedades del lodo:
 - ✓ Densidad
 - ✓ Punto Cedente
 - ✓ Viscosidad Plástica
- Características de las bombas:
 - ✓ Velocidad de la bomba
 - ✓ Tasa de bombeo máxima
 - ✓ Potencia máxima
- Componentes de la sarta de perforación:
 - ✓ Diámetro interno
 - ✓ Diámetro externo
 - ✓ Peso y Grado
 - ✓ Longitud
 - ✓ Conexiones
- Presiones de trabajo en superficie

- Características del hoyo deseado
- Tasa de penetración

Los resultados obtenidos al realizar la simulación son presentados mediante los gráficos siguientes:

- Gráfico de Profundidad Medida (MD) Vs. Velocidad Anular: en ésta se observan las diferentes velocidades posibles encontradas en el anular, además de la velocidad crítica en la cual se encontraría el flujo en régimen turbulento. También se puede conocer si la velocidad anular, debido a la tasa de bombeo, se encuentra en régimen laminar.
- Gráfico de Pérdida de presión Vs. Tasa de Bombeo: se observan las pérdidas de presión encontradas en cada punto del hoyo según la tasa de flujo bombeada en el mismo. Con esto se puede conocer en donde se generan las mayores pérdidas de presión, además de la máxima presión de trabajo de las bombas.
- Gráfico de Profundidad Medida (MD) Vs. Presión: aquí se puede observar los valores de presión en cada punto del hoyo, además de verificar si los valores de presión en el anular se encuentran entre la presión de fractura y de poro.
- Gráfico de Potencia/Área y TFA Vs. Tasa de Bombeo: en éste se puede observar el valor de la potencia y del TFA para una tasa determinada, permitiendo conocer los valores óptimos de bombeo.
- Gráficos de Profundidad Medida (MD) Vs. Mínima tasa de bombeo, porcentaje de volumen de sólidos limpiados y columna de rípios en el fondo del hoyo: en el primero de éstos se puede observar la tasa mínima requerida a una profundidad determinada para evitar la caída de los rípios al fondo del hoyo. El segundo se refiere al volumen de sólidos suspendidos y el volumen de sólidos totales permitiendo conocer si, para una tasa de penetración determinada, los rípios obtenidos son suspendidos en su totalidad. El último gráfico muestra la altura de la “cama” de rípios precipitados en el fondo.
- Gráfico de Profundidad Medida (MD) Vs. Desplazamiento de la sarta: en el cual se puede observar el comportamiento de la sarta en cuanto a la inclinación y dirección debido al peso y a la velocidad de rotación.

- Gráfico de Tensión Máxima Resultante Vs. Velocidad de Rotación: con este gráfico se pueden conocer las fuerzas de tensión máximas y mínimas en función de la velocidad de rotación, haciéndose posible predecir el comportamiento de la tensión en la sarta y determinar la velocidad de rotación óptima para evitar las altas fuerzas de tensión.
- Gráfico de Tensión Resultante Vs. Distancia (desde la mecha): construido a partir de una velocidad de rotación determinada, muestra la distribución de fuerzas de tensión a lo largo de la tubería, permitiendo conocer si en algún punto de ésta pudiese presentar una falla por fatiga.
- Gráfico 3D de Tensión Resultante Vs. Distancia (desde la mecha) Vs. Velocidad de Rotación: en este gráfico se puede observar lo mismo que en el gráfico anterior pero para un rango de velocidades de rotación.

Los resultados obtenidos pueden observarse en la tabla 8.F y en los gráficos de las figuras 8.1 al 8.10.

Tabla 8.F: Resultados obtenidos de la corrida del programa “Well Plan”

	Sección de hoyo				
	Conductor	Superficie	Intermedio	Producción	
Tasa de bombeo	800	600	480	280	gpm
Presión de trabajo en superficie	2100	2500	1900	3300	lpc
Potencia hidráulica	1,7	3,5	3,3	2,3	hp/pulg ²
Fuerza de impacto	1400	1250	700	500	lbf
Pérdidas de presión en la mecha	900	1200	700	500	lpc
TFA	0,89	0,785	0,552	0,383	pulg ²
N° de chorros	4	4	5	5	
Diámetro de chorros	2x16, 2x18	4x16	5x12	5x10	/32 ^{avos}
Desplazamiento Máximo de la sarta	4,8	2,4	1,1	1,0	pulg
Velocidad de Rotación	100	100	150	120	RPM

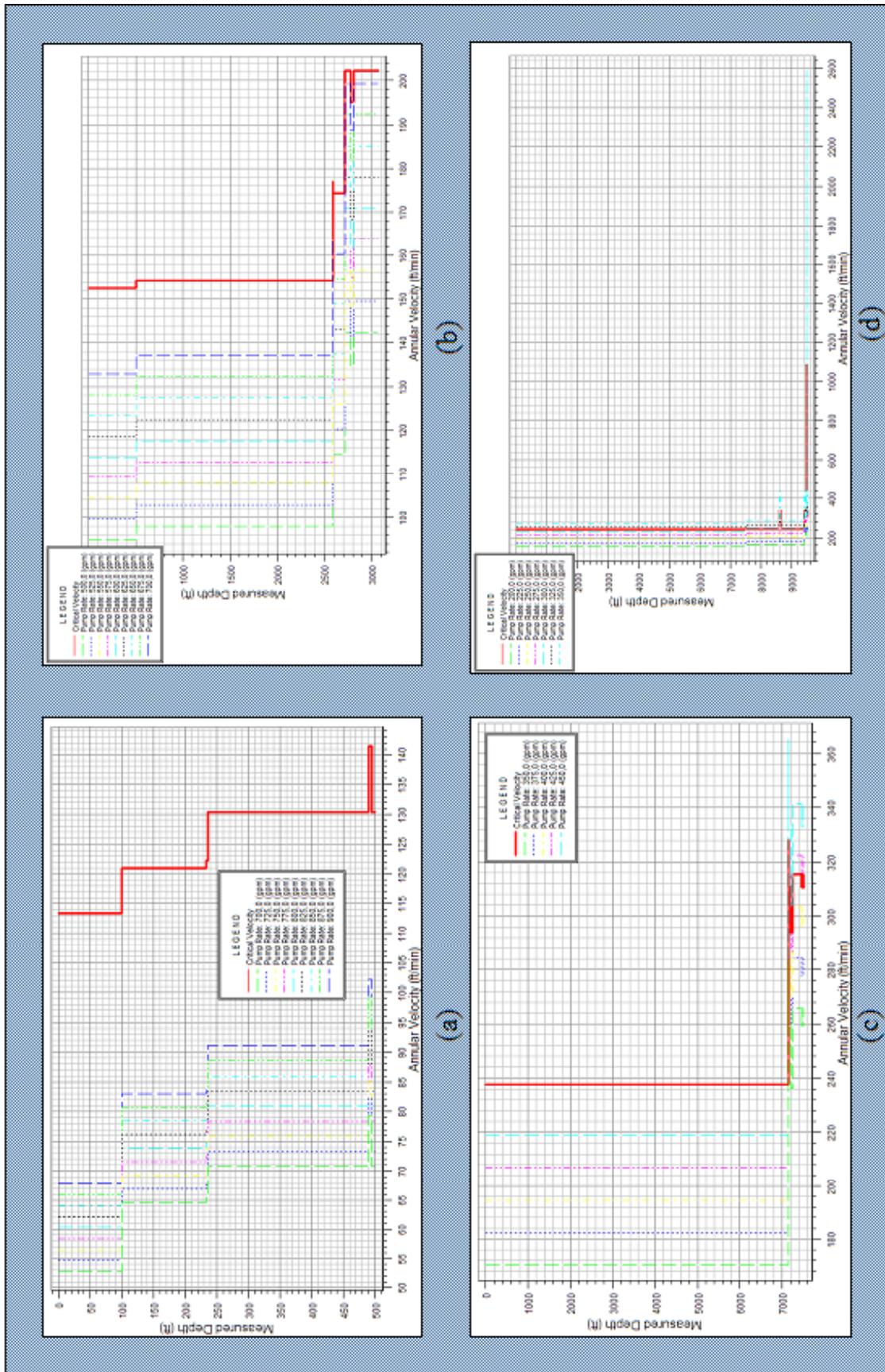


Figura 8.1: Gráfico de Velocidad anular en el: (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

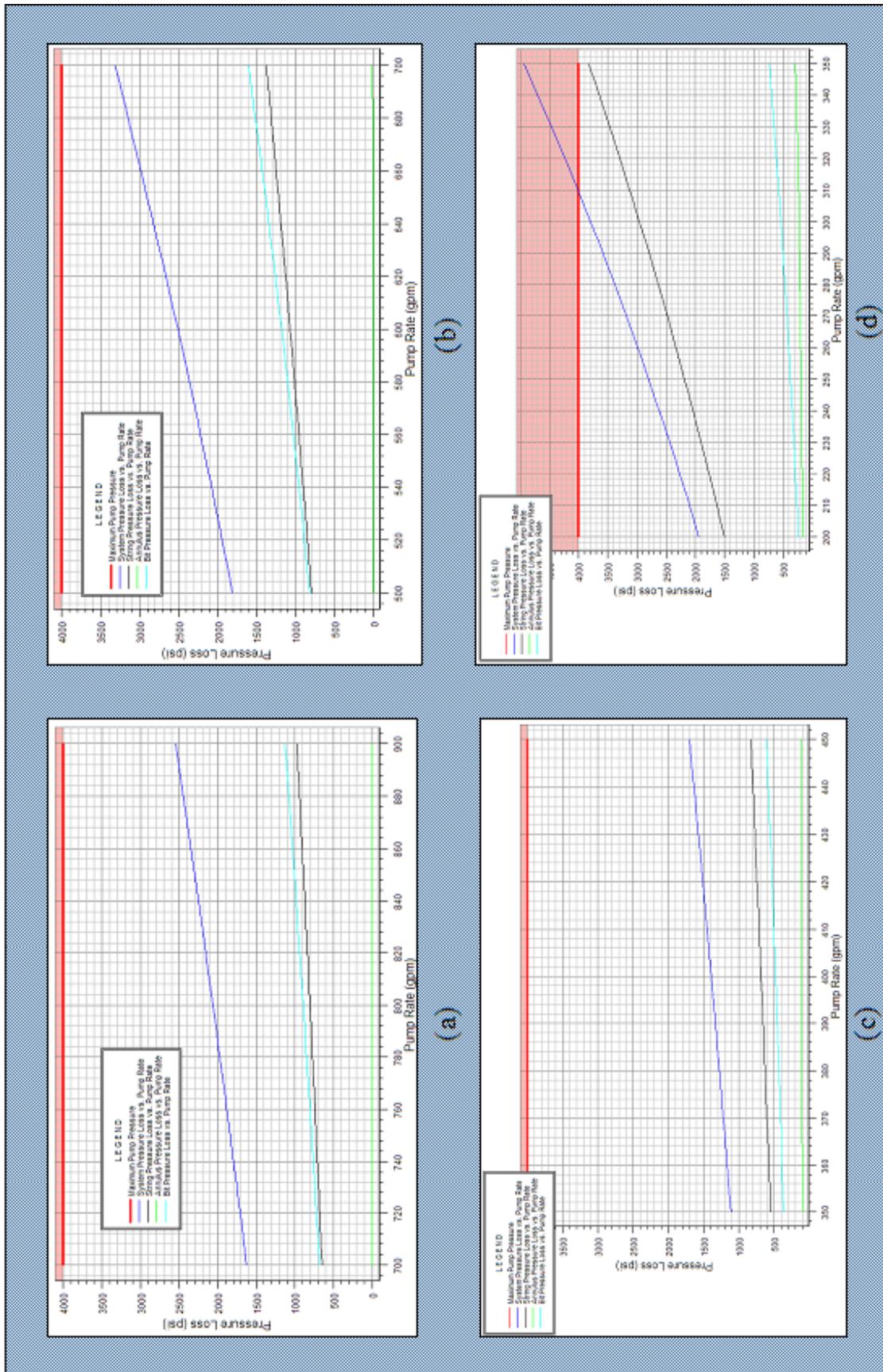


Figura 8.2: Gráfico de Profundidad & pérdida de presión en cada componente de la sarta, para ei: (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

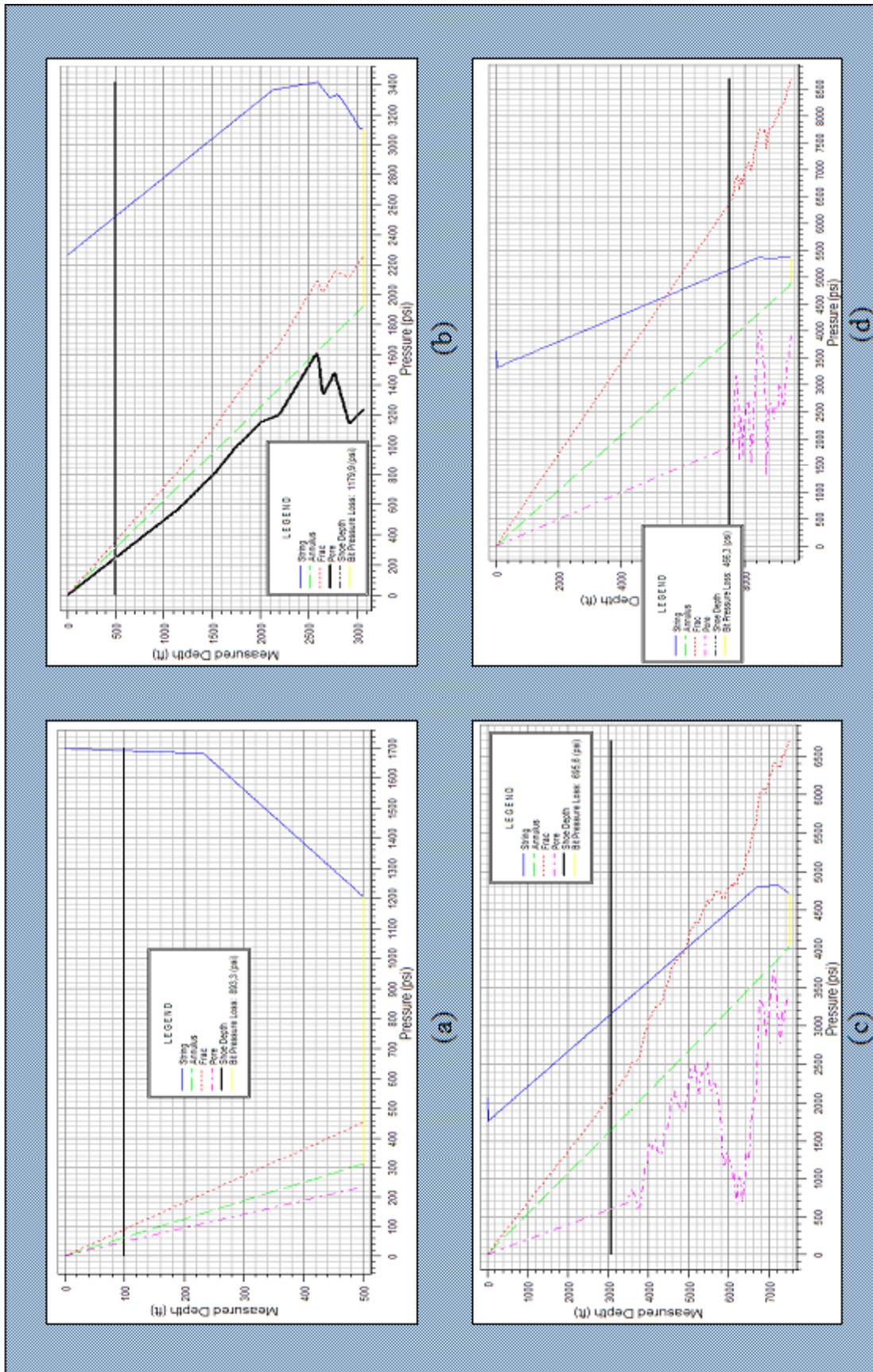


Figura 8.3: Gráfico de profundidad & pérdidas de presión en el (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

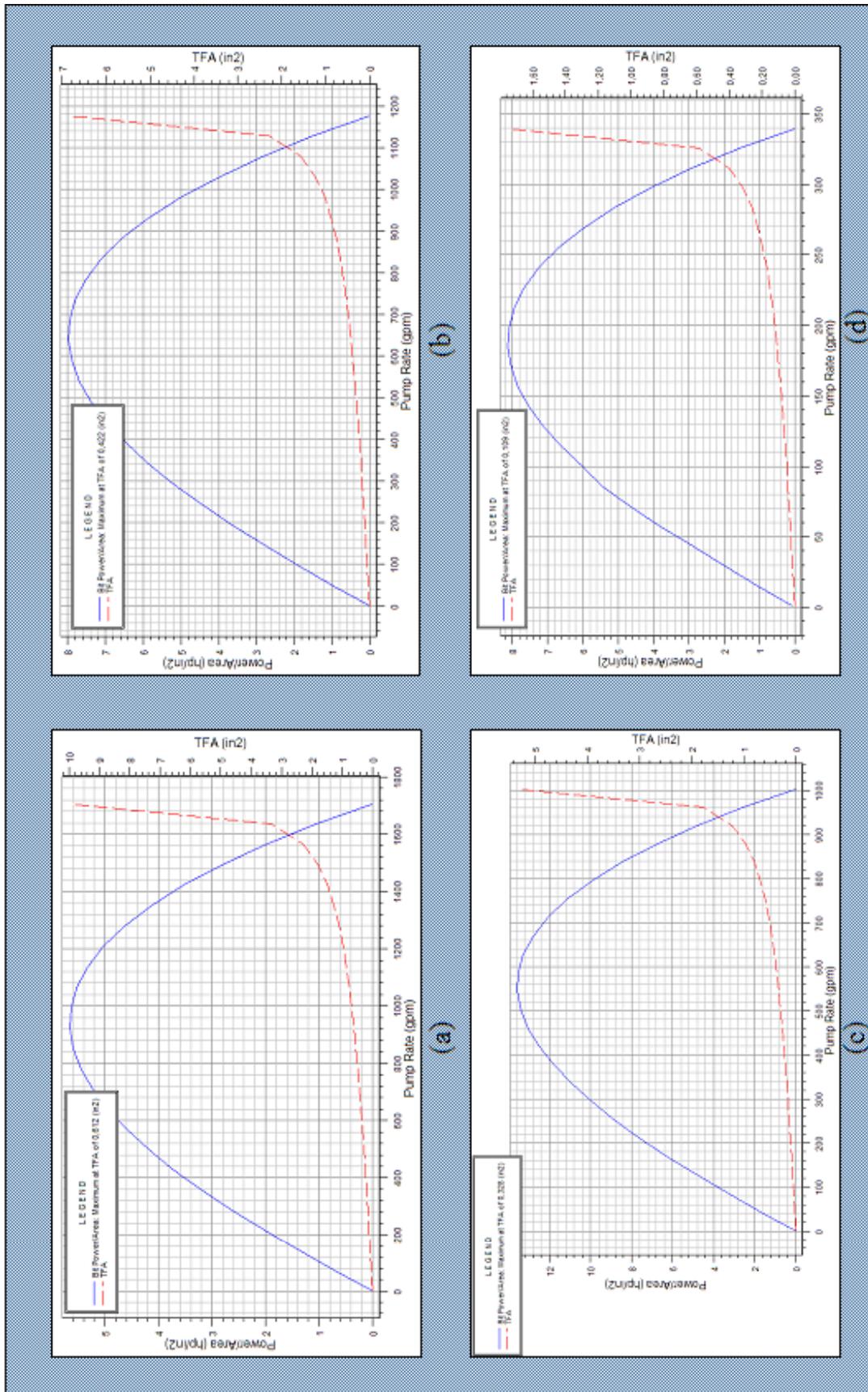


Figura 8.4: Gráfico de potencia hidráulica máxima & tasa de bombeo, para el: (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d)

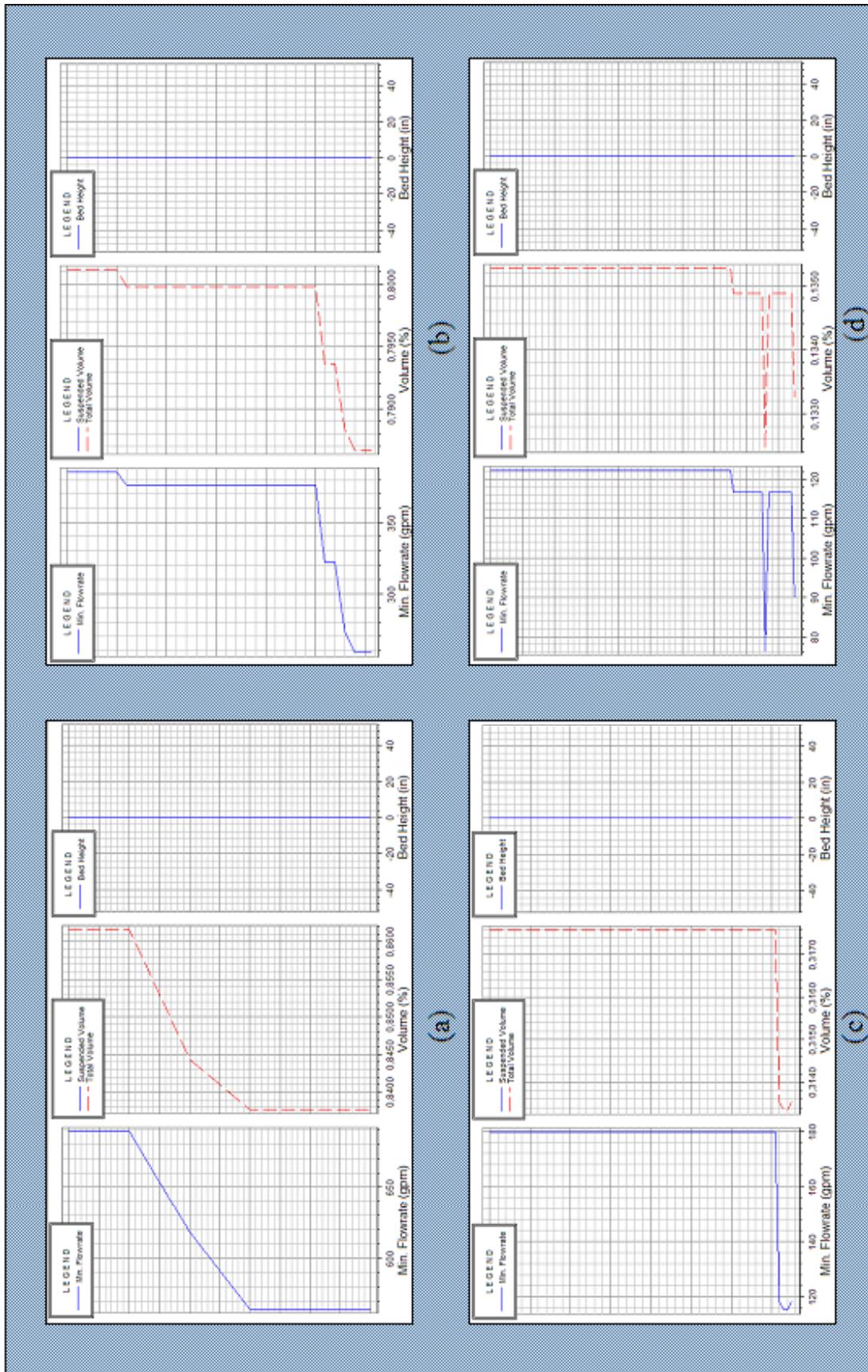


Figura 8.5: Gráficos de tasa mínima para limpieza de rípios, volumen desplazado y altura de la cama de rípios, para el: (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

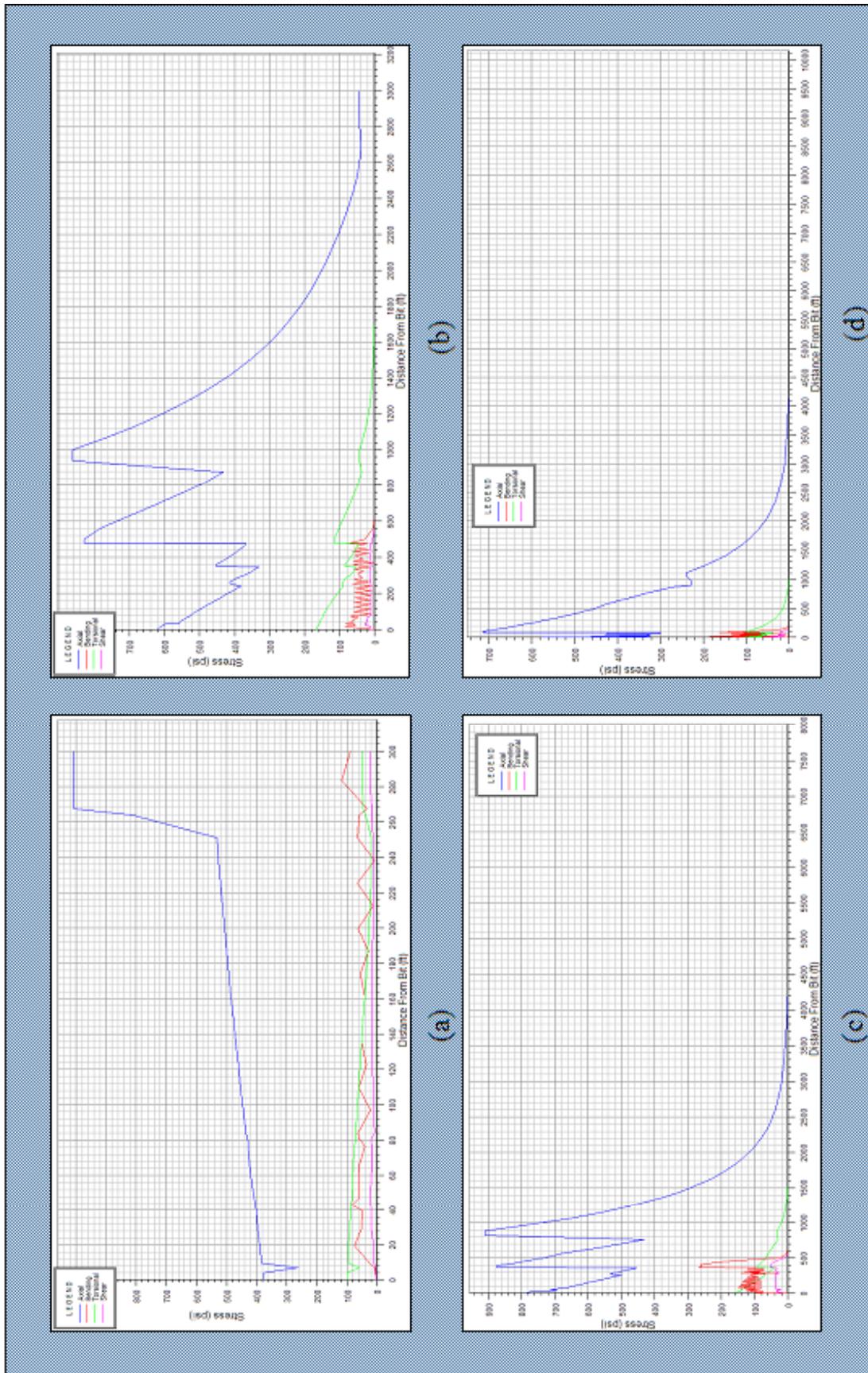


Figura 8.6: Gráfico de los componentes de la tensión & distancia de la mecha, para el: (a) Hoyo de 17 1/2" y 100 RPM; (b) Hoyo de 12 1/4" y 110 RPM; (c) Hoyo de 8 1/2" y 130 RPM y (d) Hoyo de 6 1/2" y 120 RPM

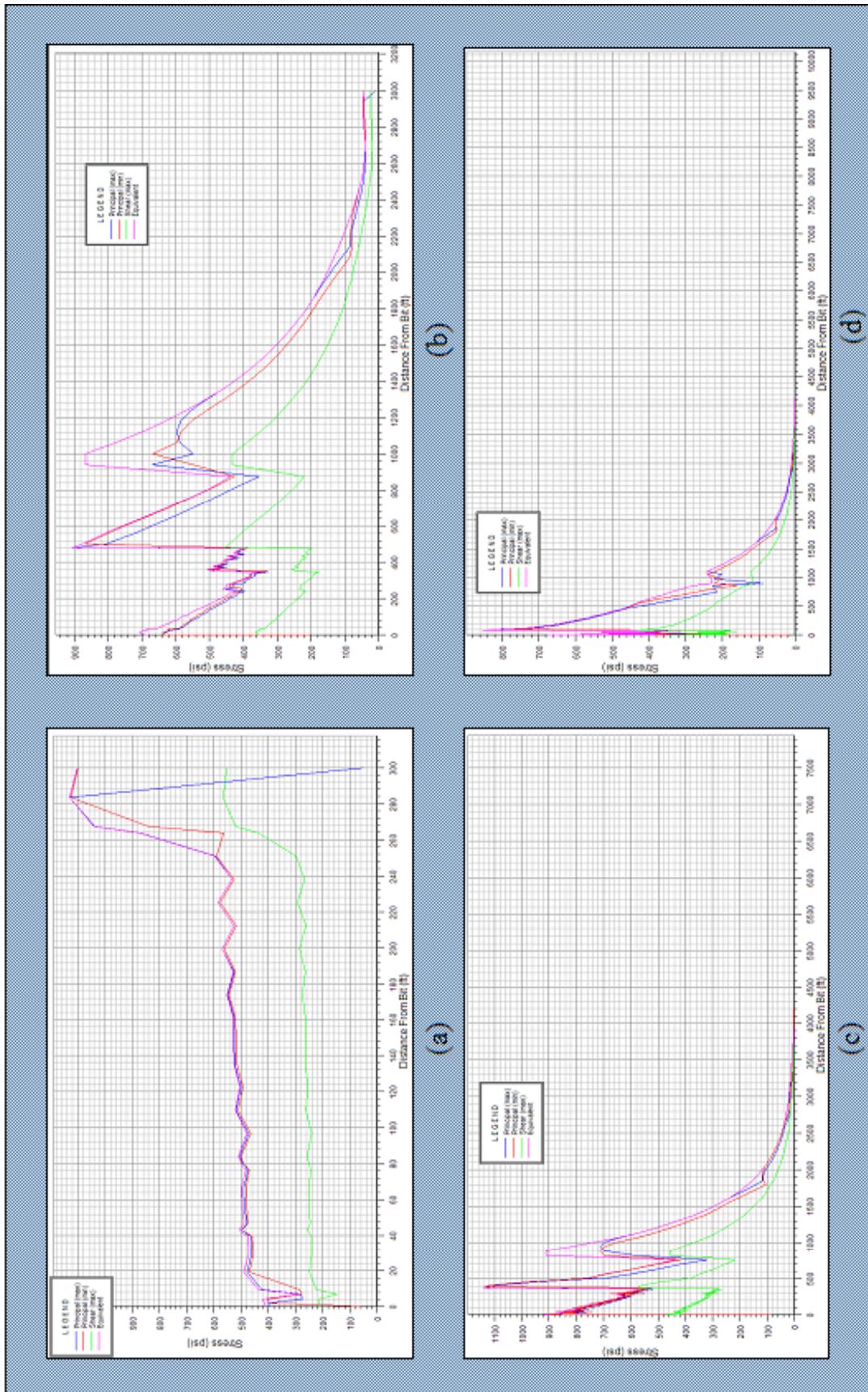


Figura 8.7: Gráfico de tensión en la sarta & distancia de la mecha, para: (a) Hoyo de 17 1/2" y 100 RPM, (b) Hoyo de 12 1/4" y 110 RPM, (c) Hoyo de 8 1/2" y 130 RPM y (d) Hoyo de 6 1/2" y 120 RPM

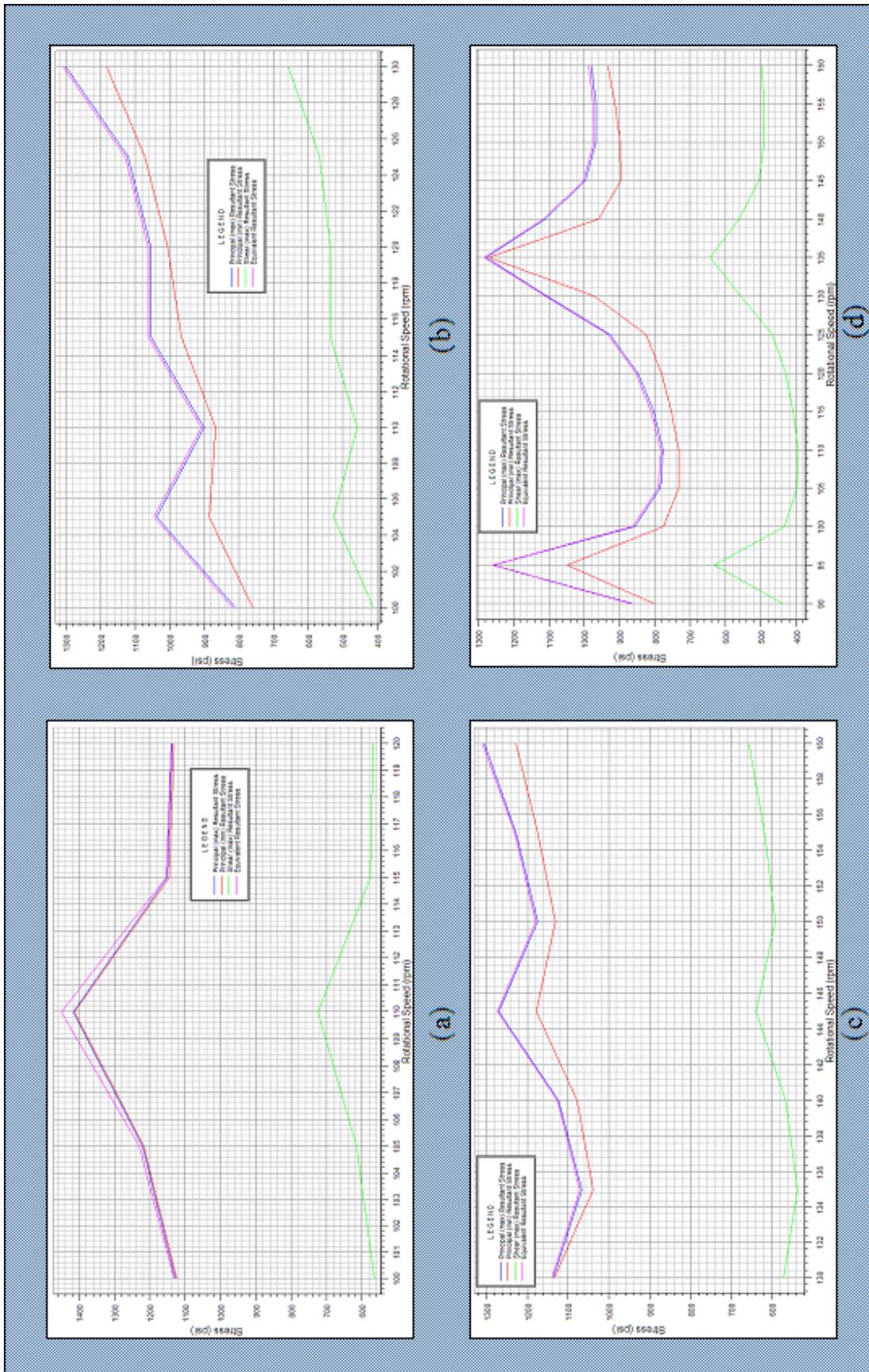


Figura 8.8: Gráfico de tensión en la sarta & distribución de velocidades de rotación (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

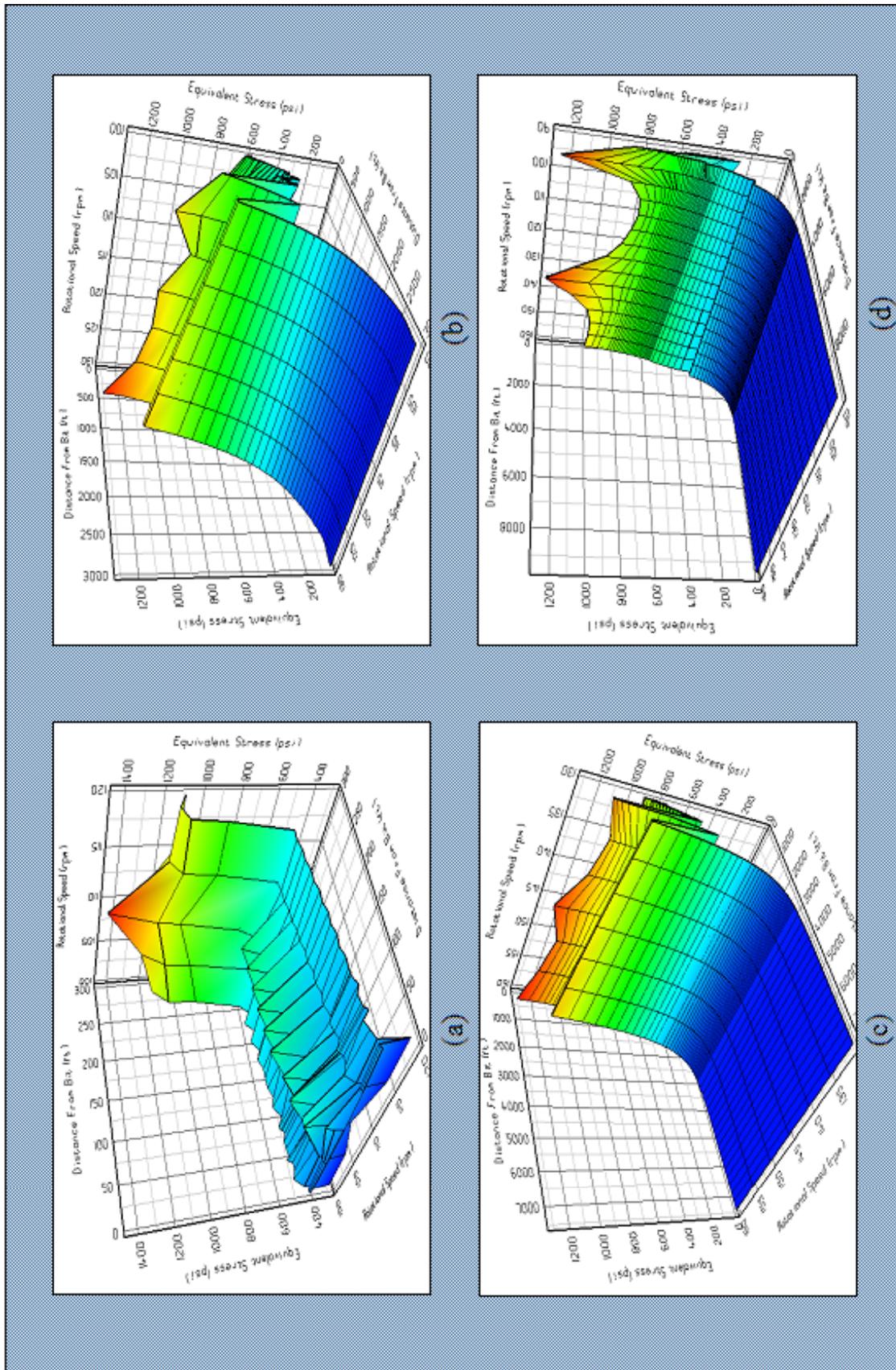


Figura 8.9: Gráfico 3D de distancia de la mecha & tensión equivalente & velocidad de rotación para el: (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

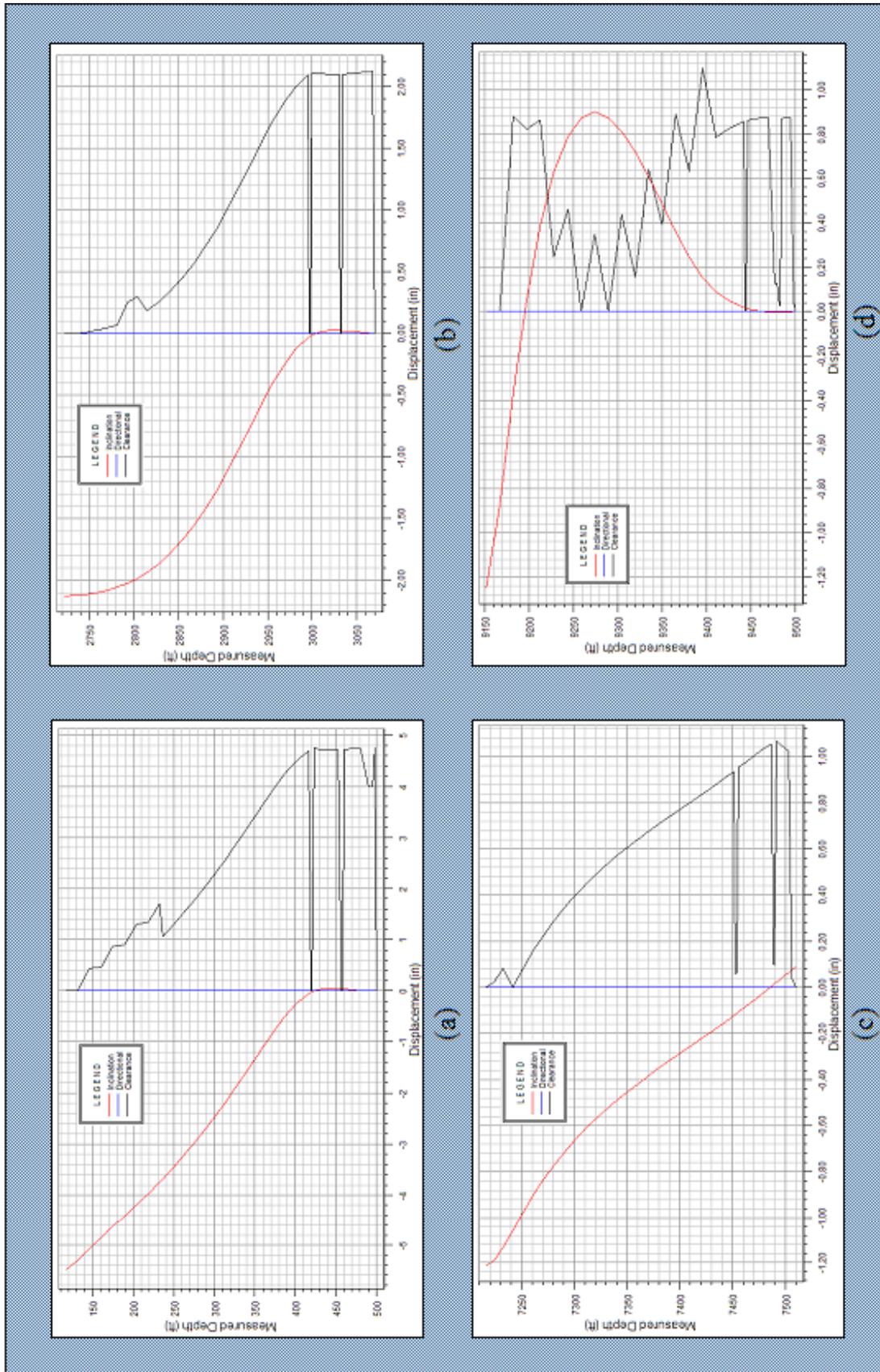


Figura 8.10: Gráfico de profundidad & desplazamiento de la sarta, para el: (a) Hoyo de 17 1/2", (b) Hoyo de 12 1/4", (c) Hoyo de 8 1/2" y (d) Hoyo de 6 1/2"

4. Profundidad de asentamiento de los revestidores

Obtenidas las curvas de presión de poro y fractura de las formaciones, se procedió a definir los puntos de asentamiento de los revestidores, utilizando para ello la aplicación de ingeniería “Casing Seat”.

Las premisas o suposiciones de diseño tomadas en cuenta fueron:

- Modo de análisis: de base a tope
- Margen de sobre balance: 0.5 lpg.
- Limite para atascamiento diferencial: 1500 - 3500 psi.

Básicamente se obtuvieron tres resultados principales, los cuales se discuten a continuación:

4.1. Resultado 1

Según se explicó en el marco teórico, para la selección de la profundidad de asentamiento de los revestidores de un pozo de desarrollo se deben considerar como condiciones de diseño un margen de sobrebalance de 0.5 lpg. y un límite de atascamiento diferencial menor o igual a 2000 lpc. Bajo estas premisas se realizó la primera corrida del programa de la que se obtuvo que deben utilizarse *más de diez revestidores*, debido al comportamiento irregular de las curvas de presión de poro y fractura de las formaciones del Campo San Joaquín (Figura 8.11).

En vista de que este resultado no es práctico, desde el punto de vista técnico y económico, se realizaron nuevos ajustes a las condiciones de diseño, basado en la experiencia de los ingenieros encargados.

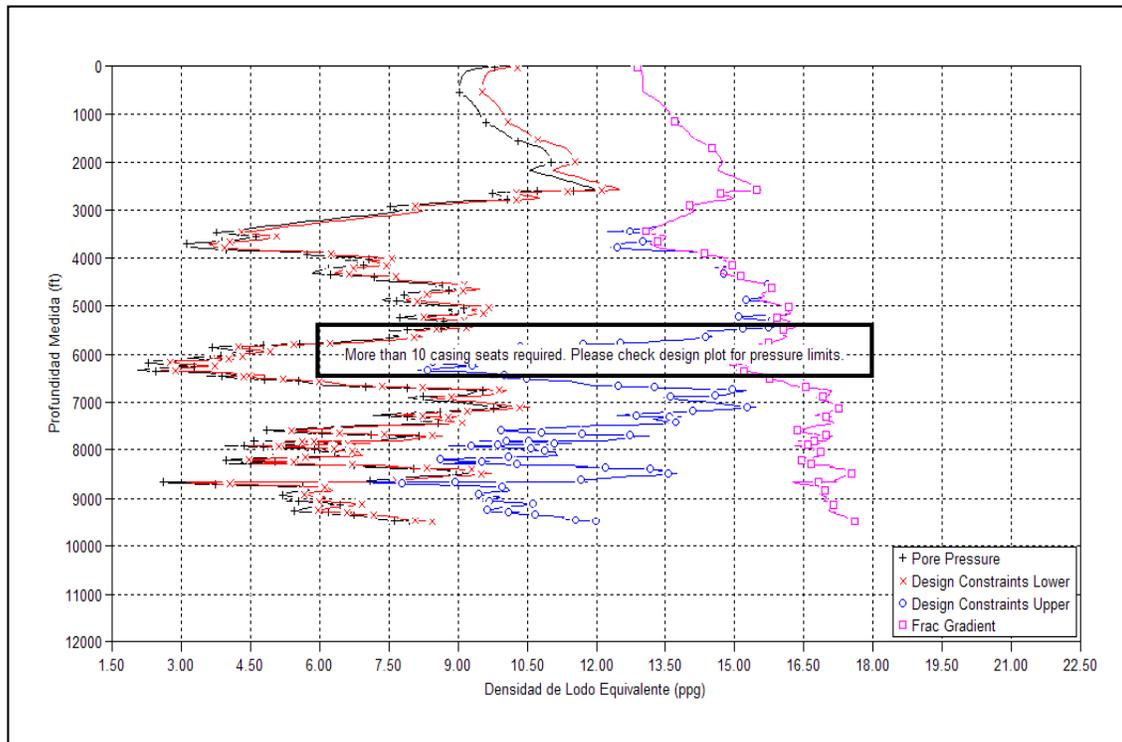


Figura 8.11: Gráfica para el diseño de la profundidad de asentamiento de los revestidores sobrebalance: 0,5 lpg y límite de atascamiento diferencial: 2000 lpc)

4.2. Resultado 2

A partir del resultado anterior, se reajustó el límite de atascamiento diferencial entre valores de 1500 y 3500 lpc, lo que *incrementa el riesgo* de inducir pérdidas de circulación y atascamientos diferenciales. Sin embargo, dadas las condiciones del área estos problemas deben ser controlados bombeando píldoras viscosas y controlando las tasas de penetración, de manera que pueda definirse un número manejable de revestidores, tal y como se muestra en la Figura 8.12, donde se considera un esquema mecánico de *cuatro revestidores*:

- El primero de 13 3/8" en hoyo de 17 1/2" asentado a 500 pies para aislar los acuíferos superficiales y asegurar suficiente integridad.
- El segundo revestidor de 9 5/8" en hoyo de 12 1/4" asentado a 2769 pies, aislando las presiones de Moreno por presencia de gas superficial.
- El tercer revestidor de 7 5/8" en un hoyo de 8 1/2" asentado a 7167 pies para aislar las arenas de agua salada existente en Amarillo y las bajas presiones encontradas en Colorado.

- El cuarto y último revestidor de 5 ½” en un hoyo de 6 ½” asentado a 9500 pies para aislar las zonas prospectivas de Merecure y San Juan.

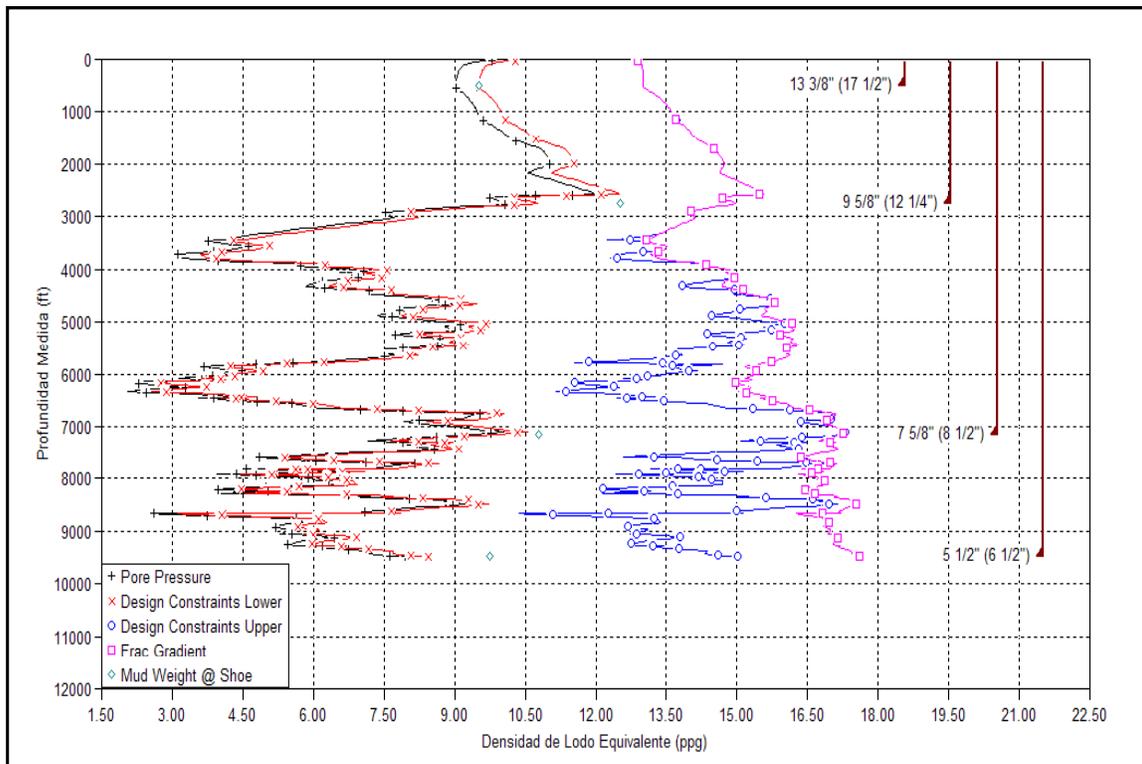


Figura 8.12: Gráfica para el diseño de la profundidad de asentamiento de los revestidores sobrebalance: 0,5 lpg y límite de atascamiento diferencial: 1500 y 3000 lpc)

Las profundidades de asentamiento señaladas en este caso, son las recomendadas por el programa de diseño Casing Seat, al igual que la densidad del lodo de perforación que se muestra en la Tabla 8.G.

Tabla 8.G: Esquema de revestidores producto del resultado 2

OD revestidor (in)	Tamaño del hoyo (in)	Prof. Zapata (ft)	Tope de cemento (ft)	Densidad del lodo (lpg)
13 3/8	17 1/2	500	223	9,54
9 5/8	12 1/4	2769	1049	12,54
7 5/8	8 1/2	7167	2026	10,80
5 1/2	6 1/2	9500	1689	9,76

4.3. Resultado 3 (definitivo)

Considerando los riesgos geológicos operacionales de la perforación de los pozos en el campo San Joaquín, se incrementó la profundidad de asentamiento señalada en el

resultado anterior hasta cubrir completamente el miembro Moreno y Colorado. De esta manera, el diseño definitivo de la profundidad de asentamiento de los revestidores se muestra en la Figura 8.13 y se resume en la Tabla 8.H.

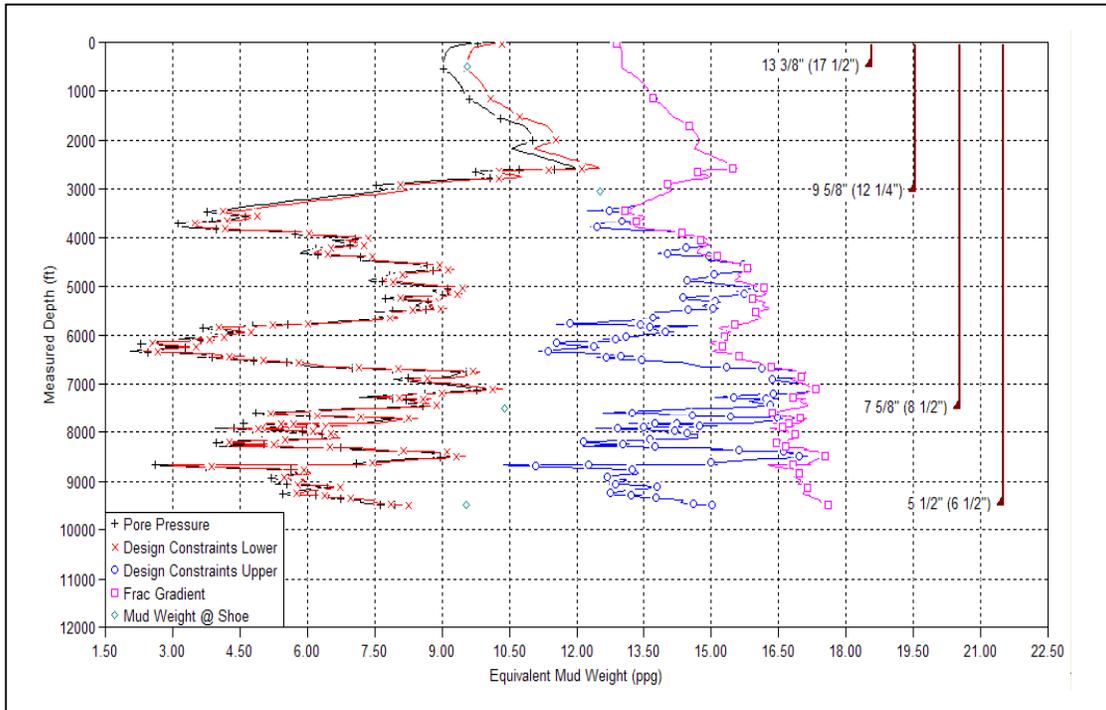


Figura 8.13: Gráfica para el diseño de la profundidad de asentamiento de los revestidores sobrealante: 0,5 lpg y límite de atascamiento diferencial: 1500 y 3000 lpc, considerando las condiciones del área)

Tabla 8.H: Esquema de revestidores producto del resultado 3

OD revestidor (pulg)	Tamaño del hoyo (pulg)	Prof. Zapata (pies)	Tope de cemento (pies)	Densidad del lodo (lpg)
13 3/8	17 1/2	500	223	9,58
9 5/8	12 1/4	3050	1719	12,54
7 5/8	8 1/2	7510	1888	10,41
5 1/2	6 1/2	9500	1633	9,55

Es importante resaltar que el programa de diseño presenta diferentes casos en los que se varía el diámetro de los revestidores. Sin embargo, se seleccionaron estos debido a las limitaciones que se tienen en cuanto al inventario actual de tubulares.

5. Diseño de Revestidores

Conocidos los puntos de asentamiento y diámetro de los revestidores, se utilizó la aplicación de ingeniería “Stress Check” para determinar el grado, peso y tipo de conexión de cada uno de ellos. Para ello se establecieron las siguientes premisas de diseño:

- El perfil de presión de poro y de fractura utilizados, corresponden a los obtenidos con el programa “Drill Works/ Predict”
- El esquema de revestidores y las densidades de los lodos de perforación, corresponden a los determinados con la herramienta de diseño “Casing Seat”
- Los factores de diseño utilizados son los establecidos por PDVSA
- La resistencia teórica al estallido, colapso y tensión del revestidor a seleccionar, debe ser mayor o igual al máximo valor de estallido, colapso y tensión dado por la curva de diseño correspondiente.
- Se seleccionó una sola sección de revestidores por sartas, debido a que las longitudes de éstas son relativamente pequeñas (menores a los 5000 pies)
- Densidad del fluido de completación: 7,2 lpg.
- Densidad de la lechada de llenado para todos los revestidores: 13,5 lpg.
- Densidad de la lechada de cola para el revestidor de producción de 9 5/8” y el de superficie de 13 3/8”: 15,6 lpg.
- Profundidad de las perforaciones: 8735 pies
- Gravedad específica del gas: 0,7
- Opciones de análisis: perfil de presiones externas, temperatura, límite de fractura en la zapata y pandeo
- Las condiciones de carga por estallido, colapso y tensión que se consideraron por cada revestidor se resumen en la Tabla 8.I. Adicionalmente, en el Capítulo II se presenta una descripción detallada de dichas condiciones
- Las conexiones se seleccionaron de acuerdo a:
 - ✓ El grado y peso de los revestidores
 - ✓ El diámetro externo de los revestidores, ya que el tamaño de las conexiones deben ser lo más cercanas a este valor con el propósito de evitar problemas con la circulación de fluido a través de espacios anulares muy restringidos

- ✓ La resistencia al estallido y tensión del material de la conexión debe ser mayor o igual al máximo valor reportado en las curvas de diseño de estallido y tensión, correspondientes a cada revestidor

Tabla 8.I: Condiciones de carga que se utilizaron para diseñar cada revestidor por estallido, colapso y tensión

		TIPO DE CARGA				
		ESTALLIDO		COLAPSO		TENSIÓN
		Perfil de presión interno	Perfil de presión externo	Perfil de presión interno	Perfil de presión externo	
TIPO DE REVESTIDOR	Liner de producción de 5 1/2"	*Prueba de presión *Fuga en la tubería de producción *Estimulación (fractura) *Inyección de fluidos por debajo de la zapata del	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Vacío total *Cementación	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Velocidad promedio de corrida *Fuerza de sobre tensión *Cargas de servicio
	Liner de producción de 7 5/8"	*Arremetida de gas *Prueba de presión *Fuga en la tubería de producción *Estimulación (fractura) *Inyección de fluidos por debajo de la zapata del	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Vacío parcial *Cementación	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Velocidad promedio de corrida *Fuerza de sobre tensión *Cargas de servicio
	Revestidor de producción de 9 5/8"	*Arremetida de gas *Prueba de presión *Fuga en la tubería de producción *Estimulación (fractura) *Inyección de fluidos por debajo de la zapata del	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Vacío parcial *Cementación	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Velocidad promedio de corrida *Fuerza de sobre tensión *Cargas de servicio
	Revestidor de superficie de 13 3/8"	*Prueba de presión	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Vacío parcial *Cementación	*Gradientes de fluido con presión de poro	*Velocidad promedio de corrida *Fuerza de sobre tensión *Cargas de servicio

Basándose en estas premisas, se construyeron las curvas de diseño por estallido, colapso y tensión que permitieron seleccionar el grado y peso de los revestidores necesarios para la perforación de la nueva localización. Los máximos valores leídos de estas curvas se muestran en la Tabla 8.J.

Tabla 8.J: Máximas cargas de diseño por estallido, colapso y tensión para cada revestidor.

Revestidor		Máximas Cargas de Diseño		
Tipo	OD (pulg.)	Estallido (lpc)	Colapso (lpc)	Tensión (lbf)
Liner de producción	5 1/2	9000	4700	330000
Liner de producción	7 5/8	6000	3300	480000
Revestidor de producción	9 5/8	2000	1300	600000
Revestidor de superficie	13 3/8	200	200	200000

De esta manera, se obtuvieron dos resultados principales, las cuales se describen a continuación:

5.1. Caso 1:

Comprende la selección de los revestidores de acuerdo a los criterios de *mínimo costo* y de resistencia a los perfiles de estallido, colapso y tensión, producto de las condiciones impuestas para cada revestidor, las cuales se muestran en las Figuras 8.14 al 8.17 y donde se puede verificar que la resistencia teórica se encuentra siempre por encima de la curva correspondiente.

Adicionalmente, la elipse de Von Misses mostrada en las figuras 8.14(d) al 8.17(d), confirma que los revestidores soportarán el efecto combinado de las diferentes condiciones de carga (pruebas de presión, vacío parcial, estimulación, fuga de la tubería de producción...), ya que las mismas se encuentran agrupadas prácticamente en la parte central de la elipse.

La selección por *mínimo costo* es posible realizarla debido a que el programa de diseño utilizado asigna a cada revestidor y conexión un precio referencial a partir del cual puede inferirse el resultado final. En este sentido los precios mostrados en la tabla 8.K, en la que se resumen las propiedades de los revestidores que se proponen en este caso, no corresponden a los costos reales de estos elementos dentro del mercado. Sin embargo, permiten establecer relaciones de costos entre las distintas alternativas de diseño planteadas.

Tabla 8.K: Diseño de los revestidores propuestos basándose en el mínimo costo referencial

Revestidor									
Tipo	OD (pulg.)	Longitud (pies)	Grado	Peso (lb/pie)	Estallido (lpc)	Colapso (lpc)	Tensión (lbf)	Costo (\$/pie)	Costo (\$)
Liner de producción	5 1/2	500	P-110	17	10640	7477	545865	8,75	4375
Liner de producción	7 5/8	3050	P-110	39,0	12623	11082	1231112	20,07	61213,5
Revestidor de producción	9 5/8	4760	K-55	36	3520	2024	563995	12,60	59976,00
Revestidor de superficie	13 3/8	2290	H-40	48	1727	736	540963	16,80	38472,00
Total:									164036,5

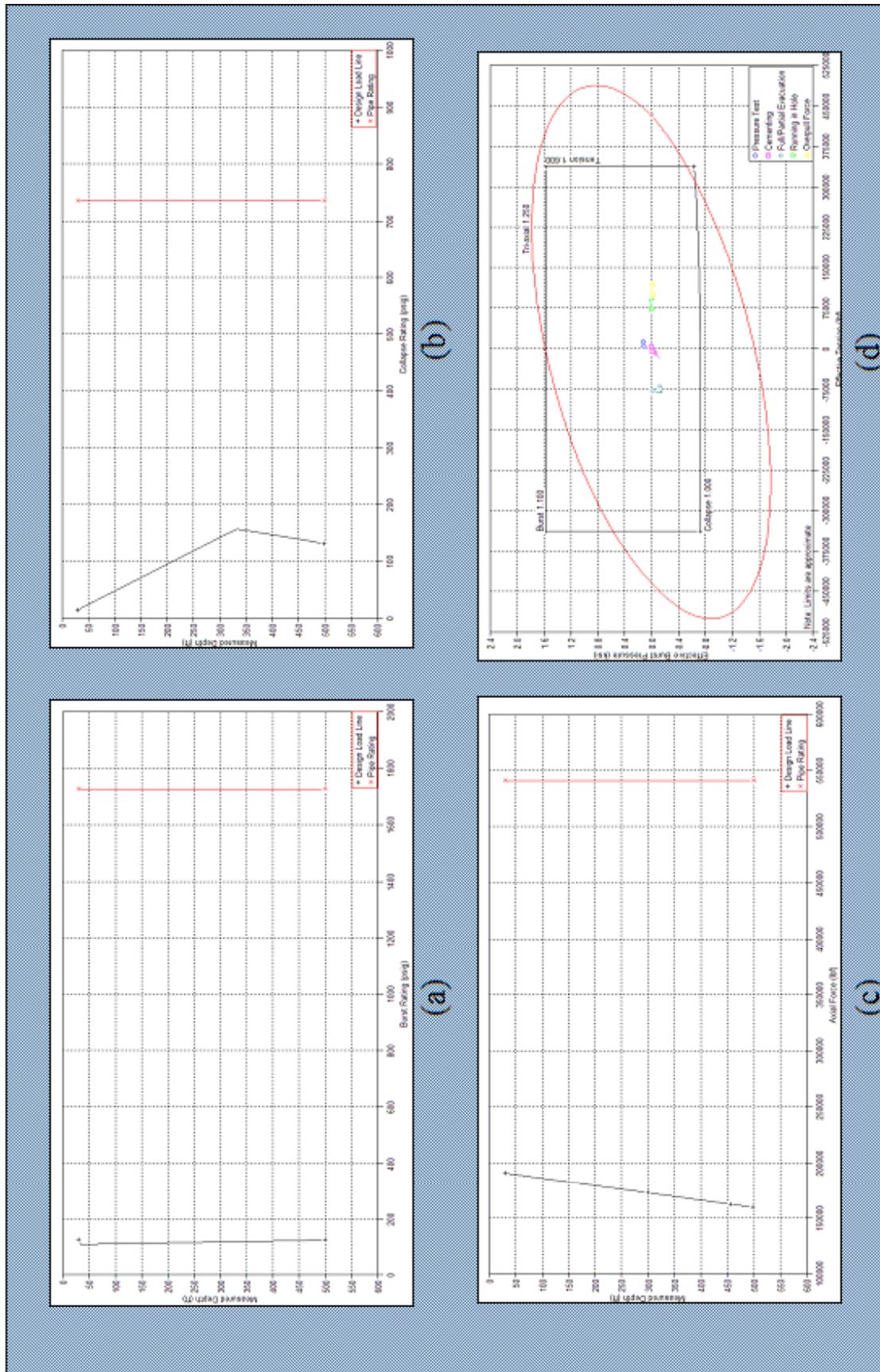


Figura 8.14: Resistencia nominal del revestidor de 13 3/8", P-110 y 17.0 l/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

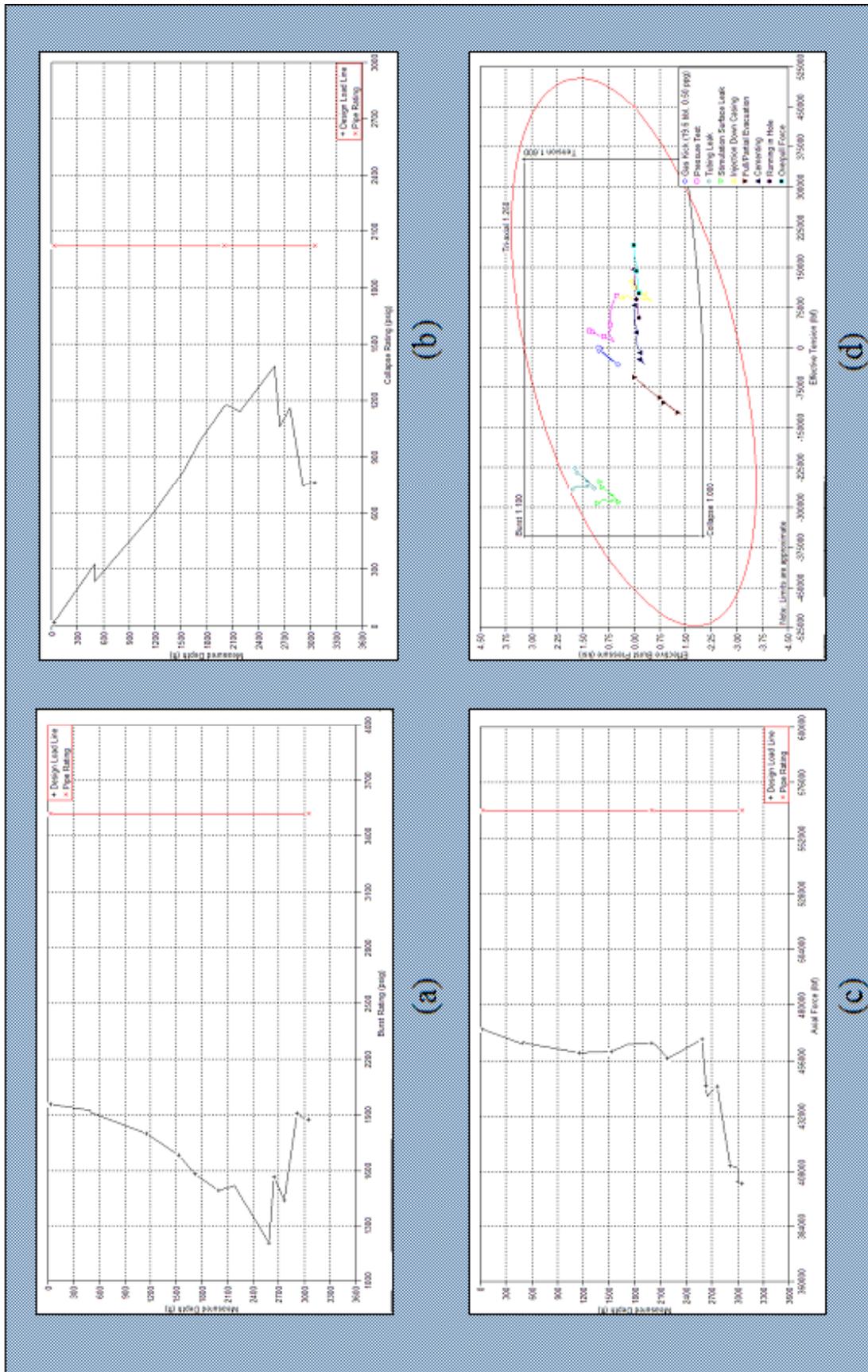


Figura 8.15: Resistencia nominal del revestidor de 9 5/8", K-55 y 36.0 lb/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

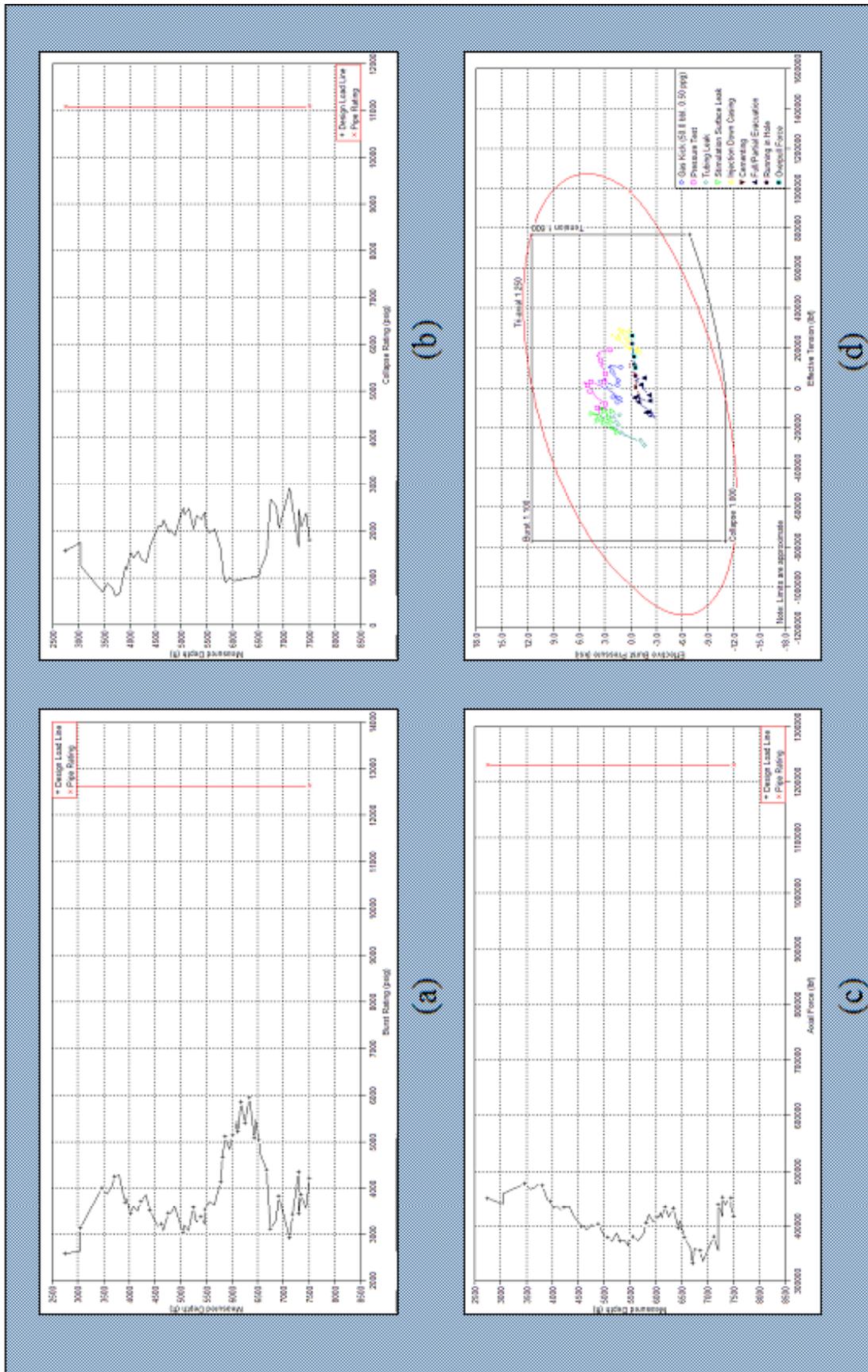


Figura 8.16: Resistencia nominal del liner de 7 5/8", P-110 y 39.0 l/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

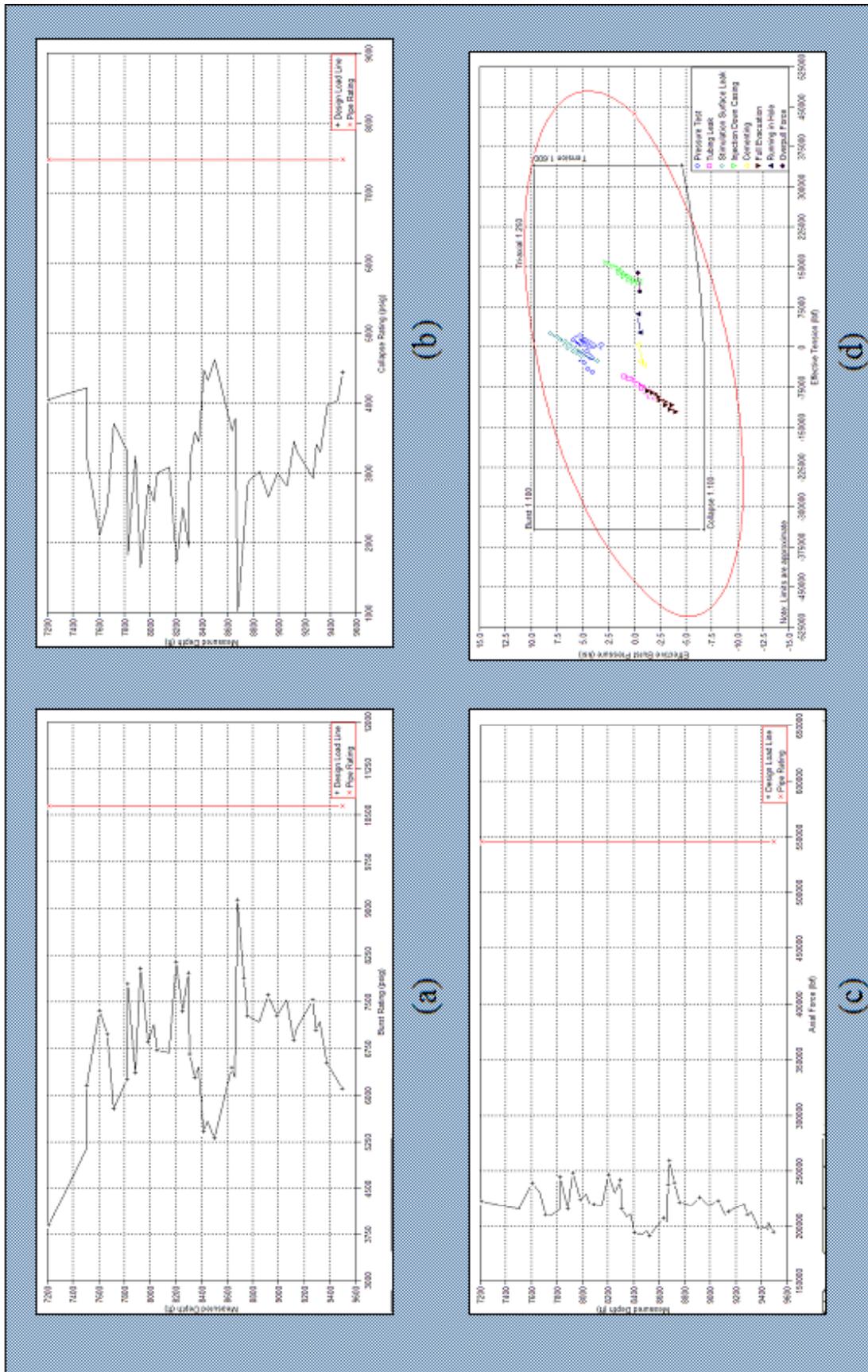


Figura 8.17: Resistencia nominal del liner de 5 1/2", P-110 y 17,0 l/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

En la tabla 8.L, se señalan las conexiones que pueden escogerse para cada revestidor indicado en la tabla anterior.

Tabla 8.L: Conexiones recomendadas para cada revestidor propuesto

Revestidor		Conexiones					
Tipo	OD (pulg.)	Tensión (lbf)	Nombre	OD (pulg.)	Estallido (lpc)	Tensión (lbf)	Costo (\$/junta)
Liner de producción	5 1/2	545865	STL (FJ)	5 1/2	10640	328139	113,29
			Serie 500 tipo 511 (FJ)			377627	
			HD-L (FJ)			290301	
Liner de producción	7 5/8	1231112	STL (FJ)	7 5/8	12620	867374	154,35
			HD-L (FJ)			892556	
Revestidor de producción	9 5/8	10047	BTC	10 5/8	632719	3520	*
Revestidor de superficie	13 3/8	540963	BTC	14 3/8	1727	540963	*

* El costo referencial de estas conexiones se desconoce.

5.2. Caso 2

Conservando las condiciones de diseño por estallido, colapso y tensión establecidas en el resultado anterior y considerando el peso y grado de los revestidores que convencionalmente se utilizan en el área para la perforación de los pozos en el campo San Joaquín, se verificó que las resistencias de los mismos se encuentra por encima de cada perfil de diseño construido (Figuras 8.18 al 8.21).

Igual que en el resultado anterior, la gráfica de Von Misses, mostrada en las figuras 8.18(d) al 8.21(d), confirma que los revestidores seleccionados no deben fallar si alguna de las condiciones de diseño especificadas, llegara a ocurrir.

La tabla 8.M muestra los resultados numéricos correspondiente a las propiedades de los revestidores de este caso, los cuales se comparan con los señalados en la tabla 8.K, observándose que la resistencia al estallido, colapso y tensión de los revestidores en este caso es mayor que en el anterior, lo cual se ve reflejado en el costo total de la sarta de revestidores.

Tabla 8.M: Diseño de los revestidores basándose en los pesos y grados que convencionalmente se utilizan en el área

Tipo	Revestidor								
	OD (pulg.)	Longitud (pies)	Grado	Peso (lbf/pie)	Estallido (lpc)	Colapso (lpc)	Tensión (lbf)	Costo (\$/pie)	Costo (\$)
Liner de producción	5 1/2	500	P-110	23,0	14525	14539	729259	11,83	5915,00
Liner de producción	7 5/8	3050	P-110	39,0	12623	11082	1231112	20,07	61213,50
Revestidor de producción	9 5/8	4760	N-80	43,5	6327	3810	1004719	19,18	91296,80
Revestidor de superficie	13 3/8	2290	J-55	68,0	3454	1949	1069486	23,80	54502,00
Total:									212927,30

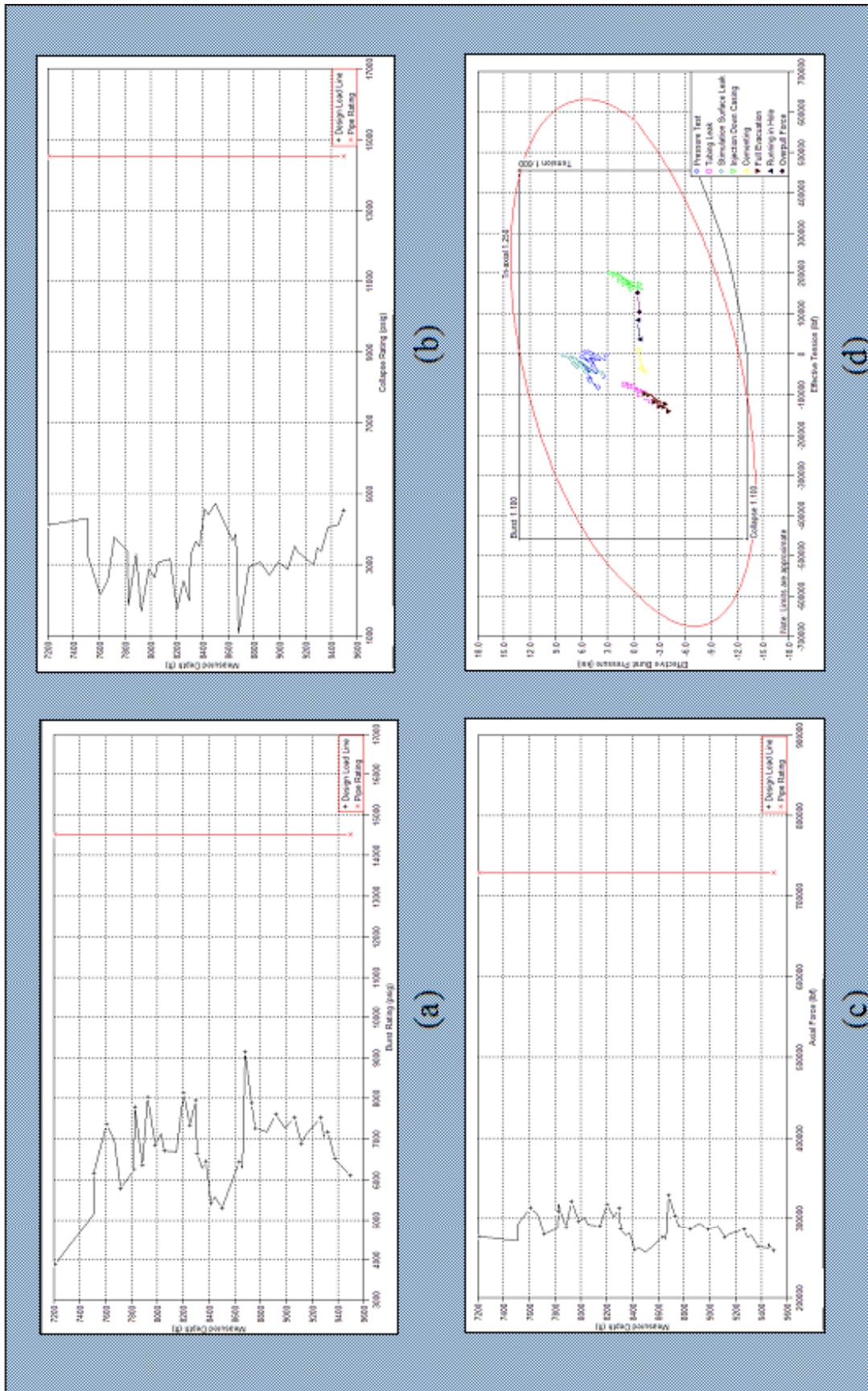


Figura 8. 18: Resistencia nominal del liner de 5 1/2", P-110 y 23,0 lb/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

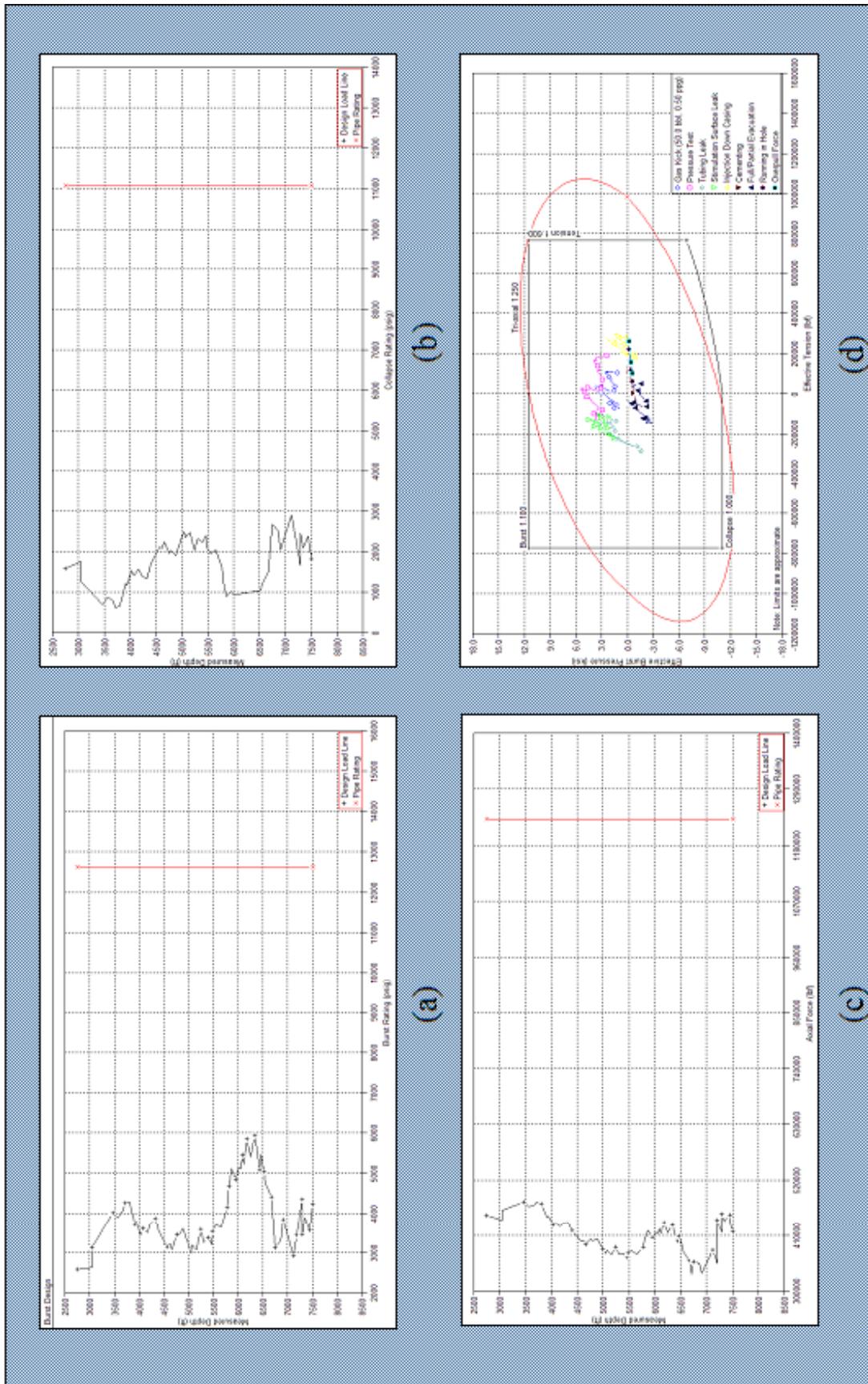


Figura 8.19: Resistencia nominal del liner de 7 5/8", P-110 y 39,0 lb/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

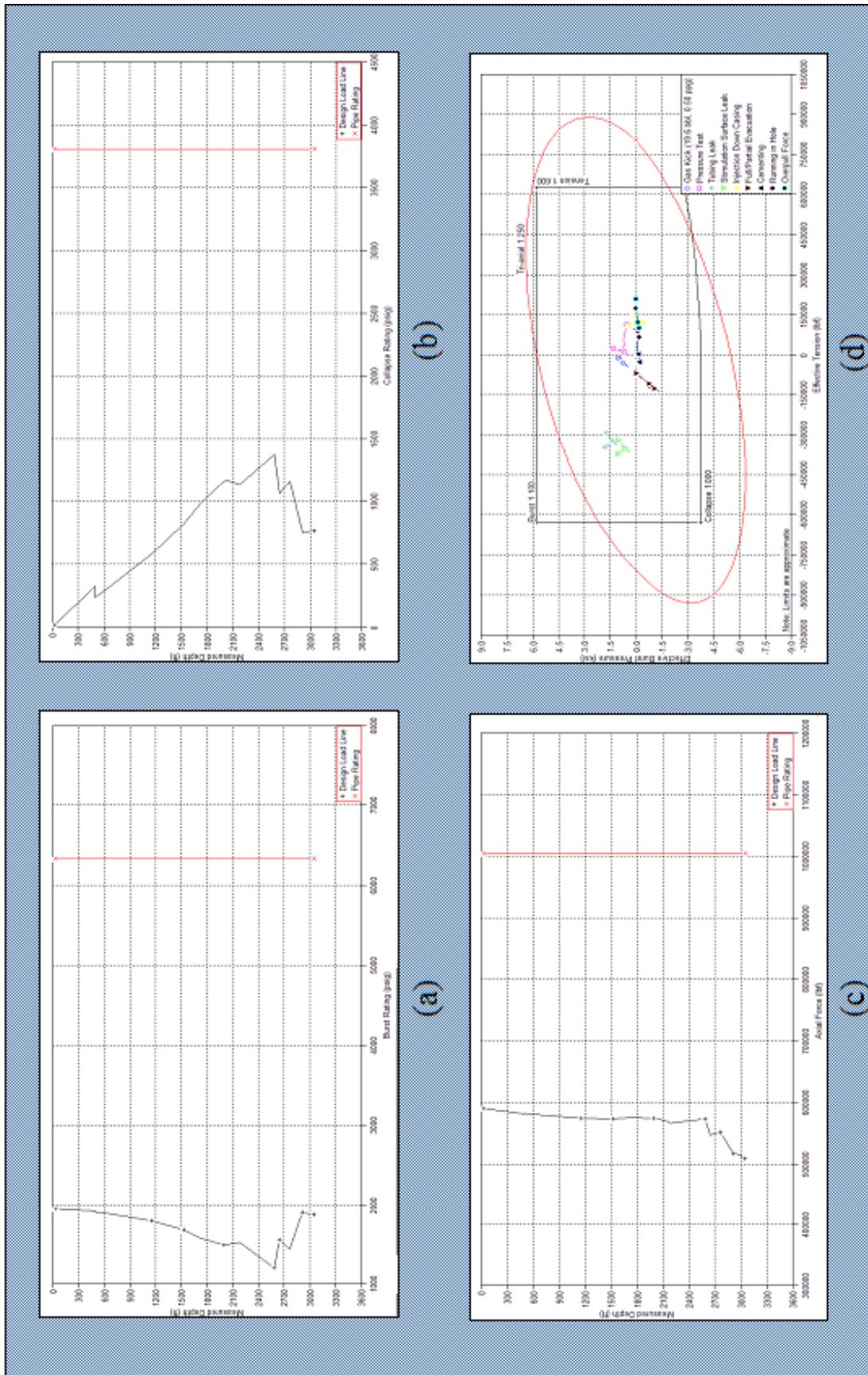


Figura 8.20: Resistencia nominal del revestidor de 9 5/8", N-80 y 43,5 lb/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

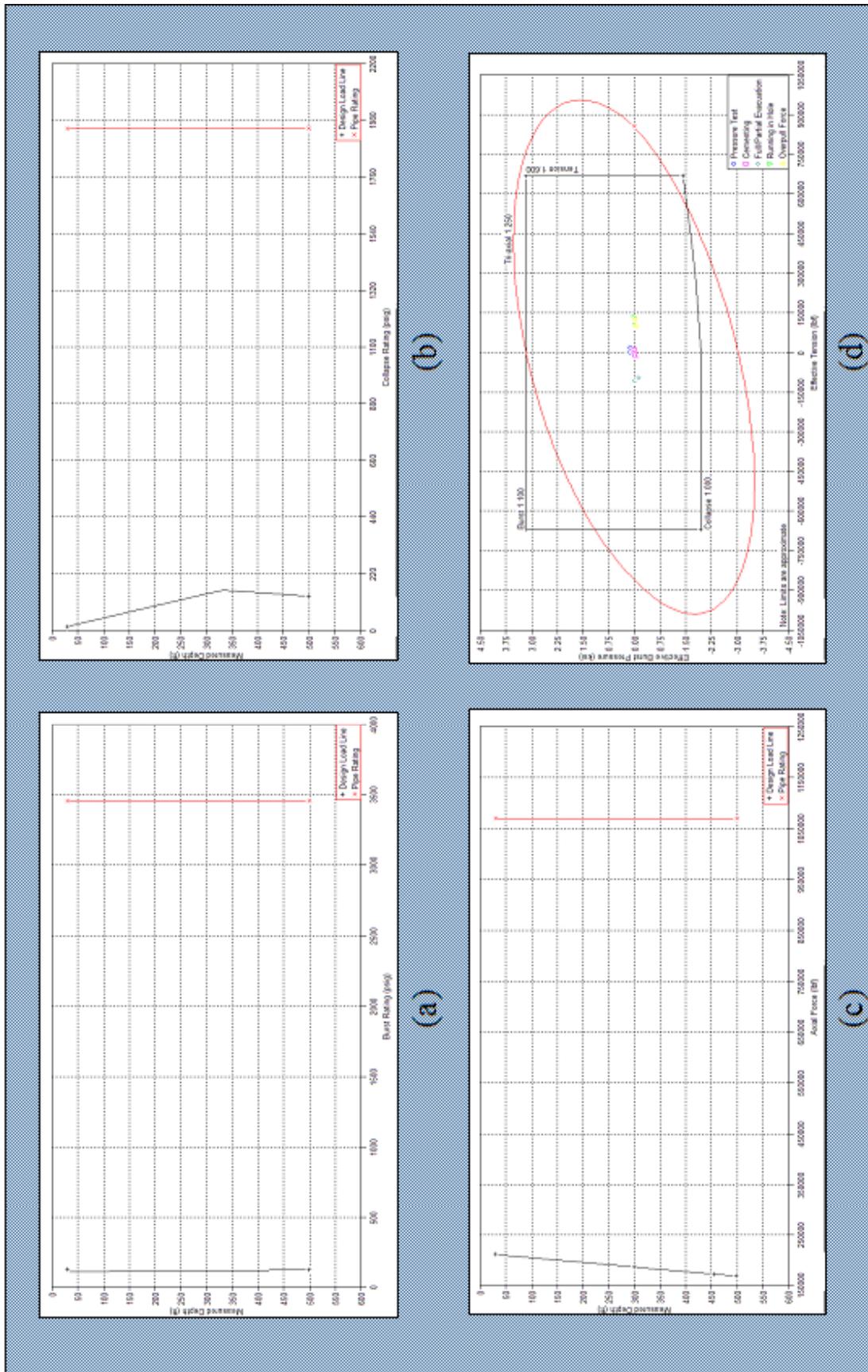


Figura 8.21: Resistencia nominal del revestidor de 13 3/8", J-55 y 68,0 lb/pie ante: (a) la curva de diseño para estallido. (b) la curva de diseño para el colapso. (c) la curva de diseño para la tensión. (d) los esfuerzos triaxiales de Von Mises.

En la tabla 8.N se indican las conexiones que pueden utilizarse para armar cada una de las sargas de revestidores.

Tabla 8.N: Conexiones recomendadas para cada revestidor propuesto

Revestidor		Conexiones					
Tipo	OD (pulg.)	Tensión (lbf)	Nombre	OD (pulg.)	Estallido (lpc)	Tensión (lbf)	Costo (\$/junta)
Liner de producción	5 1/2	729259	STL (FJ)	5 1/2	14530	521254	113,29
Liner de producción	7 5/8	1231112	STL (FJ)	7 5/8	12620	867374	154,35
			HD-L (FJ)			892556	
Revestidor de producción	9 5/8	1004719	BTC	10 5/8	6330	1004719	178,34
			Serie 500 tipo 511 (FJ)	9 5/8		784899	
			STL (FJ)			841452	
			HD-L (FJ)			705815	
Revestidor de superficie	13 3/8	1069486	BTC	14 3/8	3450	1069000	*

* El costo referencial de estas conexiones se desconoce.

Es importante indicar que el costo total, real en el mercado, de la sarga de revestidores para este caso puede llegar a ser menor o igual que el del caso anterior, debido a que PDVSA, a través de Bariven, compra un lote de revestidores y de conexiones con pesos y grados específicos, acordes con los requerimientos generales de un área, lo cual disminuye los precios de estos en relación con su precio cuando son adquiridos en pequeñas cantidades.

Una vez que se defina el inventario de revestidores y conexiones del año 2003, los ingenieros encargados de cumplir con la ingeniería de detalle del proyecto podrán definir cual de las propuestas presentadas se llevará a cabo o si alguna de ellas requiere nuevas modificaciones.

6. Definición general de la cementación

Observando las características de las lechadas utilizadas para la cementación de los revestidores de los pozos vecinos estudiados y basándose en la experiencia de los ingenieros en el área se estableció que las mismas deben:

- Ser Antimigratorias, para evitar pérdida o separación del agua contenida en las mismas.
- Bombeadas bajo régimen de flujo tapón (número de Reynolds < 300), debido a la existencia de microfracturas en el tope de San Juan y a los bajos gradientes de fractura encontrados en Colorado, Merecure y San Juan.

- Livianas (13,5 lpg) y de alta resistencia a la compresión (1600 lpc) para cementar el liner intermedio (7 5/8") y el de producción (5 1/2"), debido los bajos gradientes de fractura encontrados en Colorado Merecure y San Juan.
- Resistentes a gases agrios (CO_2 y H_2S), para la cementación del revestidor conductor, ya que se ha detectado presencia de los mismos en los miembros Blanco y Azul de la Formación Oficina, motivo por el cual se espera encontrar un contenido de 10 ppm de CO_2 y 8% de H_2S en la localización EI-JX. La acción de estos gases debe ser controlada debido a que:
 - ✓ El CO_2 es capaz de reaccionar con el cemento y degradarlo generando H_2CO_3 , por lo que al estar en contacto con los tubulares se induce a la oxidación de éstos.
 - ✓ El H_2S puede filtrarse a través del cemento y corroer los tubulares, acortando la vida útil del pozo.

Cumpliendo con estas características la composición general de las lechadas utilizadas para la cementación de los revestidores en el Campo San Joaquín debe ser la siguiente:

- Para el revestidor conductor (13 3/8") y el de superficie (9 5/8"):
 - Cemento + Controlador de filtrado + Aditivos antimigratorios + Dispersantes + Retardadores + Controladores de gases agrios.
- Para el revestidor o el "liner" intermedio (7 5/8") y el de producción (5 1/2"):
 - Cemento + Controlador de filtrado + Aditivos antimigratorios + Dispersantes + Retardadores + Controladores de gases agrios + Alivianadores + Controladores de retrogesión.

Tabla 8.O: Aditivos comúnmente utilizados en la preparación de las lechadas de cemento

Aditivos	Función
Puzzlanico CC Lite	Incrementar la resistencia a la compresión
CCM 100	Carbón Activo para la absorción de H ₂ S
CF - 43 LWL	Controlador de filtrado para temperatura circulante hasta 220°F
LATEX	Antimigratorio
CaCl ₂	Acelerador de Fraguado
CD - 61	Dispersante
CA - 91L	Antiespumante
SF - 3	Controlador de retrogresión
CG - 200	Control de gas para temperaturas (100 y 200°F)
CR - 24	Retardador de bajas y medianas temperaturas (100 y 200°F)
Cenolite	Agente extendedor (disminuye la densidad)

La Tabla 8.O muestra los aditivos comúnmente son utilizados en el área y sus funciones, adicionalmente en la Figura 8.22 se resume la formulación de las lechadas necesarias para la cementación de los revestidores seleccionados, hasta ahora, en forma conceptual.

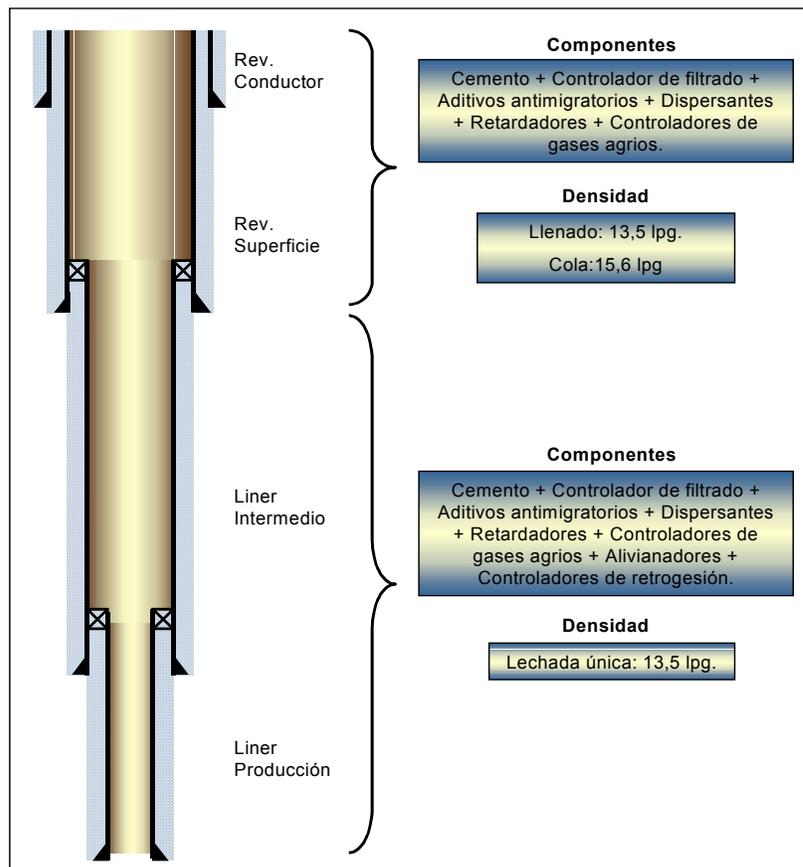


Figura 8.22: Definición general de las lechadas de cementación para la localización EI-JX

7. Diseño de la completación

En la visión preliminar de la completación del pozo durante el desarrollo de la ingeniería conceptual, se definió que la misma sería monobore de 5 ½". Sin embargo no se estableció ninguna especificación respecto a las características de la tubería de producción, la cual debe ser diseñada bajo el mismo procedimiento seguido para la selección de los revestidores del pozo, es decir, deben analizarse las diferentes condiciones a las cuales la tubería de producción estará expuesta para conocer la resistencia al estallido, colapso, tensión y compresión que debe presentar.

El programa de diseño utilizado por el ingeniero de completación se conoce como "Well Cat", con el cual se analizó el comportamiento de la tubería de producción ante las siguientes condiciones de trabajo:

- Corrida de la completación
- Realización de un trabajo de fracturamiento
- Pozo produciendo gas
- Pozo cerrado con la tubería de producción llenas de gas
- Vacío total de la tubería de producción
- Realización de una prueba a la tubería de producción
- Efectos térmicos

De esta manera se obtuvo el gráfico de Von Misses, mostrado en la Figura 8.23, en la que se verifica que una tubería de 5 ½", 17 lb/pie de peso y grado L-80, soporta las condiciones de trabajo establecidas en el diseño, debido a que el efecto de cada uno de los esfuerzos considerados se encuentran agrupados dentro de la elipse correspondiente. La tubería debe ser de 13 % cromo debido a los problemas existentes con la producción de CO₂ y H₂S en el área.

Adicionalmente, se estudió los movimientos que sufrirá la tubería de producción bajo cada uno de las condiciones de trabajo impuestas (Figura 8.24), así valores negativos representan un movimiento hacia arriba (acortamiento de la tubería) y valores positivos representan movimientos hacia abajo (alargamiento de la tubería)

respecto a la profundidad de 7210 pies, lugar donde se encuentra el colgador del “liner” de producción de 5 ½”.

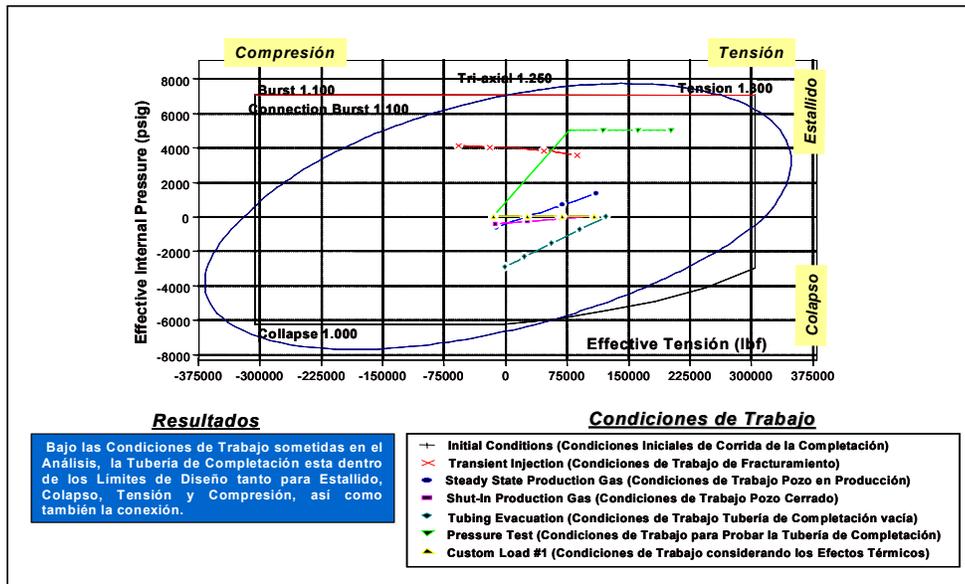


Figura 8.23: Esfuerzos triaxiales de Von Mises para una tubería de Producción 5-1/2”-17lb/ft, L-80,13% Cr.

Según este resultado la tubería sufrirá un movimiento máximo hacia arriba de 5,18 pies, por lo que se requiere un elemento de sellos flotantes con una longitud mayor a ésta con el objeto de asegurar que la parte inferior de la tubería de producción no quede libre dentro del pozo y quede en contacto el fluido de completación en el anular con el fluido de producción.

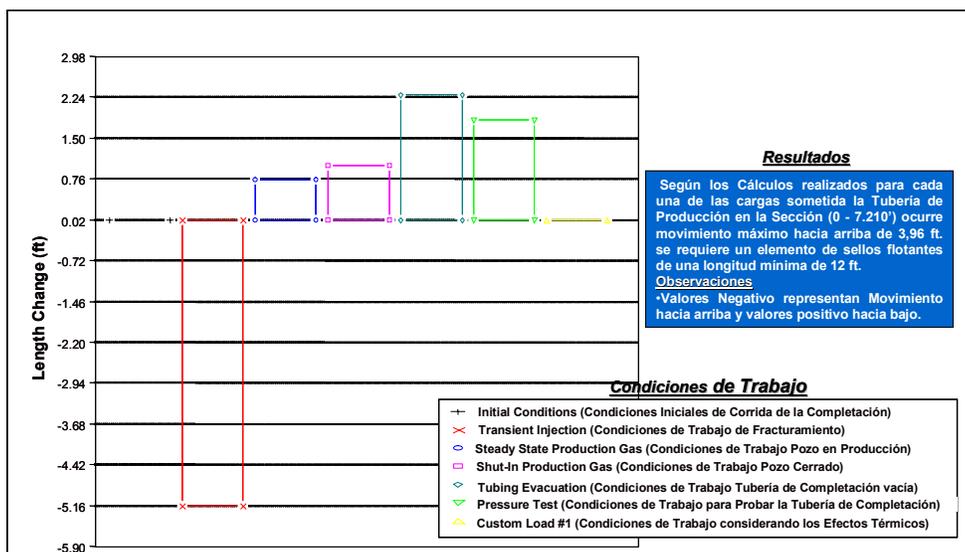


Figura 8.24: Movimiento de la Tubería de Producción

Para asegurar que la espiga de sellos no ejerza fuerza sobre el colgador del “liner” de 5 ½” y la empacadura tope del mismo, el localizador de la tubería de producción deberá levantarse por lo menos 3 pies sobre la sección pulida del colgador del liner debido a que la tubería sufrirá un movimiento máximo hacia abajo de 2,24 pies.

En resumen, la Figura 8.25 muestra el diagrama mecánico propuesto para la localización EI-JX, con completación monobore de 5 ½”.

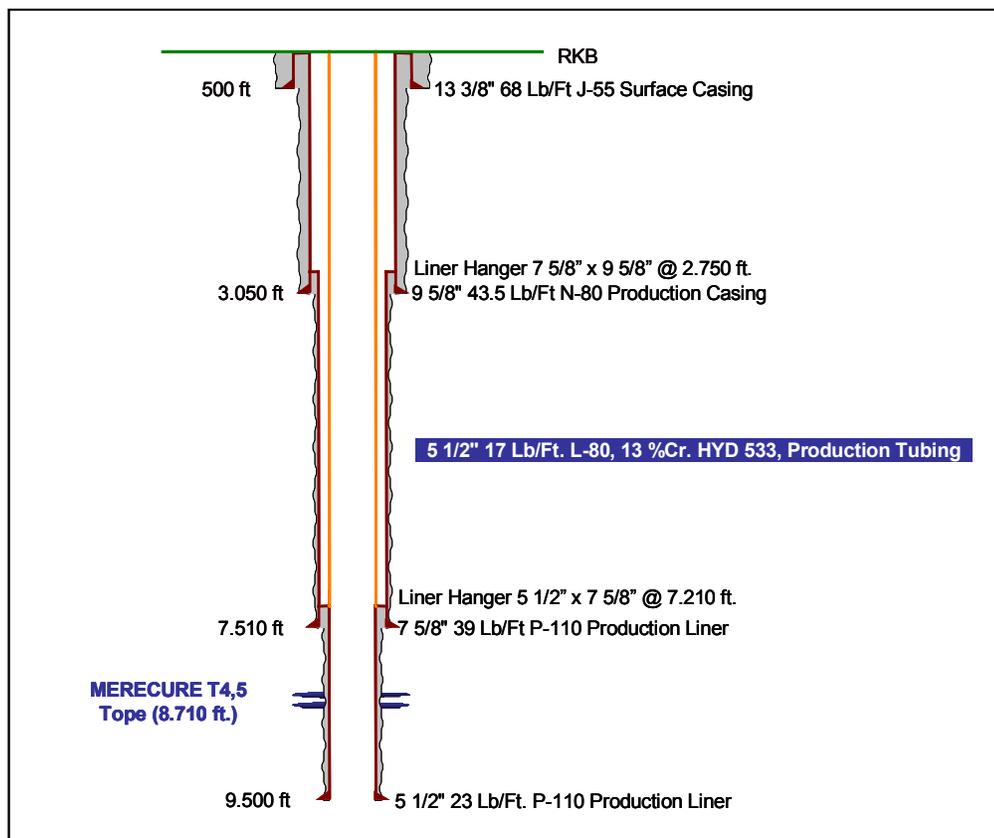


Figura 8.25: Diagrama mecánico correspondiente a la localización EI-JX, vertical con completación monobore de 5 ½”, L-80 y 17 lb/pie.

8. Análisis de tiempos

8.1. Método para la estimación de tiempo de construcción del pozo

- Identificar cada hoyo en los reportes de operación de los pozos vecinos (conductor, superficie, intermedio y productor).
- Identificar las etapas involucradas en cada uno de los hoyos (Perforación, Evaluación Geológica y Petrofísica y Revestimiento).

- Identificar los tiempos productivos y no-productivos de cada una de las etapas.
- Elaborar una tabla resumen mostrando los datos recopilados de los pasos anteriores.
- Calcular los tiempos promedios de cada una de las etapas por hoyo que no incluyan a aquellos pozos que presenten valores de tiempo productivo o improductivo muy altos ocasionados por operaciones inusuales, tales como: cementación forzada, fraguado prematuro, ruptura de herramientas en el hoyo... Para esto se aplica la ecuación siguiente:

$$t_{prom/etapa} = \frac{\sum t_{pozo/etapa}}{P_{total}}$$

Donde:

$t_{prom/etapa}$ = tiempo promedio por hoyo-etapa

$t_{pozo/etapa}$ = tiempo de cada pozo por hoyo-etapa

P_{total} = número de pozos incluidos en el $t_{pozo/etapa}$

- Elaborar gráficas comparativas de tiempos productivos y no-productivos por hoyo de cada etapa
- Realizar un análisis general de estas gráficas
- A partir del $t_{prom/etapa}$ calculado anteriormente, calcular los tiempos para el pozo promedio por hoyo
- Identificar el mejor tiempo de construcción de cada una de las etapas, y crear un pozo meta, incluyendo tiempos no-productivos
- Así se estima un pozo ideal con el mejor tiempo de construcción de todos los pozos, sin incluir los no-productivos
- Generar un gráfico de tiempos totales por etapa, el cual incluye los estimados para el pozo promedio, el ideal y meta
- Generar los resultados y realizar el análisis respectivo
- Generar las recomendaciones de dicho análisis

En el estudio realizado de los pozos vecinos a la localización EI-JX (G-87, JM-191, JM-201, JM-202 y JM-203), se revisaron los comportamientos generales de estos en

función de la profundidad y el tiempo total de construcción y completación, con la cual se construyó la gráfica de la Figura 8.26.

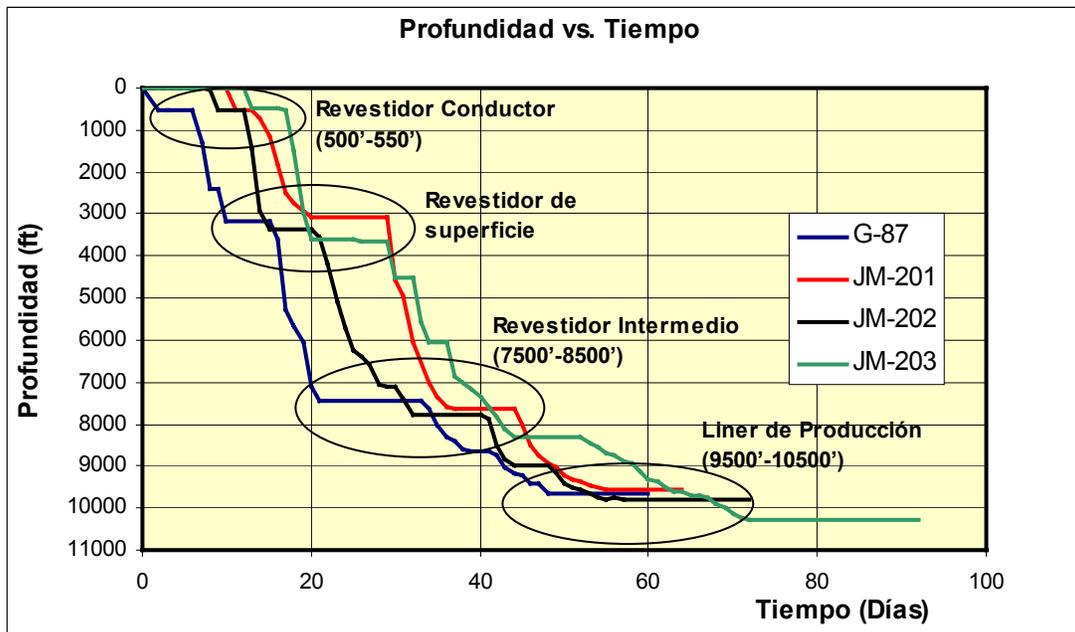


Figura 8.26: Gráfico de Profundidad vs Tiempo de perforación de los pozos vecinos a la localización EI-JX

En la figura 8.26 se presenta la curva de profundidad del pozo a lo largo del tiempo. Las secciones horizontales representan la finalización de cada fase u hoyo, en el cual se baja un revestidor para cubrir dicha zona. Otras secciones horizontales más cortas representan posibles problemas. Además, esta curva permite determinar profundidades de asentamiento de revestidores, tiempos por fase y totales.

Para realizar un análisis de tiempos partiendo de esta gráfica, se requiere detallar más los tiempos de operación de cada actividad, analizando por separado los parámetros más importantes del proceso, para así realizar la comparación entre los distintos pozos.

Se realizó un primer ejercicio de *análisis detallado por hoyo* de los tiempos de operación de las actividades involucradas en la planificación de la construcción de pozos que impactan significativamente en su productividad.

Este análisis tenía como propósito obtener los promedios de los tiempos productivos reales de los pozos referidos, por hoyo, para poder predecir el comportamiento de los distintos parámetros que se encuentran involucrados en la perforación. Del total de pozos se excluyó del análisis al pozo JM-191 por poseer una arquitectura de diseño distinta (5 revestidores). Los promedios de los tiempos calculados para cada etapa no incluirían (en esa actividad) a los pozos que tuviesen problemas excepcionales, entendiéndose esto por los problemas que ocasionen pérdidas de tiempo extremadamente grandes, impactado fuertemente el promedio de los demás pozos.

Para realizar el análisis de tiempos operacionales por hoyo se utilizó la información registrada en los post-mortem históricos, donde se especifican los tiempos asociados a las actividades perforar, viajes de tubería, circular y acondicionar, toma de registros de desviación, revestidor, VIR/Diverter, etc.

Basándose en ello, se elaboró la gráfica de la Figura 8.27 en la que se comparó el tiempo efectivo por actividad de los pozos G-87, JM-201, JM-202 y JM-203, para el hoyo conductor, encontrándose desviaciones significativas.

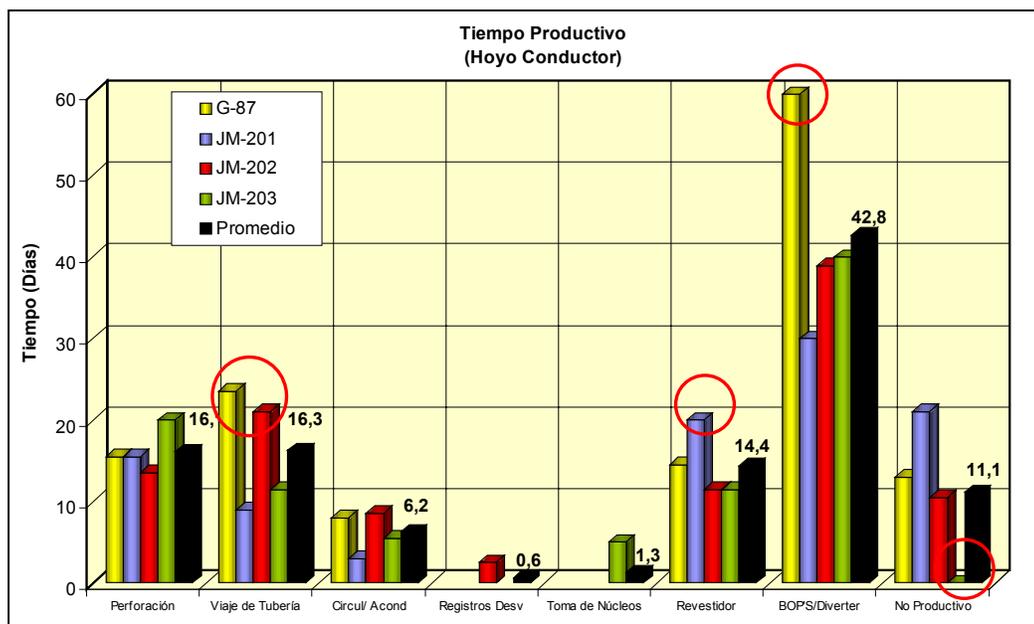


Figura 8.27: Gráfica de tiempo de actividades productivas obtenidas de los datos de los Post-Mortem

Se concluyó que los tiempos asociados a cada actividad señalada en la gráfica, no corresponden a los valores reales, si se incluye en cada una de ellas las subactividades especificadas en el “Manual PDVSA de Análisis de Tiempos de Construcción y Rehabilitación de Pozos”.

Un ejemplo de esto se observa en el DIMS, en la actividad perforar (mostrado en la Figura 8.26 como perforación) en la que según el Manual PDVSA de Análisis de Tiempos de Construcción y Rehabilitación de Pozos (2001: 20):

“Se debe incluir el tiempo de perforación del hoyo, realizando las conexiones cualquiera que sea el tipo de ensamblaje de fondo (rotaria, motor de fondo, turbina, coiled tubing, otros), o el tipo de hoyo (vertical, direccional) y excluir el tiempo de perforación asociado a operaciones específicas (desvío no productivo, ampliación del hoyo, toma de núcleos, etc) que tienen sus propias actividades”.

En los datos registrados se incluyen actividades de otras etapas, como limpieza de cemento, ampliaciones, espera por fraguado, etc., obteniendo resultados no validos del programa “Data Analyzer”, es decir, la base de datos de “DIMS” no es confiable en la identificación correcta de los tiempos por actividad. En la Tabla 8.P se puede observar un ejemplo sobre la situación referida:

Tabla 8.P: Ejemplo de los problemas encontrados al realizar los filtros en el programa “Data Analyzer”

Nombre Común	MD	Fecha	Fase	Etap	Actividad	Sub Actividad	Horas (hr)	Hoyo	Descripción de la Operación
Hoyo conductor									
JM-0201	0.00	15/12/01	P	PE	PEF	CON	2.00	PC	CONECTO DCs DE 8" Y MECHA 12 1/4", PARA PERFORAR HOYO DEL DESCANSO Y CORRIGIO FUGAS EN LAS LINEAS DE 4" DE AGUA FRESCA
JM-0201	0.00	15/12/01	P	PE	PEF	CON	2.00	PC	PERFORO HUECO DEL DESCANSO, INTRODUJO CAMISA DEL MISMO Y BOTO MECHA DE 12 1/4" Y DCs DE 8"
JM-0201	0.00	15/12/01	P	PE	PEF	CON	1.00	PC	CONECTO DCs DE 6 1/2" Y MECHA DE 8 1/2" PARA INICIAR PERFORACION DEL HOYO DE SUPERFICIE
JM-0201	500.00	16/12/01	P	PE	PEF	CON	6.50	PC	PERFORO HOYO PILOTO DE 8 1/2" DESDE SUPERFICIE HASTA 500'
JM-0201	500.00	16/12/01	P	PE	PEF	CON	0.00	PC	CHEQUEANDO, MIDIENDO Y CALIBRANDO BHA CON MECHA DE 17 1/2" PARA AMPLIAR HOYO DE 8 1/2" HASTA 500' NOTA: PETROSYSTEMS INICIO OPERACIONES @ LA 1.00 PM DEL 16/12/2001
JM-0201	500.00	17/12/01	P	PE	PEF	CON	3.00	PC	MIDIO Y CALIBRO NUEVO BHA CON MECHA # 2 DE 17 1/2"
JM-0201	500.00	17/12/01	P	PE	PEF	CON	7.00	PC	AMPLIANDO HOYO PILOTO DE 8 1/2"@ 17 1/2" DESDE SUPERFICIE HASTA 444'
JM-0201	523.00	17/12/01	P	PE	PEF	CON	0.50	PC	LIMPIO ESTABILIZADORES Y MECHA DE 17 1/2" EMBOLADOS 100% CON ARCILLA
JM-0201	523.00	17/12/01	P	PE	PEF	CON	1.00	PC	BOMBEO 30 BLS DE PILDORA VISCOSA DE ALTA REOLOGIA @ 523' Y CIRCULO RECIPROCANDO TUBERIA
JM-0201	523.00	17/12/01	P	PE	PEF	CON	2.00	PC	AMPLIO HOYO PILOTO DE 8 1/2" @ 17 1/2" DESDE 444' HASTA 523'
JM-0201	523.00	17/12/01	P	PE	PEF	CON	1.00	PC	CIRCULO Y RECIPROCO TUBERIA @ 523' HASTA RETORNO LIMPIO

JM-0202	0.00	19/12/01	P	PE	PEF			0.50		CONECTO MECHA DE 17-1/2" Y BHA DE PERFORACION. BAJO MECHA HASTA 40' DONDE TOCO FONDO DEL CONDUCTOR. PERFORANDO HUECO DE SUPERFICIE DESDE 40' HASTA 70 PIES A 60 PPH. TOTAL MECHA: 0.5 HRS / 30 PIES / 60 PPH. PSM: 2M-5M LBS, RPM: 60, GPM: 320, PB: 500 PSI. MECHA No 1 DE 17-1/2", SMITH, TIPO DSJC, SERIAL MH-5280, CHORROS 3x16 / 1x14 CENTRAL. ESTABILIZADORES DE 17-1/2" A 30' Y 60'. BHA: MECHA + B. SUB + MONEL DE 8" + STAB + 1-DC's DE 8" + STAB + 7-DC's DE 8"+ X/O +8 HWDP's DE 5". NOTA: CIA PETRO-SYSTEM (MUD-LOG) INICIO OPERACIONES A LAS 22:30 HRS DEL DIA 19-12-2001
JM-0202	520.00	20/12/01	P	PE	PEF	CON		1.00	PS	PERFORANDO HUECO DE SUPERFICIE DD 475' HASTA 520'. TOTAL MECHA No 1: 480' - 12.5 HRS - 38.4 PPH. PSM: 5M -12M LBS, RPM: 120, GPM 620, PB: 950 PSI.
JM-0203	30	16/1/02	P	PE	PEF	CON		1.00	PC	INICIO PERFORACION Y PEFORO DESDE 30' HASTA 64'
JM-0203	515		P	PE	PEF	CON		19.00	PS	CONTINUO PERFORANDO DESDE 64' HASTA 515' CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS PB 1400 PSI ; PSM 5/10 Klbs; 120 RPM; 100 SPM Y 536 GPM. 6 HRS PERDIDAS POR PETROLOG HACIENDO CONEXIONES DE 8" DC'S, POR NO TENER LOS LEVANTADORES DE DC APROPIADOS
G-0087	112.00	22/8/01	P	PE	PEF	CON		3.00	PS	PERFORANDO HOYO DE 17-1/2" DESDE SUPERFICIE HASTA 112' PSM-2/5KLS,RPM-60 TORQUE-60/80, P.BB.500PSI,SPM 100,GPM-490
G-0087	519.00	23/8/01	P	PE	PEF	CON		10.00	PS	PERFORO HOYO DE 17-1/2" DESDE 112' HASTA 332' PSM-10-15 KLSB. PBB-650 PSI, SPM-130, RPM-150, GPM-638.OBSERVO MECHA EMBOLADA.
G-0087	519.00	23/8/01	P	PE	PEF	CON		3.50	PS	PERFORO HOYO DE 17-1/2" DESDE 332' HASTA 473'.
G-0087	519.00	23/8/01	P	PE	PEF	CON		0.50	PS	PERFORO HOYODE 17-1/2" DESDE 473' HASTA 519'.

En la tabla 8.P se observa una serie de recuadros enumerados, los cuales se explican a continuación, siendo estos los motivos por los cuales se decide realizar el estudio con un menor nivel de detalle.

- En el recuadro 1, se puede observar que el tiempo de perforación del hoyo de descanso, lo incluyeron en el tiempo de perforación del hoyo conductor, lo que eleva el valor real en casi un 40 %.
- En el recuadro 2, se puede observar que se incluye en el tiempo de perforación del hoyo conductor, el de ampliación del mismo, aumentando el tiempo real en casi un 100%.
- En el recuadro 3, se observa que es incluido, como tiempo productivo de perforación del hoyo conductor, el tiempo improductivo perdido, con lo que se incrementa en 30 % el valor real.
- En el recuadro 4, se muestra que los hoyos no están bien codificados, debido a que, para una misma sección de hoyo, hay códigos distintos.

Basado en lo anterior se procedió a realizar el análisis de tiempo por etapa, en lugar de por actividades. Este enfoque constituye un buen criterio para la estimación de los tiempos de perforación, ya que se cumple con la ingeniería básica aplicada por PDVSA para la metodología VCD, referido en el capítulo III.

Cabe destacar que la estimación de tiempo se está realizando con un muestreo estadístico de 4 pozos, por lo que los valores aquí obtenidos no son necesariamente los mismos a los obtenidos en el área, en donde se estudia un universo de pozos mucho mayor.

Continuando con la metodología establecida, se procede a construir la siguiente tabla comparativa:

Tabla 8.Q: Tiempos productivos e improductivos de cada etapa.

POZOS			G-87			JM-201			JM-202			JM-203		
Fase	Etapa	Tiempo	Horas	Días	TP _{total}	Horas	9	TP _{total}	Horas	Días	TP _{total}	Horas	Días	TP _{total}
Mudar		TP	-	-	-	211,0	8,792	8,792	165,0	6,875	6,875	240,0	10,000	10,000
		TNP	-	-	-	19,0	0,792		10,0	0,417		5,0	0,208	
Perforar	Perforar	TP	33	1,375	1,375	28,5	1,188	1,188	23,0	0,958	0,958	29,5	1,229	1,229
		TNP	3,5	0,146		4,0	0,167		0,5	0,021		6,0	0,250	
	Evaluación Geológica y Petrofísica	TP	0,0	0,000	0,000	0,0	0,000	0,000	2,5	0,104	0,104	0,0	0,000	0,000
		TNP	0,0	0,000		0,0	0,000		0,0	0,000		0,0	0,000	
	Revestidores	TP	80,0	3,333	3,333	51,5	2,146	2,146	82,0	3,417	3,417	90,5	3,771	3,771
		TNP	18,0	0,750		10,0	0,417		0,0	0,000		21,5	0,896	
	Perforar	TP	88,0	3,667	3,667	118,0	4,917	4,917	76,5	3,188	3,188	94,0	3,917	3,917
		TNP	11,5	0,479		36,5	1,521		0,5	0,021		2,5	0,104	
	Evaluación Geológica y Petrofísica	TP	14,0	0,583	0,583	16,5	0,688	0,688	18,5	0,771	0,771	29,5	1,229	1,229
		TNP	0,0	0,000		2,5	0,104		0,0	0,000		0,0	0,000	
	Revestidores	TP	84,5	3,521	3,521	117,0	4,875	4,875	84,0	3,500	3,500	65,5	2,729	2,729
		TNP	6,5	0,271		71,0	2,958		22,5	0,938		4,0	0,167	
	Perforar	TP	140,0	5,833	5,833	192,0	8,000	8,000	212,0	8,833	8,833	399,0	16,625	16,625
		TNP	40,0	1,667		8,5	0,354		79,0	3,292		59,0	2,458	
	Evaluación Geológica y Petrofísica	TP	39,0	1,625	1,625	45,5	1,896	1,896	49,0	2,042	2,042	36,0	1,500	1,500
		TNP	23,0	0,958		0,0	0,000		0,0	0,000		0,0	0,000	
	Revestidores	TP	143,5	5,979	5,979	130,0	5,417	5,417	120,5	5,021	5,021	73,5	3,063	3,063
		TNP	63,0	2,625		4,0	0,167		19,0	0,792		39,0	1,625	
	Perforar	TP	333,5	13,896	13,896	259,5	10,813	10,813	226,0	9,417	9,417	434,0	18,083	18,083
		TNP	27,0	1,125		1,5	0,063		114,0	4,750		85,0	3,542	
Evaluación Geológica y Petrofísica	TP	83,0	3,458	3,458	77,5	3,229	3,229	81,0	3,375	3,375	76,5	3,188	3,188	
	TNP	5,0	0,208		5,5	0,229		72,5	3,021		17,0	0,708		
Revestidores	TP	145,0	6,042	6,042	92,5	3,854	3,854	102,0	4,250	4,250	36,5	1,521	1,521	
	TNP	22,5	0,938		14,5	0,604		123,0	5,125		334,5	13,938		
TOTAL(Perforar)			1404	58,479	49,313	1286,5	53,604	55,813	1508	62,833	51,750	1933	80,542	66,854
TOTAL (Mudar y Perforar)			1620	67,507		1516,5	63,188		1683	70,125		2178	90,750	

Donde :

TNP = Tiempo No Productivo

TP = Tiempo Productivo

TP_{total} = Tiempo Productivo total

Con los datos de la Tabla 8.Q se elaboraron las gráficas por hoyo, ordenadas cronológicamente, de acuerdo a los pozos perforados, observándose las mejoras

operacionales por el incremento del conocimiento y experiencia en el área, lo que se refleja en los tiempos de perforación.

8.2. Etapa: Perforación

Es importante destacar que los valores de tiempos asociados a la perforación no pueden ser idénticos para todos los pozos, debido a que estos parámetros varían entre ellos, y que, aún planificando y estudiando el área donde se va a perforar, existen diversos factores como el rendimiento del personal de la cuadrilla del taladro, los equipos en superficie, el tipo de formación a ser atravesada..., que afectan los parámetros estudiados.

En la tabla 8.R se muestran las profundidades perforadas para cada sección de hoyo en cada pozo, que permiten comparar los tiempos de perforación.

Tabla 8.R: Profundidad y tasas de penetración de los pozos estudiados

Pozo	G-87		JM-201		JM-202		JM-203	
Hoyo	Prof (ft)	Tasa (pph)						
Conductor	519	30,4	523	34,3	520	36,9	515	24,3
Superficie	3170	50,9	3070	26,4	3379	62,1	3614	52,5
Intermedio	7456	43,6	7625	29,6	7795	28,6	8310	19,9
Productor	9650	11,0	9535	11,8	9780	13,4	10300	7,5

8.2.1. Hoyo Conductor

En la figura 8.28 se observa que el pozo que tuvo el mejor tiempo de perforación fue el JM-202, ya que perforó el hoyo de 17 ½" sin ampliar y a una tasa de penetración de 37 pies por hora (pph), la mayor tasa de los pozos estudiados. Es importante resaltar que el pozo JM-201 perforó un hoyo piloto de 8 ½" y luego amplió a 17 ½", siendo ésta una práctica regular para esta sección, ocasionando un pequeño aumento en el tiempo productivo.

Los pozos restantes simplemente vieron afectados sus tiempos productivos, debido a los problemas de embolamiento de la mecha y a las fallas en los equipos de superficie, comunes en el hoyo conductor.

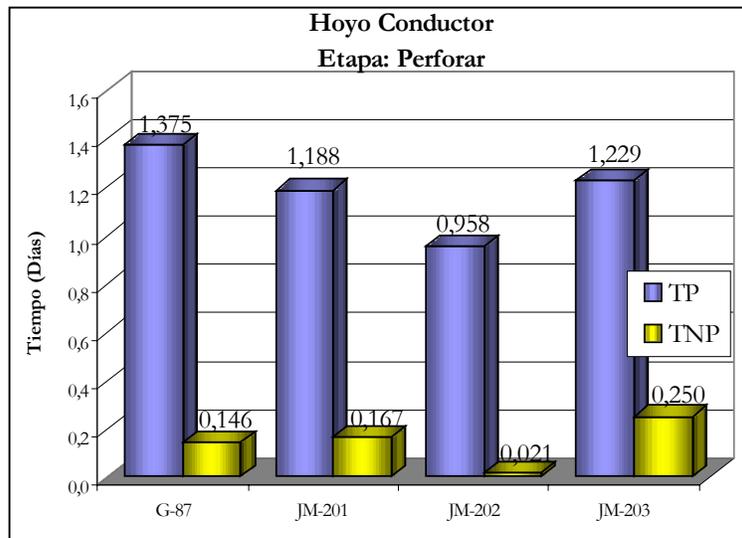


Figura 8.28: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo Conductor. Etapa: perforar

8.2.2. Hoyo de Superficie

El pozo JM-202 tuvo el mejor tiempo de perforación para este hoyo, debido a que perforó a una tasa más alta que los demás pozos (ver tabla 8.R). Además de esto, el pozo JM-201 se vio muy afectado por los problemas de inlfujos, por lo que debió mantenerse controlada la tasa de penetración, reflejándose ello en un aumento del tiempo productivo de perforación (ver figura 8.29). Los problemas más comunes ocurridos en esta sección de hoyo son básicamente de reparación de equipos de superficie, inlfujos y pérdidas de circulación.

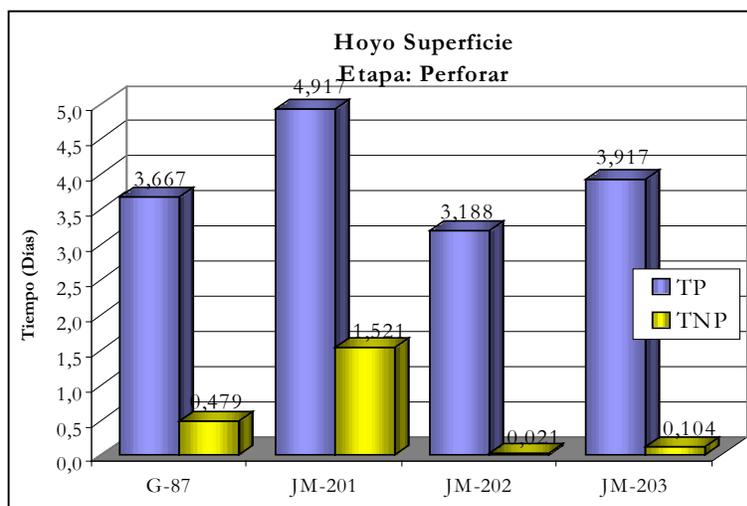


Figura 8.29: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo superficial. Etapa: perforar

8.2.3. Hoyo Intermedio

Las tasas de penetración en esta sección de hoyo determinaron el tiempo productivo de perforación, ya que si se analiza la tabla 8.R se concluye que el pozo G-87 se perforó a la mayor tasa, obteniendo el mejor tiempo productivo. El valor de tiempo del pozo JM-203 se debe al uso de una mecha bi-center, la cual permite perforar y ampliar simultáneamente pero con disminución de la velocidad de perforación respecto a mechas convencionales. (ver Figura 8.30)

Los problemas más comunes de esta etapa son de influjo y pérdida de circulación alternadas, y reparaciones a los equipos de superficie.

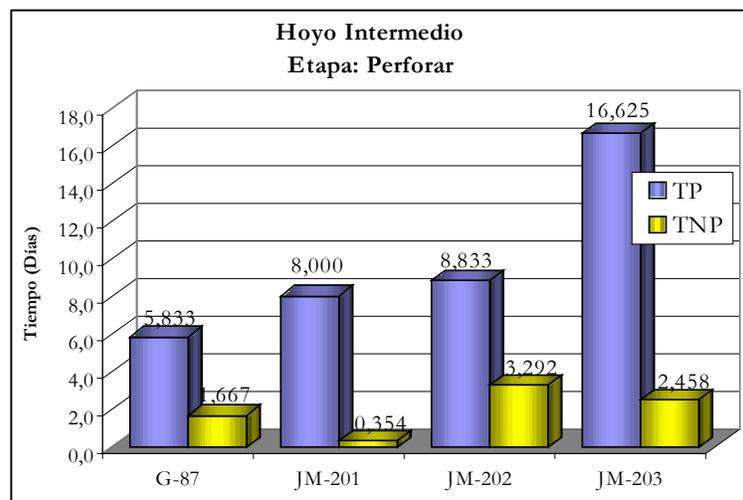


Figura 8.30: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo Intermedio. Etapa: perforar

8.2.4. Hoyo de Producción

En esta sección de hoyo se presentan las observaciones del hoyo anterior, donde el pozo JM-203 se continúa perforando con una mecha bi-center, lo que disminuye su tasa de penetración, además que su profundidad final es mayor que los demás pozos. Los problemas comunes son las pérdidas de circulación e influjos, altos torques y problemas de equipos de superficie. (ver Figura 8.31)

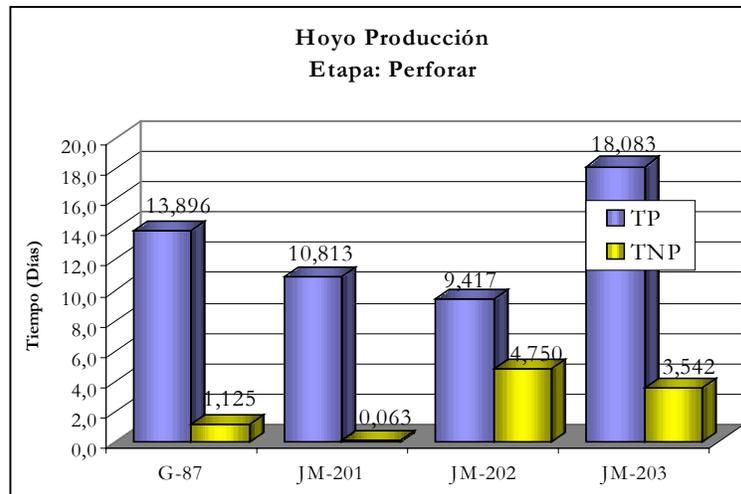


Figura 8.31: Tiempo Productivo e improductivo del hoyo de Producción. Etapa: perforar

De todos estos datos se obtienen los siguientes resultados:

- **Para el hoyo conductor**

- ✓ Perforar sin ampliar al diámetro requerido, ya que no se ha estimado la corrida de registros, además de que el comportamiento y las características de las formaciones a perforar son conocidas.
- ✓ Mantener los equipos de superficie como bombas, equipos de control de sólidos..., en buen estado para evitar problemas de embolamiento de la mecha, influjos de gas superficial y acuíferos superficiales.
- ✓ Mantener una reología de lodo tal que permita transportar la gran cantidad de rípios obtenidos, debido a la perforación de un hoyo de grandes dimensiones.

- **Para el hoyo Superficial**

- ✓ Realizar acciones preventivas para mantener en control constante las propiedades del lodo para perforar las zonas de influjo, como por ejemplo el bombeo de píldoras viscosas cada ciertos pies perforados.
- ✓ De acuerdo al comportamiento de la formación, debido al control de las propiedades del fluido, se puede decidir aumentar las tasas de penetración.

- **Para el Hoyo Intermedio**

- ✓ Realizar acciones preventivas tales que permitan perforar la gran cantidad de arenas alternas con altas y bajas presiones, y evitar la reducción muy brusca de la tasa de penetración.

- ✓ Inspeccionar los equipos para realizar los mantenimientos preventivos para evitar que, debido a una reparación en la que se deba parar la perforación o realizar viajes, las posibilidades de influjos y pérdidas de circulación incrementen, aumentando a su vez los riesgos de atascamientos.
- **Para el Hoyo de producción**
 - ✓ Básicamente las mismas acciones que en el hoyo intermedio, solo que en este caso debe mantenerse una mayor precaución en las arenas productoras. Por ejemplo, evitar la perforación con un alto sobrebalance que generen gran daño.
 - ✓ Por último se genera un gráfico de tiempo total de perforación del pozo (Figura 8.32), construido a partir de la Tabla 8.S, con el cual se pueden observar los valores similares de tiempo de perforación, exceptuando el JM-203 por sus características inusuales explicadas anteriormente, permitiendo estimar un tiempo promedio para la localización planificada.

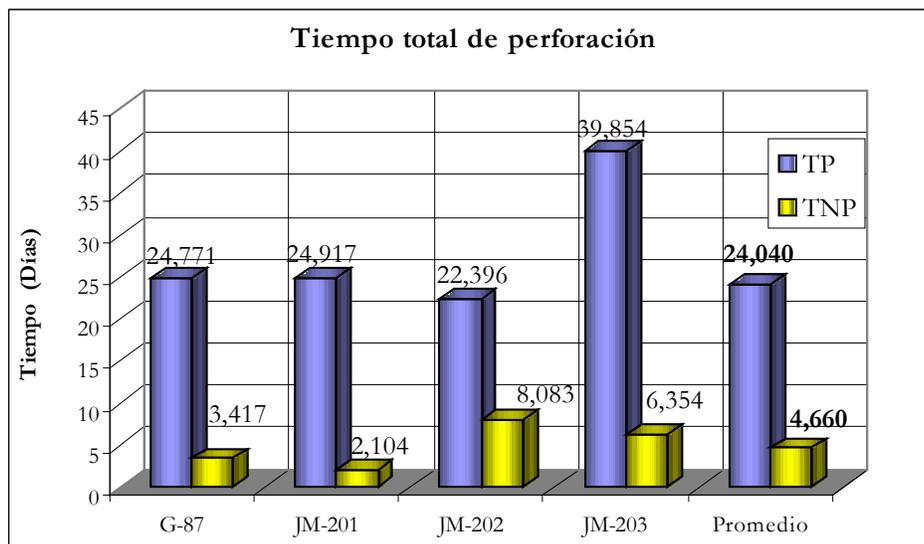


Figura 8.32: Gráfico de tiempo total de la etapa de Perforación

8.3. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica

En esta etapa los tiempos de operaciones dependen de la cantidad y tipo de registros que se corran en el pozo. Por esta razón, no siempre se tienen comportamientos similares para pozos vecinos.

8.3.1. Hoyo Conductor

En este hoyo generalmente no se corren registros debido a que son formaciones muy conocidas, y no requieren de registros eléctricos.

8.3.2. Hoyo de Superficie

Se realizaron las siguientes corridas para cada uno de los pozos: una para el pozo G-87, dos para el JM-201 y JM-203 y tres para el pozo JM-202. Además de esto, en el pozo JM-203 se realizaron viajes de limpieza de aproximadamente 7 horas, aumentando sustancialmente el tiempo productivo del mismo. En la Figura 8.33 se muestran los resultados de estas operaciones.

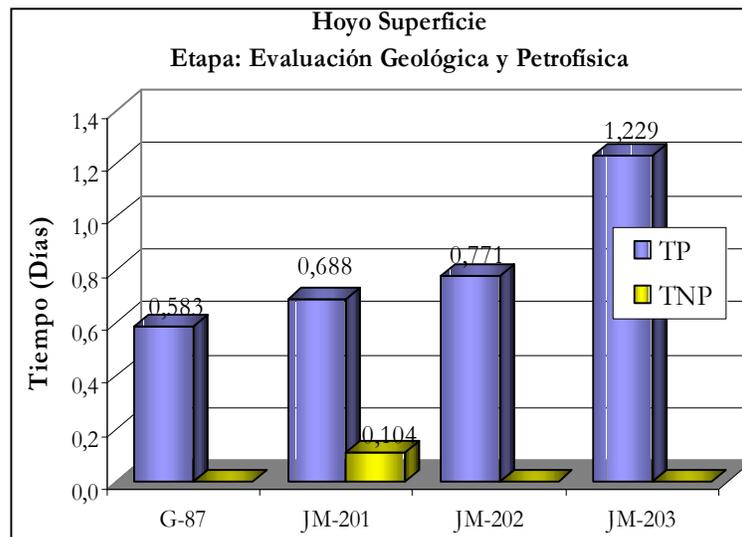


Figura 8.33: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo de Superficie. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica

8.3.3. Hoyo Intermedio

Las siguientes operaciones se realizaron durante esta etapa: para los pozos G-87 y JM-201 se corrieron dos (2) registros a cada uno y demoraron en la limpieza del hoyo en 9,0 horas y 10,5 horas respectivamente, mientras que los pozos JM-202 y JM-203 realizaron 4 corridas cada uno y solo el primero realizó limpieza, durando 12,5 horas.

Al analizar la gráfica de la Figura 8.34 se concluye que el pozo con menor tiempo asociado a la Evaluación Geológica y Petrofísica fue el JM-203, debido a que no se realizó viaje de limpieza.

El tiempo no productivo observado en el pozo G-87 se debe a problemas con las válvulas impide reventones, y de un influjo.

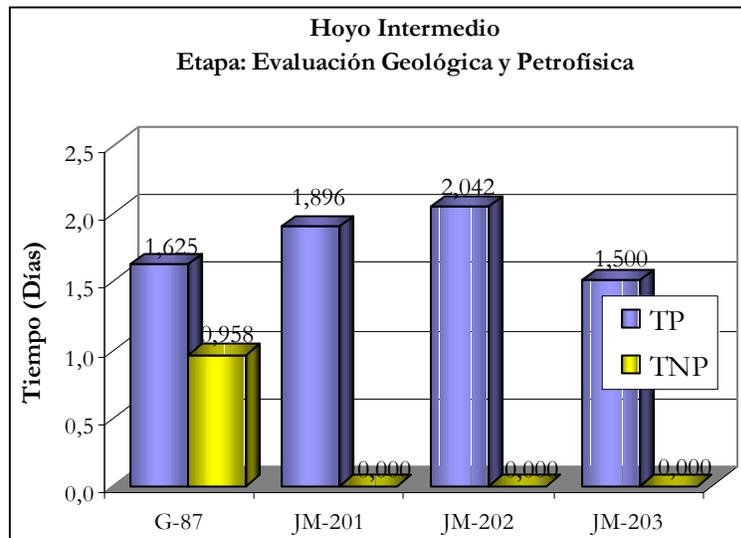


Figura 8.34: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Intermedio. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica.

8.3.4. Hoyo de Producción

En esta sección de hoyo la gráfica de la figura 8.35 muestra que los valores de tiempo productivo son muy similares. El tiempo no productivo obtenido se debe a problemas con el equipo de registro en superficie y el atascamiento de dicha herramienta en el fondo.

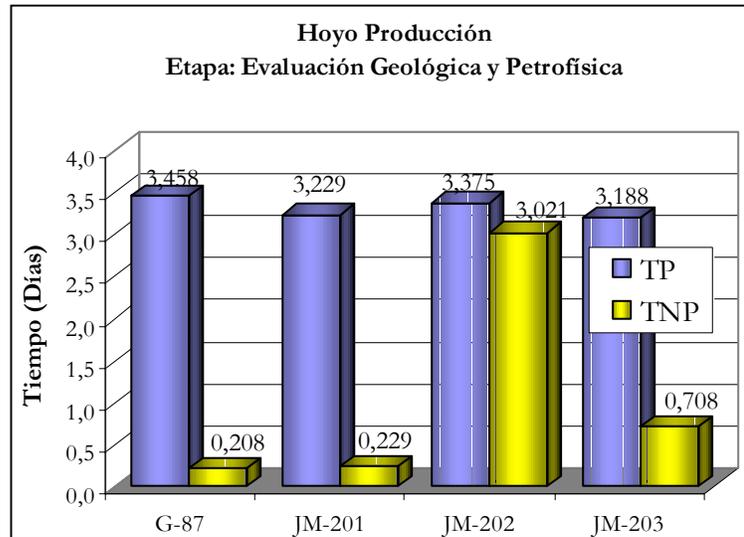


Figura 8.35: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo de Producción. Etapa: Evaluación Geológica y Petrofísica

Como resultado final de la etapa de Evaluación Geológica y Petrofísica, se construyó la gráfica de la Figura 8.36, la cual muestra el rango de tiempo utilizado en los pozos estudiados obteniéndose comportamientos muy similares.

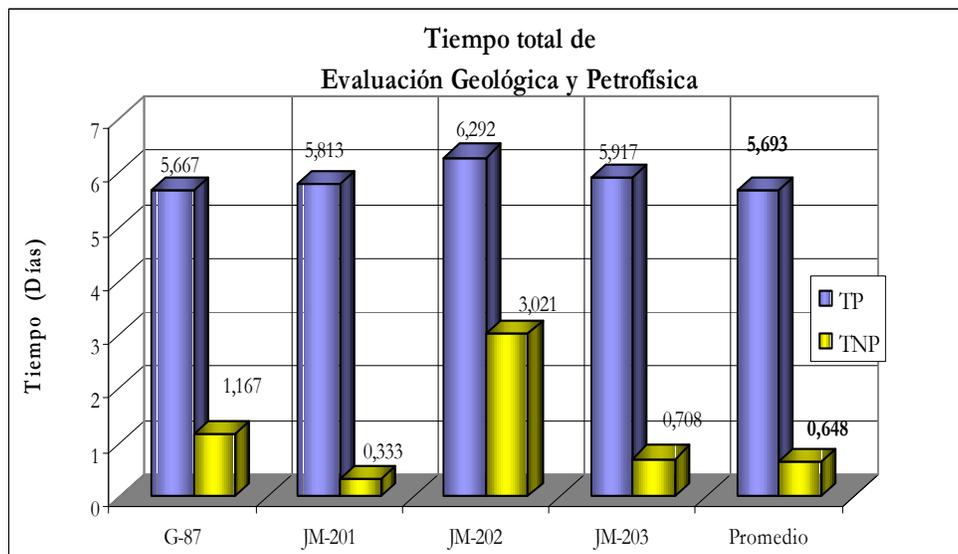


Figura 8.36: Gráfico de tiempo total de la etapa de Evaluación Geológica y Petrofísica.

8.4. Etapa: Revestimiento

8.4.1. Hoyo Conductor

Entre las actividades asociadas a la etapa de revestidores que más consume tiempo en este hoyo, resaltan la instalación del conjunto del cabezal e instalación así como la fabricación de las líneas de emergencia, tubo campana, válvulas de choque, etc. Para los pozos G-87, JM-201, JM-202 y JM-203 se utilizaron tiempos de 45, 23, 29 y 24 horas respectivamente para realizar dichas actividades. Obsérvese en la gráfica de la Figura 8.37, que aún cuando en los pozos JM-202 y JM-203 se realizaron rápidamente la instalación del cabezal, los tiempos productivos son los más altos. Esto es debido a que en esta etapa de revestimiento se tomaron de 8 a 10 horas aproximadamente parando las tuberías en la planchada.

Los tiempos no-productivos presentados por estos pozos son básicamente debido a problemas de equipos de superficie, esperas por contratistas y fallas de manipulación de herramientas ocasionadas por el personal.

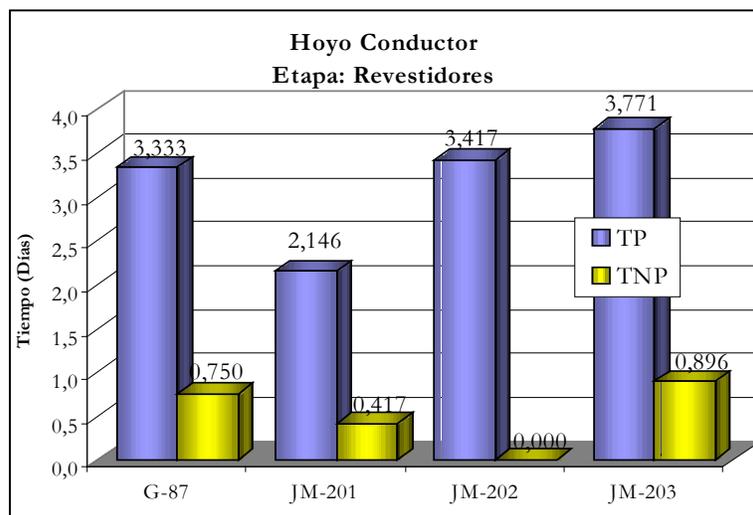


Figura 8.37: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Conductor. Etapa: Revestimiento

8.4.2. Hoyo de Superficie

El pozo JM-201 presentó muchos problemas, principalmente debido al fraguado prematuro del cemento, por lo que las operaciones productivas se realizaron más lentamente. Los demás pozos muestran tiempos de operación semejantes, debido a que en ellos se realizaron las mismas actividades.

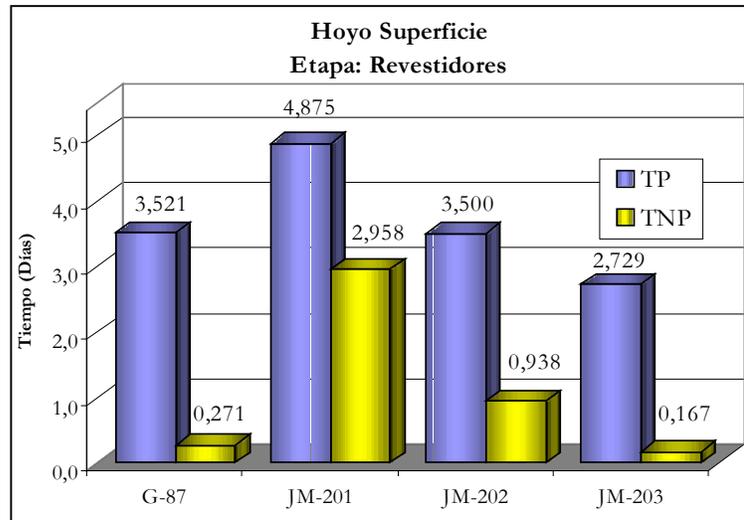


Figura 8.38: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Superficial. Etapa: Revestimiento

8.4.3. Hoyo Intermedio

El pozo G-87 tuvo el mayor tiempo de operación, motivado a que el tiempo de bajada fue muy lento y a las actividades realizadas a fin de evitar los problemas de pérdida de circulación, influjo, limpieza de cemento... La baja velocidad de la corrida del revestidor, se utilizó para disminuir la posibilidad de una pérdida de circulación en arenas de baja presión. Por esto, el mejor tiempo fue realizado por el pozo JM-203, ya que la perforación fue realizada con una mecha bi-center que permitió un hoyo más amplio con una ECD menor, lo que a su vez permite realizar la bajada del revestidor y el bombeo del cemento más rápidamente. (ver figura 8.39)

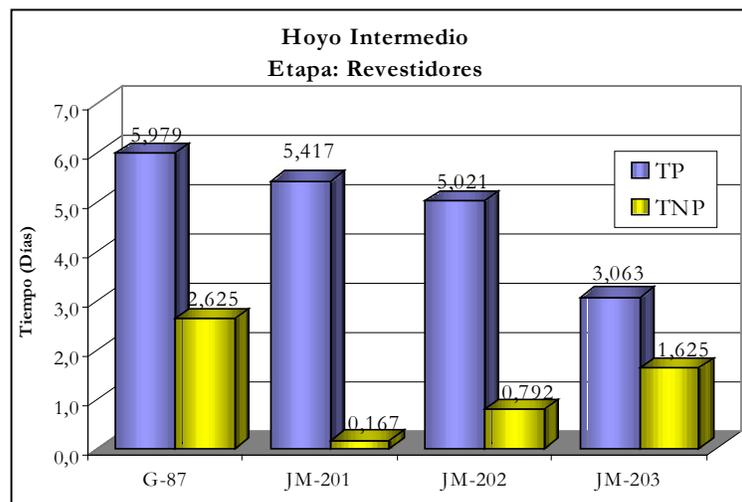


Figura 8.39: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Intermedio. Etapa: Revestimiento

8.4.4. Hoyo de Producción

El comportamiento de los pozos en esta sección es similar al logrado en el Hoyo intermedio, con la diferencia en los tiempos no-productivos encontrados (Figura 8.40). El tiempo no productivo del Pozo JM-202 fue ocasionado por el fraguado prematuro del cemento dentro del “liner”, mientras que para el pozo JM-203, aún cuando se realizó la bajada del revestidor rápidamente hubo problemas, debido a que este no quedó bien cementado, por lo que se realizaron varios forzamientos de cemento para reparar la falla, generando un aumento del tiempo no productivo.

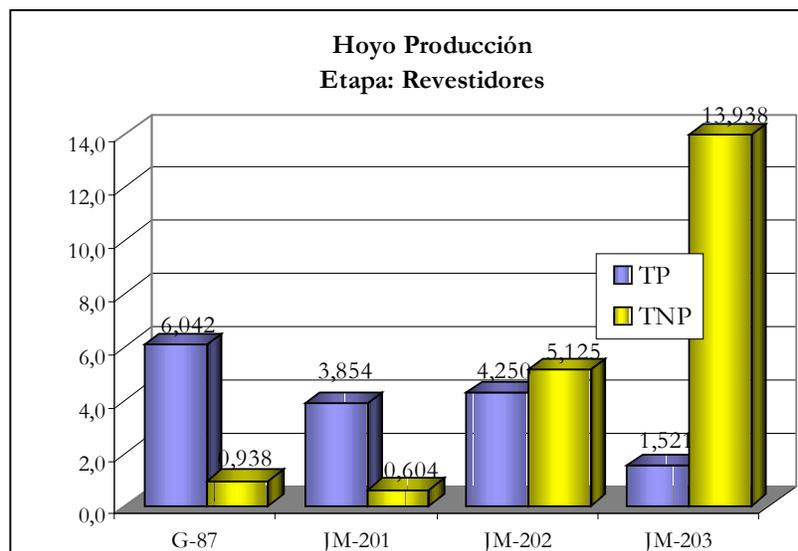


Figura 8.40: Tiempo Productivo e Improductivo del hoyo Producción. Etapa: Revestidores

Como resultado del análisis de los datos recolectados en la etapa de revestimiento se tienen las recomendaciones sobre mejores prácticas:

- Realizar la corrida de revestidores a una velocidad de bajada tal que permita disminuir las posibilidades de pérdida, acorde con los programas de suabeo y surgencia.
- Disponer de las herramientas necesarias en la instalación de las VIR que aumentan el tiempo de operación de la etapa de revestimiento.
- Perforar en las últimas dos secciones de hoyo con mecha bi-center en los casos que existan posibilidades de pérdida de circulación, evitando los atascamientos al correr los revestidores.

- Se realiza un gráfico de tiempo total de revestimiento de los pozos estudiados, con la cual se obtiene un promedio de estos. (Figura 8.41)

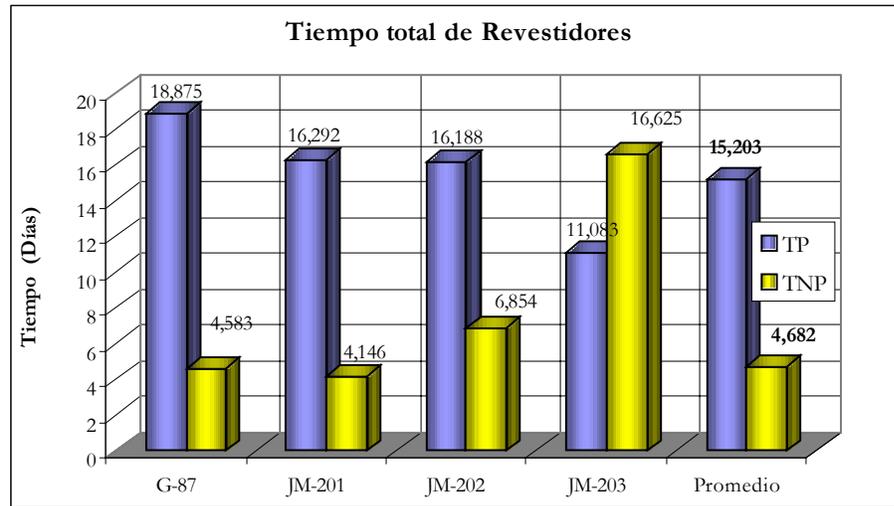


Figura 8.41: Gráfico de tiempo total de la etapa de Revestimiento

En la Tabla 8.S se pueden observar los valores de tiempo tanto productivo como no productivo de los pozos estudiados, con los que se construyen las gráficas de tiempo total por etapa.

Tabla 8.S: Cuadro resumen de los tiempos totales de los pozos por etapa

POZOS			G-87			JM-201			JM-202			JM-203		
Fase	Etapa	Tiempo	Horas	Días	TP _{total}	Horas	9	TP _{total}	Horas	Días	TP _{total}	Horas	Días	TP _{total}
Total de la Etapa Perforar	Perforar	TP	594,5	24,771	24,8	598,0	24,917	24,9	537,5	22,396	22,4	956,5	39,854	39,9
		TNP	82,0	3,417	0,0	50,5	2,104	0,0	194,0	8,083	0,0	152,5	6,354	0,0
	Evaluación Geológica y Petrofísica	TP	136,0	5,667	5,7	139,5	5,813	5,8	151,0	6,292	6,3	142,0	5,917	5,9
		TNP	28,0	1,167	0,0	8,0	0,333	0,0	72,5	3,021	0,0	17,0	0,708	0,0
	Revestidores	TP	453,0	18,875	18,9	391,0	16,292	16,3	388,5	16,188	16,2	266,0	11,083	11,1
		TNP	110,0	4,583	0,0	99,5	4,146	0,0	164,5	6,854	0,0	399,0	16,625	0,0

8.5. Estimación de tiempo para la localización EI-JX

Para la estimación de tiempo de construcción se sigue el procedimiento descrito en la sección 8.1 de este capítulo. En la tabla 8.T se pueden observar los tiempos del pozo promedio, del pozo meta y del pozo ideal.

El pozo *promedio* considera como tiempos de construcción, el promedio de los pozos estudiados, exceptuando aquellos cuyos valores sean muy altos respecto a los demás.

El *pozo meta* es aquel que posee como tiempos de construcción de cada etapa, el menor tiempo de todos. Este valor de tiempo fue definido para este proyecto, ya que si se realiza una operación con un buen tiempo, éste debería poder repetirse ante condiciones similares.

El tiempo del *pozo ideal* fue definido como aquel que sólo considera el tiempo productivo del pozo meta, excluyendo el improductivo.

Tabla 8.T: Tiempos de operación promedio, meta e ideal por etapa

POZOS		Tiempo Total			
		Promedio	Meta	Ideal	
Fase	Etapas	Total	Total	Total	
Mudar		9,0	7,3	6,9	
Perforar	Hoyo Conductor	Perforar	5,0	3,9	3,3
		Evaluación Geológica y Petrofísica			
		Revestidores			
	Hoyo Superficie	Perforar	9,2	8,1	7,5
		Evaluación Geológica y Petrofísica			
		Revestidores			
	Hoyo Intermedio	Perforar	17,1	15,8	13,4
		Evaluación Geológica y Petrofísica			
		Revestidores			
	Hoyo Productor	Perforar	23,6	18,8	17,0
		Evaluación Geológica y Petrofísica			
		Revestidores			
Completación		6,0	5,0	5,0	
TOTAL(Perforar)		54,925	46,688	41,271	
TOTAL (Mudar y Perforar)		63,953	53,979	48,146	
TOTAL (Mud., Perf. y comp.)		69,953	58,979	53,146	

Con los valores de la tabla 8.T se construyó la gráfica de tiempos totales, observada en la figura 8.42, donde se observa el comportamiento del pozo durante cada una de sus etapas.

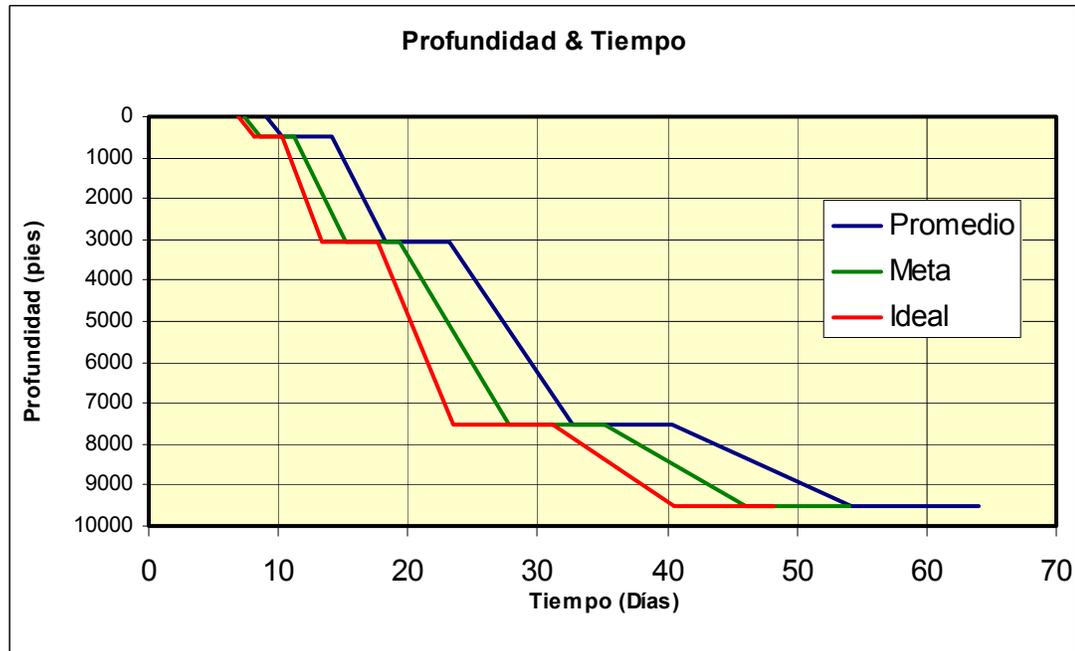


Figura 8.42: Profundidad vs. Tiempo Promedio, Meta e Ideal

9. Análisis de Costos Clase III

Para realizar el Análisis de Costos Clase III, deben conocerse los factores que afectan la perforación del pozo, desde la mudanza hasta la completación. Sin embargo, hay factores como el transporte, gastos del personal..., que se estiman por estadística, debido a que es imposible estimar exactamente los gastos asociados a estos.

Se usaron las siguientes premisas:

- Mudanza
 - ✓ Tiempo de mudanza: 10 Días
 - ✓ Potencia del Taladro: 1500 HP
 - ✓ Tasa diaria de la mudanza: 65 % de la tasa diaria del taladro
 - ✓ No incluye costo de la localización
 - ✓ Tasa de cambio: 1040 Bs/ \$
- Hoyo de 17 ½"
 - ✓ Costo de registro incluye: Inducción – GR – Densidad/Neutrón
 - ✓ Costo de cementación incluye: zapata, cuellos y centralizadores
 - ✓ Utilización de 1 mecha tricónica

- Hoyo de 12 ¼":
 - ✓ Costo de lodo incluye: 500 bls de contingencia
 - ✓ Costo de cementación incluye: zapata, cuellos y centralizadores
 - ✓ Utilización de 1 mecha PDC
 - ✓ Costo de registro incluye: Inducción – GR – Sónico
- Hoyo de 8 ½":
 - ✓ Costo de lodo incluye: 300 bls de contingencia
 - ✓ Costo de cementación incluye: zapata, cuellos y centralizadores
 - ✓ Utilización de 1 mecha PDC
 - ✓ Costo de registro incluye: Inducción – GR – Sónico – RFT (8pts) – Densidad/Neutrón
 - ✓ Costo del colgador incluye Top Packer
 - ✓ Se consideró lechada antimigratoria
- Hoyo de 6 ½":
 - ✓ Costo de lodo incluye: 300 bls de contingencia
 - ✓ Costo de cementación incluye: zapata, cuellos y centralizadores
 - ✓ Utilización de 3 mechas PDC
 - ✓ Costo de registro incluye: Inducción – GR – Sónico – RFT (28 pts) – Densidad/Neutrón– Registros de Imágenes
 - ✓ Costo del colgador incluye Top Packer
 - ✓ Se consideró lechada antimigratoria

En la Tabla 8.U se muestran los resultados del estimado de Costos Clase III realizado para la localización EI-JX, que muestra todas las actividades que se realizarán para el momento de la perforación:

Tabla 8.U: Análisis de Costo Clase III basado en actividades

E.C.	DESCRIPCION	Bs	\$	CANT	(MBs)	(M \$)	(MBs EQUIV)
		UNITARIOS			TOTALES		
61	LABOR DIRECTA.	250.000	-	-	16.250,0	-	16.250
62	LABOR INDIRECTA.	400.000	-	-	25.600,0	-	25.600
63	GASTOS PERSONAL.	60.000	-	-	3.840,0	-	3.840
64	LABOR CONTRATADA.	1.500.000	-	-	30.720,0	-	30.720
67	TRANSPORTE PROPIO.	15.000	-	-	1.280,0	-	1.280
68	TRANSPORTE ALQUILADO.	-	-	-	9.096,0	-	9.096
68	Transp. Revestidor 13-3/8".	360000	-	4	1.296,0	-	1.296
68	Transp. Revestidor 9-5/8".	360000	-	6	2.160,0	-	2.160
68	Transp. Revestidor 7 5/8".	360000	-	6	2.160,0	-	2.160
68	Transp. Revestidor 5-1/2".	360000	-	5	1.800,0	-	1.800
68	Transporte personal.	80000	-	21	1.680,0	-	1.680
69	MUDANZA DE TALADRO.	52.816.498	-	1	74.877,7	-	74.878
71	MATERIALES DE LODO.	-	-	-	131.394,3	208,4	433.153
71	Hoyo 17 1/2" (bls)	3.450	22	2400	5.388,0	64,0	98.072
71	Hoyo 12 1/4" (bls)	7.450	22	2500	16.612,5	40,6	75.438
71	Hoyo 8 1/2" (bls)	19.975	109	2400	78.410,4	76,8	189.617
71	Hoyo 6 1/2" (bls)	19.975	109	700	30.983,4	27,0	70.027
72	MECHAS DE PERFORACION.	-	-	-	96.844,0	136,0	293.772
72	Mechas de 17-1/2".	3.190.514	12765	1	20.000,0	-	20.000
72	Mechas PDC de 12-1/4".	18.000.000	28000	2	36.000,0	56,0	117.088
72	Mechas PDC de 8-1/2".	11.500.000	18000	2	40.844,0	-	40.844
72	Mechas PDC de 6-1/2".	8.600.000	13000	4	-	80,0	115.840
73	COMBUSTIBLES Y LUBRIC.	5.000	-	-	320,0	-	320
74	TUBOS Y CONEXIONES.	-	-	-	171.910,0	-	171.910
74	Revestidor de 13-3/8"- 68 #	933.520	-	15	14.002,8	-	14.003
74	Revestidor de 9-5/8"- 53,5 # P-110	728.800	-	90	50.929,2	-	50.929
74	Revestidor de 7-5/8"- 39 # P-100	652.680	-	108	78.969,6	-	78.970
74	Revestidor de 5-1/2"- 23,0 # P-100	400.120	-	70	28.008,4	-	28.008
75	MATERIALES Y SUMINISTROS.	-	-	-	40.000,0	50,0	112.400
75	Colgad 9-5/8"X7-5/8" y 7-5/8"X5-1/2"	8.250.000	22500	2	40.000,0	50,0	112.400
77	ARBOL DE NAVIDAD.	-	-	-	19.876,6	-	19.877
77	Sección "A"	7.000.000	-	1	9.424,0	-	9.424
77	Sección "B"	11.000.000	-	1	10.452,6	-	10.453
78	CEMENTACION Y ACCESORIOS	-	-	-	67.000,0	239,0	413.072
78	Cementación revest. 13-3/8".	14.735.547	55.773	1	11.000,0	24,0	45.752
78	Cementación revest. 9-5/8".	22.201.253	132.463	1	25.000,0	70,0	126.360
78	Cementación revest. 7 5/8" LINER.	19.188.287	95.600	1	15.000,0	75,0	123.600
78	Cementación revest. 5-1/2" LINER.	13.714.693	184.180	1	16.000,0	70,0	117.360
80	REGIST. ELECTRICOS.	-	-	-	97.000,0	405,0	683.440
80	Registro hoyo 17 1/2"	8.880.600	38266	1	5.000,0	15,0	26.720
80	Registro hoyo 12 1/4"	12.896.200	55080	1	30.000,0	70,0	131.360
80	Registro hoyo 8 1/2"	15.067.000	68894	1	17.000,0	100,0	161.800
80	Registro hoyo 6 1/2"	82.140.972	218842	1	45.000,0	220,0	363.560
82	EXAMEN FORMACION	-	-	-	30.382,3	8,3	42.433
82	Mud Logging	316000	1.000	55	30.382,3	8,3	42.433
85	ALQUILER DE EQUIPO PERFORAC.	-	-	-	20.829,9	441,6	660.217
85	Alquiler de martillo.	150.000	100	35	333,9	8,4	12.497
85	Alquiler de Estabilizadores	60.000	40	35	333,9	8,4	12.497
85	E.C.S. (Sist. Cerrado) hoyo 17-1/2"	-	5.500	9	821,2	75,5	110.160
85	E.C.S. (Sist. Cerrado) hoyo 12-1/4"	-	5.500	14	2.299,2	211,4	308.447
85	E.C.S. (Sist. Cerrado) hoyo 8-1/2"	-	5.500	29	329,1	30,3	44.146
85	E.C.S. (Sist. Cerrado) hoyo 6-1/2"	-	5.500	22	362,0	33,3	48.560
85	Tratamiento de Ripios	1.400.000	-	6330	8.481,5	33,0	56.266
85	Toma de Núcleos	24.348	135	810	7.869,2	41,3	67.645
87	LOCALIZACION SECA.	-	-	-	-	-	-
90	SERVICIOS CONTRATADOS.	-	-	-	52.910,2	78,2	166.117
90	Arenilleros y oper. de montacarga	531.024	-	64	19.228,2	-	19.228
90	Ingeniería y Servicios de lodo	-	-	41	5.790,3	68,4	104.873
90	Multishot, Singleshot.	365.000	3.650	4	4.538,9	6,5	13.973
90	Serv. enrosque rev. 7 3/8".	891.200	2712	1	1.000,0	1,5	3.172
90	Serv. enrosque rev. 5-1/2".	2.000.000	2000	1	2.352,8	1,7	4.871
90	Servicio de Inspección de Tubería	-	1650000	1	20.000,0	-	20.000
93	TALADRO CONTRATADO	3.774.336,8	8.944,14	65	357.110,3	821,7	1.546.862
92	DAÑOS A TERCEROS.	20.000.000	-	1	20.000,0	-	20.000
COMPLETACION		-	-	-	510.673,5	244,2	864.332
SUB-TOTALES PERF.					1.267.241,3	2.388,1	
TOTAL ACUMULADO PERF.							4.725.236,6
SUB-TOTALES COMP.					510.673,490	244,2	
TOTAL ACUMULADO COMP.							864.332,0
SUB-TOTALES PERF. + COMP.					1.777.914,8092	2.632,4	
TOTAL ACUM. PERF.+ COMP.							5.589.568,7

En la tabla 8.V se muestran los estimados de costos totales por fase, obtenidos de los análisis basados en actividades para cada fase.

Tabla 8.V: Estimado de Costos Totales para cada fase.

		TIEMPO (Días)	COSTO		
			MMBs.	M\$	MMBs. Eq.
FASE I	Mudanza	9,0	149,06	86,84	274,80
FASE II	Hoyo 17 1/2" @ 500'	5,0	117,00	291,65	539,31
FASE III	Hoyo 12 1/4" @ 3050'	9,0	249,91	605,49	1.126,65
FASE IV	Hoyo 8 1/2" @ 7510'	17,0	391,21	563,38	1.206,98
FASE V	Hoyo 6 1/2" @ 9500'	24,0	360,08	840,76	1.577,50
FASE VI	Completación	6,0	510,67	244,24	864,33
TOTAL		70,0	1777,9	2632,4	5589,6

10. Análisis de rentabilidad

Las premisas utilizadas para realizar el análisis de rentabilidad, aplicada en el programa de modelo de análisis económico llamado "SEE" (Simulador de Evaluaciones Económicas), son:

- Tasa de cambio: 1448 Bs/\$
- Escenario de precios "PDO CORP 16" y nuevos precios del gas
- Precios del Gas desde 0,65 (2003) hasta 0,94 (2007) \$/MMBTU
- ISLR = 34,0 %
- Regalía: Gas = 20,0 % - Crudo = 30,0 %
- Inversiones Consideradas:
 - ✓ Adecuaciones Infraestructura 2003
 - ✓ No generadoras: 1.74MMBs/MMPCD
 - ✓ Alícuota de los Centros de Producción
- Plan de Reducción de Costos 2002 – 2021
- Considera Tasa de Descuento de 15 %
- Horizonte Económico de 20 años
- Cromatografía del Gas actualizada (Captura de Información 2001 por Campo)
- Año Base: 2003
- Tiempo de perforación: 72 Días
- Tiempo de Completación: 6 Días
- Tasa de Inflación: 20%

Los resultados obtenidos del simulador son:

- Costo: 7.115 MMBs (incluida la inflación)
- Tasa Interna de Retorno: 29%
- Valor Presente Neto: 4.406,8 M\$
- Eficiencia de Inversión: 1,69 \$/\$
- Tiempo de Pago: 4 Años

11. Revisión y diseño de la localización

Una vez que Estudios Integrados de Yacimientos señala las coordenadas de la localización, el personal de Ingeniería y Construcción, Geología, PALMAVEN y de SHA, realizan una inspección en el lugar para verificar las condiciones topográficas superficiales e identificar los posibles obstáculos (áreas ambientalmente sensibles, cercanía a poblados, instalaciones...) que puedan afectar la localización propuesta.

A partir de esta inspección, el grupo encargado de evaluar la zona puede solicitar modificación de las coordenadas o iniciar la tramitación de la permisología pertinente, entre la que se incluyen: los procesos de expropiación de las tierras, negociaciones o acuerdos con el propietario de estas, entrega al MARN (Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales) del proyecto de ingeniería y de la memoria ambiental correspondiente, entre otros.

El diagrama de flujo que se muestra en la Figura 8.42 indica los pasos que deben cumplirse para construir una localización. Basándose en ésto se listan a continuación las actividades que hasta la fecha se han realizado en la localización EI-JX:

- Inspección de campo y modificación de las coordenadas originales (Norte: 1.036.280 m y Sur: 337.500 m), debido a la existencia de un cauce de agua en las cercanías, por lo que se decidió correr la localización 40 m hacia el norte, de manera que las coordenadas definitivas se fijaron al Norte en 1.036.240 m. y al Sur en 337.500 m. La Figura 8.43, muestra el croquis de ubicación de la localización.

- Definición de la vía de acceso y levantamiento topográfico realizados, los cuales se resumen en el informe técnico presentado por la contratista Ingeniero Pedro Martínez C.A.
- Permisología del MARN y del propietario en proceso.

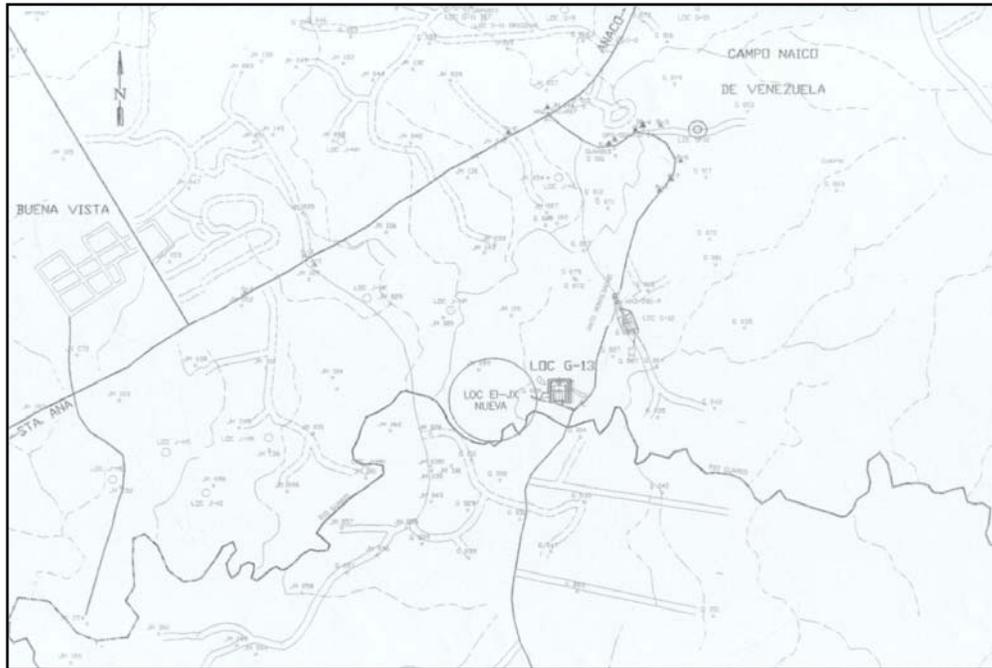


Figura 8.43: Croquis de ubicación de la localización EI-JX

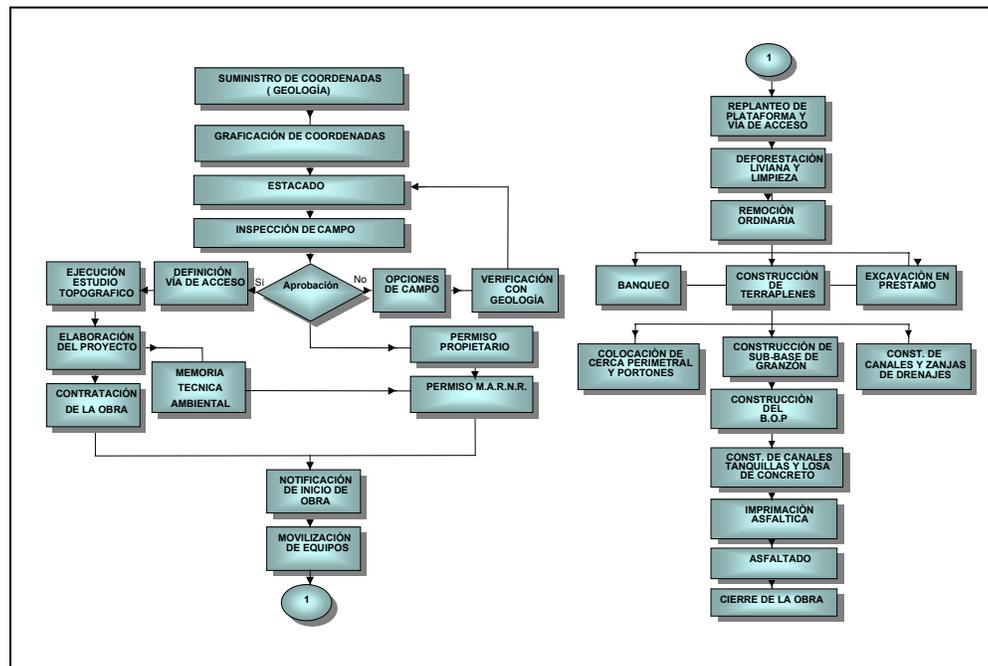


Figura 8.44: Flujo de construcción de una localización

El proyecto para la construcción de la localización El-JX, estipula que las dimensiones de la misma corresponden a: 103 m. de largo por 93 m. de ancho (área total: 9579 m²), la cual se encontrará completamente asfaltada a excepción de la zona de campamento (Figura 8.45), que será cubierta con granzón. Adicionalmente se contempla una vía de acceso asfaltada que comunicará la localización con la carretera Santa Ana – Anaco.

Por estadística y experiencia, el personal de Ingeniería y Construcción, estima que el tiempo de construcción de las localizaciones en el área, es de aproximadamente 55 días a un costo que oscila entre 230 y 240 MMBs.

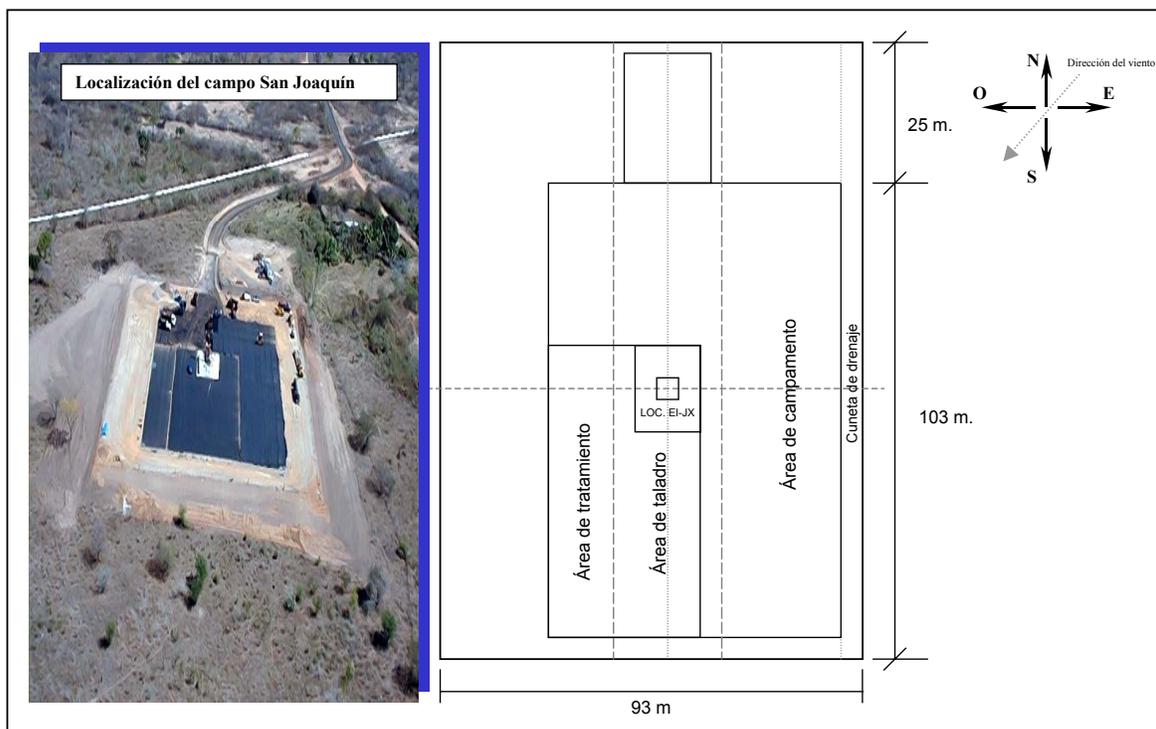


Figura 8.45: Dimensiones y áreas principales de la localización El-JX, para un taladro de 2000 HP

12. Requerimiento de equipos:

Para la construcción del pozo se requiere de una serie de equipos, enumerando los más relevantes a continuación:

- Taladro de 2000HP
- 3 Bombas Triples. Velocidad Máxima: 140 emb/min. Volumen por embolada: 40 gal/emb. Máxima presión de bombeo: 3000 lpc

- 15 Revestidores. Grado: J-55, Peso: 68,0 #/pie
- 90 Revestidores. Grado: N-80, Peso: 43,5 #/pie
- 108 Revestidores. Grado: P-110, Peso: 36,0 #/pie
- 70 Revestidores. Grado: P-110, Peso: 23,0 #/pie
- 20 Portamechas. OD: 8". ID: 2 13/16"
- 25 Portamechas. OD: 8". ID: 2 13/16"
- 20 Portamechas. OD: 8". ID: 2 13/16"
- 05 Portamechas. OD: 8". ID: 2 13/16"
- 15 "Heavy Weight". OD: 5". Peso: 49,7 #/pie
- 25 "Heavy Weight". OD: 5". Peso: 49,7 #/pie
- 25 "Heavy Weight". OD: 5". Peso: 49,7 #/pie
- 45 "Heavy Weight". OD: 5". Peso: 49,7 #/pie
- 1 Martillo. OD: 7 3/4"
- 1 Martillo. OD: 6 1/4"
- 1 Martillo. OD: 4 3/4"
- 90 Tuberías de Perforación. OD: 5". Peso: 19,5 #/pie
- 270 Tuberías de Perforación. OD: 5". Peso: 19,5 #/pie
- 350 Tuberías de Perforación. OD: 5". Peso: 19,5 #/pie
- 1 Mecha Tricónica de 17 1/2"
- 2 Mechas PDC de 12 1/4"
- 2 Mechas PDC de 8 1/2"
- 4 Mechas PDC de 6 1/2"
- 2400 bbls de Lodo Base Agua para el hoyo de 17 1/2"
- 2400 bbls de Lodo Base Agua para el hoyo de 12 1/4"
- 2400 bbls de Lodo Base Aceite para el hoyo de 8 1/2"
- 700 bbls de Lodo Base Aceite para el hoyo de 6 1/2"
- 1 Colgador de 9 5/8" x 7 5/8"
- 1 Colgador de 7 5/8" x 5 1/2"
- 1 Cabezal con las secciones A y B

13. Estimación de Base de Conocimiento

Para el desarrollo del proyecto se requiere personal técnico con un nivel de experiencia y experticia adecuado, que garantice una planificación óptima del mismo, basado en el conocimiento de las características propias de área. En este sentido, adicional al conocimiento teórico adquirido por cada profesional a lo largo de sus estudios, es de utilidad que cada uno de estos profesionales hayan tenido contacto previo con las actividades de campo adquiriendo así una experiencia mínima para su participación activa en cualquier proyecto de perforación. La tabla 8.W indica el nivel de experiencia mínimo requerido por cada uno de los cargos indicados.

Tabla 8.W: Base de conocimiento requerido en un proyecto de perforación.

PERICIAS CLAVES	EXPERIENCIA (ANOS)
Planificación	> 5
Diseño	> 5
Completación	> 5
Fluidos	> 5
Cementción	> 3
Operaciones	> 5
Supervisor de 24 horas	> 10
SHA	> 5

Conclusiones

- La calidad de la información cargada en la base de datos Dims es fundamental para disminuir el tiempo invertido en el análisis de información estadística de pozos vecinos durante las actividades de planificación de un pozo.
- La importancia de la métrica de yacimiento y de la de pozo es que constituyen hitos aprobatorios para continuar con las fases siguientes del proyecto de perforación, a la vez que permiten tomar conciencia de los riesgos que deben asumirse y de las tareas que deben realizarse para disminuir la incertidumbre en la calidad y cantidad de información disponible para la planificación de nuevos pozos en un área.
- El éxito de la metodología VCD, es responsabilidad del líder del proyecto y depende de la interacción entre los diferentes individuos y organizaciones involucrados en el mismo, así como de la información que oportuna y mutuamente se suplan unos a otros para completar su parte del trabajo.
- Actualmente, la aplicación de la metodología VCD en el Distrito Anaco presenta dificultades que deben solventarse para mejorar los resultados obtenidos y facilitar la labor de los ingenieros, quienes en una encuesta realizada (Apéndice D) opinaron que:
 - ✓ La calidad y cantidad de la información que actualmente puede recopilarse se clasifica como media
 - ✓ El dominio del personal sobre la metodología es medio
 - ✓ La disponibilidad del personal para la aplicación de la metodología es medianamente insuficiente
 - ✓ La interacción entre los grupos multidisciplinarios es media y
 - ✓ El manejo de las herramientas de planificación es medio

- El éxito volumétrico y mecánico de los pozos perforados en el campo San Joaquín durante el presente año, demuestra que con la aplicación de la metodología VCD pueden obtenerse resultados satisfactorios, a pesar de las dificultades mencionadas anteriormente.
- La curva de presión de poro y fractura construida con el Predict confirma que la complejidad de perforar en el campo San Joaquín está determinado por el comportamiento irregular de estas presiones entre una arena y otra.
- La selección de los puntos de asentamiento de los revestidores, en el caso específico del campo San Joaquín, está limitado exclusivamente por la experiencia que los ingenieros han adquirido sobre el área, debido a que el comportamiento de las presiones impide el uso de la metodología convencionalmente empleada para el establecimiento de los mismos.
- La métrica de pozo permitió verificar que las pérdidas de circulación, la presencia de gas superficial y el atascamiento diferencial constituyen los factores que determinan el ICODP, ya que el 54,45 por ciento de este resultado está influenciado por la matriz: Riesgos de la perforación – Condiciones del subsuelo.
- El pozo planificado requiere de cuatro revestidores para su perforación asentados a 500, 3050, 7510 y 9500 pies, con diámetros de 13 3/8", 9 5/8", 7 5/8" y 5 1/2".
- La completación del pozo es monobore con tubería de 5 1/2" 13% Cr y requiere de un elemento de sellos flotantes con una longitud mayor a 5,18 pies.
- El tiempo meta, planificado para la perforación del pozo fue de 59 días.

Recomendaciones

- Ejercer un mayor control y revisión de los datos cargados en la base de datos Dims, debido a que es una herramienta de utilidad para el manejo rápido, de los datos inherentes a perforación y rehabilitación de pozos.
- Homologar y establecer el contenido específico que la Gerencia de Perforación espera encontrar dentro de cada paso de la metodología VCD, con el propósito de estandarizar la presentación de los informes VCD en todas la Divisiones de la Coporación y evitar ambigüedades al respecto.
- En base a la encuesta realizada en el área, se recomienda verificar la factibilidad de:
 - ✓ Contratar personal y crear incentivos para la aplicación de la metodología VCD
 - ✓ Establecer planes de adiestramiento del personal acerca de los programas de construcción de pozos
- Validar la información extraída del Dims con la registrada en las carpetas de pozo y en los post mortem, para garantizar la calidad de la misma.
- Realizar un estudio de tiempo detallado por actividades, con el propósito de identificar los aspectos que incrementan el tiempo no productivo de los pozos (estadística de problemas mecánicos) y tomar medidas preventivas que mejoren progresivamente los tiempos de perforación en el área.
- Revisar los diseños de revestidores realizados en la ingeniería básica, una vez se defina el inventario del próximo año, de forma que se seleccione alguno de ellos o se verifique que las propiedades de los nuevos revestidores soportan las condiciones de diseño consideradas.
- Durante la ingeniería de detalle, validar la hidráulica del hoyo intermedio y del hoyo de producción a fin de mejorar los valores obtenidos en la ingeniería básica.

Bibliografía

- Ablan Juan. 2002. Flujo de trabajo de las aplicaciones de perforación Landmark para PDVSA. S/C, S/E.
- Hernández, Harry. 2002. Estudio Geológico de la arena AM-F2 del Yacimiento G-1, Área Mayor de Anaco. Anaco, Tesis de Grado.
- Ing. Gómez Víctor. 1990. Análisis Nodal. Maracaibo, Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras.
- Ing. Rodríguez Walter e Ing. Castaño alexander. Manual para el diseño de revestidores y tubería de producción de PDVSA. Los Teques, PDVSA-INTEVEP.
- Méndez María. 2002. Estandarización de los costos de construcción de localizaciones, mediante el uso de herramientas estadísticas en una empresa petrolera. Barquisimeto, Tesis de Grado.
- Mouchet, J.P y Mitchell, A. 1989. "Abnormal Pressures While Drilling". Bousens, ELF Aquitaine.
- Palacios, William, 2001. Fase I del Estudio Integrado del Campo Santa Ana, Edo. Anzoátegui. Interpretación Sísmica y Extracción de Atributos Sísmicos para Resaltar la Características estratigráficas del Área. Puerto la Cruz, Tesis de Grado.
- Presentaciones de PDVSA.
- S/A. 1993. "Technical Information for Completion, Workovers and Fishing". USA, Baker Oil Tools.
- S/A. 1997. Guías de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital. S/C, PDVSA.
- S/A. 2000. "CasingSeat Training Manual". S/C, Halliburton-Landmark.
- S/A. 2000. "Data Analyzer". S/C, Halliburton-Landmark.
- S/A. 2000. Manual de Operaciones del Sistema DFW. S/C, Halliburton-Landmark.
- S/A. 2000. "StressCheck, Release 2000.1 Training Manual". S/C, Halliburton-Landmark.
- S/A. 2000. "WellPlan 2000 Training Manual". S/C, Halliburton-Landmark".

Abreviaturas y Símbolos

- AM: Amarillo
- ANH: Arena Neta de Hidrocarburos
- Az: Azul
- BHA: “Bottom Hole Assembly”
- BNP: Barriles Normales de Petróleo
- CO: Colorado
- COMPASS: “Computerized Planning and Analysis Survey System”
- cp: centipoise
- DFW: “ DIMS for window”
- DIMS: “Drilling Information Management System”
- Cr: cromo
- FEL: “Front End Loading”
- HP: “Horse Power”
- ICADP: Índice de calidad de Definición de Pozo
- ICADY: Índice de Calidad de Definición del Yacimiento
- ICEY: Índice de Complejidad Estática del Yacimiento
- ICODP: Índice Complejidad de Pozo
- ICODY: Índice de Complejidad Dinámica del Yacimiento
- EPM: Exploración, Producción y Mantenimiento
- gpm: galones por minuto
- GR: Gamma Ray
- IPA: “Independent Project Analysis”
- K: permeabilidad
- Kms: kilómetros
- lbf: libra-fuerza
- lpc: libra por pulgada cuadrada
- lpg: libra por galón
- MARN: Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales

- M: miles
- MD: “Measure Deep”
- md: milidarcy
- ME: Merecure
- MIP: Metodología Integral de Productividad
- MIYA: Modelaje Integral de Yacimientos
- MM: millones
- MMM: miles de millones
- MO: Moreno
- NA: Naranja
- PCN: Pies Cúbicos Normales
- PDC: “Polycrystalline Dyamond Compact”
- PDVSA: Petróleos de Venezuela S.A.
- pulg: pulgada
- pulg2: pulgada cuadrada
- RARC: rehabilitación y reacondicionamiento de pozo
- RPM: revoluciones por minuto
- seg: segundos
- SHA: Seguridad, Higiene y Ambiente
- SJ: San Juan
- SW: Saturación de agua
- TEMB: Temblador
- TFA: “True Flow Area”
- VCD: Visualización, Conceptualización y Definición.
- VE: Verde
- Vi: Vidoño
- VPN: Valor Presente Neto
- X/O: “cross over”
- ϕ : porosidad

Glosario

A

ANULAR: Espacio comprendido entre dos tubos concéntricos.

ATASCAMIENTO DIFERENCIAL: atascamiento de la tubería, debido a la gran diferencia de presión entre el hoyo y la formación, siendo mayor la presión en el pozo.

B

BARRENA O MECHA (Bit): Elemento cortante o triturador utilizado para perforar o limpiar los pozos petroleros.

BHA: Conjunto de herramientas utilizadas en las operaciones de rehabilitación, esas herramientas pueden ser de pesca, limpieza o de servicios. Están ubicadas en la parte final de la tubería de perforación.

BOP: Abreviatura utilizada para la válvula de seguridad colocada en la boca del pozo, mejor conocida como impide reventones. Iniciales del término en inglés "Blow Out Preventor".

C

CABEZAL DEL POZO: Ensamblaje superficial del pozo, compuesto por válvulas de control, medidores de presión, reductores de flujo, etc. para regular la presión del pozo.

CEMENTACIÓN: Operación especializada, que consiste en la inyección de cemento dentro del pozo para cumplir con diferentes funciones tales como asentamiento de los tubos revestidores y aislamientos de zonas.

CAMISA O "LINER": revestidor que no llega hasta la superficie, sino que se encuentra colgado en el revestidor anterior.

CEMENTACIÓN: proceso realizado luego de la bajada de revestidor, en el cual éste es cementado.

E

EMPACADURA: Herramienta usada como equipo de subsuelo que sirve de sello entre dos conductos. Generalmente el anular entre el revestimiento de producción y eductor, está sellado por una empaadura.

ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA): conjunto de componentes que se encuentran desde la mecha hasta la tubería de perforación, que se encargan de direccionar la mecha, construyendo, tumbando o manteniendo ángulo.

G

GRAZÓN: material mineral no metálico utilizado generalmente para la construcción del terraplén y sub-base de la plataforma de una localización así como para la construcción de las vías de acceso a ésta.

I

INFLUJOS: reacción de la formación al tener una presión mayor a la del hoyo.

L

LOCALIZACIÓN: identificación alfanumérica dada a un punto de coordenadas bien definidas, que ubica el lugar donde eventualmente se perforará un pozo; extendiéndose a toda el área circundante donde estarán ubicados los equipos necesarios para realizar todas las actividades que conllevan a la perforación y operación de dicho pozo.

LODO : Fluido que se hace circular durante la perforación de un pozo con el fin de retirar los ripios del fondo del hoyo y enfriar la mecha y la tubería de perforación.

M

MUDAR: Consiste en desvestir la Unidad y todos sus subequipos y componentes, transportarlos hasta la nueva localización, realizar el vestido de la misma y sus subequipos en el pozo designado a ser trabajo.

P

PERFORAR: Abrir un conducto, desde la superficie de la tierra hasta el subsuelo con el fin de localizar hidrocarburos y posteriormente producirlos.

PESCADO: Objeto dejado en el hoyo durante la perforación o rehabilitación, el cual debe extraerse para continuar la operación.

PESCAR: Recuperar objetos perdidos en el pozo.

PLANIFICACIÓN: proceso de análisis para estructural un proyecto, partiendo de un objetivo único, acompañado de todas las actividades que se requieren, ordenadas lógicamente, indicando todos los productos solicitados y asignando los responsables en función de estrategias de ejecución acordadas con el fin de completar el proyecto bajo los criterios de tiempo, costo y calidad requeridos por el cliente.

PROYECTO: producto de actividades planificadas que tienen: un objetivo definido, el cual debe ser realizado dentro de ciertas especificaciones (tiempo, costos y calidad); fechas definidas de inicio y fin; recursos asignados (financieros, físicos, humanos, etc.) y se manejan dentro de una organización (formal o informal) temporal.

R

REVESTIDOR: Tubería de acero que se va introduciendo y cementando en los pozos de petróleo o gas a medida que la perforación va progresando. Este sirve como protección a las zonas ya perforadas, proteger las instalaciones de superficie mediante el aislamiento de zonas de presiones anormales y con presencia de fluidos ácidos como el ácido sulfídrico (H₂S) o el dióxido de carbono (CO₂), entre otras.

S

SARTA: nombre que se le da al conjunto de elementos que forman una tubería de perforación, de revestimiento, de producción, etc.

SUAVEO: efecto de disminución de presión, debido a la sacada de la tubería a una velocidad tal que no permite que el volumen ocupado por la tubería se llene de fluido, ocasionando probablemente influjos.

SURGENCIA: efecto de aumento de presión, debido a la medida de la tubería a una velocidad tal que no permite que el volumen desplazado por la tubería salga del hoyo, ocasionando probablemente pérdidas de circulación.

T

TORQUE Y ARRASTRE: efecto producido sobre la tubería, debido a un problema ocurrido en el pozo, en el cual las formaciones tienden a derrumbarse sobre la mecha, creando estos efectos durante la sacada de la tubería.

APÉNDICE A

Métrica de Yacimiento

FICHA DE IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO

	1era	2da	3era
FECHA DE REVISIÓN:	12/06/2002		
DIVISIÓN:	Oriente		
DISTRITO:	PDVSA Gas		
UEY:	AMA		
BLOQUE / ÁREA:	San Joaquín		
	Tierra	Lago	
	X		
YACIMIENTO:	G-68		
LOC. - POZO:	EI-JX		
PROYECTO:	San Joaquín-Guarío		
TIPO DE PROYECTO:	Perforación	Rehabilitación	
	X		
RESERVAS ASOCIADAS AL PRODUCCIÓN (Pozo / Grupo de pozos):	847 MMPCNG 65,0 MMBP		
	15 MMPCNDG 120 BBP / día		
COSTO ESTIMADO:	-		
	MMMBs		
EQUIPO DE TRABAJO:			

Nombre	Especialidad	Extensión	Indicador
David Vargas	Ing. Desarrollo Yac.	65083	Vargasd
Hiran Serrano	Ing. Desarrollo Yac.	65237	serranohi
Vincenzo Cellamare	Ing. EEII	74645	cellamarev
Rubén Guzmán	Ing. Geologo EEII	74449	guzmanrx
Alfonso Quaglia	Petrofisico EEII	72008	quagliaa
Federico Raiart	Ing. Geofisico	74248	riartf
Simón Soto	Ing. VCD	73694	sotosj
Fermin Hernandez	Ing. Perf. Anaco	65071	Hernandezfv
Luis Jiménez	Ing. VCD Complt.	73413	Jimenezle

Matriz de Información / Datos (inicio del proyecto)

INPUT	Requerido	- Los datos no han sido capturados. - No se tiene confianza en que será entregado y/o completado a tiempo.	- Captura de datos en progreso. - Debía de ser entregada según lo requerido.	- Captura de datos ha sido finalizada.	- Análisis suficiente para confirmar que no se requiere data adicional.	Observaciones / Comentarios
	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)		
Sísmica 2D/3D	X				1	San Juan no presenta Resp. Atri.
Registros	X				1	
Núcleos	X				1	Tiene Núcleo Interpre. JM-191
Propiedades de los fluidos. Ej. PVT/Impurezas/Composición/Geoquímica.	X				1	
Pruebas de pozos/ Pruebas extendidas del reservorio/ PLT's	X				1	
Presiones/RFT/MDT	X				1	
Historias de Producción / Análogos.	X				1	
Otros						En Progres. Estud. Geome. Fract.
TOTAL					1	(MÁX. 4)

Matriz de definición de tareas (inicio del proyecto)

Tareas	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Resultados	Comentarios
Interpretación de Sísmica	- 2D ó 3D integrada con control regional y/o pozo descubridor. - Ha sido empleado modelo promedio regional de velocidad.	- Se ha usado/desarrollado un modelo local de velocidad. - Se intenta el análisis de atributos. - Algún control de pozos esta integrado en la interpretación de sísmica 2D/3D.	- Interpretación Estructural Completa/finalizada - El mejor modelo de velocidad posible. - Finalizado análisis de atributos parciales. - Se predijo la conformación actual de la estructura durante el proceso de delineación.	- Completados todos los análisis de atributos. - Todo el control de pozos esta integrado a la evaluación de la sísmica 2D/3D	1	Los Atributos Sísmicos No Confiables a los Niveles de Prof. Donde va el Pozo
Mapas Estructurales, Arena Neta, Propiedades de las rocas y Modelo Geológico	- Están disponibles los mapas de la estructura y los valores individuales de las propiedades de las rocas para las principales capas del yacimiento.	- La distribución está mapeada y extrapolada con control de pozos. - Está definida la arquitectura básica y geometría del yacimiento.	- Completados los mapas isópacos detallados de las capas y los mapas de isopropiedades de las rocas. - Están definidas las funciones Sw/I. - Modelo geológico 3D disponible.	- Modelo 3D geo-celular definido para todos los compartimientos y extrapolado al modelo del yacimiento.	2	MODELO GEOLOGICO 3D EN PROCESO
Plan de Perforación	- Se ha definido solamente un espaciamiento genérico de los pozos de desarrollo	- Se han identificado solamente potenciales riesgos someros.	- Están definidas las localizaciones específicas y tipos de pozos.		2	
Análisis de Fluidos y caracterización	- Basado en correlaciones regionales, tendencia regional y analogías.	- Propiedades de los fluidos determinadas a partir de ensayos en muestras. - API, RGP, Presión. - Determinación de contaminantes simples por Drager.	- Análisis PVT completado. - Análisis composicional finalizado. - Contaminantes identificados.	- Todo el análisis de fluidos finalizado. - Incluyendo prueba de separador. - Ecuación de estado cotejada. - Ensayos finalizados.	2	
Bases para el diseño del yacimiento		- Múltiples esquemas apropiados y disponibles para analizar el concepto.	- Documento de las bases del diseño del yacimiento finalizado e integrado con el concepto sencillo de facilidades.		2	
Definición del mecanismo de empuje	- Mecanismo Unico. - Por analogía regional.	- Se han investigado diferentes alternativas. - Se ha evaluado el impacto del acuífero delineado.	- Se ha estimado el mecanismo más probable. - Se han corrido casos de sensibilidad para el mecanismo seleccionado. - Acuífero definido y mapeado.	- Se ha confirmado el mecanismo.	1	Las Ars. ME mecanismo de expa. De roca y fluido
Definición de compartimientos	- No se conoce la compartimentalización. - No incluida en la evaluación.	- Límites principales y contactos mapeados y se ha estimado la transmisibilidad.	- Compartimientos principales se hallan definidos y mapeados. - Se ha finalizado el análisis de sellos. - Las muestras de fluido han sido confirmadas.	- Las pruebas de pozos definen o descartan la existencia de límites.	3	DISPONIBILIDAD DE MUESTRAS ACTUALIZADAS DE FLUIDOS Y PRESIONES MUESTRAN EVIDENCIA DE COMPARTIMENTALIZACION Y MEJOR DEFINICION DE LOS LIMITES DEL YAC.
Perfiles de predicción de producción y reservas	- Perfil de producción obtenido por medio de analogías o por alguna herramienta analítica sencilla.	- Se usó una celda sencilla ó 2D en la simulación.	- Se empleó un modelo de flujo 3D para generar el perfil de producción esperada y la composición se basó en los mecanismos de empuje más probables. - Se realizaron sensibilidades para cada variable con tiempo.		2	
Análisis de riesgo e incertidumbre	- Están identificados los principales factores de riesgo y/o incertidumbre y los requerimientos de información asociada.	- Se utilizó el valor del análisis de datos/información, para reducir el nivel de incertidumbre. - Evaluación y selección basados en el análisis de riesgo. - Evaluación de tornados disponible.	- Distribución de probabilidad de VPN con la identificación y el plan para manejar las variables que ocasionan los valores fuera de rango. - Estrategia de reducción de riesgo disponible para el desarrollo primario y que incluye los riesgos principales.	- Implementación del proyecto incluye costos y actividades para facilitar el gerenciamiento y seguimiento de la reducción de los riesgos.	3	
TOTAL					2	(MÁX. 4)

Matriz de restricciones (inicio del proyecto)

Factor	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Comentarios
Descripción (como se aplica a la evaluación de yacimientos)	No todos los asuntos son conocidos, ni las implicaciones para la evaluación del yacimiento han sido totalmente caracterizadas.	Todos los asuntos importantes se conocen y las implicaciones en la evaluación del yacimiento han sido caracterizadas.	Planes desarrollados para mitigar el impacto de restricciones importantes o los planes de evaluación del yacimiento han sido incorporados a los documentos de planificación.	Planes de mitigación y gerenciamiento exitosos en reducir los impactos negativos de las restricciones en los esfuerzos de evaluación del yacimiento.	
Regulatorio / Ambiental				1	
Terminos de Licencia/ Requerimientos					N/A
Cronograma: - Presupuestos - Estrategia de evaluación.				1	
Restricciones de operación (inducidas por la Cia.)				1	
Tecnología empleada (Pozos y Facilidades)				1	
Tolerancia al Riesgo				1	
Asuntos resalantes de la estrategia comercial				1	
JOA/ compañeros/ asuntos de la Unidad					N/A
TOTAL				1,0	(MÁX. 4)

GUIAS PARA LA MEDICION DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTATICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
			Baja Complejidad		Mediana complejidad		Alta Complejidad		
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO (Incluyendo la influencia estratigráfica) Plegamientos, buzamiento(s) de la estratigrafía regional y fallamientos que determinan la geometría externa de las trampas de hidrocarburos y sus compartimientos internos.	A1 COMPARTAMENTALIZACIÓN ESTRUCTURAL	Relación entre las fallas tectónicas mayores y la estratigrafía del yacimiento en el campo. Incluye, comunicación hidráulica (presión) a ambos lados de las fallas, variaciones en los saltos de falla y el potencial de sello de las fallas.	Fallamiento mayor aparente bastante reducido.	Salto de falla consistentes y menores al espesor interno del yacimiento; regiones del mismo no compartimentalizadas.	Salto de falla variables, pero predominantemente menores al espesor interno del yacimiento; las fallas pueden interrumpir las unidades de flujo e incrementar la tortuosidad del flujo de fluidos.	Varias fallas poseen saltos mayores al grosor interno del yacimiento, a lo largo de más del 50% de la longitud interna de fallamiento en el campo; las unidades de flujo se ven interrumpidas y localmente compartimentalizadas.	Múltiples bloques de fallamientos (2+) del intervalo correspondiente al yacimiento no están en comunicación (de presiones); se indican los contactos separados de los fluidos.	4	Se observan dos falla principales; la falla del atico en dirección Suroeste y el comitamiento de Anaco también en dirección Suroeste.
	A2 DENSIDAD DE FALLAS	Todos los fallamientos tectónicos afectando la estructura del yacimiento. Incluye propiedades como el estilo del fallamiento, densidad, distribución y orientación de las fallas.	Fallamiento aparente bastante mínimo, a todas las escalas.	Esparcida densidad de fallamiento; una sola orientación dominante; saltos de falla de tipo gravitatorio o de rumbo deslizando	Densidad de fallamiento moderada; dos orientaciones dominantes.	Fallas penetrantes; dos orientaciones dominantes; algunas fallas exhibiendo saltos de tipo gravitacional o de rumbo deslizando.	Severamente fallado, múltiple orientación de las fallas (más de 3 tendencias); significativos componentes de tipo gravitacional y de rumbo deslizando en los saltos de fallas.	4	Fallas con dos orientaciones dominantes. Referido al modelo geológico del estudio integrado
	A3 FRACTURAS NATURALES	Variación espacial de la densidad, apertura, orientación(es), conectividad y conductividad del sistema de fracturas naturales dentro del yacimiento (a escala de registros de pozos y núcleos).	Fracturas cerradas o no desarrolladas (esto incluye un intervalo de reservorio débilmente cementado a no consolidado).	Baja densidad de fracturas abiertas; sistema de fracturas pobremente conectado; densidad y conectividad de fracturas consistentes a lo largo del campo; solo una orientación dominante de fracturas.	Moderada densidad de fracturas abiertas; sistema de fracturas localmente conectadas; se ha identificado un cierto grado de variación espacial de la densidad o de la conectividad de fracturas (la variabilidad es inferior a un orden de magnitud).	Alta densidad de fracturas abiertas; moderada variación espacial tanto para la densidad como para la conectividad de fracturas (variabilidad menor a un orden de magnitud); múltiple orientación de las fracturas.	Alta densidad de fracturas abiertas; fracturas bien conectadas y mucha más conductividad que la exhibida por un yacimiento no fracturado; alta variación espacial de la densidad y/o conectividad de fracturas (variabilidad superior a un orden de magnitud).	3	
	A4 BUZAMIENTO DEL YACIMIENTO	Variación del buzamiento de las capas originado por el plegamiento de las mismas gracias al tectonismo. Buzamiento deposicional y compactación regional. Incluye la magnitud total del buzamiento de las capas (desde la cresta hasta el contacto de fluidos/ "spill point") y el cambio local del buzamiento de las capas a lo largo del campo (buzamiento máximo menos mínimo por cada 1000' horizontales).	Estructuras anticlinales o monoclinales simples (10<-buzamientos<-60); buzamientos uniformes a lo largo del campo (<+/- 10° de variación/1000')	Estructura anticlinal asimétrica; baja variabilidad de los buzamientos a lo largo del campo (hasta +/- 20° de cambio /1000')	Estructuras asimétricas y espacialmente irregulares (5<-buzamientos<-75); presencia de depresiones en el campo; moderada variación de los buzamientos a lo largo del campo (hasta +/- 30° de cambio/1000').	Estructura fuertemente plegada; moderada a alta variación de los buzamientos a lo largo del campo (hasta +/- 45° de cambio/1000').	Estructuras complejamente plegadas o estructuras muy planas (buzamientos<5 o >75); alta variación de los buzamientos en distancias relativamente cortas a lo largo del campo (>+/-45° de cambio/1000')	4	Estructura monocinal de buzamiento al este de 5-10°, con una variación de +/- 10°/1000 pies. Los mayores buzamientos se observan hacia la falla del Atico.
Total							15		
Promedio							3,8		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja Complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
			Mediana complejidad						
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA Complejidad del yacimiento que surge de la compartimentalización inducida por la estratificación y/o la deposición de los sedimentos.	B1 SUPERPOSICIÓN DE INTERVALOS DEL YACIMIENTO (dentro de un campo definido)	Número y grado de aislamiento entre zonas del yacimiento.	Un solo intervalo de yacimiento con total comunicación hidráulica (de presión); contactos de fluido comunes.	Dos intervalos de yacimiento superpuestos con comunicación de presión y contactos de fluidos comunes.	Dos o más intervalos de yacimientos superpuestos parcialmente aislados o contactos de fluidos similares.	Dos a tres intervalos de yacimientos superpuestos sin comunicación de presión y contactos de fluido diferentes.	Cuatro o más intervalos del yacimiento superpuestos individuales sin comunicación de presión y con contactos de fluido diferentes	2	
	B2 CONTINUIDAD VERTICAL	Grado de aislamiento vertical dentro de una zona individual de yacimiento por litologías no permeables.	Ninguna barrera vertical de importancia.	Altamente discontinuo y pocas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Barreras generales y semi-continuas verticales dentro de la zona.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en diferentes unidades de flujo superpuestas.	Las barreras subdividen completamente la zona del yacimiento.	2	
	B3 CONTINUIDAD LATERAL	Grado de continuidad lateral o compartimentalización de la calidad del yacimiento dentro de una zona individual por litologías no permeables	Ninguna barrera lateral de importancia dentro de la zona o límite de drenaje.	Altamente discontinuo y limitadas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Zona del yacimiento con muchas barreras horizontales de forma tal que crean flujo lateral tortuoso.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en unidades de flujo superpuestas y separadas.	Las barreras subdividen arealmente, por completo, la zona de yacimiento en varios yacimientos separados.	1	
Total							5		
Promedio							1,7		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja Complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
			Mediana complejidad						
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD DE CALIDAD DE LA ROCA Magnitud y variación espacial de los parámetros que califican la calidad del reservorio, como: NTG, k, Ø, Sf, Pc, inducidas por procesos deposicionales o diagenéticos.	C1 RELACIÓN ARENA NETA - ARENA TOTAL (NTG)	Espesor del intervalo petrolífero y no petrolífero dentro del yacimiento; proporción y variación espacial del intervalo petrolífero dentro del yacimiento.	Alta relación arena neta arena total (>80%) dentro de la zona del yacimiento; el NTG es uniforme a lo largo del mismo.	Moderada a alta relación arena neta-arena total (60-80%); el NTG es algo variable a lo largo del yacimiento.	Moderada relación arena neta-arena total (60-40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (>40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (<40%); el NTG es altamente variable a lo largo del yacimiento.	1	
	C2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y DIAGÉNESIS	Magnitud y variación espacial de los parámetros de calidad del yacimiento, como k, Ø, Sf y Pc, causada por facies deposicionales o diagenésis.	Uniformidad lateral y vertical de litotipos y de las propiedades del yacimiento a lo largo del campo. Tipicamente caracterizado por bajo coeficiente de Dykstra Parsons (<0,5). Ausencia de zonas ladronas. Para los carbonatos, los procesos de deposición y diagénesis imparten uniformidad a las propiedades de las rocas.	Variación lateral menor y poca variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de deposición y diagénesis imparten cierta estratificación vertical a la calidad del reservorio.	Variación lateral moderada y menor variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. De existir zonas ladronas, éstas tienen un impacto significativo en el flujo de fluidos en ciertos pares de pozos o espaciamientos de pozos. Para los carbonatos, los procesos de deposición y diagénesis causan variabilidad moderada de la calidad del reservorio.	Moderada variación lateral y vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. De existir zonas ladronas, éstas tienen un impacto significativo en el flujo de fluidos en ciertos pares de pozos o espaciamientos de pozos. Para los carbonatos, los procesos de deposición y diagénesis causan variabilidad sustancial de la calidad del yacimiento.	Alto grado de variación lateral y vertical de los litotipos. Tipicamente caracterizado por un alto coeficiente de Dykstra Parsons (>0,85). De existir zonas ladronas, éstas presentan continuidad lateral y dominan el flujo de fluidos. Para los carbonatos, los procesos de deposición y diagénesis causan variabilidad sustancial de la calidad del yacimiento.	3	Yacimientos Clásticos
	C3 MINERALOGÍA	La mineralogía ocasiona daño a la formación o complica la determinación de las arenas petrolíferas, mediante registros con guaya.	Volumen del yacimiento dominado por una sola mineralogía; fácilmente caracterizable mediante registros con guaya; mínima potencialidad de daño a la formación.	La mineralogía causa problemas menores en la determinación de la Sw y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía causa complicaciones en la determinación de los intervalos petrolíferos por medio de registros con guaya y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía complica tremendamente la determinación de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y causa daño significativo de la formación.	La mineralogía impide la determinación precisa de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y/o causa daños extremos a la formación.	2	
	C4 PROPIEDADES MECÁNICAS	Propiedades mecánicas de la roca, tales como compresibilidad y friabilidad.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; rocas resistentes; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento. Compresibilidad (Cf) en el rango de 3 - 5 E-6 psiE-1.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación medianamente dura; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento.	Las rocas del yacimiento son moderadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación blanda; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento	La roca reservorio es moderada a altamente compactable a las presiones de agotamiento del yacimiento; algo friables; propiedades mecánicas uniformes a lo largo de yacimiento.	Las rocas del yacimiento son extremadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; altamente friables; propiedades mecánicas variables a lo largo de yacimiento. El orden de magnitud de la Cf es más elevado que el de una roca dura (ej. 30E-6 psiE-1), con probable aparición de falla plástica durante la etapa de agotamiento del reservorio.	2	Propiedades mec. Pueden variar a lo largo del Yac.
Total							8		
Promedio							2,0		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL RESERVOIRIO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
			Baja Complejidad		Mediana complejidad		Alta Complejidad		
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD DADA POR LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN Propiedades de todos los fluidos (líquidos y gases) contenidos en el yacimiento, relacionadas con la complejidad del comportamiento de las fases, propensión a la formación de precipitados y declinación durante la etapa de producción.	D1 TIPO DE HIDROCARBUR O LÍQUIDO	Composición del petróleo y relaciones de presión y temperatura	Crudo liviano (35-45 grados API) con presión de saturación muy por debajo de la presión inicial del yacimiento (>2500 psi) o: - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del fluido - Ninguna tendencia a formar asfaltenos, parafinas o precipitación de hidratos - Baja viscosidad (menos de 1 cp)	Crudos de livianos a medianos (30-35 grados API) con: - Presión de saturación mucho menor que la presión inicial del yacimiento (2500-1000 psi) o: - Ligera variación lateral o vertical en la composición del fluido y, - Ligera tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos y, - Viscosidad bastante baja	Crudos medianos (25-35 grados API) con: - Presión de saturación ligeramente menor que la presión inicial del yacimiento (1000-500 psi) o: - Alguna variación lateral o vertical en la composición del fluido o, - Alguna tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos y, - Moderada viscosidad (menos de 5cp)	Crudo de mediana a baja gravedad API (20-30 grados API) con: - Variación lateral o vertical en la composición del fluido o: - Tendencia a la precipitación de asfaltenos, parafinas e hidratos y, - Alta viscosidad (5-30 cp.)	Crudo de baja gravedad y pesado (menos de 20 grados API), alta viscosidad (mas de 30 cp) y pobre movilidad o: - Alta tendencia a la deposición de asfaltenos, parafinas e hidratos o: - Alta variación lateral o vertical en la composición del fluido.	1	Líquido Condensado
	D1 TIPO DE HIDROCARBUR O (gas)	Composición de gas y condensados y relaciones de presión y temperatura.	Gas seco con muy bajo rendimiento de condensado (CGR menos de 10 bbl/MMscf). - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del gas.	Gas húmedo con algún rendimiento de condensado y ninguna liberación de líquido en el yacimiento. - Ligera variación lateral o vertical en la composición del gas.	Gas húmedo con moderado rendimiento de condensado (CGR +/- 50 bbl/MMscf) y alguna liberación de líquido en el yacimiento. - Alguna variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo.	Condensado retrogrado con moderada liberación de líquido en el yacimiento. - Variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo. - CGR mayor de 50 bbl/MMscf. - Potencial disminución de la productividad debido a la liberación de líquido en yacimientos	Condensado retrogrado con: - Fuerte liberación de líquidos en el yacimiento - Fuerte variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo - CGR mayor de 200 BBL/MMSCF - Productividad del pozo afectada por liberación de condensado o: - Crudo volátil y fluidos	3	
	D2 CONTENIDO DE COMPONENTES INERTES	Cantidad de gases inertes, contaminantes y metales pesados.	Despreciable cantidad de gases inertes y metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Cantidades menores de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ menor de 50 ppm; 1 %mol y menos de 5 ppm H ₂ S. Posiblemente, cantidades menores de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	Moderado contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ alrededor de 50 ppm y 1% mol y H ₂ S poco más de 5 ppm. Posiblemente, algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 % mol, H ₂ S entre 5 y 100 ppm. Posiblemente algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 mol % H ₂ S mayor de 100 ppm. Posiblemente, un contenido significativo de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	4	
	D3 AGUA DE FORMACIÓN	Tendencia del agua de formación a formar precipitados.	Ninguna tendencia a la formación de precipitados. Índice de producción de escama 1 - 3 y 0 mg/l de precipitado	Precipitación menor de escama o sales durante periodos extensos de producción. Índice de escama 3 - 10 Se estima < 100 mg/l de precipitado.	Precipitación moderada de escama o sales, tratamiento rutinario. Índice de escama 10 - 30 Se estima entre 100 - 250 mg/l de precipitado	Pronunciada deposición de escama o sales. Índice de escama 30 - 50 Se estima entre 250 - 750 mg/l de precipitado.	Tendencia extrema a la deposición de escamas o sales con limitado potencial de remedio. Índice de escama mayor o igual que 50. Masa precipitada mayor o igual que 750 mg/l.	2	
Total							10		
Promedio							2,5		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios	
			Baja Complejidad		Mediana complejidad		Alta Complejidad			
			1	2	3	4	5			
ENERGÍA DEL YACIMIENTO Fuentes de energía para el mecanismo de empuje del yacimiento.	E1 ACUÍFERO ACTIVO	El acuífero proporciona la energía para el empuje de los fluidos del yacimiento.		Acuífero fuerte (volumen acuífero > 100 x volumen yacimiento)	Acuífero moderado (volumen acuífero 20 -100 x volumen yacimiento).	Acuífero debil (volumen acuífero < 20 x volumen yacimiento).	No hay empuje; se requiere inyección de fluidos.	4	no hay presencia de acuífero activo	
	E2 CAPA DE GAS	Presencia de una capa de gas; y las complicaciones de producir dos fluidos.	No hay presencia de capa de gas.		Presencia de capa de gas (relación volumen de capa de gas:volumen zona de petróleo 50:50 en base BOE)		Significante capa de gas (Volumen de gas > 90% en base BOE)	1		
	E3 COMPACTACIÓN DE LA ROCA	Contribución a la energía del yacimiento por compactación de la roca.	No hay compactación			Significativo empuje por compactación.			2	Combinación de compactación de roca y expansión de fluido
	E4 ENERGÍA DEL RESERVOIRIO	Definida como la presión inicial del yacimiento menos la presión de burbujeo.	Alta (> 2500 lpc).	Moderada (2500 - 1000 lpc).	Baja (1000 - 500 lpc).	Cerca de la presión de burbujeo.	Debajo de la presión de burbujeo.		2	Yacimientos de Gas Condensado Retrogados
Total							9			
Promedio							2,3			

GUÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA COMPLEJIDAD DINÁMICA DEL YACIMIENTO

Componente del Mecanismo de recuperación	Componentes del esquema de desarrollo del yacimiento					
	Inyección de Agua, Inyección de Gas o agotamiento Natural	Compatibilidad de fluidos, inyección de Agua o de Gas	Patrón de Pozos	Diseño de Pozo. Horizontal, inclinado o convencional	Completación de Pozos	Restricciones de las Facilidades
Inyección de agua en arreglo buzamiento arriba o inyección de gas en arreglo buzamiento abajo creará un pobre frente de barrido.	Inyección de aguas no compatibles con el agua de formación puede originar la deposición de escamas de sulfato de bario. Inyección de aguas puede originar el acidulamiento del yacimiento.	Selección de un patrón de inyección que es inapropiado para la descripción del yacimiento incrementará el índice de complejidad estática del yacimiento.	Pozos horizontales reducirán el índice de complejidad estática en yacimientos compartimentalizados o naturalmente fracturados.	La selección de la completación del pozo puede reducir el impacto de la heterogeneidad del reservorio.	El diseño de las facilidades puede causar restricciones en el manejo del agua y gas e incrementar el índice de complejidad estática del yacimiento.	Restricciones en el oleoducto de exportación pueden incrementar el índice de complejidad estática del yacimiento
El reciclaje del gas en lugar de "desinflar" yacimientos heterogéneos de gas condensado, puede causar irrupción prematura, originando un incremento del índice de complejidad estática del yacimiento.	Inyección de gas a crudos con alto contenido de asfaltenos, producirá precipitación de los mismos.		Pozos inclinados reducirán el índice de complejidad estática en yacimientos que son finamente laminados o que consisten en un reducido número de capas.	El no cañonear intervalos de alta permeabilidad puede reducir el índice de complejidad estática.	ej. Inyección de agua que contenga finos puede no ser compatible con el yacimiento.	Si un gasoducto no está disponible, la inyección de gas a un yacimiento puede incrementar el índice de complejidad estática.
	Producción de H ₂ S & CO ₂ puede corroer tuberías de bajas especificaciones.				Fluidos de completación incompatibles con el yacimiento pueden causar daño a la formación. Facilidad de acceso para monitoreo e intervenciones a pozos.	Los fluidos del yacimiento deben estar dentro de las especificaciones del oleoducto y/o gasoducto.

Matriz de complejidad Dinámica del yacimiento

Categorías de complejidad y factores	Mecanismo de Recuperación	Componentes del Esquema de Desarrollo						Total (de 7 a 35)	ICEY (de 1 a 5)	Índice de Complejidad Dinámica (ICODY) Rango (8 a 40)	Comentarios / Observaciones
		Compatibilidad de fluidos, inyección de Agua o de Gas (de 1 a 5)	Patrón de Pozos (de 1 a 5)	Diseño de Pozo. Horizontal, inclinado o convencional (de 1 a 5)	Completación de Pozos (de 1 a 5)	Restricciones de las Facilidades (de 1 a 5)	Restricciones de Exportación (de 1 a 5)				
Valor promedio por categoría, basado en el índice estático	Inyección de Agua, Inyección de Gas o agotamiento Natural (de 1 a 5)										
Complejidad Estructural	3	1	2	1	1	1	1	10,0	3,8	13,8	* No se disponen de proyectos de recuperación secundaria. (Valores 3 N/A) * El fluido producido es gas, y esta destinado para suplir los requerimientos de mercado interno
Complejidad Estratigráfica	4	3	3	3	3	3	3	22,0	2,0	23,7	
Calidad de la roca	4	3	3	2	3	3	3	21,0	2,5	23,0	
Complejidad de fluidos	3	1	3	3	2	2	3	17,0	1,7	19,5	
Energía del Reservorio	2	3	3	3	2	3	3	19,0	2,3	21,3	
Sumatorias	-	-	-	-	-	-	-	89,0	12	101	
Factor de complejidad dinámica ICODY	-	-	-	-	-	-	-	17,8	2,4	20,2	Rango: 8, 40

REDUCE COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MÁXIMO)	1
REDUCE COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MEDIA)	2
NO AFECTA	3
INCREMENTA COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MEDIA)	4
INCREMENTA COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MÁXIMA)	5

COMPLEJIDAD ESTÁTICA DEL YACIMIENTO

Categorías		Resultados	
Complejidad Estructural			
Compartimentalización estructural		4,0	
Densidad de fallas		4,0	
Fracturas naturales		3,0	
Buzamiento del reservorio		4,0	
TOTAL		15	(máx. 20)
PROMEDIO		3,8	(rango: 1 a 5)

Complejidad de calidad de la roca			
Relación arena neta-arena total (NTG)		1,0	
Propiedades de la roca y diagénesis		3,0	
Mineralogía		2,0	
Propiedades mecánicas		2,0	
TOTAL		8	(máx. 20)
PROMEDIO		2,0	(rango: 1 a 5)

Complejidad de los fluidos de la formación			
Tipo de hidrocarburo (líquido)		1,0	
Tipo de hidrocarburo (gas)		3,0	
Contenido de componentes inertes		4,0	
Agua de formación		2,0	
TOTAL		10	(máx. 20)
PROMEDIO		2,5	(rango: 1 a 5)

Complejidad Estratigráfica			
Superposición de los yacimientos (en un campo)		2,0	
Continuidad vertical		2,0	
Continuidad lateral		1,0	
TOTAL		5	(máx. 20)
PROMEDIO		1,7	(rango: 1 a 5)

Energía de empuje del Reservorio			
Acuífero activo		4,0	
Capa de gas		1,0	
Compactación de la roca		2,0	
Energía del reservorio		2,0	
TOTAL		9	(máx. 20)
PROMEDIO		2,3	(rango: 1 a 5)

TOTAL	(Complejidad Estática)	12	(máx. 25)
ICEY		2,4	(rango: 1 a 5)

TOTAL	(Complejidad de yacimiento)	101	
ICODY		20,2	(rango: 8 a 40)

APÉNDICE B

Métrica de Pozo

MATRIZ FEL DE CONSTRUCCION DE POZOS					
TAREA	SELECCIÓN (4)	PRIMARIA (3)	PRELIMINAR (2)	DEFINITIVA (1)	Resultados
DEFINICION DE POZO	PROGNOSIS GEOLOGICA: - COORD. SUP. Y FONDO - OBJ. PRIM. Y SECUNDARIOS - TOPES ESTATIGRAFICOS	- GRAD. PRESION PORO - GRAD. PRESION FRACTURA - CARACTERISTICAS LITOLOGICAS	- GEOMECANICA REGIONAL - BUZAMIENTO/DIRECC. DE ESTRATOS	- GEOMECANICA LOCAL - PROGRAMA DE NUCLEOS	2
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	- LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO)	- LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO) IDENTIFICADO TEAM PRINCIPAL Y ESPECIALISTAS	- TEAM PRINCIPAL DEFINIDO MAS ACUERDO DE PARTICIPACION PARCIAL DE LOS ESPECIALISTAS	- TEAM COMPLETADO, VIRTUALMENTE AUTOSUFICIENTE. SE TIENE EL COMITE GUIA IDENTIFICADO Y COMITE DE REVISION DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DE LOS PROCESOS ESTABLECIDO.	2
IDENTIFICACION Y EVALUACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- TECNOLOGIA CONVENCIONAL O DE RUTINA	- IDENTIFICACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION	- ANALISIS DE RIESGO CONCLUIDO	3
ANALISIS DE CONCEPTO TALADRO	- DISPONIBILIDAD LOCAL. - LOCALIZACION CONVENCIONAL	- DISPONIBILIDAD DE MERCADO - REDISEÑO DE LOCALIZACION	- ACCESO A LOCALIZACION Y FACILIDAD DE MUDANZA.	- PLAN DE MUDANZA. - OPCIONES DE TALADROS IDENTIFICADAS	2
DISEÑO DE TALADRO	- CARACTERISTICAS BASICAS (POTENCIA MALACATE Y BOMBA) - CAPACIDAD ESTRUCTURA - TIPO, DIAMETRO Y PRESION BOP'S	- EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS SISTEMA DE FLUIDO - EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	- TOP DRIVE. - DETECTORES DE GASES. - IDENTIFICADO TIPO DE TALADRO (POTENCIA, CAPACIDAD, AUTOMATIZACION, CAPTURA DE DATOS, SISTEMA DE MANEJO EFLUENTE)	- ANALISIS TALADRO, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS REQUERIDO Vs. DISPONIBLE - EQUIPO OPTIMO (TALADRO, COILED TUBING, SNUBBING)	2
CERTIFICACION DE TALADRO Y EQUIPOS	- NO POSEE CERTIFICACION			- SE TIENE CERTIFICACION AVALADA POR ESPECIALISTAS (MODU, SEA WORTHINESS)	1
DATOS POZOS VECINOS	- PESO Y TIPO DE LODO (MINIMO Y MAXIMO) - DIAMETRO DE HOYO - PUNTO DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES	- PROBLEMAS OPERACIONALES - ESTABILIDAD DE HOYO (MECANICA, QUIMICA) - REGISTROS ELECTRICOS	- PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACION (LEAK OFF TEST) - ANALISIS DE NUCLEO	- DAÑO DE FORMACION. - DIAMETRO PORAL - VENTANA OPERACIONAL DE LODO	2
DISEÑO Y CONSTRUCCION DE POZO	- PROGRAMA DIRECCIONAL. - SELECCION DE MECHAS - SELECCION DE BHA - DISEÑO DE LODO Y CEMENTO - DISEÑO DE REVESTIDORES SEGUN EXISTENCIA	- EXPERIENCIA DE TERCEROS EN DISEÑO DE REVESTIDOR, CEMENTACION, BHA, LODO, ETC.	- DISEÑO DE REVESTIDOR MEJORADO - DISEÑO DE BHA. - DISEÑO DE CEMENTACION - ANALISIS DE TENDENCIAS (WOP, RPM, TORQUE Y ARRASTRE)	- MAGNITUD Y DIRECCION DE ESFUERZOS - TRAYECTORIA OPTIMA / ANALISIS ANTICOLLISION - SIMULACION DE CEMENTACION - DISEÑO OPTIMO DE FLUIDO - BIT WALK TENDENCY - ANALISIS DE TORQUE Y ARRASTRE - SWAB AND SURGE - ANALISIS DE VIBRACION Y VELOCIDAD CRITICA DE SARTA.	2
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	- PRODUCCION ESPERADA POR ANALOGIA - DIAMETRO Y GRADO DE COMPLET. SEGUN EXISTENCIA	- COMPLETACION AJUSTADA A MUESTRA DE FLUIDO, API, RGP, PRESION Y ALGUNOS CONTAMINANTES - ALGUNOS ACCESORIOS IDENTIFICADOS	- COMPLET. AJUSTADA A: PVT, COMPOSICION, CONTAMINANTES - ACCESORIOS IDENTIFICADOS (CAMISAS, EMPACADURAS, MANDRILES, NIPLES, BOMBA ELECT. SUMERG, ETC - ACCESORIOS DE MONITOREO IDENTIFICADO.	- ECUACION DE ESTADO DEFINIDO - ACCESORIOS DE MONITOREO DEFINIDOS. - MODELO DE COMPLETACION FINAL (INCLUYE CABEZAL DE PROD. O INYECCION)	1
INTERFASES OPERACIONES	- COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO. - COMUNICACION INFORMAL ENTRE INGENIERIA Y OPERACIONES, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA	- ROLES Y RESPONSABILIDADES DEFINIDOS	- COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA.	- MESA DE TRABAJO ESTABLECIDA Y OPERANDO	2
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	- NO HAY DISPONIBILIDAD DE TALADRO INTERNO			-PROYECTO INCLUIDO EN SECUENCIA DE TALADRO	1
ACUERDOS COMERCIALES	- NINGUNO FINALIZADO	- ACUERDOS PRINCIPALES FINALIZADOS	- ADECUADOS ACUERDOS COMERCIALES QUE PERMITEN AL NEGOCIO DEFINIR OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS.	- TODOS LOS ACUERDOS FINALIZADOS	2
TOTAL					1,82

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL PROCESO DE PERFORACIÓN											
FACTOR DE COMPLEJIDAD	DEFINICIÓN DE FACTORES	BAJA	PUNTUACIÓN DE LA COMPLEJIDAD						ALTA	Puntuación	Resultados
		0	1	2	3	4	5	6			
RIESGOS DE LA PERFORACIÓN - CONDICIONES DE SUBSUELO											
1	RIESGOS DE LA PERFORACIÓN - INFLUJO DE FLUIDOS DE FORMACIÓN	SIN FLUIDOS (GAS) SUPERFICIAL ADVERSO	< 2% H2S, CO2, INFLUJO DE AGUA SALADA (CaCl2)	>2% CO2	INFLUJO DE AGUA SUPERFICIAL	H2S > 2%	GAS SUPERFICIAL	GAS SUPERFICIAL SEVERO	5	15	
2	GEOLOGIA/TIPO DE ROCA DE FORMACIÓN	FORMACIÓN NO REACTIVA	ARCILLAS REACTIVAS O FORMACIÓN DE CARBÓN < 3000'			2 O MÁS ARCILLAS/CARBÓN REACTIVA, O UNA FORM. REACTIVA. >3000'			4	8	
3	DOMO SALINO	SIN PRESENCIA DEL DOMO SALINO		DOMO SALINO > 250' F O >6000'		DOMO SALINO > 250' F O >10000'			0	0	
4	FRACTURAS NATURALES, FALLAS, ZONA DE BAJA PRESIÓN			PERDIDA DE FILTRADO		PERDIDA DE CIRCULACIÓN		PERDIDA DE CIRCULACIÓN SEVERA	6	9,6	
5	TECTÓNICA	NO			SI EL ESFUERZO VERTICAL NO ES EL MÁXIMO ESFUERZO				0	0	
6	VENTANA OPERACIONAL: PESO DE LODO VS GRADIENTE DE FRACTURA	> 1.5 LPG		1.0 A 1.5 LPG		< 1.0 LPG		<= 0.5 LPG	6	18	
7	MÁXIMA PRESIÓN ANTICIPADA	< 5000 LPPC	5000 - 7500 LPPC	7500 - 10000 LPPC	10000 - 12500 LPPC	12500 - 15000 LPPC	> 20000 LPPC		0	0	
8	CAMBIOS EN EL PERFIL DE PRESIONES (N° DE CASING / INCLUYE CONDUCTOR)	<4	4	5	6	7	8	>8	1	3	
9	TEMPERATURA	< 225°F	225°F A 275°F	275°F A 350°F	> 350°F				2	3,2	
10	MÁXIMO PESO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN / REHABILITACIÓN	< 10.0 LPG	10.0 A 12.5 LPG	12.5 A 15.5 LPG	15.5 A 18.5 LPG	18.5 A 21.0 LPG	> 21.0 LPG		1	2	
11	DIFERENCIAL DE PRESIÓN: PRESIÓN DE PORO VS PESO DEL LODO	< 1000 LPPC	> 1000-2000 LPPC O < 0 2000 LPPC	+/- 2000 - 3000 LPPC	+/- 3000 - 4000 LPPC	+/- 4000 - 5000 LPPC	> 5000 LPPC		3	6	
RESULTADO TOTAL DE LOS RIESGOS DE PERFORACIÓN									2,5	64,8	

INTERFASE DEL YACIMIENTO										
12	EQUIPO DE COMPLETACIÓN (N° DE COMPONENTES)	2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	> 10		5	13
13	ADQUISICIÓN DE DATOS: COMPLETACIÓN INTELIGENTE (N° DE SENSORES)	0	1	2	3 - 4	4 - 6	6 - 9		0	0
14	ADQUISICIÓN DE DATOS DURANTE LA PERFORACIÓN	REGISTROS DE GUAYA UNA CORRIDA	LWD (GR Y RESISTIVIDAD) Y UN A CORRIDA DE GUAYA	2 O MÁS CORRIDAS POR SECCIÓN DE HOYO Y LWD	3 CORRIDAS DE REG. INCLUYENDO MDT/RFT/DIP.	REGISTROS CON TUBERÍA	REGISTROS CON TUBERÍA Y MDT/RFT.		3	3
15	POZO MULTILATERAL / HORIZONTAL (P 85°)	NO - MULTILATERAL / HORIZONTAL	HORIZONTAL HOYO ABIERTO SIMPLE	1 - 3 LATERAL DUAL	4 - 5 LATERAL DUAL O 1 - 3 LATERAL TRIPLE O CUADRUPLE	5 - 6 LATERAL DUAL	5 - 6 LATERAL CUADRUPLE		0	0
16	REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	SIN ESTIMULACIÓN	ACIDO SIMPLE O FRACTURA	FRACTURA HIDRÁULICA (EN TIERRA)	FRACTURA HIDRÁULICA (EN EL LAGO)	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIPLE			2	4
17	REQUERIMIENTO DE CONTROL DE ARENA	NO					SI		0	0
RESULTADO TOTAL DE LA INTERFASE DEL YACIMIENTO									1,7	20,0

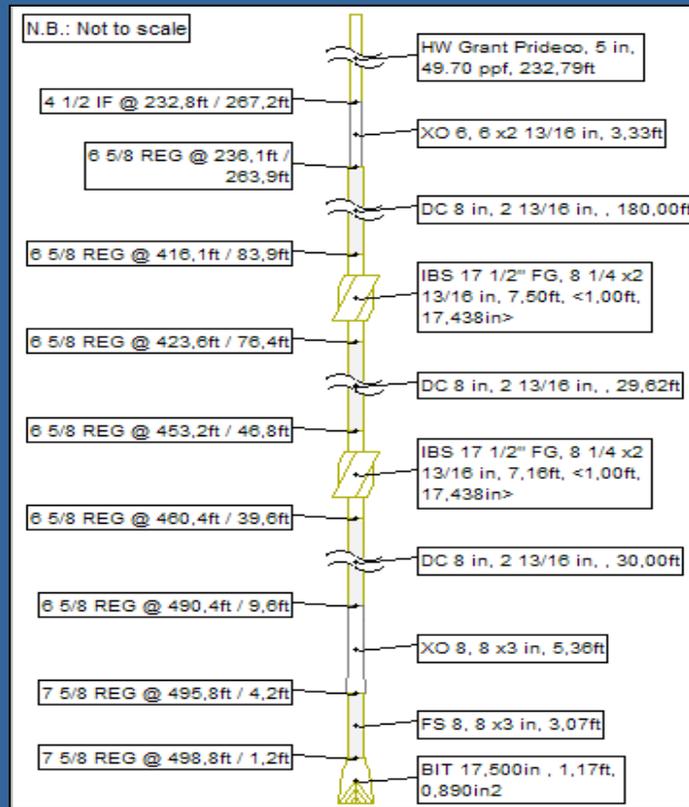
GEOMETRÍA DEL HOYO										
18	FASES DE EJECUCIÓN - PROFUNDIDAD DE TRABAJO	SIN LABOR DIRECCIONAL	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (1000' - 3000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (3000' - 6000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP HECHO A < 1000' O ENTRE 6000' - 12000'		LABOR DIRECCIONAL HECHO A 12000' - 18000'	LABOR DIRECCIONAL HECHO POR DEBAJO DE 18000'	0	0
19	POZO CON FASES COMPLEJAS	CONTROL VERTICAL	CONSTRUIR Y MANTENER ANGULO	TIPO "S" O "S" MODIFICADO (90° AL FINAL)	TRES FASES DE CAMBIO	CUATRO FASES DE CAMBIO		POZO DISEÑADO CON MÁS DE CUATRO FASE DE CAMBIO	0	0
20	ANGULO DE NAVEGACIÓN	HOYOS VERTICALES	MENOS DE 30°	30 - 45°	45 - 65°	MÁS DE 65°			0	0
21	ANTICOLISIÓN/POZOS CON SALIDA DESDE UNA MACOLLA	1 - 2 POZOS	2 - 9 POZOS	9 - 18 POZOS	18 - 30 POZOS	30 - 45 POZOS	MÁS DE 45 POZOS		0	0
22	PROFUNDIDAD MEDIDA	< 6000'	6000' - 12500'	12500' - 15000'	15000' - 18500'	18500' - 22500'	22500' - 28000'	> 28000'	1	2,3
23	HOYOS CON LONGITUD QUE NO SON ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.	LONGITUDES DE HOYOS ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.						> 1500' DE >= 32"; > 8000' DE >= 16"; > 5000' DE 6.5" O MENOS; > 3000' DE 4.5" O MENOS.	0	0
24	TOLERANCIA ENTRE DIÁMETROS DE HOYOS Y REVESTIMIENTOS.	POZO CUMPLE CON TOLERANCIA MINIMA			2" O MENOS EN REV. DE 13-3/8" - 1" O MENOS EN REV. < 13/38"	2 OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA	3 O MÁS OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA		3	9
RESULTADO TOTAL DE GEOMETRÍA DE HOYO									0,6	11,3

LOCALIZACIÓN - AMBIENTE, CONSECUENCIAS METEOROLÓGICAS										
28	CONSECUENCIAS AMBIENTALES	NO HAY LIMITACIONES DE DESCARGA	CAUSA POCO IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION		CAUSA SUSTANCIAL IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION		NO SE PERMITE DESCARGA AL AMBIENTE		5	13
29	PROFUNDIDAD DE AGUA EN LOCACIÓN	EN TIERRA	1 - 350'	350' - 1500' EN ÁREAS ADVERSAS (SELVAS, PANTANOS)	1500' - 3000'	3000' - 5000'	5000' - 7500'	> 7500'	0	0
30	CONSECUENCIA DEL AMBIENTE DE CORRIENTES O MAREAS	SIN MARULLO/CORRIENTE	1 - 1.5 NUDOS	1.5 - 2.0 NUDOS	2.0 - 3.5 NUDOS		3.5 NUDOS O REMOLINO		0	0
RESULTADO TOTAL DE LAS CONSIDERACIONES AMBIENTALES									1,7	13,0

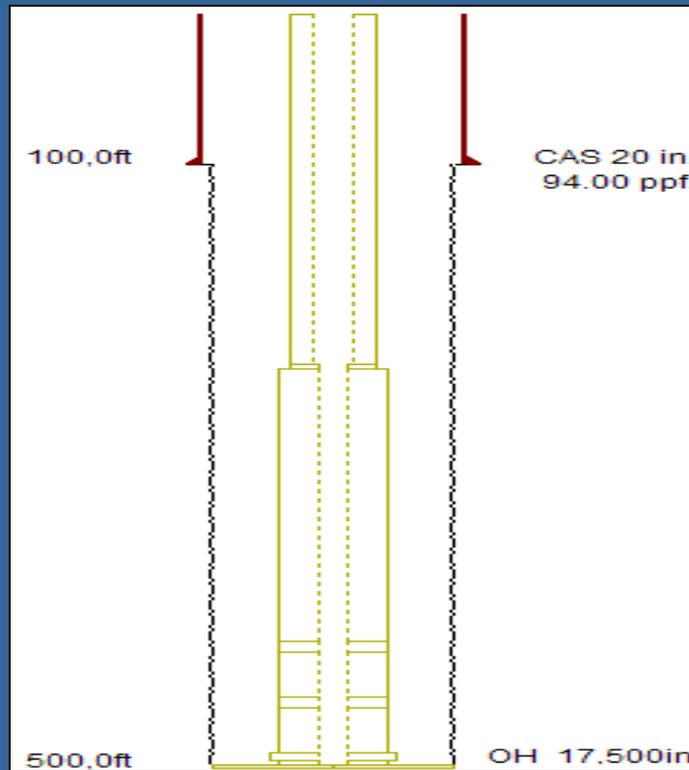
RESUMEN DE RESULTADOS	
RIESGOS DE PERFORACIÓN	64,8
INTERFASE DEL YACIMIENTO	20,0
GEOMETRÍA DEL HOYO	11,3
EQUIPO Y TECNOLOGIA	9,9
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	13,0
TOTAL	119,0

APÉNDICE C

Configuración del BHA

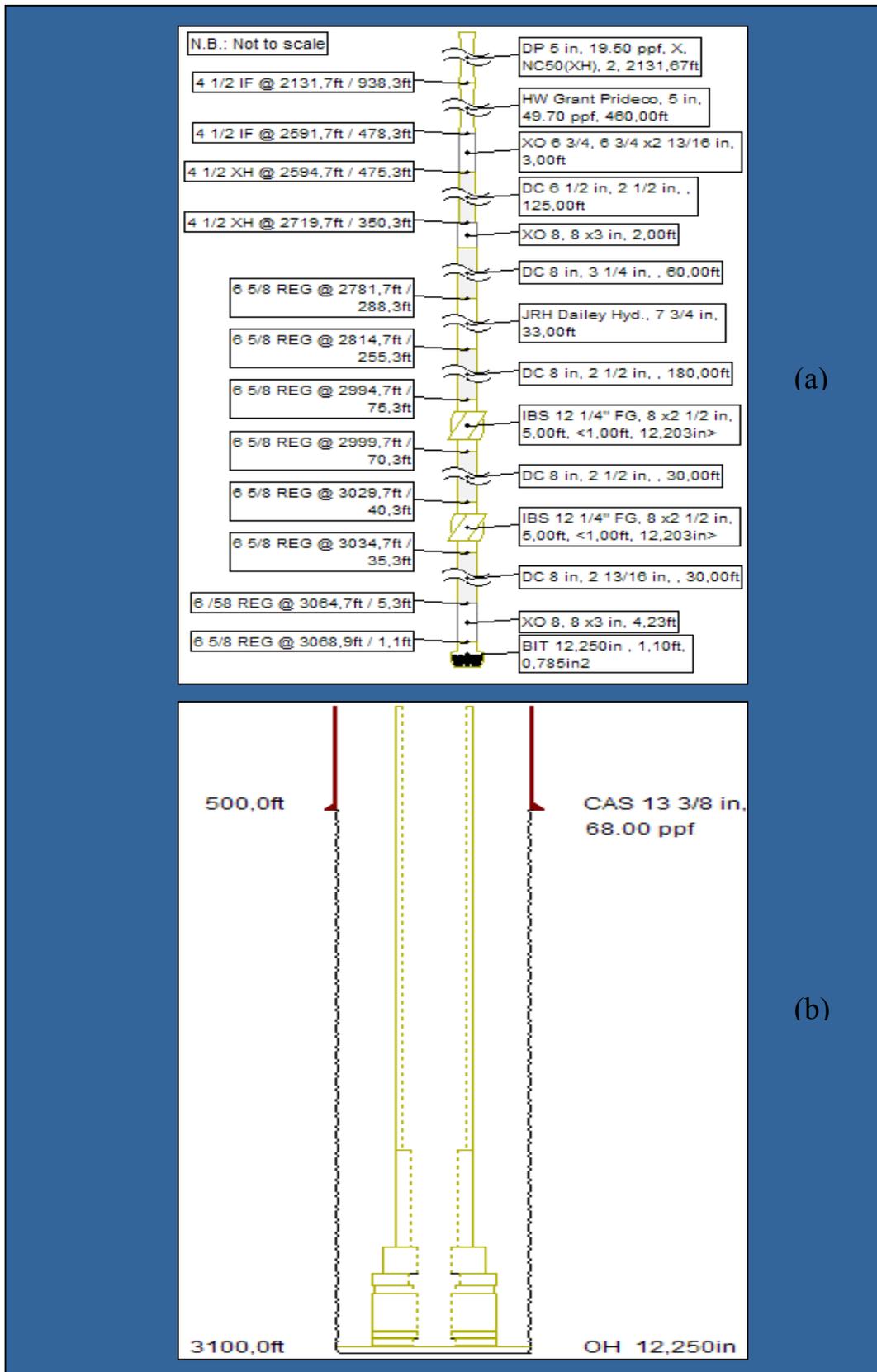


(a)

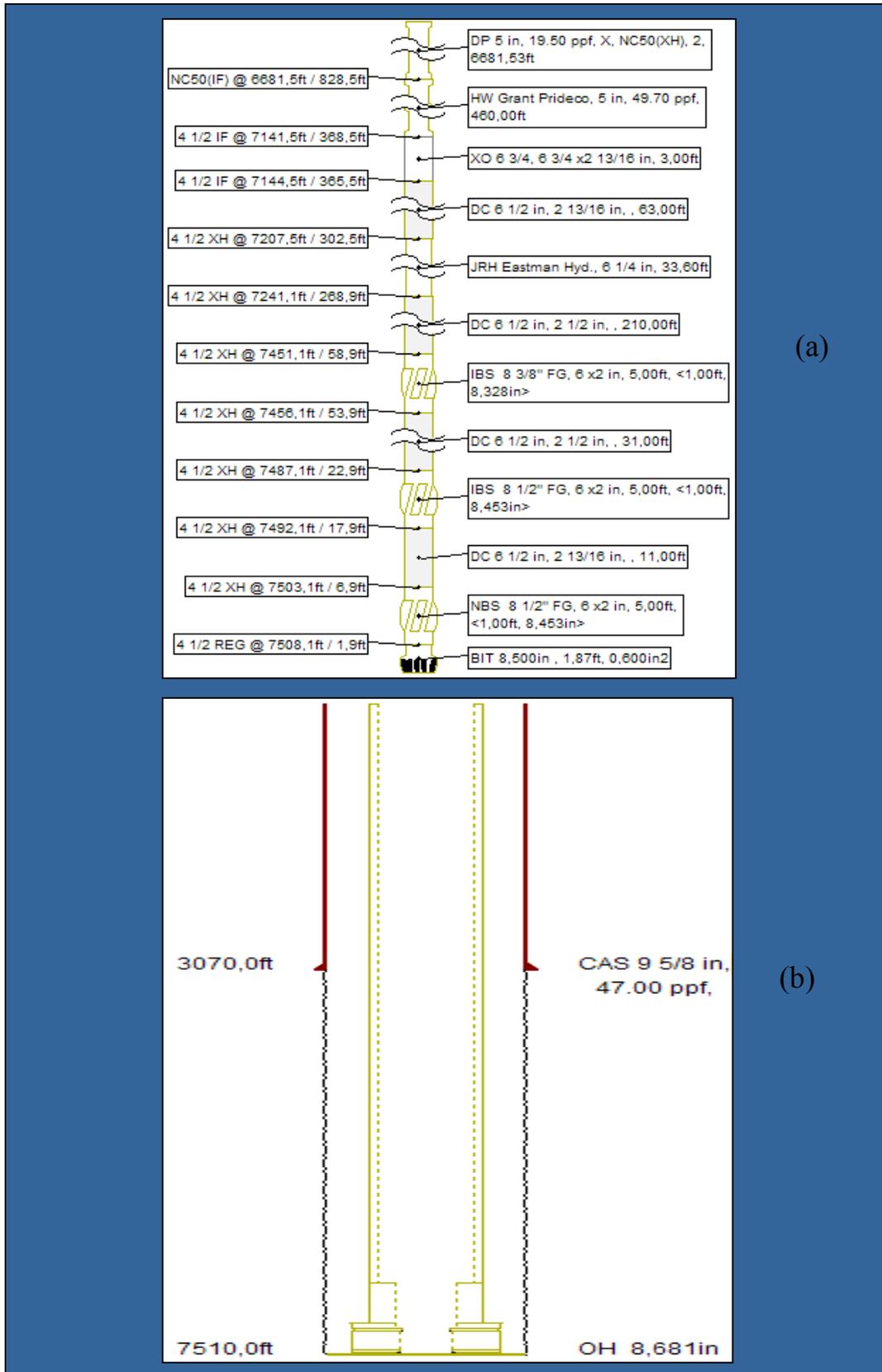


(b)

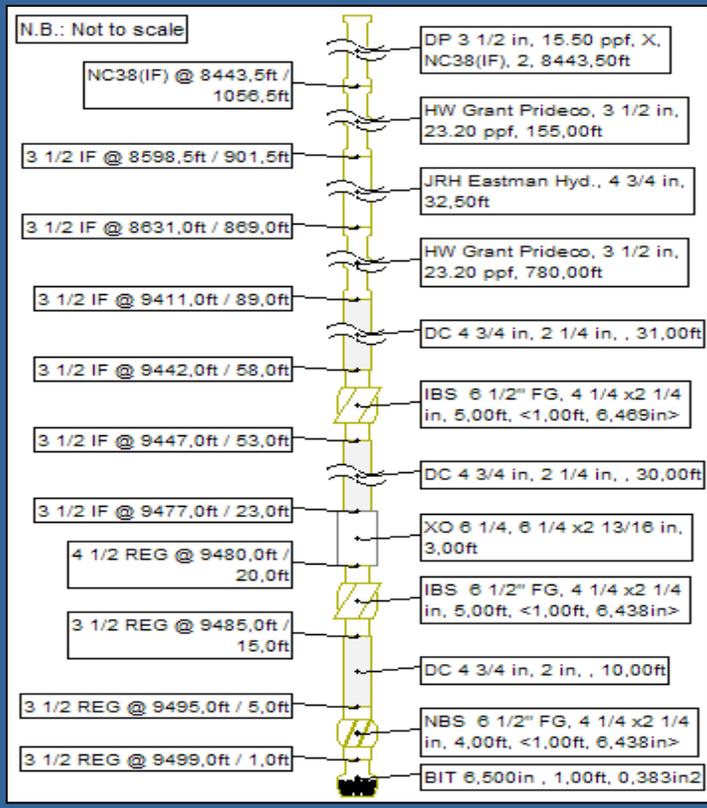
Configuración de los ensamblajes de fondo (a) y del tamaño del hoyo conductor (b)



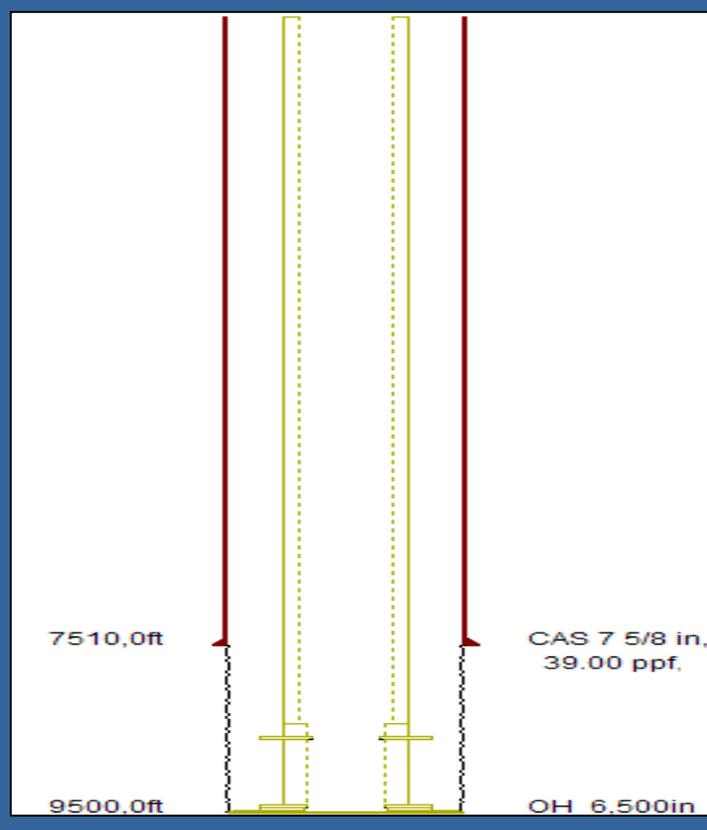
Configuración de los ensamblajes de fondo (a) y del tamaño del hoyo de superficie (b)



Configuración de los ensamblajes de fondo (a) y del tamaño del hoyo intermedio (b)



(a)



(b)

Configuración de los ensamblajes de fondo (a) y del tamaño del hoyo productor (b)

APÉNDICE D

Encuestas

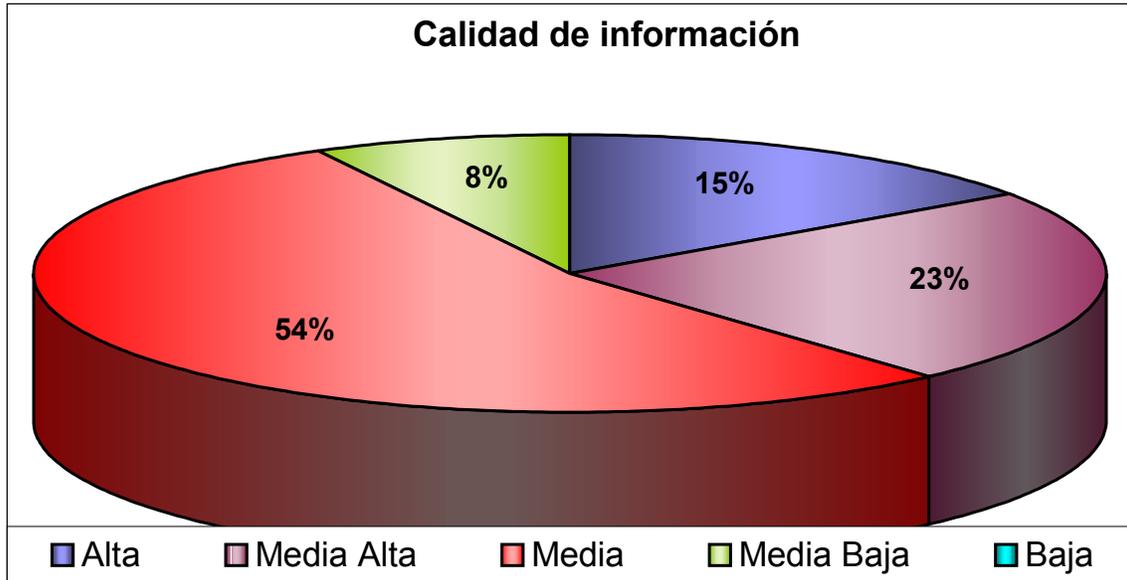


Gráfico circular de los resultados de la encuesta, en cuanto a la calidad de la información recolectable actualmente.

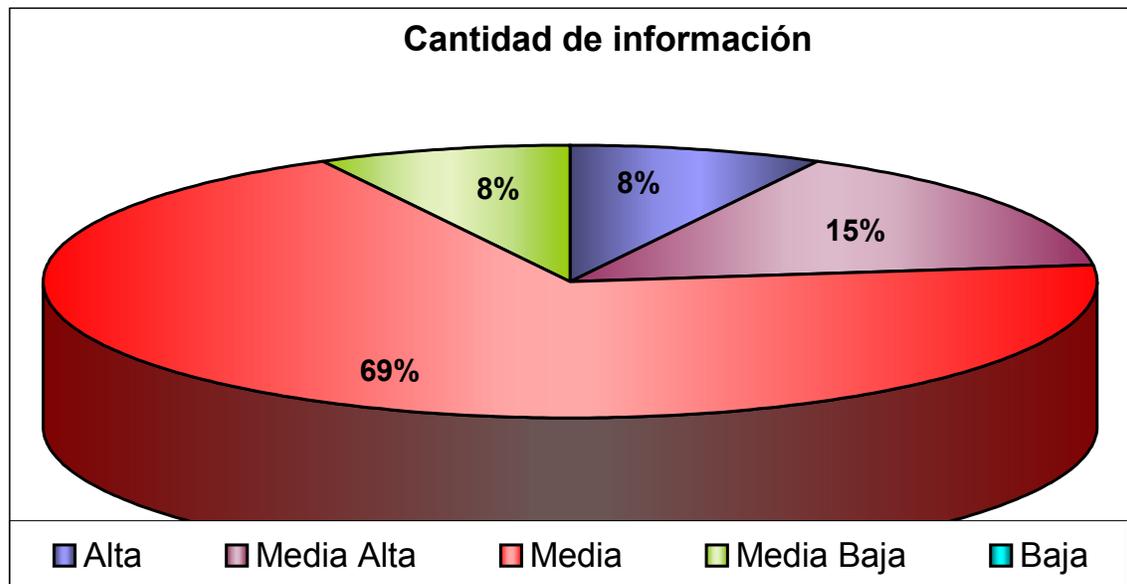


Gráfico circular de los resultados de la encuesta, en cuanto a la cantidad de Información recolectable actualmente

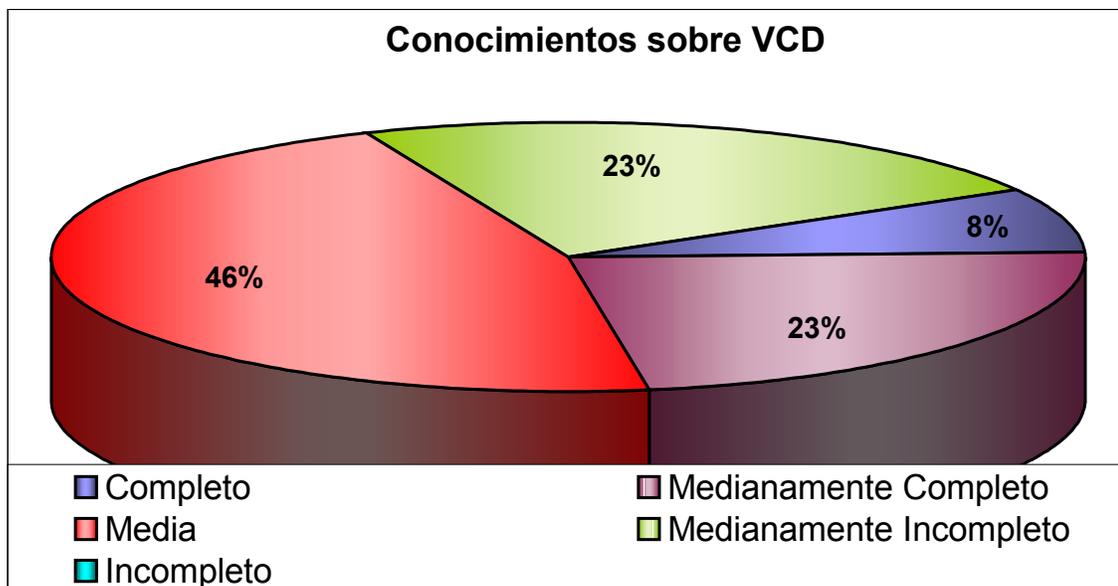


Gráfico circular de los resultados de la encuesta, en cuanto a los conocimientos del personal del área acerca de la metodología VCD.

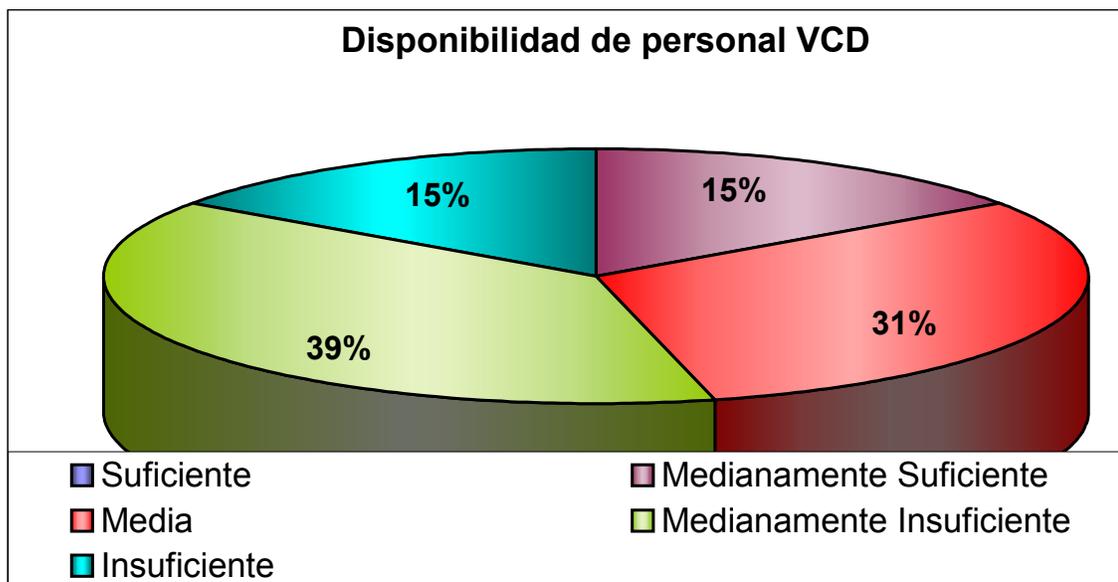


Gráfico circular de los resultados de la encuesta, en cuanto a la disponibilidad de personal dedicado a la aplicación de la metodología VCD

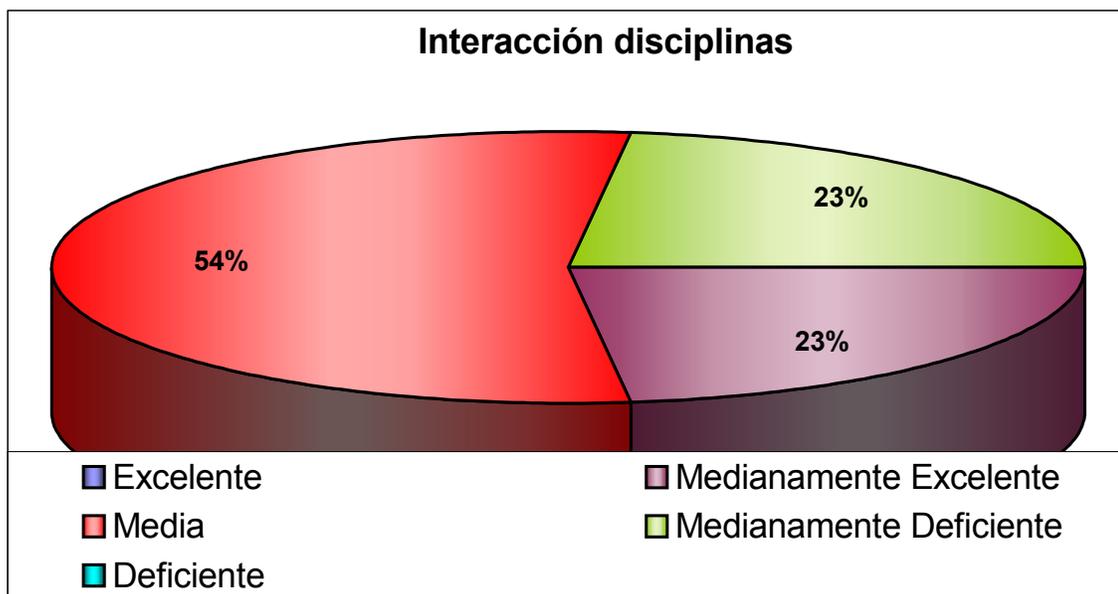


Gráfico circular de los resultados de la encuesta, en cuanto a la interacción de las distintas disciplinas

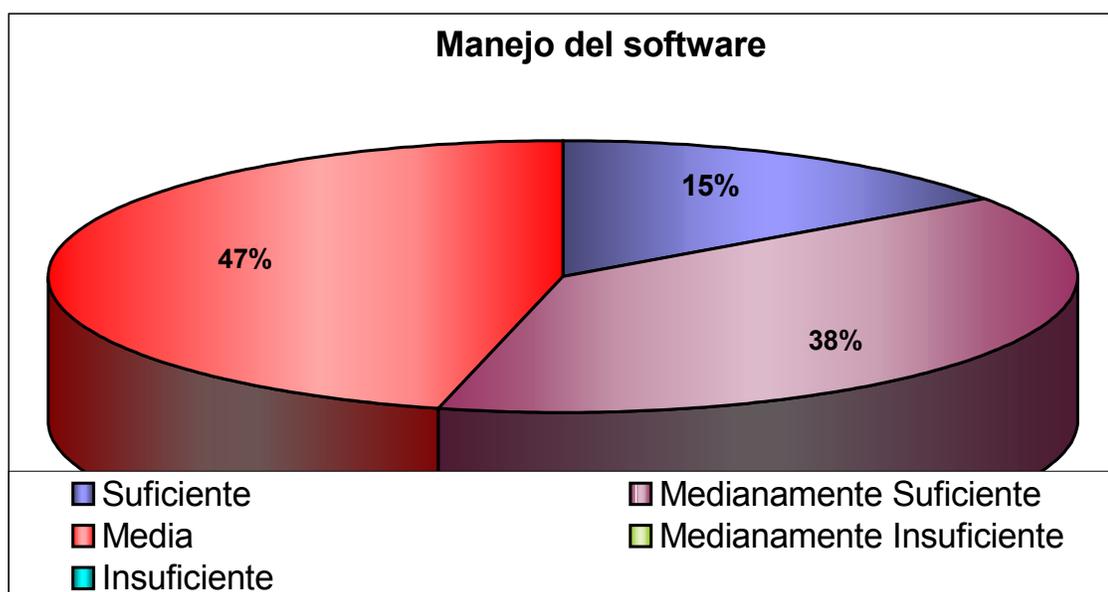


Gráfico circular de los resultados de la encuesta, en cuanto a manejo de las aplicaciones de ingeniería

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA [5 | 4 | 3 | 2 | 1] BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA [5 | 4 | 3 | 2 | 1] BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS [5 | 4 | 3 | 2 | 1] INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE [5 | 4 | 3 | 2 | 1] INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE [5 | 4 | 3 | 2 | 1] DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE [5 | 4 | 3 | 2 | 1] INSUFICIENTE

•Otros (especifique): _____

MÁXIMO [5 | 4 | 3 | 2 | 1]
MÍNIMO [5 | 4 | 3 | 2 | 1]

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

- Insuficiencia de personal altamente capacitado para VCD y Operaciones.

- Definición de objetivos, metas e indicadores de gestión.

- Promoción del concepto y éxitos iniciales que justifiquen la metodología.

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquin, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

- La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA	5	4	3	2	1	BAJA
------	---	---	---	---	---	------

- La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA	5	4	3	2	1	BAJA
------	---	---	---	---	---	------

- Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS	5	4	3	2	1	INCOMPLETOS
-----------	---	---	---	---	---	-------------

- La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE	5	4	3	2	1	INSUFICIENTE
------------	---	---	---	---	---	--------------

- La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE	5	4	3	2	1	DEFICIENTE
-----------	---	---	---	---	---	------------

- El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE	5	4	3	2	1	INSUFICIENTE
------------	---	---	---	---	---	--------------

- Otros (especifique): CARGA DATOS EN EL TALADRO

MÁXIMO	5	4	3	2	1	MÍNIMO
	5	4	3	2	1	

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

- PERICIA DEL PERSONAL QUE INTRODUCE DATA EN CAMPO Y OFICINA.
- PERSONAL ASIGNADO PARCIALMENTE EN APLICACION DE METODOLOGIA TENIENDO OTRAS RESPONSABILIDADES DE CAMPO
- DISPONIBILIDAD DE INFRAESTRUCTURA Y EQUIPOS EN EL AREA OPERACIONAL PARA EL GRUPO VCD
- FALTA DE COMPROMISO CON LA METODOLOGIA.

ENCUESTA

Título del Proyecto: “Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco”

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

•Otros (especifique): _____

MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

QUE EL PERSONAL VCD DEBE ESTAR OBLIGADO EN
LAS AREAS / FALTA APOYO DENTRO DEL AREA OPERACIONAL

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

•Otros (especifique): _____

MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

Terminar de divulgar la filosofía "VCD" a todos los involucrados en el proceso.

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización El-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	--------------	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	--------------	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	3	2	1
---	--------------	---	---	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	--------------	---

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	--------------	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	--------------	---	---	---

 INSUFICIENTE

•Otros (especifique): _____

MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

Personal asignado (cantidad) y Relaciones directas con Personal de las áreas.

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1
---	---	-------------------------------------	---	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1
---	---	-------------------------------------	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	3	<input checked="" type="checkbox"/>	1
---	---	---	-------------------------------------	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	<input checked="" type="checkbox"/>
---	---	---	---	-------------------------------------

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	<input checked="" type="checkbox"/>	3	2	1
---	-------------------------------------	---	---	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1
---	---	-------------------------------------	---	---

 INSUFICIENTE

•Otros (especifique): _____

MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

*Tiempo de dedicación exclusiva no existe actualmente
No se tiene bien arraigado el concepto de mesa de trabajo*

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización El-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• Otros (especifique): conviabilidad de las herramientas

MÁXIMO

5	4	X	3	2	1
---	---	---	---	---	---

 MÍNIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

Falta de personal, por mesa de Trabajo, netamente abocado al diseño del V.C.D.

ENCUESTA

Título del Proyecto: “Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco”

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

•Otros (especifique): _____

MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

disponibilidad de Personal es la mayor dificultad actualmente para la aplicación de la metodología VCD

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización EI-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

- La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:
ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA
- La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:
ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA
- Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:
COMPLETOS

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INCOMPLETOS
- La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:
SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE
- La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:
EXCELENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 DEFICIENTE
- El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:
SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE
- Otros (especifique): _____

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

Insuficiente número de personas en las mesas de trabajo.

Compromiso del cliente con la metodología.

ENCUESTA

Título del Proyecto: "Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización El-JX del Campo San Joaquin, Distrito Anaco"

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

- La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA 5 4 3 2 1 BAJA
- La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA 5 4 3 2 1 BAJA
- Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS 5 4 3 2 1 INCOMPLETOS
- La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE 5 4 3 2 1 INSUFICIENTE
- La interacción entre los grupos multidisciplinarios (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE 5 4 3 2 1 DEFICIENTE
- El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE 5 4 3 2 1 INSUFICIENTE
- Otros (especifique): CREDIBILIDAD VCD
CONFIANZA VCD

MÁXIMO 5 4 3 2 1 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

Mal manejo de la metodología de parte de
trabajo, involucramiento por parte del líder
de la prueba. Falta de confianza y credibilidad

ENCUESTA

Título del Proyecto: “Aplicación de la Metodología VCD, en la elaboración del programa de perforación de la localización El-JX del Campo San Joaquín, Distrito Anaco”

La presente encuesta se realiza con la finalidad de medir los principales aspectos que pudieran afectar el correcto desarrollo de la metodología VCD en la planificación de los proyectos de construcción de pozos del área, de manera que puedan establecerse recomendaciones en este trabajo de grado, que ayuden a mejorar los procesos de implantación de la metodología propuesta por la Gerencia de Perforación de PDVSA.

En este sentido, agradecemos la colaboración que puedan prestarnos.

1. De acuerdo a su experiencia, ¿Qué ponderación daría Usted, a los factores que están afectando actualmente la aplicación de la Metodología VCD en la planificación de un proyecto de perforación?

• La cantidad de información global necesaria para la aplicación de la metodología, que puede recopilarse actualmente es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• La calidad de la información recopilada actualmente para la aplicación de la metodología es:

ALTA

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 BAJA

• Los conocimientos del personal acerca del dominio de la metodología, al igual que los factores inherentes a ella son:

COMPLETOS

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INCOMPLETOS

• La disponibilidad del personal, en función de las necesidades requeridas para la aplicación de la metodología, es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• La interacción entre los grupos multidisciplinares (EI, UEY, VCD, Perforación,...) es:

EXCELENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 DEFICIENTE

• El manejo de las herramientas de Planificación (Compass, Casing Seat,...) por parte del personal involucrado en el proceso es:

SUFICIENTE

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 INSUFICIENTE

• Otros (especifique): Manejo eficiente del DFW, como herramienta de Trabajo (Datos operacional).

MÁXIMO

5	4	3	2	1
---	---	---	---	---

 MÍNIMO

2. Según su opinión, ¿Qué barreras existen en la implantación del proceso, que impiden el mejor desenvolvimiento de la Metodología VCD?

1. Captación de recurso humano con capacidad y destreza en el conocimiento de todas las fases del proceso.

2. Convientización (100%) del personal responsable de la carga.