

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL PROYECTO SLE-2-01 DEL DISTRITO LAGUNILLAS DE LA DIVISIÓN OCCIDENTE DE LA UNIDAD DE NEGOCIO DE PRODUCCIÓN DE PDVSA EP

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Aguilar A. Víctor J.,
Díaz P. Gabriel.

Caracas, Octubre 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL PROYECTO SLE-2-01 DEL DISTRITO LAGUNILLAS DE LA DIVISIÓN OCCIDENTE DE LA UNIDAD DE NEGOCIO DE PRODUCCIÓN DE PDVSA EP

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Ricardo García

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Aguilar A. Víctor J.,
Díaz P. Gabriel.

Caracas, Octubre 2002

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todo poderoso, por darme el don más preciado La Vida y por guiarme por el camino del bien, escuchándome cada vez que lo necesite, y a ti también Divino Niño.

A mi mama Yudid Acosta de Aguilar por apoyarme, guiarme y comprenderme en todos y cada uno de los momentos de mi vida, asimismo por enseñarme los más francos y verdaderos valores humanos. TODO LO QUE SOY AHORA TE LO DEBO A TI.

A mi hermano Víctor Manuel por brindarme todo su amor y comprensión. A mi abuela Carmen por consentirme, quererme, guiarme y apoyarme, y a toda mi familia en general, por haber estado siempre cada vez que los necesite y apoyarme todo el tiempo.

Quiero agradecer a todos los profesores de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela por su invaluable tarea de impartir conocimiento y ética para forjar hombres y mujeres de provecho. Agradezco a mi tutor académico Norberto Bueno por sus consejos, enseñanzas tanto profesionales como personales.

A mi tutor industrial Ricardo García, a los ingenieros José Pérez, José Luis Romero, Carlos Rojas, a los Geólogos Julio Castillo y Rosemary Villalobos, por habernos brindado todo su apoyo y comprensión. Al equipo VCD Lagunillas y Todo PDVSA por habernos brindado la oportunidad de trabajar con ustedes.

Especialmente al Ing. Freddy Pérez, Alexander Castaño y Javier Ramírez por haber prestado atención a todos nosotros e interesarse por nuestra capacitación, asimismo a PDVSA por darnos esta oportunidad; gracias por confiar.

A mis buenos amigos Daniel León, José Patiño, Gabriel Díaz, Salvador Pérez y a todos los demás (H,O,F,M,M,M,A,E,M.M,N,W,L,D,V,S,E,G,J,S,A,M,L,L,P), por haber estado hay en todo momento cada vez que lo necesite, y ayudarme a crecer tanto personal como profesionalmente. Asimismo a mis amigos del colegio y liceo (L,O,J,W,A,J,A,S,J) los cuales son parte importante en mi vida.....Gracias a Todos

Víctor Aguilar.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios por haberme otorgado la energía de la vida y haber escuchado mis ruegos y oraciones.

A mi madre Yadira C. Perales B. y a mi padre Cipriano A. Díaz V. por haberse dedicado hacer de mi un hombre con valores, haber construido con mucho esfuerzo el camino hacia mi educación, haberme permitido vivir en un ambiente de amor y comprensión familiar. A mi hermana Nenya Díaz P. por ser comprensiva en todo momento. Agradezco a toda mi familia por servirme de apoyo y haberme ayudado en los momentos que más los necesite.

Agradezco muy especialmente a mi novia Gabriela A. García A. por su comprensión y cariño. A mis buenos amigos José Gregorio Lara, Víctor Aguilar, Daniel León, José Patiño, Henry Ramírez, José Miguel Becerra, Alejandro Iacutone, Ali Vizcaya, Salvador Pérez, Pedro Galindo, Henry Gómez (Chachi), José Francisco Álvarado y muchos otros compañeros de clases y de faenas (A, O, F, E, A, H, M, N, W, L, H, N, H, E, J, J, S, M, A, ...) que me sería imposible nombrarlos a todos en estas líneas, por haberme ayudado a crecer personal y académicamente.

A mi tutor académico Prof. Norberto Bueno por el apoyo y consejos dado durante la realización de este trabajo. A la corporación PDVSA por haberme permitido vivir esta experiencia, a mi tutor industrial Ing. Ricardo García y a los Ingenieros José Pérez, José Luis Romero, Carlos Rojas, y a los geólogos Rosemary Villalobos y Julio Castillo por la dedicación y apoyo brindado para con nosotros. Al equipo VCD Dtto. Lagunillas por haberme permitido compartir con ellos. Especial agradecimiento al Ing. Freddy Pérez, Alexander Castaño y Javier Ramírez; por su comprensión y esfuerzo para lograr la capacitación de todos nosotros.

Agradezco a los profesores de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, por compartir sus conocimientos y sabiduría con el objetivo de formar hombres y mujeres de provecho para la sociedad.....GRACIAS A TODOS.

Gabriel Díaz P.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi mamá por ser la persona con la cual e contado para todo y ha hecho de mi todo lo que soy y podré ser, por darme los consejos más sabios cuando más lo necesite y escucharme en todo momento, asimismo por entregarme su vida para que a mi ni a mi hermano nos falte nada y vernos felices siempre.

A mi papá por guiarme desde donde este, sé de verdad que me estás vigilando y ayudando.

Víctor Aguilar.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia por haber estado siempre conmigo.

Gabriel Díaz P.

Aguilar A., Víctor J.

Díaz P. Gabriel

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN,
CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL
PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL PROYECTO
SLE-2-01 DEL DISTRITO LAGUNILLAS DE LA DIVISIÓN OCCIDENTE DE LA
UNIDAD DE NEGOCIO DE PRODUCCIÓN DE PDVSA EPM**

**Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno. Tutor Industrial: Ing. Ricardo García.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. 2002, 318 p.**

Palabras Claves: Proyecto, metodología, perforación, Sur del Lago de Maracaibo.

Resumen. El siguiente trabajo tiene como objetivo aplicar la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación del proyecto SLE-2-01, en el área Sur del Lago de Maracaibo. Dicha metodología consiste principalmente en la participación desde el inicio hasta el fin de todos los actores involucrados en cada una de las fases del proyecto, de manera de que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere; y participen desde aguas arriba en una mesa de trabajo, la cual es un esquema laboral flexible que permite la interacción de todos, enfocados bajo un único objetivo: el éxito del proyecto. De esta forma, se establece un proceso sistemático para la evaluación y selección de propuestas de perforación de pozos petroleros, basados en la predicción del rendimiento y potencial del pozo, como parte de un conjunto que incluye al yacimiento, al pozo como tal y las instalaciones de producción en superficie.

A través de la Metodología VCD se supera cada una de las etapas de la perforación de un pozo, desde un punto de vista macro hasta lograr un detalle, tanto en el diseño como en las operaciones de ejecución. En primer lugar, se definió el uso y tipo de pozo y luego se plantearon los objetivos que manejan la Corporación, los de la Unidad de Exploración y finalmente los objetivos de la Gerencia de Perforación como tal. Luego de evaluar los objetivos de todos los involucrados, se contabilizó la complejidad del proyecto, por medio de las Matriz de Yacimiento y Matriz de Pozo, que arrojan como resultado valores

numéricos denominados índices de complejidad, con los que se mide el grado de definición de cada una de las variables, que tienen mayor impacto en la perforación de un pozo y en la caracterización de los fluidos y rocas del yacimiento.

Antes de comenzar la fase de Conceptualización, se realizó un análisis de la geología y de las propiedades de las rocas y de los fluidos del área del Sur del Lago, y se recopiló información de los pozos vecinos a la localización, con el objetivo de realizar un resumen operacional de cada uno de ellos y de estimar el tiempo promedio de perforación de un pozo en esta área.

Basados en los resultados obtenidos de las matrices y de acuerdo al grado de incertidumbre en que este inmerso el proyecto, se comienza con la primera fase de diseño de la arquitectura del pozo (Ingeniería Conceptual), la cual comprende un estudio de opciones en cuanto a la visión y definición de la geometría de los hoyos y revestidores, tipos de fluidos y completación final del pozo, de acuerdo a la realización o no, de un posible fracturamiento hidráulico. Se estimó la presión de poro y fractura por medio de los registros sísmico, densidad y “gamma ray”, utilizando la herramienta PFAS. En la Ingeniería Básica, se aplicaron el conjunto de herramientas para el diseño mecánico del pozo, entre las cuales se tiene: “Compass”, para establecer la trayectoria del pozo y evitar posibles colisiones; “Casing Seat”, para visualizar los puntos de asentamiento de los revestidores y “Stress Check”, que permite hacer la selección de los mismos según su capacidad de resistencia a los diferentes esfuerzos a que serán sometidos. De igual forma se plantea la procura de materiales, se hizo un estimado (Clase III) de costo y tiempo de ejecución del proyecto, basados en las mejores prácticas de los pozos vecinos. En la Ingeniería de Detalle se afinan todos los parámetros de diseño de la arquitectura del pozo, se definen los registros y núcleos a ser tomados y se profundiza en una estimación Clase II de costo y tiempo. Luego se estableció operacionalmente las posibles intervenciones futuras en el pozo, para cambios en la completación, requerimientos de métodos secundarios de producción, re-conceptualización, etc. Mientras que en el Análisis de Mantenimiento se estimó, sobre la base de la caída de producción de los pozos vecinos, la frecuencia y el tipo de trabajo a que será sometido el nuevo pozo a perforarse. Finalmente, se realizó un programa para cada fase de ejecución del pozo; y se presenta un Análisis de Rentabilidad que comprende los riesgos asociados a la construcción del mismo y una evaluación económica del proyecto.

ÍNDICE	Pág.
AGRADECIMIENTOS	II
DEDICATORIA	IV
RESUMEN	VI
LISTA DE FIGURAS	XVIII
LISTA DE TABLAS	XXII
INTRODUCCIÓN	XXV
I PROYECTO	1
I.1 Alcance de un proyecto	4
I.2.1 Ventajas de la planificación	5
I.2.2 Limitación de la planificación	5
I.3 Fases de un proyecto	6
I.3.1 Fase conceptual	6
I.3.2 Fase planificación	7
I.3.3 Fase ejecución	7
I.3.4 Fase completación	7
I.4 Estimados de costos de proyectos	8
I.4.1 Estimado de costo clase V (Orden de Magnitud)	8
I.4.2 Estimado de costo clase IV (Conceptual)	9
I.4.3 Estimado de costo clase III (Preliminar)	9
I.4.4 Estimado de costo clase II (Definitivo)	10
I.4.5 Estimado de costo clase I (Control)	11
I.5 Plan de ejecución del proyecto	11
I.5.1 Descripción de PEP	11
I.5.1.1 Objetivos del FEL	13
II VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE PROYECTOS (VCD)	14
II.1 Organización del VCD	16
III PERFORACIÓN	20
III.1 Teoría de perforación	21
III.1.1 Introducción	21
III.1.2 El método original o primario de perforación	21
III.1.2.1 El sistema a percusión	21
III.1.2.2 Ventajas y desventajas de la perforación a percusión	22

III.1.3 El método actual o secundario de perforación: Perforación Rotatoria	23
III.1.3.1 Perforación rotatoria (Inicio de la perforación rotatoria)	23
III.1.3.2 Selección del área a perforar	25
II.1.4 Componentes del taladro de perforación rotatoria.	25
III.1.4.1 Planta de fuerza motriz	25
III.1.4.2 Sistema de izaje	26
III.1.4.3 Sistema rotatorio	27
III.1.4.3.1 Mesa rotatoria o colisa	27
III.1.4.3.2 Junta giratoria	27
III.1.4.3.3 Junta Nelly	28
III.1.4.4 La sarta de perforación	28
III.1.4.4.1 Barrena de perforación	29
III.1.4.4.2 Tubería de lastrabarrena	29
III.1.4.4.3 Tubería de perforación	30
III.1.4.5 Sistema de circulación del fluido de perforación	31
III.1.5 El hoyo o pozo vertical	32
III.1.6 Cementación de sartas	33
III.1.6.1 Funciones de la cementación primaria	33
III.1.7 Terminación del pozo	34
III.1.7.1 Tipos de terminación	34
III.1.7.1.1 Terminación vertical sencilla	35
III.1.8 Planificación de la perforación	36
III.1.9 Peligros en las operaciones de perforación	38
III.1.9.1 Operaciones de pesca	38
III.1.9.2 Arremetida, reventón e incendio	39
II.1.10 Problemas latentes durante la abertura del hoyo	40
III.1.10.1 Lista general de los problemas operacionales de perforación	40
III.2 Aspectos a considerar en la perforación	42
III.2.1 Geomecánica de rocas	42
III.2 .1.1 Aplicaciones geomecánicas	42
III.2 .2 Gradientes de presiones	43
III.2 .2.1 Presión de poro y presión de fractura	43
III.2.2.1.1 Presión de poro o formación	43
III.2 .2.1.1.1 Presión anormal y presión subnormal	44

III.2.2.2 Presión de fractura	44
III.3 Fenómeno de arenamiento	44
III.3.1 Teorías sobre las principales causas de arenamiento	45
III.3.1.1 Operaciones de producción	45
III.3.1.2 Fuerzas de arrastres o viscosas	45
III.3.1.3 Disminución de la presión de yacimiento	46
III.3.1.4 Presencia e incremento del corte de agua	46
III.3.2 Técnicas para el control del arenamiento	46
III.3.3 Fracturamiento hidráulico	46
IV DISEÑO DE REVESTIDORES	48
IV.1 Definición y función de los revestidores	49
IV.1.1 Conductor	49
IV.1.2 Tubería de revestimiento	49
IV.1.2.1 Revestidor de superficie	49
IV.1.2.2 Revestidor intermedio, camisas de perforación	49
IV.1.2.3 Revestidor, camisa de producción	50
IV.2 Método de diseño convencional y vida de servicio	50
IV.3 Aspectos de materiales y conexiones de los tubulares	51
IV.3.1 Aspectos de los materiales	51
IV.3.1.1 Designación de las tuberías	51
IV.4 Parámetros del diseño	54
IV.5 Diseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento	57
IV.6 Condición inicial o caso de carga	59
IV.7 Consideraciones de diseño	59
IV.7.1 Consideraciones generales	63
V EVALUACIÓN ECONÓMICA	66
V.1 Conceptos básicos	67
V.1.1 Ingresos	67
V.1.2 Egresos	69
V.1.3 Indicadores Económicos	71
V.1.3.1 Indicadores Económicos dinámicos	71
V.1.3.2 Indicadores Económicos estáticos	73
V.2 Modelo Económico	74

VI METODOLOGÍA	75
VII ÁREA DE ESTUDIO	84
VII.1 Ubicación geográfica de la cuenca del Lago de Maracaibo	85
VII.2 Descripción del bloque “E”	86
VII.2.1 Antecedentes Bloque “E” Sur del Lago	86
VII.2.2 Análisis de fluidos del área	89
VII.2.3 Análisis de presión del área	90
VII.2.4 Marco estructural	92
VII.2.5 Estratigrafía	93
VII.2.5.1 Formación El Milagro- Onia	93
VII.2.5.2 Formación La Puerta	93
VII.2.5.3 Formación Lagunillas	93
VII.2.5.3.1 Miembro Bachaquero	93
VII.2.5.3.2 Miembro Laguna	94
VII.2.5.3.3 Miembro Ojeda	94
VII.2.5.3.4 Miembro Marlagó	95
VII.2.5.4 Formación La Rosa	95
VII.2.5.4.1 Miembro Santa Bárbara	96
VII.2.5.5 Formación Arenas Basales	96
VII.2.5.6 Formación Arenas Basales	97
VII.2.5.7 Formación Guasare	97
VII.2.6 Unidades sedimentarias	99
VIII REQUERIMIENTOS FUNCIONALES	103
VIII.1 Uso y tipo de pozo	104
VIII.2 Revisar los objetivos de la corporación	105
VIII.2.1 Mínimo costo y rentable	105
VIII.3 Revisar los objetivos de la Unidad de Negocio de Exploración	105
VIII.3.1 Objetivo Estratégico	107
VIII.4 Revisar los objetivos de la perforación	107
IX MATRICES DE COMPLEJIDAD DE POZO Y YACIMIENTO	108
IX.1 Resultados de los índices de complejidad para la localización SLE-2-01	112
IX.1.1 Conclusiones de las métricas de yacimiento y pozo	112
IX.1.1.1 Métricas de yacimiento	112
IX.1.1.2 Métricas de pozo	113

IX.2 Enlace de la metodología VCD con la matriz de complejidad de pozo y matriz de yacimiento	113
X POZOS VECINOS	116
X.1 Stick Chart	117
X.2 Análisis de pozos Vecinos	117
X.2.1 Pozo SLE-01	117
X.2.1.1 Historia de producción	118
X.2.1.2 Actividades realizadas en el pozo	119
X.2.2 Pozo SLE-02	119
X.2.2.1 Historia de producción	119
X.2.2.2 Actividades realizadas en el pozo	121
X.2.3 Pozo SLE-03	121
X.2.3.1 Historia de producción	121
X.2.3.2 Actividades realizadas en el pozo	122
X.2.4 Pozo SLE-04	122
X.2.4.1 Historia de producción	122
X.2.4.2 Actividades realizadas en el pozo	123
X.2.5 Pozo SLE-05	123
X.2.5.2 Actividades realizadas en el pozo	123
X.2.6 Pozo SLE-06	124
X.2.6.1 Historia de producción	124
X.2.6.2 Actividades realizadas en el pozo	125
X.3 Análisis de tiempos	125
X.4 Distancia de los pozos más cercanos a la localización	131
X.5 Mejores prácticas para trabajos futuros	132
XI INGENIERÍA CONCEPTUAL (ESTUDIO DE OPCIONES)	133
XI.1 Gradiente de poro, fractura y temperatura	134
XI.1.1 Gradiente de poro	134
XI.1.2 Gradiente de fractura	135
XI.1.2.1 Método de Eaton	135
XI.1.3 Gradiente de temperatura	137
XI.2 Presión de fondo fluyente de diseño y método de producción	138
XI.3 Caracterización de fluidos y rocas	138
XI.4 Planes para trabajos de estimulación, inyección y levantamiento	139

XI.5 Prognosis de los intervalos productores	139
XI.6 Requerimiento de monitoreo de fondo y superficie	139
XI.7 Aplicación de nuevas tecnologías	139
XI.8 Visión y definición de la completación mecánica preliminar	139
XI.9 Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.	139
XI.10 Visión del dimensionamiento de revestidores	140
XI.11 Visión y definición de la geometría de los hoyos	140
XI.12 Visión y definición del uso de fluido, mechas y ensamblajes de fondo	140
XI.12.1 Visión y definición del uso de fluido	140
XI.12.2 Visión y definición del uso de las mechas	141
XI.12.3 Visión y definición del uso de ensamblaje de fondo	141
XI.13 Visión y definición de la estrategia de negocio	141
XI.14 Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operaciones	141
XI.14.1 Análisis conceptual de construcción	141
XI.14.2 Análisis conceptual de mantenimiento	142
XI.14.3 Análisis conceptual de operaciones	142
XI.15 Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos	142
XII INGENIERÍA BÁSICA	143
XII.1 Diseño básico de la arquitectura del pozo	144
XII.1.1 Diseño de la completación	144
XII.1.2 Diseño de la trayectoria	144
XII.1.2.1 COMPASS	144
XII.1.2.1.1 Planificación “Planning”	145
XII.1.2.1.2 Medición de desviación “Survey”	145
XII.1.2.1.3 Colisión entre pozos “Anticollision”	145
XII.1.2.2 Trayectoria del pozo de la localización SLE-2-01	146
XII.1.3 Diseño de revestidores	146
XII.1.3.1 Casing Seat	147
XII.1.3.2 Stress Check	147
XII.1.3.3 Diseño de revestidores para el pozo de la localización SLE-2-01	148
XII.1.4 Diseño de Hoyos	159
XII.1.5 Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc.	150
XII.1.6 Diseño general de fluido, cementación, mechas, sartas, cañoneo, etc.	151
XII.1.6.1 Diseño general de fluido	151

XII.1.6.2 Diseño general de la cementación	151
XII.1.6.3 Diseño general de las mechas	152
XII.1.6.4 Diseño general de sartas	155
XII.1.6.5 Diseño general del cañoneo	158
XII.2 Estimación de base de conocimiento (competencias requeridas)	158
XII.3 Estimación de tiempo y costos	159
XII.3.1 Estimación de tiempo	159
XII.3.2 Estimación de costos	160
XII.4 Estrategia de contratación y preselección de empresas	160
XII.5 Análisis general de operación, mantenimiento y construcción	161
XII.5.1 Análisis general de operación	161
XII.5.2 Análisis general de mantenimiento	161
XII.5.3 Análisis general de construcción	161
XII.6 Tramitar permisología y aprobaciones	161
XII.7 Revisión y diseño de la localización	162
XII.8 Procura de materiales de largo tiempo de entrega	163
XIII INGENIERÍA DE DETALLE	164
XIII.1 Diseño detallado de la arquitectura del pozo	165
XIII.1.1 Diseño detallado de la completación	165
XIII.1.2 Diseño detallado de la trayectoria	167
XIII.1.3 Diseño detallado de los revestidores	168
XIII.1.4 Diseño detallado de la geometría de hoyos	181
XIII.1.5 Diseño detallado de los fluidos de perforación	183
XIII.1.5.1 Diseño por hoyo	183
XIII.1.5.1.1 Hoyo de superficie 17 ½"	184
XIII.1.5.1.1.1 Riesgos potenciales	184
XIII.1.5.1.1.2 Recomendaciones	184
XIII.1.5.1.1.3 Programa de fluidos	184
XIII.1.5.1.2 Hoyo intermedio 1, 12 ½"	185
XIII.1.5.1.2.1 Riesgos potenciales	185
XIII.1.5.1.2.2 Recomendaciones	185
XIII.1.5.1.2.3 Programa de fluidos	185
XIII.1.5.1.3 Hoyo intermedio 2, 8 ½"	187
XIII.1.5.1.3.1 Riesgos potenciales	187

XIII.1.5.1.3.2 Recomendaciones	187
XIII.1.5.1.3.3 Programa de fluidos	187
XIII.1.5.1.4 Hoyo de producción 6 ½"	188
XIII.1.5.1.4.1 Riesgos potenciales	188
XIII.1.5.1.4.2 Recomendaciones	188
XIII.1.5.1.4.3 Programa de fluidos	188
XIII.1.5.2 Recomendaciones generales	189
XIII.1.5.3 Equipos de control de sólidos	190
XIII.1.6 Diseño detallado de la cementación	191
XIII.1.6.1 Características y componentes de las lechadas por hoyo	192
XIII.1.7 Diseño detallado del cañoneo	193
XIII.1.8 Programa detallado de registros y núcleos	194
XIII.1.8.1 Hoyo de 17 ½"	194
XIII.1.8.2 Hoyo de 12 ¼"	194
XIII.1.8.3 Hoyo de 8 ½"	195
XIII.1.8.4 Hoyo de 6 ½"	195
XIII.1.8.5 Hoyo revestido	195
XIII.2 Equipo de trabajo y sus roles	196
XIII.3 Estructura de conocimiento (competencias requeridas)	196
XIII.4 Estimación de tiempo y costos	199
XIII.4.1 Estimación de tiempo	199
XIII.4.2 Estimación de costos	201
XIII.5 Integración del programa de perforación (ejecución)	203
XIII.5.1 Programa de perforación detallado por actividad	203
XIII.5.1.1 Resumen de secuencia de perforación	204
XIII.5.1.1.1 Hoyo de 17 ½"	204
XIII.5.1.1.1.1 Resumen del procedimiento de perforación	204
XIII.5.1.1.1.2 Notas	204
XIII.5.1.1.1.3 Revestidor de 13 3/8"	204
XIII.5.1.1.2 Hoyo de 12 ¼"	205
XIII.5.1.1.2.1 Resumen del procedimiento de perforación	205
XIII.5.1.1.2.2 Notas	206
XIII.5.1.1.2.3 Revestidor de 9 5/8"	206
XIII.5.1.1.3 Hoyo de 8 ½"	207

XIII.5.1.1.3.1 Resumen del procedimiento de perforación	207
XIII.5.1.1.3.2 Notas	208
XIII.5.1.1.3.3 Liner de 7 5/8"	208
XIII.5.1.1.4 Hoyo de 6 1/2"	209
XIII.5.1.1.4.1 Resumen del procedimiento de perforación	209
XIII.5.1.1.4.2 Notas	210
XIII.5.1.1.4.3 Liner de producción 5 1/2"	210
XIV ANÁLISIS DE OPERACIÓN	211
XIV.1 Predicción de los sistemas de operación del pozo	212
XIV.1.1 Intervención para cambio de completación por efectos energéticos	212
XIV.1.2 Requerimiento de sensor de fondo y superficie	212
XIV.2 Predicción de los principales cambios de los requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo	212
XIV.2.1 Estimulación	212
XIV.3 Re-conceptualización del pozo	213
XIV.4 Predicción de la rutina de mantenimiento	213
XV ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO	214
XV.1 Predicción de las intervenciones debido a requerimientos mecánicos	215
XV.1.1 Estimación de frecuencia	215
XV.1.2 Estimación de costos	216
XV.2 Inversión de capital en completación original para máxima estimulación versus planificar para fracturar o rehabilitar	217
XVI ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN	219
XVI.1 Programación detallada por actividad con hitos aprobatorios por comunidad de conocimiento	220
XVI.2 Estructura de recursos, competencias requeridas y roles	223
XVI.3 Estrategia de contratación y selección de empresas	224
XVI.3.1 Servicio Integral de Perforación (SIP)	224
XVI.4 Plan de Seguridad Higiene y Ambiente (SHA)	226
XVI.4.1 Control administrativo	227
XVI.4.2 Control de instalación	227
XVI.4.3 Presencia de H ₂ S	228
XVII ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	230
XVII .1 Producto de la Estimación	231

XVII .1.1 Evaluación Económica Bloque “E”	231
XVII .1.2 Evaluación Económica a la localización SLE-2-01	232
XVII .2 Análisis de Riesgo y árboles de decisión	235
CONCLUSIONES	238
RECOMENDACIONES	241
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	244
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	247
APÉNDICE A (Stick Chart)	252
APÉNDICE B (TIEMPOS)	259
APÉNDICE C (MATRICES)	266
APÉNDICE D (APLICACIONES DE INGENIERÍA)	285
APÉNDICE E (PRODUCCIÓN)	303
APÉNDICE F (MECHAS DE VECINOS)	315

LISTA DE FIGURAS

Pág.

I.1 “Stakeholders” de un proyecto	3
I.2 Esfuerzo Vs. Tiempo	6
I.3 Tipo de Estimados de Costos	8
I.4 Ciclo de Vida de un Proyecto	11
II.1 Definición VCD	15
II.2 Mesas Integradas	16
II.3 Modelo Organizacional	17
II.4 Modelo de Relaciones VCD (1)	18
II.5 Modelo de Relaciones VCD (2)	19
III.1 Componentes del Equipo de Perforación a Percusión	23
III.2 Componentes del Taladro de Perforación Rotatoria	24
III.3 Terminación Sencilla Básica, Pozo Vertical	35
III.4 Terminación Sencilla de Opción Múltiple selectiva...	35
III.5 Terminación Sencilla en Hoyo Desnudo	36
III.6 Presión Normal de Formación	44
IV.1 Tipos de Revestidores	50
IV.2 Relación entre Esfuerzo Vs. Deformación	52
IV.3 Conexión acoplada con rosca redonda	53
IV.4 Conexión “Premiun” con sello metal-metal	54
IV.5 Características típicas de una tubería	54
IV.6 Secuencias usuales de los diámetros de los revestidores y hoyos	56
IV.7 Gradiente de Presión Vs. Profundidad	57
IV.8 Profundidad Vs. Peso Equivalente de Lodo...	58
IV.9 Determinación de la profundidad de Asentamiento	58
IV.10 Representación de la dirección de fuerzas de colapso	60
IV.11 Representación de la dirección de fuerzas de estallido	61
IV.12 Efecto de Tensión	62
IV.13 Esfuerzos simultáneos que actúan en las tuberías	63
IV.14 Efecto de la temperatura	64
IV.15 Efecto de abombamiento	65
IV.16 Efecto de flexión	65
VI.1 Flujograma VCD	76

VII.1 Ubicación de la Cuenca del Lago de Maracaibo	85
VII.2 Ubicación del Bloque “E”	86
VII.3 Ubicación de los pozos en Bloque “E”	87
VII.4 Declinación Anual del Yacimiento SLE-OLI-01	88
VII.5 Comportamiento de Producción de Condensado del Yacimiento SLE-OLI-01	89
VII.6 Variación de la Gravedad API Vs. Profundidad	90
VII.7 Comportamiento de la Presión con el Tiempo	91
VII.8 Mapa Estructural (Oligoceno)	92
VII.9 Columna Estratigráfica Sur del Lago Bloque “E”	98
VII.10 Perfil de las Unidades Sedimentarias del Oligoceno...	99
VII.11 Unidades Sedimentarias del Oligoceno	100
VII.12 Columna Sedimentaria del Bloque “E”	101
VIII.1 Mapa de ubicación de la localización SLE-2-01...	104
VIII.2 Infraestructura de Producción en el área	106
IX.1 Flujoograma general de la Metodología VCD con la intervención de las Métricas de Pozo y Yacimiento	114
X.1 Ubicación de los pozos vecinos con respecto a la localización	116
X.2 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-01	127
X.3 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-03	127
X.4 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-04	128
X.5 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-05	128
X.6 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-06...	129
X.7 Comparación de las fases de cada pozo	129
X.8 Profundidad Vs. Tiempo del pozo SLE-01	130
X.9 Profundidad Vs. Tiempo del pozo SLE-06	131
XI.1 Gradientes de presión de poro y fractura	136
XI.2 Estimación de presión de poro del pozo SLE-02	137
XI.3 Gradiente de temperatura	138
XII.1 Trayectoria de los pozos	146
XII.2 Mechass Hoyo de Superficie	152
XII.3 Mechass Hoyo Intermedio 1	153
XII.4 Mechass Hoyo Intermedio 2	153
XII.5 Mechass Hoyo de Producción	154
XII.6 Fotografía de Plataforma Estándar	162

XIII.1 Completación del Pozo	166
XIII.2 Trayectoria del pozo SLE-7 de la localización SLE-2-01	167
XIII.3 Ubicación de la falla y los pozos vecinos con respecto a la localización	167
XIII.4 Puntos de Asentamiento de los Revestidores ("Casing SEAT")	168
XIII.5 Esquema Mecánico del pozo asociado a la localización SLE-2-01	169
XIII.6 Líneas de Diseño para el Revestidor de Superficie (13 3/8")	172
XIII.7 Efectos Combinados (Von Mises) en el Revestidor de Superficie	172
XIII.8 Líneas de Diseño para el Revestidor Intermedio (9 5/8")	173
XIII.9 Efectos Combinados (Von Mises) en el Revestidor Intermedio	173
XIII.10 Líneas de Diseño para el "Liner" Intermedio (7 5/8")	174
XIII.11 Efectos Combinados (Von Mises) en el "Liner" Intermedio	174
XIII.12 Líneas de Diseño para el "Liner" de Producción (5 1/2")	175
XIII.13 Efectos Combinados (Von Mises) en el "Liner" de Producción	175
XIII.14 Líneas de Diseño para el Revestidor Intermedio (9 5/8").	
Caso de fractura	176
XIII.15 Efectos Combinados (Von Mises) en el Revestidor Intermedio.	
Caso de fractura	177
XIII.16 Líneas de Diseño para el "Liner" Intermedio (7 5/8"). Caso de fractura	177
XIII.17 Efectos Combinados (Von Mises) en el "Liner" Intermedio.	
Caso de fractura	178
XIII.18 Líneas de Diseño para el "Liner" de Producción (5"). Caso de fractura	178
XIII.19 Efectos Combinados (Von Mises) en el "Liner" de Producción.	
Caso de fractura	179
XIII.20 Esquemas Mecánicos para ambos casos	180
XIII.21 Esquemas de hoyos para el caso sin fractura	181
XIII.22 Esquemas de hoyos para el caso con fractura	182
XIII.23 Fluidos de Perforación para cada hoyo	183
XIII.24 Lechadas para cada hoyo	191
XIII.25 Representación del Cañoneo	194
XIII.25 Profundidad versus tiempo estimado	201
XV.1 Curva de Producción del pozo SLE-4-2X	215
XVII.1 Árbol de decisiones	235
XVII.2 Diagrama de barras asociado al tiempo y la probabilidad (Área bajo la curva)	237

LISTA DE TABLAS

Pág.

IV.1 Relaciones de grado y resistencia de las tuberías de revestimiento	52
IV.2 Casos de carga de los revestidores	59
IV.3 Factores de Diseño PDVSA	60
VII.1 Propiedades de los fluidos por pozo	89
VII.2 Reservas asociadas a la localización SLE-2-01	102
VII.3 Promedios petrofísicos	102
IXI.1 Índices de Complejidad	111
IX.2 Resultados de los índices de complejidad (SLE-2-01)	112
X.1 Pozos Vecinos	116
X.2 Datos generales del pozo SLE-01	117
X.3 Prueba de producción pozo SLE-01	118
X.4 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-01	119
X.5 Datos generales del pozo SLE-02	119
X.6 Prueba de producción pozo SLE-02	119
X.7 Comportamiento de producción pozo SLE-02	120
X.8 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-02	121
X.9 Datos generales del pozo SLE-03	121
X.10 Prueba de producción pozo SLE-03	121
X.11 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-03	122
X.12 Datos generales del pozo SLE-04	122
X.13 Prueba de producción pozo SLE-04	122
X.14 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-04	123
X.15 Datos generales del pozo SLE-05	123
X.16 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-05	123
X.17 Datos generales del pozo SLE-06	124
X.18 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-06	125
X.19 Desplazamiento de los pozos	132
XI.1 Opciones de los diámetros de revestimientos	140
XI.2 Opciones de los diámetros de hoyos	140
XII.1 Diámetros y puntos de asentamiento	149
XII.2 Diámetros de los hoyos	150
XII.3 Diagrama ERCl hasta la fase conceptual	159

XII.4	Tiempo estimado (Clase III)	160
XII.5	Tiempo estimado (Clase III)	160
XIII.1	Punto de asentamiento de los revestidores	168
XIII.2	Especificaciones de los revestidores	171
XIII.3	Especificaciones de los revestidores para fracturamiento hidráulico	176
XIII.4	Diámetro de los hoyos (2)	181
XIII.5	Diámetro de los hoyos para fracturamiento hidráulico	182
XIII.6	Formulación del Lodo (Hoyo 17 ½")	184
XIII.7	Formulación de las píldoras	184
XIII.8	Propiedades del lodo (Hoyo 17 ½")	185
XIII.9	Formulación del lodo (Hoyo 12 ¼") 4500'-10000'	186
XIII.10	Propiedades del lodo (Hoyo 12 ¼")	186
XIII.11	Formulación del lodo (Hoyo 12 ¼") 10000'-16500'	186
XIII.12	Formulación del lodo (Hoyo 8 ½")	187
XIII.13	Propiedades del lodo (Hoyo 8 ½")	188
XIII.14	Formulación del lodo (Hoyo 6 ½")	189
XIII.15	Propiedades del lodo (Hoyo 6 ½")	189
XIII.16	Equipos de control de sólidos	190
XIII.17	Diagrama ERCI hasta la fase de definición	196
XIII.18	Tiempo estimado por fases para la localización SLE-2-01	200
XIII.19	Costos por suministros y servicios	202
XVI.1	Diagrama ERCI hasta la fase de operación	223
XVI.2	Estrategia de contratación de las empresas	224
XVII.1	Sumario de egresos (Bloque "E")	231
XVII.2	Indicadores Económicos (Bloque "E")	232
XVII.3	Sumario de Egresos para la Localización SLE-2-01	232
XVII.4	Indicadores Económicos (Localización SLE-2-01)	223
XVII.5	Estimación de VPN para distintas tasas de descuento	233
XVII.6	Sumario de egresos para la localización SLE-2-01(Máximo costo)	234
XVII.7	Indicadores Económicos para la localización SLE-2-01(Máximo Costo)	234
XVII.8	Escenarios del Árbol de Decisiones	235
XVII.9	Tiempos con riesgo asociados con la probabilidad de certeza	236

INTRODUCCIÓN

Un proyecto se concibe como una secuencia de actividades que tienden al análisis y a la búsqueda de un conjunto de datos que justifiquen, según ciertos criterios su ejecución, asimismo también se define como un proceso destinado a transformar una idea en un producto terminado, es decir, en todo proyecto existe un objetivo que alcanzar en un cierto tiempo y con un presupuesto determinado.

Para llevar a cabo un proyecto, es necesario un proceso de planificación y análisis que permita definir la estructura del mismo, partiendo de un objetivo único y acompañado de todas las actividades que se requieran, ordenadas lógicamente, indicando todos los productos solicitados y asignando responsabilidades en función de las estrategias de ejecución acordadas, con el fin de completar el proyecto bajo un marco definido de tiempo, costo y calidad.

Los objetivos de cualquier proyecto de perforación son, además de la seguridad del ambiente y el personal, llegar a los objetivos planteados al menor costo posible, en el tiempo planificado y con un potencial inicial (barriles neto de petróleo diario), económicamente rentable.

Una planificación es fuertemente respaldada por una profunda investigación, y un involucramiento de todos los responsables en la realización de un proyecto de construcción y mantenimiento de pozo, siendo en conjunto la mejor defensa para cualquier situación problemática que se pueda presentar. Cada aspecto del plan, desde la mudanza del taladro y hasta la vida operativa del pozo, debe ser diseñado para predecir y controlar estos problemas.

Debido a la importancia que tiene la planificación de proyectos de construcción y mantenimiento de pozo, la Gerencia de Perforación de PDVSA EPM, adoptó un novedoso esquema de trabajo proveniente de la Gerencia de Proyectos de Ingeniería, el cual se aplica para la planificación, ejecución y evaluación de todos sus proyectos de inversión de capital a nivel corporativo.

Por todo esto, La Gerencia de Perforación EPM, tuvo la inquietud de aplicar la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en sus proyectos en toda la corporación, con el fin de buscar la homologación del proceso o metodología de trabajo a escala nacional.

La localización SLE-2-01 a ser perforada en el Distrito Lagunillas de la División Occidente, forma parte de los proyectos que a nivel nacional, fue seleccionado con el objetivo principal de aplicar la Metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la elaboración de su programa de perforación.

La realización del programa de perforación comprende a grandes rasgos una recopilación de la información disponible en el Área de Sur del Lago de Maracaibo, un estudio de los pozos vecinos a la localización; el diseño de revestidores, completación y fluidos; estimado de costos para cada fase del proyecto y una planificación de las actividades operacionales y de mantenimiento, que se deben llevar a cabo durante la ejecución del pozo y luego de su perforación. En el diseño del pozo existe una alternativa adicional que se ajusta a los requerimientos de un Fracturamiento Hidráulico. En ambos casos, se debe tener suma precaución durante la perforación del pozo, en la identificación de los topes de las Formaciones La Rosa y Arena Basales, con el fin de afinar con precisión el punto de asentamiento de los revestidores correspondiente a estas profundidades.



CAPÍTULO I PROYECTO

(MARCO TEÓRICO)

- ✓ Tiene una finalidad. Todo proyecto obedece a propósitos u objetivos definidos, que determinan la composición, estructuración y acción del sistema. En otras palabras, los proyectos se diseñan, construyen y operan con vista a objetivos bien especificados y, sus salidas o productos deben responder a los objetivos de aquellos
- ✓ Tiene fronteras. Todo proyecto debe ser limitado para ser susceptible de análisis. Las fronteras del proyecto quedan definidas al especificarse los componentes del mismo, ya sea enunciándolas explícitamente o dando características distintivas a los mismos⁴.

En un proyecto están involucradas diversas partes “stakeholders” las cuales se muestran en la figura I.1

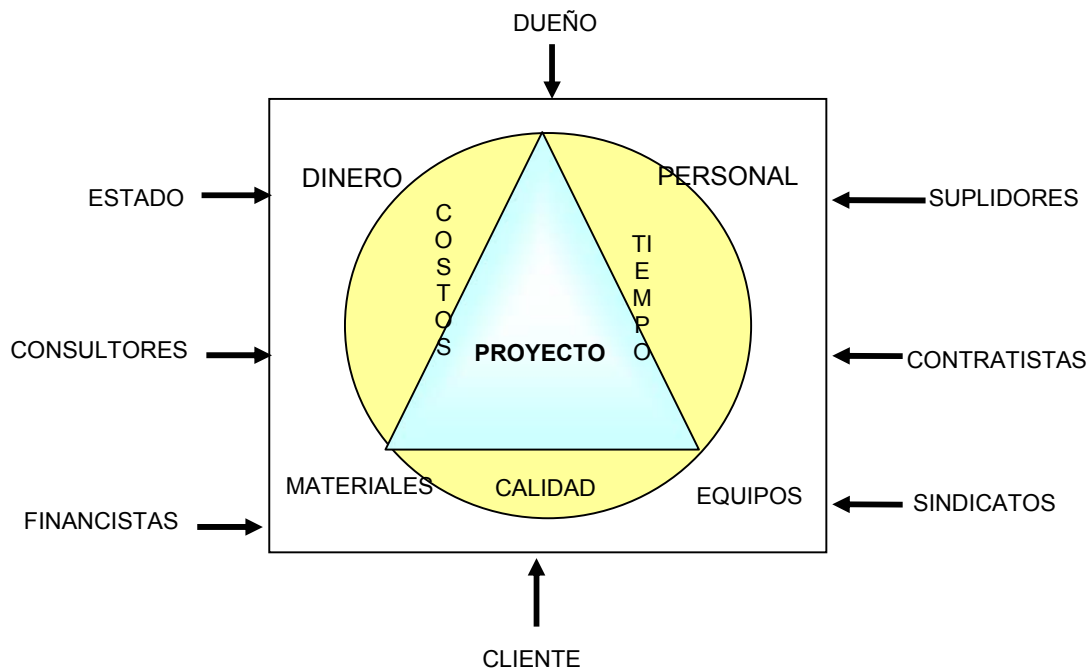


Figura I.1 “Stakeholders” de un Proyecto.²

I.1 Alcance de un Proyecto.

El alcance de un proyecto depende de identificar y asegurar la inclusión de todo el trabajo requerido para completar exitosamente el proyecto.

Para definir el alcance de un proyecto es necesario conocer:

- ✓ Objetivo del proyecto.
- ✓ Justificación del proyecto.
- ✓ Descripción de productos principales.
- ✓ Lista de sub-productos a ser entregados.
- ✓ Restricciones, preferencias del cliente.
- ✓ Suposiciones.
- ✓ Información histórica ²

I.2 Planificación de un Proyecto.

La planificación, es el proceso de análisis para estructurar el 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 en tiempo, costo y calidad ².

La planificación de proyecto es el medio más importante para:

- ✓ Organizar y decidir el trabajo.
- ✓ Asignar y definir responsabilidades
- ✓ Integrar los trabajos de las organizaciones involucradas en el proyecto.
- ✓ Establecer sistemas eficientes de comunicación.
- ✓ Estimar tiempos de iniciación y terminación
- ✓ Manejar sucesos y cambios inesperados.
- ✓ Proporcionar bases para la delegación de actividades
- ✓ Proporcionar las bases para el control presupuestario y financiero.
- ✓ Establecer bases para el auto análisis y el aprendizaje ⁴

Finalmente, y ante todo, una planificación efectiva ayuda a completar el proyecto en menos tiempo y a menor costo que cualquier otro caso.⁴

I.2.1 Ventaja de la Planificación.

- ✓ Promueve la acción consistente, integrada y definida.
- ✓ Ayuda a prever más fácilmente las crisis y evitar errores.
- ✓ Asegura la economía del proyecto con acciones decididas que evitan dificultades.
- ✓ Suministra las bases para el control físico y financiero⁴.

I.2.2 Limitaciones de la Planificación.

La planificación conlleva una serie de ventajas, pero en contraposición existen limitaciones, las cuales no inciden en si habrá o no planificación, sino más bien en la anticipación y el detalle con que se deben elaborar los planes.

Estas limitaciones pueden ser:

- ✓ Seguridad en las previsiones. Predecir es basarse en suposiciones o premisas. Todos hemos tenido que ver con pronósticos y sabemos cuán peligrosos son a veces. La mayoría de los planes están basados en un conjunto de condiciones supuestas, y solo serán útiles en la medida que éstas demuestren ser correctas, es decir, en la medida en que las condiciones futuras no puedan ser previstas, puede dudarse de la utilidad de la planificación.
- ✓ Repetición de problemas similares. Las políticas y procedimientos, son por naturaleza propia, únicamente útiles siempre que una actividad se repita una y otra vez. No se adaptan bien a la ejecución de proyectos, por lo que hay que utilizar vías alternativas para situaciones operativamente cambiantes.
- ✓ Tendencias hacia la inflexibilidad. El establecimiento de programas anticipados tiende a hacer inflexible a la gerencia. Cuanto más estrechos y detallados sean los programas tanto mayor será la inflexibilidad. Situación que no debe ser así, puesto que los planes deben variarse para ajustarlos a los cambios en las variables estratégicas.
- ✓ Costo de la planificación. La planificación es costosa y a veces, sus ventajas no justifican el gasto incurrido⁴.

I.3 Fases de un Proyecto.

Cada sistema, proyecto o producto tiene ciertas fases de desarrollo, por lo que un claro entendimiento de éstas permite un mejor control de los recursos en el camino hacia los objetivos.

Un proyecto se divide en cuatro fases principales, las cuales se presentan en la figura I.2, con sus respectivas distribuciones en porcentajes, del tiempo y recursos totales del proyecto así como los esfuerzos realizados en cada una de ellas ⁴.

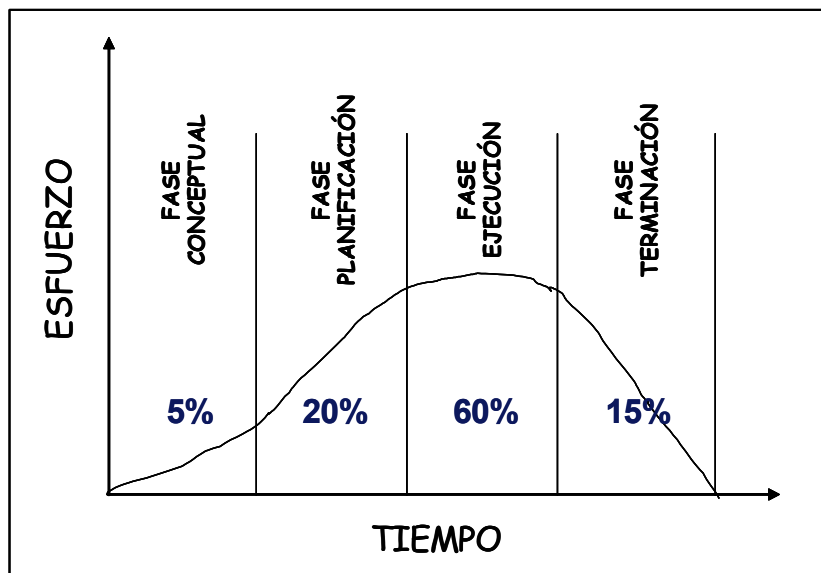


Figura I.2 Esfuerzo Vs Tiempo⁴

I.3.1 Fase conceptual.

- ✓ Nace la idea.
- ✓ Se formula el proyecto al analizar los puntos clave.
- ✓ Se toma la decisión de iniciar las actividades del proyecto.
- ✓ Se establecen las metas.
- ✓ Se hacen los principales nombramientos y asignaciones de recursos.
- ✓ Producto "Project Charter" ⁴.

I.3.2 Fase planificación.

- ✓ Se define el tipo de organización.
- ✓ Se define el Plan del Proyecto y el Programa para la Fase de Ejecución.
- ✓ Se definen los objetivos, las actividades, las tareas y los recursos del proyecto.
- ✓ Se constituye el equipo del proyecto.
- ✓ Producto: Plan de Ejecución del Proyecto (PEP) ⁴.

I.3.3 Fase ejecución.

- ✓ Se ejecutan los trabajos principales del proyecto.
- ✓ Diseño
- ✓ Desarrollo
- ✓ Construcción
- ✓ Producción
- ✓ Pruebas
- ✓ Se consumen la mayor cantidad de recursos del proyecto.
- ✓ Producto: Activo (Bien) o Servicio ⁴.

I.3.4 Fase completación.

- ✓ Terminación de las actividades.
- ✓ Cierre de los contratos.
- ✓ Se transfieren los recursos y compromisos a otras organizaciones.
- ✓ Se hace la puesta en marcha.
- ✓ Producto: Cierre Administrativo del Proyecto e Informe post-mortem⁴.

La gerencia de proyectos puede ser descrita como la planificación, organización, dirección y control de los recursos asignados a un proyecto que debe ser completado para alcanzar metas y objetivos específicos. La gerencia de proyectos permite acometer tareas que no pueden ser manejadas eficientemente mediante las estructuras organizativas tradicionales, por lo que tiene que ser considerada como un desarrollo fundamental en la

búsqueda de nuevas formas de organización, diseñadas para integrar esfuerzos complejos y distribuir la burocracia.

La Gerencia de Proyecto es la encargada de visualizar y establecer las prioridades del proyecto, ubicarlas en un espacio y tiempo determinado y asignar el tipo y número necesarios para satisfacer esas necesidades. Todo esto con la finalidad de ejecutar el proyecto, en el menor tiempo, al más bajo costo posible y con la calidad requerida bajo un ambiente de trabajo seguro y armónico².

I.4 Estimados de Costos de Proyectos.

Existen diferentes tipos de estimados costos que están directamente relacionados con el desarrollo del proyecto, los mismos se pueden apreciar en la figura I.3.

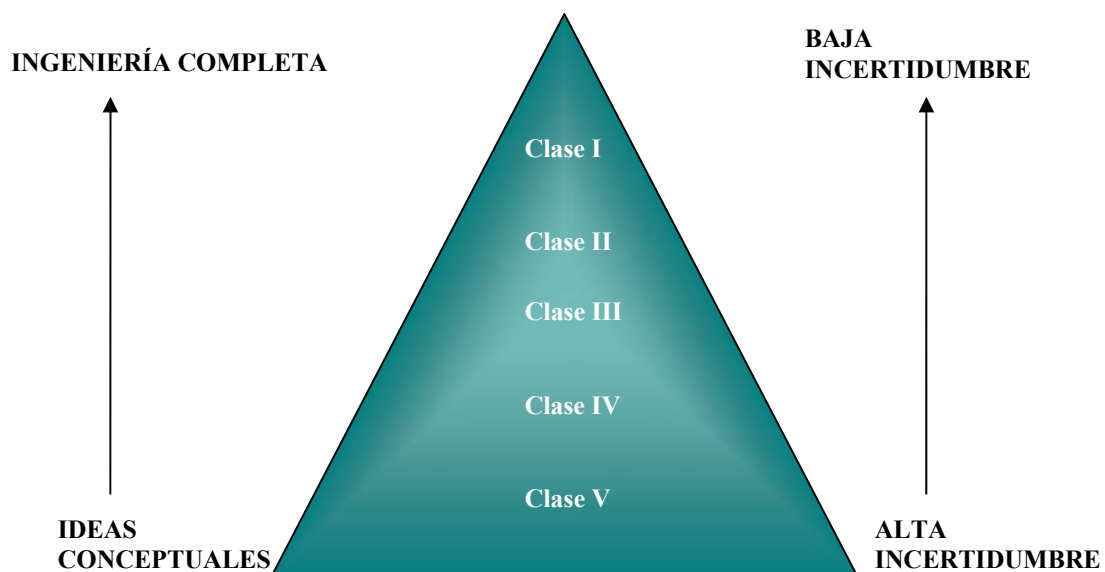


Figura I.3 Tipos de Estimados de costos

I.4.1 Estimados De Costo Clase V (Orden de Magnitud).

Es un estimado con una precisión del tipo orden de magnitud, el cual se utiliza en la planificación a mediano plazo para establecer si los proyectos reúnen los méritos

suficientes para proseguir su desarrollo. Este estimado se realiza en la fase inicial o de ideas y se basa en una descripción muy general del proyecto donde la información disponible se limita esencialmente al tipo de proyecto, tamaño, posible ubicación, característica de los insumos y gráficos de producción preliminares.

La manera de estimar el costo clase V, se basa en datos históricos de costos que provienen de proyectos similares ejecutados o curvas de costos de unidades de procesos similares (extrapolación estadística), correlacionada por su capacidad y corregida por índices de precios, factores de ubicación geográfica. El estimado del tipo orden de magnitud no tiene una confiabilidad definida sino que esta depende de la calidad de la información disponible de proyectos similares ya completados o que estén en desarrollo y de la pericia que se evalúe, se ajusten por factores o se escalen los datos de costo ⁵.

I.4.2 Estimado de Costo Clase IV (Conceptual).

Para producir el estimado de costo esperado en esta etapa, normalmente se usan las técnicas paramétricas o de factorización, las cuales se incluyen en los manuales de estimación de costo. Los costos normalmente se obtienen de información histórica de la base de datos de estimaciones. Para generar el costo total, los estimadores incluirán provisiones especiales tales como: escalación, contingencia y provisiones de riesgo.

En la elaboración de este estimado de costo, se ha avanzado poco en el diseño, por lo cual se basan en las experiencias del equipo del proyecto y los datos históricos para producirlos. Por eso es que estos deberán servir sólo para seleccionar la opción u opciones que serán definidas en detalles durante la próxima fase ⁵.

I.4.3 Estimados de Costo Clase III (Preliminar).

Se realiza al terminar el 60% de la Ing. básica y requiere para su elaboración:

- ✓ Bases del diseño revisadas
- ✓ Diagramas de flujos revisados
- ✓ Ubicación definitiva y selección de la opción óptima.
- ✓ Plano de ubicación definitiva de equipos y tuberías
- ✓ Plano preliminar de flujo e instrumentación

- ✓ Planificación preliminar

Este estimado también puede emplear curvas o factores históricos para determinar el costo de los equipos mayores y del proyecto en general, si las cotizaciones de dichos equipos no están disponibles ⁵.

I.4.4 Estimados de Costo Clase II (Definitivo).

Este es el estimado más importante, debido a que con él se toma la decisión definitiva de continuar con las fases más costosas del proyecto y por ende las de mayor compromiso de flujo de caja. Para su elaboración se requiere:

- ✓ Alcance bien definido
- ✓ Los resultados del costo clase III
- ✓ Plano definitivo de flujo e instrumentación
- ✓ Estudio de impacto ambiental
- ✓ Estudio de riesgo y seguridad de las condiciones operacionales
- ✓ Planos y especificaciones de diseño de todas las disciplinas involucradas incluyendo la incorporación de comentarios y recomendaciones de los estudios anteriores
- ✓ Cotizaciones suministradas por los fabricantes de los equipos y de largo tiempo de entrega.
- ✓ Plan maestro de ejecución.

Desde el punto de vista gerencial, la relación costo-beneficio que se obtiene con un costo clase II es sustancial, ya que invirtiendo en el desarrollo no más del 7% del costo total (incluyendo las fases anteriores), se reduce hasta un 85% la incertidumbre del proyecto. Otro uso que tiene el costo clase II definitivo, es servir de base para comparar las ofertas comerciales presentadas en la licitación para la ejecución conjunta de la Ing. de detalle y la construcción ⁴.

I.4.5 Estimado de Costo Clase I (Control).

Corresponde al monto final con el cual se otorgó la buena-pro al contratista que ganó la licitación, y se usa para el control de costo de la ejecución de la Ing. de detalle y de la construcción ⁵.

La figura I.4, relaciona las diferentes fases de un proyecto con sus respectivos estimados de costos.

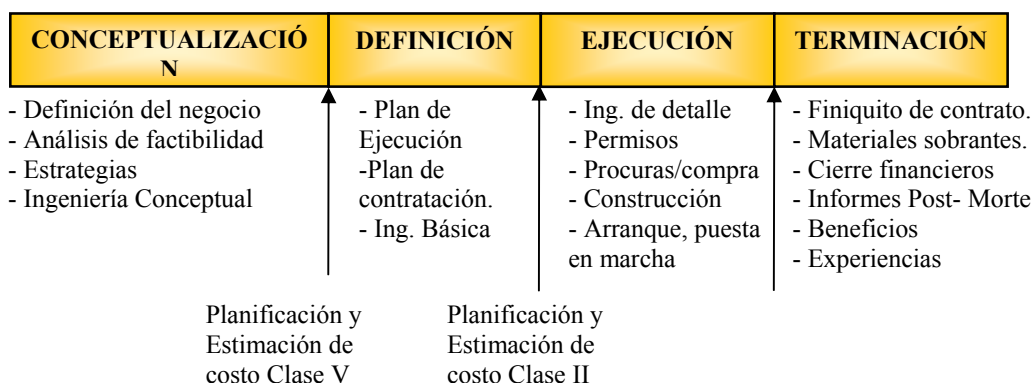


Figura I.4 Ciclo de Vida de un Proyecto.

I.5 Plan de Ejecución del Proyecto.

El Plan de Ejecución del Proyecto (PEP), es la herramienta por excelencia para asegurar que todas las actividades y tareas necesarias en la completación exitosa del proyecto se ejecuten dentro de las metas de tiempo, costo y calidad. Este plan (PEP) permite una ejecución rápida pero ordenadas de las tareas, que asegura cumplir con la fecha estimada de completación del proyecto, tomando en consideración el análisis cabal de todos los aspectos importantes. El PEP es un documento que se elabora, por primera vez durante la fase de visualización, y se va enriqueciendo con la información generada en el proyecto a medida que éste progresa, y el mismo debe ser periódicamente actualizado para considerar cambios en las estrategias corporativas.

I.5.1 Descripción del PEP

Durante la fase de definición, se debe preparar un PEP con suficientes detalles que satisfaga los siguientes requerimientos:

- ✓ Definir los objetivos del proyecto y la forma en que estos serán alcanzados
- ✓ Definir el ambiente que influenciará o actuará sobre la ejecución del proyecto
- ✓ Definir los requerimientos de recursos para planificar la forma de obtenerlos
- ✓ Establecer un programa de ejecución realista y balanceado
- ✓ Establecer un plan de procura de equipos y materiales
- ✓ Establecer un plan de arranque y puesta en operación de las instalaciones
- ✓ Establecer un presupuesto del proyecto adecuado al alcance y estrategia de ejecución del mismo
- ✓ Definir la estructura y filosofía de organización, roles, personal clave, responsabilidades y niveles de autoridad
- ✓ Definir niveles de calidad y medidas de desempeño para el proyecto, y lograr entendimiento y consenso de los participantes del mismo.
- ✓ Establecer los criterios para la configuración y operación del sistema de información gerencial
- ✓ Presentar soluciones para problemas detectados y definir planes alternos para la implantación ordenada y a tiempo de las soluciones
- ✓ Definir el marco de referencia para la coordinación, seguimiento, información y control de la ejecución del proyecto, que esté en concordancia con la Estructura Partida de Trabajo (EPT) y la Estructura de Control de Costo (ECC) del proyecto.

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo de un proyecto está relacionado directamente con el hecho de haber alcanzado un buen grado de definición. Esta es la razón por la cual resulta de suma importancia hacer la evaluación de la definición del proyecto antes de someterlo a aprobación y solicitud de fondos para su aprobación.

La evaluación del grado de definición o “FEL (Front End Loading)” como se conoce en idioma inglés, es una revisión que permite verificar que cada una de las áreas de importancia del proyecto se ha desarrollado a un cierto nivel, de tal forma de poder inferir que el proyecto ha sido definido lo suficiente, y por ende, determinar que su completación es viable en forma exitosa de acuerdo con el alcance y la planificación prevista.

I.5.1.1 Objetivos del FEL

- ✓ Garantizar que las necesidades del negocio sean el principal factor para la inversión de capital.
- ✓ 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, así como mejorar la calidad de producto final.



CAPÍTULO II VCD (VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN)

(MARCO TEÓRICO)

II. VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE PROYECTOS (VCD)

El término es el equivalente al FEL (“Front End Loading”), el cual es una metodología de trabajo donde se busca el involucramiento de todos los actores en cada una de las fases de un proyecto 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 y es el resultado de la adopción de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos (“benchmarking”) realizados por intermedio del IPA (“Independent Project Analysis”), la cual es una institución que agrupa a 13 empresas líderes a nivel mundial (Exxon-Mobil, BP, etc.) y donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones. Este esquema de trabajo se ha venido tratando de implantar en la organización de Perforación y Subsuelo desde Enero de 2000. (ver figura II.1).

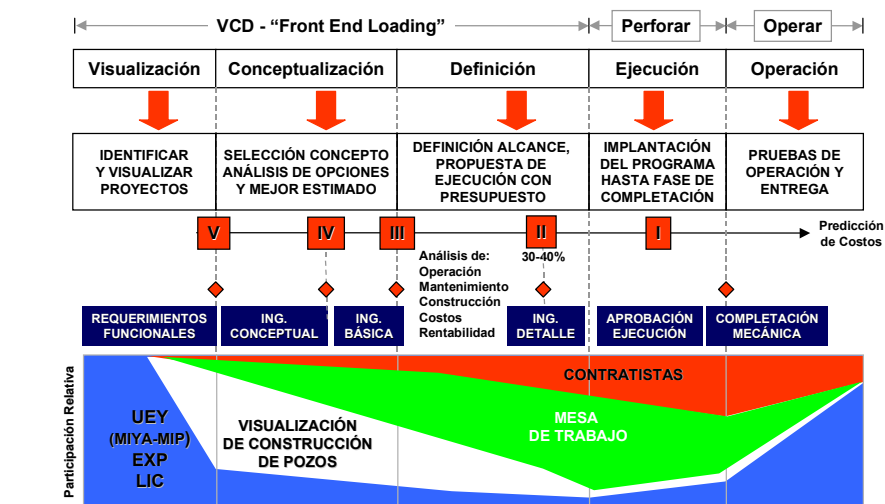


Figura II.1 Definición VCD

El VCD está inmerso en los MIYA's (Modelaje Integral de Yacimientos) y los MIP's (Metodología Integral de Productividad) como parte de un equipo multidisciplinario, que define el portafolio de candidatos a ser jerarquizado por cada UEY (Unidad de Explotación de Yacimientos), y son parte de los equipos naturales de trabajo que desde el Centro de Excelencia del Distrito mancomuna esfuerzos dentro de la 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, etc. (ver figura II.2).

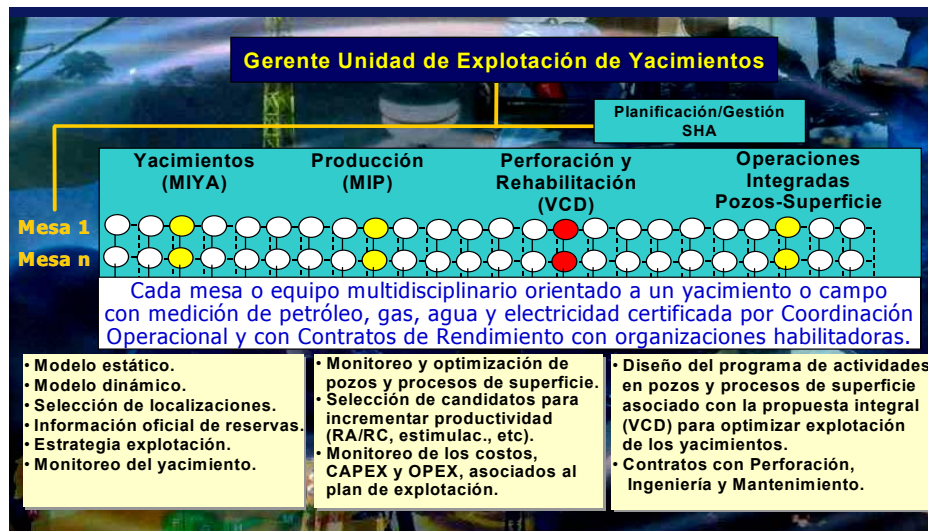


Figura II.2 Mesas Integradas

II.1 Organización del VCD

El VCD es una organización de Perforación y Subsuelo; en Caracas existe el VCD Corporativo reportando directamente al Centro de Excelencia de Perforación (LINEA SÓLIDA), a este Gerente Corporativo de VCD reportan funcionalmente (LINEA PUNTEADA) los Gerentes de los VCD de las Divisiones, quienes a su vez reportan administrativa y operacionalmente (LINEA SÓLIDA) a los Gerentes de Perforación de las Divisiones.

A los Gerentes de VCD de las Divisiones reportan en LINEA SÓLIDA los Líderes de VCD de cada distrito, es decir, el Líder de VCD del Distrito tiene una línea sólida con el Gerente de VCD de División, pero a su vez reporta (LINEA PUNTEADA) al Gerente del Centro de Excelencia del Distrito e interactuará totalmente inmerso en todos los procesos que se lleven a cabo en el Centro de Excelencia, así mismo, tiene una relación muy estrecha con el Gerente de Perforación del Distrito, pues está claro que lo que se realiza en el VCD se hace con ingenieros asignados por el Gerente de Perforación del Distrito y además, los

productos generados son operacionalizados por el Gerente de Perforación del Distrito. Igualmente, este líder tiene una relación muy estrecha con los Gerentes de las UEY's como parte fundamental del MIYA y MIP 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 actuará vía estas gerencias). Este Líder de VCD del distrito tiene dos áreas de trabajo clave: una el VCD-D que se encarga de participar en la definición del portafolio del año siguiente, la otra es el VCD-VC que se encarga de participar en la definición del portafolio del plan de negocios. 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 de VCD de la división. (ver figura II.3).

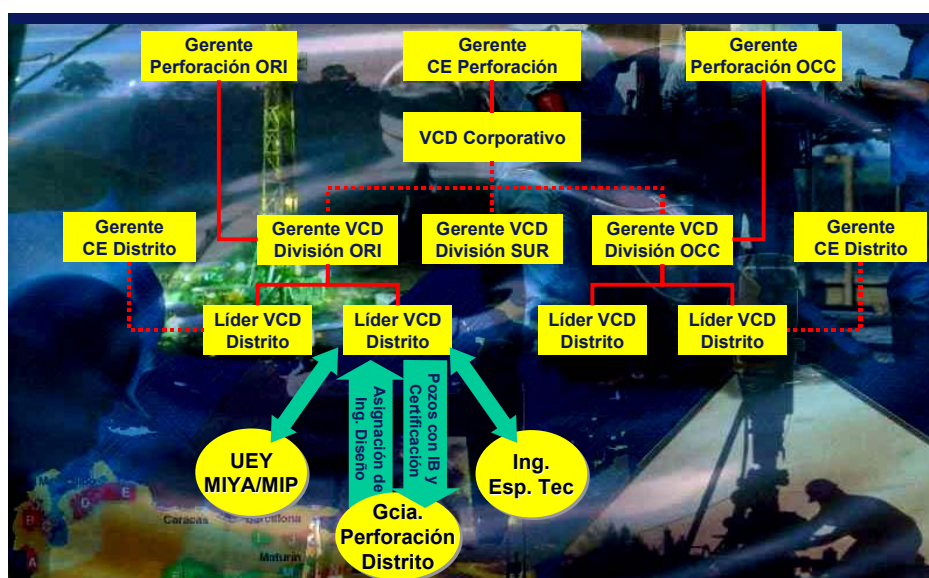


Figura II.3 Modelo Organizacional

El VCD reside en los Centros de Excelencia y participa activamente en las salas MIYA y MIP. En estas salas donde se definen los proyectos de pozos a ser perforados y los pozos a ser rehabilitados, el Líder de VCD del Distrito tiene dos áreas de trabajo: el VCD-D que trabaja en la definición del portafolio del siguiente año y el VCD-VC en la del portafolio del plan de negocios. El área de VCD-D posee dos equipos de trabajo conformados por ingenieros de diseño: DOS para cada UEY (uno de perforación y uno de rehabilitación), el de perforación está inmerso en la sala MIYA de la UEY respectiva y 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 (a ser determinado dentro del MIP en el caso de los pozos a ser rehabilitados). Durante los seis meses siguientes, los equipos de trabajo apoyan a los líderes en las siguientes tareas: jerarquización, optimización, ingeniería de detalles, sinergia con los equipos de trabajo aguas arriba y aguas abajo, preparación de los equipos de trabajo, etc. Ya en diciembre estos equipos de trabajo se regresan a la Gerencia de Perforación del 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. (ver figura II.5).

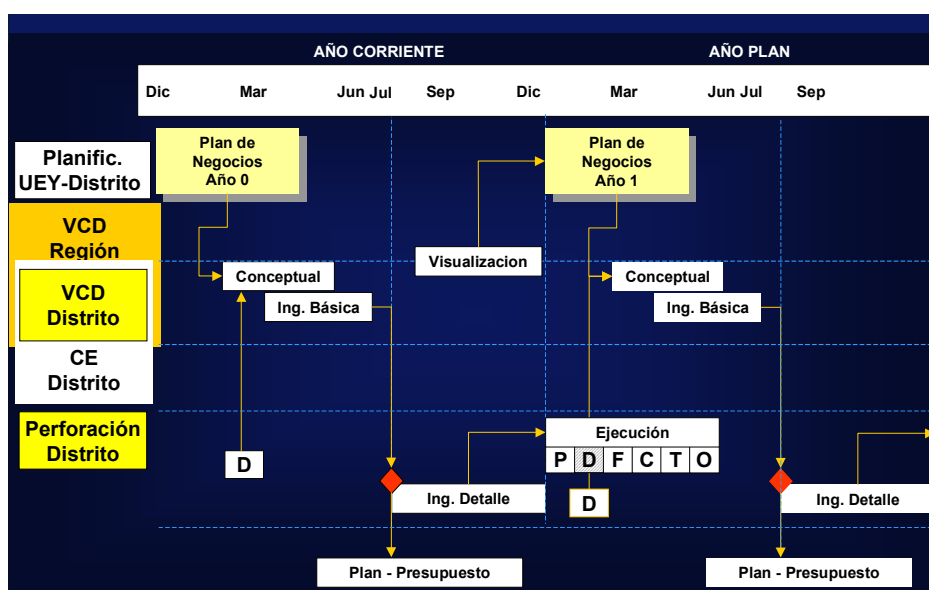


Figura II.5. Modelo de Relaciones-VCD (2)



CAPÍTULO III PERFORACIÓN

(MARCO TEÓRICO)

III. PERFORACIÓN

III.1 Teoría de perforación. (Barberii, 1998).

III.1.1 Introducción

El abrir pozos de agua, con implementos rudimentarios manuales, se remonta a tiempos inmemoriales. En ocasiones, la búsqueda de aguas subterráneas tropezaba con la inconveniencia de hallar acumulaciones petrolíferas someras que trastornaban los deseos de los interesados; el petróleo carecía entonces de valor.

Con la iniciación, en 1859, de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces hasta hoy, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de la industria. La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos, deducidas de la variedad de informaciones obtenidas a través de la aplicación de conocimientos de exploración: Ciencias de la Tierra.

III.1.2 El Método Original o Primario de Perforación

III.1.2.1 El sistema a percusión

Según Efraín Barberii (1998), la industria petrolera comenzó en 1859 utilizando el método de perforación a percusión, llamado también “a cable”. Se identificó con estos dos nombres porque para desmenuzar las formaciones se utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percusor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto (altura x peso) de la barra contra la roca. Al tope del percusor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo (véase la Figura I.1). Esta acción repetitiva desmenuza la roca y ahonda el hoyo.

III.1.2.2 Ventajas y desventajas de la perforación a percusión

El uso de la perforación a percusión fue dominante hasta la primera década del siglo XX, cuando se estrenó el sistema de perforación rotatoria.

Muchos de los iniciados en la perforación a percusión consideraron que para perforar a profundidad somera en formaciones duras, este sistema era el mejor. Además, recalcaban que se podía tomar muestras grandes y fidedignas de la roca desmenuzada del fondo del hoyo. Consideraron que esta perforación en seco no perjudicaba las características de la roca expuesta en la pared del hoyo. Argumentaron también que era más económico.

Sin embargo, la perforación a percusión es lenta cuando se trata de rocas muy duras y en formaciones blandas la efectividad de la barra disminuye considerablemente. La circularidad del hoyo no es lisa por la falta de control sobre el giro de la barra al caer al fondo. Aunque la fuerza con que la barra golpea el fondo es poderosa, hay que tomar en cuenta que la gran cantidad de material desmenuzado en el fondo del hoyo disminuye la efectividad del golpeteo y reduce el avance de la perforación. Si el hoyo no es achicado oportunamente y se continúa golpeteando el material ya desmenuzado, lo que se está haciendo es volver polvillo ese material.

Como se perfora en seco, el método no ofrece sostén para la pared del hoyo y por ende, protección contra formaciones que por presión interna expelen sus fluidos hacia el hoyo y luego, posiblemente, hasta la superficie. De allí la facilidad con que se producían reventones, o sea, el flujo incontrolable de los pozos al penetrar la barra un estrato petrolífero o uno cargado de agua y/o gas con excesiva presión.

No obstante, todo lo que positiva o negativamente se diga sobre el método de perforación a percusión, la realidad es que por más de setenta años fue utilizado provechosamente por la industria (Barberii, 1998).

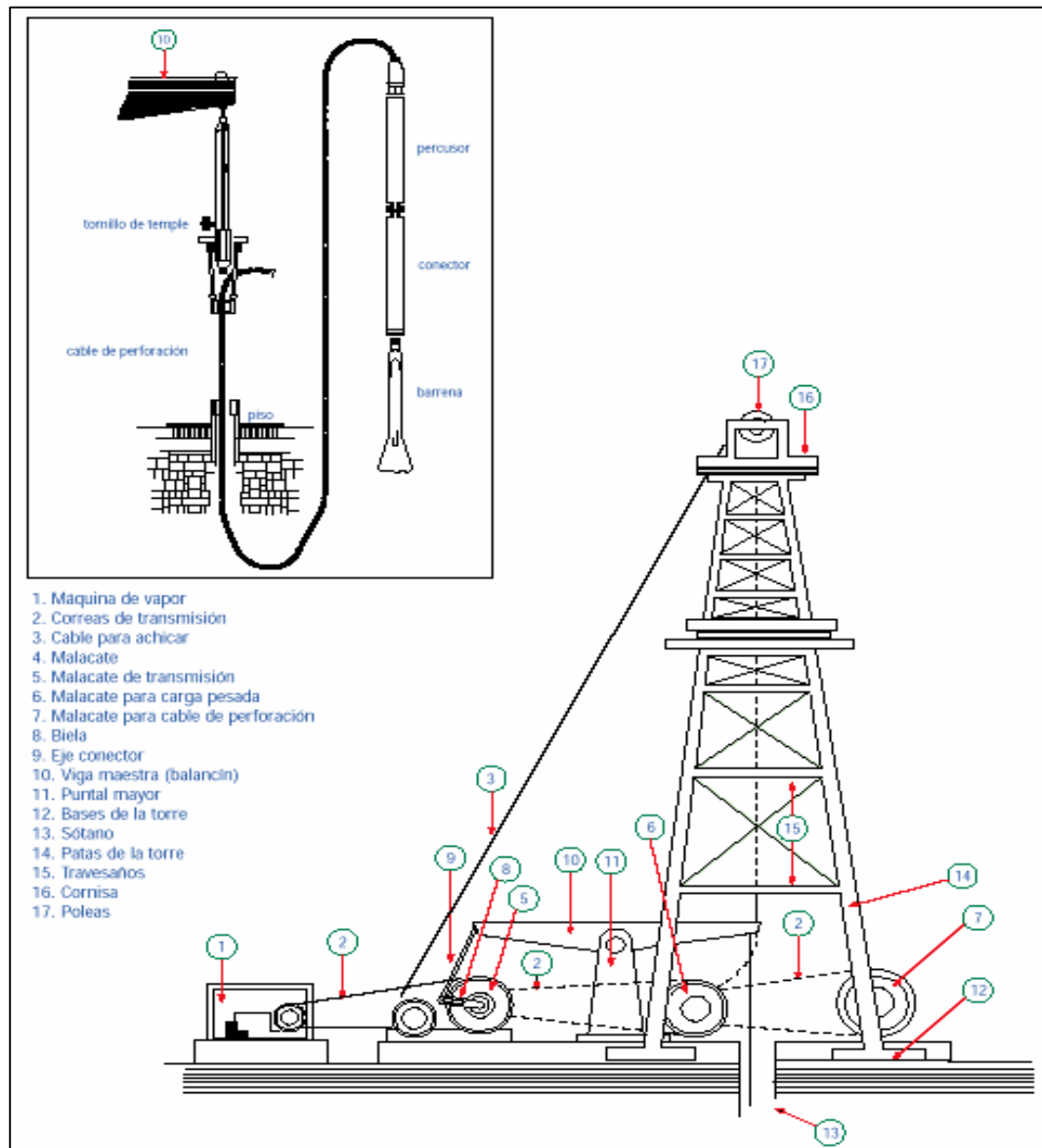


Figura III 1. Componentes del equipo de perforación a percusión. Fuente: El Pozo Ilustrado. 1998.

III.1.3 El Método Actual o Secundario de Perforación: Perforación Rotatoria

III.1.3.1 Perforación Rotatoria (Iniciación de la Perforación Rotatoria) (Barberii, 1998)

La perforación rotatoria se logra por medio de la rotación de una mecha de perforación conectada al extremo inferior de un tubo de perforación, que sirve tanto para guiar la mecha como para darle estabilidad y peso para poder proseguir perforando a mayor profundidad. La rotación de la mecha es accionada por la mesa rotatoria y ésta a la vez es

movida por unas correas, que conectan la mesa rotatoria con unos motores centrífugos que transmiten el movimiento y la potencia a la mesa rotatorio. En la Figura III.2 se muestra la configuración general de un taladro de perforación rotatoria. La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, inventado por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

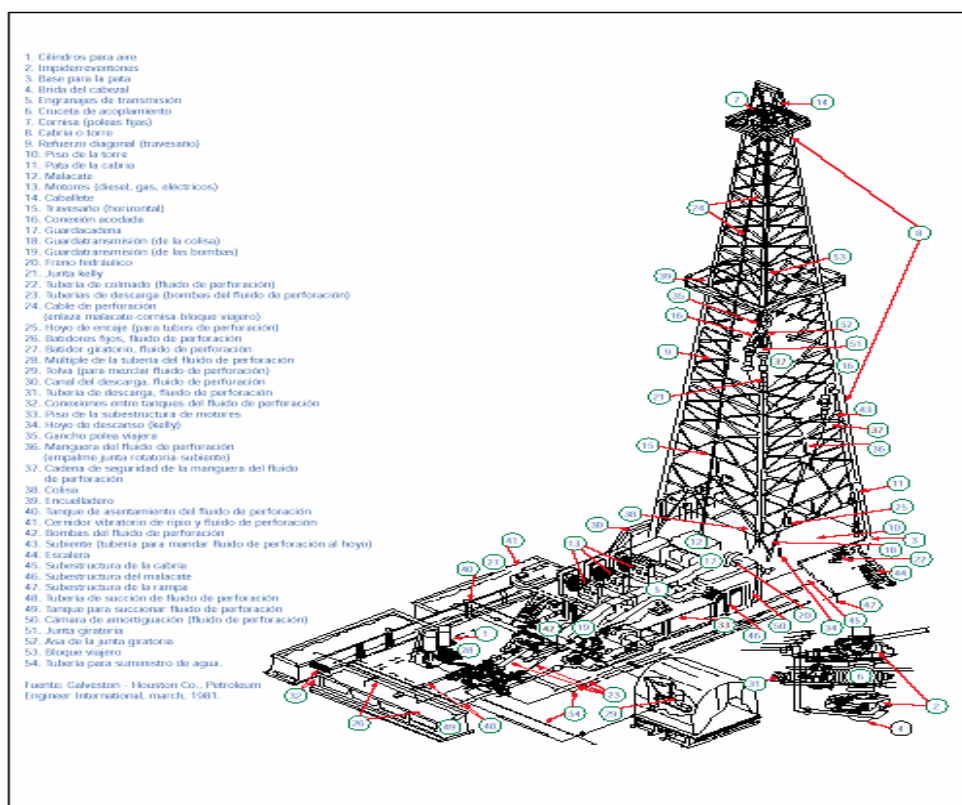


Figura III.2. Componentes del taladro de perforación rotatoria. Fuente: El Pozo Ilustrado. 1998.

III.1.3.2 Selección del área a perforar

Tal como señala Barberii (1998), el área seleccionada para perforar es producto de los estudios realizado por geociencias e ingeniería de yacimiento hechos anticipadamente. La intención primordial de estos estudios es evaluar las excelentes, buenas, regulares o negativas perspectivas de las condiciones geológicas del subsuelo para emprender o no con el taladro la verificación de nuevos campos petrolíferos comerciales.

Generalmente, en el caso de la exploración, el área virgen fue adquirida con anterioridad o ha sido asignada recientemente a la empresa interesada, de acuerdo con las leyes y reglamentos que en Venezuela rigen la materia a través del Ministerio de Energía y Minas, y de los estatutos de Petróleos de Venezuela S.A, de acuerdo con la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, a partir del 1º de enero de 1976.

Los otros casos generales son que el área escogida puede estar dentro de un área probada o se desee investigar la posibilidad de yacimientos superiores o perforar más profundo, para explorar y verificar la existencia de nuevos yacimientos. También se da el caso de que el área de interés esté fuera del área probada y sea aconsejable proponer pozos de avanzada, que si tienen éxito, extienden el área de producción conocida.

III.1.4 Componentes del taladro de perforación rotatoria

III.1.4.1 Planta de fuerza motriz

La potencia de la planta debe ser suficiente para satisfacer las exigencias del sistema de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de circulación del fluido de perforación.

La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada, que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hoyo a la mayor profundidad.

Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional. Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de atascos de la tubería de perforación o de la de revestimiento, durante la inserción en el hoyo y sea necesario

templar para librarlas. Naturalmente, la torre o cabria de perforación debe tener la capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por encima, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

Así que, si el sistema de izaje requiere toda la potencia disponible, ésta puede utilizarse plenamente. De igual manera, durante la perforación, la potencia puede distribuirse entre el sistema rotatorio y el de circulación del fluido de perforación.

El tipo de planta puede ser mecánica, eléctrica o electromecánica. La selección se hace tomando en consideración una variedad de factores como la experiencia derivada del uso de uno u otro tipo de equipo, disponibilidad de personal capacitado, suministros, repuestos, etc³.

III.1.4.2 Sistema de izaje.

Durante cada etapa de la perforación, y para las subsecuentes tareas complementarias de esas etapas para introducir en el hoyo la sarta de tubos que reviste la pared del hoyo, la función del sistema de izaje es esencial.

Meter en el hoyo, sostener en el hoyo o extraer de él tan pesadas cargas de tubos, requiere de un sistema de izaje robusto, con suficiente potencia, aplicación de velocidades adecuadas, freno eficaz y mandos seguros que garanticen la realización de las operaciones sin riesgo para el personal y el equipo.

Los componentes principales del sistema de izaje son:

- ✓ El malacate
- ✓ El cable de perforación
- ✓ La cabria de perforación
- ✓ El aparejo o polipasto³

III.1.4.3 Sistema rotatorio.

El sistema rotatorio es parte esencial del taladro o equipo de perforación. Por medio de sus componentes se hace el hoyo hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento petrolífero.

Los componentes del sistema de rotatorio son:

III.1.4.3.1 Mesa rotatoria o colisa

Va instalada en el centro del piso de la cabria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el armazón del piso, reforzado con puntos adicionales.

La mesa rotaria tiene dos funciones principales: impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación o sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir ahondando el hoyo, o sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda del hoyo. Además la mesa rotaria tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la medida de la sarta de revestimiento en el hoyo³.

A la mesa rotaria se le puede impartir potencia de manera exclusiva acoplándole una unidad motriz independiente. Pero generalmente su fuerza de rotación se la imparte la planta motriz del taladro, a través del malacate, por medio de transmisiones, acoplamientos y mandos apropiados.

III.1.4.3.2 Junta giratoria.

La junta giratoria tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los demás componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga del gancho del bloque viajero. Por medio del tubo conector encorvado, que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la junta kelly³.

Tanto por esta triple atadura y su propia función de sostener pesadas cargas, girar su conexión con la kelly y resistir presión de bombeo hasta de 352 Kg./cm³, la junta tiene que ser muy sólida, contra fuga de fluido y poseer molineras y pista de rodaje resistentes a la fricción y el desgaste. La selección de su robustez depende de la capacidad máxima de perforación del taladro.

III.1.4.3.3 Junta Kelly

Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 12,14 o 16,5 metros.

La junta tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha.

La “Kelly”, como podrá deducirse por su función, es en si un eje que lleva un buje especial que se encastra en la mesa rotaria y por medio de este buje la mesa rotaria le imparte rotación⁶.

III.1.4.4 La sarta de perforación

Es una columna de tubos de acero, de fabricación y especificaciones especiales, en cuyo extremo inferior va enroscada la sarta de lastrabarrena y en el extremo de ésta está enroscada la barrena³

A toda la sarta le imparte su movimiento rotatorio la mesa rotaria por medio de la junta “Kelly”, la cual va enroscada al extremo superior de la sarta. El número de revoluciones por minuto que se le impone a la sarta depende de las características de los estratos como también del peso de la sarta que se deja descansar sobre la barrena para que ésta pueda efectivamente cortar las rocas y ahondar el hoyo. En concordancia con esta acción mecánica de desmenuzar las rocas actúa el sistema de circulación del fluido de perforación, especialmente preparado y dosificado, el cual se bombea por la parte interna de la sarta para que salga por la barrena en el fondo del hoyo y arrastre hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio) por el espacio anular creado por la parte externa de la sarta y la pared del hoyo³.

Del fondo del hoyo hacia arriba, la sarta de perforación la componen esencialmente: la barrena, los lastrabarrenas, la tubería o sarta de perforación y la junta kelly, antes descrita. Además debe tenerse presente que los componentes de las sartas siempre seleccionan para responder a las condiciones de perforación dadas por las propiedades y características de las rocas y del tipo de perforación que se desea llevar a cabo, bien sea vertical, direccional, inclinada u horizontal. Estos parámetros indicaran si la sarta debe ser normal, flexible, rígida o provista también de estabilizadores, centralizadores, motor de fondo para la barrena u otros aditamentos que ayuden a mantener la trayectoria y buena calidad del hoyo³.

III.1.4.4.1. Barrena de perforación

Cada barrena tiene un diámetro específico que determina la apertura del hoyo que se intente hacer.

La selección del grupo de barrenas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sartas de revestimiento requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrenas más adecuado que debe elegirse. Generalmente, la elección de barrenas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área u otras áreas. En el caso de territorio virgen, se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustará la selección a las características de las rocas³

III.1.4.4.2 Tubería lastrabarrena

Durante los comienzos de la perforación rotatoria, para conectar la barrena a la sarta de perforación se usaba una unión corta, de diámetro externo mucho menor, naturalmente, que el de la barrena, pero algo mayor que el de la sarta de perforación.

Por las prácticas y experiencias obtenidas de la función de esta unión y del comportamiento de la barrena y de la sarta de perforación evolucionó la aplicación, los nuevos diseños y la tecnología metalúrgica de fabricación de los lastabarrenas actuales.

Se constato que la unión, por su rigidez, mayor diámetro y peso mantenía la barrena mas firme sobre la roca. Se dedujo entonces que la sarta de este tipo, por su longitud y peso serviría como un lastre para facilitar la imposición opcional del peso que debía mantenerse sobre la barrena para desmenuzar la roca. Esta opción se tradujo en mantener la tubería de perforación en tensión y no tener que imponerle pandeo y flexión para conservar sobre la barrena el lastre requerido para ahondar el hoyo³.

Los lastrabarrenas son, generalmente, redondos y lisos, pero los hay también con acanalamiento normal o en espiral, y del tipo cuadrado.

III.1.4.4.3 Tubería de perforación

La tubería de perforación va conectada al lastrabarrena superior y su último tubo se enrosca a la junta “Kelly”, la cual le imparte a la barrena y a toda la sarta el movimiento rotatorio producido por la mesa rotaria.

Esta sección de la sarta de perforación va aumentando en longitud a medida que se va ahondando el hoyo.

Además de las funciones de hacer girar e imponer peso a la barrena, la tubería de perforación es parte esencial del conducto que lleva fluido de perforación desde las bombas al fondo del hoyo, a través de la barrena.

Por tanto, la tubería de perforación está expuesta a fuertes fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, de flexión y pandeo, de torsión, de aprisionamiento por derrumbe del hoyo, de roce, de fatiga, de rebote y desgaste general. De allí que la fabricación se haga utilizando aleaciones especiales de acero, cuyas características soporten los esfuerzos a que están sujetos en el hoyo tanto cada tubo como las conexiones que los unen.

La selección de los componentes principales de toda la sarta, así como dispositivos auxiliares necesarios, dependen fundamentalmente del diámetro y de la profundidad del

hoyo como también de las características y comportamiento de los estratos que ha de desmenuzar la barrena³.

III.1.4.5 Sistema de circulación del fluido de perforación

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente.

La función principal de las bombas de circulación es mandar determinado volumen de fluido a determinada presión, hasta el fondo del hoyo, vía el circuito de circulación descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el tubo de paral, la manguera, la junta rotatoria, la junta "Kelly", la sarta de perforación y la barrena para ascender a la superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia el cernidor, que separa del fluido la roca desmenuzada (ripio) por la barrena y de allí sigue por un canal adecuado al foso o tanque de asentamiento para luego pasar a otro donde es acondicionado para vaciarse continuamente en el foso o tanque de toma para ser otra vez succionado por las bombas y mantener la continuidad de la circulación durante la perforación, o parada ésta se continuará la circulación por el tiempo que el perforador determine por razones operacionales.

Las funciones del fluido son variadas y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación, son necesarias para lograr el avance eficiente de la barrena y la buena condición del hoyo.

Entre las principales funciones se tiene:

- ✓ Enfriar y lubricar la barrena.
- ✓ Arrastrar hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la barrena.
- ✓ Depositar sobre la pared del hoyo.
- ✓ Un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible
- ✓ Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la barrena³.

III.1.5 El hoyo o pozo vertical

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la barrena para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer hoyo. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezar el hoyo.

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de barrena; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la barrena, para que esta muerda, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizado su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas de la barrena para garantizar la limpieza del fondo del hoyo y el arrastre del ripio hasta la superficie.

Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza y la dirección de los esfuerzos principales, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influye en que la trayectoria de la barrena sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada. Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del hoyo, mediante registros y análisis de los factores mencionados.

En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo. Desde los comienzos de la perforación rotaria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se

extiende desde la superficie hasta la profundidad total cuyo radio, desde el centro de la mesa rotaria, toca las cuatro patas de la cabria³.

III.1.6 Cementación de sartas.

La cementación de pozos se define como “ un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo de la zapata de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el hoyo no revestido (desnudo) y más debajo de la zapata, o bien en una formación permeable³

III.1.6.1 Funciones de la cementación primaria

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La zapata se deja a cierta distancia del fondo del hoyo. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

En el caso del revestimiento de superficie o sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si por circunstancias, como sería el caso de que las formaciones tomaran cemento, la mezcla no llegase a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba.

Las funciones de la cementación son las siguientes:

- ✓ Sirve para afianzar la sarta y para protegerla contra el deterioro durante subsiguientes trabajos de reacondicionamiento que se hagan en el pozo.
- ✓ Protege la sarta y las formaciones cubiertas: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.
- ✓ Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y el confinamiento de estratos acuíferos. Evita la migración de los fluidos entre las formaciones, también protege las formaciones contra derrumbes.
- ✓ Refuerza la sarta revestidora contra el aplastamiento que pueden imponerle presiones externas.
- ✓ Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.

- ✓ Protege la sarta contra la corrosión
- ✓ Protege la sarta durante los trabajos de cañoneo³.

III.1.7 Terminación del pozo

Cementada la última sarta de revestimiento, que tiene doble función de revestidor y de sarta de producción, se procede a realizar el programa de terminación del pozo.

La terminación constituye el primer paso en lo que será la etapa de producción del pozo.

Se define como fecha de terminación del pozo aquella en que las pruebas y evaluaciones finales de producción, de los estratos e intervalos seleccionados son consideradas satisfactorias y el pozo ha sido provisto de los aditamentos definitivos requeridos y, por ende, se ordena el desmantelamiento y salida del taladro del sitio³.

III.1.7.1 Tipos de terminación

Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamiento menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio de bombeo mecánico o hidráulico o por levantamiento artificial a gas.

Para efectos de este trabajo se están mostrando las completaciones que aplican en este caso particular, ya que la gama de completaciones es muy amplia³.

III.1.7.1.1 Terminación vertical sencilla.

La terminación sencilla contempla, generalmente la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla.

La terminación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo (figura III.3), consiste en que el revestidor sea cañoneado por bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal hélico para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo³.

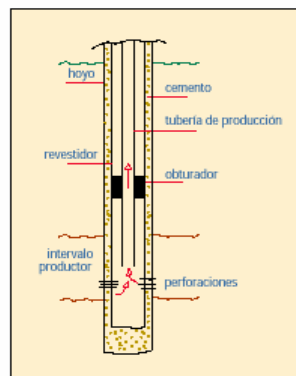


Figura III.3 Terminación sencilla básica, pozo vertical[Pozo ilustrado]

Otra versión de terminación sencilla, permite que selectivamente puede ponerse en producción determinado intervalo (Figura III.4). Para esto se requiere adaptar a la sarta de producción las empaques de obturación requeridas y las válvulas especiales en frente de cada intervalo, para permitir que el petróleo fluya del intervalo deseado y los otros dos estratos se mantengan sin producir³.

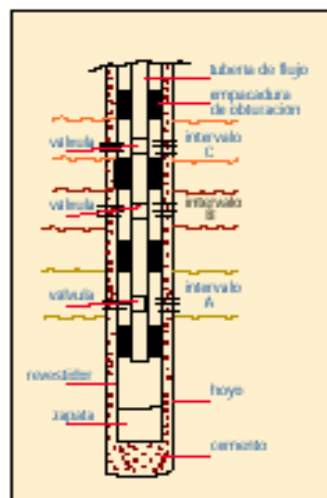


Figura III.4 Terminación Sencilla de opción múltiple selectiva[Pozo Ilustrado]

Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la terminación puede hacerse a hoyo desnudo (Figura III.5), o sea que el revestidor se cimenta más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor.

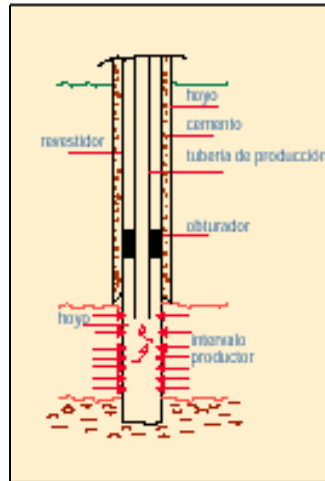


Figura III.5 Terminación Sencilla en hoyo desnudo[Pozo Ilustrado]

III.1.8 Planificación de la Perforación

Los objetivos de cualquier proyecto de perforación son, además de la seguridad del personal, llegar a los objetivos planteados al menor costo posible, en el tiempo planificado y con un potencial inicial (barriles netos de petróleo diario), económicamente rentable. Para lograr dichos objetivos se debe anticipar o planificar los problemas potenciales que puedan ocurrir y abastecerse de las provisiones necesarias, para la evasión de problemas mayores.

Para entender la importancia de una buena planificación debemos ver los objetivos desde dos perspectivas: lidiar con los problemas de perforación y optimizar las operaciones normales.

Un problema de perforación es cualquier ocurrencia o condición que se atravesase en el camino hacia los objetivos. Puede implicar desde problemas ambientales o retrasos de transporte hasta reventones.

Una planificación fuertemente respaldada por una profunda investigación es nuestra mejor defensa contra problemas de hoyo. Cada aspecto del plan, desde la mudanza del taladro hasta las actividades de completación deben ser diseñadas para predecir y controlar estos problemas. Un plan de pozo efectivo requiere tanto de investigación como de recolección de datos, tales como:

- ✓ Registros de barrena.
- ✓ Registros de lodo.
- ✓ Estudios sísmicos.
- ✓ Contornos geológicos, modelos sedimentológicos, petrofísicos, y geomecánicos .
- ✓ Estudios de pozo.
- ✓ Bases de data o archivos de compañía de servicios.
- ✓ Historias de producción de pozos vecinos.

El ingeniero debe usar todas las fuentes disponibles de información para identificar y planificar la operación para lidiar con los problemas operacionales. El personal del taladro debe monitorear continuamente el estado de la perforación, de manera de lograr una temprana ejecución de los planes de contingencia ante cualquier problema que se presente.

El primer paso en la planificación de cualquier trabajo de perforación es acumular la data necesaria. De principal importancia es la configuración de los tubulares de completación.

- ✓ Peso y tamaño de revestidores y/o "liner".
- ✓ Peso y tamaño del entubado.
- ✓ Restricciones del entubado, localización y diámetro interno.
- ✓ El tipo de empaque y la presión que deben soportar.
- ✓ Especificaciones del cabezal o conexión del equipo impedirreventones.
- ✓ Condiciones de los revestidores o entubado, desgaste, corrosión, etc.

Otras condiciones del pozo que deben ser tomadas en cuenta son:

- ✓ La temperatura esperada del fondo.
- ✓ La presión de la formación.
- ✓ El diferencial de presión presente en el subsuelo.
- ✓ El tipo de fluido en el pozo y en la formación.

- ✓ Nivel de fluido en tubería o revestidores.
- ✓ Cualquier presión de superficie que se suma al fluido en el tubo o en el anular.
- ✓ Caudales y presiones de flujo.
- ✓ Tipo de formación.
- ✓ Concentración de H₂S, si hay.

Finalmente, con una planificación adecuada podemos evitar muchas de las circunstancias que conllevan a los llamados problemas operacionales, o si no es posible evitarlos, estar preparados para controlarlos de manera de minimizar su impacto en el logro de los objetivos planteados (<http://www.cied.pdv.com>).

III.1. 9 Peligros en las Operaciones de Perforación

III.1.9.1. Operaciones de Pesca

En la perforación siempre está presente la posibilidad de que desafortunadamente se queden en el hoyo componentes de la sarta de perforación u otras herramientas o elementos utilizados en las diferentes tareas de obtención de datos, pruebas o terminaciones del pozo, ocasionando lo que generalmente se llama tareas de pesca, o sea rescatar o sacar del hoyo esa pieza que perturba la continuidad de las operaciones. Por tanto, en previsión para actuar en consecuencia, siempre hay en el taladro un mínimo de herramientas de pesca de uso común, que por experiencia son aconsejables tener: como cesta, ganchos, enchufes, percusor, roscadores y bloques de plomo para hacer impresiones que facilitan averiguar la condición del extremo de un tubo.

La serie de herramientas de pesca es bastante extensa y sería imposible y costoso tenerla toda en cada taladro. Sin embargo, en los centros de mucha actividad de perforación, en los almacenes de materiales de las empresas operadoras y de servicios de perforación se tienen herramientas para cubrir el mayor número de casos específicos.

Generalmente la tarea de pesca es sencilla pero otras veces se puede tornar tan difícil de solucionar que termina en la opción de desviar el hoyo.

En tareas de pesca cuenta mucho diagnosticar la situación, disponer de las herramientas adecuadas y la paciencia y experiencia de todo el personal de perforación. En ocasiones, la tarea puede representar un difícil reto al ingenio mecánico del personal, pero hay verdaderos expertos en la materia, tanto en ideas como en selección y aplicación de las herramientas requeridas (<http://www.cied.pdv.com>).

III.1.9.2 Arremetida, Reventón e Incendio

Estos tres episodios son indeseables en la perforación o en tareas de limpieza o reacondicionamiento de pozos, pero suceden. Afortunadamente, los resultados lamentables son raros, gracias al adiestramiento del personal para actuar en tales casos y al equipo y procedimiento de contención disponibles.

La arremetida, o sea el desbordamiento de fluidos (gas y/o petróleo, agua: fresca o salada) de la formación hacia el hoyo, ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones perforadas o la formación que está siendo perforada por la barrena.

Las manifestaciones de la arremetida se captan en la superficie por el aumento de volumen de fluido en el tanque y por el comportamiento simultáneo de las presiones en la sarta y el espacio anular. La magnitud del volumen adicional de fluido descargado da idea de la gravedad de la situación. La apreciación precoz del tipo de fluido desbordado ayudará a poner en ejecución uno de los varios métodos adecuados de contención, cuya finalidad, no obstante las diferencias de procedimientos, es permitir adicionar el fluido de perforación al peso requerido y bombearlo al hoyo ya que mientras tanto se controla el comportamiento del flujo por el espacio anular para descargar la arremetida inocuamente.

Por sus características físicas y comportamiento de la relación volumen-presión, la arremetida de gas es la más espectacular. Su fluidez, su rapidez de ascenso, inflamabilidad o posible contenido de sulfuro de hidrógeno hacen que desde el mismo instante de la arremetida se proceda a contenerla sin dilataciones.

Toda arremetida es un amago de reventón. Toda arremetida que no pueda ser controlada termina en reventón, con sus graves consecuencias de posibles daños personales,

destrucción segura de equipos y hasta posible pérdida del hoyo o del pozo. Si el reventón se incendia, los daños físicos serán mayores y más difíciles y más costosos serán también los esfuerzos para contenerlo.

Para el yacimiento, el reventón se convierte en un punto de drenaje sin control, cuya producción durante días o meses ocasiona daños a la formación, con gran pérdida de fluidos y abatimiento de la presión natural.

III.1.10 Problemas Latentes Durante la perforación del Hoyo

Aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado, durante la perforación pueden presentarse una variedad de problemas que a veces pueden ser difíciles y costosos. Prevenir situaciones que puedan malograr el buen ritmo y los costos de las operaciones es quizá el anhelo más importante que debe motivar a todo el personal de perforación y de apoyo.

Entre estos problemas se encuentran:

- ✓ Derrumbes de las formaciones.
- ✓ Pérdida de circulación parcial o total del fluido de perforación.
- ✓ Desviación crítica del hoyo.
- ✓ Constricción del diámetro del hoyo.
- ✓ Torcedura o enchavetamiento del hoyo.
- ✓ Atascamiento de la sarta de perforación.
- ✓ Desenrosque de elementos de la sarta y, por ende, tareas de pesca.
- ✓ Torcedura y desprendimiento de parte de la sarta.
- ✓ Arremetidas y reventón.
- ✓ Incendios (<http://www.cied.pdv.com>).

III.1.10.1 Lista General de los Problemas Operacionales de Perforación

El ingeniero encargado de la planificación del proyecto necesita identificar los problemas potenciales del proceso de perforación, y dar una consideración apropiada en el plan del pozo.

A continuación se presenta una lista de los problemas potenciales más comunes. Otros pueden ser específicos a las condiciones de la localidad.

- ✓ Preparación de la localización.
- ✓ Presiones anormales.
- ✓ Pérdida de circulación.
 - Arenas o carbonatos de alta permeabilidad.
 - Fracturas.
 - Problemas asociados con el gradiente de fractura.
 - Formaciones de grava.
- ✓ Control de desviación.
- ✓ Bajas tasas de perforación.
- ✓ Embolamiento de la mecha.
- ✓ Alargue del hoyo.
- ✓ Atasque de tubería
 - Ojo de llave
 - Remoción de ripios.
 - Pega diferencial.
- ✓ Sal
 - Filamentos.
 - Domos.
 - Estratos.
 - Emplazados Profundos.
- ✓ Anhidrita o yeso.
- ✓ Gas superficial.
- ✓ Altas temperaturas de fondo.
- ✓ Migraciones de gas a través del cemento.
- ✓ Gases ácidos.
- ✓ Clima.
- ✓ Disposición del lodo y ripios.
- ✓ Daños en la formación productora.
- ✓ Problemas con las lutitas

La efectividad de los métodos seleccionados para evitar estos problemas tienen una gran influencia en la seguridad y el costo del pozo. Cualquier problema de perforación puede impactar más de un aspecto del plan del pozo, por ejemplo, un alargamiento severo del hoyo puede causar modificaciones del programa de lodo, programa de hidráulica y de cementación, y en algunas instancias, afecta las profundidades de ajuste de los revestidores.

Cualquiera de ellos puede requerir de una extensiva investigación técnica. Registros de perforación/completación, registros de lodos, la prognosis geológica, registros sísmicos y experiencias pasadas en el área pueden ser usados como fuente de información (<http://www.cied.pdv.com>).

III.2 Aspectos a considerar en la perforación.

III.2.1 Geomecánica.

Es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicas que conforman las rocas de formación, basadas en el comportamiento de los mismos ante campos de esfuerzos y cambios en el ambiente físico. La geomecánica utiliza resultados experimentales de campo y laboratorio conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares. En el caso de la explotación de hidrocarburos esta disciplina permite confrontar los problemas, que se presentan durante la perforación de un pozo, tales como la inestabilidad del hoyo, asociado a pegas, arrastres y apoyos; así como también juega un papel determinante en el diseño, arquitectura final y productividad del pozo.

III.2.1.1 Aplicaciones geomecánicas

La geomecánica es una disciplina que confronta los problemas relacionados con los esfuerzos y resistencia de la formación, la cual es alterada durante la perforación de un pozo. Durante la realización de esta actividad se afecta y se daña la formación, por continuos problemas relacionados al peso del lodo: estabilidad de hoyos, pegas, apoyos, arrastres y ensanchamiento de las paredes del hoyo, que finalmente conlleva a la

realización de una defectuosa cementación, que de llegar a ser crítica se podría traducir en una pérdida total del hoyo.

La trayectoria de un pozo se define de acuerdo a la magnitud y dirección de los esfuerzos de las formaciones que el pozo va atravesar. En el caso de pozos horizontales y altamente desviados, la trayectoria de mayor estabilidad de hoyo es aquella que sigue una dirección perpendicular al esfuerzo principal menor, de esta forma el eje del pozo debe coincidir con el esfuerzo principal mayor. Sin embargo, es fundamental determinar la ventana operacional de presiones de la formación (arenas y lutitas) y de acuerdo a ella se plantea el rango de peso de lodo que permita mantener la integridad del hoyo.

III.2.2 Gradientes de Presiones.

III.2.2.1 Presión de Poro y Presión de Fractura

Cuando se perfora un pozo la presión en el hoyo debe ser superior a la presión de la formación, pero inferior a la presión de fractura de la misma, es decir la presión del hoyo debe mantenerse en un rango tal que no cause daño a la formación y no haya riesgos de arremetidas (Ventana Operacional). La Ventana Operacional presenta, entonces, un límite inferior denominado Presión de Poro y un límite superior denominado Presión de Fractura de la Formación¹⁴.

III.2.2.1.1 Presión de Poro o Formación.

Cuando se habla de formación se refiere a la existencia de dos medios en la misma unidad de material: la matriz de roca como tal y el fluido que ocupa el espacio intergranular o poroso de dicha matriz. Entonces la Presión de Poro se define como la presión ejercida por el fluido que ocupa el volumen entre los granos de la roca, esta presión es ejercida contra las paredes del poro. Cuando la presión de poro de la formación es igual al valor teórico de la presión hidrostática ejercido por el agua a una determinada profundidad, se dice que la presión de formación es una presión normal. La presión de formación normal se expresa analíticamente de acuerdo al gradiente de presión hidrostática como se observa en la figura III.6.

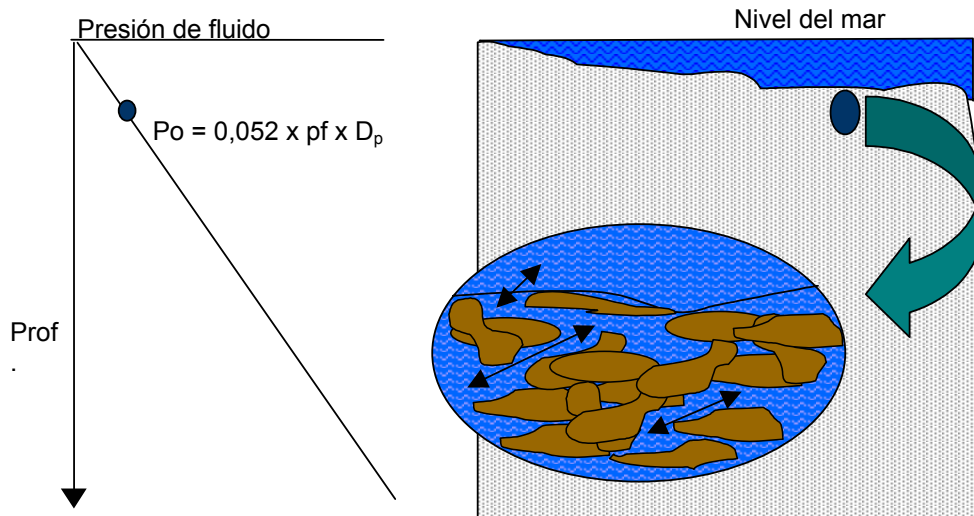


Figura III.6 Presión Normal de Formación¹⁴

III.2.2.1.1 Presión Anormal y Presión Subnormal.

Cuando la presión de poro de la formación a una determinada profundidad es mayor a la presión hidrostática ejercida por el agua a la misma profundidad, se dice que en ese punto existe un patrón de Presión Anormal; pero si la presión de poro de la formación se encuentra por debajo de la presión normal a la misma profundidad, el patrón de presión es definido como Subnormal.

III.2.2.1.2 Presión de Fractura

La presión de fractura se refiere a la presión, que durante la perforación de un hoyo, produce una ruptura de la formación, esta presión normalmente es ejercida por el lodo utilizado en la perforación. La primera consecuencia que se origina luego de fracturar la formación es una pérdida de circulación que se traduce en un aumento de los costos y en el tiempo de la perforación.

II.3 Fenómeno de Arenamiento.

Se caracteriza por la presencia de pequeñas partículas de rocas (denominadas arena), generalmente de dimensiones y angularidad definida y constante, transportadas por los fluidos producidos (gas, petróleo o agua) y que pueden alojarse en las cercanías o en el pozo mismo.

Entre los principales problemas que genera este fenómeno está la pérdida total o parcial de la producción por la acumulación de arena en el fondo del pozo, la acumulación de arena en los equipos de superficie, erosión de equipos de fondo y superficie y el colapso total de la formación. Normalmente el arenamiento se genera cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastres y gradiente de presión) superan la resistencia mecánica de la formación, originando una inestabilidad en la matriz de la misma debido a operaciones de completación y posteriormente de producción. Normalmente, este fenómeno ocurre cuando la formación objetivo es una arena poco o no consolidada, sin embargo existen casos de arenamiento en arenas muy consolidadas.

III.3.1 Teorías sobre las principales causas del arenamiento.

III.3.1.1 Operaciones de Producción.

Cuando se altera bruscamente la tasa de producción, originando variaciones violentas en la Presión de Fondo Fluyente, es posible que aumente el gradiente de presión frente a la arena, incrementándose de esta forma los esfuerzos efectivos de la roca en las paredes de las grietas cañoneadas, induciendo a la producción de arena.

III.3.1.2 Fuerzas de Arrastre o Viscosas.

Estas fuerzas provocan el movimiento de los granos de arena y es causada por los fluidos producidos del yacimiento. La fuerza de fricción aumenta significativamente cuando existe un aumento progresivo de la saturación de agua. Esto se debe a la disminución de la permeabilidad relativa al hidrocarburo, lo que ocasiona un alto gradiente de presión sobre la cara de la arena o alrededor de la cavidad de una perforación. La fricción se hace más crítica si el pozo presenta alto potencial de producción y baja densidad de cañoneo. Peor

aún si se experimenta con cambios bruscos en la tasa de producción, ya que esto incide directamente en los esfuerzos de corte, tensión y erosión que se generan en la matriz de la roca cercana a las paredes del hoyo.

III.3.1.3 Disminución de la presión de Yacimiento.

Como consecuencia de la producción de los fluidos ocurre una disminución en la presión del yacimiento, de esta forma la fuerza de compactación de las capas suprayacentes puede llegar a superar la resistencia de la matriz de roca y la presión de poro, alterando la estabilidad de la cementación de los granos de la arena y aumentando el esfuerzo de arrastre que los fluidos en movimiento ejercen sobre ellos.

III.3.1.4 Presencia e incremento del Corte de Agua.

La presencia de agua de la formación en la producción de un pozo, puede causar el fenómeno de arenamiento de acuerdo a dos escenarios que pueden suceder ambos a la vez o individualmente. Estos escenarios son:

- ✓ Reducción de la tensión superficial y por ende la presión capilar, las cuales actúan como fuerzas cohesivas entre los granos que conforman el medio poroso.
- ✓ Disminución de la resistencia de la formación debido a la disolución o hinchamiento de las arcillas que actúan como material cementante entre los granos de arena. Esto posiblemente se deba a que el agua presente cuando los granos de arena fueron inicialmente depositados, sean químicamente diferentes al agua contenida en el acuífero, por lo que se supone existan reacciones o cambios químicos en la matriz de la roca y contribuyan a la pérdida de dicho material cementante.

III.3.2 Técnicas para el control del Arenamiento.

Dentro de las técnicas de control de arenamiento tenemos:

- ✓ **Métodos de Exclusión:** Empaque con Grava, Rejillas, Rejilla Pre-empacada y Forros Ranurados.
- ✓ **Métodos Preventivos:** Reductores de Flujo y Fracturamiento Hidráulico.

III.3.3 Fracturamiento Hidráulico.

Es una técnica de estimulación que se basa en aplicar presión hidráulica a una roca hasta que se produzca el rompimiento o fractura de la misma. Después de la ruptura de la roca se continúa aplicando presión con el fin de extender la fractura hasta un límite preestablecido. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no sólo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

Para evitar el cierre de la grieta se inyecta junto con el fluido de fractura “arena” u otro material, que actuará como “sostén” de las paredes abiertas de la fractura.

Con el fin de tener el control de la operación de fracturamiento se registran algunos valores generales de la actividad:

- ✓ Presión de Rotura: se refiere al aumento de la presión en el pozo con el inicio del bombeo hasta el punto en que la formación falla y se rompe.
- ✓ Presión de Bombeo: se refiere a la presión necesaria para extender la fractura después de que ya ha fallado la formación, la cual es menor a la presión de fractura, aún manteniendo el caudal constante.
- ✓ Presión instantánea de Cierre: al cesar el bombeo ($Q=0$) desaparecen todas las presiones de fricción y quedan sólo las presiones dentro de la fractura y la hidrostática del pozo.
- ✓ Declinación por Fractura: el volumen total de fluido para provocar la fractura depende del caudal y del tiempo de bombeo. Este volumen está relacionado directamente en el tamaño de la grieta creada.



CAPÍTULO IV DISEÑO DE REVESTIDORES

(MARCO TEÓRICO)

IV DISEÑO DE REVESTIDORES

IV.1 Definición y función de los revestidores.

IV.1.1 Conductor: se refiere a la primera tubería de revestimiento.

Funciones:

- ✓ Reduce al mínimo la pérdida de circulación a poca profundidad
- ✓ Conduco por donde el lodo regresa a la superficie al comienzo de la perforación
- ✓ Minimiza la erosión de sedimentos superficiales debajo del taladro
- ✓ Protege de la corrosión a las tuberías de revestimiento subsiguientes
- ✓ Sirve de soporte para el sistema desviador en caso de afluencia inesperada a poca profundidad ¹⁰

IV.1.2 Tubería de Revestimiento: es aquella tubería que recubre las paredes del pozo con el propósito general de protegerlo. Existen varios tipos de revestidores, los cuales se diferencian dependiendo de la función y la profundidad a la cual son asentados, entre estos tenemos:

IV.1.2.1 Revestidor de superficie.

Funciones:

- ✓ Soporta el resto de los revestidores
- ✓ Protege de la corrosión cualquier tramo de tubería de revestimiento subsiguiente
- ✓ Previene los derrumbes de los sedimentos no consolidados, más debilitados, que se hallan próximos a la superficie
- ✓ Protege de la contaminación las arenas someras que contienen agua dulce
- ✓ Proporciona resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad
- ✓ Sirve de apoyo primario para los impide reventones.

IV.1.2.2 Revestidor intermedio, “Liner” de perforación.

Funciones:

- ✓ Permite utilizar grandes pesos de lodo sin dañar las formaciones superficiales

- ✓ Controla las zonas de sal y las lutitas desmoronables de fácil desprendimiento¹².

IV.1.2.3 Revestidor, “Liner” de producción.

Funciones:

- ✓ Protege el ambiente en caso de una falla de tubería
- ✓ Permite cambiar o reparar la tubería de producción
- ✓ Aísla la zona productora de las demás formaciones
- ✓ Crea un conducto de paso de dimensiones conocidas¹²

En la figura IV.1 se presentan las posiciones de cada uno de los revestidores nombrados.

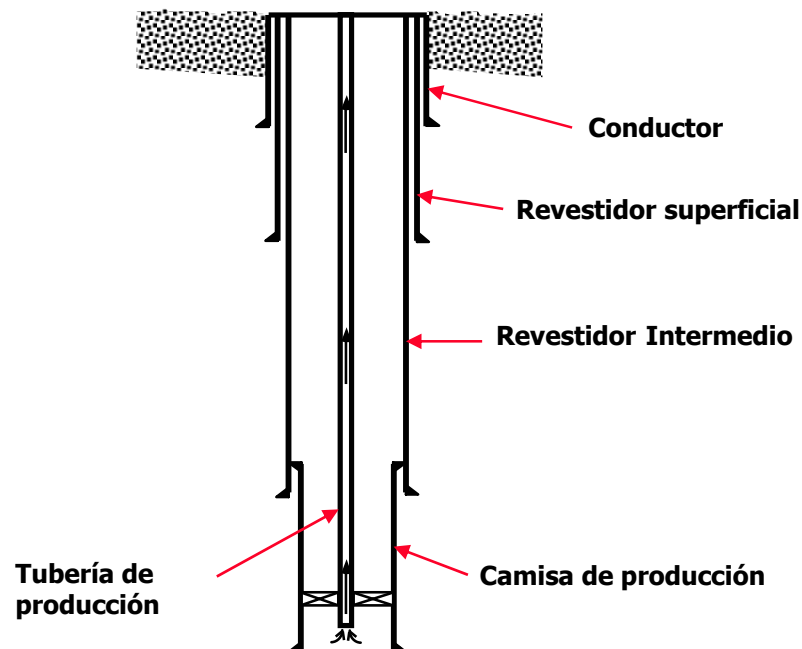


Figura IV.1 Tipos de Revestidores

IV.2 Método de Diseño Convencional y Vida de Servicio.

Cuando se diseña una sarta de tubería de producción o tubería de revestimiento con estos métodos, se encuentran factores adecuados para las cargas de estallidos, colapso y tensión. Estas cargas se generan a partir del peso suspendido de la sarta, las presiones superficiales internas y externas y las densidades de los fluidos.

El método convencional considera por separado las cargas de estallido, colapso y tensión. Por lo general, no se toma en cuenta la cementación, el pandeo, los cambios de temperatura, los esfuerzos de flexión, ni las variaciones en el área transversal. Este método convencional a menudo se traduce en un diseño demasiado conservador de sartas someras y lo que reviste aún mayor de importancia, en un diseño inadecuado para sartas profundas.

El método de la vida de servicio considera que el estado base de esfuerzo es aquel donde el revestidor se encuentra cementado. Una vez que el cemento ha fraguado, todo cambio posterior que restringe las condiciones del pozo generarán fuerzas y esfuerzos adicionales en la tubería de revestimiento. Estas fuerzas se suman a las condiciones base para construir la carga de servicio. Es posible aplicar múltiple cargas para describir la vida de servicio de una sarta de revestimiento ¹².

IV.3 Aspectos de Materiales y Conexiones de los Tubulares.

IV.3.1 Aspectos de Materiales.

IV.3.1.1 Designación de las tuberías.

Para efectos de diseño, y en cierta medida para clasificar las tuberías, los tubulares que se utilizan como revestidor y tubería de producción, se identifican según cuatro parámetros estos son:

- ✓ Diámetro nominal: los revestidores están definidos como tuberías cuyo diámetros externos varían entre 4 ½" a 20". Entre las propiedades que se incluye dentro de los estándares °API para las tuberías y sus conexiones están: resistencia, dimensiones físicas y procedimientos de calidad, así como las máximas cargas que pueden soportar y las ecuaciones para los cálculos de dichas cargas ¹².
- ✓ Peso nominal: generalmente se trata del peso nominal unitario en [lb/pie], éste se usa con la tubería de revestimiento como base para determinar los factores de seguridad de las juntas en tensión y también en la identificación de las órdenes de compra.
- ✓ El diámetro interno mínimo es controlado por un diámetro específico "Drift Diameter", no es más que el diámetro interno mínimo de un mandril que debe pasar libremente, sin sufrir obstrucción, con su propio peso por el interior de la tubería. La relación

diámetro/peso determina el diámetro de paso del cuerpo de la tubería y las conexiones roscadas y acopladas.

- ✓ Grado: establece las propiedades mecánicas y la resistencia a la corrosión del producto. Consiste de una letra seguida de un número, el cual designa la mínima resistencia a la fluencia del acero. En la figura IV.2, se puede apreciar la relación entre el esfuerzo vs. deformación.

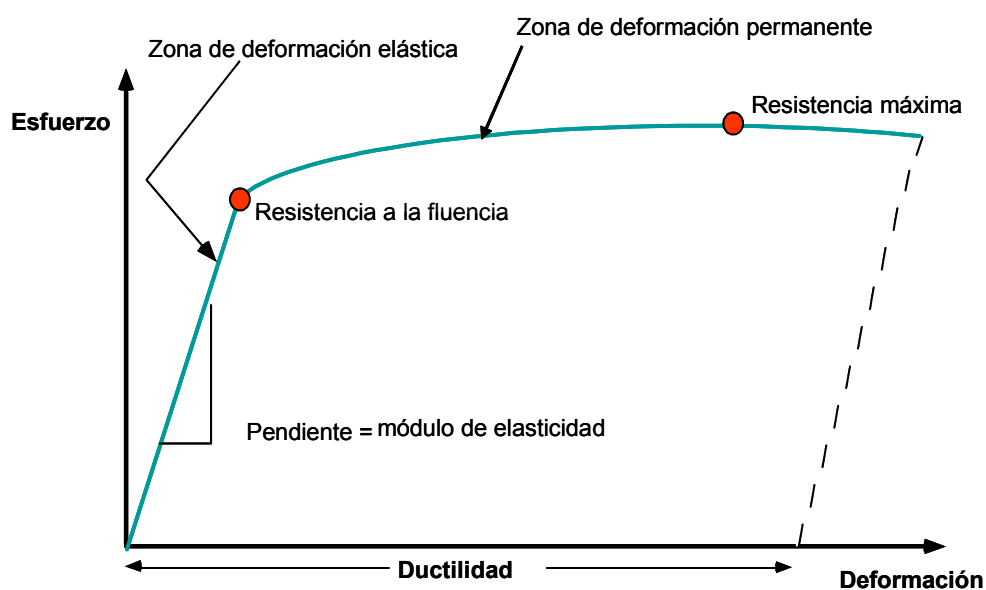


Figura IV.2 Relación entre esfuerzos vs. deformación

En la tabla IV.1, se especifican los requerimientos mecánicos exigidos a los tubulares normalizados por la °API.

Tabla IV.1 Relaciones de Grado y Resistencia de las Tuberías de Revestimiento

Grado	Resistencia a la Fluencia		Resistencia Máxima
	Mínima [lpc]	Máxima [lpc]	Mínima [lpc]
H40	40.000	80.000	60.000
J55	55.000	80.000	75.000
K55	55.000	80.000	95.000
N80	80.000	110.000	100.000
L80	80.000	95.000	95.000
C90	90.000	105.000	100.000
C95	95.000	110.000	105.000
T95	95.000	110.000	105.000
P110	110.000	140.000	125.000
Q125	125.000	150.000	135.000

- ✓ Acabado final (tipo de rosca): una conexión o junta es un dispositivo mecánico que se utiliza para unir tramos de tuberías, equipos de fondo y/o accesorios para formar una sarta de tubería de características geométricas funcionales específicas. Existen varios tipos de conexiones estas son ¹²:

- ◆ Conexiones API: son juntas que se rigen por especificaciones del dominio público, hay dos tipos:

Redondas:

- IJ - Integral Joint
- NUE - Non upset tubing thread
- EUE - External upset tubing thread
- STC - Short thread connector
- LTC - Long thread connector

Trapezoidales (antiguamente eran patentadas)

- BTC - Buttress
- XL - Extreme-line

Así pues por ejemplo, la STC es una conexión acoplada, con rosca redonda, usualmente de 8 hilos por pulgada. No tiene sello ni reborde.

Para lograr el sellado se utiliza una grasa con partículas metálicas en suspensión que se introducen entre los hilos. Ver figura IV.3

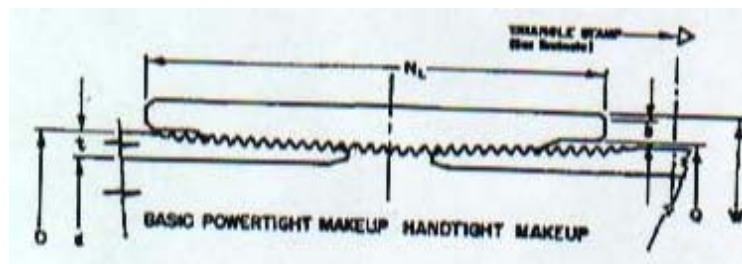


Figura IV.3 Conexión acoplada con rosca redonda

- ◆ Las conexiones Premium: vienen en gran variedad de formas y en general se clasifican como:
 - MTC - Estándar con sello metal-metal (VAM, BDS)
 - MIJ - Integral con sello metal-metal (PH-6, IJ4S)

- HW - Especiales para paredes gruesas (HPC,VAM HW)
- LD - Especiales para grandes diámetros (Big Omega, ATS)
- SLH - Especiales de alto rendimiento y línea reducida (ULT, NJO)
- IFJ - Especiales integrales, el diámetro externo suele ser menor a 1% por encima de la tubería (STL,FL-4S)

Ejemplo de una conexión premium, integral, con sello metal-metal. Ver figura IV.4

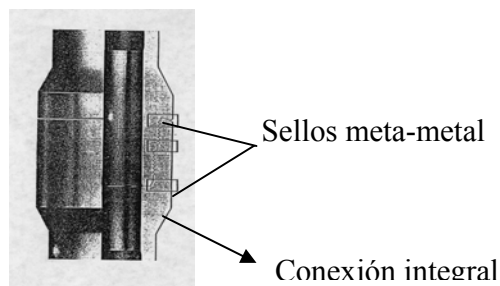


Figura IV.4 Conexión Premium con sello metal-metal

Por ejemplo, una tubería típica se identifica como:

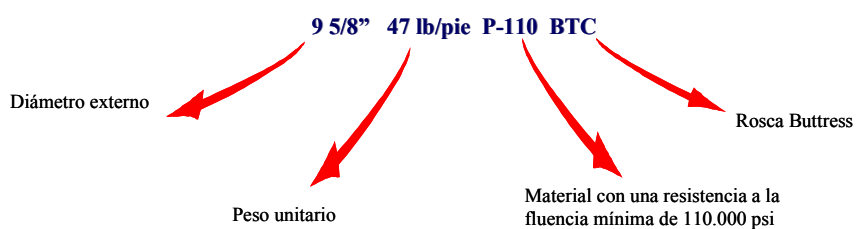


Figura IV.5 Características típicas de una tubería

IV.4 Parámetros del Diseño.

En todo diseño de pozo se requerirá partir de un número limitado de premisas y conocer ciertas cosas acerca del pozo antes de proceder formalmente con los pasos del diseño.

Los aspectos que se consideren determinarán el resultado del diseño y en última instancia el equipo que finalmente se instalará en el pozo.

A continuación se presenta cada una de estas premisas y consideraciones:

- ✓ **Seguridad:** la evaluación del riesgo que pueda correr la población, el ambiente y la propiedad debe ser parte de todo diseño, debiéndose considerar las diversas fuentes de riesgo, que incluyen equipos y operaciones.
- ✓ **Equipo.**
- ✓ **Operaciones:** toma en cuenta los requerimientos de datos de exploración, desarrollo del campo y todo lo que sea necesario para poner a producir el pozo.
- ✓ **Áreas de conocimientos requeridas:** el diseño del pozo requiere de prácticos conocimientos de diversas áreas de la ingeniería, estas son: ambiental, petróleo, mecánica, de materiales y otros.
- ✓ **Selección de diámetro:** La selección del diámetro se hace principalmente en función de que cada revestidor pueda contener al siguiente. El último, es decir, la tubería de producción debe tener suficiente diámetro para conducir el fluido del pozo hasta la superficie. Así pues, se escoge primero la tubería de producción y luego, sucesivamente los demás revestidores.

Un segundo criterio de selección es la consideración de dejar suficiente espacio para herramientas o para bajar un revestidor intermedio, debido a algún problema imprevisto. En la figura IV.6 se observa un árbol, el cual contiene los diámetros más usuales de hoyos y revestidores. Las líneas continuas representan las selecciones más usuales.

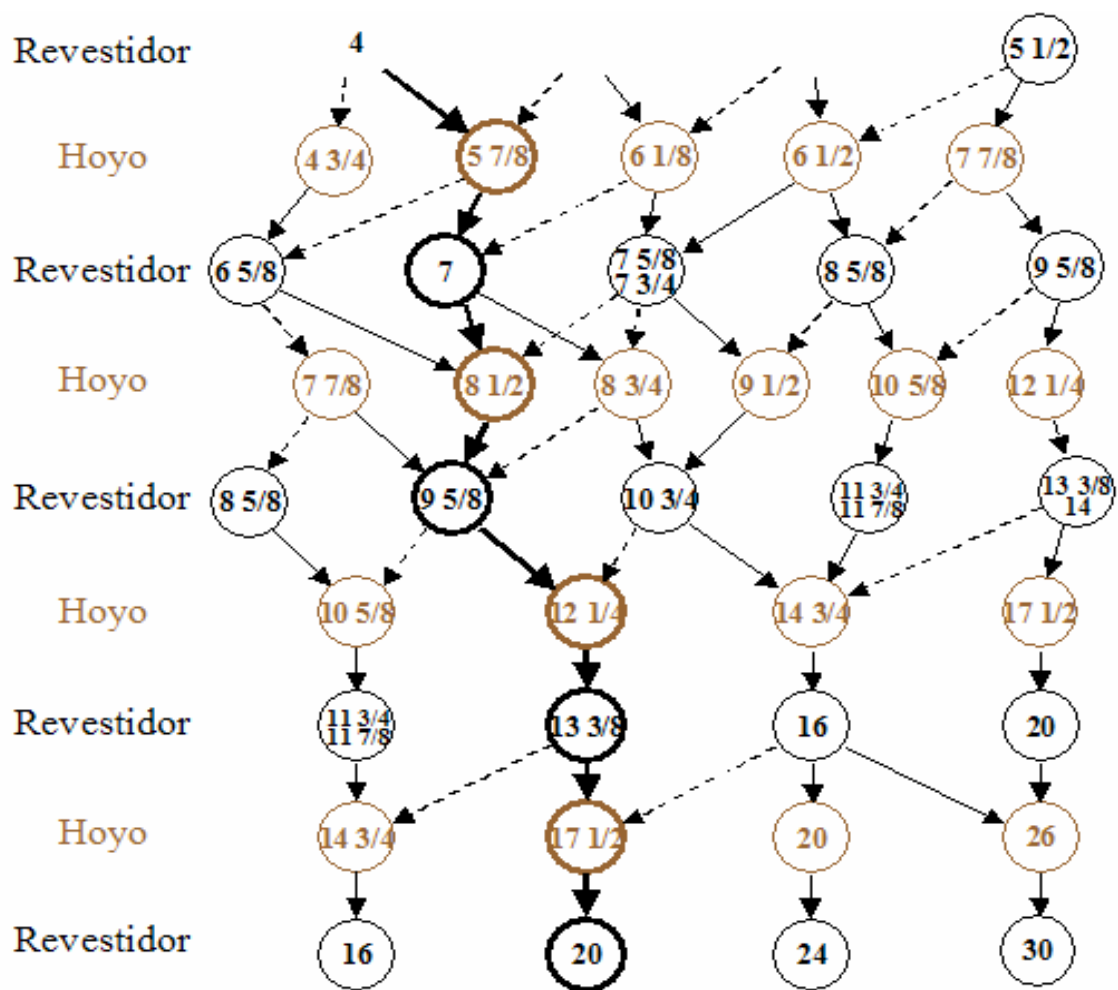


Figura IV.6 Secuencias usuales de diámetros de los revestidores y hoyos

- ✓ Diseño de vida de servicio: el procedimiento de carga de diseño para la vida de servicio, consiste en considerar que cada elemento se encuentra bajo un sistema inicial de cargas, llamados caso base. Sobre este sistema se sobreponen las cargas de servicios, es decir, las cargas normales que probablemente le impondrá la operación. Una sarta se considera que está bien diseñada si para cualquier combinación de cargas base y de servicio mantiene los márgenes de seguridad mínimos necesarios.

El caso de carga o condición de servicio queda definido por:

- ✓ Un perfil de Presión Interna
- ✓ Un perfil de Temperatura ¹²

IV.5 Diseño de la Profundidad de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento.

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que ésta debe cumplir. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación, y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura. El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de fractura y el gradiente de presión intersticial. Tal como se muestra en la figura IV.7, el proceso se inicia en el fondo, proyectando la densidad de lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobrebalance) hasta el punto en que se intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida. Se asienta el revestidor en ese punto y da inicio al proceso otra vez ¹².

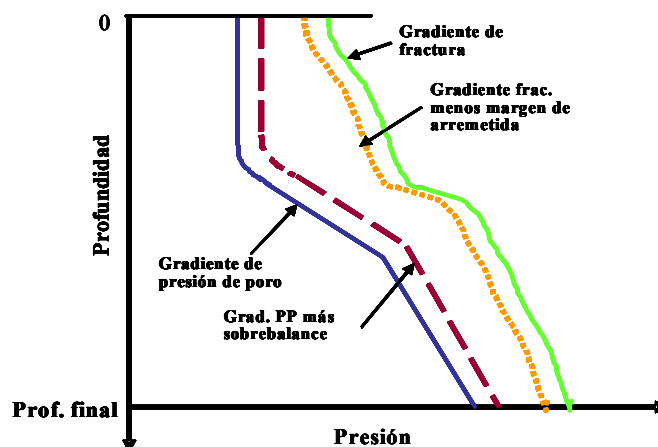


Figura IV.7 Gradiente de Presión Vs. Profundidad

Donde la curva de gradiente de fractura menos el margen de arremetidas (curva naranja) es:

- ✓ 0,5 lpg (pozos de desarrollo)
- ✓ 1,0 lpg (pozos exploratorios)

Posterior al diseño de estas curvas, se determina las profundidades de asentamientos de los revestidores, de la siguiente manera:

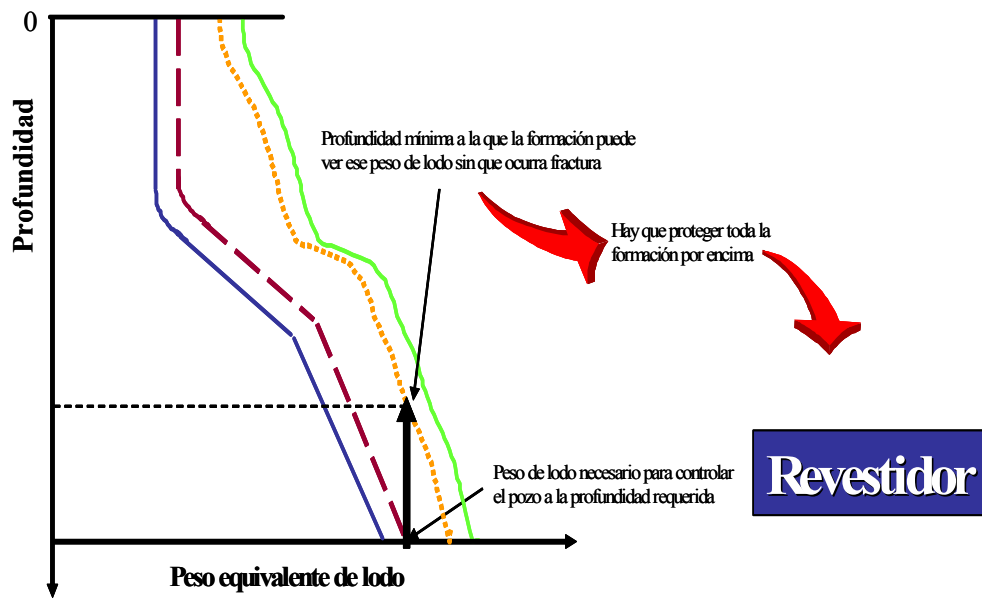


Figura IV.8 Profundidad Vs. Peso Equivalente de Lodo.

De donde se obtiene.

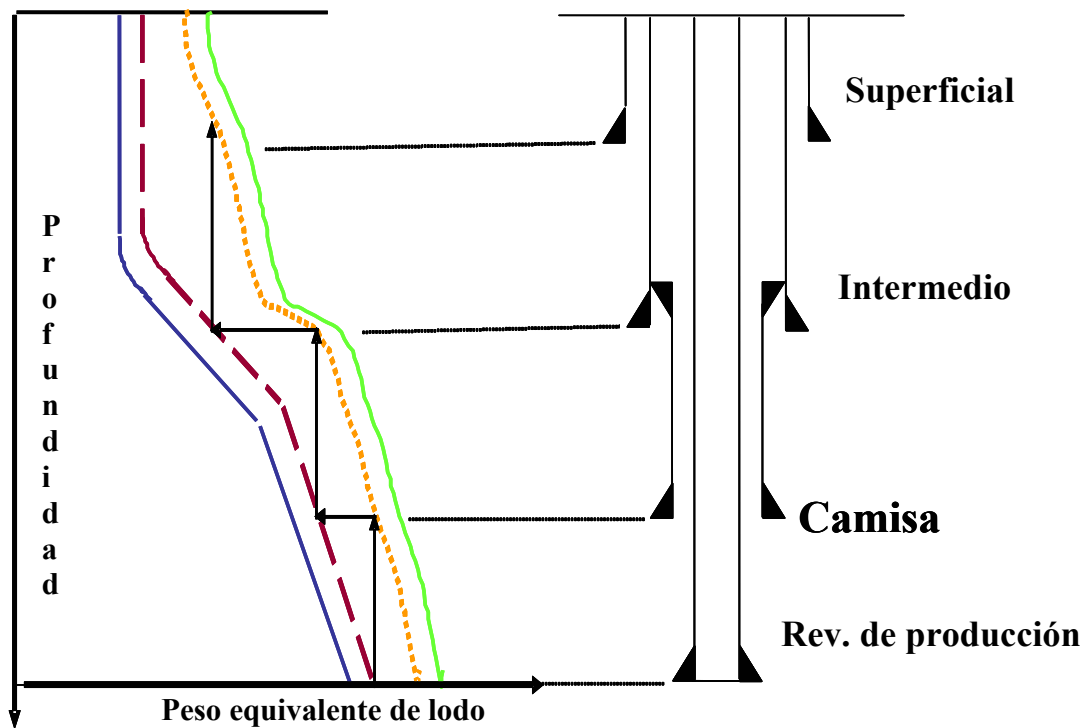


Figura IV.9 Determinación de la Profundidad de Asentamiento

IV.6 Condición Inicial o Caso de Carga.

Se denominan Casos de Carga a aquellas condiciones a las que se supone se verá sometida la tubería a lo largo de su vida de servicio, por ejemplo:

- ✓ Prueba de presión
- ✓ Arremetida de gas
- ✓ Fuga de gas en la tubería de producción ¹²

Los casos de cargas a los cuales están, sometidos los diferentes revestidores se pueden apreciar en la tabla IV.2.

Tabla IV.2 Casos de carga de los revestidores¹⁰

Tipo de Revestidor	Casos de Carga Sometido
Conductor	.- Pruebas de Presión .- 1/3 Vacío
Superficie e Intermedio	.- Pruebas de Presión .- 1/3 Vacío .- Arremetida de Gas .- Perforación
Producción	.- Vacío Total .- Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática .- Fuga de la tubería de producción cerca de superficie calientes. .- Tratamiento de fractura del revestidor.

IV.7 Consideraciones de Diseño.

Analizados los casos de carga, se deben comparar los resultados con la resistencia del material a:

- ✓ Colapso
- ✓ Cedencia interna (estallido)
- ✓ Tracción
- ✓ Compresión

Los factores de diseño mínimos según PDVSA, se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla IV.3 Factores de Diseño de PDVSA¹²

	Colapso	Estallido	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1				
Superficial	1	1,1	1,6	1,3	1,25
Intermedio	1	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25
Tub. Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

Se llama colapso a la posibilidad de que la tubería falle por exceso de presión externa, esto se aprecia en la figura IV.10:

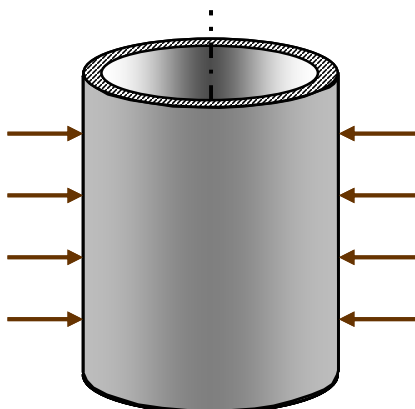


Figura IV.10 Representación de la Dirección de Fuerzas de Colapso

El factor de diseño para colapso viene dado por la siguiente ecuación:

$$DF_c = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}} \quad \text{Ecuación IV.1}$$

La presión de colapso equivalente se define como:

$$P_e = P_o - \left(1 - \frac{2}{\left(\frac{D}{t} \right)} \right) \cdot P_i$$

Ecuación IV.2

Donde:

Pe = Presión de colapso equivalente [lpc]

Po = Presión externa [lpc]

Pi = Presión interna [lpc]

D = Diámetro externo [pulg]

t = Espesor [pulg]

La cedencia interna o estallido, se refiere a la posibilidad de que la tubería falle por exceso de presión interna. En la figura IV.11 se observa una representación esquemática de una tubería sometida a presión interna.

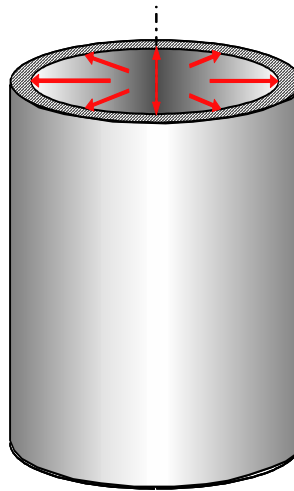


Figura IV.11 Representación de la Dirección de Fuerzas de Estallido

El factor de diseño para estallido viene dado por:

$$DF_b = \frac{\text{Presión interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presión}}$$

Ecuación I.V.3

La ecuación que se emplea para calcular el valor nominal de la presión interna de estallido es la siguiente:

$$P = 0,875 \cdot \left(\frac{2 \cdot R_p \cdot t}{D} \right)$$

Ecuación IV.4

Donde:

P = Presión interna de fluencia del cuerpo de tubería [lpc]

R_p = resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de tubería [lpc]

t = Espesor de la pared del cuerpo de la tubería [pulg]

D = Diámetro externo del cuerpo de la tubería [pulg]

La resistencia a la tracción/compresión, aunque no es un valor definido por la API es un parámetro de diseño sumamente importante. En general, el valor nominal para revestidores y tuberías de producción se basa en la resistencia a fluencia de tracción del material.

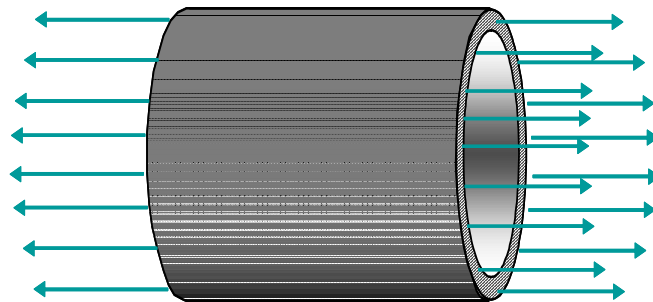


Figura IV.12 Efecto de Tensión

Hay que considerar, por otra parte, que frecuentemente la conexión es más resistente que el tubo, por lo que siempre hay que verificar la resistencia de éste.

Los Esfuerzos Von Mises, se originan cuando una pieza está sometida a varias cargas simultáneas, la mejor forma de considerarlas es calculando un esfuerzo equivalente y comparando dicho esfuerzo con la resistencia a la fluencia del material. Los esfuerzos simultáneos que actúan en la tubería son:

- ✓ Axiales, de las cargas de tracción, compresión y/o flexión a que está sometida la tubería
- ✓ Radiales, de las presiones internas y externas

- ✓ Tangenciales, también de las presiones
- ✓ Cortantes, de una posible torsión.

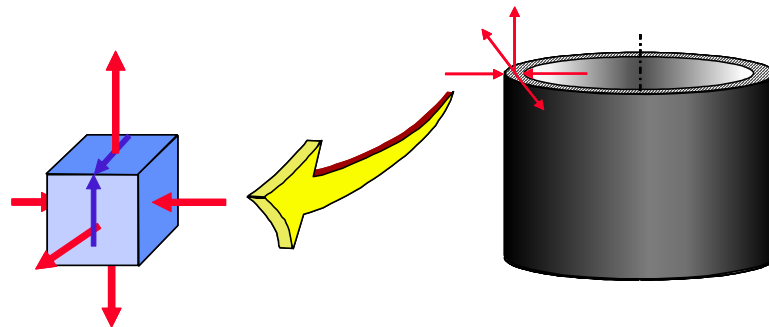


Figura IV.13 Esfuerzos simultáneos que actúan en las tuberías

IV.7.1 Consideraciones Generales:

Para el diseño de la tubería por Tensión-Compresión se tienen que tener en cuenta los siguientes factores:

- ✓ **Factor de Flotabilidad:** suponiendo que se tiene un pozo vertical, se puede calcular un factor de flotabilidad que permita determinar el peso sumergido en la tubería. El factor de flotabilidad siempre es menor a uno, y al multiplicarlo por el peso del aire de la sarta, dará el peso de la sarta en flotación¹⁰.

El factor de flotación viene dado por:

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_a} \right) \quad \text{Ecuación IV.5}$$

Donde:

BF= Factor de Flotación "Bouyancy Factor"

ρ_1 = Densidad de lodo (lpg - lbr/ pie³)

ρ_a = Densidad del acero (65,2 lpg = 488 lbr/ pie³)

- ✓ **Efectos térmicos:** otros de los factores que afecta la cantidad de tensión en la sarta, son los cambios de temperatura. Cualquier cambio de temperatura con respecto al estado de instalación provocaría un cambio de longitud debido a la expansión térmica

del material. Como la tubería está fija en sus partes superior e inferior, la expansión térmica se ve impedida y aparece una fuerza sobre el tubular. La fuerza será de compresión negativa cuando aumente la temperatura y tensión positiva cuando disminuya la temperatura. Esto se puede observar en la figura IV.14

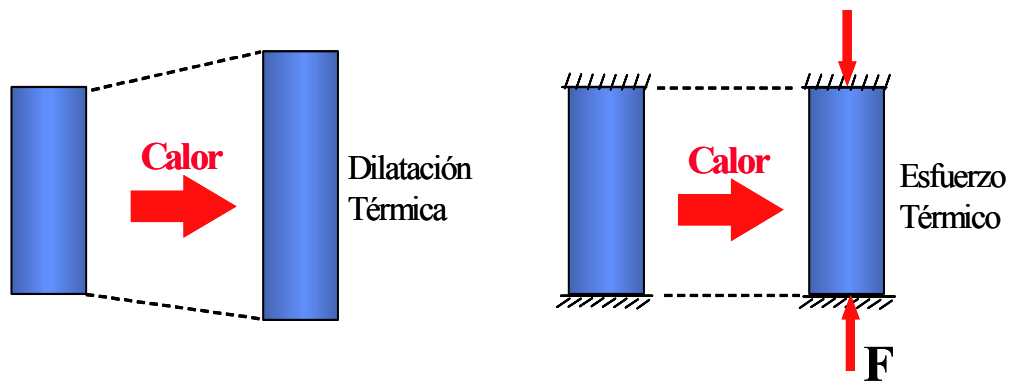


Figura IV.14 Efecto de la Temperatura

La fórmula asociada para calcular la fuerza asociada a estos cambios de temperatura se deduce al compensar la posible deformación térmica con una deformación elástica de la misma magnitud y sentido contrario, con lo que queda ¹²:

$$F_{TEMP} = -\sigma \cdot E \cdot A_p \cdot \Delta T \quad \text{Ecuación IV.6}$$

Donde:

F_{TEMP} = Fuerza aplicada por cambios de temperaturas [lbf]

σ = Coeficiente de expansión térmica [$^{\circ}F^{-1}$]

E = Modulo de Elasticidad [lpcg]

A_p = Área transversal del cuerpo de la tubería [$pulg^2$] = $0,7854 \cdot (D^2 - d^2)$

D = Diámetro externo del cuerpo de la tubería [pulg]

d = Diámetro interno del cuerpo de la tubería [pulg]

ΔT = Cambio de temperatura en la relación con el estado de instalación [$^{\circ}F$]

- ✓ **Efecto del Abombamiento:** en la figura IV.15 se puede observar, que cuando se presuriza un revestidor por dentro, su diámetro a “abomba” ligeramente. Esto hace que se acorte su longitud. Sin embargo, como la tubería sigue fija por su parte inferior aparece una fuerza de tracción adicional ¹².

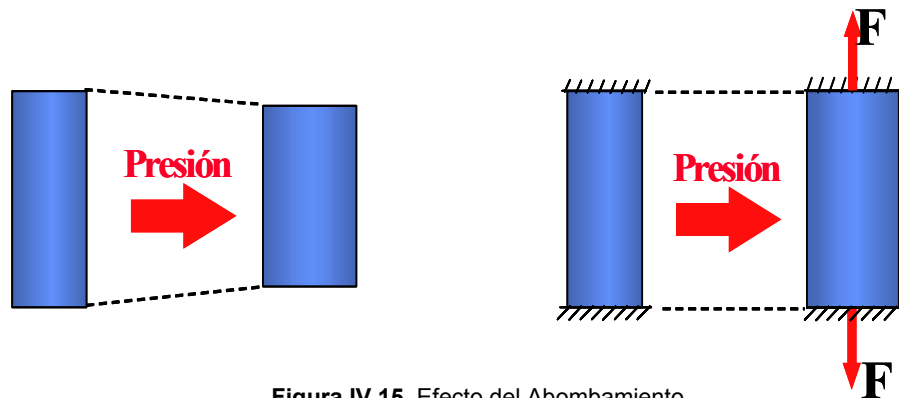


Figura IV.15 Efecto del Abombamiento

- ✓ **Efecto de la Flexión:** los efectos de flexión debido a pandeo o curvatura del hoyo (patas de perro) generan esfuerzos. La flexión induce esfuerzos de tensión axial en lado externo. La curvatura de un pozo direccional se expresa generalmente en términos de cambio de ángulo del hoyo por unidad de longitud ¹². Ver figura IV.16

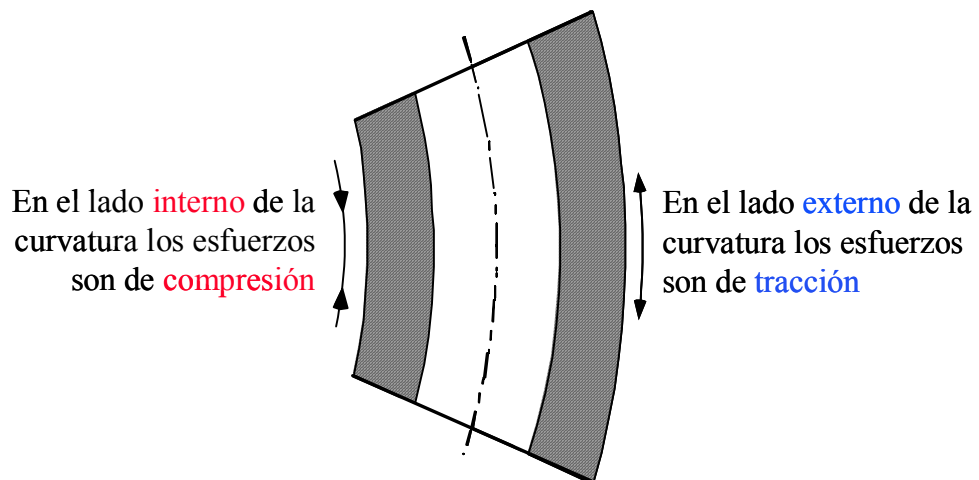


Figura IV.16 Efecto de Flexión



CAPÍTULO V EVALUACIÓN ECONÓMICA

(MARCO TEÓRICO)

V EVALUACIÓN ECONÓMICA

V.1 Conceptos Básicos

Horizonte económico: Es el periodo de tiempo establecido durante el cual se calculan los flujos de caja de una propuesta de inversión. Generalmente este período fluctúa entre 10 y 20 años, sin embargo, existirán propuestas que requerirán ser evaluadas en períodos mayores o menores.

Vida útil: Es el período estimado de duración del activo y constituye la base para el cálculo de la depreciación; puede ser igual o mayor al horizonte económico pero nunca menor. Para los activos de las Industrias Petrolera, Petroquímica y Carbonífera la vida útil está establecida en el Manual de Normas y Procedimientos de Finanzas, sobre Política de Depreciación ⁵.

Flujo de caja o flujo efectivo: Se determina con los ingresos y egresos que durante el horizonte económico establecido genere el proyecto en evaluación. La estimación del flujo efectivo consiste a grandes rasgos en la diferencia entre egresos e ingresos y constituye la primera fase de la evaluación, por lo que la calidad de las estimaciones y el mayor conocimiento respecto a las variables a ser consideradas inciden en la obtención de resultados más reales ⁵.

$$F.E = \text{Ingresos} - \text{Inversiones} - \text{Costos} - \text{Gastos} - \text{I.S.L.R} - \text{Regalía} \quad \text{Ecuación V.1}$$

V.1.1 Ingresos

Se refiere a la ganancia o rendimiento de naturaleza económica, obtenido durante un periodo de tiempo ⁵.

$$\text{Ingresos}_{\text{año}} = \Delta \text{NP}_{\text{AÑO}} * (\text{PR}_{\text{crudo}} + \text{PR}_{\text{gas}} * \text{RGP}_{\text{EST}}) * T_{\text{cambio}} \quad \text{Ecuación V.2}$$

Donde:

$\text{Ingresos}_{\text{año}} = \text{Ingresos por año [Bs.]}$

$\Delta \text{NP}_{\text{AÑO}} = \text{Volumen estimado de producción de crudo por año [BNP]}$

PR crudo = Precio de referencia del crudo [\$/BNP]

PR gas = Precio de referencia del gas [\$/PC]

RGP_{EST} = Relación gas petróleo estimada [PC/BNP]

T_{cambio} =Tasa de cambio estimada durante el periodo de evaluación [Bs./\$]

En la Industria Petrolera, los ingresos están asociados a proyectos de inversión que pueden tener una variedad de objetivos, los cuales pueden ser desde un proyecto de mantenimiento de producción, como la construcción de una infraestructura que permita la refinación de productos derivados para la venta en el Mercado Interno. La totalidad de los ingresos obtenidos de este tipo de proyecto se origina por el potencial de venta del petróleo, gas o productos derivados, ya sea en el Mercado Interno o en el Mercado de Exportación. A continuación se definen los ingresos por cada uno de estos mercados:

- ✓ Ventas de Exportación: Se obtiene al multiplicar el volumen de crudo, gas u otro producto que el proyecto haya generado, por el precio de exportación correspondiente. Para estos efectos se utilizarán los precios a corto, mediano y largo plazo correspondiente al escenario más conservador ⁵.
- ✓ Ventas al Mercado Interno: Se obtiene al multiplicar el volumen de productos que se espera que el proyecto produzca, por el precio neto de ventas vigente para el mercado interno (precio según Gaceta-impuesto consumo-participación de expendedor-costos de transporte cuando proceda) ⁵.

Otros tipos de ingreso que se debe considerar al final del horizonte económico, son los siguientes:

- ✓ Valor de Rescate: Es aquel que ostenta un activo despreciable solo cuando esté físicamente usado hasta su fin (que no hay probabilidad de uso o que para usarlo sea necesario incurrir en reparaciones excesivas) o bien cuando el activo está técnica y/o económicamente obsoleto.

- ✓ Valor del mercado esperado: El valor de mercado de un activo al término del horizonte económico conceptualmente equivale al valor actual de los flujos de efectivos que el activo es capaz de generar en el futuro, considerando que aún tiene vida útil productiva⁵.

X.1.2 Egresos

Entre los egresos asociados a una propuesta de inversión tenemos:

- ✓ Costo de operaciones y mantenimientos: Son todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta en evaluación ^[14]. Entre los más importantes tenemos:
 - ♦ Labor: Se refiere al costo de los sueldos, salarios y beneficios del personal cuyo esfuerzo físico o intelectual esta directa o indirectamente relacionados con las actividades de operación, administración y mantenimiento de la propuesta de inversión.
 - ♦ Materiales generales: Se refiere al costo de los materiales que se utilizaran en las actividades de operación, mantenimiento y administración de la propuesta de inversión.
 - ♦ Materiales de proceso: Se refiere al costo de productos químico y otros productos que se utilizaran en el proceso de producción de la propuesta de inversión.
 - ♦ Combustible: Esta asociado al costo de cualquier producto líquido que constituya una fuente energética durante las operaciones de elaboración de la propuesta de inversión.
 - ♦ Servicios industriales: Corresponde al costo por la compra de electricidad, vapor u otro insumo suministrado por alguna industria de servicio, y que sea necesario en la ejecución del proyecto.

- ◆ Servicios contratados: Comprende los costos estimados de los servicios de terceros que se prestaran bajo contrato. Entre estos servicios, generalmente se incluye mantenimiento (parada de planta y mantenimiento extraordinario), transporte y alquileres de equipo, herramientas, consultorías y asistencia técnica.
 - ◆ Costos fijos: Son aquellos costos asociados a una actividad que permanece relativamente constante en un rango de producción. Ej. labor, mantenimiento, seguros, investigaciones⁵.
 - ◆ Costos Variables: Son aquellos costos que cambian con la producción. Ej. materiales químicos, electricidad, agua, vapor, costos del taladro.
- ✓ Depreciación: Se refiere a la contabilización de la disminución del potencial de utilidad de los activos asociados a la propuesta, ya sea por el desgaste físico debido a su uso continuo, o pérdida de valor debido a la aparición de nuevas tecnologías, que convierten al activo en obsoleto.
 - ✓ Regalía: Se refiere al Impuesto que el Fisco Nacional estableció sobre la producción de petróleo crudo y del gas natural utilizado como combustible o hidrocarburos líquidos y azufre producidos. La tasa vigente del Impuesto equivale a un 16 2/3 % del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, hidrocarburos líquidos producidos / derivados del gas natural tratados en las plantas de gasolina natural, gas natural enajenado y/o utilizado como combustible y azufre producido. Para estos efectos cada una de las filiales operadoras firman convenios individuales con el Ministerio de Energía y Minas en el cual se establece:
 - ✓ Aporte Legal a PDVSA: La Ley Orgánica que reserva al Estado Venezolano La Industria y el Comercio de los Hidrocarburos del año 1967, establece que las empresas operadoras, entregaran mensualmente a la empresa matriz, una cantidad de dinero equivalente al 10% de los ingresos netos del petróleo exportado por ella.

- ✓ Ganancia antes el ISLR: Equivale a la diferencia aritmética entre el total de ingresos y el total de egresos (incluida la depreciación). En otras palabras, es el beneficio del proyecto ante del cálculo del ISLR.
- ✓ La ganancia y flujo de caja después del ISLR: Corresponde a la diferencia aritmética entre la ganancia antes del ISLR y el valor determinado como impuesto, constituyendo el flujo neto de efectivo base para la evaluación.
- ✓ Impuesto sobre la Renta (ISLR): corresponde al valor estimado que debe incluirse en una propuesta de inversión, por concepto de ISLR, como consecuencia del enriquecimiento neto. Se calcula según lo establecido en la Ley de Impuesto Sobre la Renta Vigente, con la siguiente ecuación.

$$\text{I.S.L.R} = 0,50 * [\text{Ingresos} - \text{Depreciación} - \text{Regalías} - \text{CP}] \quad \text{Ecuación V.5}$$

Donde:

I.S.L.R = Impuesto sobre la Renta [MMBs]

Ingresos = Ingresos por año [MMBs]

Regalías = Regalías por año [MMBs]

C.P = Costo de Producción [MMBs]

V.1.3 Indicadores Económicos

V.1.3.1 Indicadores Económicos Dinámicos

Son aquellos que consideran el valor del dinero en el tiempo, entre los cuales tenemos:

- ✓ Valor Presente Neto (VPN): Es la sumatoria de todos los flujos de caja neto, descontados a una tasa de descuento determinada.

$$\text{VPN} = \sum_{i=0}^N \frac{\text{FE}_i}{(1+d)^i} \quad \text{Ecuación V.6}$$

Donde:

FE_i = Flujo de Efectivo en el Año i.

d = Tasa de descuento establecida por la Corporación (10%)

N = Años de vida del proyecto

- ✓ Tasa Interna de Retorno (TIR): Se denomina Tasa Interna de Retorno a la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Hace que el valor presente de un proyecto sea igual a cero. Ésta se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto.

$$0 = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ecuación V.7}$$

Donde:

FE_i = Flujo de Efectivo en el Año i.

TIR = Tasa interna de Retorno

N = Años de vida del proyecto.

A escala corporativa para que sea considerada la inclusión de un proyecto de inversión en el Presupuesto de Inversiones de la Corporación, la Tasa Interna de Retorno debe ser de al menos un 15 por ciento. Si la misma se encuentra entre 10 y 15 por ciento, el proyecto pasará a competir con otras propuestas similares. Mientras que un proyecto que presente una tasa interna de retorno menor a 10% no será ejecutado.

- ✓ Período de Recuperación Dinámico o "Dynamic Pay Out" (DPO): Se define como el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados iguale la inversión inicial.

- ✓ Eficiencia de la Inversión (EI): Es la rentabilidad que se obtiene en términos reales por cada unidad monetaria invertida.

$$EI = \frac{VPN}{\sum_{i=0}^N \frac{INV_i}{(1+d)^i}} \quad \text{Ecuación V.8}$$

Donde:

EI = Eficiencia de la Inversión [Bs/Bs].

VPN = Valor presente Neto [Bs]

INV_i = Inversión ejecutada en el periodo i

N = Años de vida del proyecto.

V.1.3.2 Indicadores Económicos Estáticos

Son aquellos que no consideran el valor del dinero en el tiempo, entre los cuales tenemos:

- ✓ Flujo de Caja Neto (FCN): Esencialmente consiste en la sumatoria de todos los flujos de caja anuales o flujos efectivos producidos en el horizonte económico del proyecto.
- ✓ Período de Recuperación de la Inversión o "Static Pay Out" (SPO): Definido como el período de recuperación de la inversión inicial.
- ✓ Inversión: Gastos que tengan como objetivo el aumento de la producción y un incremento de la riqueza.
- ✓ Tasa de descuento: Porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar y representa una medida del valor del dinero en el tiempo¹⁴.
- ✓ Tasa de interés: Tasa por la cual medimos el precio del costo de oportunidad del dinero⁵.

V.2 Modelo Económico

Un modelo económico tiene como objetivo evaluar varios esquemas de estrategias de producción. En otras palabras, se refiere a la realización de predicciones de las tendencias que podría tener el mercado en el futuro, dictadas por diferentes escenarios económicos, con el fin de obtener sensibilidades con respecto a los ingresos netos esperados.

Se han diseñado modelos económicos para simular el desarrollo y funcionamiento de proyectos reales de recuperación de crudo. Las características del yacimiento y el costo del crudo residual producido del yacimiento se introducen en los modelos económicos y se generan las siguientes estimaciones:

- ✓ La cantidad de crudo que se producirá del proyecto
- ✓ El precio suficiente para reembolsar todos los costos del proyecto y proporcionar un retorno adecuado en la inversión
- ✓ Programar lo que se producirá del yacimiento

Estas estimaciones se toman en cuenta para las consideraciones de predicciones globales de producción diaria, producción acumulativa y última recuperación⁵.



CAPÍTULO VI METODOLOGÍA

VI METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología aplicada para la Visualización, Conceptualización y Definición (VCD) es detallada en los diferentes capítulos que conciernen a cada etapa/tópico del proyecto. Sin embargo, se presenta una metodología general la cual es ilustrada en el “flujograma VCD”.

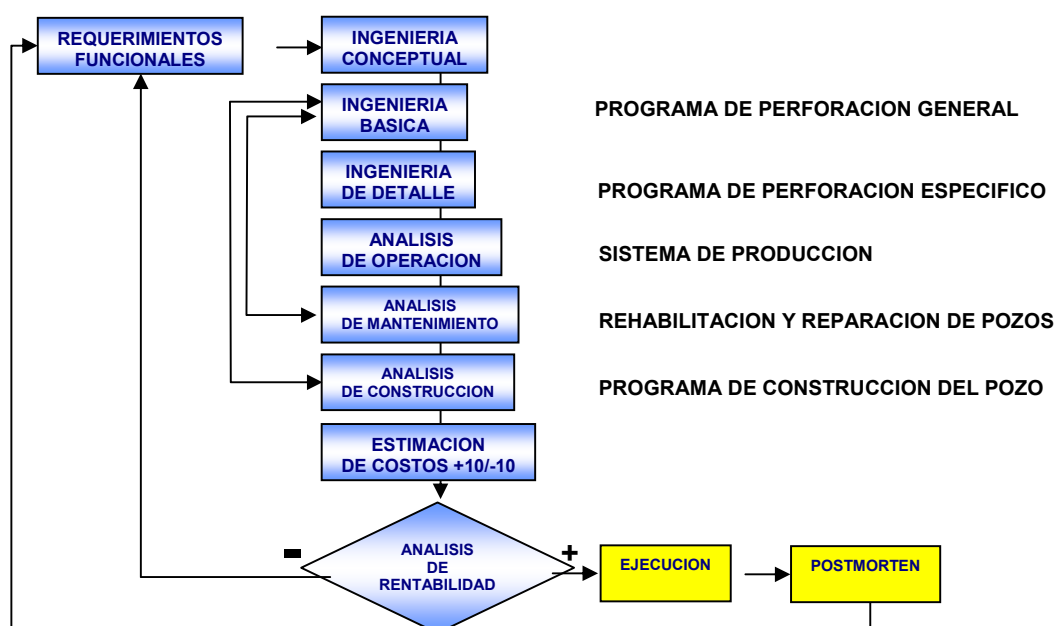


Figura VI.1 Flujograma VCD

En esta metodología de trabajo, se observa que para generar el proceso de planificación de un pozo, se requiere cubrir una serie de etapas las cuales a su vez están asociados a actividades con sus respectivas sub-actividades.

A continuación se presentan las actividades de cada una de las etapas:

1.- REQUERIMIENTO FUNCIONALES.

1.1.- Visualiza el uso y tipo de pozo.

1.1.1.- Exploratorio (Wildcat, Outpost).

1.1.2.- Delineador (Límite, Información, Tecnología) ¿Será activo de producción?.

1.1.3.- Desarrollo (Productor, Inyector).

1.1.4.- Tecnológico (LIC's).

1.2.- Revisa los objetivos de la corporación.

1.2.1.- Mínimo costo y rentable.

1.2.2.- Requisitos de calidad cero defecto.

1.2.3.- Mínimo riesgo ambiental y seguridad.

1.3.- Revisar los Objetivos de la Unidad de Explotación

1.3.1.- Manejar un volumen de fluidos de gas, crudo y agua.

1.3.2.- Drenar la sección de yacimiento especificada (coordenadas de subsuelo).

1.3.3.- Aislar zonas productoras con distintas presiones y crudos.

1.3.4.- Evitar daño de formación.

1.3.5.- ¿Es un área crítica, estratégica?

1.3.6.- Objetivos estratégicos: pozo observador, adquisición de datos.

1.3.7.- Valor económico del proyecto.

1.4.- Revisar los Objetivos de Perforación

1.4.1.- Prácticas para futuros trabajo y mejorar tiempos de perforación.

1.4.2.- Mantenible en el tiempo.

1.4.3.- Ser la mejor opción.

2.- INGENIERÍA CONCEPTUAL. (ESTUDIO DE OPCIONES)

2.1.- Reúne los requerimientos y la información disponible del proyecto.

2.1.1.- Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.

2.1.2.- Presión de fondo fluyente de diseño y método de producción.

2.1.3.- Caracterización de fluidos y roca.

2.1.4.- Planes para trabajos de estimulación, inyección, levantamiento.

2.1.5.- Prognosis de intervalos productores, radio de drenaje.

2.1.6.- Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie.

2.1.7.- Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.

2.1.8.- Estrategia de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas.

2.2.- Visualiza los requerimientos funcionales.

- 2.2.1.- Visión y definición de la completación mecánica preliminar.
- 2.2.2.- Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.
- 2.2.3.- Visión y definición del Dimensionamiento de revestidores.
- 2.2.4.- Visión y definición de la geometría de los hoyos.
- 2.2.5.- Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.
- 2.2.6.- Visión y definición de las estrategias de negocio.
- 2.2.7.- Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.
- 2.2.8.- Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos.

2.3.- Cumplimiento con arquitectura de drenaje marco en consistencia con el Estudio Integrado y el Plan de Explotación.

3.- INGENIERÍA BÁSICA.

3.1.- Revisa los requerimientos funcionales.

3.2.- Realiza el diseño básico de la arquitectura del pozo.

- 3.2.1.- Diseño de completación.
 - 3.2.1.1. Tipo.
 - 3.2.1.2. Dimensiones.
 - 3.2.1.3. Funcionalidad.
 - 3.2.1.4. Evolución.
 - 3.2.1.5. Fluido de Completación.
- 3.2.2.- Diseño de Trayectoria.
 - 3.2.2.1. Geomecánica.
 - 3.2.2.2. Direccionalidad.
 - 3.2.2.3. Optimización.
- 3.2.3.- Diseño de Revestidores.
 - 3.2.3.1. Tipo.
 - 3.2.3.2. Puntos de Asentamiento.
 - 3.2.3.3. Dimensiones.
 - 3.2.3.4. Funcionalidad.
 - 3.2.3.5. Evolución.
- 3.2.4.- Diseño de Hoyos.

- 3.2.4.1. Tipo.
- 3.2.4.2. Dimensiones.
- 3.2.4.3. Funcionalidad.
- 3.2.4.4. Evolución.
- 3.2.5.- Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc.
 - 3.2.5.1. Diseño general de fluidos.
 - 3.2.5.2. Cementación.
 - 3.2.5.3. Mechas.
 - 3.2.5.4. Sartas.
 - 3.2.5.5. Cañoneo.
- 3.3.- Estima la base de conocimiento, productividad, tiempo y costo (clase III).**
- 3.4.- Realiza la estrategia de contratación y pre-selección de empresas.**
- 3.5.- Realiza el análisis y mantenimiento de operación y construcción del pozo.**
- 3.6.- Tramita permisología y aprobaciones.**
- 3.7.- Revisa y diseñar la localización.**
- 3.8.- Realiza la procura de materiales de largo tiempo de entrega.**

4.- INGENIERIA DE DETALLE

- 4.1.- Revisará detalladamente los requerimientos funcionales.**
- 4.2.- Detalla la estructura de conocimiento, el equipo de trabajo y sus roles, la estrategia de contratación de empresas, la integración del programa de perforación y los controles de ejecución del proyecto.**
 - 4.2.1.- Completación.
 - 4.2.2.- Trayectoria y problemática de estabilidad de hoyo.
 - 4.2.3.- Revestidores.
 - 4.2.4.- Geometría de Hoyos.
 - 4.2.5.- Fluidos de perforación.
 - 4.2.6.- Cementación.
 - 4.2.7.- Mechas.
 - 4.2.8.- Sarta de perforación.
 - 4.2.9.- Cañoneo.
 - 4.2.10.- Programa de registros y núcleos.

- 4.3.- Estructura de conocimiento (competencias requeridas).**
- 4.4.- Equipo de trabajo y sus roles.**
- 4.5.- Realiza la estimación de tiempo y costo clase II.**
- 4.6.- Estrategia de contratación y selección de empresas.**
- 4.7.- Integración del programa de perforación (ejecución).**
- 4.8.- Controles de ejecución del proyecto.**
- 4.9.- Indicadores económicos y operacionales (SBI), documentación de lo procesos de rendimiento y reconocimiento.**

5.- ANÁLISIS DE OPERACIÓN

- 5.1.- Predice los sistemas de operaciones del pozo, los efectos no deseados por los esfuerzos geomecánicos e hidráulicos y los potenciales cambios de requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo.**
 - 5.1.1.- Intervenciones para cambios de completación por efectos energéticos.
 - 5.1.2.- Requerimientos de sensores de fondo y superficie.
 - 5.1.3.- Uso de completaciones inteligentes.
- 5.2.- Re-conceptualiza el pozo y se predice la rutina de mantenimiento preventivo.**
 - 5.2.1.- Arenamiento por desequilibrio causado por drenaje superior al crítico.
 - 5.2.2.- Precipitación de asfáltenos, parafinas y otros.
 - 5.2.3.- Irrupción prematura de agua y/o gas por drenaje superior al crítico.
- 5.3.- Predicción de los potenciales cambios de requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo.**
 - 5.3.1.- Re-entradas.
 - 5.3.2.- Levantamiento Artificial.
 - 5.3.3.- Estimulación.

5.4.- Re-conceptualización del pozo..

5.5.- Predicción de la rutina de mantenimiento preventivo.

5.5.1.- Número de intervenciones en el ciclo del pozo.

5.5.1.1. Por requerimientos energéticos.

5.5.1.2. Por requerimientos mecánicos.

6.- ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO

6.1.- Predice las intervenciones debido a requerimientos mecánicos y la inversión de capital en completación original.

6.1.1.- Estimación de frecuencia.

6.1.2.- Estimación de costos.

6.2.- Inversión de capital en completación original para máxima estimulación versus planificar fracturar o rehabilitar.

6.2.1.- Diseñar la completación original con fracturamiento hidráulico que minimiza drawdown y con ello mínima posibilidad de producción de arena y/o precipitación de asfáltenos y parafinas.

6.2.2.- Planificar para fracturar transcurrido un período de tiempo.

6.2.3.- Planificar para rehabilitar (reparar) el pozo.

7.- ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO

7.1.- Revisa detalladamente los requerimientos funcionales.

7.2.- Realiza el flujograma por actividad de la operacionalización.

7.3.- Realiza la programación detallada por actividad con hitos apropiados por comunidad de conocimiento.

7.3.1.- Mudanza.

7.3.2.- Sección superficial.

7.3.3.- Sección intermedia.

7.3.4.- Sección de producción.

7.3.5.- Completación y entrega.

- 7.4.- Realiza los requerimientos de materiales y equipos.**
- 7.5.- Realiza el plan logístico.**
- 7.6.- Estructura los recursos, competencias requeridas y roles.**
- 7.7.- Realiza la estrategia de contratación y selección de empresas.**
- 7.8.- Establece el plan SHA (Seguridad, Higiene y Ambiente).**

8.- ESTIMACIÓN DE COSTOS

8.1.- Labor

- 8.1.1.- Labor Propia
- 8.1.2.- Labor Contratada
- 8.1.3.- Asesoría

8.2.- Estima costos de materiales y equipos.

- 8.2.1.- Revestidores y accesorios.
- 8.2.2.- Cabezal del pozo (Secciones A, B, C, D, E).
- 8.2.3.- Equipos de completación (Empacadura, Camisa, Sello...).
- 8.2.4.- Tubería de producción.
- 8.2.5.- Combustibles y lubricantes.
- 8.2.6.- Otros materiales y suministros.

8.3.- Estima costos de servicios.

- 8.3.1.- Transporte propio, transporte alquilado.
- 8.3.2.- Localización, vía acceso, reacondicionamiento vías de acceso.
- 8.3.3.- (Desvestida-Movilización-Vestida) Taladro o Cabria.
- 8.3.4.- Fluidos, Cementación.
- 8.3.5.- Mechas de Perforación.
- 8.3.6.- Direccional (equipos, servicios, surveys).
- 8.3.7.- Registros eléctricos, examen de formación (núcleos), Mud Logging.
- 8.3.8.- Alquiler equipos perforación / completación / RARC.
- 8.3.9.- Tratamiento de efluentes, líquidos y sólidos.
- 8.3.10.- Alquiler de equipos de control de sólidos, equipos de pesca.
- 8.3.11.- Contrato de taladro o cabria.
- 8.3.12.- Pruebas de tubería, inspección.

- 8.3.13.- Cañoneo (Casing Gun, TCP, Through Tubing).
- 8.3.14.- Acidificación, fractura de formación.
- 8.3.15.- Empaque con grava.
- 8.3.16.- Otros servicios contratados, daños a terceros.

9.- ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

9.1.- Establece la estructura del proyecto.

- 9.1.1.- Producto de la estimación
- 9.1.2.- Tangibles vs. Intangibles

9.2.- Plan de desembolos.

9.3.- Análisis de Riesgos y Árboles de decisión

- 9.3.1.- Soporte a la predicción de problemas potenciales.
- 9.3.2.- Planes de contingencia.
- 9.3.3.- Proceso sistemático de toma de decisiones.

9.4.- Diagramas de Araña y Tornado

- 9.4.1.- Identificar donde enfocar la Gerencia de Costos.
- 9.4.2.- Identificar cuellos de botella para garantizar rentabilidad.

9.5.- Costo de Generación de Potencial (M\$/BPD)



CAPÍTULO VII ÁREA DE ESTUDIO

VII AREA DE ESTUDIO

VII.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Petrolífera del Lago de Maracaibo.

La cuenca petrolífera de Lago de Maracaibo, está situada al noroeste de Venezuela.

En sentido estricto y restringida a territorio venezolano, se extiende sobre toda el área ocupada por las aguas del lago y los terrenos planos que circundan y que de modo general, pueden delimitarse como sigue: al Oeste-noroeste por el pie de monte de la Sierra de Perijá; al Oeste-suroeste por la frontera colombiana hasta un punto sobre el río Guarumito, 12.5 Km. al Oeste de la población La Fría, al sureste por el pie de monte andino desde el punto mencionado, hasta el río Motatán, ligeramente al Este del cruce de Agua Viva; al Este-noroeste por la zona de pie de monte occidental de la Serranía de Trujillo y una línea imaginaria dirigida al Norte hasta encontrar la frontera de los estados Zulia y Falcón, donde puede observarse un pequeño saliente hacia el Este de la región de Quirós y en su parte Norte, por la línea geológica de la falla de la Oca⁶.

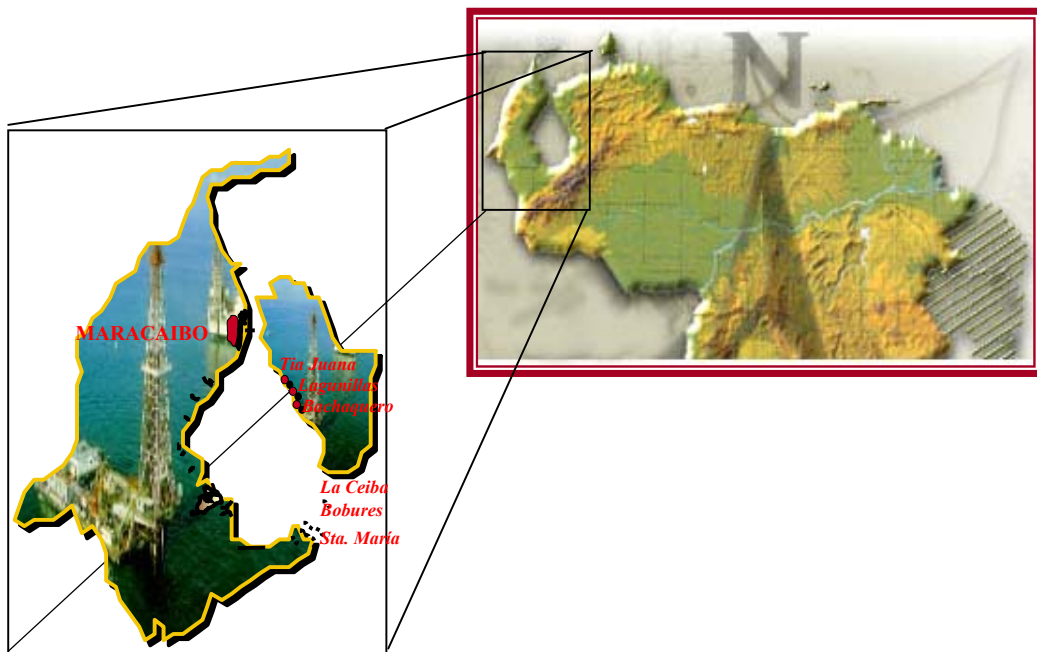


Figura VII.1 Ubicación de la Cuenca del Lago de Maracaibo

VII.2 Descripción del Bloque E

El proyecto se va a llevar a cabo en el área Centro Sur Lago ubicada al suroeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo, específicamente en el bloque “E” que se encuentra ubicado en la parte Sur occidental de la Cuenca de Lago de Maracaibo. Este limita al Norte con el bloque B y D, al Sur con Reservas Nacionales, al Este con el bloque D, y al Oeste con la Costa Occidental del Lago.

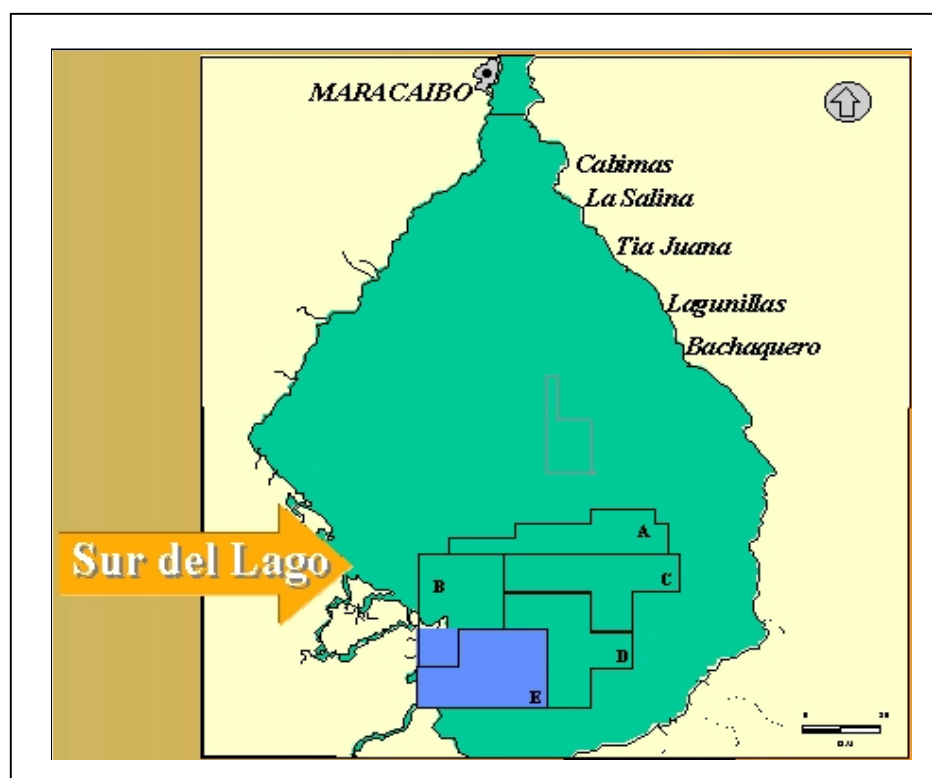


Figura VII.2. Ubicación del Bloque “E”

VII.2.1 Antecedentes Bloque “E” Sur Del Lago

En el bloque “E” se han perforado 12 pozos hasta la fecha, de los cuales 5 se han clasificado como exploratorio y 7 de desarrollo; actualmente sólo hay 6 activos (SLE-2, SLE-3, SLE-6, SLE-42X, SLE-44X, SLE-71X), la figura VII.3 muestra la ubicación de los pozos¹³

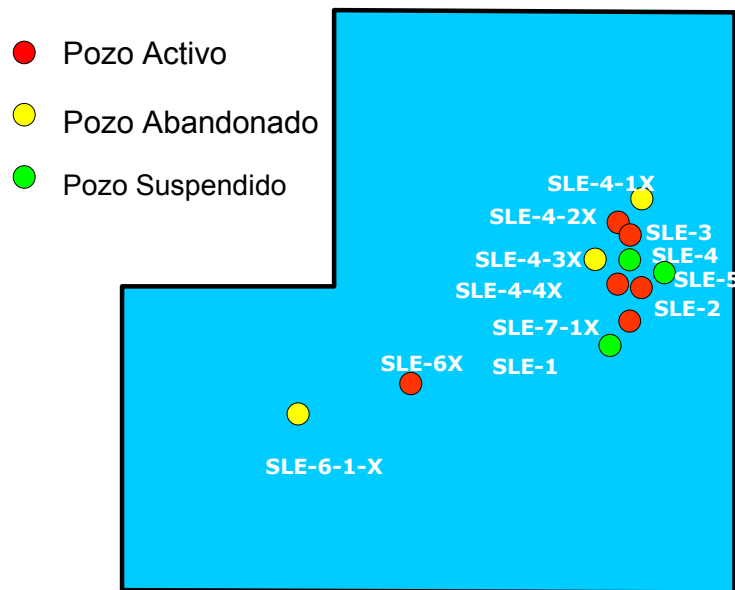


Figura VII.3 Ubicación de los pozos en Bloque "E"

El Bloque "E" del Sur del Lago fue originalmente asignado a la compañía Occidental en el año 1970, como parte de los contratos de servicios con la Corporación Venezolana de Petróleo (C.V.P.). Durante el periodo 1971-1974 se evaluó el área con la perforación de los pozos SLE-41x y SLE-42x, siendo este último el descubridor del yacimiento SLE-OLI-01.

Posteriormente se perforaron los pozos SLE-43X, SLE-44X, SLE-61X y SLE-71X, alcanzando un potencial promedio de 4000 BNPD, sin embargo, estos pozos fueron cerrados hasta 1986, cuando se finaliza la construcción de la infraestructura de superficie, la cual fue instalada por Lagoven S.A. quien toma el control de la actividad en el Sur del Lago, a partir del año de 1983. La actividad de perforación se reinicia en el área con el pozo SLE-1, y en 1990 el pozo SLE-2, por lo que el yacimiento llegó a su producción máxima de 10000 BNPD, con un total de 5 pozos activos¹³.

El yacimiento continuó su producción con una declinación anual promedio de 25%, hasta 1994 que se llega a una tasa de 2500 BNPD. En el año siguiente se incorporan a producción los pozos SLE-3 y SLE-4, así como también se realizan trabajos de Acidificación Matricial en los pozos ya activos. Con la perforación del pozo SLE-3 se creó oficialmente el yacimiento SLE-OLI-04, en el cual más tarde se perforan los pozos

SLE-4 y SLE-5; a este último yacimiento se estimaron unas reservas de 921,3 MMPCN y 94,0 MMBNP.

De acuerdo al estudio realizado por la Gerencia de Exploración, por el grupo de Proyecto de Delineación y Desarrollo (PDD) del Bloque E, se considera al yacimiento SLE-OLI-04 como parte de yacimiento SLE-OLI-01. De esta forma el yacimiento SLE-OLI-01 queda con nuevas reservas de 800,2 MMPCN y 43,4 MMBN de crudo, y todo pozo perforado hasta la fecha en Bloque E pertenece a un único yacimiento.

En 1997 se perfora el pozo SLE-5, el cual no aporta producción, debido al alto daño a la formación generado durante su perforación. Este pozo se mantiene cerrado hasta la fecha. En 1998 se perfora en el prospecto 307, el pozo exploratorio SLE-6X, el último pozo perforado en el área. Del estudio realizado por el PDD de Bloque E, se determinó que el prospecto 307 forma parte del yacimiento SLE-OLI-01, corroborado por el análisis de fluidos realizado en el pozo y los niveles de presión medidos en el mismo, indicando un drenaje del área con respecto a los datos originales¹³.

Para 1999, el yacimiento SLE-OLI-01 declinó su producción desde 5000 BNPD hasta 3600 BNPD, alcanzando para ese año una declinación total de 34,5% anual; sin embargo a finales de 1999 se recuperó parcialmente la producción a través de diversos trabajos de limpiezas y tratamientos matriciales minimizando de esta manera la declinación mecánica, para alcanzar a inicios del 2000 una producción de 4300 BNPD. En la figura VII.4 y VII.5 se presentan la declinación anual y el comportamiento de la producción de condensado del yacimiento SLE-OLI-01 respectivamente.

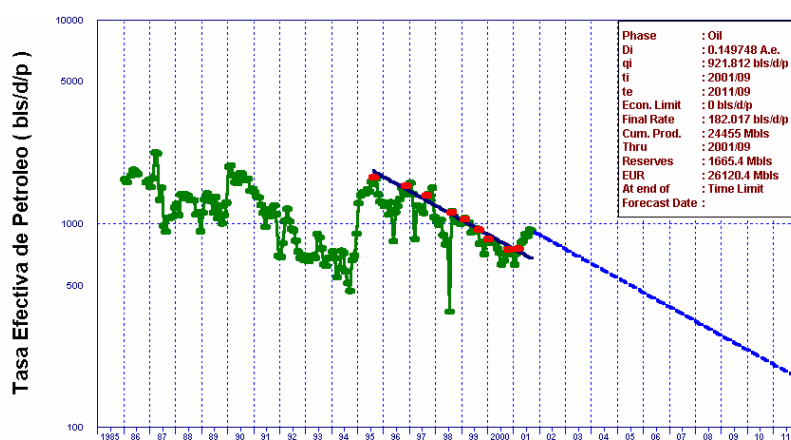


Figura VII.4 Declinación Anual del Yacimiento SLE-OLI-01¹¹

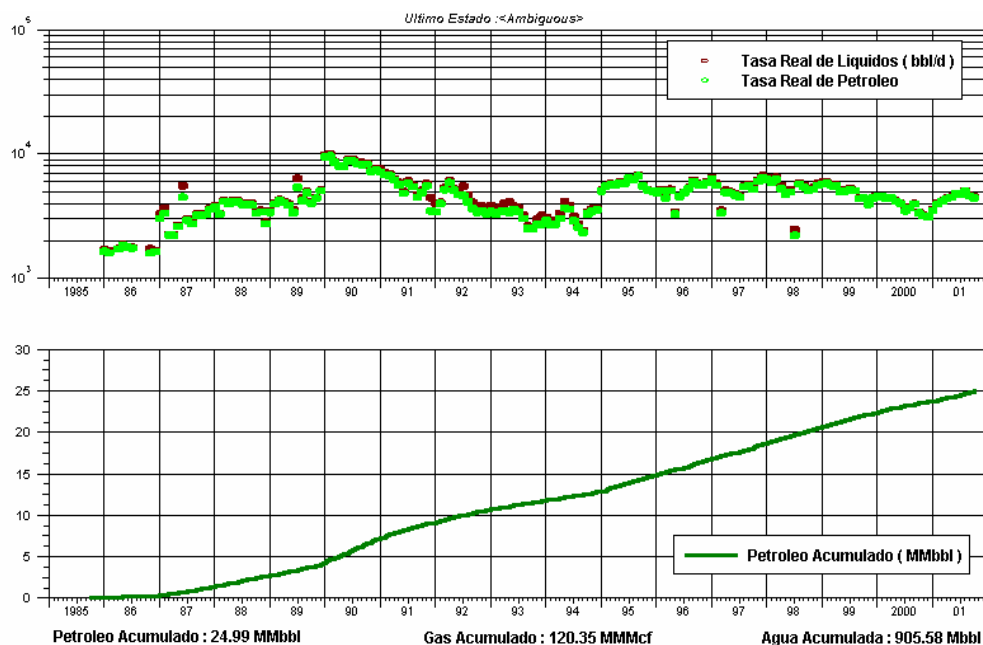


Figura VII.5 Comportamiento de Producción de condensado del Yacimiento SLE-OLI-01 ¹¹

VII.2.2 Análisis de Fluidos del área.

Del estudio realizado por el grupo de “Proyectos de Delineación y Desarrollo (PDD)” de exploración, en el cual se revisaron los análisis PVT disponibles, se identificó que las condiciones originales, ubican a los fluidos presentes en el área como gas condensado.

Para el análisis de los fluidos del área, se utilizaron los datos de los análisis de los pozos SLE-42X, SLE-44X y SLE-71. En la tabla VII.1 se presenta los resultados más relevantes de lo análisis PVT de los pozos antes mencionados:

Tabla VII.1 Propiedades de los Fluidos por pozo (Las propiedades que depende de la presión están reportadas a 8000 lpca)

Propiedad	SLE-42X	SLE-44X	SLE-71X
Tipo de Fluido	Gas Condensado	Gas Condensado	Gas Condensado
$P_{rocío}$ (Lpca)	7235	7675	7260
Z	1.2148	1.3105	1.4116
GE_{gas}	0.728	0.751	0.790
Riqueza [gal/MPCN]	1.5831	2.0390	2.8080

Según los tres análisis PVT que se utilizaron, se tiene un yacimiento de gas condensado, adicionalmente el fluido cambia sus propiedades con profundidad. En la figura VII.6 se muestra la variación de la gravedad API con la profundidad.

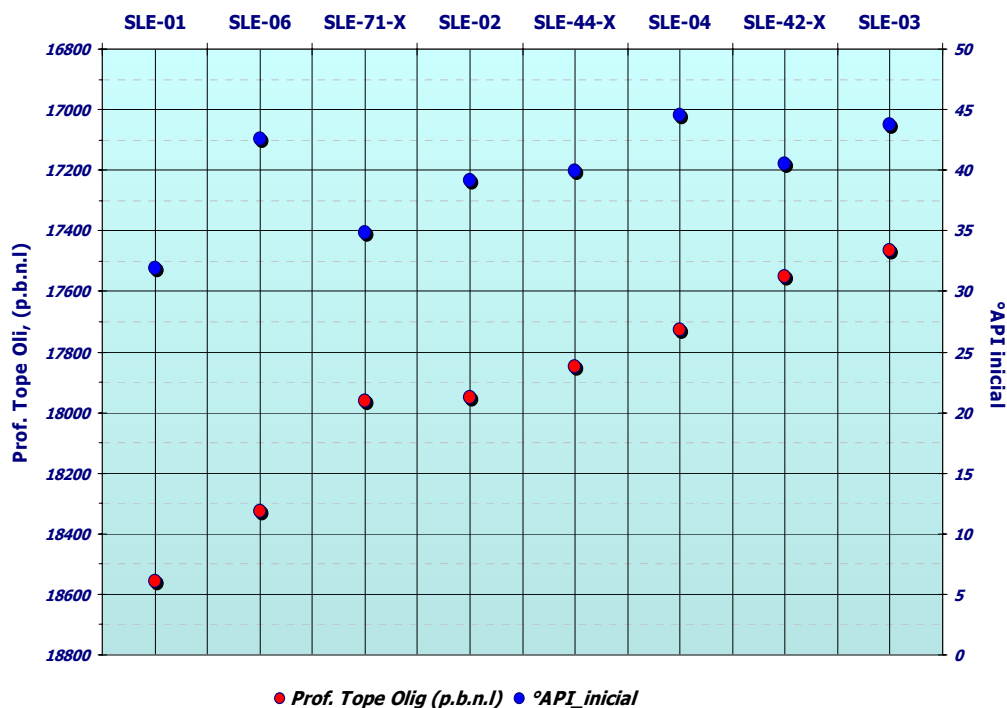


Figura VII.6 Variación de la Gravedad API Vs. Profundidad

VII.2.3 Análisis de Presión del área

El yacimiento SLE-OLI-01 inicio su producción con una presión de 8033 lpca @ 18029 pies, medida a través de una prueba de presión estática en el pozo SLE-42X, descubridor del yacimiento, en junio de 1973 . Posteriormente en noviembre del mismo año se realizó una prueba de restauración de presión (Build-up) en el mismo pozo, corroborándose que el yacimiento mantiene el mismo nivel de presión original ($P = 8032$ lpca). En 1974 se perforaron los pozos SLE-44X y SLE-71X, los cuales registraron niveles de presiones similares.

Por otra parte, en el yacimiento SLE-OLI-01, durante el período de 1974-1986 no se realizaron registros de presión, ya que los pozos se encontraban suspendidos, debido a la carencia de equipos e instalaciones de superficie para al producción de los mismos. Después de 1986 la captura de presión ha sido escasa, encontrándose un total de 5 pruebas, tomadas en los pozos SLE-44X, SLE-71X y SLE-05. La presión de yacimiento obtenida de la prueba de restauración del último pozo perforado (SLE-6X, en 1998) fue de 7240 lpc @ 18692', lo cual indicó comunicación y decaimiento de la presión original.

De los resultados de estas pruebas, y el drenaje que ha mantenido el yacimiento se presenta la figura VII.7 en la cual se muestra la variación de la presión con respecto al tiempo.

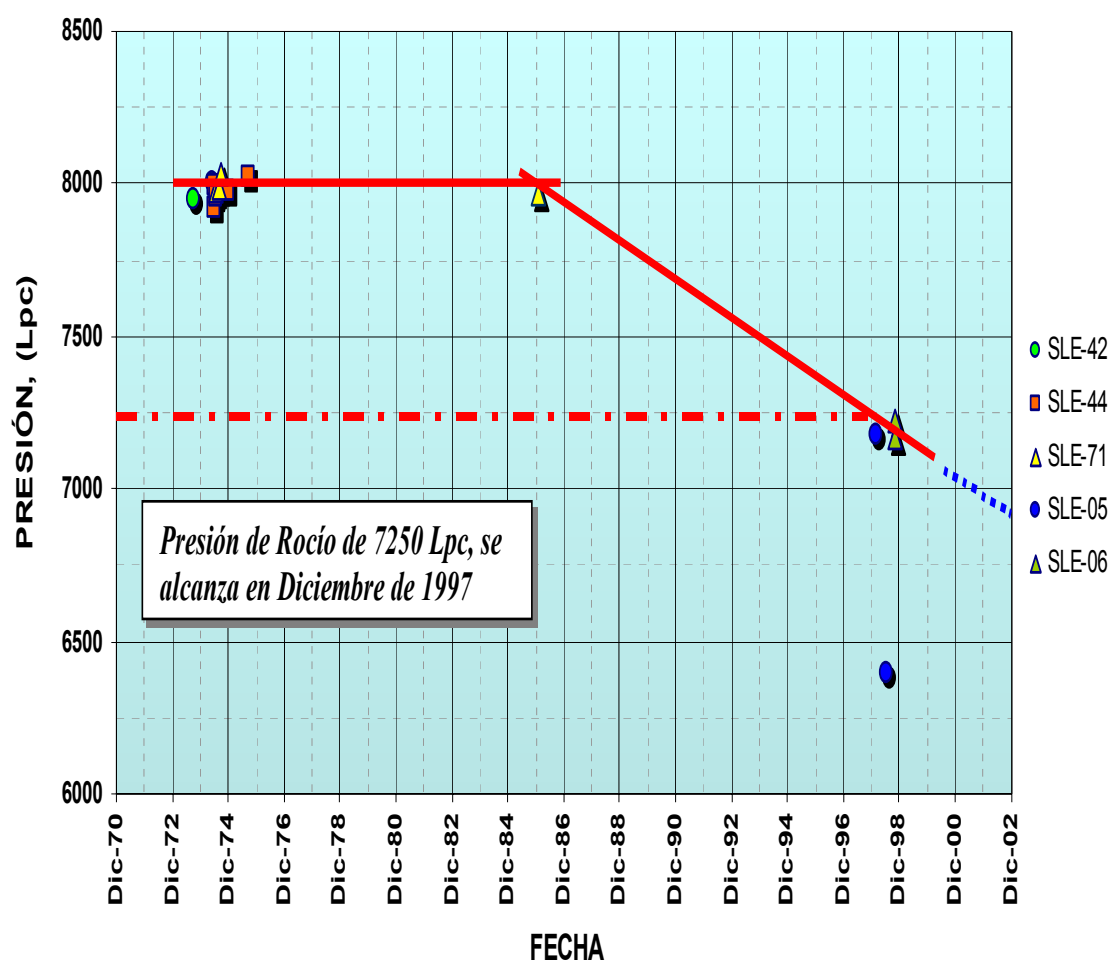
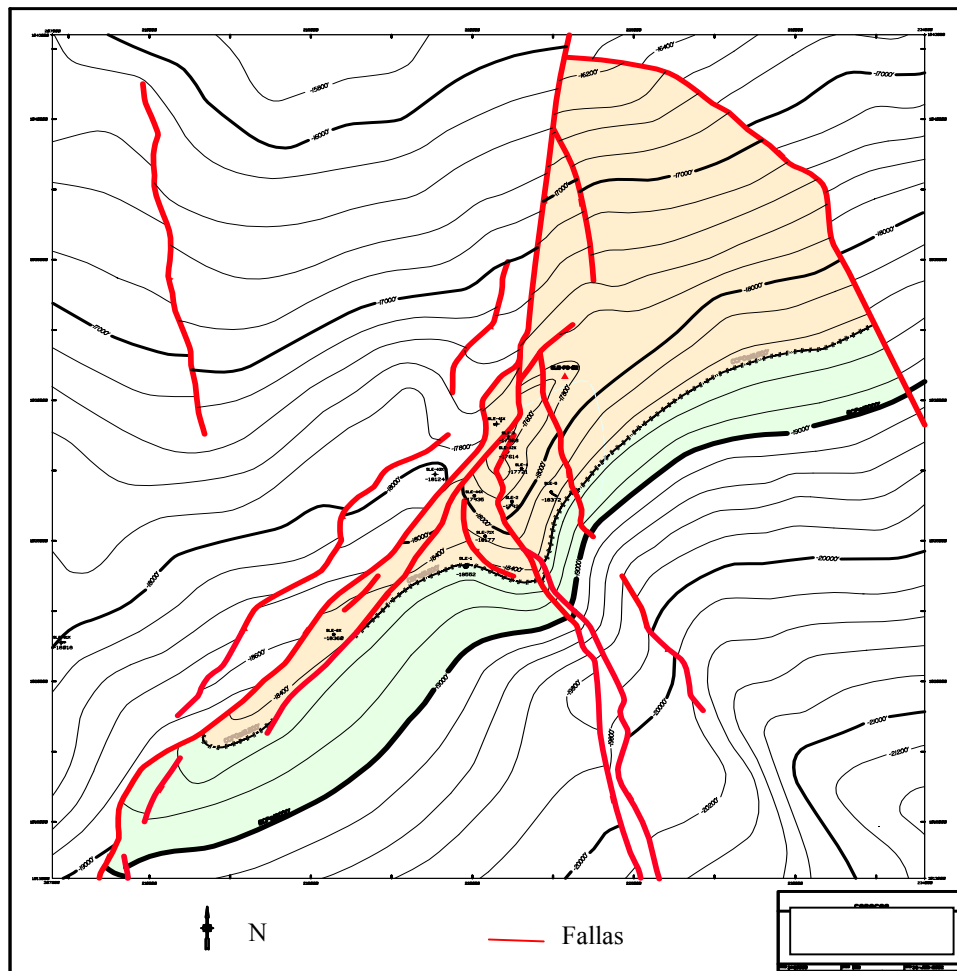


Figura VII.7 Comportamiento de la presión con el Tiempo

VII.2.4 Marco estructural

El área presenta la siguiente estructura geológica: anticlinal asimétrico en los horizontes Cretácicos hasta el Oligo-Eoceno y un homoclinal (con altos locales) en los horizontes post-Oligoceno, donde ambas estructuras buzanan hacia el Sur. La geometría de los horizontes se asocia a una gran nariz estructural, cuyo eje tiene la dirección preferencial SO-NE y altos estructurales, que se encuentran afectados por sistemas de fallas transcurrentes de orientación NE-SO y NO-SE, entre ellas la terminación de la falla VLE-400; de acuerdo a esto, la trampa se presume mixta estructural-estratigráfica, lo que aumenta las expectativas de las acumulaciones de hidrocarburos hacia el noreste en cuanto a volumen¹⁵.



FiguraVII.8 Mapa Estructural (Oligoceno)¹⁵.

Los intervalos de interés petrolíferos de la localización SLE-2-01, se ubican principalmente hacia los altos de las estructuras locales, donde se observa un acuífero estratigráfico. Estas características geológicas soportan la idea de un entrapamiento mixto estructural-estratigráfico, lo que aumenta las expectativas de volúmenes de hidrocarburo en la zona

VII.2.5 Estratigrafía

VII.2.5.1 Formación El Milagro -Onia

Edad: Plio-Pleistoceno

Tope estimado: Superficie

Base estimada: 5000'

Consiste en areniscas friables de color gris claro a gris verdoso y de arcilitas gris claras y amarillas y limolitas marrón grisáceo con presencia de material carbonáceo. Arcilitas moteadas y abigarradas (colores marrón amarillento, rojizo, gris verdoso) con presencia de lignitos negros moderadamente duros, quebradizos.

VII.2.5.2 Formación La Puerta

Edad: Mioceno Superior

Tope estimado: 5000'

Base estimada: 12.920'

Consiste principalmente de arcillas rojas y areniscas grises. Existen lignitos de espesores variables y arenas en abundancia relativa que alternan con las arcilitas que se hacen limosas y arenosas. Presenta algunos fósiles indicativos de aguas salobres

VII.2.5.3 Formación Lagunillas.

La formación Lagunillas corresponde a la edad del Mioceno-Medio. En términos generales, la formación consiste en areniscas poco consolidadas, arcillas y algunos lignitos.

Las características individuales de los miembros reflejan el cambio de ambiente marino somero, a deltaico y fluvial.

VII.2.5.3.1 Miembro Bachaquero

Edad: Mioceno

Tope estimado: 12920'

Base estimada: 15657'

Esta conformado por areniscas y lutitas potentes, de colores gris o marrón con arcillas de color gris, lutitas gris a gris azulado y lignitos. Las areniscas constituyen la litología predominante y se caracterizan por ser de color blanco grisáceo, grano fino a muy fino y mostrar inclusiones de pirita, glauconita, carbón y micas. Ocasionalmente se pueden encontrar nódulos de sideritas.

VII.2.5.3.2 Miembro Laguna

Edad: Mioceno

Tope estimado: 15657'

Base estimada: 16509'

Intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas. Constituido por lutitas moteadas de colores blanco, gris y amarillo; laminares, fosilíferas intercaladas con limolitas grises y marrón oscuro, suaves a ligeramente duras. Las areniscas son de color blanco grisáceo, de grano fino a muy fino, sub-redondeado, glauconíticas, de moderada a bien consolidada, buena selección de grano, cemento calcáreo, con inclusiones carbonosas. La litología predominante lo constituyen las lutitas y las limolitas.

VII.2.5.3.3 Miembro Ojeda

Edad: Mioceno

Tope estimado: 16509'

Base estimada: 16951'

Intercalación de areniscas y lutitas con trazas de limolitas. Presenta una interestratificación de lutitas grises laminares ocasionalmente carbonasas con capas de lignito hacia su parte media, en tanto que la porción de arenisca aumenta hacia la base, éstas son de color blanco, gris y marrón claro, de grano fino a muy fino, sub-angular a sub-redondeado, buena selección, moderada consolidación, en parte friable, cemento silíceo, con intercalaciones esporádicas de material carbonoso y calcáreo. Las lutitas son gris moteada de rojo, de suaves a duras, masivas y físis. La litología predominante la constituyen las areniscas.

VII.2.5.3.4 Miembro Marlago

Edad: Mioceno

Tope estimado: 16951'

Base estimada: 17410'

Areniscas intercaladas con lutitas y capas de lignitos. Las areniscas se caracterizan por ser de grano fino, de colores blanco a gris claro, friables y bien cementadas por material calcáreo; pueden presentar inclusiones carbonosas. Este intervalo se compone de lutitas grises, laminar micácea, en parte carbonosa y ocasionalmente pirítica, algunas muestran nódulos de siderita. Los lignitos son duros, masivos y muestran un lustre resinoso. Como trazas se observan granos sueltos de arena de textura variable de grano grueso a fino y limolitas de color gris y marrón, poco consolidadas. La litología predominante la constituyen las areniscas.

VII.2.5.4 Formación La Rosa

Edad: Mioceno Inferior

Tope estimado: 17410'

Base estimada: 17943'

La formación abarca la parte oriental y central del Lago de Maracaibo, extendiéndose hacia el este, hasta el área de Quiroz, donde aflora. El Miembro Santa Barbara representa la primera etapa de la invasión marina, sobre la superficie erosionada del Eoceno y/o de la formación Icotea. Los sedimentos, y la escasa fauna de moluscos,

son indicativos de aguas poco profundas. La lutita de la Rosa, suprayacente, corresponde a la máxima extensión de la transgresión de un mar poco profundo, que cubrió la mayor parte de la Cuenca de Maracaibo.

La parte superior de esta formación está formada por una sección de lutitas con intercalación de areniscas sucias. Las lutitas son grises verdosas, duras, concoideas, pirítica, pobremente laminadas y ocasionalmente glauconíticas. En la parte media existe la presencia de areniscas de color gris claro a blanco, cuarzosas, duras, moderadamente escogidas, con porosidad media, algo glauconíticas, friables, matriz arcillosa y con inclusiones carbonosas. También se han observado limolitas grises y arcillas gris claro, blandas, solubles, con nódulos de siderita.

VII.2.5.4.1 Miembro Santa Bárbara

Constituido por lutitas grises claras, ocasionalmente arenosas y con fragmentos de material carbonáceo. El tope de este miembro se caracteriza por presentar un cambio de coloración en las lutitas de colores más oscuros a más claros, por la abundancia de caolín blanco a gris muy claro, suave, la presencia de glauconita en gránulos y por la desaparición de los fósiles. Existe la presencia de areniscas blancas a marrón muy claro, granos finos a medios, subangulares a subredondeados, moderadamente escogidos, y porosidad pobre.

VII.2.5.5 Formación Arenas Basales

Edad: Oligoceno

Tope estimado: 17943'

Base estimada: 18212'

Areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, a veces pirítica y glauconíticas, de cemento silíceo, de friables a duras; son comunes las intercalaciones con limolitas arenosas glauconíticas y lutitas limosas de color gris.

VII.2.5.6 Formación Arenas Basales

Edad: Eoceno

Tope estimado: 18212'

Base estimada: 18355'

La discordancia del Eoceno se ha podido reconocer por presentar las areniscas un aspecto sucio debido a la abundancia de lignito en las muestras, así como de limo, que origina una coloración marrón muy característica.

Litológicamente el Eoceno está constituido de areniscas blancas a marrón claro, consolidadas, grano medio a fino, subangular a subredondeadas, porosidad moderada a mal escogida, con material carbonoso y limoso, cemento generalmente arcilloso de color blanco a marrón. Las lutitas son de color marrón grisáceo, con fragmentos de material carbonáceo, micácea, limosa a ocasionalmente arenosa. El contacto inferior de esta unidad es discordante con el Paleoceno⁵.

VII.2.5.7 Formación Guasare

Edad: Paleoceno

Tope estimado: 18355'

Base estimada: 18500'

Se caracteriza por calizas fosilíferas y areniscas calcáreas, intercaladas con areniscas de grano fino y lutitas glauconíticas o carbonáceas. En algunas zonas las calizas están ausentes, y predominan limolitas de color marrón oscuro, en bloque, moderadamente consolidadas, en parte arenosas, calcáreas y carbonosas con intercalaciones de arenisca consolidada, de color blanca a gris, cuarcítica, glauconíticas, grano medio a grueso y algo fino, porosidad y escogimiento pobre, ocasionalmente cemento arcilloso, blanco y calcáreo. Las lutitas son de color gris oscuro, duras, con fractura concoidea a astillosa, ligeramente glauconíticas. El tope de la Formación Guasare se ha identificado por un cambio de lutitas marrones a lutitas gris-gris oscuro y areniscas glauconíticas⁵.

UNIDAD CRONOLOGICA	COLUMNA LITOLOGICA	FORMACIÓN O MIEMBRO	ZONA PROSPECTIVA	TOPES FORMACIONALES	OBSERVACIONES
				SLE - PG - 02	
PLEISTOCENO		EL MILAGRO			
PLIOCENO		ONIA			
TARDIO MIO MEDIO TEMP	LAGUNILLAS	LA PUERTA		5000'	Areniscas friables de color gris claro a gris verdoso y de arcillitas gris claras. Limolitas marrón grisáceo con presencia de material carbonáceo. Ignitos negros moderadamente duros, quebradizos.
		BACHAQUERO		12920'	Arcillitas rojizas, gris claro. Areniscas cuarzo cristalina, blanca, grano medio a fino.
		LAGUNA		15657'	Arcillitas rojizas, gris claro. Areniscas cuarzo cristalina, e/p gris verdoso. Lutita gris claro a gris verdoso. Carbón moderadamente duro.
		OJEDA		16509'	Arcillita gris claro a rojizo. Lutita gris oscuro a claro. Areniscas cuarzo cristalina, gris claro. Limolita gris claro a marrón. Carbón.
		MARLAGO		16951'	Areniscas gris claro a marrón, cuarzo cristalina. Limolita gris claro a oscuro. Lutitas gris oscura a negra. Carbón.
		LA ROSA		17410'	Areniscas gris claro a gris oscuro, con inclusiones de pirita, mica. Las lutitas gris claro a oscura, e/p negra, laminar microcarbonosas fosilíferas hacia la parte inferior.
OLIGOCENO	BASALES ARENAS	COTEA		17943'	Intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas con predominio de estas últimas hacia la parte superior e inferior del intervalo evaluado. Areniscas cuarzo cristalina, blanca, e/p moderada a pobre consolidación, grano fino a muy fino, angular a subredondeado, regular escogimiento, cemento silíceo e/p calcáreo, ocasionalmente con inclusiones de mica y glauconita.
				18212'	Limolita gris oscuro, moderadamente dura a dura, en bloque, arcillosa, ligeramente calcárea, e/p con inclusiones carbonosas grada a areniscas de grano muy fino. Lutita gris claro, gris oscuro a negra, compacta, moderadamente dura a dura, en bloque, astillosa, laminar, subfina e/p limosa, cerosa, e/p ligeramente calcárea, con inclusiones carbonosas glauconíticas ocasionalmente micropirítica.
EOCENO MEDIO		MISOA		18355'	
PALEOCENO		GUASARE		TD= 18500'	Esta caracterizada por calizas fosilíferas y areniscas calcáreas, intercaladas con areniscas de grano fino y lutitas glauconíticas o carbonáceas gris oscuro, duras, con fractura concoidea astillosa. En algunos casos las calizas están ausentes, y predominan las limolitas de color marrón oscuro, en bloque, moderadamente consolidada.
CRETÁCICO		MITO JUAN			Lutitas gris oscura. Capas delgadas de areniscas y calizas.
		COLÓN			Secuencia monótona de lutitas gris oscuro, moderadamente duras, subfina hidratable.
		Mbo SOCUY			Calizas de color marrón.
		La Luna			Calizas gris oscuro a negra, microcristalinas ocasionales cristales de calcita. Lutitas gris oscuro a negras, moderadamente suaves ligeramente pirítica microfósilíferas y ligeramente micáceas.
		Maraca			Calizas color crema blanquecinas fosilíferas.
		LISURE			Calizas oolíticas de color gris claro a marrón, alternando con calizas gris claro a marrón claro. Areniscas glauconíticas calcáreas.
		Apón			Calizas marrón oscuro a claro. Lutitas gris clara. Presencia de macro microfósiles.
		RÍO NEGRO			Areniscas cuarzo cristalina.
PRE-CRETACICO		LA QUINTA / MUCUCHACHI			Granos gruesos de cuarzo blanco lechoso, verde muy claro, esquistos micáceos, cuarzosos mica muscovita y biotita en menor proporción.

Figura VII.9 Columna estratigráfica Sur del Lago Bloque "E"¹⁵

VII.2.6 Unidades Sedimentarias

En el Oligoceno se identificaron, por parte de la Unidad de Negocios de Exploración PDD Sur de Lago Bloque “E”, ocho unidades sedimentarias, limitadas en el tope y en la base de cada una de ellas, por una superficie de inundación. Las unidades fueron identificadas como: UNIDAD I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII; donde las seis primeras corresponden a las arenas basales productoras de la secuencia del Oligoceno, que tuvieron como depósito una llanura deltaica con una dirección de transporte preferencial suroeste-noreste.

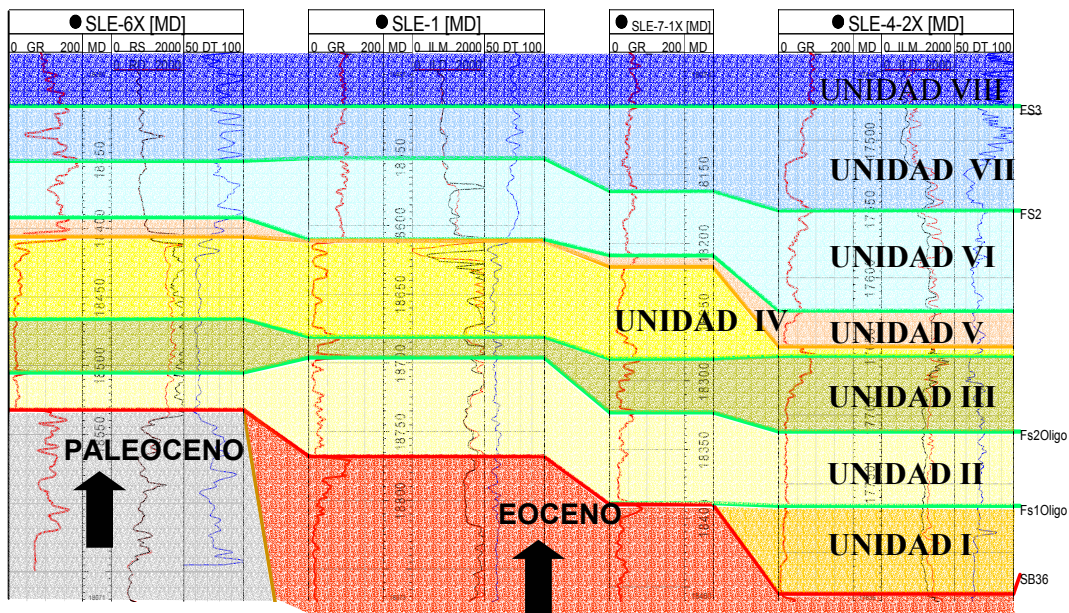


Figura VII.10 Perfil de las Unidades Sedimentarias del Oligoceno

Las ocho unidades presentan un depósito de sedimentación asociado definido por el ambiente sedimentario: Canales Distributarios, Bahías Interdistributarias, Abanicos de rotura, Barras de desembocadura, Canales de Marea y Barras dístales de frente deltaíco.

Con el pozo correspondiente a la localización SLE-2-01 se perforarán zonas de canales distributarios en las unidades I y II; zonas de barras dístales de desembocadura en la

unidad IV, canal distributivo en la unidad III y arenas transgresivas retrabajadas en la unidad VI.

El Eoceno en el Bloque E sufrió una erosión a nivel regional en toda la cuenca del Lago. A pesar de la poca información de registros y falta de muestras de núcleo, se pudieron identificar secciones remanente del Eoceno, aunque no pudo ser establecida la continuidad lateral de estos depósitos sedimentarios. Sin embargo, se logro identificar un ambiente continental asociados a depósitos del Eoceno en muestras de canal perforadas en al pozo SLE-7-1X. La localización SLE-2-01 perforará 143 pies dentro de la columna del Eoceno hasta alcanzar el tope del Paleoceno a 18355 pies¹⁵.

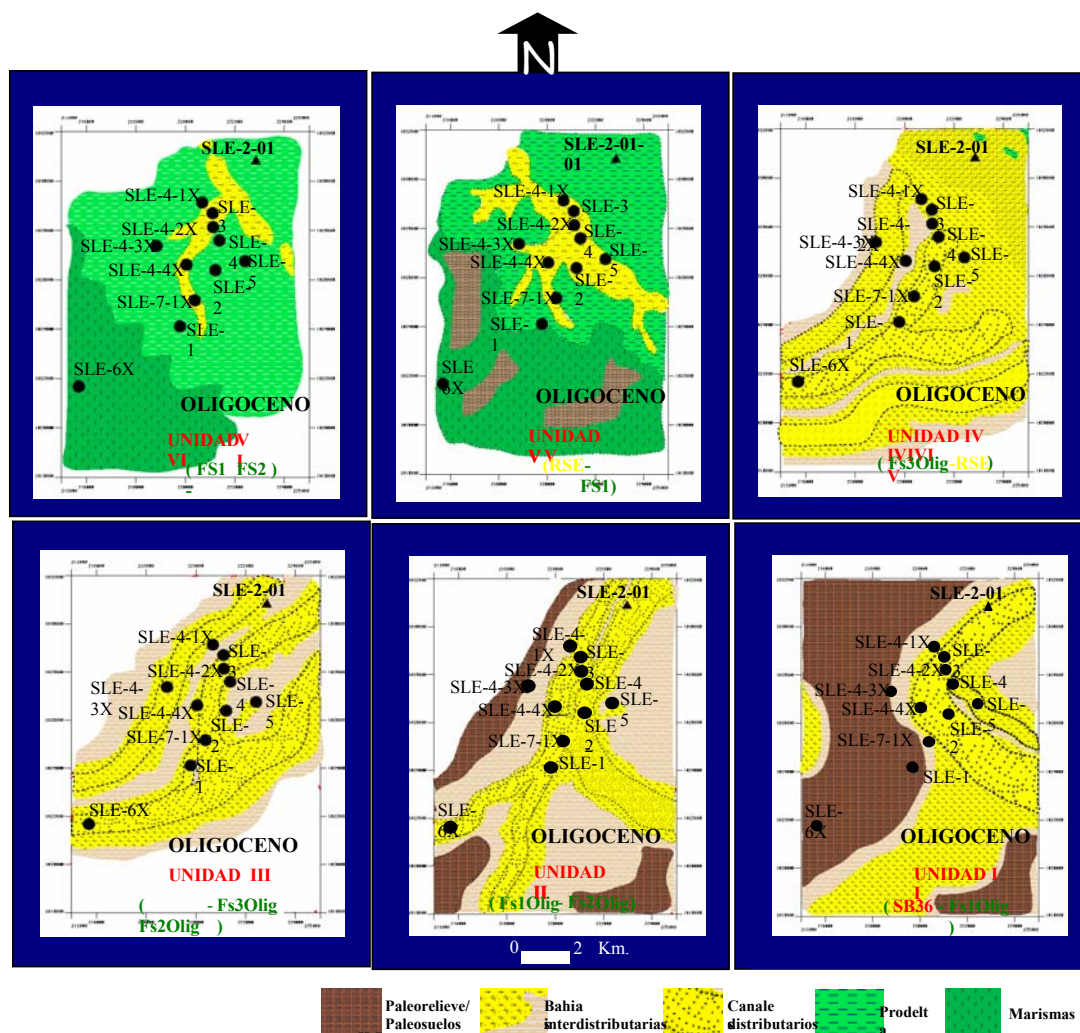


Figura VII.11 Unidades Sedimentarias del Oligoceno¹⁵

El objetivo principal son las Arenas Basales del Oligoceno y Eoceno, donde se ha producido gas condensado y petróleo volátil del yacimiento SLE-OLI-01. Las arenas del Oligoceno y Eoceno están a 17943 pies con un espesor de 75 pies de ANP y a 18212 pies con un espesor de 50 pies de ANP, respectivamente. Los intervalos sedimentarios de interés con hidrocarburos están entre las superficies MFS 24 y SB 54, donde SB 36 define las arenas productoras del Oligoceno por encima de ella y por debajo las arenas productoras del Eoceno.

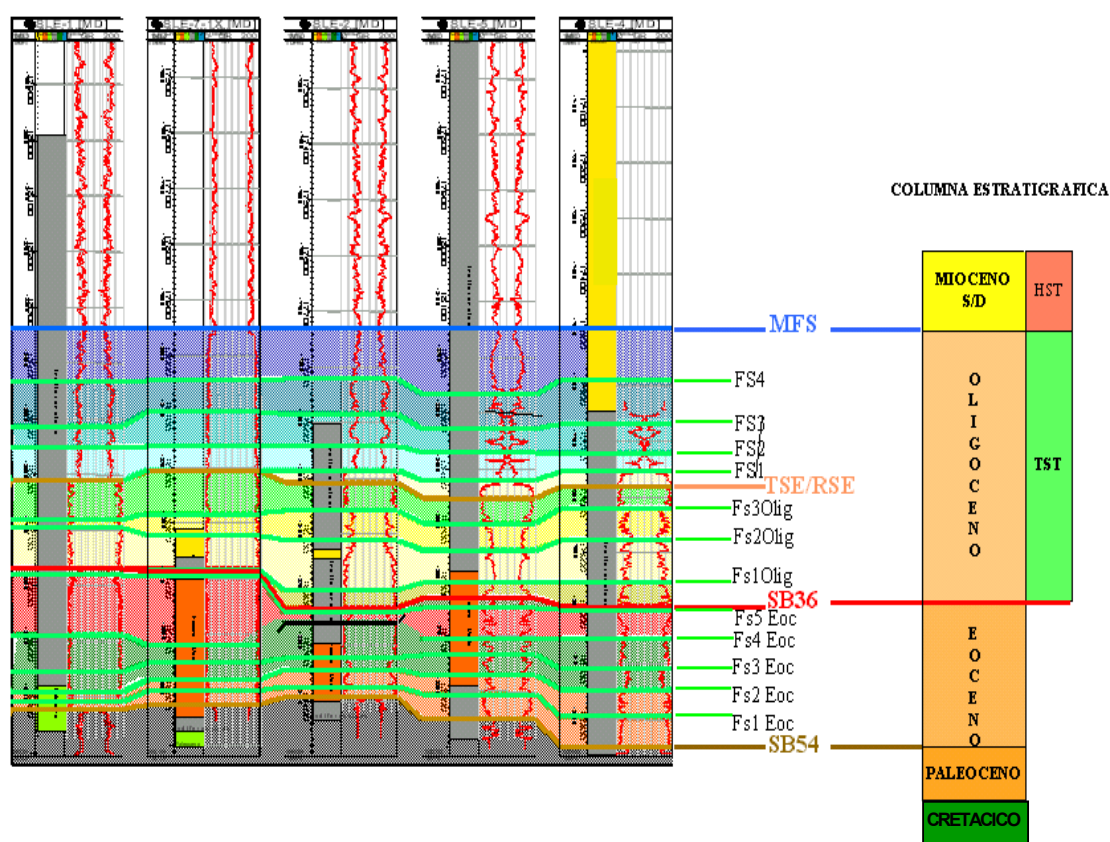


Figura VII.12 Columna Sedimentaria del Bloque E¹⁵.

Las reservas de la trampa a ser drenadas por la localización SLE-2-01 se estiman en 424.3 MMMPCN, 29.6 MMBN de líquido condensado y 2.68 MMBN de petróleo, distribuidos de la siguiente forma:

TABLA VII.2 Reservas asociadas a la localización SLE-2-01.

Edad	Gas(MMMPCN)	Petróleo(MMBN)	Líquido(MMBN)
Oligoceno	200.6	1.31	15.4
Eoceno	223.7	1.37	14.2
Total	424.3	2.68	29.6

Promedios petrofísicos del área del Bloque E, tomados a partir de los pozos ya existentes:

TABLA VII.3 Promedios petrofísicos

Edad	Espesor (pies)	ANP (pies)	K (md)	Sw (%)	Tipo de Hidrocarburo
Oligoceno	83-240	34-143	3.1-31.7	9-36	Gas Condensado.
Eoceno	69-257	38-184	2.8-21.5	10-48	Gas Condensado.



CAPÍTULO VIII REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

VIII REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

VIII.1 Uso y Tipo de Pozo

La localización recibe su nombre por estar ubicada en el campo Sur del Lago (SL), Bloque “E” (SLE), Lote 2 (SLE-2) y ser la primera ha ser perforada en ese lote (SLE-2-01). Siguiendo la secuencia y de acuerdo al último pozo perforado en el área, el pozo para esta localización será el SLE-07.

La localización SLE-2-01 está clasificada como un pozo delineador que verificará la presencia y extensión de las arenas con hidrocarburos del Oligoceno y del Eoceno ubicadas fuera del área probada, que en estos momentos están siendo drenadas por los siguientes seis pozos: SLE-2, SLE-3, SLE-6, SLE-42X, SLE-44X y SLE-71X; con una producción acumulada de 119 MMMPCN de gas y 25 MMBIs de líquido condensado. Las arenas drenadas forman parte de la misma unidad hidráulica denominada yacimiento SLE-OLI-01.

El pozo se ubica al noreste del Campo Sur del Lago en el Bloque E; el cual, está limitado al Este por el Bloque D, al Norte por los Bloques B y D, al Oeste por la franja costera occidental del Lago y al Sur por la franja acuática a ser explorada (Reservas Nacionales). La localización está ubicada al noreste del Bloque E aproximadamente a 2.6 Km. y 2.7 Km. de los pozos SLE-3 y SLE-41X respectivamente.

La localización SLE-2-01 presenta las siguientes coordenadas definitivas (U.T.M): N: 1.030.800.00 y E: 222.850.00. Diseño del pozo vertical, con una profundidad propuesta de 18500 pies a perforarse en aproximadamente 160 días.

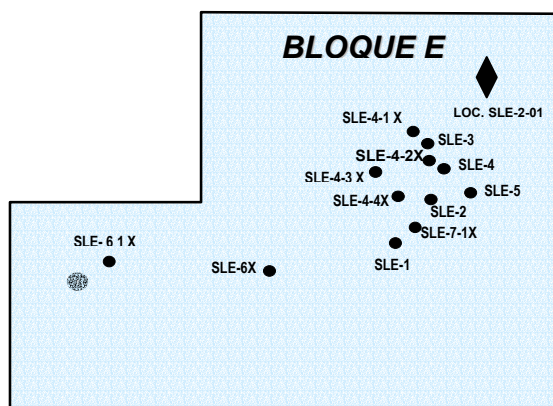


Figura VIII.1 Mapa de Ubicación de la Localización SLE-2-01¹⁵.

VIII.2 Revisar los Objetivos de la Corporación

VIII.2.1 Mínimo costo y Rentable

El presupuesto asociado a la localización SLE-2-01 es de 20.6 MMMBs, en un horizonte económico de veinte años. La producción diaria inicial esperada del pozo es de 12 MMPCND y 1200 BND de líquido condensado; con una Gravedad °API que varía de 38° a 42°. El volumen estimado de hidrocarburo recuperable de la trampa a ser perforada por este pozo, es de 1.9814 MMMPCN de gas, 140.84 MMBIs de líquido condensado y 12.6 MMBN de petróleo.

De acuerdo a la política de Inversión de Capital de la Corporación, los proyectos económicamente rentables deben tener un Valor Presente Neto mayor a cero y una Tasa Interna de Retorno por encima del 15 por ciento, con requisitos de calidad cero defecto y garantizando el cumplimiento de las normas de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA); con el fin de provocar el mínimo impacto sobre el ambiente.

Otros objetivos de la Corporación tenemos:

- ✓ Optimizar la producción de crudos, con preferencia de medianos livianos y condensados.
- ✓ Maximizar la generación de valor, entendiéndose por valor realizar lo planificado de forma correcta, con calidad y a tiempo.
- ✓ Garantizar la incorporación de tecnología.
- ✓ Aplicación de mejores prácticas.
- ✓ Promover la participación Nacional.

VIII.3 Revisar los Objetivos de la Unidad de Negocios de Exploración

La unidad de exploración tiene como objetivo obtener la información necesaria para verificar los modelos estáticos y dinámicos del yacimiento; cumplir con los mejores criterios teóricos de explotación de la unidad de flujo, optimizando el drenaje manteniendo la presión por encima de rocío; y utilizar de forma efectiva los activos existentes en el área.

De acuerdo a los objetivos planteados, se describe a continuación la infraestructura presente en el área a la cual habrá que modificar para integrar a ella la línea de producción de la nueva localización: Para el hidrocarburo producido en Bloque E del área Sur del Lago, las líneas de los pozos están conectadas al múltiple de recolección sin separación SLD-1; desde aquí parten dos líneas de transferencia de flujo bifásico dirigidas al múltiple de producción SLC-2; una es la Línea de Producción General y la otra es la Línea de Prueba que lleva la producción de un sólo pozo previamente seleccionando para ser medida.

La producción total del Bloque E, es separada inicialmente, en el Múltiple de Producción SLC-2(Sur del Lago, Bloque C); luego es enviada a la Estación de Flujo en Centro Lago(EF-CL-2), donde es sometida a dos etapas más de separación para luego ser almacenada en los tanques de dicha estación de flujo. Todo el gas producido y separado en esta etapa, es enviado al área de Bachaquero para su compresión. La capacidad actual de todo el sistema es de 200 MMPCN de gas y 40 MBIs de crudo.

Para esta nueva localización sólo será necesario el tendido de una línea de producción que deberá ser conectada al múltiple de recolección y bombeo sin separación SLD-1 (M-SLD-1), y de allí las líneas bifásicas que llegan al múltiple de separación SLC-2 (M-SLC-2) se conectan con la estación de flujo CL-2 (EF-CL-2) en el área de Centro Lago. La línea tendrá un diámetro de 6 pulgadas y 11 kilómetros de longitud aproximadamente⁵.

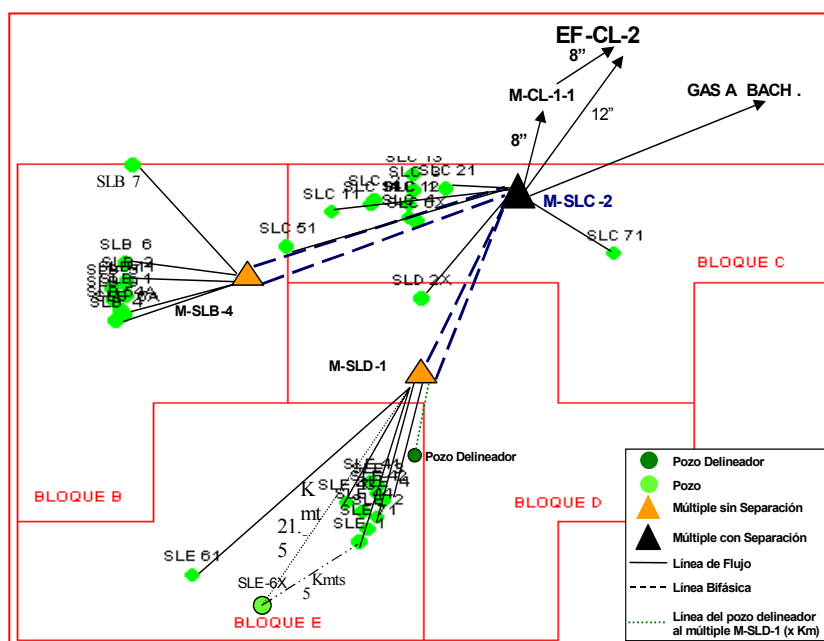


Figura VIII.2 Infraestructura de Producción en el área¹⁵.

VIII.3.1 Objetivo Estratégico

La localización en estudio es un pozo de avanzada que tiene como objetivo delimitar las Arena Basales del Oligoceno y Eoceno y permitirá validar el modelo geológico (estratigráfico, sedimentológico y estructural) del área. Con el fin de incorporar a producción nuevas localizaciones a ser perforadas en el futuro, con un potencial de producción estimado en 424 MMMPCN, 296 MMBN de líquido condensado y 2.6 MMBN de petróleo.

El gas producido por esta localización después de ser procesado según la infraestructura anteriormente descrita, será transportado a Bachaquero.

VIII.4 Revisar los Objetivos de la Perforación

El objetivo de la perforación es realizar la construcción de un pozo que permita crear y mantener el potencial de producción de acuerdo a la demanda establecida por el mercado; siempre y cuando se optimice el diseño de construcción con el fin de disminuir los tiempos de operación, enmarcado bajo el esquema de aplicación de las mejores prácticas y nuevas tecnologías que permitan al final del proceso de perforación bajar los costos.

Todas las actividades que permitan agregar valor deben realizarse siguiendo las regulaciones ambientales, bajo las premisas de cero accidentes y mínimo impacto o descarga al entorno que rodea la localización.

Otro objetivo de perforación es completar el pozo de tal forma que garantice la realización de futuros trabajos de mantenimiento e intervenciones periódicas, que permitan aumentar el potencial de producción de la localización.



CAPÍTULO IX MÉTRICAS DE COMPLEJIDAD DE POZO Y YACIMIENTO

IX MATRICES DE COMPLEJIDAD DE POZO Y YACIMIENTO

Las mejores prácticas se refieren a la homologación de un proceso donde se conjuguen todas las actividades que se hayan realizado óptimamente. El VCD surge como resultado del análisis comparativo de las mejores prácticas realizadas a escala mundial por la institución IPA (“Independent Project Analysis”), la cual agrupa a 13 empresas líderes a nivel mundial (Exxon-Mobil, BP, etc.) y donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Esta institución ha desarrollado un modelo matemático que permite evaluar la operabilidad de un proyecto de perforación de un pozo. Es decir, el modelo establece el grado de incertidumbre que existe en cuanto a los tiempos y costos de operación y el potencial inicial del yacimiento. De esta forma, durante la planificación de la perforación del pozo se puede conocer anticipadamente la incertidumbre asociada al proyecto. Este modelo establece una correlación entre las variables técnicas que controlan el logro o no de los objetivos de la perforación y cuan alejado nos podremos encontrar de los resultados esperados, en cuanto tiempo planificado, costo planificado y potencial inicial planificado.

El modelo para la evaluación de un proyecto de perforación de un pozo esta conformado por dos matrices: “Matriz de Complejidad del Pozo” y “Matriz de Complejidad del Yacimiento”. Estas matrices están diseñadas basándose en investigaciones estadísticas sobre el proceso de perforación de un pozo, tomando en cuenta las principales actividades y problemas que se presentan durante dicho proceso.

Estas matrices están formadas por una serie de preguntas, que miden el nivel de complejidad asociados a las variables técnicas que tienen mayor impacto en el proceso de perforación de un pozo, y que inciden directamente en el grado de dificultad de dicho proceso.

La “Matriz Complejidad del Yacimiento” tiene como objetivo evaluar el grado de caracterización y definición del yacimiento que va a ser drenado por el pozo. Parte importante del éxito de la perforación de un pozo está en lograr una producción rentable

de acuerdo a los estimados de costos planificados, por lo tanto, es necesario determinar el grado de incertidumbre de las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento al momento de perforar el pozo.

La Matriz Complejidad del Yacimiento está constituida de la siguiente manera:

- ✓ Matriz IPA de INPUTS (Información/Datos).
- ✓ Matriz IPA para la definición de las tareas (Inicio del proyecto).
- ✓ Matriz IPA para las restricciones de yacimientos (Inicio del proyecto).
- ✓ Guías para la medición de la complejidad del Modelo Estático del Yacimiento.
 1. Matriz IPA de Complejidad Estructural.
 2. Matriz IPA de Complejidad Estratigráfica.
 3. Matriz IPA de Complejidad de Calidad de la Roca.
 4. Matriz IPA de Complejidad de los Fluidos.
 5. Matriz IPA de Energía del Yacimiento.
- ✓ Guías para la estimación de la complejidad Dinámica del Yacimiento.
 1. Matriz IPA de Complejidad del Yacimiento.
 2. Matriz IPA de Complejidad Dinámica del Yacimiento.

La Matriz Complejidad de Pozo tiene como objetivo recopilar óptimamente todas las variables que impactan sobre el proceso de perforación de un pozo y que suman o restan dificultad al mismo, y establecer su grado de influencia en la desviación de los resultados esperados.

La Matriz Complejidad de Pozo esta conformada de la siguiente manera:

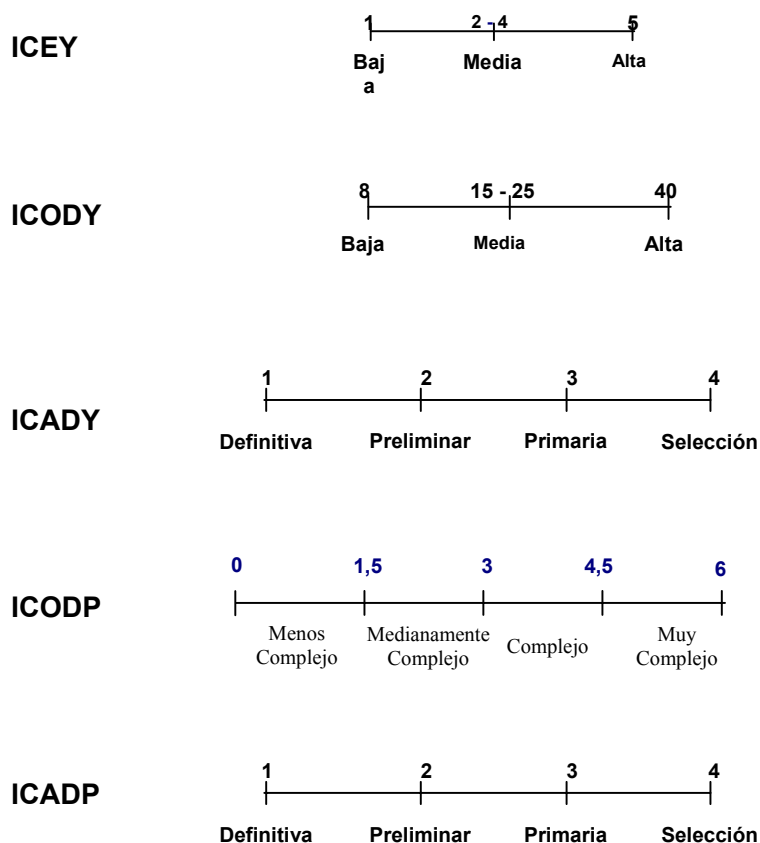
- ✓ Guías para la Medición de la Complejidad del Proceso de Perforación.
 1. Matriz FEL de Construcción de Pozos.
 2. IPA “Well Complexity Index” (Índice IPA de Complejidad del Pozo).

La Matriz de Complejidad de Pozo y la Matriz de Complejidad de Yacimiento arrojan como resultados valores numéricos definidos como índices, los cuales varían en un rango determinado que permite ajustar una escala de medida de complejidad y calidad. Estos índices se muestran en la tabla IX.1:

Tabla IX.1 Índices de Complejidad.

Índice		Rango
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8 al 40
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4

Es necesario definir la escala a la cual se ajusta cada rango, dependiendo del objetivo de medición que tiene el índice, de esta forma se tiene:



Es importante destacar que debido a la reciente implementación de este modelo matemático en Venezuela, no se ha logrado establecer un límite que permita detener la

realización de un proyecto aguas arriba de acuerdo a su grado de complejidad. Hasta el momento, la única información de interés que se puede extraer de las matrices es la complejidad del proyecto y el grado de definición de cada variable que interviene en el mismo.

IX.1 Resultados de los Índices de Complejidad para la localización SLE-02-01.

Estas matrices fueron realizadas en una Mesa de Trabajo de acuerdo como lo plantea la metodología VCD. La Mesa de Trabajo estuvo formada por los diferentes actores involucrados en el proyecto, provenientes de las Comunidades de Conocimientos (Diseño, Completación, Fluidos y Cementación), de la Unidad de Explotación (Geociencias e Ingenieros de Yacimientos), compañías de servicios y en este caso en particular la Unidad de Negocios de Exploración PDD (Proyecto de Delineación y Desarrollo) Sur del Lago.

Los resultados obtenidos para la localización SLE-2-01 se presentan en la tabla IX.2:

Tabla IX.2 Resultados de los Índices de Complejidad (SLE-2-01).

Índice		Rango	Valor
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5	2,3
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8 al 40	22,1
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4	2,5
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6	2,5
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4	2,7

IX.1.1 Conclusiones de las Métricas de Yacimiento y Pozo

IX.1.1.1 Métricas de yacimiento.

- ✓ La complejidad estática del yacimiento es de 2,3 (media) y está dominada por las complejidades de los fluidos de formación y la energía de empuje del yacimiento.
- ✓ La complejidad de los fluidos de formación está influenciada por el tipo de hidrocarburo gas condensado retrogrado: fuerte liberación de líquidos en el yacimiento con una franja de petróleo volátil hacia la base de la estructura y la riqueza del gas

estimada en el orden de los 5 GPM, además la presencia de 25 Mppm de cloruros y de contaminantes tales como 45 ppm de H₂S y 10% CO₂.

- ✓ La complejidad de energía del yacimiento está afectada por los siguientes factores: la ausencia de acuífero activo, el mecanismo de producción es por expansión de gas y segregación gravitacional.
- ✓ En general los componentes del esquema de desarrollo del yacimiento benefician significativamente al modelo dinámico, considerado de baja complejidad, ya que su puntuación es de 22,1. Es importante destacar que este es un pozo delineador y el plan de explotación, patrón de pozos, entre otros, dependerán de los resultados del mismo.
- ✓ El índice de calidad de definición del yacimiento tiene una puntuación de 2,5 lo cual considera que el proyecto se encuentra en etapa primaria. Este prospecto es un pozo delineador y considera un nivel de incertidumbre, que se trata de minimizar con la evaluación técnica integrada de la información obtenida en las áreas adyacentes y los resultados del análisis de atributos sísmicos.

IX.1.1.2 Métricas de pozo

- ✓ El índice de calidad de definición de pozo tiene una puntuación de 2,7, lo que significa que el proyecto se encuentra en etapa primaria, proporcionando así un moderado soporte de información para cumplir con la perforación de la localización propuesta. Sin embargo, se requiere usar nuevas tecnologías que permitan optimizar el proceso y el diseño de construcción del pozo.
- ✓ El índice de complejidad de pozo para esta localización resulta medianamente complejo (161,1; rango: 0-240), debido en primer orden a la existencia de un patrón anormal de presión (Formación La Rosa ± 16500 pies), presencia de arcillas reactivas, posibles pérdidas de circulación, entre otras.

IX.2 Enlace de la Metodología VCD con la Matriz de Complejidad de Pozo y Matriz de Yacimiento.

En la figura IX.1 se observa los puntos de enlace donde se deben evaluar las matrices de pozo y de yacimiento dentro de la metodología VCD.

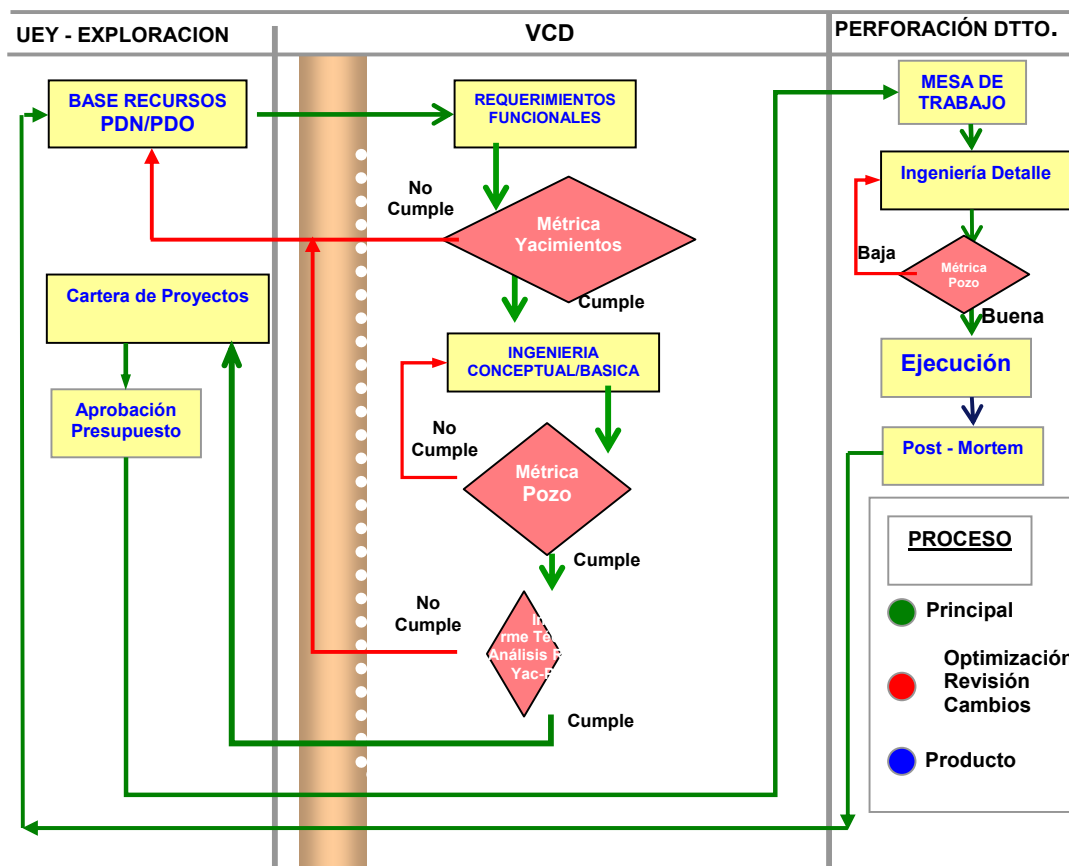


Figura IX.1 Flujograma General de la Metodología VCD con la intervención de las Métricas de Pozo y Yacimiento.

A pesar de que en el flujograma anterior, las métricas de pozo son realizadas después de la generación de las métricas de yacimiento, y debido a que las métricas de pozo se tienen que generar luego de reunir los requerimientos funcionales y revisar el portafolio de oportunidades del proyecto en la ingeniería conceptual, se decidió documentar simultáneamente las métricas de yacimiento con las métricas de pozo, con el fin de ilustrar su funcionalidad en un mismo entorno.



CAPÍTULO X POZOS VECINOS

POZOS VECINOS

La localización SLE-2-01 de coordenadas (UTM) N: 1.030.800.00 y E: 222.850.00, tiene los siguientes pozos vecinos: SLE- 01,SLE-02,SLE-03,SLE-04,SLE-05, SLE-06, SLE-41X y SLE-42X. Siendo el más reciente el pozo SLE-06, perforado en el año de 1998. En la figura X.1 se muestra la ubicación de cada pozo con respecto a la localización de interés.

Tabla X.1 Pozos Vecinos

Pozo	Localización	Coordenadas de Superficie		Tipo	Fecha de inicio de Perforación
		Norte	Este		
SLE-01	SLE-01	1024108,203	219796,0046	V	24/01/1989
SLE-02	SLE-02	1026122,055	221099,7974	V	02/05/1989
SLE-03	SLE-03	1028717,922	221142,9046	V	13/03/1996
SLE-04	SLE-04	1027564,428	221524,656	V	12/05/1996
SLE-05	SLE-7A	1026590,161	222600,0242	V	Ago-97
SLE-06	SLE-III-IX	1021668,005	215724,00	V	05/06/1998
SLE-41X	SLE-41X	1029128,561	220686,1429	V	29/11/1971
SLE-44X	SLE-44X	1026602,648	220056,7257	V	30/11/73
SLE-42X	E-3	1028124,71	221129,058	V	17/04/1973

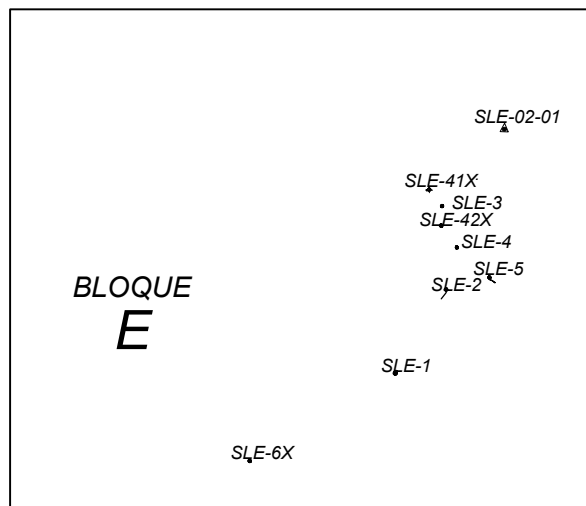


Figura X.1. Ubicación de los Pozos Vecinos con respecto a la Localización

El estudio realizado a estos pozos tiene como objetivos principales:

- ✓ La obtención de los “Stick Chart”

- ✓ La información de Tiempos de Perforación de cada uno de los pozos, para hacer el estimado de tiempo de la nueva localización SLE-2-01.

IX.1 Stick Chart

Un “Stick Chart” es una ficha resumen en la que se observa claramente las características del pozo y los principales eventos que ocurrieron durante su perforación. Un “Stick Chart” contiene: Revestidores (Diámetro, peso y tipo de revestidor), Formaciones geológicas que atraviesa el pozo con sus respectivos topes, gráfica de peso y tipo de lodo, tipo y diámetro de cada mecha, gráfico de tasa de penetración, gráfico de desviación del pozo, profundidades a las cuales ocurrieron problemas de arrastre, apoyos, pegas y repasos y finalmente una sección de Comentarios donde se describen los principales procesos ocurridos durante la perforación, es decir, un resumen de la historia de perforación del pozo.

A través de los “Stick Chart” se logra caracterizar la perforación del área a la cual pertenece la localización SLE-2-01, pudiendo anticipar y prevenir los posibles problemas de tubería, arremetidas, pérdidas de circulación y de desviación del pozo. (Ver Apéndice A).

X.2. Análisis de Pozos Vecinos

X.2.1 Pozo SLE-01

Tabla X. 2 Datos Generales del Pozo SLE-01

Datos Generales	
Pozo:	SLE-01
Campo:	Sur del Lago
Yacimiento:	SLE-OLI-01
Fluido Producido:	Condensado Natural
Fecha de Completación Oficial:	20/07/1989
Tiempo de Perforación (días):	143
Profundidad Total (pies):	19076
Elevación de la Mesa Rotaria (pies):	59

X.2.1.1 Historia de Producción

El pozo fue completado oficialmente mediante la siguiente prueba:

Tabla X.3 Prueba de Producción del pozo SLE-01

Fecha	Tasa (BNP/D)	RGP (PCN/BNP)	%AyS	°API	EDO
20/07/1989	2271	2210	0,9	34	PTN

Luego de la completación el pozo mantuvo una tasa de producción alrededor de 2000 BNPD, hasta el 21 de Noviembre de 1989, que la producción cae a una tasa de 1866 BNPD. El 19 de Diciembre del mismo año se le bombean 250 Bbl de solvente; sin embargo, la producción para el 18 de Febrero de 1990 era de 1722 BNPD, por lo que un mes después se le realiza una Acidificación Matricial, que no logra inducir a producción el pozo.

El pozo se mantiene cerrado hasta el 25 de Abril de 1990 cuando se le realiza una limpieza con la unidad hidráulica, las pruebas de producción hechas después de la limpieza indicaron una tasa de producción de 1892 BNPD para el 1 de Mayo de 1990 pero a inicios del año siguiente la tasa desciende a 1000 BNPD, por lo que el pozo es cerrado para restaurar presión ($P_{th} = 750$ lpc.).

Después de haber bajado el Calibrador y el toma muestras de 1 $\frac{3}{4}$ " hasta 9200 pies, se obtuvo una muestra de arena fina, con presencia de óxido de hierro, siderita, calcita y fluorita; por lo que se realiza una nueva limpieza al pozo con la Unidad Baker-I el 29 de Octubre de 1991, la cual no logra aumentar la producción del pozo.

El 19 de Enero de 1992 se realiza un Fracturamiento Hidráulico al pozo, logrando en un primer momento que la tasa de producción aumentará a 1710 BNPD para Marzo del mismo año, sin embargo, en Mayo se comienza a producir con un porcentaje de Agua y Sedimento de 60 aproximadamente, para Agosto del mismo año cae la tasa a 739 BNPD y más tarde en Abril de 1993 se produce con 94 por ciento de Agua y Sedimento. El pozo es cerrado en Mayo del mismo año.

El pozo es puesto a producción el 10 de Marzo de 1994 arrojando una tasa de 521 BNPD, pero finalmente desciende a 226 BNPD para septiembre del mismo año, siendo esta la

última tasa registrada de producción ya que el 31 de Octubre de 1994 se cierra el pozo para restauración de presión. Actualmente el pozo SLE-01 presenta el cabezal desmantelado.

X.2.1.2 Actividades realizadas en el Pozo.

Tabla X. 4 Principales Actividades realizadas en el pozo SLE-01

Fecha	Actividad	Intervalos (pies)	
02/07/1989	Completación Mecánica Original	18613	18860
19/12/1989	Limpieza	18613	18860
16/03/1990	Estimulación (Acidificación)	18613	18860
22/03/1990	Desplazamiento con N2	18613	18860
25/04/1990	Limpieza	18613	18860
02/09/1991	Chequeo de Fondo y Calibración	18613	18860
29/10/1991	Limpieza y Estimulación.	18613	18860
19/01/1992	Fracturamiento	18613	18860

X.2.2 Pozo SLE-02

Tabla X.5. Datos Generales del Pozo SLE-02.

Datos Generales	
Pozo:	SLE-02
Campo:	Sur del Lago
Yacimiento:	SLE-OLI-01
Fluido Producido:	Condensado Natural
Fecha de Completación Oficial:	29/05/1990
Tiempo de Perforación (días):	253
Profundidad Total (pies):	18451
Elevación de la Mesa Rotaria (pies):	44

X.2.2.1 Historia de Producción

El pozo se completo oficialmente por medio de la siguiente prueba de producción:

Tabla X.6 Prueba de Producción del pozo SLE-02

Fecha	Tasa (BNP/D)	RGP (PCN/BNP)	%AyS	°API	EDO
22/05/1990	1326	7342	2,6	40	PTN

Después de haber completado el pozo, en una primera fecha de evaluación de producción (3 de Junio de 1990) tenía una tasa de 1510 BNPD, para el 10 de Julio de 1991 ya había descendido a 611 BNPD.

El 18 de Enero de 1995 se realiza un bombeo de solvente al pozo con la finalidad de remover los asfáltenos precipitados por medio de la unidad de Coiled Tubing, una semana después se procedió a realizar una Acidificación Matricial y fue activado con Nitrógeno, obteniéndose una producción de 1013 BNPD para el 3 de Febrero del mismo año.

Para el 22 de Abril de 1999 la tasa de producción había caído a 284 BNPD. En el mismo año se le realiza un trabajo de evaluación al pozo donde se prueban los sellos primarios y secundarios con 5000 lpc de presión y se observa una comunicación tubería espacio anular, posiblemente presentada en la línea de la válvula de seguridad. Después de realizado este trabajo el comportamiento de producción fue el siguiente:

Tabla X.7 Comportamiento de Producción del pozo SLE-02

Fecha	Tasa (BNP/D)	RGP (PCN/BNP)	%AyS	RED (pulg)	°API	EDO
19/11/1999	295	10973	0,6	½	31	PTN
09/12/1999	375	9200	1,2	½	44	PTN
20/03/2000	462	8848	0,6	½	43	PTN
28/05/2000	520	7808	-	½	42	PTN
18/07/2000	548	9036	12	½	42	PTN
19/09/2000	522	8667	0,2	½	43	PTN
21/12/2000	230	10870	3	½	44	PTN
20/02/2001	512	9068	0,2	½	44	PTN
05/03/2001	519	8755	2,4	½	45	PTN
12/04/2001	520	10627	0,6	½	43	PTN
22/07/2001	384	10693	0,2	½	44	PTN
04/09/2001	360	10833	10	½	47	PTN

X.2.2.2 Actividades realizadas en el Pozo.

Tabla X.8 Principales actividades realizadas en el pozo SLE-02.

Fecha	Actividad	Intervalos (pies)	
01/01/1990	Completación Mecánica Original	17991	18390
12/03/1990	Intentó pescar C.F s/e, dejó pez @ 17584'	17991	18390
26/10/1994	Rehabilitación (Pesca), dejó pez @ 17637'	17991	18390
20/12/1994	Bajó camarita @ 17620' (impresión de Tijeras)	17991	18390
18/01/1995	Estimulación (Bombeo solvente)	17991	18390
26/01/1995	Estimulación (Acidificación)	17991	18390
12/11/1999	Verificó comunicación, tub-anular	17991	18390

X.2.3 Pozo SLE-03

Tabla X.9 Datos Generales del pozo SLE-03

Datos Generales	
Pozo:	SLE-03
Campo:	Sur del Lago
Yacimiento:	SLE-OLI-01
Fluido Producido:	Condensado Natural
Fecha de Completación Oficial:	01/1997
Tiempo de Perforación (días):	206
Profundidad Total (pies):	17908
Elevación de la Mesa Rotaria (pies):	50

X.2.3.1 Historia de Producción

El pozo fue completado oficialmente en Enero de 1997 mediante la siguiente prueba de producción:

Tabla X.10 Prueba de Producción del pozo SLE-03.

Fecha	Tasa (BNP/D)	RGP (PCN/BNP)	%AyS	°API	EDO
01/1997	915	7687	2,2	41	PTN

En los actuales momentos el pozo produce por flujo natural a una tasa de producción de 483 BNPD.

X.2.3.2 Actividades realizadas en el Pozo

Tabla X.11 Principales actividades realizadas al pozo SLE-03.

Fecha	Actividad	Intervalos (pies)	
01/11/1996	Completación Mecánica Original	17480	17558
01/12/1996	Estimulación (Acidificación)	17480	17558

X.2.4 Pozo SLE-04.

Tabla X.12 Datos Generales del pozo SLE-04

Datos Generales	
Pozo:	SLE-04
Campo:	Sur del Lago
Yacimiento:	SLE-OLI-01
Fluido Producido:	Condensado Natural
Fecha de Completación Oficial:	01/1997
Tiempo de Perforación (días):	123
Profundidad Total (pies):	18282
Elevación de la Mesa Rotaria (pies):	50

X.2.4.1 Historia de Producción.

El pozo se completo oficialmente por medio de la siguiente prueba de producción:

Tabla X.13 Prueba de Producción del pozo SLE-04.

Fecha	Tasa (BNP/D)	RGP (PCN/BNP)	%AyS	°API	EDO
01/1997	546	-	0,8	39	PTN

En el mismo mes se realiza en el pozo una Acidificación Matricial y se induce a producción con Nitrógeno obteniéndose una tasa de 352 BNPD para el 3 de Diciembre de 1997, sin embargo, se llega a producir 554 BNP/D en Junio de 1998; mas la última prueba de producción, tomada el 1 de Julio de 1998, se observa un descenso en la tasa a 349 BNPD.

X.2.4.2 Actividades realizadas en el Pozo.

Tabla X. 14 Principales actividades realizadas al pozo SLE-04.

Fecha	Actividad	Intervalos (pies)	
01/10/1996	Completación Mecánica	18068	18186
01/10/1996	Cañoneo	18068	18186
01/12/1996	Rehabilitación	18068	18186
01/12/1996	Cañoneo	17928	18032
01/12/1996	Limpieza	17928	18186
01/01/1997	Estimulación (Acidificación)	17928	18186
01/11/1998	Limpieza	0	400

X.2.5 Pozo SLE-05

Tabla X.15 Datos Generales del pozo SLE-05

Datos Generales	
Pozo:	SLE-05
Campo:	Sur del Lago
Yacimiento:	SLE-OLI-01
Fluido Producido:	Condensado Natural
Fecha de Completación Oficial:	No se completó
Tiempo de Perforación (días):	148
Profundidad Total (pies):	18915
Elevación de la Mesa Rotaria (pies):	46

X.2.5.1 Actividades realizadas en el pozo.

Tabla X.16 Principales actividades realizadas al pozo SLE-05.

Fecha	Actividad	Intervalos (pies)	
01/02/1998	Completación Mecánica Original	18460	18868
01/02/1998	Rehabilitación	18460	18868
01/03/1998	Servicio	18460	18868
01/04/1998	Rehabilitación (RCÑ)	18460	18868

X.2.6 Pozo SLE-06.

Tabla X.17 Datos Generales del pozo SLE-06.

Datos Generales	
Pozo:	SLE-06
Campo:	Sur del Lago
Yacimiento:	SLE-OLI-01
Fluido Producido:	Condensado Natural
Fecha de Completación Oficial:	08/10/1998
Tiempo de Perforación (días):	130
Profundidad Total (pies):	18732
Elevación de la Mesa Rotaria (pies):	43

X.2.6.1 Historia de Producción.

El pozo SLE-06 fue completado hasta 17010 pies tope del obturador permanente, y cañoneado en un primer momento en la zona inferior de las Arenas Basales del

Oligoceno, arrojando una tasa de producción de 340 BNPD aproximadamente durante Noviembre de 1998. En este mismo mes se realizó una Prueba de Presión-Producción cerrándose el pozo en superficie y determinándose daño a la formación por invasión parcial. Luego a mediados del mes se procede a cañonear las zonas superiores del Oligoceno (18410 pies-18492 pies), obteniendo como resultado una tasa de 419 BNPD.

El pozo fue cerrado para realizar una Prueba de Restauración de Presión donde se verificó el daño causado a la formación, por lo que el 29 de Noviembre de 1998 se procedió a hacer una Estimulación Matricial. El 2 de Diciembre se prueba multiflujo con reductores de 1/4", 3/8" y 1/2", obteniéndose una tasa de 890 BNPD. Finalmente se realiza otra Prueba de restauración de Presión extendida con cierre en el fondo con el objetivo de verificar la disminución del daño de la formación.

El último reporte de producción registrado muestra una tasa de 274 BNPD con fecha de 4 de Octubre de 2001.

X.2.6.2 Actividades realizadas en el Pozo.

Tabla X.18 Principales actividades realizadas al pozo SLE-06.

Fecha	Actividad	Intervalos (pies)	
01/10/1998	Completación Mecánica Original	18506	18532
18/11/1998	Rehabilitación(Cañoneo intervalos superiores)	18410	18480
29/11/1998	Estimulación	18410	18532

X.3 Análisis de Tiempos

El segundo objetivo del Análisis de Pozos Vecinos se refiere a la evaluación de los tiempos de perforación, con el fin de establecer de manera clara y precisa, la cantidad de tiempo operativo dedicado a actividades productivas y no productivas. Para lograr este objetivo se contó con el "Manual PDVSA de Análisis de Tiempos de Construcción y Rehabilitación de Pozos", el cual permite homologar el proceso de perforación y rehabilitación de pozos a escala nacional.

El proceso de Construcción de un pozo se desglosa jerárquicamente de la siguiente forma: Fases, Etapas, Actividades y Sub-actividades, donde cada una presenta una distribución de tiempos productivos y no productivos. Las fases corresponden a actividades técnicamente independientes, que describen el proceso de Construcción de un pozo desde la mudanza del taladro hasta que se asegura el pozo. Dentro de cada fase existen tiempos exclusivos asociados a la duración de las operaciones independientes, que corresponden a las etapas. Cada Etapa abarca una serie de actividades hechas en el taladro que forman parte de la jornada diaria de trabajo, cada cual requiere un tiempo de ejecución.

En el proceso de Perforación de un pozo se tienen las siguientes fases: Mudar, Perforar, Completar, Evaluación de Yacimiento, Reentrar, Hincar y Abandonar. Es importante destacar las etapas que comprende cada fase:

- ✓ Mudar: Desvestir, Transportar, Vestir y Mantenimiento.
- ✓ Perforar: Perforar, Evaluación Geológica y Petrofísica y Revestidores.
- ✓ Evaluar Yacimiento: Preparar hoyo/pozo y Evaluar.
- ✓ Completar: Preparar hoyo/pozo, Control de Arena y Completación.
- ✓ Reentrar: Preparar pozo y Abrir ventana.
- ✓ Hincar: Hincar.
- ✓ Abandonar: Preparar pozo, Abandonar, Suspender.

El tiempo utilizado en cada actividad se clasifica en Tiempos Productivos y Tiempos no Productivos, los cuales se definen a continuación:

- ✓ 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”.
- ✓ 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 la realización del análisis de tiempo de los pozos SLE-01, SLE-03, SLE-04 y SLE-05, SLE-06 se utilizó un registro de tiempo realizado en el área del Bloque “E”. A partir de este estudio previo se lograron identificar las siguientes fases:

- ✓ Mudar
- ✓ Perforar: la cual fue subdividida en Fase I, II, III y IV, donde cada una corresponde a la Etapa Perforar y Revestir del hoyo de superficie, intermedio I, intermedio II y de producción; respectivamente. Esto fue hecho con el objetivo de visualizar el tiempo utilizado en la perforación y asentamiento del revestidor en cada uno de los hoyos.
- ✓ Completar

Los tiempos no productivos fueron totalizados en el estudio de estos pozos, debido a que no se contaba con la información detallada de cada actividad no productiva. A pesar de que los pozos SLE-01 y SLE-06 sí presentan esta información en los reportes diarios de las carpetas de pozos, sin embargo fueron incluidos de igual forma en este estudio para llevar una secuencia de todos los pozos.

En las Figuras X.2, 3, 4, 5 y 6 se muestran los gráficos de torta de cada pozo, donde se observa la porción de tiempo dedicada a cada fase y el tiempo no productivo totalizado.

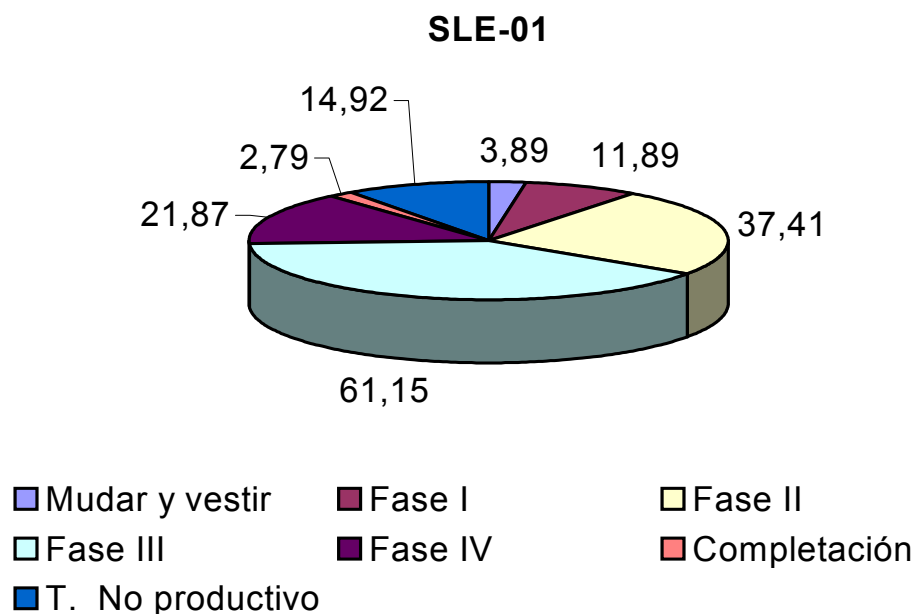


Figura X. 2 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-01

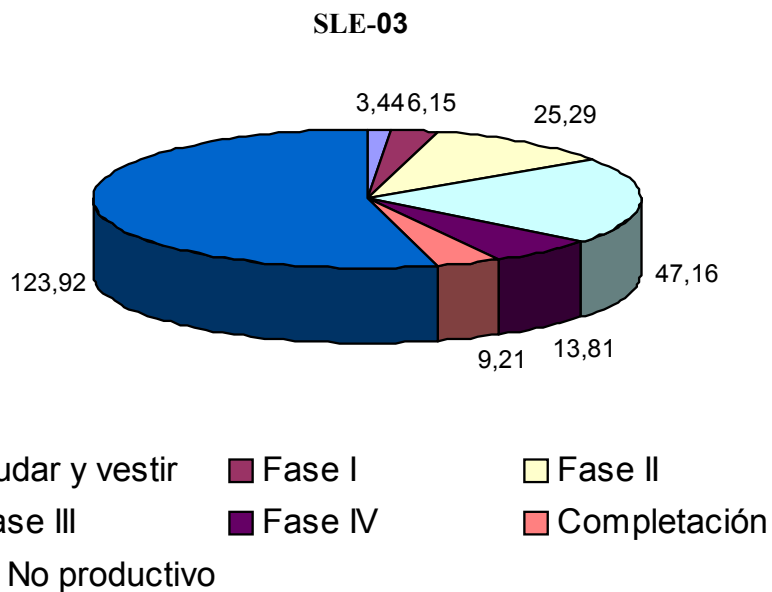


Figura X.4 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-04

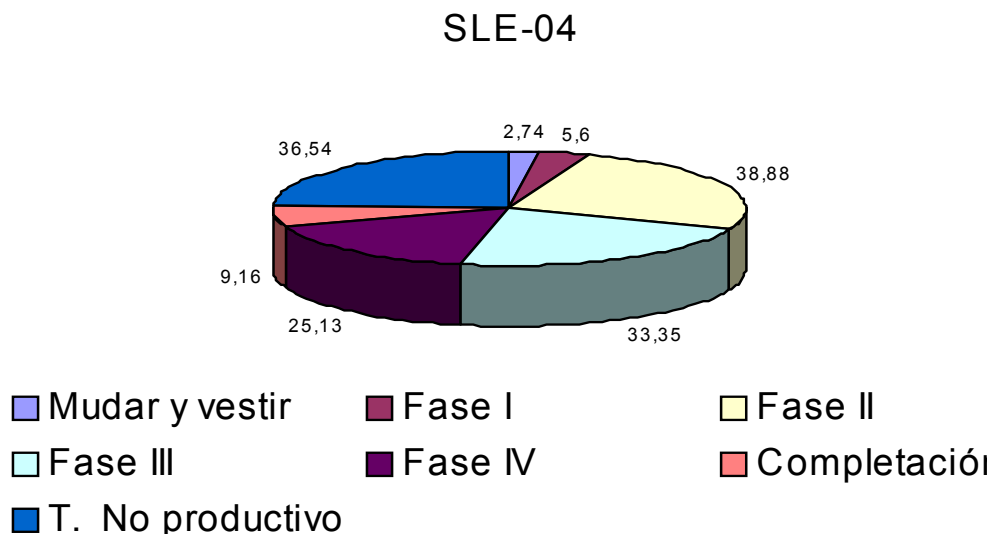


Figura X. 4 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-04

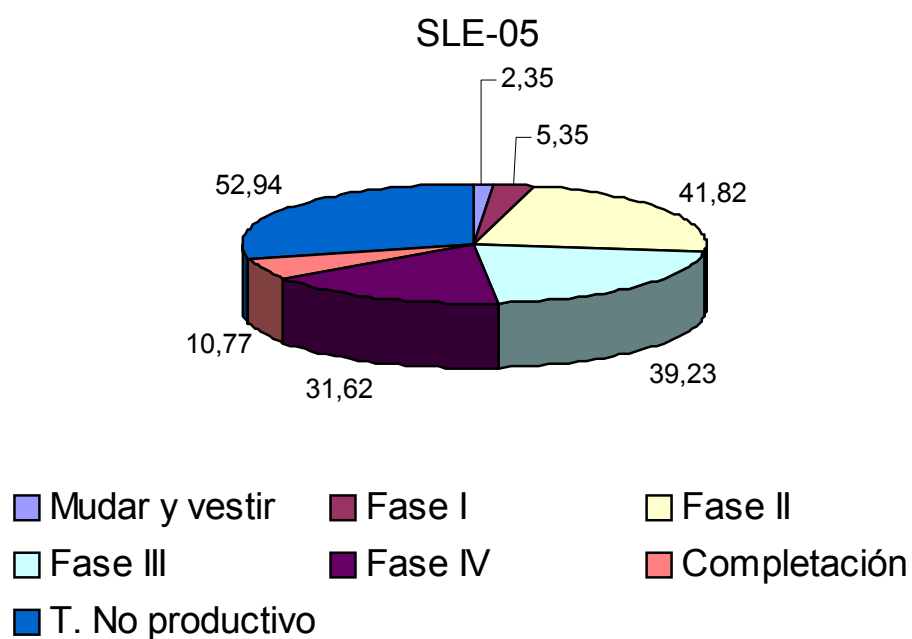


Figura X.5 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-05

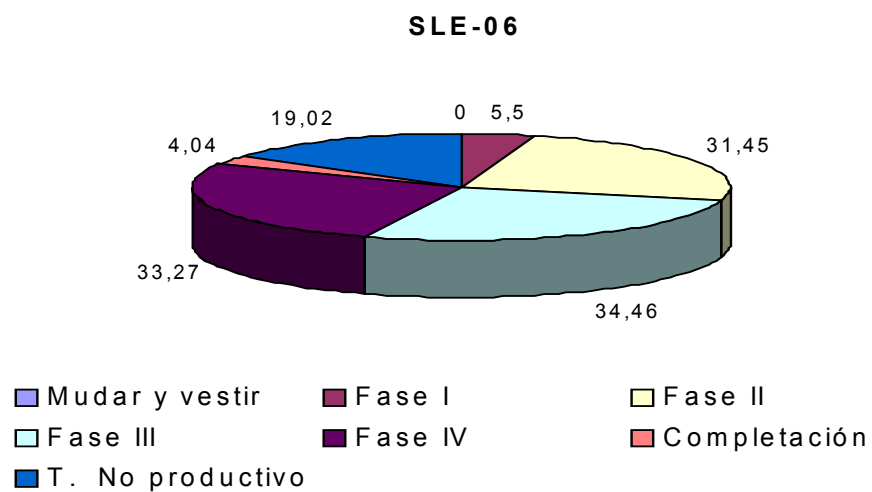


Figura X.6 Fase Mudar, Perforar y Completar del pozo SLE-06

En la Figura X.7 se hace una comparación de las fases Mudar, Perforar y Completar de los pozos, incluyendo el Tiempo no productivo total, donde se observa claramente que en el pozo SLE-03 se realizaron la mayor cantidad de actividades no productivas. Exceptuando las barras del Tiempo no productivo, la fase que en general consume la mayor cantidad de tiempo en la mayoría de los pozos estudiados es la Fase III, que como se dijo anteriormente corresponde a la Fase Perforar con sus respectivas Etapas (Perforar

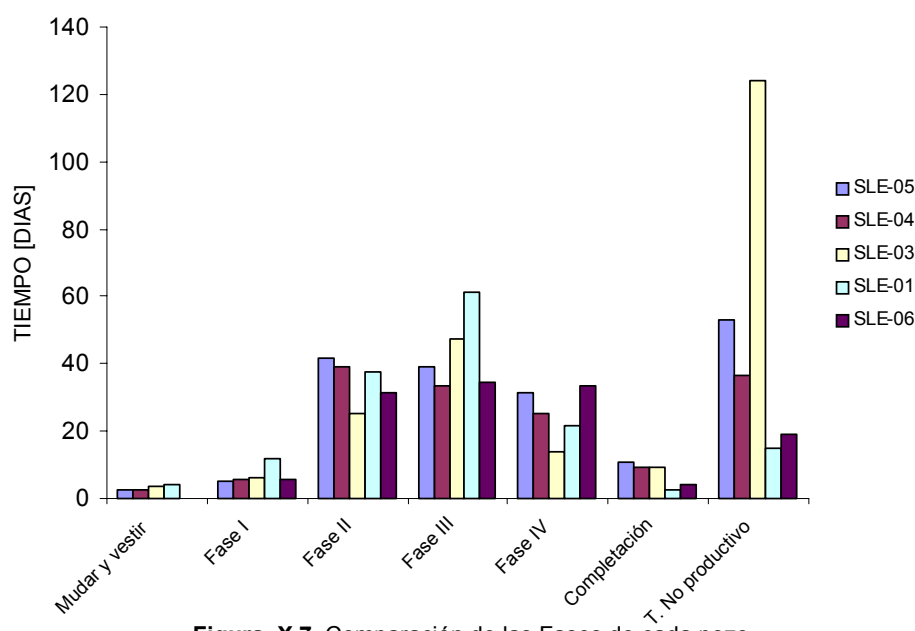


Figura X.7 Comparación de las Fases de cada pozo.

y Revestir) del hoyo intermedio dos.(Ver Apéndice B)

Con el objetivo de planificar un pozo se hace necesario conocer el tiempo asociado a cada una de las fases que se llevaron a cabo en los pozos vecinos, incluyendo sus etapas y actividades, tanto en tiempo productivo como no productivo, lo que permitirá establecer un aproximado del tiempo total de perforación y de esta manera realizar el estimado de costo de la nueva localización. Esta parte del proceso se traduce en la realización de la curva de Profundidad vs. Tiempo, en la cual se podrá apreciar los tiempos asociados a las siete Fases de construcción y rehabilitación de un pozo.

Este estudio solo fue hecho a los pozos SLE-01 y SLE-06, ya que como se dijo anteriormente, son los únicos con reporte diario, donde queda registrado detalladamente

cada actividad hecha en el taladro. Del pozo SLE-01 se tenía la carpeta del pozo y el pozo SLE-06 es el único pozo cargado en el DFW (Base de Datos de PDVSA).

De acuerdo a este estudio se realizaron tres tipos de curvas:

- ✓ Curva Plana: Es aquella que incluye los tiempos asociados a todas las fases de la perforación de un pozo, inclusive los tiempos no productivos.
- ✓ Tiempo Limpio: Es aquella que incluye los tiempos asociados a todas las fases de la perforación de un pozo, sin tomar en cuenta los tiempos no productivos.
- ✓ Tiempo Perforando: Es aquella que toma en cuenta solo la fase Perforar del proceso de construcción de un pozo, incluyendo las etapas Perforar y Revestidores. Excluye los tiempos no productivos.

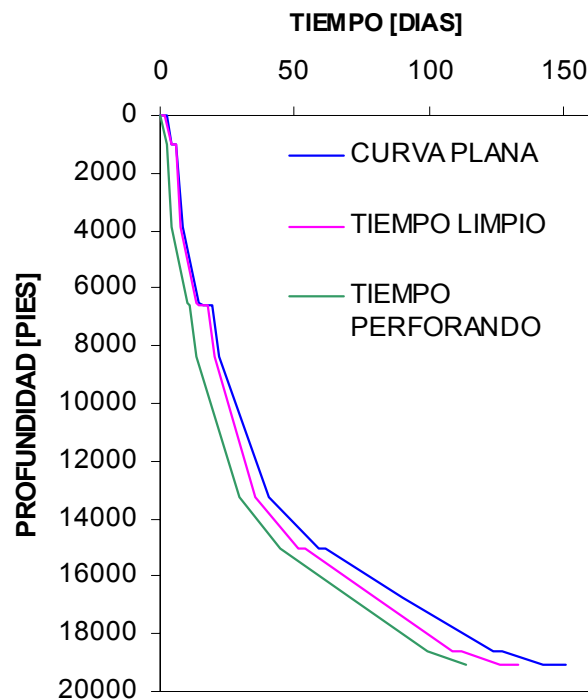


Figura X.8 Profundidad vs. Tiempo del pozo SLE-01.

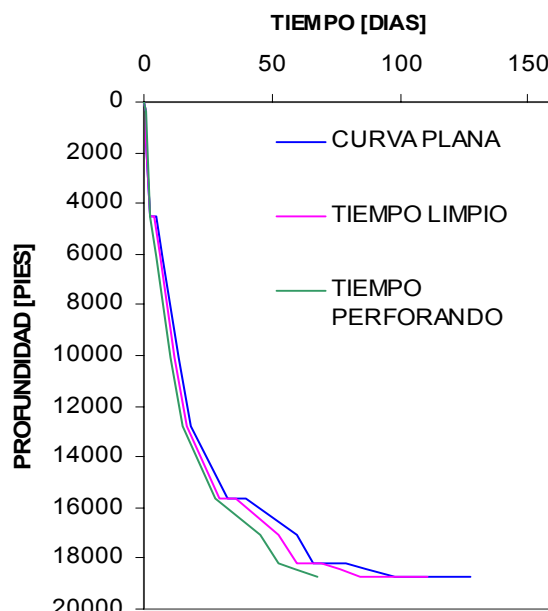


Figura X.9 Profundidad vs. Tiempo del pozo SLE-06.

La figura X.9 no incluye en la gráfica el tiempo asociado a la Fase Mudar.

Es importante destacar que los pozos SLE-41X y SLE-42X no fueron considerados en el análisis de pozos vecinos debido a que no eran representativos de las nuevas tecnologías de perforación utilizada en los años recientes, estos pozos fueron perforados en los años 1971 y 1973 respectivamente. Además se reunía muy poca información de ellos. Sin embargo, aquella información que solo estuviera disponible para estos dos pozos o correlaciones donde se incluyeran algunos de los dos si fue utilizada para efecto de otros análisis, debido a la poca información precisa disponible del área.

X.4 Distancia de los pozos más cercanos a la localización.

En la tabla IX. se muestra la distancia y el desplazamiento horizontal de los pozos más cercanos a la localización SLE-2-01, donde se puede apreciar la casi nula posibilidad que tiene el pozo de colisionar con algún pozo vecino. Este proyecto es un pozo vertical con un “target” no mayor a cien metros de radio.

Tabla X.19 Desplazamiento de los pozos

Pozo	Distancia a la localización [km]	Desplazamiento Horizontal [m]
SLE-03	2,6	43
SLE-04	3,5	123
SLE-41X	2,8	104 @ 15814pies
SLE-42X	3,2	92

X.5 Mejores prácticas para futuros trabajos.

De acuerdo a los principales problemas presentados durante la perforación de estos pozos, para la nueva localización se pueden considerar las siguientes recomendaciones:

- ✓ Un lodo 100 por ciento aceite para zonas profundas con temperaturas alrededor de 300°F con el fin de disminuir la inestabilidad de las arcillas. El daño a la formación sería reducido si se emplean fluidos con material puenteante de granulometría controlada.
- ✓ En los revestimientos intermedios, y debido a los continuos problemas de pegas, arrastres, hinchamiento de las arcillas e inestabilidad de hoyos; se recomienda el uso de cemento clase “H” (lechada de llenado extendidas con metasilicato de sodio) con el objetivo de obtener mayor resistencia a la compresión, temperatura y adherencia a la formación.
- ✓ En cuanto a la completación mecánica se recomienda el uso de mayores diámetros de revestimientos de los utilizados hasta ahora, con el fin de minimizar los problemas de pega de tubería, derrumbes y presiones diferenciales. Además, la completación mecánica del pozo debe permitir realizar trabajos de fractura como método de estimulación, por posibles problemas de precipitación de asfáltenos. Es recomendable el uso de tubería de acero al cromo por la presencia de H₂S y CO₂, esta tubería puede ser de aleaciones intermedias a la de 22% Cr, que es la que se viene utilizando; de tal forma de disminuir los costos pero sin dejar de cumplir con los requerimientos del área.
- ✓ Los principales trabajos de estimulación a realizar en el futuro son: Estimulación Matricial y bombeo de solvente para la remoción de daños y limpieza de obstrucciones; y Fracturamiento Hidráulico debido a la baja permeabilidad en el área.



CAPÍTULO XI INGENIERÍA CONCEPTUAL (ESTUDIO DE OPCIONES)

XI INGENIERÍA CONCEPTUAL (ESTUDIO DE OPCIONES)

XI.1 Gradiente de poro, fractura y temperatura.

XI.1.1 Gradiente de poro.

El perfil de poro y fractura, fue tomado del trabajo especial de grado “Reingeniería del Diseño de Revestimientos Area Sur del Lago de Maracaibo” ¹⁴.

El estimado de presión de poro y fractura se obtuvo con información de los pozos SLE-02, SLE-4-4X, SLE-05, SLE-6-1X, teniendo así aproximadamente un perfil de presión generalizado para toda el área. La metodología empleada en este estudio por el programa PFAS[®], se describe a continuación para la presión de poro:

1. Se calcula el esfuerzo de sobrecarga mediante la integración del registro de densidad (RHOB).
2. La estimación de la presión de poro parte del uso de los perfiles sínicos, gamma ray y de densidad. El programa se basa en el método de profundidad equivalente aplicado a la onda compresional del perfil sínico. Este método se fundamenta en la hipótesis de que dos formaciones a profundidades diferentes están compuestas del mismo tipo de roca matriz, y por consiguiente serán sometidas al mismo valor de esfuerzo efectivo, en otras palabras, poseen valores de porosidad similares o de una propiedad dependiente de la misma (tiempo de tránsito compresional)¹⁴. Para la aplicación de esta metodología se debe identificar primeramente las zonas arcillosas debido a que éstas son normalmente más homogéneas que las formaciones permeables y las más adecuadas para los fines de este tipo de estudios, adicionalmente tienen la potencialidad de atrapar fluidos necesarios para el desarrollo de sobrepresiones¹⁴.
3. Luego de haber realizado el paso anterior se traslada la curva de lutita al registro sínico.
4. Sobre el registro sínico se traza la línea de tendencia normal del gradiente de presión.
5. Con el método de profundidad equivalente se obtiene la presión de poro.

XI.1.2 Gradiente de Fractura.

Para la determinación de la presión de fractura se utilizó el programa FRACGRAD[®], el cual se basa en el Método de Eaton. Este programa tiene la flexibilidad de adaptarse a las condiciones de diferentes regiones, incluyendo el Sur del Lago. Este programa requiere de la presión de poro y la edad de la formación

XI.1.2.1 Método de Eaton

Matthews y Kelly determinaron que la coherencia de la matriz de la roca es comúnmente relativa al esfuerzo de la matriz y varía únicamente con el grado de compactación, Matthews y Kelly desarrolló la siguiente ecuación para calcular el gradiente de presión de fractura en formaciones sedimentarias¹⁴:

$$\frac{P_f}{D_p} = \frac{P_o}{D_p} + \left[K_i \times \frac{\sigma_z}{D_p} \right] \quad \text{Ecuación.XI.1}$$

P_f : Presión de Fractura [lpc].

P_o : Presión de la Formación [lpc].

K_i : Coeficiente de esfuerzo efectivo ($K_i = \sigma_h/\sigma_v$)

D_p : Profundidad [pies]

Eaton extendió los conceptos presentados por Matthews y Kelly para introducir la relación de Poisson's en la expresión para el cálculo de gradiente de fractura.

Eaton asumió que el esfuerzo de sobrecarga y la relación de Poisson's eran variables con la profundidad. Usando datos de presión de fractura reales de campo, él preparó diagramas ilustrando esa variable.

El método de Eaton y sus modificaciones son quizás el procedimiento más usado en la industria. El método a resultado exitoso tanto en tierra como costa afuera¹⁴.

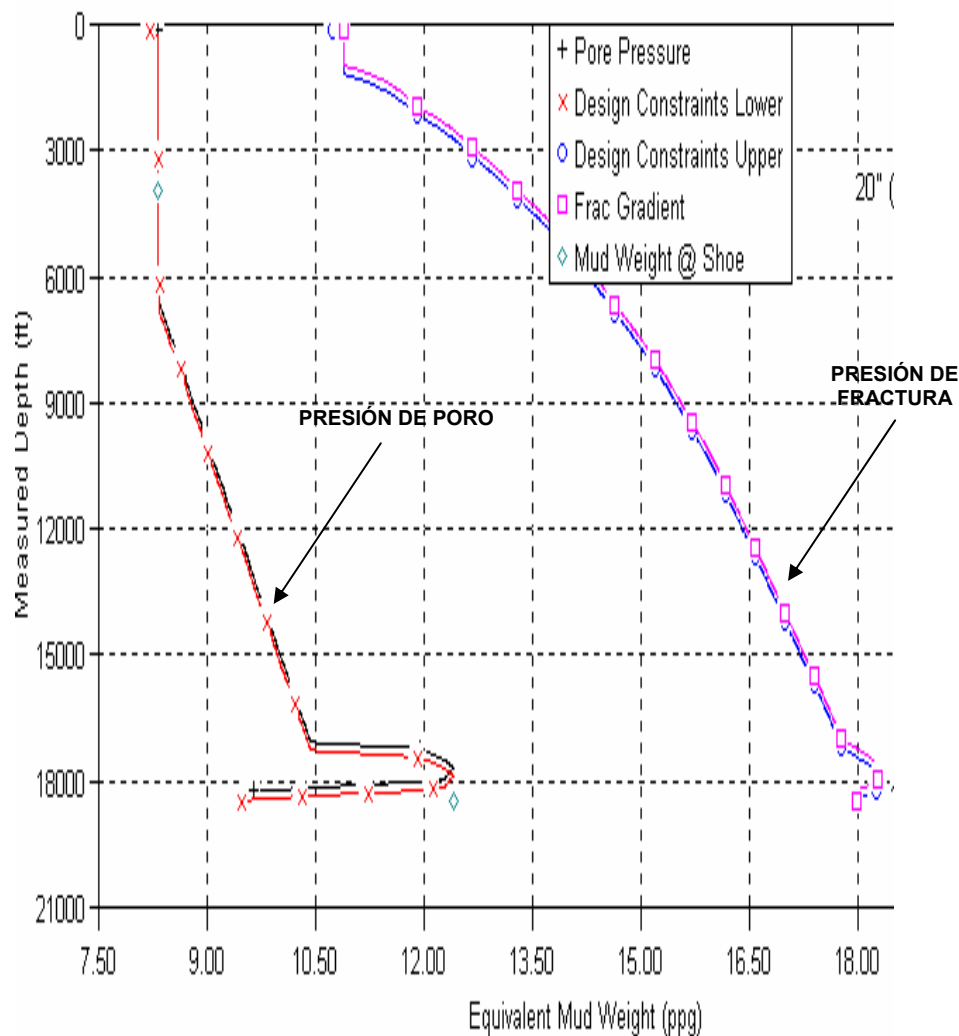


Figura XI.1 Gradientes de Presión de Poro y Fractura

De la misma manera, considerando la condición crítica que representa para la perforación la existencia de una zona de presión anormal, se corroboró la presencia de la misma con una segunda corrida del programa PFAS[®], con los pozos SLE- 02 y SLE-06; arrojando como resultado una diferencia de aproximadamente 4 lpg entre las formaciones suprayacentes y subyacentes a la formación La Rosa (Formación donde existe el patrón de sobrepresión).

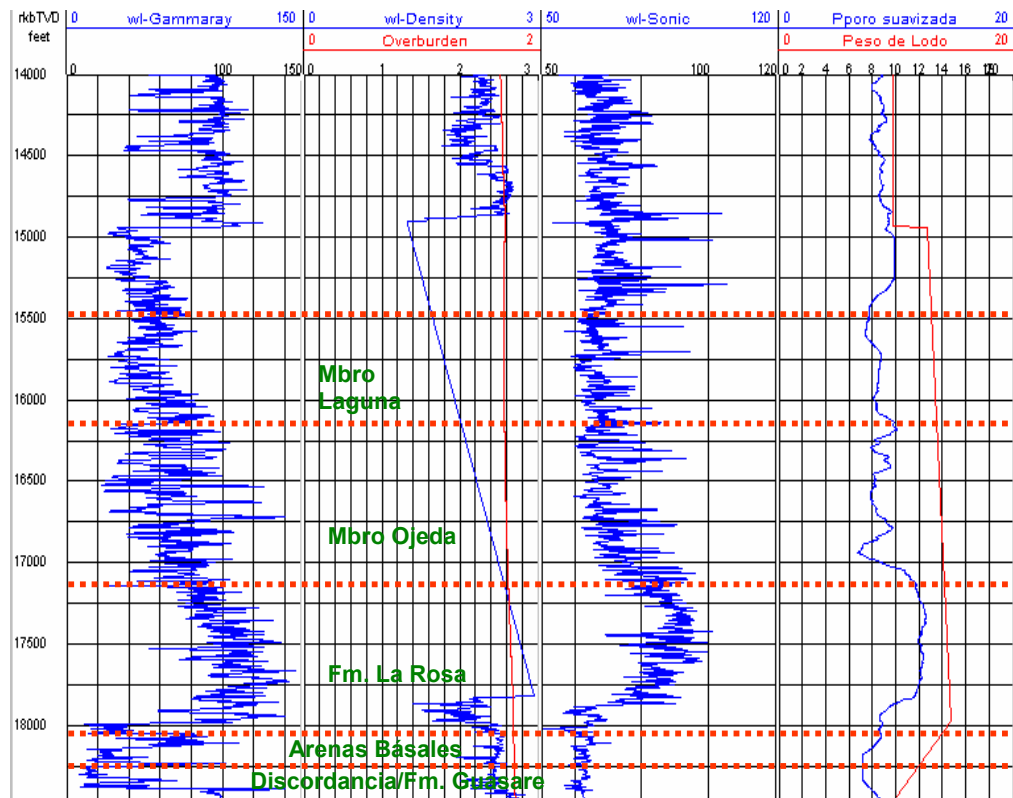


Figura XI.2 Estimación de Presión de Poro del pozo SLE-02.

XI.1.3 Gradiente de Temperatura.

La correlación de temperatura en el yacimiento SLE-OLI-01 fue obtenida a partir de los registros de temperatura hechos durante el Análisis PVT de los pozos: SLE-4-2X, SLE-7-1X y SLE-4-4X. La ecuación resultante es la siguiente¹¹:

$$T = 0,0132 * TVDSS + 90 \text{ } ^\circ \text{ F}$$

Esta correlación muestra desviaciones muy bajas con respecto a valores reportados experimentalmente¹¹.

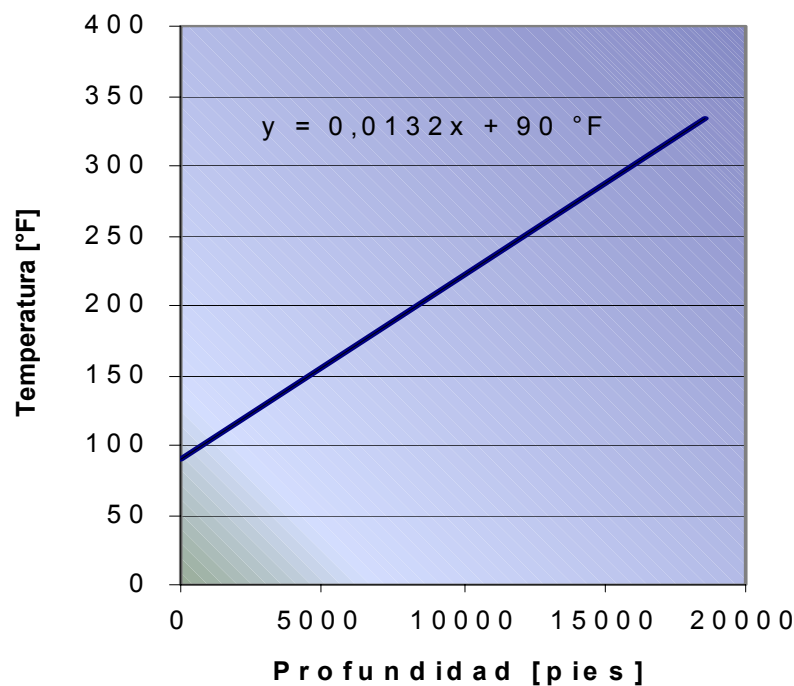


Figura XI.3 Gradiente de Temperatura

XI.2 Presión de Fondo Fluyente de diseño y Método de Producción.

De acuerdo con el comportamiento de presión del yacimiento con respecto a la producción que se tiene del área, la presión esperada es de 6950 lpca aproximadamente, con una presión de rocío para el yacimiento de 7250 lpca; y teniendo previsto como método de producción flujo natural.

XI.3 Caracterización de Fluidos y Rocas

La localización SLE-2-01 estará ubicada al noreste del área de producción, penetrará 110 pies de arenas dentro de la sección del Oligoceno y 60 pies de arena dentro de la sección del Eoceno. Se estiman encontrar en la sección del Oligoceno 75 pies de ANP con rango de porosidad entre 7 y 11 por ciento y en el Eoceno unos 50 pies de ANP con un rango de porosidad entre 8 y 10 por ciento. Mientras que para la permeabilidad se estima encontrar un rango que varía entre 3,1-31,7 milidarcys y 2,8-21,5 milidarcys, y así mismo un rango de saturación de agua entre 9-36 por ciento y 10-48 por ciento para el Oligoceno y Eoceno respectivamente¹⁵.

XI.4 Planes para trabajos de estimulación, inyección y levantamiento.

Se maneja la posibilidad de realizar trabajos de Acidificación Matricial en el pozo de la localización, basados en trabajos exitosos hechos a los pozos vecinos.

XI.5 Prognosis de los intervalos productores

Se espera encontrar una sección de aproximadamente 75 pies de ANP del Oligoceno y aproximadamente 50 pies en el Eoceno.

XI.6 Requerimientos de Monitoreo de fondo y superficie

Por motivo de no contar con información reciente y precisa de presión y temperatura en el área del Bloque “E”, se esta proponiendo instrumentar el pozo con un sensor de fondo que mida presión y temperatura.

XI.7 Aplicación de Nuevas Tecnologías

Debido a la presencia del CO₂ se plantea la opción de cementar el “Liner” de producción con un nuevo producto llamado “CO₂ STOP CEMENT”, el cual es resistente a los fluidos ácidos. Se ha demostrado experimentalmente que los fluidos ácidos deterioran al cemento H y al cemento H con látex 2000, en un 50 por ciento y 40 por ciento de su peso respectivamente. Sin embargo esta tecnología se encuentra en estudio debido a otras limitantes como la temperatura.

XI.8 Visión y definición de la completación mecánica preliminar

Para este pozo se está proponiendo la siguiente completación:

- ✓ Completación Sencilla (Tubería 3 ½ pulgadas).

XI.9 Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.

El pozo asociado a la localización SLE-2-01, va a ser un pozo con una trayectoria vertical con una profundidad estimada de 18500 pies. Además en el Bloque “E” no existen pozos

direccionales y el pozo más cercano esta a una distancia en superficie de 2,66 Km, lo cual elimina el riesgo de colisión.

Debido al poco buzamiento de los estratos (menor a 8°) existe poca posibilidad de que el pozo se desplace horizontalmente en un radio mayor a 100 m.

XI.10 Visión y definición del Dimensionamiento de revestidores.

Se tienen dos opciones en cuanto al diseño de revestidores, estas se presentan a continuación

Tabla XI.1. Opciones de los diámetros de revestimientos.

	Opción A	Opción B
Rev. Superficie[pulg.]	13 3/8	13 3/8
Rev. Intermedio[pulg.]	9 5/8	9 5/8
“Liner” intermedio[pulg.]	7 5/8	7
“Liner” de producción[pulg.]	5 1/2	4 1/2

XI.11 Visión y definición de la geometría de los hoyos.

Tabla XI.2. Opciones de los diámetros de hoyos.

	Opción A	Opción B
Hoyo Superficie[pulg.]	17 ½	17 ½
Hoyo Intermedio 1[pulg.]	12 ¼	12 ¼
Hoyo intermedio 2[pulg.]	8 ½	8 ½
Hoyo de producción[pulg.]	6 ½	6 1/8

XI.12 Visión y definición del uso de fluido, mechas y ensamblaje de fondo.

XI.12.1 Visión y definición del uso de fluido.

1. En el hoyo de superficie se va a perforar con un agua más aguagel (8,5 a 9,5 lpg)
2. Un lignosulfonato disperso (9,2 a 10,8 lpg) para el hoyo intermedio uno.
3. Para el hoyo intermedio dos un lodo 100 por ciento aceite (12,5 a 13,5 lpg).

4. Para el hoyo de producción se propone un lodo base aceite mejorado (9,5 a 10 lpg), aunque existe la posibilidad de utilizar un lodo base agua, el cual esta en prueba de resistencia a la temperatura que es la variable critica en la sección.

XI.12.2 Visión y definición del uso de mechas.

En este pozo se visualiza la utilización de mechas PDC (Polycrystalline Diamond Compact), por ser las que han arrojado hasta el momento mayor eficiencia en la perforación en el área del Bloque “E”.

XI.12.3 Visión y definición del uso de ensamblaje de fondo.

En este pozo se plantea el uso de un ensamblaje de fondo con una configuración 30'-60', similar a la utilizada en los pozos vecinos a la localización, donde no ha habido un fuerte impacto en el desplazamiento horizontal.

XI.13 Visión y definición de la estrategia de negocio.

Las estrategias de negocio para el proyecto, se encuentran focalizadas a la culminación del proceso licitatorio del equipo de perforación, herramientas y servicios, tales como: cementación, fluido, equipos de control de sólidos, dispositivos de completación, etc; por lo que se quiere informar y dar seguimiento en cuanto al estatus de estos, las mechas se regirán a través del contrato vigente y como punto de atención se debe revisar el tiempo de entrega de secciones de cabezal a ser utilizadas en este proyecto, así como los tubulares, colgadores y otros.

XI.14 Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operaciones.

XI.14.1 Análisis Conceptual de Construcción.

El pozo asociado a la localización SLE-02-01 tiene una trayectoria vertical, con una configuración poco compleja, teniendo presente que en la perforación y en el asentamiento del revestidor existen puntos críticos asociados al hoyo intermedio dos

debido a la presencia de una zona presión anormal, por lo tanto el asentamiento de este revestidor en el tope de las Arenas Básales debe realizarse con suma precaución.

XI.14.2 Análisis Conceptual de Mantenimiento.

De acuerdo a la experiencia que se tiene de los pozos vecinos, los dos principales problemas que se presentan en el Bloque “E” son precipitación de asfalteno y generación de finos. Por lo cual se tiene previsto la realización de trabajos de mantenimiento como limpiezas mecánicas, solventes, entre otros; con una frecuencia estimada en cinco años.

XI.14.3 Análisis Conceptual de Operaciones.

La producción del pozo puede presentar una declinación paulatina, sujeta a la precipitación de asfáltenos, escamas y carbonatos.

X.15 Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos.

El pozo SLE-07 de la localización SLE-02-01 tiene un costo estimado en 14 MMBs para una paridad cambiaria de 1448 Bs/\$.



CAPÍTULO XII INGENIERÍA BÁSICA

XII. INGENIERÍA BÁSICA

XII.1 Diseño Básico de la Arquitectura del pozo.

XII.1.1 Diseño de Completación.

La completación es de tipo sencilla, con tubos de producción de un diámetro de 3-1/2", de super 13 Cromo, el cual es un resultado de estudios realizados en el área, donde se logro optimizar el tipo de tubería utilizada, reemplazándose la tubería de 22 Cromo por la anteriormente mencionada, siendo ésta lo suficientemente resistente a la presencia de fluidos ácidos. Y un Obturador permanente de 7"x3 1/2", que permite fijar la tubería de producción al revestidor.

XII.1.2 Diseño de la trayectoria.

Para el estudio y diseño de la trayectoria se utilizó el programa "Computerized Planning and Analysis Survey System" (COMPASS™).

XII.1.2.1 COMPASS™

Es una herramienta para el análisis de la Información de "surveys" para la planificación de pozos direccionales. Incluye todos los aspectos para el diseño de trayectorias de pozos complejos. Para tal fin COMPASS™ analiza y monitorea: los métodos de planificación, la información de "surveys", minimiza los problemas de torque y arrastre y permite identificar de antemano los potenciales problemas de colisión.

COMPASS™, esta constituido por tres módulos principales que permiten especificar los elementos cruciales del diseño del pozo direccional:

- ✓ Planificación "Planning"
- ✓ Medición de Desviación "Survey"
- ✓ Colisión entre Pozos "Anticollision"

XII.1.2.1.1 Planificación “Planning”.

El ambiente de este módulo posee una hoja interactiva de trabajo, la cual permite al usuario construir la trayectoria del pozo en secciones. Se disponen de una gran variedad de curvas para cada sección en dos o tres dimensiones, para los diferentes tipos de pozos (“J”, “S” y Horizontales).

El usuario puede observar como la trayectoria del pozo es actualizada, a medida que cambian los parámetros de diseño.

XII.1.2.1.2 Medición de Desviación “Survey”.

Este módulo calcula la trayectoria perforada a partir de los datos de entrada, mediante el método de cálculo de “surveys” especificados por la compañía, tal como, el de mínima curvatura.

El módulo maneja distintos tipos de “surveys”, tales como: los tradicionales (MD “Measured Depth”, Azi. “Azimuth”, Inc. “Inclinación”), los inerciales (TVD “True Vertical Depth”, N “Norte” y E “Este”) y los de inclinación (MD, Inc.).

La calidad de la información obtenida a partir de los “surveys” es verificada mediante los límites de severidad de “pata de perro” y tortuosidad, a medida que son cargados. El método de mínima curvatura, ayuda a identificar la inconsistencia de la data.

Utilizando un método de error para el manejo de los “surveys”, se puede determinar el grado de incertidumbre a lo largo de la trayectoria del pozo y esto puede ser incluido en el plan definitivo.

XII.1.2.1.3 Colisión entre Pozos “Anticollision”.

Este módulo es de gran importancia ya que permite detectar el evento de la colisión entre pozos vecinos, que pueden afectar la seguridad y costos de operación. El mismo está dotado de gráficos funcionales, tales como: tipo araña, proximidad en dos y tres dimensiones, tipo escalera, vista del factor de separación y cilindro viajero.

XII.1.2.2 Trayectoria del pozo de la localización SLE-2-01.

La trayectoria es vertical, con un “target” de 100 mts de radio, para el diseño de ésta sólo se utilizaron dos módulos de la herramienta COMPASS™ (“Planning” y “Anticollision”). En el modulo planning se estableció la trayectoria vertical del pozo; mientras que a través del uso del modulo “Anticollision” se verifico la ausencia de riesgo de colisión entre pozos (el pozo más cercano se encuentra a 2,6 Km (SLE-03) y su trayectoria también es vertical.

Por otra parte, a pesar del poco buzamiento de los estratos (menor a 8°) algunos pozos vecinos no han cumplido con el “target” establecido, sin embargo la desviación de estos no ha sido tan significativa como para considerar este hecho un problema potencial. (ver tabla X.19 Desplazamiento de los pozos).

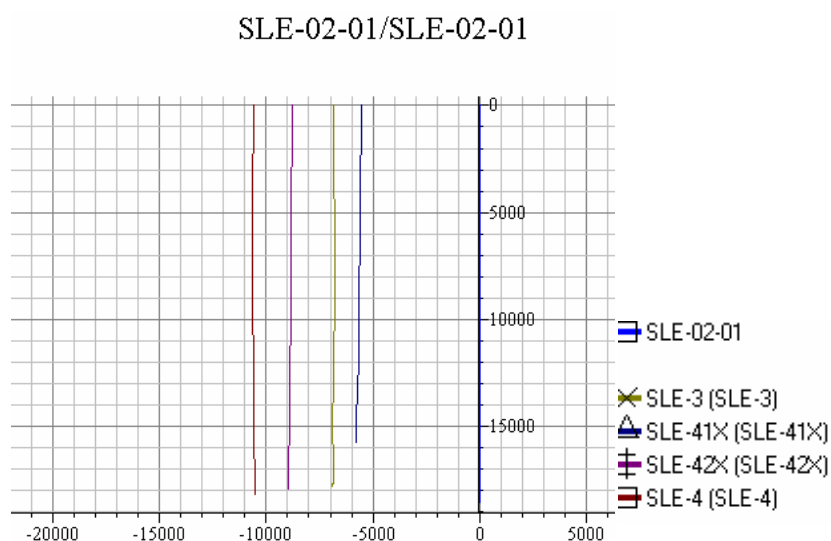


Figura XII.1 Trayectoria de los pozos.

XII.1.3 Diseño de Revestidores.

Los puntos de asentamientos de los revestidores fueron seleccionados realizando un estudio a los pozos vecinos y a través del uso de un programa computarizado denominado “CASING SEAT™”, mediante las curvas de poro y fractura generalizadas para el área del Bloque “E”.(Ver Figura XI.1 Gradientes de Poro y Fractura).

De la misma manera, la selección del grado y el peso de revestidores fue realizado tomando en cuenta los diseños anteriores en el Bloque “E”, y usando el programa “Stress Check™”

XII.1.3.1 CASING SEAT™

“CasingSeat™”, es una herramienta fácil y precisa que es utilizada para determinar la configuración de los revestidores “casing” en cuanto a profundidad de asentamiento, así como los esquemas mas apropiados para el asentamiento de los revestidores en el pozo.

Esta herramienta considera todos los factores involucrados para el asentamiento del revestidor, así como un inventario con las combinaciones de revestidores y configuraciones de hoyo disponibles.

El programa maneja un inventario bastante extenso de revestidores para una gran variedad de combinaciones de hoyo de acuerdo a las regulaciones permisibles. La herramienta maneja la caracterización litológica de los estratos de acuerdo a las condiciones que se encuentran en el subsuelo, así como la estabilidad de hoyo y el mínimo sobrebalance permisible en el hoyo.

“CasingSeat™”, incorpora un diseño para el cálculo de la tolerancia a las arremetidas, basado en el volumen de la arremetida y su intensidad. Así mismo, se presentan una variedad de soluciones mantenidas por encima de la presión de poro y por debajo del gradiente de fractura.

Para nuestro diseño en particular se están considerando 25 Bbls de influjo, 2000 psi de presión diferencial, y 1 lpg por encima de la presión de poro y 1 lpg por debajo de la presión de fractura.

XII.1.3.2 Stress Check™

STRESS CHECK™, es una herramienta que revoluciona el proceso de diseño de sartas de revestidores y colgadores “liners”, permitiendo minimizar el costo de los tubulares. Esta herramienta incorpora una gama de atributos que permiten rápidamente evaluar los

siguientes diseños: el triaxial, el de colapso, estallido y la solución de mínimo costo, todo esto enmarcado bajo la metodología de la vida de servicio.

STRESS CHECK™, viene acompañado de una gran variedad de opciones, tales como:

Mínimo costo en el diseño del “casing” utilizando un inventario predefinido por el usuario, cumpliendo con las normas API y los diseños triaxiales, para así poder obtener longitudes y secciones mínimas.

A partir de perfiles de temperatura se pueden analizar las cargas inducidas por los efectos de la temperatura durante la perforación, producción e inyección.

Cargas de colapso debidas a intrusiones salinas.

Se pueden especificar factores de diseño independientes, tanto para el cuerpo de la tubería como para las conexiones. Además se pueden definir apropiadamente los factores de seguridad para los diferentes casos de carga, basados en la clasificación de la tubería y sus conexiones.

La herramienta genera las líneas de carga tanto para estallido, colapsos y esfuerzos axiales.

XII.1.3.3 Diseño de revestidores para el pozo de la localización SLE-2-01

De las opciones visualizadas en la fase conceptual del diseño fue descartada la opción B (ver tabla XI.1 Opciones de los diámetros de revestidores), debido a que se tenía el requerimiento de llegar al liner de producción con el mayor diámetro posible, por futuras intervenciones al pozo. Mientras se tenga mayor diámetro de revestidores los trabajos futuros serán menos riesgosos.

El diseño de revestidores esta conformado por cuatro secciones, los cuales son revestidor de superficie, revestidor intermedio, liner intermedio y liner de producción, los diámetros y el punto de asentamiento de cada uno se muestran en la tabla XII.1

Tabla XII.1 Diámetros y puntos de Asentamiento

Tipo	Puntos de Asentamiento [pies]	Dimensiones [pulg]	Grado	Peso [Lbr/pie]
Superficie	4500	13 3/8	N-80	72
Intermedio 1	16500	9 5/8	P-110	53,5 l
Intermedio 2	18000	7 5/8	Q-125	39
Producción	18500	5 1/2	P-110	20

El revestimiento de superficie tiene como función el aislar mesas de agua someras, proteger de corrosión los revestidores subsiguientes y además sirve de apoyo primario a los impide reventones.

El revestimiento intermedio tiene como función aislar esta sección conformada por arcillas reactivas e intercalaciones de carbón, pero fundamentalmente este revestimiento asentado en el tope de la sobrepresión, permite el cambio del lodo de aproximadamente de 10,5 lpg a 13,5 lpg de densidad.

El liner intermedio tiene como objetivo aislar la zona de presión anormal, ya que la siguiente sección es perforada con un lodo de aproximadamente 9,5 lpg, y por lo tanto sé esta en presencia de un riesgo potencial de pérdida de circulación.

En importante resaltar la condición crítica del punto de asentamiento de este revestidor, ya que debe ser asentado en el tope de las Arenas basales, debido a que si la perforación se pasa de este punto se pierde circulación y si se asienta mas arriba y se pretende perforar con el lodo acorde a la siguiente sección se tendrá una arremetida o bien, riesgo de pega por presión diferencial.

El liner de producción tiene como función aislar la zona productora.

XII.1.4 Diseño de hoyos.

El diseño de los hoyos viene dado de manera consona con el diseño de los revestimientos, ya que al definir el diámetro de estos por una u otra razón, como por

ejemplo uso de algún método de producción secundario, o bien por menores costos en la perforación, se deriva las dimensiones de los hoyos.

Tabla XII.2 Diámetros de los hoyos

Hoyo	Diametro [pulg]
Superficial	17 1/2
Intermedio 1	12 1/4
Intermedio 2	8 1/2
Producción	6 1/2

XII.1.5 Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc.

- ✓ Mecha Tricónica 17 ½"
- ✓ Mecha Tipo PDC de 12 ¼"
- ✓ Mecha Tipo PDC de 8 ½"
- ✓ Mecha Tipo PDC de 6 ½"
- ✓ Revestidor de 13 3/8"
- ✓ Revestidor de 9 5/8"
- ✓ Revestidor de 7 5/8"
- ✓ Revestidor de 5 ½"
- ✓ Zapata de 13 3/8"
- ✓ Zapata de 9 5/8"
- ✓ Zapata de 7 5/8"
- ✓ Zapata y cuello flotador de 5 1/2"
- ✓ Cabezal de 13 3/8" x 9 5/8" x 7 5/8" x 5 ½"
- ✓ Sartas (Tubería de Perforación "Drill Pipe", "Drill Collars"), Estabilizadores, HW'S, Martillos.

XII.1.6 Diseño general de fluido, cementación, mechas, sartas, cañoneo, etc.

XII.1.6.1 Diseño general de fluidos.

- ✓ Hoyo Superficial: será perforado con agua del Lago de densidad de 8.3 lpg, bombeando píldoras viscosas cada 200 pies con el fin de asegurar la limpieza del hoyo, acondicionando este al final de la perforación con un Aguagel (agua más bentonita).
- ✓ Hoyo Intermedio 1: perforado con lodo disperso inhibitorio de 9,2 a 10,5 lpg, disperso para minimizar los arrastres, e inhibitorio para las secciones donde pudiera ocurrir hinchamiento por arcillas reactivas.
- ✓ Hoyo intermedio 2: perforado con lodo 100 por ciento aceite, con densidades comprendidas entre 12,5 y 14 lpg. Este lodo permite controlar la inestabilidad del hoyo y prevenir posibles problemas de pérdidas de circulación y/o pegas por presión diferencial.
- ✓ Hoyo de producción: se usará un lodo 100 por ciento Aceite de 9,5 lpg mejorado, este fluido mantendrá la estabilidad del hoyo y minimizara los riesgos de pérdidas de circulación, arrastres y pegas por presión diferencial; además resiste la presencia de H₂S.

XII.1.6.2 Diseño general de la cementación.

- ✓ Revestimiento de superficie: Cementado hasta la superficie con una lechada dual, de barrido de 13,1lpg que va desde 3000 pies hasta la superficie, y de anclaje de 16,2 lpg que va desde 4500 pies hasta 3000 pies.
- ✓ Revestimiento Intermedio: Cementado con una lechada única convencional de 16,2 lpg, que va desde la zapata hasta 2000 pies por encima de ella (16500 pies a 14500 pies).
- ✓ Liner Intermedio: Cementado con una lechada única impermeabilizante de 16,2 lpg, que va desde la zapata del liner hasta el colgador del mismo (18000 pies- 16000 pies)
- ✓ Liner de producción: Cementado con una lechada única impermeabilizante de 16,2 lpg, que va desde la zapata del liner hasta el colgador del mismo (18500 pies 17500 pies).

XII.1.6.3 Diseño general de las mechas.

La selección de las mechas fue realizada en base a la comparación del desempeño que se obtuvo con cada una de ellas en la perforación de los pozos vecinos a la localización. Se tomo en cuenta la longitud perforada en cada hoyo y el tiempo de rotación de la mecha. Esta es la primera fase que se debe cubrir para establecer la selección definitiva de las mechas.

Las figuras XII.2, XII.3, XII.4 y XII.5 muestran la longitud perforada por cada mecha en los pozos SLE-03, SLE-04, SLE-05 y SLE-06. Las mechas son identificadas, solo para efecto de las gráficas, con una letra y un dígito; la letra corresponde a la secuencia de las mechas utilizadas en cada hoyo y el dígito al número que identifica a los pozos. En los Apéndices F se encuentra el tipo de mecha, TFA y tiempo de rotación de cada una.

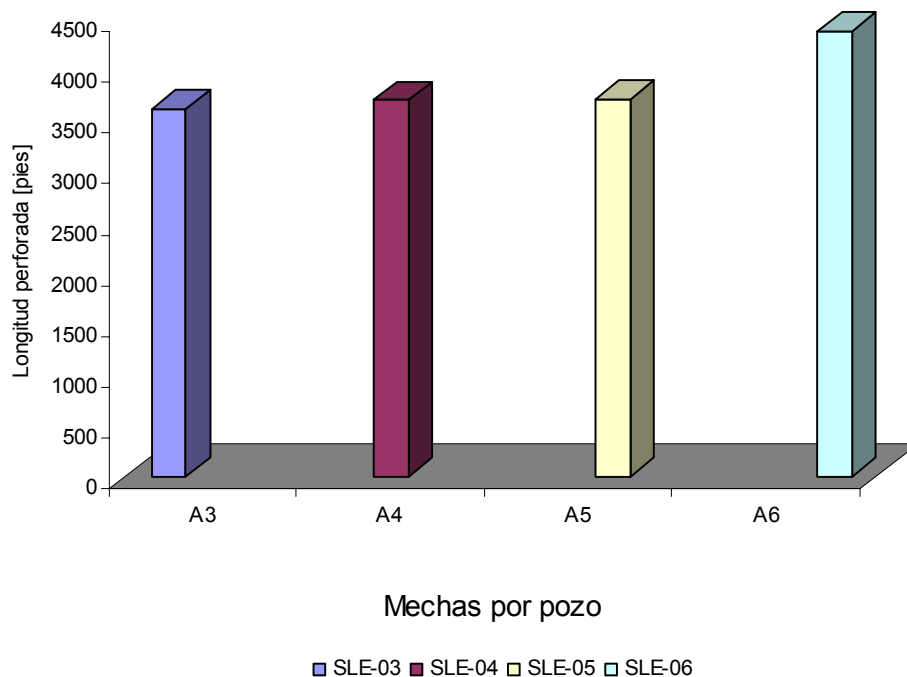


Figura XII.2 Mechas Hoyo de Superficie

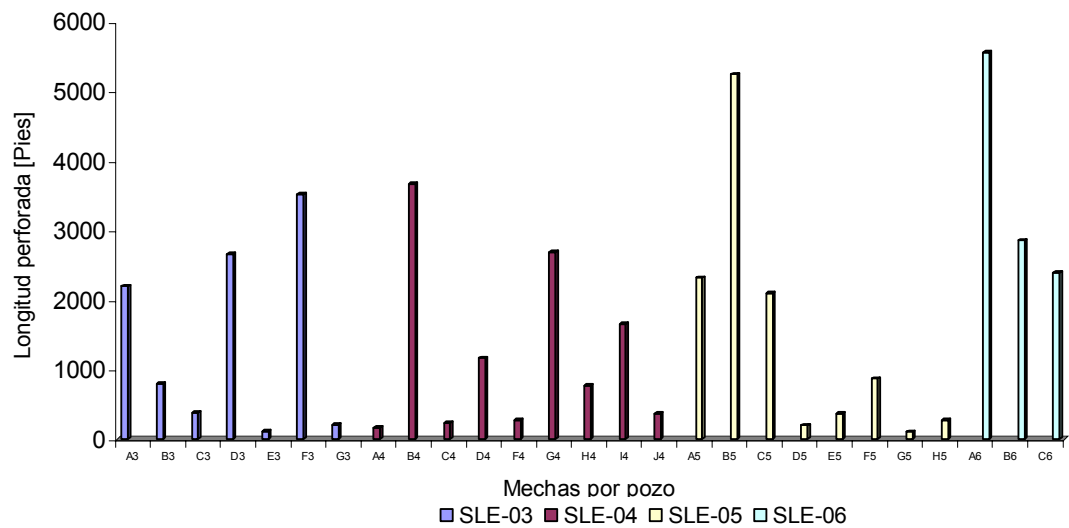


Figura XII.3 Mechass Hoyo Intermedio 1

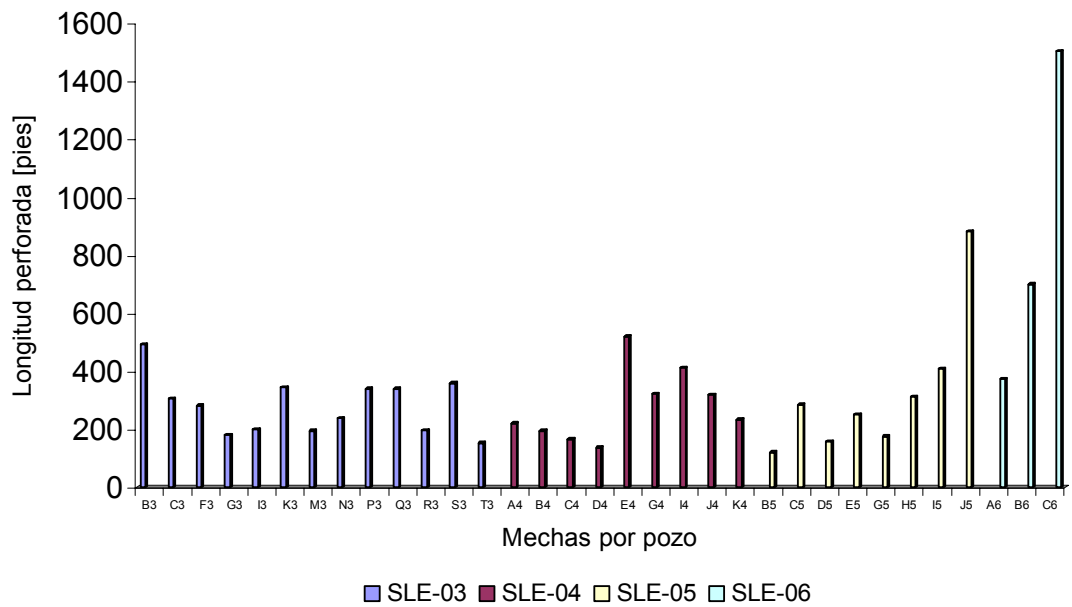


Figura XII.4 Mechass Hoyo Intermedio 2

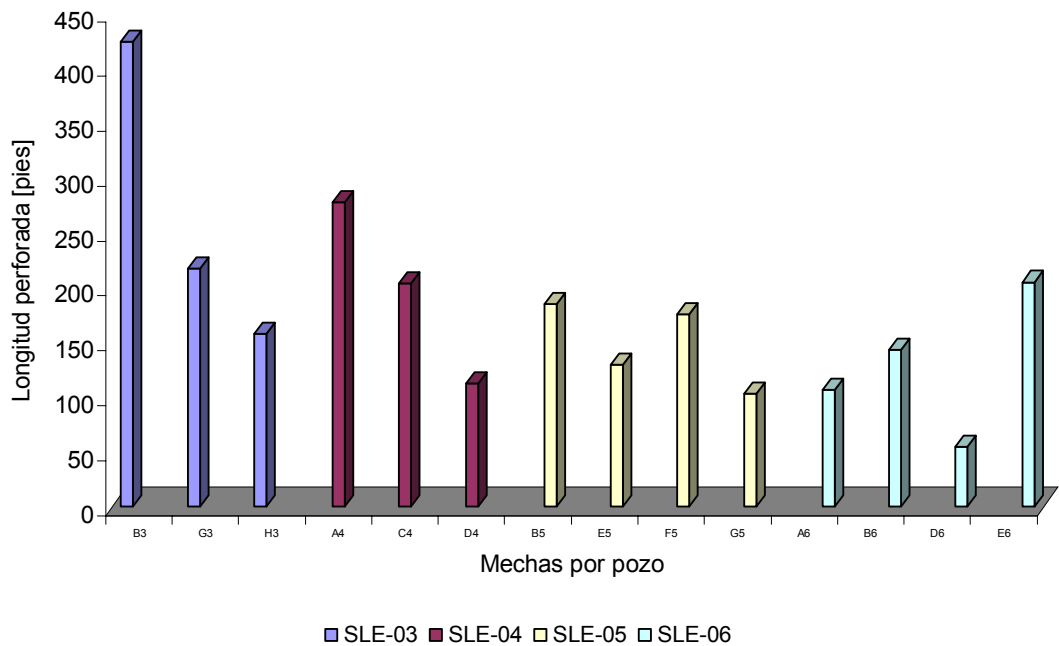


Figura XII.5 Mechass Hoyo de Producci3n

Esquema general de mechas para la localizaci3n SLE-2-01:

- ✓ Mecha Tric3nica de 17 1/2".
- ✓ Mechass "Polycrystalline Diamond Compact" (PDC) de 12 1/4", 8 1/2" y 6 1/2".

La clasificaci3n de cada una de las mechas utilizadas en los distintos hoyos, fue obtenida por medio de la lista de C3digos IADC.

- ✓ Hoyo de Superficie: Mecha Tric3nica de 17 1/2", clasificaci3n IADC: 117.
Mecha de Dientes para una formaci3n blanda, con protecci3n en las piernas que permite mantener el di3metro; este tipo de mecha trabaja por paleo. TFA = 0,719 pulg².
- ✓ Hoyo Intermedio 1: Desde 4500 pies hasta aproximadamente 12000 pies, se usar3 Mechass tipo PDC ("Polycrystalline Diamond Compact") de 12 1/4", clasificaci3n IADC: M221 con seis aletas y cortadores de 19 mm, por ser una formaci3n de poca dureza. TFA = 0,968 pulg². Desde 12000 pies a 16500 pies, se utilizar3n tres mechas con un c3digo IADC: M323, con 7 aletas con cortadores de 16mm.

- ✓ Hoyo Intermedio 2: Desde 16500 pies hasta 18000 pies se utilizarán tres mechas PDC ("Polycrystalline Diamond Compact") con una clasificación IADC: M432. TFA = 0,601 pulg², con 7 aletas con cortadores de 15 mm.
- ✓ Hoyo de producción: Mecha PDC de 6 ½", clasificación IADC: M243. Mecha con 8 aletas con cortadores de 13 mm. Teniendo unos parámetros de operación recomendados por el fabricante de: un galonaje entre 200 gpm y 500 gpm y un máximo peso sobre la mecha de 33000 lbs. TFA = 0,46 pulg².

XII.1.6.4 Diseño general de las sartas.

La selección preliminar del Ensamblaje de Fondo también se llevo cabo en base a su desempeño en los pozos vecinos, considerando la desviación horizontal y problemas de arrastres en el hoyo.

- ✓ BHA # 1
 - ◆ Mecha de 17 ½"
 - ◆ "Bit Sub"
 - ◆ 3" Drill Collar" de 8"
 - ◆ 1 XO ("cross over")
 - ◆ 12 "Heavy Weight" de 5"
 - ◆ Tubería de Perforación hasta la superficie de 5"

Parámetros Operativos:

- Peso sobre la mecha de 10 - 30 Klbs
- Rotación: 80 - 120 rpm
- Galonaje: 300 – 500 gpm

- ✓ BHA # 2
 - ◆ Mecha de 17 ½"
 - ◆ "Bit Sub"
 - ◆ 1 MN "Drill Collar" de 8"
 - ◆ 8 "Drill Collar" de 8"
 - ◆ XO("cross over")
 - ◆ 3 "Heavy Weight" de 5"
 - ◆ Martillo de 6 1/4"

- ◆ 12 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Tubería de Perforación hasta la superficie de 5”

Parámetros Operativos:

- Peso sobre la mecha de 5 - 25 Klbs
- Rotación: 170 - 180 rpm
- Galonaje: 800 – 900 gpm

✓ BHA # 3

- ◆ Mecha de 12 1/4”
- ◆ “Bit Sub”
- ◆ 2 “Drill Collar” de 8”
- ◆ Estabilizador de 12 1/4”
- ◆ 1 “Drill Collar” de 8”
- ◆ Estabilizador de 12 1/4”
- ◆ 1 “Drill Collar” de 8”
- ◆ XO(“cross over”)
- ◆ 3 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Martillo de 6 1/4”
- ◆ 12 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Tubería de Perforación hasta la superficie de 5”

Parámetros Operativos:

- Peso sobre la mecha de 12 - 30 Klbs
- Rotación: 80 - 120 rpm
- Galonaje: 500 – 700 gpm

✓ BHA # 4

- ◆ Mecha de 12 1/4”
- ◆ “Bit Sub”
- ◆ 1 MN “Drill Collar” de 8”
- ◆ 1 “Drill Collar” de 8”
- ◆ Estabilizador de 12 1/4”

- ◆ 1 “Drill Collar” de 8”
- ◆ Estabilizador de 12 1/4”
- ◆ 9 “Drill Collar” de 8”
- ◆ XO(“cross over”)
- ◆ 3 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Martillo de 6 1/4”
- ◆ 12 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Tubería de Perforación hasta la superficie de 5”

Parámetros Operativos:

- Peso sobre la mecha de 15 - 30 Klbs
- Rotación: 80 - 120 rpm
- Galonaje: 500 – 700 gpm

✓ BHA # 5

- ◆ Mecha de 8 1/2”
- ◆ “Bit Sub”
- ◆ 1 “Drill Collar” de 6 1/4” (En la última corrida con MN Drill Collar de 12 1/4”)
- ◆ Estabilizador de 8 1/2”
- ◆ 1 “Drill Collar” de 6 1/4”
- ◆ Estabilizador de 8 1/2”
- ◆ 13 “Drill Collar” de 6 1/4”
- ◆ XO(“cross over”)
- ◆ 3 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Martillo de 6 3/4”
- ◆ 12 “Heavy Weight” de 5”
- ◆ Tubería de Perforación hasta la superficie de 5”

Parámetros Operativos:

- Peso sobre la mecha de 10 - 25 Klbs
- Rotación: 100 - 120 rpm
- Galonaje: 300 – 400 gpm

✓ BHA # 5

- ◆ Mecha de 6 ½"
- ◆ "Bit Sub"
- ◆ 1 "Drill Collar" de 4 ¾" (En la última corrida con MN "Drill Collar" de 4 ¾")
- ◆ Estabilizador de 6 ½"
- ◆ 1 "Drill Collar" de 4 ¾"
- ◆ Estabilizador de 6 ½"
- ◆ 13 "Drill Collar" de 4 ¾"
- ◆ XO("cross over")
- ◆ 3 "Heavy Weight" de 3 ½"
- ◆ Martillo de 4 ¾"
- ◆ 12 "Heavy Weight" de 3 ½"
- ◆ 35 Tubos de Perforación de 3 ½"
- ◆ Tubería de Perforación hasta la superficie de 5"

Parámetros Operativos:

- Peso sobre la mecha de 5 - 20 Klbs
- Rotación: 90 - 120 rpm
- Galonaje: 250 – 300 gpm

Es importante destacar que el cambio de estos ensamblajes de fondo, esta sujeto al desempeño de los mismos en la zona a perforar durante la operación en el campo, bien sean estos los definitivos o no.

XII.1.6.5 Diseño general del cañoneo.

Por las restricciones con los diámetros internos de la completación se usara un cañón de 2 1/8" con una densidad de 10 tiros por pie a 60° fase.

XII.2 Estimación de base de conocimiento (Competencias requeridas).

En el siguiente diagrama se muestran los roles de los actores y comunidades que se integraron en la elaboración del proyecto:

Tabla XII.3 Diagrama ERCI hasta la fase Conceptual

	ERCI: Ejecutor - Responsable - Consultado - Informado		
	VISUALIZACIÓN	CONCEPTUAL	
	Estudio Mod. Yac.	Conceptual	Básica
GERENTE DE UE	R	R	C-I
GERENTE DE PERFORACIÓN	I	I	C-I
GERENTE DE SUBSUELO	I	I	I
LIDER DE PROYECTO	R	R	R
PDVSA GAS	I	I	I
GEOLOGO	E	C	C
YACIMIENTO	E	C	C
SEDIMENTOLOGO	E	C	C
PETROFISICO	E	C	C
ESTUDIOS INTEGRADOS	E	C	C-E
GEOFISICO	E	C	C-E
PRODUCCIÓN	I	C	C
INFRAESTRUCTURA	I	C	C
SHA	I	C	E
PDD	E	E	E
VCD	I	E	E
DISEÑO PERF.	C	E	E
ESTIMULACION		E	C
CEMENTO		E	E
FLUIDOS		E	E
TERMINACIÓN		E	E
PROCURA MATERIALES			E
EXPLORACIÓN	E	E	E
PLANIFIC. Y GESTIÓN	C-I	C	C
CONTRATISTAS	E*	C-I	C-I
CONSULTORIA		C	C

E: EJECUTOR

R: RESPONSABLE

C: CONSULTOR

I: INFORMADO

*: ACTUA EN CASO DE SER REQUERIDO

XII.3 Estimación de tiempo y costo.

XII.3.1 Estimación de tiempo.

El pozo perteneciente a la localización SLE-02-01 tiene un tiempo estimado de 130 días, los cuales fueron calculados tomado en consideración los mejores tiempos por fase de los pozos vecinos, asimismo se tomó en cuenta la toma de registros para este pozo en particular.

Tabla XII.4 Tiempo estimados (ClaseIII)

	Tiempo [Días]
Mudar	3
Hoyo Superficie	5,5
Hoyo Intermedio 1	36
Hoyo Intermedio 2	44
Hoyo Producción	32
Completación	7,5

XII.3.2 Estimación de Costos.

La estimación de costo (Clase III) para esta localización es de 15,668 MMMBs, para una paridad cambiaría de 1040 Bs/\$.

Tabla XII.5 Costos estimados (ClaseIII)

	Costos [MMMBS]
Servicios	4,95
Sumistros	10,73
Total	15,68

XII.4 Estrategia de contratación y preselección de empresas.

- ✓ Taladro (Servicio Integral de Perforación (SIP) / Extensión de Contrato).
- ✓ Mudanza.
- ✓ Fluidos (Contrato Existente (Lista de Precio)).
- ✓ Cemento (Contrato Existente (Lista de Precio) / 3 Empresas).
- ✓ Registros/Cañoneo (Servicio Integral de Perforación (SIP))
- ✓ Equipos de Completación (Proceso Licitatorio General).
- ✓ Tubulares (Almacén PDVSA / Bariven).
- ✓ Cabezal (Almacén PDVSA / Bariven).
- ✓ “Mud Logging” (Servicio Integral de Perforación (SIP)).
- ✓ Mechass (Servicio Integral de Perforación (SIP)).

XII.5 Análisis general de operación, mantenimiento y construcción del pozo.

XII.5.1 Análisis general de operación.

- ✓ Precipitación de asfaltenos, escamas y carbonatos.
- ✓ Migración de finos.

XII.5.2 Análisis general de mantenimiento.

De acuerdo a los principales trabajos realizados a los pozos vecinos durante sus historias de producción, se puede estimar la frecuencia de intervención en el pozo asociado a la localización SLE-2-01 como:

- ✓ Limpieza mecánica anualmente.
- ✓ Estimulación cada dos ó tres años.

XII.5.3 Análisis general de construcción.

- ✓ Información requerida disponible
- ✓ Diseños requeridos efectuados hasta la fase actual
- ✓ Materiales en el almacén, licitaciones requeridas
- ✓ Estrategias de contratación definidas
- ✓ Tiempos y Costos definidos hasta la fase
- ✓ Comunidades de conocimiento interactuando en el proyecto

XII.6 Tramitar permisología y aprobaciones.

- ✓ Inspección de Campo (Ingeniería de Construcción; Seguridad, Higiene y Ambiente “SHA”, Perforación e Unidad de Explotación).
- ✓ Ingeniería de Construcción (Memoria Descriptiva).
- ✓ Planos del Proyecto.
- ✓ Documento Técnico Ambiental (SHA), basados en el Decreto 1257, Resolución 56.
- ✓ Consignó al Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (Inspección).

XII.7 Revisión y Diseño de la Localización.

- ✓ Definición de Coordenadas de Superficie.
- ✓ Inspección del sitio de la localización.
- ✓ Ingeniería (Diseño).
- ✓ Inicio de solicitud de permisología ante el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales.
- ✓ Contratación de Servicios de Construcción (Planificación).
- ✓ Diseño de la Localización, plataforma estándar (Área: 30 pies x 30 pies).
 - La Plataforma Estándar se compone de ocho pilotes huecos de concreto pretensados con una sección áreal circular de 30 pulg x 30 pulg, ó por un cilindro de concreto postensado de 36 pulg de diámetro. La fundación consta de una losa de un área de 30 pies x 30 pies, la cual se instala sobre cuatro cabezales dobles previamente contruidos por gabarra. Este tipo de plataforma normalmente se utiliza para localizaciones exploratorias, donde el área de trabajo requerida puede exceder al área que proporciona otro tipo de diseño (Trípode) y además se puede colocar a cualquier nivel de agua.



Figura XII.6 Fotografía de Plataforma Estándar.

XII.8 Procura de Materiales de largo tiempo de espera.

- ✓ Sección de Cabezal
- ✓ Revestidores
- ✓ Colgadores
- ✓ Sensores de Fondo
- ✓ Mechas
- ✓ Equipos de completación



CAPÍTULO XIII INGENIERÍA DE DETALLE

XIII INGENIERÍA DE DETALLE.

XIII.1 Diseño detallado de la arquitectura del pozo.

XIII.1.1 Diseño detallado de la Completación.

Los componentes de la terminación son los siguientes:

1. 6 “Flow Coupling” (3 ½”, 12,7 lbs/pie, ID:2,64”, longitud: 8 pies, 15000 lpc): Es un importante accesorio en la vida útil de la tubería de completación. Los “flow coupling” tienen un espesor de pared mayor que el de la tubería de producción, estando así diseñados para inhibir la erosión causada por el flujo turbulento. La experiencia de campo indican que los “flow coupling” deberían de ser mínimo de tres pies de longitud. Es recomendable colocar un dispositivo de estos por encima y por debajo de los niples o cualquier otro equipo que cause algún tipo de restricción que ocasione un flujo turbulento.
2. Válvula de Seguridad (3 ½”, Perfil “R”, ID:2,562”, 15000 lpc @ ± 250 pies): se utilizará una válvula no elastomérica de sellos metal metal, debido a las altas presiones y temperaturas que se estarán manejando, esta válvula tiene como función proveer un dispositivo con el cual se pueda cerrar el pozo desde superficie a través de una línea hidráulica , en caso de ser requerido
3. Obturador Permanente (7 5/8” x 31/2”, 39 lbr/pie, ID: 3,25”, longitud: 3,81 pies, con un “sealbore extensión” de 30 pies, con 4 sellos espaciados en 28 pies): es un dispositivo que fija la tubería de producción, asimismo aísla el espacio anular que existe entre los revestidores y la tubería de producción, además permite un movimiento vertical de aproximadamente 30 pies de la tubería.
4. Niple “R”(Tubería pesada, 3 hombros (2 de 90° y 1 de 45°), 3 ½”, ID: 2,562” y 2.313”, longitud: 1 pie, 15000 lpc): Los niples se corren dentro de la tubería de completación del pozo para proveer de un lugar de asentamiento específico para equipos de control de flujo en el fondo de la tubería.
5. “Entry Guide”(31/2”, 12,7 lbr/pie, longitud: 7 pies, resistencia a la fluencia mínima 95000 lpc y máxima de 110000 lpc)
6. Tubería de Producción (Super 13 Cromo, 3 ½”, 12,7 lbr/pie, 95000 lpc de resistencia a la fluencia) :

Los números que se muestran en la figura XIII.1 corresponden a los números anteriormente listados.

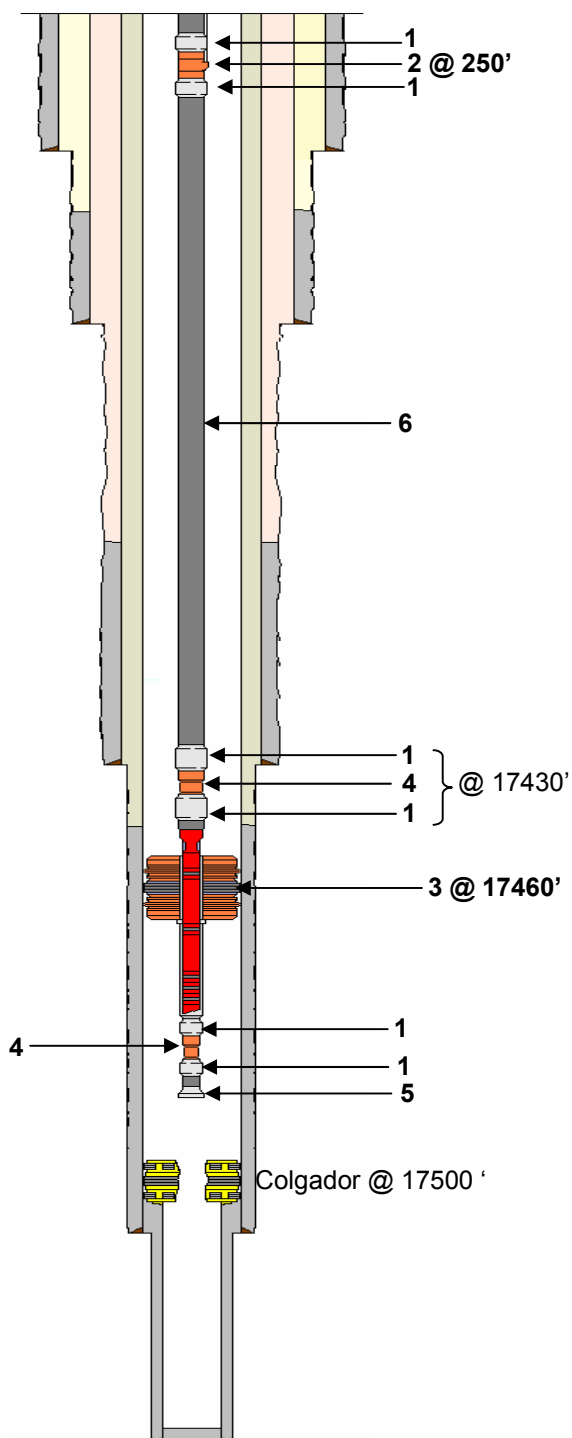


Figura XIII.1 Completación del pozo

XIII.1.2 Diseño detallado de la Trayectoria.

La trayectoria del pozo es vertical y se muestra en la figura XIII.2

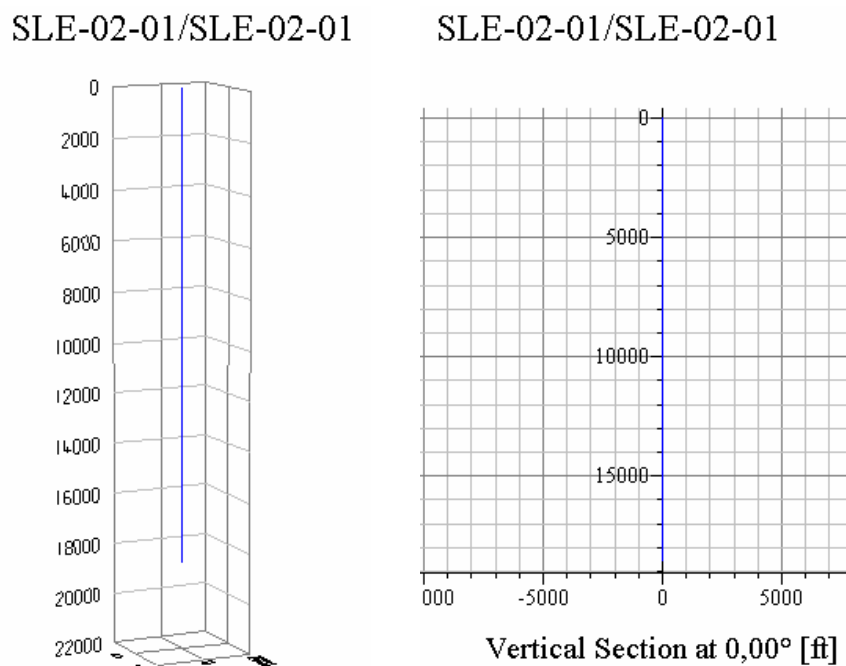


Figura XIII.2 Trayectoria del pozo SLE-07 de la localización SLE-2-01

A pesar de no tener problemas de colisión con los pozos vecinos, se consideró la existencia de una falla, cuyo punto más cercano a la localización está a 2,1 Km. Esta falla está representada sobre la superficie del Oligoceno.

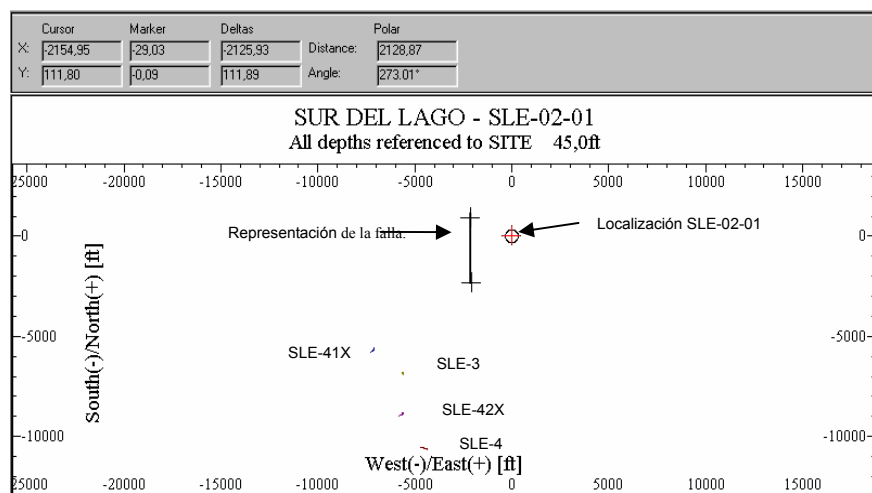


Figura XIII.3 Ubicación de la falla y los pozos vecinos con respecto a la localización

XIII.1.3 Diseño detallado de Revestidores.

En la tabla XIII.1 se muestran los puntos de asentamiento de los revestidores. Es importante destacar que los puntos de asentamientos de los revestidores intermedios uno y dos están sujeto al patrón de sobrepresión asociado a la formación La Rosa, por lo que es imprescindible la identificación geológica del tope y la base de esta formación mientras se esté llevando a cabo la perforación. Esta situación se presenta debido a que el pozo está definido como de avanzada y va a ser perforado en un área no probada, donde el pozo más cercano se encuentra a 2,6 km.

Tabla XIII.1 Puntos de Asentamientos de los Revestidores.

Tipo	Puntos de Asentamiento [pies]
Superficie	4500
Intermedio 1	16500
Intermedio 2	18000
Producción	18500

En la figura XII.4 se muestra los puntos de asentamiento obtenidos para este caso.

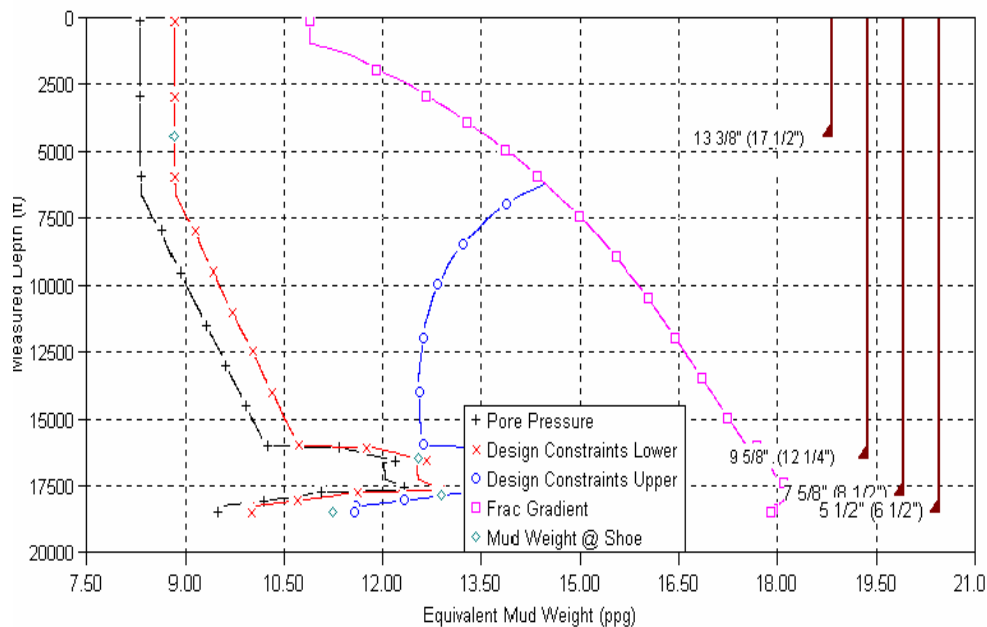


Figura XIII.4 Puntos de Asentamiento de los Revestidores (Casing Seat)

En la figura XIII.5 se observa el esquema mecánico arrojado por el programa; el cual, y sólo para efectos de dibujo, considera que todos los revestidores parten desde superficie, siendo esto una de sus limitaciones. Por otra parte, el programa proporciona una variedad de configuraciones que dependen de las opciones de diámetros de revestidores y hoyos suministrados por el usuario.

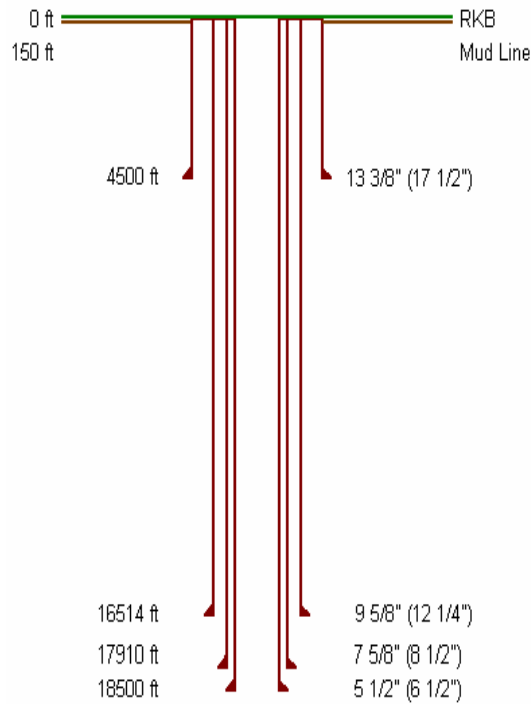


Figura XIII.5 Esquema Mecánico del pozo asociado a la localización SLE-2-01

En el diseño de revestidores además de los factores de seguridad mostrados en la tabla IV.3, también se consideraron los siguientes casos de carga (tabla IV.2) de acuerdo a cada revestidor:

- ✓ Caso Base (Revestidor Cementado): El tope y el volumen de cemento de cada revestidor dependen de la función del mismo, sin embargo, todas las camisas de producción deberían estar cementadas completamente, y el resto de los revestidores pudieran tener solo 1000 pies de cemento por encima de la zapata. El perfil de presión interna de un revestidor es producido por el peso del lodo al cual se corrió la sarta sin presión superficial. El perfil de presión externa es producido por el cemento del

revestidor o por el lodo por encima del tope de cemento, según sea la consideración de diseño.

- ✓ 1/3 Vacío: Se considera vacío el interior del revestidor desde la superficie hasta 1/3 de la profundidad del hoyo abierto (la profundidad de la siguiente sarta). Por debajo de 1/3 de la profundidad del hoyo abierto está el peso del lodo de la sarta siguiente. El perfil de presión externa es el peso del lodo en el cual se corre la sarta. Se utilizó el perfil de temperatura estático.
- ✓ Prueba de Presión: en este caso se supone que el revestidor está lleno del lodo con el cual se corrió la sarta a una presión interna superficial suficiente para producir una presión en la zapata del conductor, que sea igual a la presión del “gradiente de fractura de seguridad”. El “gradiente de fractura de seguridad” es igual al gradiente de fractura más 0,2 lpg, para los pozos en desarrollo, o más 0,5 lpg para los pozos exploratorios.
- ✓ Arremetida de gas: Para los pozos en desarrollo se considera una arremetida de gas de 50 bbl a 0,5 lpg y para los pozos exploratorios de 100 bbl a 1 lpg. Esta arremetida, junto con el lodo de perforación genera el perfil de presión interna; el perfil de presión externa está dado por la presión natural de poro. 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. La altura de la arremetida de gas depende del tamaño del hoyo, del ensamblaje de fondo y la sarta de perforación, que a su vez, dependen del programa del revestidor.
- ✓ Perforación: Para las tuberías de revestimiento que no están totalmente cementadas hay que generar un caso de carga “de perforación”, con el fin de verificar si existe algún pandeo que pueda acelerar el desgaste de la sarta. El perfil de presión interna es el peso de lodo más pesado, que se usará para perforar mientras esté dentro de la tubería de revestimiento más 0,3 lpg de densidad de circulación equivalente (DCE). La presión de poro natural es el perfil de presión externa.
- ✓ Vacío total: Se vacía completamente todo el interior de la tubería de producción. La presión externa está dada por el peso del lodo donde se corrió la sarta. Se utiliza el perfil de la temperatura estática.
- ✓ Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática: Internamente, el revestidor soporta la presión de cierre del cabezal del pozo encima del fluido de completación. Como perfil de presión externa se usa la presión de poro natural.

- ✓ Fuga de la tubería de producción cerca de superficie calientes: El caso de carga es idéntico al caso de fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con las temperaturas estáticas, a excepción de que se emplea un perfil de temperatura de flujo caliente para calcular la presión de cierre y definir la carga.
- ✓ Tratamiento de fractura del revestidor: La presión de respaldo que ejerce la tubería de producción encima del fluido de completación es el perfil de presión interna del revestidor. Por regla general, la presión de respaldo puede ser de hasta la mitad de la presión de la prueba hidrostática del revestidor de producción. Por supuesto, que cuando se está diseñando, no se sabe todavía cuál va a ser la presión de la prueba hidrostática. En este caso, se puede estimar la presión de soporte máxima como del 50 al 60% de la presión de cierre del pozo. La presión de poro natural es el perfil de presión externa al revestidor de producción.
- ✓ Margen de sobre tensión ("overpull"): Simula el efecto generado por un perfil de carga axial que refleja el incremento de la fuerza generada por el equipo de levantamiento.
- ✓ Cementando: toma en cuenta los casos de carga cuando el revestidor se está cementando.

En la tabla XIII.2 se muestra las especificaciones de cada uno de los revestimientos.

Tabla XIII.2 Especificaciones de los Revestidores.

Tipo	Diámetro [pulg]	Grado	Peso [lb/pie]	Longitud [pies]	Estallido [lpc]	Colapso [lpc]
Revestimiento de Superficie	13 3/8	N-80	68	0-3500	5020	2260
		N-80	72	3500-4500	5380	2670
Revestimiento Intermedio	9 5/8	P-110	53.5	0-12000	10900	7930
		HC-110	53.5	12000-16500	10900	10640
Liner Intermedio	7 5/8	Q-125	39	16000-18000	14390	12070
Liner de Producción	5 1/2	P-110	23	17500-18500	14530	14520

En las siguientes figuras se observa el diseño de los revestidores correspondientes a los esfuerzos. Las líneas negras corresponden a la línea de diseño de colapso, estallido, axial y triaxial considerando todos los casos de carga, mientras que la línea roja establece la resistencia de la tubería que soporta los esfuerzos producidos.

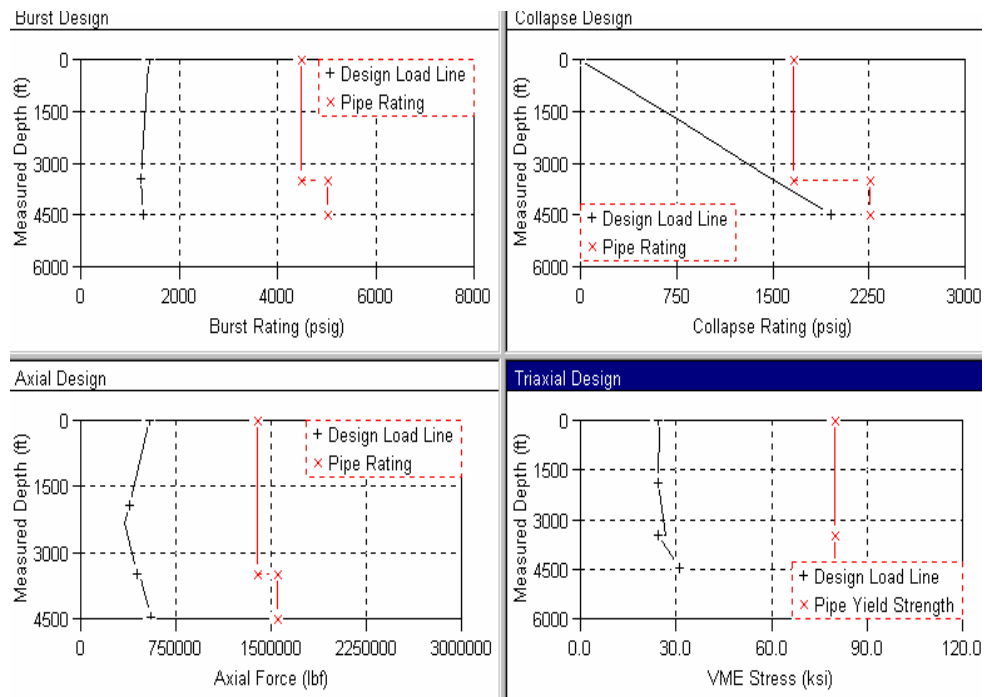


Figura XIII.6 Líneas de Diseño para el Revestidor de Superficie (13 3/8").

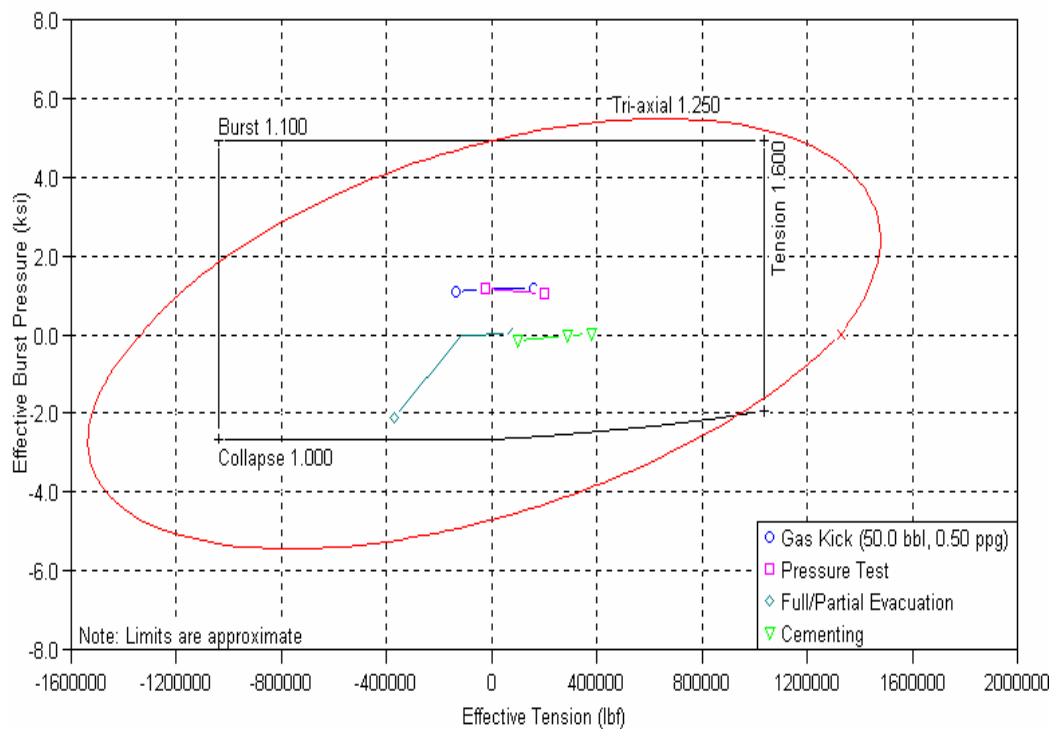


Figura XIII.7 Efectos Combinados (Von Mises) en el Revestidor de Superficie

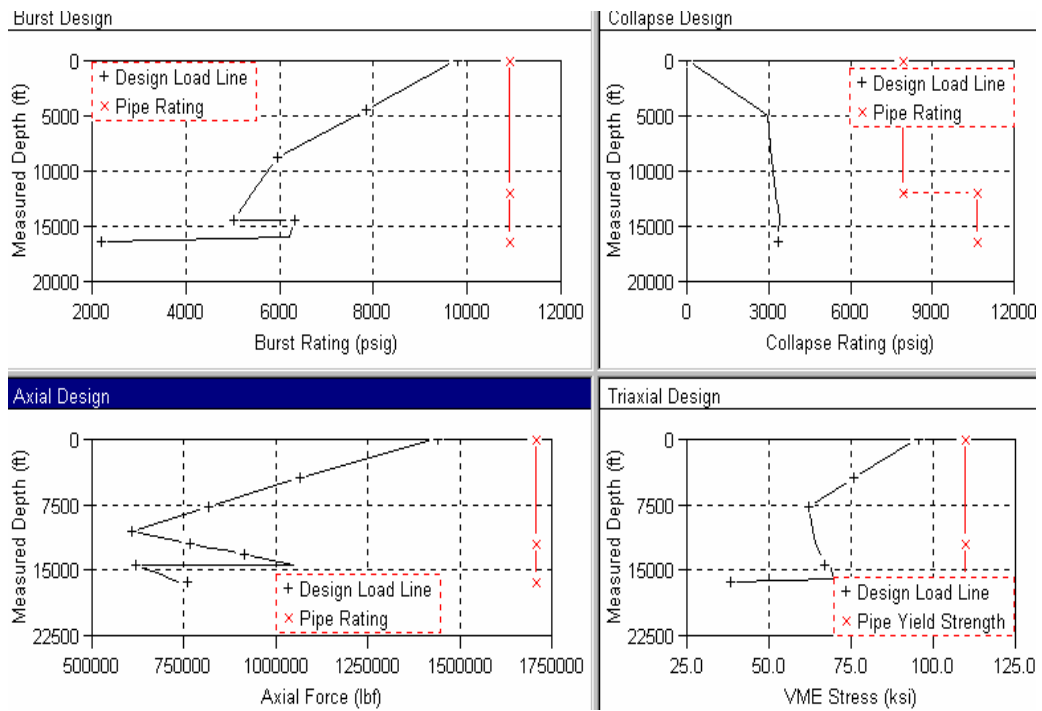


Figura XIII.8 Líneas de Diseño para el Revestidor Intermedio (9 5/8").

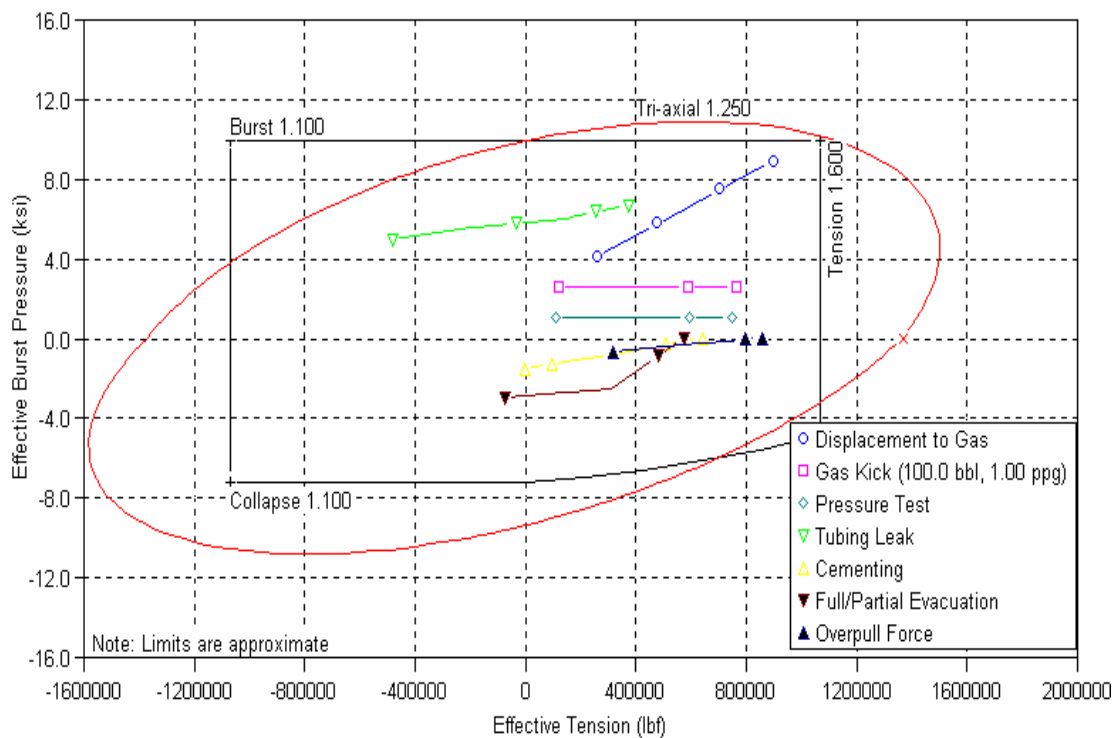


Figura XIII.9 Efectos Combinados (Von Mises) en el Revestidor Intermedio

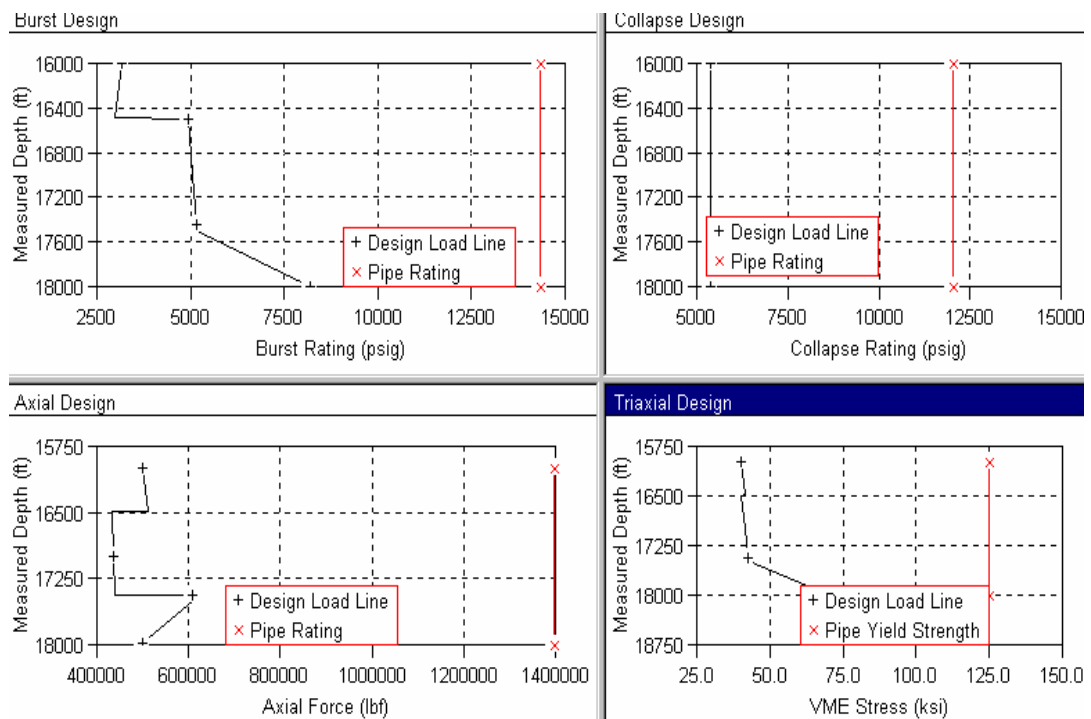


Figura XIII.10 Líneas de Diseño para el "liner" Intermedio (7 5/8").

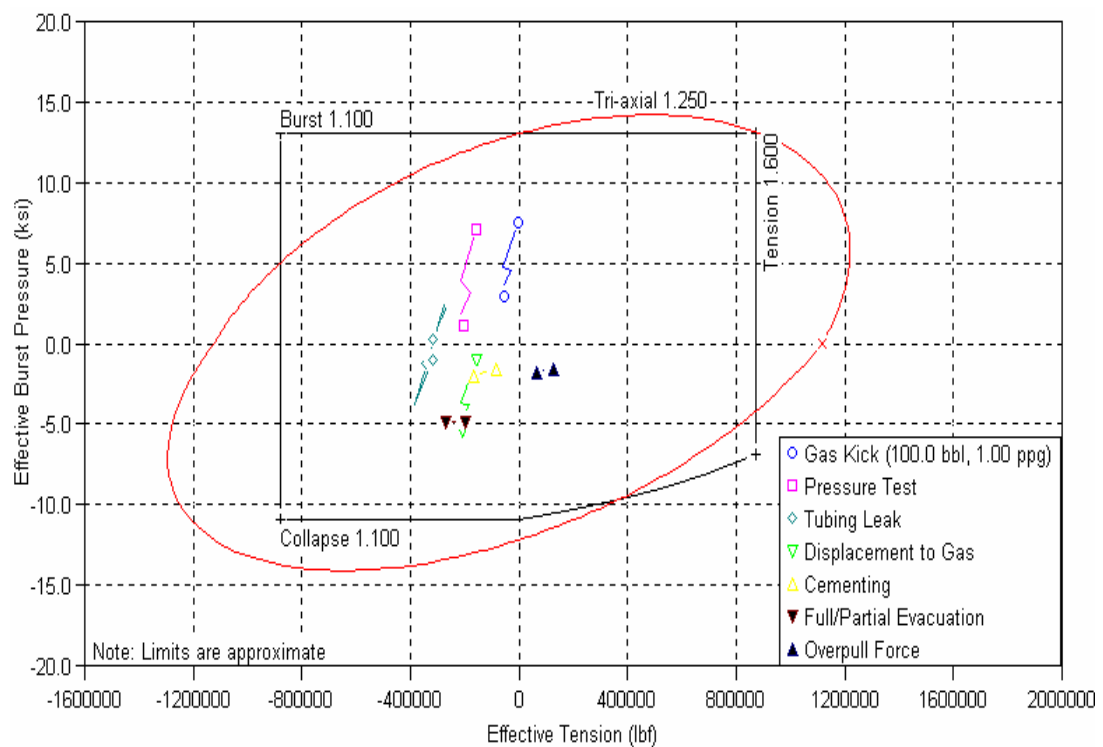


Figura XIII.11 Efectos Combinados (Von Mises) en el "liner" Intermedio

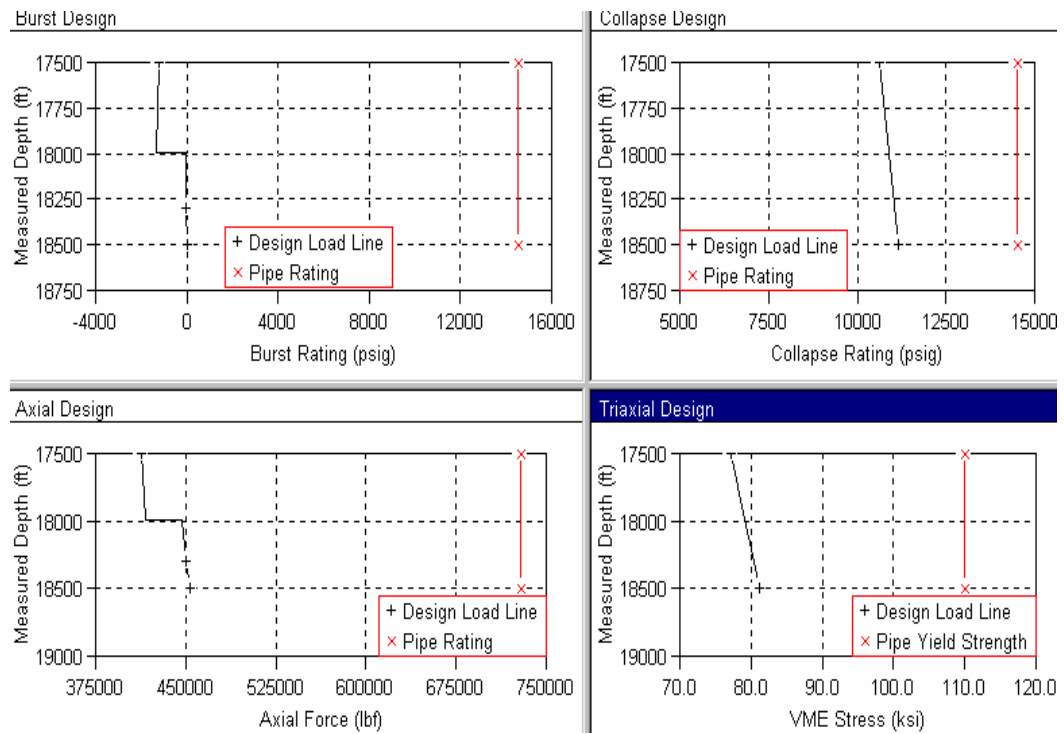


Figura XIII.12 Líneas de Diseño para el “liner” de Producción (5 1/2”).

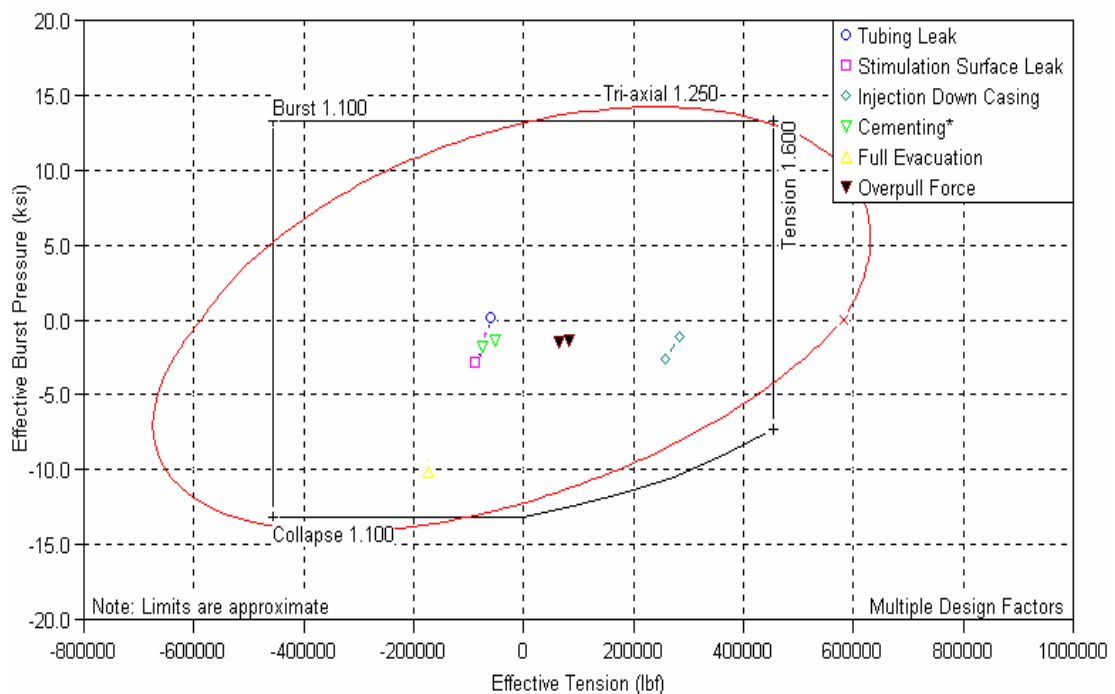


Figura XIII.13 Efectos Combinados (Von Mises) en el “liner” de Producción

Tomando en cuenta de que existe la posibilidad de efectuar un fracturamiento hidráulico al pozo, se hizo un segundo diseño de revestidores adecuado para este requerimiento.

Tabla XIII.3 Especificaciones de los Revestidores para Fracturamiento Hidráulico.

Tipo	Diámetro [pulg]	Grado	Peso [lb/pie]	Longitud [pies]	Estallido [lpc]	Colapso [lpc]
Revestimiento de Superficie	13 3/8	N-80	72	0-4500	5380	2670
Revestimiento Intermedio	9 5/8	P-110 HC-110	53.5 53.5	0-12000 12000-16500	10900 10900	7930 10640
Liner Intermedio	7 5/8	Q-125	42.8	16000-18000	16120	15320
Liner de Producción	5	P-110	20	17500-18500	15708	16487

En las siguientes figuras se observa el diseño de revestidores correspondiente a los esfuerzos. En este caso no se muestra el revestidor de superficie, por estar sometido a los mismo esfuerzos que el caso anterior; en el resto de los revestidores si se tomó en consideración un caso de carga adicional por el trabajo de fractura. Es importante destacar que este diseño para fractura esta realizado para las siguientes condiciones:

- ✓ Máxima presión de inyección: 13000 lpc.
- ✓ Peso de Fluido de inyección: 11 lpg.

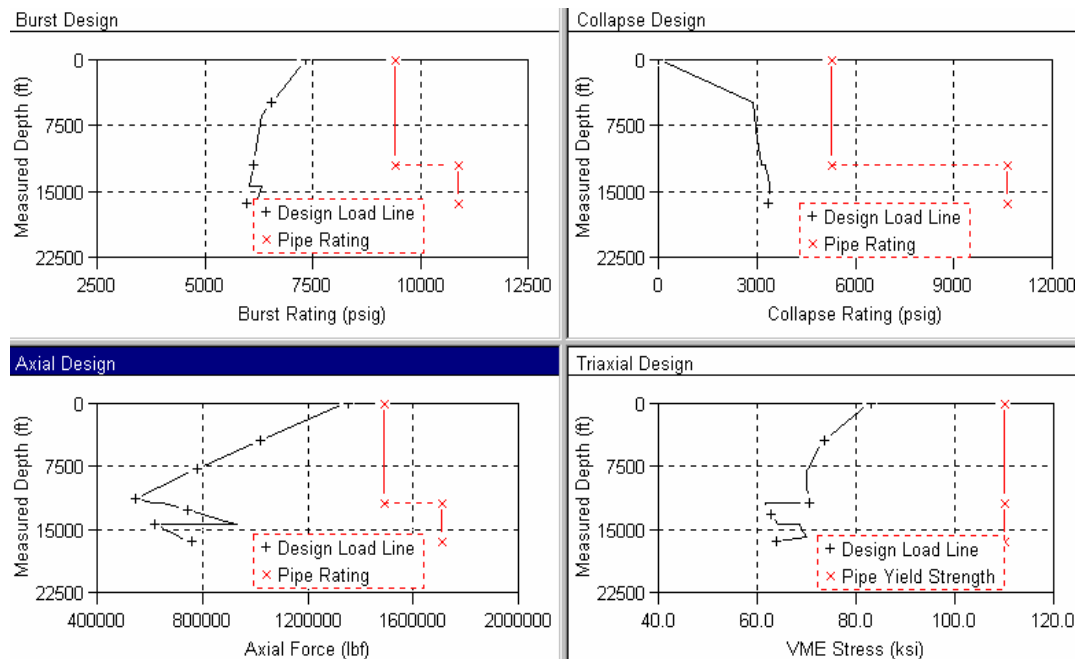


Figura XIII.14 Líneas de Diseño para el Revestidor Intermedio (9 5/8"). Caso de fractura.

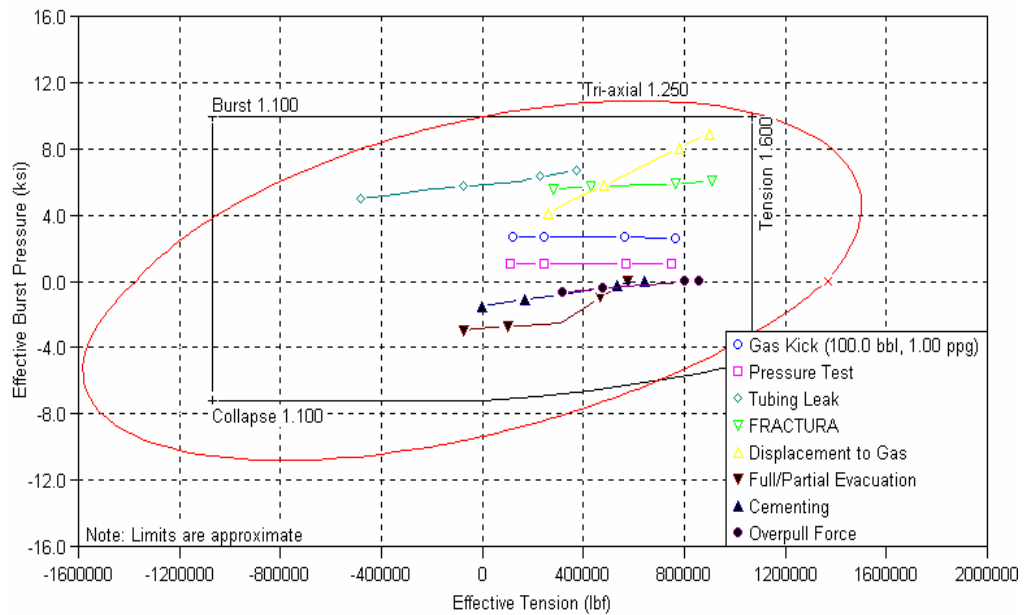


Figura XIII.15 Efectos Combinados (Von Mises) en el Revestidor Intermedio. Caso de fractura.

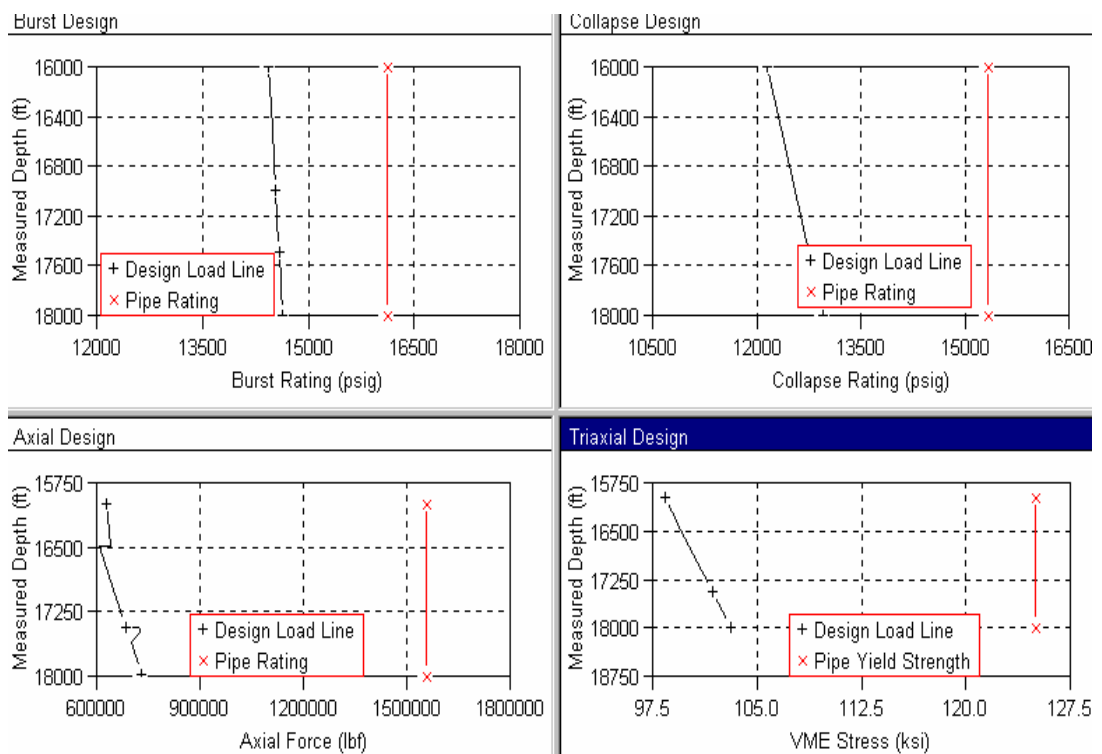


Figura XIII.16 Líneas de Diseño para el "liner" Intermedio (7 5/8"). Caso de fractura.

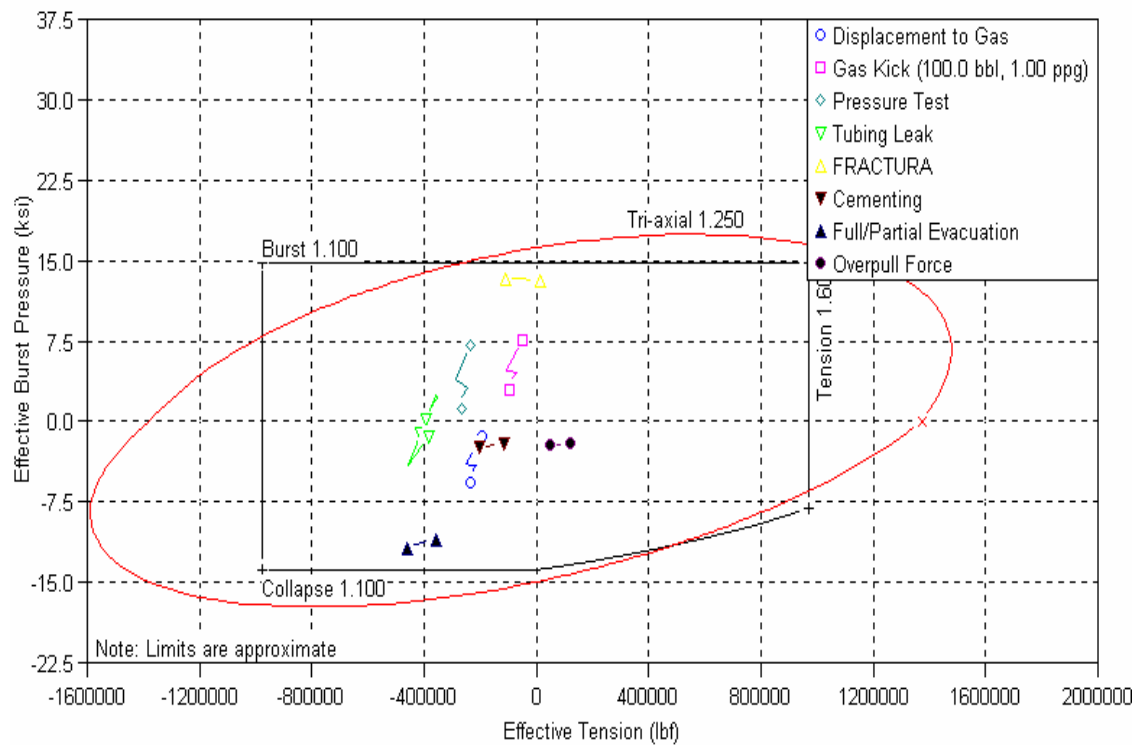


Figura XIII.17 Efectos Combinados (Von Mises) en el "liner" Intermedio. Caso de fractura.

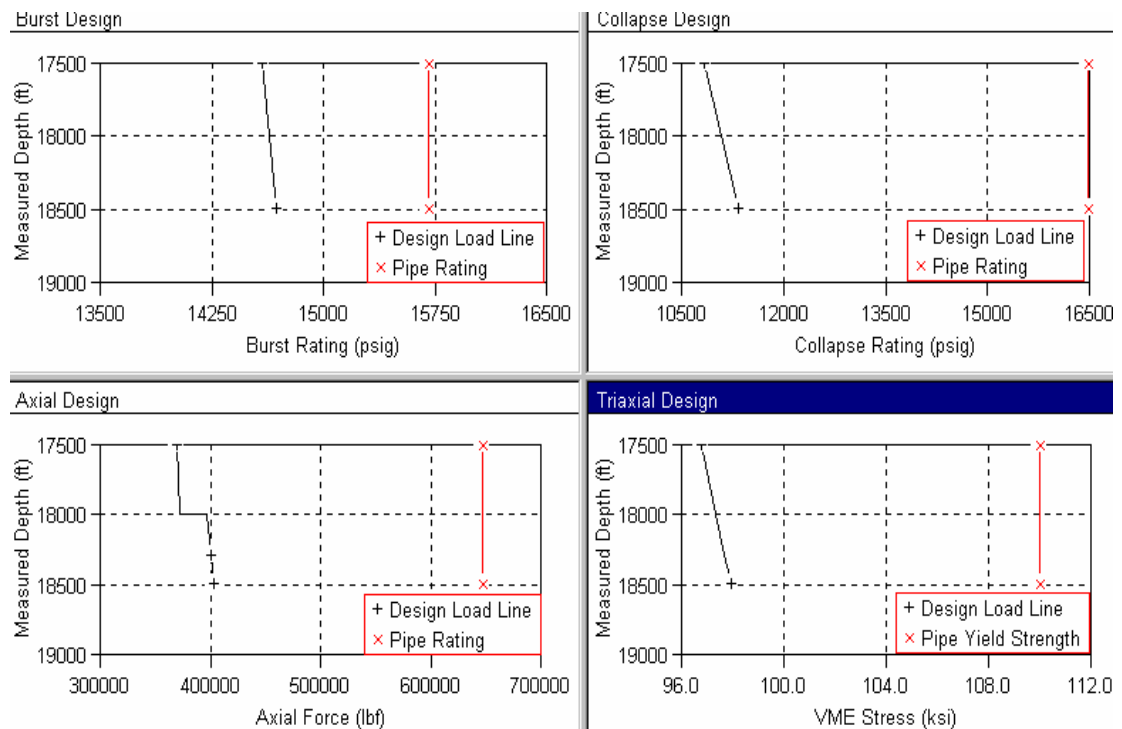


Figura XIII.18 Líneas de Diseño para el "liner" de Producción (5"). Caso de fractura.

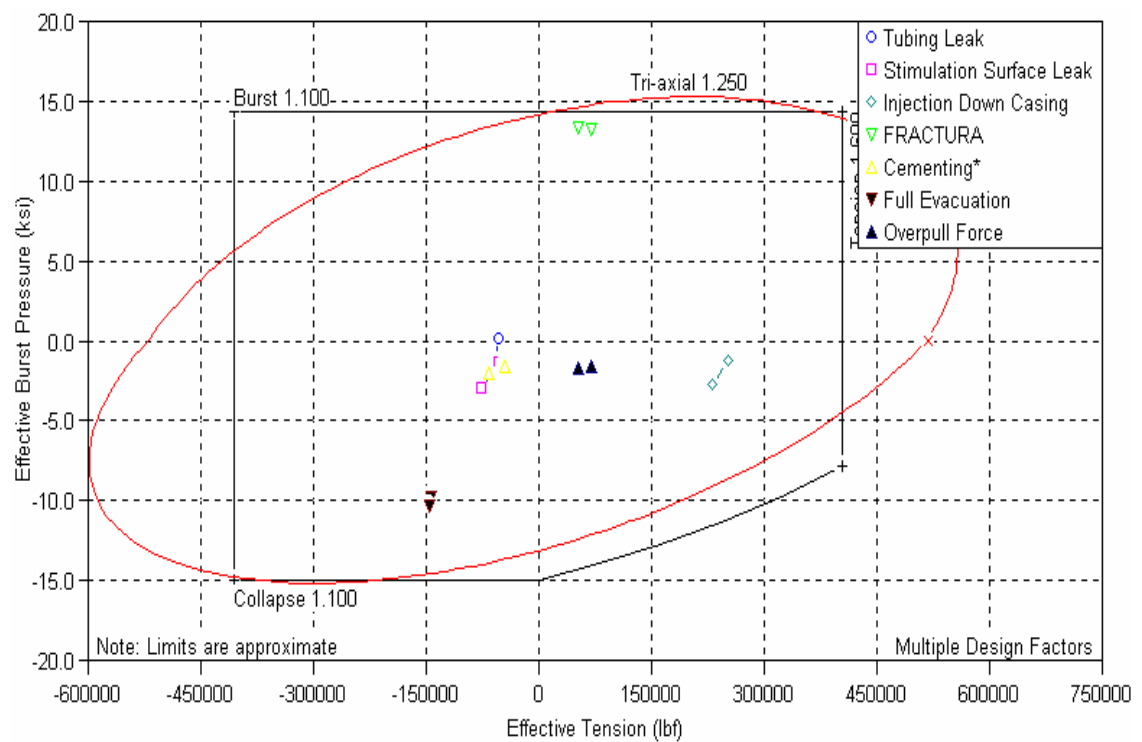


Figura XIII.19 Efectos Combinados (Von Mises) en el "liner" de Producción. Caso de fractura.

El esquema mecánico final, propuesto para ambos caso se presenta en la Figura XIII.20

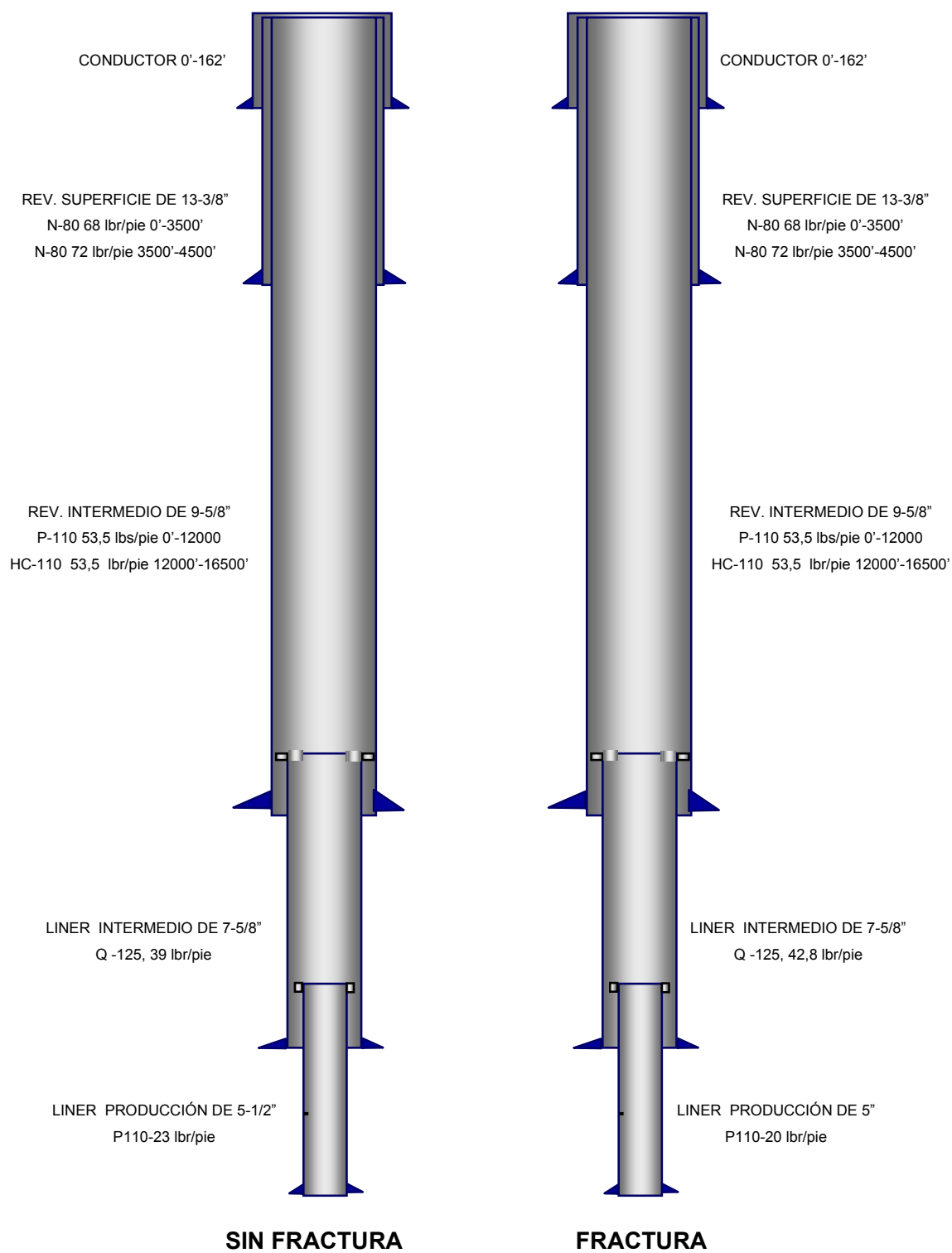


Figura XIII.20 Esquemas Mecánicos para ambos casos.

XIII.1.4 Diseño detallado de Geometría de Hoyos.

En la tabla XIII.4 se muestra la geometría de los hoyos correspondiente al diseño de revestidores sin trabajo de Fracturamiento Hidráulico, y a su vez en la figura XIII.21 se esquematiza. Mientras que en la tabla XIII.7 se observan los cambios efectuados en los diámetros de los hoyos como consecuencia del segundo diseño de revestidores asociado a la fractura, asimismo en la figura XIII.22 se muestra el esquema correspondiente.

Tabla XIII.4 Diámetros de los hoyos (2)

Hoyo	Diámetro [pulg]	Intervalos [pies]
Superficial	17 1/2	0-4500
Intermedio 1	12 1/4	4500-16500
Intermedio 2	8 1/2	16500-18000
Producción	6 1/2	18000-18500

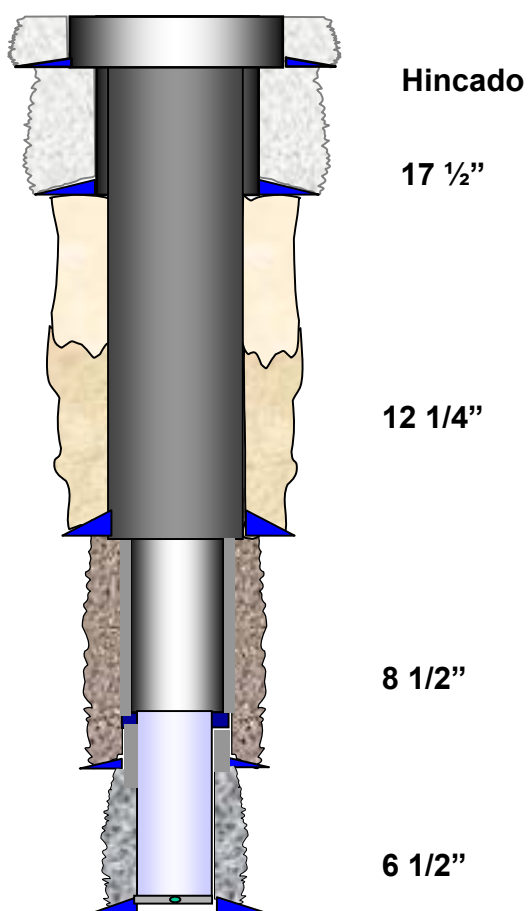


Figura XIII.21 Esquemas de hoyos para el caso sin fractura.

Como se puede observar en la tabla siguiente los cambios entre una configuración y otra, sólo está en el diámetro del hoyo de producción, debido a que al aumentar el peso del “liner” intermedio de 39 lb/pie a 42,8 lb/pie, el drift disminuye de 6,5” a 6,251” y por lo tanto es necesario el uso de una mecha de menor diámetro.

Tabla XIII.5 Diámetros de los hoyos para Fracturamiento Hidráulico

Hoyo	Diámetro [pulg]	Intervalos [pies]
Superficial	17 1/2	0-4500
Intermedio 1	12 1/4	4500-16500
Intermedio 2	8 1/2	16500-18000
Producción	6 1/8	18000-18500

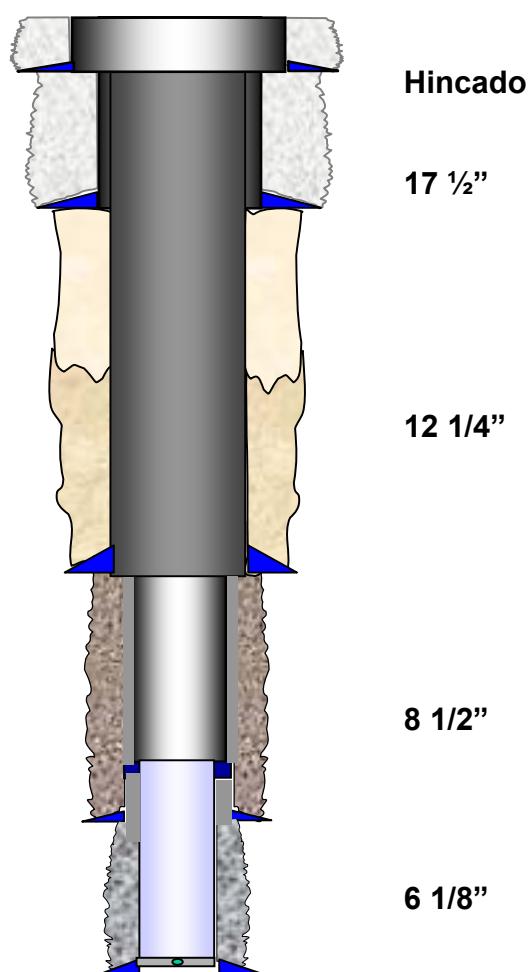


Figura XIII.22 Esquemas de hoyos para el caso con fractura.

XIII.1.5 Diseño detallado de los Fluidos de Perforación.

XIII.1.5.1 Diseño por hoyo.

Para la perforación de este pozo se utilizarán los siguientes sistemas de fluidos:

- ✓ El hoyo superficial de 17 ½" se perforará con agua del lago + píldoras viscosas cada 200 pies hasta 4500 pies.
- ✓ El hoyo de 12 ¼" se perforará con un sistema disperso inhibitorio de densidad 9,2 lpg a 10,5 lpg desde 4500 pies hasta 16500 pies.
- ✓ El hoyo de 8 ½" se perforará desde 16500 pies hasta 18000 pies con 100 por ciento aceite de 12 lpg a 13,5 lpg.
- ✓ El hoyo de 6 ½" se perforará con lodo 100 por ciento aceite mejorado, desde 18000 pies hasta 18500 pies con una densidad de 9,5 lpg

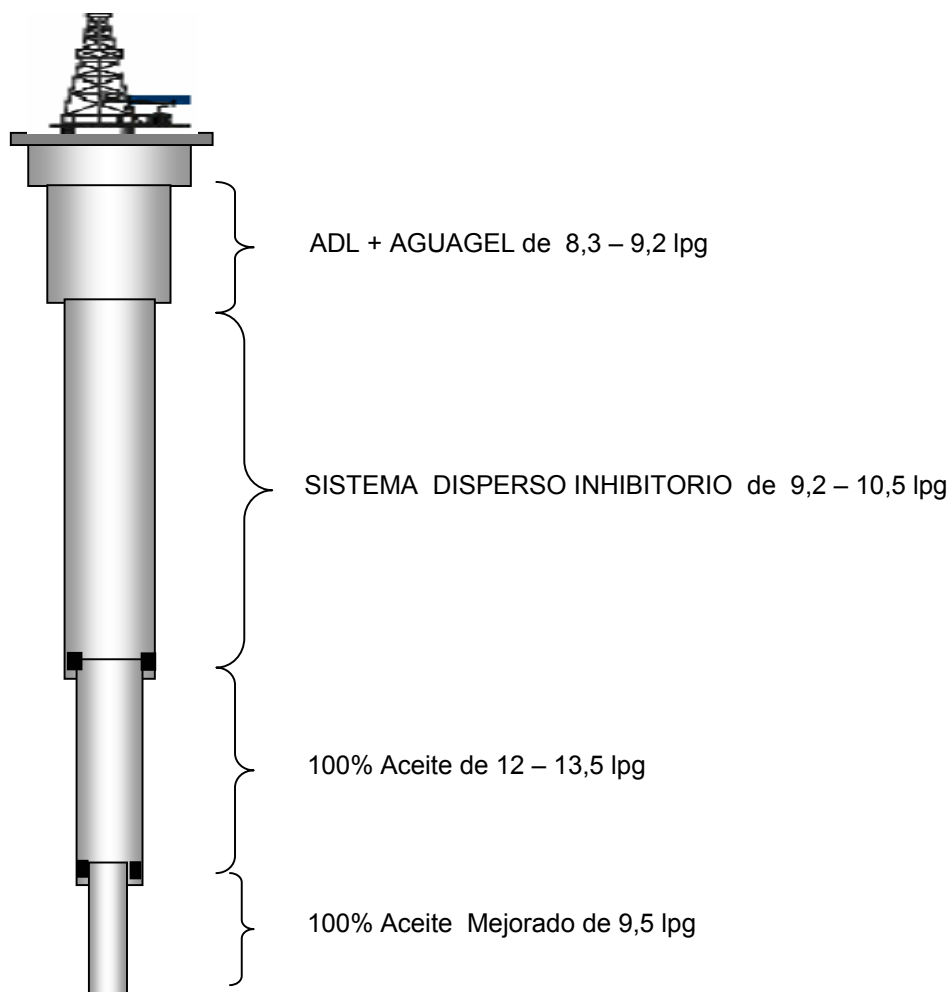


Figura XIII.23 Fluidos de perforación para cada hoyo

XIII.1.5.1.1 Hoyo de Superficie (17 ½")

XIII.1.5.1.1.1 Riesgos potenciales:

- ✓ Pérdida de circulación por sobre carga en el anular
- ✓ Socavamiento del hoyo

XIII.1.5.1.1.2 Recomendaciones.

- ✓ Prehidratar la bentonita por lo menos 8 horas antes de la preparación del lodo, para mejorar su rendimiento.
- ✓ Bombear píldoras viscosas cada 200 pies para ayudar la limpieza del hoyo. La viscosidad de embudo de las píldoras viscosas debe ser entre 90 y 100 seg/qt. El volumen de estas píldoras debe ser de 40 a 50 bls cada uno.
- ✓ En caso de presentarse pérdida de circulación, bombardear píldoras con material antipérdida, bajo las siguientes características:
 - ◆ 20 a 40 lbs/bbl de mica (50% fina y 50% media) + 10 lbs/bbl de "Walnut" medio

XIII.1.5.1.1.3 Programa de fluidos

Perforar hoyo de 17 ½" con ADL bombeando píldoras viscosas cada 200 pies has 4500 pies. Circular fondo arriba, desplazar ADL por Agua Gel, para bajar revestidor de 13 3/8

Tabla XIII.6 Formulación del lodo (Hoyo 17 ½")

Formulación del Agua/Gel		
Producto	Función	Concentración [lbr/ bbl]
Bentonita	Viscosificante	12,5
Soda Cáustica	Control de pH	0,5
Cal	Floculante	1

Tabla XIII.7 Formulación de las Píldoras

Formulación de las Píldoras		
Producto	Función	Concentración [lbr/ bbl]
Bentonita	Viscosificante	25
Soda Cáustica	Control de pH	1

Tabla XIII.8 Propiedades del lodo (Hoyo 17 ½")

Propiedades	Agua/ Gel	Píldoras
Densidad [lpg]	8,3-9	8,5-9
Visc. Embudo[seg/qt]	45-50	80-120
Visc. Plástica [cps]	8 a 10	15-20
Punto Cedente [lbr/100 pies^2]	14-18	35-40

XIII.1.5.1.2 Hoyo Intermedio 1 (12 1/4 ")

XIII.1.5.1.2 .1 Riesgos potenciales:

- ✓ Presencia de arcillas reactivas
- ✓ Inestabilidad mecánica del hoyo por presencia de intercalaciones de lutitas
- ✓ Pérdida filtrantes por presencia de arenas permeables

XIII.1.5.1.2.2 Recomendaciones:

- ✓ Utilizar un fluido disperso que permita un "Whasout" manejable, con la finalidad de evitar arrastres
- ✓ Utilizar un fluido inhibitorio química y mecánicamente
- ✓ Uso de fibra celulosa para disminuir la pérdida filtrante
- ✓ Uso de estabilizadores mecánicos de hoyo, como asfalto y granito micronizado

XIII.1.5.1.2.3 Programa de fluidos

Perforar hoyo de 12 1/4" desde 4500 pies hasta 16500 pies con un sistema disperso inhibitorio con densidades entre 9,2 y 10,5 lpg.

La primera etapa de este hoyo se perforará hasta 10000 pies con un sistema disperso inhibitorio de 9,2 a 10 lpg.

Tabla XIII.9 Formulación del lodo (Hoyo 12 1/4") 4500' – 10000'

Formulación del fluido 4500'-10000'		
Producto	Función	Concentración [lbr/ bbl]
Bentonita	Viscosificante	15
Controlador de filtrado		1
Dispersante		6
Soda Cáustica	Alcalinidad	2
Inhibidor Químico		10
Detergente	Antiembolante	2
Vassa	Lubricante/reología	10
Orimatita	Densificante	80
Estabilizador mecánico	Estabilizador de Hoyo	8

Tabla XIII.10 Propiedades del lodo (Hoyo 12 1/4")

Propiedades	Disperso - Inhibitorio
Densidad [lpg]	9 a 10
Visc. Embudo[seg/qt]	45 - 60
Visc. Plástica [cps]	16 - 18
Punto Cedente [lbr/100 pies^2]	14 - 18
Geles 10"/10' [Lbr/ 100 pies^2]	3/8 - 6/14
Filtrado (cc/30')	<5
% de Sólidos [%V/V]	<14
pH	10-10,8
MBT [lb/bls]	<20

La segunda etapa del hoyo de 12 1/4" (10000'-16500') se perforará mejorando la estabilidad térmica del sistema inhibitorio disperso y su capacidad de estabilizar mecánicamente el hoyo. La densidad estará entre 10 – 10,5 lpg.

Tabla XIII.11 Formulación del lodo (Hoyo 12 1/4") 10000' – 16500'

Formulación del fluido 10000'- 16500'		
Producto	Función	Concentración [lbr/ bbl]
Bentonita	Viscosificante	17,5
Dispersante		6
Soda caustica	Alcalinidad	2
Inhibidor Químico		10
Vassa	Lubricante/reología	10
Lignito	Control de filtrado	7
Fibra celulosa	Pérdida de filtrado	5
Orimatita	Densificante	125
Estabilizador Mécanico	Estabilidad de hoyo	4
Estabilizador térmico	Control de prop. Reologicas	2

XIII.1.5.1.3 Hoyo Intermedio 2 (8 ½")

XIII.1.5.1.3.1 Riesgos potenciales:

- ✓ Inestabilidad mecánica del hoyo por presencia de lutitas reactivas gruesas con intercalaciones locales de arenas
- ✓ Presiones anormales
- ✓ Pérdida filtrantes por presencia de arenas permeables
- ✓ Presencia de gas de formación
- ✓ Pérdida de circulación severa si se atraviesa, parte de las arenas basales en el mismo hoyo

XIII.1.5.1.3.2 Recomendaciones:

- ✓ Uso de fibra celulosa para disminuir la pérdida filtrante
- ✓ Uso de estabilizadores mecánicos del hoyo, como gilsonita y asfalto
- ✓ Densidad de lodo adecuada del hoyo para evitar el colapso de las lutitas y el influjo de gas
- ✓ Manejo de exceso de cal de 3 – 5 como secuestrante de gas
- ✓ Identificación geológica del asentamiento del revestidor (tope de las arenas basales).

XIII.1.5.1.3.3 Programa de fluido.

Perforar hoyo de 8 ½" desde 16500 pies hasta 18000 pies con lodo 100 porciento aceite de densidad entre 12 – 13,5 lpg.

Tabla XIII.12 Formulación del lodo (Hoyo 8 1/2")

Formulación del fluido 16500'- 18000'		
Producto	Función	Concentración [lbr/ bbl]
Vassa	Fluido base	0,81
Carbonato	Material punteante	45
Cal hidratada	Alcalinidad / secuestrante de gas	8
Glicerol	Activador polar	6
Acido graso	Emulsificante	6
Arcilla organofílica	Viscosificante	5
Lignito organofílico	Control de filtrado	6
Sal inorgánica	Evita efecto Osmosis	3
Fibra micromizada	Pérdida de filtrado	7
Orimatita	densificante	301
Gilsonita	Estabilidad mecánica	5
Estabilizador térmico	Modificador reológico HTHP	3

Tabla XIII.13 Propiedades del lodo (Hoyo 8 1/2")

Propiedades	100% Aceite
Densidad [lpg]	12 - 13,5
Visc. Embudo[seg/qt]	60 - 80
Visc. Plástica [cps]	31 - 42
Punto Cedente [lbr/100 pies ²]	15 - 25
Geles 10"/10' [Lbr/ 100 pies ²]	4/8 - 10/25
Filtrado HTHP(cc/30')	<5
Exceso de cal	3 a 5
% de Sólidos [%V/V]	25 - 35
Estabilidad Eléctrica	<1400

XIII.1.5.1.4 Hoyo de Producción (6 1/2")

XIII.1.5.1.4.1 Riesgos potenciales:

- ✓ Pérdida filtrantes por presencia de calizas arenosas y arenas calcáreas intercaladas con areniscas no calcáreas de grano fino y grueso
- ✓ Presencia de gas de formación
- ✓ Pérdida de propiedades reológicas del fluido debido a la alta temperatura
- ✓ Pega diferencial si se excede en la densidad del lodo.

XIII.1.5.1.4.2 Recomendaciones:

- ✓ Uso de material puenteante de distribución de tamaño seleccionado
- ✓ Uso de modificador reológico para asegurar los valores reológicos a baja tasa de de corte a alta temperatura
- ✓ Manejo de exceso de cal 3 – 5 como secuestrante de gas

XIII.1.4.1.4.3 Programa de Fluidos

Perforar hoyo de 6 1/2" desde 18000 pies hasta 18500 pies con lodo 100 por ciento aceite mejorado de 9,5 lpg.

Tabla XIII.14 Formulación del lodo (Hoyo 6 1/2")

Formulación del Fluido 18000'18500'		
Producto	Función	Concentración [lbr/bbl]
Vassa	Aceite mineral / Fluido base	0,759
Humectante		4
Cal hidratada	Secuestrante de gas/ alcalinidad	10
Polimero	Control de filtrado	6
Carbonato 20/25 (70%)	Material densificante / puenteante	88
Carbonato 40/45 (30%)	Material densificante / puenteante	38
Modificador reológico		5

Tabla XIII.15 Propiedades del lodo (Hoyo 6 1/2")

Propiedades	100% Aceite (Mejorado)
Densidad [pg]	9,5
Visc. Embudo [seg/qt]	50-70
Visc. Plástica [cps]	18-26
Punto cedente [lbr/100 pies^2]	15 - 20
Geles 10"/10' [lbr/100 pies^2]	4/8 - 8/14
Filtrado HTHP [cc/30']	< 5
Exceso de cal	3 a 5
% de sólidos [% V/V]	15 - 20
Estabilidad eléctrica	1000-2000

Es importante resaltar que la definición del fluido de este hoyo está sujeto a modificaciones, debido a que se están realizando pruebas de daño a la formación, por ende se debe esperar los resultados de éstas para así confirmar el uso de otro fluido.

XIII.1.5.2 Recomendaciones generales.

- ✓ De presentarse arrastres verificar las propiedades del fluido estén en el rango recomendado, antes de ajustar el peso. Mantener la densidad del lodo sin comprometer la estabilidad del hoyo para evitar el sobrebalance y disminuir el riesgo de pérdidas de circulación. Mantener los parámetros reológicos y el filtrado API en los rangos recomendados.
- ✓ Evaluar conexiones y los viajes cortos tanto subiendo como bajando. Si se observan arrastres constantes al realizar el viaje corte, circular y repasar cada pareja, evaluar y ajustar la densidad si es necesario.
- ✓ Monitorear la cantidad y calidad del ripio durante la perforación, analizar los resultados y decidir si es necesario el intervalo el intervalo de bombeo de píldoras viscosas

- ✓ En la perforación de los hoyos intermedio y producción, utilizar un caudal que permita obtener una buena limpieza y evite la erosión del hoyo
- ✓ Al utilizar las bombas, iniciar la circulación lentamente e ir incrementando en forma progresiva
- ✓ Mantener las propiedades reológicas del lodo en los valores recomendados
- ✓ Mantener en sitio materiales para pérdida de circulación y para despegar tubería
- ✓ Correr un programa hidráulico cada 8 horas para llevar seguimiento de la limpieza del hoyo
- ✓ Realizar viaje corto cada 1500 pies o 24 horas (Lo que ocurra primero)
- ✓ Evaluar las conexiones y los viajes cortos para decidir los aumentos de peso del lodo
- ✓ Circular al menos 1,5 veces la capacidad del hoyo antes de bajar el revestidor.
- ✓ Chequear el peso entrando y saliendo en los equipos de control de sólido, con la finalidad de evitar el descarte excesivo de material densificante/puenteante
- ✓ Cada vez que se realice un viaje de tubería hasta superficie, el químico de guardia debe estar en la planchada al momento de sacar el BHA y la mecha

XIII.1.5.3 Equipos de control de sólidos.

Los equipos de control de sólidos deberán ser capaces de manejar los caudales de bombeo utilizados durante la perforación. Los equipos mínimos requeridos son: dos zarandas vibratorias, un equipo tres en uno, una centrífuga y una zaranda secador. La eficiencia de los equipos debe ser mayor a 80%, este valor permite reducir los volúmenes de dilución y optimizar los costos, además de mantener un fluido limpio en la zona de interés.

Tabla XIII.16 Equipos de control de sólidos

Equipo \ Hoyo	Superficie	Intermedios / Producción
4 Zarandas G mayor a 6 Movimiento lineal o Elíptico balanceado	Se utilizan las mallas en función a la ROP y galonaje con el fin de evitar pérdidas de fluido.	Se utilizan las mallas en función a la ROP y galonaje con el fin de evitar pérdidas de fluido.
Mud Cleaner: - Desarenador (10") - Desilter (4")	Operan continuamente, manteniendo al mínimo posible sólidos de baja gravedad.	El desarenador se debe utilizar solo si la arena supera el 0,5 %. (Para lodos menores a 11,5 lpg)
Centrífuga Alta rpm		La centrífuga de alta revolución se utilizará si la concentración de sólidos de formación, supera las 7 lpb.
Desgasificador		Operar en forma continua en zonas de riesgo por arremetida de gas.

XIII.1.6 Diseño detallado de la cementación.

En la figura XIII.24 se muestra la cementación por hoyo a ser utilizada en este pozo:

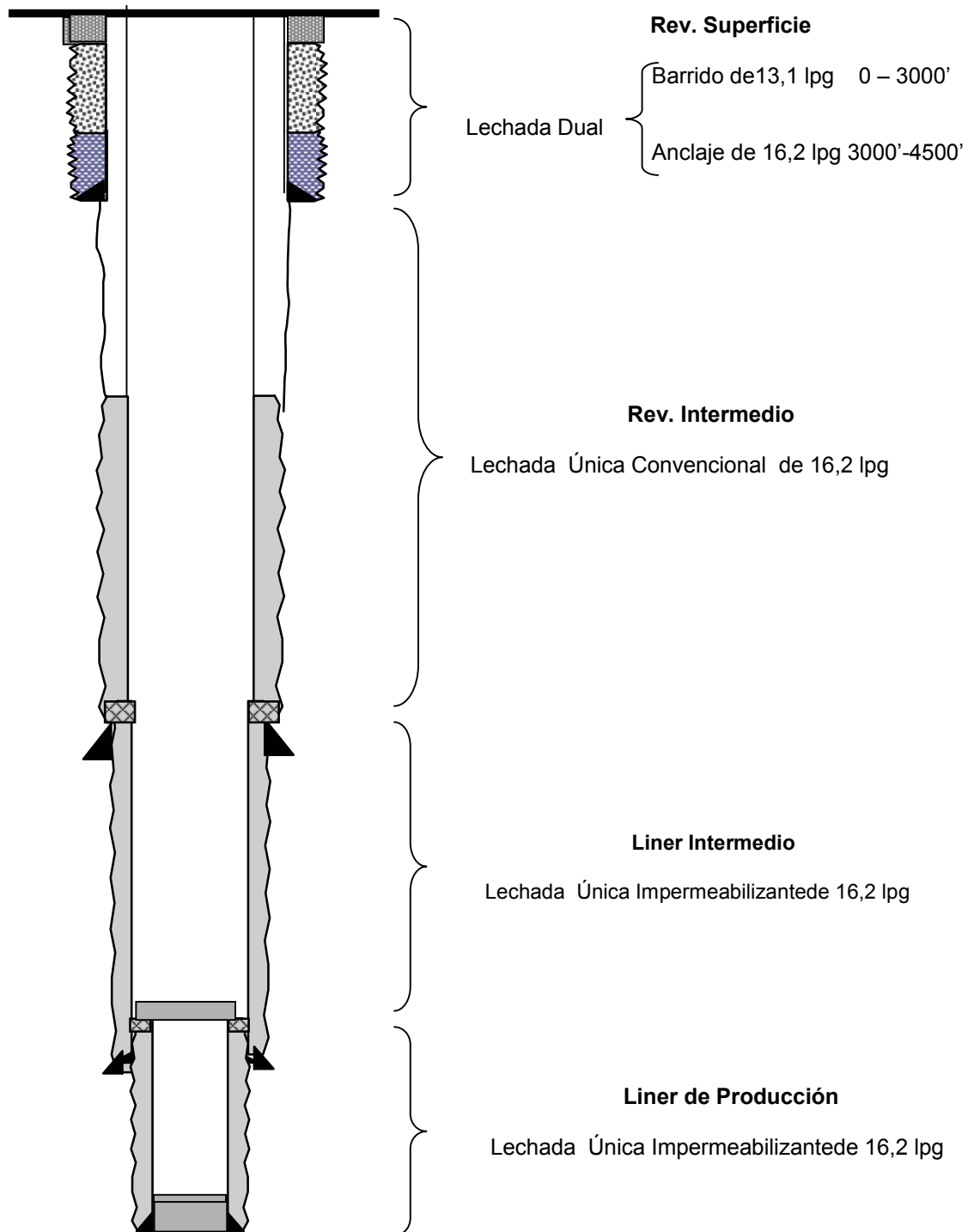


Figura XIII.24 Lechadas para cada hoyo

XIII.1.6.1 Características y componentes de las lechadas por hoyo

✓ Revestimiento de superficie (Lechada Dual)

- ♦ Lechada de Barrido (13,1lpg)

Cemento Mara Petrolero + 8% Bentonita + 0.2% HR-5

Bentonita: Extendedor de cemento y disminuye el peso de Lechada.

HR-5: Retardador

- ♦ Lechada de anclaje (16,2 lpg)

Cemento Mara Petrolero + 0.2% HR-5

HR-5: Retardador

La lechada de barrido irá de 0 a 3000 pies y la de anclaje de 3000 a 4500 pies

En caso de no tener retorno en superficie se realizará un Tob Job, cuya lechada tendrá las siguientes especificaciones

- ♦ Lechada del "Top Job" (15,6 lpg)

Cemento Mara Petrolero + 2 % CaCl_2

CaCl_2 : Acelerador

✓ Revestimiento Intermedio (Lechada Única Convencional de 16,2 lpg)

Cemento Mara Petrolero + 35% SSA-1 + 0.2% CFR-3 + 0.6% Halad-344 + 0.4% HR-25

SSA-1: Evita retrogresión del cemento

CFR-3: Dispersante.

Halad-344: Baja y controla el filtrado.

HR-5: Retardador

El tope de la lechada estará 2000 pies por encima de la zapata, es decir a 14500 pies.

✓ **Liner Intermedio (Lechada Única Impermeabilizante de 16,2 lpg)**

*Cemento Mara "H" Petrolero +35% SSA-1 + 4% Microsand + 1.3% Halad-413 + 0.2%
Suspend HT + 0.3% CFR-3 + 0.2% Halad-344 + 0.5% HR-25*

SSA-1: Evita retrogresión del cemento

Microsand: Sílica.

Halad-413: Controlador de filtrado y dispersante.

Suspend HT: Antisedimentante

CFR-3: Dispersante

HR-25: Retardador.

Halad-344: Controla filtrado y agua libre

✓ **Liner de producción (Lechada Única Impermeabilizante de 16,2 lpg)**

*Cemento Mara "H" Petrolero +35% SSA-1 + 15% Pozmix A + 2 gal/sxs Latex 2000 + 0.5%
CFR-3 + 0.05 gal/sxs D-air 3000L + 0.5% Super CBL + 0.25% HR-25 + 0.5% SCR-100 +
0.3% Halad-344 + 0.6 gal/sxs Stabilizer*

Pozmix A: Cemento que reduce permeabilidad de la matriz

Latex 2000: Controlador de filtrado de alta temperatura y resistente al ácido.

D-air 300L: Antiespumante.

Super CBL: Aditivo expansivo

SCR-100: Retardador de alta temperatura

Stabilizer: Estabilizador del latex 2000

XIII.1.7 Diseño detallado del cañoneo.

El diseño de cañoneo a utilizar en este pozo será de 2 1/8" de diámetro, con una densidad de carga de 10 tiros por pie a 60° fase, obteniéndose aproximadamente una penetración de 10 pulgadas y un bajo balance óptimo de 2037 lpc.



Figura XIII.25 Representación del cañoneo

XIII.1.8 Programa detallado de registros y núcleos

XIII.1.8.1 Hoyo 17 ½”.

Registros para este hoyo en un lodo base agua:

- ✓ “Gamma Ray”
- ✓ Inducción.
- ✓ Sónico
- ✓ Densidad.

XIII.1.8.2 Hoyo 12 1/4”.

Registros a correrse en un lodo base agua:

- ✓ “Gamma Ray”
- ✓ Inducción
- ✓ Sónico
- ✓ Densidad

XIII.1.8.3 Hoyo 8 1/2"

Registros a ser tomados en el hoyo con un lodo base aceite:

- ✓ Gamma Ray
- ✓ Inducción de Investigación profunda y alta resolución vertical.
- ✓ "Gamma Ray" Espectral
- ✓ Densidad
- ✓ Neutrón
- ✓ "Caliper"

XIII.1.8.4 Hoyo 6 1/2"

Registros a ser tomados en el hoyo con un lodo base aceite:

- ✓ "Gamma Ray"
- ✓ Inducción de Investigación profunda y alta resolución vertical.
- ✓ "Gamma Ray" Espectral
- ✓ Densidad
- ✓ Neutrón
- ✓ "Caliper"
- ✓ "Dipmeter" para lodos no conductivos
- ✓ Resonancia Magnética

XIII.1.8.5 Hoyo Revestido

Desde profundidad hasta superficie

- ✓ "Check shot"

Se correrán registros de cementación (CBL-VDL/ GR-CCL) en los hoyos de 8 1/2" y 6 1/2".

La unidad "Mud Logging" estará a partir de la Formación Lagunillas en el Miembro Bachaquero ($\pm$ 12900 pies), en el hoyo de 12 1/4", hasta el final de la perforación

XIII.2 Equipo de Trabajo y sus Roles

Tabla XIII.17 Diagrama ERCl hasta la fase de Definición.

	ERCl: Ejecutor - Responsable - Consultado - Informado			
	VISUALIZACIÓN	CONCEPTUAL		DEFINICION
	Estudio Mod. Yac.	Conceptual	Básica	Detalle
GERENTE DE UE	R	R	C-I	I
GERENTE DE PERFORACIÓN	I	I	C-I	C-I
GERENTE DE SUBSUELO	I	I	I	C-I
LIDER DE PROYECTO	R	R	R	R
PDVSA GAS	I	I	I	I
GEOLOGO	E	C	C	E-C-I
YACIMIENTO	E	C	C	I
SEDIMENTOLOGO	E	C	C	I
PETROFISICO	E	C	C	E-C-I
ESTUDIOS INTEGRADOS	E	C	C-E	E-C-I
GEOFISICO	E	C	C-E	I
PRODUCCIÓN	I	C	C	C-I
INFRAESTRUCTURA	I	C	C	C-I
SHA	I	C	E	C-I
PDD	E	E	E	C
VCD	I	E	E	E-C-I
DISEÑO PERF.	C	E	E	E
ESTIMULACION		E	C	C
CEMENTO		E	E	E-C-I
FLUIDOS		E	E	E-C-I
TERMINACIÓN		E	E	E-C-I
PROCURA MATERIALES			E	E
EXPLORACIÓN	E	E	E	C-I
PLANIFIC. Y GESTIÓN	C-I	C	C	C-I
CONTRATISTAS	E*	C-I	C-I	E-I
CONSULTORIA		C	C	C

E: EJECUTOR

R: RESPONSABLE

C: CONSULTOR

I: INFORMADO

*: ACTUA EN CASO DE SER REQUERIDO

XIII.3 Estructura de Conocimiento (Competencias Requeridas)

Descripción del conocimiento y competencia de cada uno de los actores involucrados en la elaboración del proyecto:

✓ Ingeniero de Fluidos

- ◆ Garantiza el cumplimiento de los lineamientos técnicos para el diseño, control y aplicación del programa de fluido de perforación y completación original.
- ◆ Selecciona bajo un óptimo criterio el arreglo de equipos de control de sólidos.
- ◆ Hace seguimiento a la evaluación de los fluidos de perforación, con el objetivo de garantizar la calidad de los mismos.
- ◆ Hace seguimiento a las operaciones de campo, con el fin de solucionar y analizar problemas referentes a los fluidos de perforación.
- ◆ Aplicación de nuevas tecnologías en el diseño de los fluidos de perforación y en la selección de los equipos de control de sólidos.
- ◆ Garantiza la calidad de la información suministrada al sistema DFW (Base de Datos Corporativa).

✓ Ingeniero de Cementación

- ◆ Garantiza el cumplimiento de los lineamientos técnicos para el diseño y de las lechadas de cemento por tipo de pozo y revestidor.
- ◆ Define los procedimientos operacionales para la ejecución de las actividades de cementación primaria, secundaria y tapones de cemento.
- ◆ Hace seguimiento a la evaluación de los fluidos de cementación, con el objetivo de garantizar la calidad final de la cementación.
- ◆ Presta apoyo en las operaciones de campo, con el fin de solucionar y analizar problemas referentes a la actividad de cementación. Así como también, ejecuta cementaciones consideradas críticas.
- ◆ Aplicación de nuevas tecnologías en el diseño de la cementación y en la selección de equipos y herramientas en las operaciones de campo.
- ◆ Garantiza la calidad de la información suministrada al sistema DFW (Base de Datos Corporativa).

✓ Ingeniero de Terminación

- ◆ Garantiza el cumplimiento de los lineamientos técnicos para el diseño y control del programa de completación del pozo.
- ◆ Selecciona bajo un óptimo criterio los equipos, herramientas y la mejor práctica en la actividad de completar un pozo.

- ◆ Aplicación de nuevas tecnologías en la selección de los equipos y herramientas, así como también, en el diseño de la actividad operacional de la completación del pozo.
- ◆ Presta apoyo en las operaciones de campo, con el fin de solucionar y analizar problemas referentes a la actividad de completación. Así como también, ejecuta terminaciones de pozos consideradas críticas.

✓ Ingeniero de Proyectos

- ◆ Coordina la ejecución de todas las actividades operacionales para la elaboración del pozo.
- ◆ Garantiza el cumplimiento de las mejores prácticas de los procedimientos operacionales en las actividades de perforación y terminación del pozo.
- ◆ Hace un seguimiento diario de las actividades de perforación del pozo.
- ◆ Garantiza el cumplimiento de la normativa de Seguridad, Higiene y Ambiente.
- ◆ Presta apoyo en el campo para la solución y análisis de problemas, en las operaciones y actividades críticas, además solventa situaciones de emergencia.
- ◆ Garantiza la continuidad y la calidad de la información generada en el taladro y su carga inmediata al sistema DFW (Base de Datos Corporativa).

✓ Geólogo

- ◆ Identifica las formaciones críticas de la perforación del pozo.
- ◆ Determina durante la perforación del pozo, y a través del muestreo de los ripios, la ubicación de los topes formacionales, cambios litológicos, zonas presurizadas, etc. Además cuenta con correlaciones y secciones estructurales.
- ◆ Propone cambios en los puntos asentamiento de los revestidores, de acuerdo a los sedimentos perforados e identificación de ciertas formaciones previamente establecidas como críticas.
- ◆ Establece el objetivo y el alcance del programa de Registros y toma de núcleos a llevarse a cabo durante la perforación del hoyo.
- ◆ Define la información requerida para la elaboración de los mapas estructurales, isopacos, u otras secciones geológicas requeridas.

✓ Yacimientos

- ◆ Establece y discute con la mesa de trabajo el objetivo y la razón de la perforación del pozo en el área determinada.
- ◆ Recopila la información de los pozos vecinos.
- ◆ Analiza el comportamiento de presión, producción y propiedades petrofísicas de los pozos vecinos. Evalúa las propiedades de la roca y caracteriza los fluidos del yacimiento.
- ◆ Propone el tipo de terminación del pozo que permite maximizar la producción.
- ◆ Establece las pruebas de producción, con el fin de determinar el potencial de los intervalos productores.
- ◆ Determina el perfil de presiones esperado durante la perforación del pozo.
- ◆ Calcula la rentabilidad del pozo, de acuerdo a una tasa de producción estimada, y a través de los indicadores económicos (VPN, TIR, etc.) establecidos corporativamente.

✓ Producción

- ◆ Establece y discute con la mesa de trabajo el Análisis Nodal del proyecto: Diámetro y longitud de la tubería de producción, presión de separación, selección de Bombeo Electrosomergible ó Levantamiento Artificial por Gas; en caso de ser necesario, efectos del daño por penetración parcial y turbulencia.
- ◆ Participa en la realización y análisis de las pruebas de producción con el objetivo de determinar los efectos de la completación y definir la realización de trabajos como: Fracturamiento, Recañoneo, etc.
- ◆ Establece el efecto sobre el sistema de producción por cambios de reductores, líneas de flujo, presiones de separación, etc.; para definir el esquema inicial de explotación del pozo.

XIII.4 Estimación de Tiempo y Costos.

XIII.4.1 Estimación de Tiempo

El tiempo estimado es de 137 días, en la tabla XIII.8 se presenta los tiempos estimados por etapas para este pozo

Tabla XIII.18 Tiempo Estimado por fases para la localización SLE-2-01

	Tiempo [Horas]	Tiempo [Días]	Tiempo Acumulado [Días]
Mudar y vestir	62,4	2,60	2,60
Hoyo Superficial de 17-1/2"	69,84	2,91	5,51
Registro Hoyo Superficial	12	0,50	6,01
Revestidor de Superficie 13-3/8"	60	2,50	8,51
Hoyo Intermedio 1 de 12-1/4"	768	32,00	40,51
Registro Hoyo Intermedio 1	48	2,00	42,51
Revestidor Intermedio 1 9-5/8"	60	2,50	45,01
Hoyo Intermedio 2 de 8-1/2"	811,2	33,80	78,81
Registro Hoyo Intermedio 2	91,92	3,83	82,64
"Liner" Intermedio 7-5/8"	170,4	7,10	89,74
Hoyo de Producción 6-1/2"	410,4	17,10	106,84
Registros Hoyo de producción	36	1,50	108,34
"Liner" de Producción 5-1/2"	204	8,50	116,84
Completación y cañoneo	132	5,50	122,34
Desvestir	43,92	1,83	124,17
Días total	2980,08	124,1700	
Factor de Tiempo perdido (PDVSA)	1,1		
Tiempo Total Estimado	136,587		

La estimación de tiempo para la localización SLE-2-01, fue realizada tomando en cuenta los mejores tiempos por fase de algunos pozos vecinos, con el objetivo de obtener un tiempo meta. Sumado a esto se consideraron los requerimientos específicos asociados a este pozo (Registros, pruebas, etc.), obteniéndose como resultado un tiempo meta de 125 días. De igual forma, se manejó un Factor de Tiempo Perdido de 1,1; este factor es el utilizado corporativamente para la estimación de tiempo de los distintos proyectos. Al multiplicar el tiempo meta obtenido anteriormente por el factor de tiempo perdido, se obtienen 137 días, siendo este último el tiempo final estimado para el pozo de la localización.

Basándonos en los 137 días para la perforación del pozo, se realiza un estimado de costo (Clase II), pudiendo establecer costo de la tasa de taladro, que representa una parte sustancial del costo total del pozo.

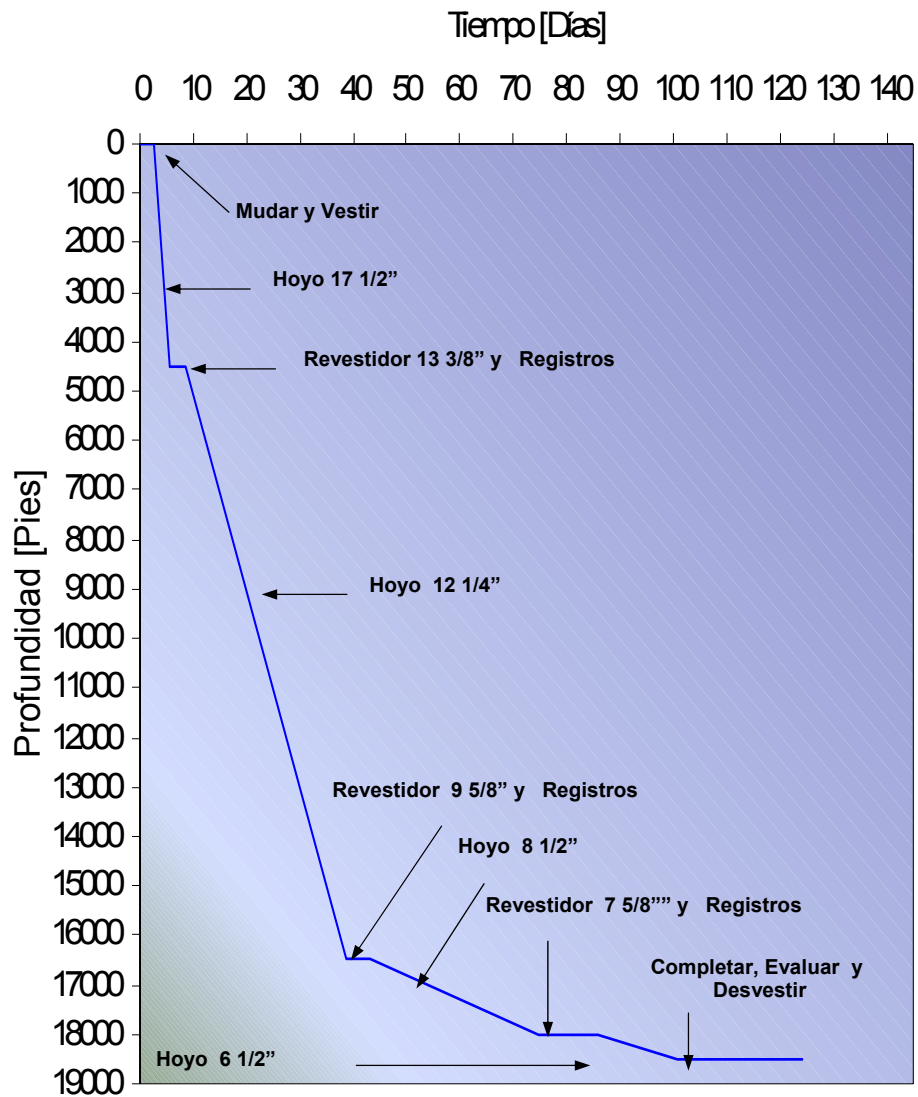


Figura XIII.26 Profundidad versus tiempo estimado

XIII.4.2 Estimación de Costos

Para una paridad cambiaria de 1448 Bs./\$, una inflación estimada del 20 por ciento y un tiempo aproximado de 137 días; el costo estimado del proyecto es de 16,795 MMMBs, En la tabla XIII.9 se muestra un desglose de los costos de acuerdo a los requerimientos del pozo.

Tabla XIII.19 Costos por Suministros y Servicios.

COSTOS (POZO TIPO: 1398)						
TASA DE CAMBIO: Bs/\$	UNIDAD	COSTO UNITARIO		COSTO TOTAL		
		BS	\$	BS	\$	
1448,00						
SUMINISTROS + EQUIPO						
FUNDACION (TIPO PLATAFORMA)					275.000.000,00	
EQUIPO DE PERFORACIÓN	DÍAS	137	46.062.848,00		6.310.610.176,00	
REVESTIDORES						
13-3/8", N-80, BTTs, 72 LBS/PIE	PZ	115	1.249.000,00		143.635.000,00	
9-5/8", HC-110, BTT, 53.5 LBS/PIE	PZ	115	834.000,00		95.910.000,00	
9-5/8", P-110, BTT, 53.5 LBS/PIE	PZ	295	1.056.000,00		311.520.000,00	
Liner 7-5/8", Q-125, 39 lbs/pie, SLX	PZ	52	690.000,00		35.880.000,00	
Liner 5-1/2", P-110, 23 lbs/pie, SLX	PZ	30	400.000,00		12.000.000,00	
TUBERIA DE COMPLETACION						
3-1/2", 13 % Cr 95, VAM ACE, 12.7 #/PIE	PZ	600	900.000,00		540.000.000,00	
Enrosque Tub. Completación	TRABAJO	1	20.000.000,00	20.000,00	20.000.000,00	20.000,00
CABEZAL Y ARBOL (H2s, co2)			400.000.000,00		400.000.000,00	
ACCESORIOS TUB. REV.						
13-3/8"						
ZAPATA	PZ	1	235.000,00		235.000,00	
CUELLO FLOTADOR	PZ	1	276.054,00		276.054,00	
CENTRALIZADOR CONVENCIONAL	PZ	15	15.000,00		225.000,00	
BAKER LOCK	PZ	2	11.200,00		22.400,00	
9-5/8"						
ZAPATA	PZ	1	290.041,06		290.041,06	
CUELLO FLOTADOR	PZ	1	289.941,54		289.941,54	
CENTRALIZADOR RIGIDO	PZ	60	60.000,00		3.600.000,00	
BAKER LOCK	PZ	2	11.200,00		22.400,00	
7-5/8"						
ZAPATA+CUELLO FLOTADOR+COLGADOR	PZ	1	36.000.000,00		36.000.000,00	
CENTRALIZADOR RIGIDO	PZ	40	35.000,00		1.400.000,00	
BAKER LOCK	PZ	2	11.200,00		22.400,00	
5-1/2"						
ZAPATA+CUELLO FLOTADOR+COLGADOR	PZ	1	33.000.000,00		33.000.000,00	
CENTRALIZADOR RIGIDO	PZ	50	30.000,00		1.500.000,00	
BAKER LOCK	PZ	2	11.200,00		22.400,00	
EQUIPOS DE COMPLETACION	EQUIPOS	1		550.000,00		550.000,00
GASOIL PARA LA COMPLETACIÓN	BLS	1300	9.540,00		12.402.000,00	
UNIDAD DE FILTRACION	TRABAJO	1	1.500.000,00	5.800,00	1.500.000,00	5.800,00
CAÑONEO	TRABAJO			270.000,00		270.000,00
OPERADORES PARA LA COMPLETACION	TRABAJO	1	5.000.000,00	4.500,00	5.000.000,00	4.500,00
SERVICIO DE WIRE LINE	TRABAJO		6.000.000,00	5.000,00	6.000.000,00	5.000,00
ASENTAMIENTO EMPACADURA	TRABAJO	1	4.000.000,00	5.600,00	4.000.000,00	5.600,00
UNIDAD PARA DESPLAZAR	TRABAJO	1	15.000.000,00	10.000,00	15.000.000,00	10.000,00
MANEJO DE RIPIOS	BBLs	8000		43,60		348.800,00
ACEITE MINERAL VASSA	BBLs	3000		62,00		186.000,00
SUB-TOTAL SUMINISTROS + EQUIPO					8.265.362.812,60	1.405.700,00
SERVICIOS						
HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN			15.000.000,00	145.000,00	15.000.000,00	145.000,00
SERVICIO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO			3.500.000,00	14.000,00	3.500.000,00	14.000,00
INSPECCIÓN DE TUBULARES			12.000.000,00		12.000.000,00	
UNIDAD DE MUD LOGGING	DÍAS	110	450.000,00	1.500,00	49.500.000,00	165.000,00
EQUIPOS PRUEBA INFLUJO	TRABAJO	1	4.000.000,00	15.000,00	4.000.000,00	15.000,00
COSTO FLUIDO DE PERFORACIÓN			300.000.000,00	1.250.000,00	300.000.000,00	1.250.000,00
MECHAS				750.000,00		750.000,00
SERVICIO DE CABEZALES			1.000.000,00	3.500,00	1.000.000,00	3.500,00
SERVICIO DE COLGADORES			4.000.000,00	1.200,00	4.000.000,00	1.200,00
REGISTROS DE DESVIACIÓN	TRABAJO	5	700.000,00	8.000,00	3.500.000,00	40.000,00
REGISTROS ELÉCTRICOS			270.000.000,00	480.000,00	270.000.000,00	480.000,00
CEMENTACIONES			100.000.000,00	200.000,00	100.000.000,00	200.000,00
REGISTRO PARA EVAL. CEMENTACIÓN			35.000.000,00	75.000,00	35.000.000,00	75.000,00
PRUEBA DST				0,00		0,00
SEGURO DE PERFORACION				140.000,00		140.000,00
SUB-TOTAL SERVICIOS					797.500.000,00	3.934.440,00
TOTAL BOLIVARES:					16.795.385.532,60	

XIII.5 Integración del programa de perforación (ejecución)

XIII.5.1 Programa de Perforación Detallado por Actividad

El revestidor de 24" (Conductor) será martillado mecánicamente hasta más o menos 162 pies antes de entrar a la localización, es decir se realizará el hincado.

Programa general

1. Fase 17-1/2" (Revestimiento de superficie)
 - ✓ Perforar verticalmente desde la mesa rotaria (60 pies) hasta 4500 pies
 - ✓ Asentar revestidor de 13-3/8" a la profundidad total de la sección.
2. Fase 12-1/4" (Revestimiento intermedio)
 - ✓ Perforar verticalmente desde 4500 pies hasta 16500 pies.
 - ✓ Correr registros eléctricos de acuerdo al programa.
 - ✓ Asentar revestidor de 9-5/8" a la profundidad total de la sección.
3. Fase 8-1/2" ("Liner" intermedio)
 - ✓ Perforar verticalmente desde 16000 pies hasta 18000 pies
 - ✓ Correr registros eléctricos de acuerdo al programa.
 - ✓ Asentar "liner" de 7-5/8" a la profundidad total de la sección y colgarlo 500 pies dentro del revestidor de 9-5/8"
 - ✓ Probar "liner" de 7 5/8"
 - ✓ Correr registro de cementación(alta resolución)
4. Fase 6-1/2" ("Liner" de producción)
 - ✓ Perforar verticalmente desde 18000 pies hasta 18500 pies
 - ✓ Correr registros eléctricos de acuerdo al programa
 - ✓ Asentar "liner" de 5-1/2" a la profundidad total de la sección y colgarlo 500 pies dentro del "liner" de 7-5/8"
 - ✓ Correr registro de cementación(alta resolución)

Unidad "mud logging" estará presente a partir de la Formación Lagunillas, Miembro Bachaquero ($\pm$ 12900 pies) del hoyo de 12 1/4" hasta el final de la perforación.

XIII.5.1.1 Resumen de la secuencia de Perforación.

XIII.5.1.1.1 Hoyo de 17-1/2" (4500 pies de longitud de sección)

Perforar la sección (formaciones someras) hasta 4500 pies con agua del lago : el peso del lodo debe empezar en 8,3 lpg e ir incrementándolo hasta 9,2 en función de la estabilidad del hoyo.

XIII.5.1.1.1.1 Resumen del procedimiento de perforación.

1. Instalar niple campana en la tubería eductura de 24".
2. Armar BHA con mecha tricónica. Limpiar conductor de 24". Usar agua del Lago.
3. Perforar mas o menos 500 pies con una tasa de penetración controlada para evitar la erosión de las paredes del hoyo.
4. Perforar hasta la profundidad total de la sección usando BHA, bombeando píldoras viscosas cada 200 pies, para asegurar la limpieza del hoyo.
5. A 4500 pies, circular 2 veces fondo a arriba hasta obtener retornos limpios con un lodo aguagel (agua mas bentonita) con el fin de acondicionar el hoyo para la bajada del revestimiento de 13-3/8".
6. Correr registro de desviación "Multishot" a 4500 pies y luego sacar

XIII.5.1.1.1.2 Notas.

- ✓ Verificar presencia de arrastre, apoyo, y peso de rotación libre en las conexiones a fin de repasar con tiempo y evitar pegas de tubería.
- ✓ Antes de cualquier viaje, circular 1.5 veces fondo arriba a fin de asegurar la limpieza del hoyo y acondicionar el lodo para tener el mismo peso al de la densidad de circulación equivalente calcula con ripios obtenida durante la fase de perforación.
- ✓ Controlar la velocidad de viaje a hoyo abierto a fin de evitar problemas de suabeo, venidas de fluidos de formación y derrumbe de las paredes del pozo.

XIII.5.1.1.1.3 Revestidor de 13-3/8" (68 lbr/pie, N80, BTC / 72 lbr/pie, N80,BTC)

Correr el revestidor de 13-3/8" hasta 4495 pies, manteniendo un bolsillo de 5 pies como mínimo.

El diseño de la cementación esta basado en llevar el tope del cemento hasta la superficie. Preparar una lechada dual a fin de alcanzar una buena adherencia y anclaje en la zapata(primeramente una lechada de barrido de 13,1 lpg que será colocada desde la superficie hasta 3000 pies' y luego la lechada principal de 16,2 lpg se localizará desde 3000 hasta 4500 pies)

De no obtenerse retorno de cemento en superficie, se deberá hacer una cementación complementaria "Top Jop" de 15.6 lpg

El revestidor de 13-3/8" consiste de:

- ✓ Una zapata flotadora de 13-3/8" (perforable usando PDC)
- ✓ Un tubo de 13-3/8"
- ✓ Un cuello flotador de 13-3/8" (perforable con PDC)
- ✓ Tubería de 13 3/8" hasta la superficie

XIII.5.1.1.2 Hoyo de 12-1/4" (12000 pies de longitud de sección)

Perforar la sección desde 4500 pies (zapata de 13-3/8") hasta 16500 pies con un lodo base agua disperso e inhibitorio de densidad inicial de 9.2, terminado con aproximadamente con 10.5 lpg.

Las formaciones a atravesar son El Milagro. Onia, La puerta y Lagunillas (miembros Bachaquero y Laguna).

XIII.5.1.1.2.1 Resumen del procedimiento de perforación.

1. Instalar sección del cabezal: Armar y probar VIR's.
2. Bajar mecha PDC de 12-1/4" con BHA hasta el cuello flotador. Probar revestidor con 1000 lpc. Desplazar lodo bentonítico con el lodo disperso inhibitorio de 9.2 lpg. Perforar cuello flotador, cemento, zapata y bolsillo.
3. Perforar 15 pies de nueva formación, circular hasta obtener retornos limpios y ejecutar una prueba de integridad con un peso de lodo de 9.2 lpg
4. Perforar hasta 16500 pies tener presente la importancia de la identificación de los topes geológicos ya que los puntos de la formaciones son de vital importancia para el

asentamiento de los revestimientos, debido a la existencia de una zona de sobre presión.

5. Circular hasta obtener retornos limpios (1.5 veces fondo arriba) a 16500 pies, hacer viaje de acondicionamiento del lodo y del hoyo hasta la zapata antes de correr registros eléctricos.
6. Correr registro de desviación "Multishot" y sacar mecha
7. Armar y correr registros eléctricos de acuerdo al programa
8. Antes de bajar el revestidor de 9-5/8", se recomienda hacer viaje de acondicionamiento del hoyo para asegurar la estabilidad del hoyo y las condiciones del lodo.

XIII.5.1.1.2.2 Notas

- ✓ Durante toda la fase de perforación, estar pendiente de los "mud logres" a fin de informarse a tiempo riegos potenciales (gas, carbón, etc).
- ✓ Tener un estricto control de las muestras de canal y de toda la cabina de "mud logging" con el fin de prestar la atención necesaria a la identificación de los topes formacionales ya que es un punto crítico.
- ✓ Verificar presencia de arrastres, apoyos, y peso de rotación libre en las conexiones a fin de repasar con tiempo y evitar pegas de tubería.
- ✓ Antes de cualquier viaje, circular 1.5 veces fondo arriba a fin de asegurar la limpieza del hoyo y acondicionar el lodo para tener el mismo peso al de la densidad de circulación equivalente calculada con rips obtenida durante la fase de perforación
- ✓ Controlar la velocidad de viaje a hoyo abierto a fin de evitar problemas de suabeo, venidas de fluidos de formación y derrumbe de las paredes del pozo.

XIII.5.1.1.2.3 Revestidor de 9-5/8" (53,5 lbr/pie, P110, BTC / 53,5 lbr/pie, HC110,BTC)

Correr el revestidor de 9-5/8" hasta 16495 pies con un bolsillo de 5 pies como mínimo (dependiendo de la estabilidad del hoyo).

El diseño de la cementación está basado en conseguir un intervalo de cemento de 2000 pies (desde 16500 hasta 14500 pies) por encima de la zapata, con una lechada única convencional de 16,2 lpg.

El revestidor de 9-5/8" consiste de:

- ✓ Una zapata flotadora de 9-5/8" (perforable usando PDC)
- ✓ Dos tubos de 9-5/8"
- ✓ Un cuello flotador de 9-5/8" (perforable usando PDC)
- ✓ Tubería de 9-5/8" hasta la superficie

XIII.5.1.1.3 Hoyo de 8-1/2" (1500pies de longitud de sección)

Perforar la sección hasta 18000 pies, encima del tope de las Arenas Basales del Oligoceno con lodo base aceite. El peso inicial del lodo debe ser 12 lpg antes de perforar la zapata de 9-5/8". El peso del lodo será ajustado de acuerdo a la estabilidad del hoyo hasta llegar hasta una densidad de aproximadamente 13,5 lpg. Debido a la dificultad de determinar el tope de las Arenas Basales del Oligoceno, es muy importante monitorear los volúmenes de lodo ya que la presión equivalente en esta zona está alrededor de 9 a 9,5 lpg, la cual es mucho menor a la de las capas superiores. El papel de los "mud loggers" y los geólogos será de gran importancia para definir el punto de asentamiento del revestidor (justo encima del tope del Oligoceno).

Las formaciones a perforar son: Lagunillas (Miembro, Ojeda), La Rosa.

XIII.5.1.1.3.1 Resumen del procedimiento de perforación.

1. Instalar sección del cabezal. Armar y probar VIR's
2. Bajar mecha PDC de 8-1/2" con BHA hasta el cuello flotador. Probar revestidor de 9-5/8" hasta 2000 lpc.
3. Perforar 15 pies de nueva formación, circular hasta obtener retornos limpios y ejecutar una prueba de integridad con un lodo de 12 lpg
4. Perforar hasta 18000 pies o hasta una profundidad acorde a la estimación de los Geólogos, monitorear cuidadosamente los volúmenes de lodo ya que la formación Oligoceno presenta presiones normales y pueden suceder pérdidas de circulación, de ocurrir esto, se debe parar la perforación y definir punto de asentamiento del Liner de 7-5/8". Se recomienda hacer viaje corto cada 24 horas de perforación.

5. A la profundidad de asentamiento del “liner”, circular hasta obtener retornos limpios(1.5 veces fondo arriba), hacer viaje de acondicionamiento del lodo y del hoyo hasta la zapata antes de correr registros eléctricos
6. Correr registro de desviación “Multishot” y sacar mecha.
7. Armar y correr registros eléctricos de acuerdo al programa.
8. Antes de bajar el “liner” de 7-5/8, se recomienda hacer viaje de acondicionamiento del hoyo para asegurar la estabilidad del mismo y las condiciones del lodo.
9. Hacer una prueba de presión al anular 9-5/8” x 7-5/8”

XIII.5.1.1.3.2 Notas

- ✓ Durante toda la fase de perforación, estar en contacto permanente con los “mud loggers” a fin de informarse a tiempo de riesgos potenciales (gas, carbón, etc)
- ✓ Verificar presencia de arrastres, apoyo, y peso de rotación libre en las conexiones a fin de repasar con tiempo y evitar pegas de tubería
- ✓ Antes de cualquier viaje, circular 1.5 veces fondo arriba a fin de asegurar la limpieza de hoyo y acondicionar el lodo para tener el mismo peso al de la densidad equivalente de circulación calculada con ripios obtenida durante la fase de perforación.
- ✓ Controlar la velocidad de viaje a hoyo abierto a fin de evitar problemas de suabeo, venidas de fluidos de formación y derrumbe de las paredes del pozo.

XIII.5.1.1.3.3 Liner de 7-5/8” (39 lbr/pie, Q125, SLX)

Correr “liner” de 7-5/8” hasta 18000 pies dejando un bolsillo de 10 pies como mínimo. Colgar el “liner” 500 pies dentro del revestidor de 9-5/8”.

Cementar “liner” de 7-5/8” con una lechada única impermeabilizante de 16,2 lpg desde 18000 pies hasta el colgador de éste (16000 pies).

El “liner” de 7-5/8” consiste de:

- ✓ “liner” estándar con camisa de asentamiento con receptáculo pulido (PBR)
- ✓ Colgador hidráulico o mecánico del “liner”
- ✓ Juntas 7-5/8”
- ✓ Un cuello flotador de 7-5/8” (Perforable con PDC)
- ✓ Una junta 7-5/8”
- ✓ Una zapata flotadora guía (Perforable con PDC)

XIII.5.1.1.4 Hoyo de 6-1/2" (500pies de longitud de sección)

Perforar la sección hasta 18500 pies con un lodo base aceite. El peso del lodo será de 9.5 lpg antes de perforar la zapata del "liner" de 7-5/8". El peso del lodo será ajustado de acuerdo a la estabilidad del hoyo, la presencia de gas y las presiones de poro.

Las formaciones a perforar son: Arenas Basales (Oligoceno-Eoceno) y Guasare

XIII.5.1.1.4.1 Resumen del procedimiento de perforación.

1. Limpiar cemento hasta el cuello flotador de 7-5/8. Probar colgador con 1000 lpc. Perforar cuello flotador y cemento hasta la zapata. Desplazar el lodo base aceite previo por uno nuevo. Probar "liner" con 1000 lpc. Perforar la zapata flotadora y limpiar el bolsillo.
2. Armar mecha PDC de 6-1/2" y continuar perforando la sección.
3. Perforar hasta 18500 pies. Hacer viaje corto cada 24 horas de perforación
4. A 18500 pies, circular hasta obtener retornos limpios(1.5 veces fondo arriba), hacer viaje de acondicionamiento hasta la zapata y acondicionar el lodo antes de hacer registros eléctricos
5. A la profundidad total, correr registro de desviación "Multishot" y sacar
6. Armar y correr registros eléctricos de acuerdo al programa
7. Antes de bajar el "liner" de 5-1/2" , hacer un viaje de acondicionamiento para asegurar la estabilidad del hoyo y las condiciones del lodo
8. Correr "liner" de 5-1/2" hasta la profundidad total dejando 10 pies de bolsillo. El colgador debe estar 500 pies dentro del "liner" de 7-5/8", luego, hacer trabajo de cementación de acuerdo al programa.
9. Limpiar cemento hasta el tope del "PBR" del "liner" de 5-1/2". Sacar mecha y raspador
10. Perforar cemento y válvula "flapper" hasta el tope de "landing collar". Circular para limpiar el hoyo
11. Probar el colgador de 5-1/2"
12. Sacar mecha 4-1/8". Quebrar tubería de 5" y de 3-1/2"
13. Armar y correr registro de cementación

XIII.5.1.1.4.2 Notas

- ✓ Durante toda la fase de perforación, estar en contacto permanente con los “mud loggers” a fin de informarse a tiempo de riesgos potenciales (gas, carbón, etc.).
- ✓ Verificar presencia de arrastres, apoyo, y peso de rotación libre en las conexiones a fin de repasar con tiempo y evitar pegas de tubería.
- ✓ Antes de cualquier viaje, circular 1.5 veces fondo arriba a fin de asegurar la limpieza del hoyo y acondicionar el lodo para tener el mismo peso al de la densidad equivalente de circulación calculada con ripios, obtenida durante la fase de perforación.
- ✓ Controlar la velocidad de viaje a hoyo abierto a fin de evitar problemas de suabeo, venidas de fluidos de formación y derrumbe de las paredes del pozo.

XIII.1.1.4.3 “liner” de producción 5 ½” (23 lbs/pie, P110, SLX)

Correr el “liner” de producción hasta 18490 pies (dejando un bolsillo de 10 pies como mínimo). Colgar el “liner” 500 pies dentro del “liner” de 7-5/8”.

Cementar el “liner” de producción de 5-1/2” con una lechada única de 16,2 lpg. El cemento deberá cubrir desde 18500 pies hasta el colgador de este “liner” a 17500 pies.

El “liner” de 5-1/2” consiste de:

- ✓ Liner estándar con camisa de asentamiento con receptáculo pulido (PBR)
- ✓ Colgador hidráulico o mecánico del “liner”.
- ✓ Juntas 5-1/2”
- ✓ Un cuello flotador de 5-1/2” (Perforable usando PDC)
- ✓ Una junta 5-1/2”
- ✓ Una zapata flotadora guía (Perforable usando PDC)

Nota: Dado el caso de preparar el pozo para fractura, el procedimiento será el mismo, sólo se deberá ajustar a los requerimientos necesarios para dicha operación, mostrados en la ingeniería de detalle.



CAPÍTULO XIV ANÁLISIS DE OPERACIÓN

XIV ANÁLISIS DE OPERACIÓN

XIV.1 Predicción de los sistemas de operación del pozo.

El sistema operativo del pozo esta compuesto por una completación sencilla para flujo natural.

XIV.1.1 Intervención para cambio de completación por efectos energéticos.

A pesar de estar produciendo desde 1986, el yacimiento SLE-OLI-01 ha sufrido solo una caída de presión de aproximadamente 1000 lpc con respecto a su presión original, obteniéndose para el año de 1998 una presión de 7240 lpc @ 18692 pies, y estimándose para los actuales momentos una presión de 6950 lpc aproximadamente. Por lo tanto, no se tiene previsto la intervención en el pozo por requerimientos energéticos adicionales asociados al yacimiento.

XIV.1.2 Requerimiento de sensor de fondo y superficie.

Existe la posibilidad de instalar en la completación original un sensor de fondo que mida variables como presión y temperatura, por requerimiento de la Unidad de Exploración.

XIV.2 Predicción de los principales cambios de los Requerimientos Funcionales a los que se someterá el pozo.

XIV.2.1 Estimulación.

Se estudia la posibilidad de realizar un Fracturamiento Hidráulico en el pozo, debido a la baja permeabilidad, característica del área, y a los posibles daños que pudieran existir en el hoyo de producción. Es importante tener en cuenta que en la Ingeniería de Detalle se plantea un diseño que se ajusta a las exigencias de lo que significa, desde el punto de vista operativo, la realización de una fractura⁷.

Se tiene previsto la realización de una Acidificación Matricial cada tres años aproximadamente, ya que como se dijo anteriormente, existe poca permeabilidad en la

zona productora, así como también, la tendencia a la producción de asfaltenos y escamas.

XIV.3 Re-conceptualización del Pozo.

El pozo está definido como delineador o de avanzada, al cual se le asocia una producción de 12 MMPCND y 1200 BNPD aproximadamente. No se tiene previsto durante la vida útil del activo un cambio en la conceptualización del pozo a inyector de agua o gas, debido principalmente a la lejanía de la localización.

XIV.4 Predicción de la Rutina de Mantenimiento.

Basados en la información recopilada y analizada de los pozos vecinos, con respecto a los trabajos de mantenimiento, se puede hacer una predicción de la cantidad de intervenciones a las que será sometido el pozo durante su ciclo de vida útil estimado en 20 años:

- ✓ Aproximadamente de seis a ocho limpiezas mecánicas.
- ✓ De dos a tres Acidificaciones Matriciales.
- ✓ Una entrada de Taladro por requerimientos mecánicos como comunicación en el pozo y/o filtraciones en el cabezal.

Con el objetivo de garantizar el óptimo funcionamiento del pozo durante su ciclo de vida se tendrá un monitoreo constante en cuanto a la comunicación del pozo, revisión del cabezal y línea de producción.



CAPÍTULO XV ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO

XV ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO.

XV.1 Predicción de las intervenciones debido a requerimientos mecánicos

XV.1.1 Estimación de Frecuencia.

De acuerdo a los principales problemas identificados en el área del Bloque “E”, precipitación de asfáltenos y migración de finos; y conjuntamente, después de haber hecho una revisión detallada de las principales actividades efectuadas en los pozos vecinos; se pudieron establecer los principales trabajos a realizarse en el pozo asociado a la localización SLE-2-01: Inyección de Solvente (Limpieza Mecánica de la Tubería) y Acidificación Matricial (Estimulación).

La frecuencia de aplicación de cada uno de los trabajos nombrados en el párrafo anterior se estimó considerando el comportamiento de la curva de producción de los pozos vecinos a la localización; es decir, se observó la declinación de la tasa de producción y los principales repuntes en la misma, que hayan sido como consecuencia de una actividad exitosa realizada al pozo. Al tener la gráfica de Tasa de Petróleo contra tiempo y las fechas de las principales actividades, se verificó si los repuntes de producción correspondían con alguna actividad específica, como se puede observar en la figura XV.1. De igual forma, la necesidad de mantenimiento que tiene un pozo, se determina por medio de la disminución de la presión del cabezal, por lo que se debe tener un continuo chequeo sobre la misma.

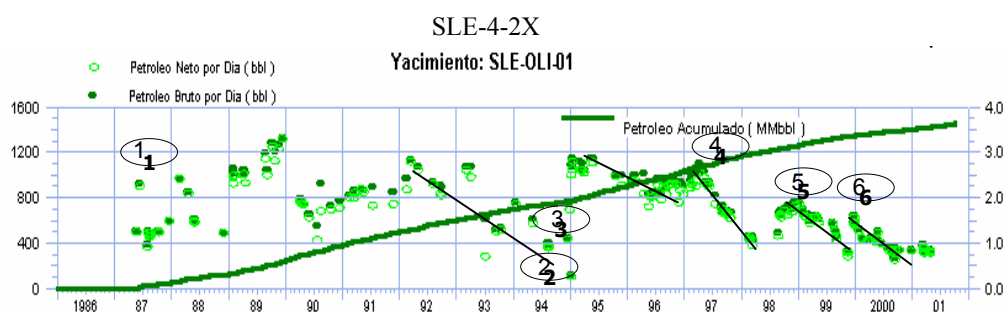


Figura XIV.1 Curva de Producción del pozo SLE-4-2X

1. 11/05/87: Se realizó cañoneo seleccionado en el intervalo 17960 pies-17944 pies, resultando una tasa de 500 BNPD.
2. 25/11/94: Se bombeó solvente y se desplazó con Nitrógeno, resultando una tasa de 438 BNPD.
3. 29/12/94: Acidificación Matricial, arrojando una tasa de 1053 BNPD.
4. 02/97: Limpieza por bombeo de solvente.
5. 08/98: Limpieza por bombeo de solvente.
6. 12/99: Limpieza por bombeo de solvente, resultando una tasa de 566 BNPD.

Como resultado del análisis del comportamiento la curva de producción de los pozos vecinos se obtuvo la siguiente frecuencia para cada actividad:

- ✓ Limpieza Mecánica con solvente cada año.
- ✓ Acidificación Matricial cada tres años.

Es importante destacar que los trabajos anteriormente nombrados corresponden a un mantenimiento preventivo. Éstos deben efectuarse con la regularidad establecida para evitar un paulatino incremento en la obstrucción del yacimiento y de la tubería. En algunos casos estudiados, la intervención no oportuna en el pozo, trajo como consecuencia una caída muy drástica en la producción que solo fue recuperada parcialmente, después de haber realizado un trabajo de “emergencia”.

El estudio realizado a las curvas de producción fue hecho en los pozos SLE-02, SLE-4-2X, SLE-4-4X, y SLE-7-1X; en el resto de los pozos activos no se han hecho hasta la fecha suficientes trabajos de mantenimiento como para poder apreciar cierta frecuencia en los mismos; sin embargo, en ambos pozos (SLE-06 y SLE-03) ya se han realizado una Acidificación Matricial.

XV.1.2 Estimación de Costos.

El costo estimado para una Acidificación Matricial y una Limpieza Mecánica (Inyección de Solvente) es de 600MMBs. y 230 MMBs. respectivamente, ambos calculados para una paridad cambiaría 1448 Bs./\$. Esto significa, que en el ciclo de vida útil previsto para el pozo (20 años), se estaría realizando una inversión total de 1800 MMBs. por acidificación y 2070 MMBs. por solvente. Es importante destacar que la inversión total asociada a las

actividades de mantenimiento, se llevaría a cabo de una forma paulatina y ajustada a la frecuencia de realización de cada actividad, estimada anteriormente

XV.2 Inversión del capital en completación original para máxima estimulación versus planificar para fracturar o rehabilitar.

Con el fin de disminuir la posibilidad de migración de finos y precipitación de asfaltenos, se planteó un segundo diseño del pozo condicionado para un fracturamiento hidráulico. Este fracturamiento pudiera realizarse inmediatamente después de completado el pozo, dependiendo del daño causado a la formación por el lodo utilizado en el último hoyo durante las operaciones de perforación; o después de haber transcurrido un período de tiempo, en el cual se muestre una declinación de producción.

Es de suma importancia definir el requerimiento de Fracturamiento Hidráulico durante la planificación del pozo, ya que el mismo se debe diseñar ajustado a los esfuerzos mecánicos que se producen durante la ejecución de una actividad de esa magnitud. De no realizarse tal diseño, sería imposible y significaría una inversión mayor de capital, tratar de fracturar un pozo con un esquema mecánico no apto para tal fin.

No cabe duda, que la decisión de fracturar el pozo representa un riesgo de inversión de capital, por una parte el pozo es un delineador a perforarse en un área no probada, por lo que podría resultar sin producción. Por otro lado, de no haber diseñado el pozo originalmente para fractura y este resultara exitoso, se estaría perdiendo la oportunidad de aumentar la tasa de producción del mismo.

El Fracturamiento Hidráulico esta respaldado por un estudio realizado en el área del Sur del Lago, en el cual se concluye, que la baja permeabilidad y el daño causado a la zona productora tienen un fuerte impacto en la tasa de producción de los pozos.

Otro hecho importante, al cual se le debe prestar suma atención, es la prueba de daño de formación que en los actuales momentos se le está realizando al lodo utilizado en el hoyo de producción. De los resultados de esta prueba y considerando los demás factores de diseño e inversión de capital, se podría estar tomando la decisión o no de realizar el Fracturamiento Hidráulico en el pozo.

Diseñar el pozo para los requerimientos de fractura implica realizar una inversión adicional de aproximadamente 1000 MMBs., con respecto al costo del proyecto que no toma en cuenta tal requerimiento. El pozo contaría con un esquema mecánico y una completación original apta para realizar un Fracturamiento Hidráulico en cualquier momento después de haber concluido su perforación.



CAPÍTULO XVI ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN

XVI ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN.

XVI.1 Programación detallada por actividad con hitos aprobatorios por comunidad de conocimiento.

✓ Mudanza

- ◆ Tiempo Estimado: 2,6 días.
- ◆ Compromisos de Creación de Valor
 - Planificación/Diseño: Construcción de localización estándar 30'x30'.
 - SHA: Menor impacto ambiental.
- ◆ Puntos de Atención:
 - Construcción y mantenimiento de la localización.
- ◆ Recurso requerido para logro de objetivos:
 - Comunidades de Planificación, Diseño e Ingeniería de Construcción.

✓ Hoyo de Superficie

- ◆ Tiempo Estimado: 5,91 días
- ◆ Compromisos de Creación de Valor
 - Fluidos: Bombear píldora viscosa cada 200 pies. Eficiencia en equipos de control de sólidos.
- ◆ Puntos de Atención:
 - Socavamiento del hoyo.
 - Pérdida de Circulación.
- ◆ Recurso requerido para logro de objetivos:
 - Comunidades de Fluidos, Diseño y Cemento.

✓ Hoyo Intermedio de 12 ¼"

- ◆ Tiempo Estimado: 34,5 días
- ◆ Compromisos de Creación de Valor
 - Planificación/Diseño/Fluidos: Identificar tope de la Formación La Rosa para definir punto de asentamiento del revestimiento. Uso de

fluido disperso e inhibitorio. Utilización de fibra celulosa y estabilizadores mecánicos.

- ◆ Puntos de Atención:
 - Inestabilidad Mecánica del hoyo.
 - Pérdida de Circulación.
 - Pérdida de Filtrado.
 - Presencia de arcillas reactivas.
 - Tiempo de exposición del lodo a la formación.
- ◆ Recurso requerido para logro de objetivos:
 - Respaldo de las Comunidades de Conocimiento.

✓ Hoyo Intermedio de 8 1/2"

- ◆ Tiempo Estimado: 42,73 días
- ◆ Compromisos de Creación de Valor
 - Planificación/Diseño/Fluidos: Incremento de la Densidad del lodo por presencia de sobre presión. Identificar tope de las Arenas Basales para definir punto de asentamiento del revestimiento. Utilización de fibra celulosa y estabilizadores mecánicos. Uso de un lodo 100 por ciento aceite. Utilizar tasa de penetración controlada en zona crítica. Uso de lechada impermeabilizante.
- ◆ Puntos de Atención:
 - Inestabilidad Mecánica del hoyo.
 - Presiones anormales.
 - Pérdida de Filtrado.
 - Presencia de gas de formación.
 - Pega por presión diferencial.
 - Pérdida de Circulación severa al atravesar topes de las Arenas Basales. Tomar en cuenta que de existir tal pérdida, ésta se estaría produciendo en la zona productora, causando gran daño a la formación, disminuyendo el potencial del pozo.
- ◆ Recurso requerido para logro de objetivos:
 - Respaldo de las Comunidades de Conocimiento.

✓ Hoyo de producción de 6 1/2"

- ◆ Tiempo Estimado: 31,1 días
- ◆ Compromisos de Creación de Valor
 - Planificación/Diseño/Fluidos: Disminución de la Densidad del lodo de acuerdo a la Ventana Operacional. Minimizar daño a la formación. Utilización de material puenteante y modificador reológico. Uso de secuestrante de gas y lechada impermeabilizante. Control en las propiedades reológicas del lodo debido a las altas temperaturas.
- ◆ Puntos de Atención:
 - Pérdida de Filtrado.
 - Presencia de gas de formación.
 - Pérdida de Circulación severa al atravesar topes de las Arenas Basales. Tomar en cuenta que de existir tal pérdida, ésta se estaría produciendo en la zona productora, causando gran daño a la formación, disminuyendo el potencial del pozo.
 - Pega por presión diferencial.
- ◆ Recurso requerido para logro de objetivos:
 - Respaldo de las Comunidades de Conocimiento.

✓ Completación

- ◆ Tiempo Estimado: 5,5 días.
- ◆ Compromisos de Creación de Valor
 - Planificación/Diseño: Por compatibilidad con un fluido base aceite se utilizará agua más desemulsificante. Completación Sencilla, con tubería de 3 1/2".
- ◆ Puntos de Atención:
 - Construcción y mantenimiento de la localización.
- ◆ Recurso requerido para logro de objetivos:
 - Comunidades de Planificación, Diseño e Ingeniería de Construcción.

XVI.2 Estructura de Recursos, Competencias Requeridas y Roles.

En el Diagrama ERCI se muestra la actuación de cada uno de los involucrados en el proyecto hasta su culminación.

Tabla XVI.1 Diagrama ERCI hasta la fase de Operación

	ERCI: Ejecutor - Responsable - Consultado - Informado						
	VISUALIZACIÓN	CONCEPTUAL		DEFINICIÓN	EJECUCIÓN	PRODUCCIÓN	
	Estudio Mod. Yac.	Conceptual	Básica	Detalle	Perf. De Pozos	CONEX	EVAL-OPER
GERENTE DE UE	R	R	CI	I	CI	CI	CI
GERENTE DE PERFORACIÓN	I	I	CI	CI	RE	I	I
GERENTE DE SUBSUELO	I	I	I	CI	I	I	I
LIDER DE PROYECTO	R	R	R	R	RE	I	I
PDVSA GAS	I	I	I	I	I	I	I
GEOLOGO	E	C	C	E-CI	E-CI		
YACIMIENTO	E	C	C	I	E-CI	I	I
SEDIMENTOLOGO	E	C	C	I	E-CI		
PETROFISICO	E	C	C	E-CI	E-CI		
ESTUDIOS INTEGRADOS	E	C	GE	E-CI	E-CI		
GEOFISICO	E	C	GE	I	E-CI		
PRODUCCIÓN	I	C	C	CI	CI	RE	RE-CI
INFRAESTRUCTURA	I	C	C	CI	CI	RE	RE-CI
SHA	I	C	E	CI	CI		CI
PDD	E	E	E	C	I		
VOD	I	E	E	E-CI	I		I
DISEÑO PERF.	C	E	E	E	E-CI		I
ESTIMULACIÓN		E	C	C	I		CI
CEMENTO		E	E	E-CI	E-CI		I
FLUIDOS		E	E	E-CI	E-CI		CI
TERMINACIÓN		E	E	E-CI	E-CI		I
PROCURA MATERIALES			E	E	E*-C		
EXPLORACIÓN	E	E	E	CI	I		I
PLANIFIC. Y GESTIÓN	CI	C	C	CI	E-CI	I	I
CONTRATISTAS	E*	CI	CI	E-I	RE	E-C	E-C
CONSULTORIA		C	C	C	E-C		

E: EJECUTOR

R: RESPONSABLE

C: CONSULTOR

I: INFORMADO

*: ACTUA EN CASO DE SER REQUERIDO

XVI.3 Estrategia de Contratación y Selección de Empresas.

Tabla XVI.2 Estrategia de contratación de las empresas

FACILIDADES SERVICIOS	FACILIDADES				
	MODELO DINÁMICO	LOCALIZACIÓN	MUDANZA DEL TALADRO	PERFORAR POZO	FACILIDADES DE SUPERFICIE
GERENCIA DE PROYECTO					
GERENCIA DE SOPORTE					
DEFINICIÓN DE DISEÑO BÁSICO					
TECNOLOGÍA					
INGENIERÍA BÁSICA (BE)					
INGENIERÍA DE DETALLE (DE)					
PROCURA (P)					
GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN (CM)					
CONSTRUCCIÓN					
MUDANZA DE TALADRO					
CONTRATISTA DE PERFORACIÓN					
CEMENTACIÓN					
FLUIDOS Y CONTROL DE SÓLIDOS					
MUESTRAS DE CANAL					
REGISTROS					
PRESERVACION DEL MEDIO A.					
COMPLETACIÓN					
INTERCONEXIÓN DE LINEAS					
PRE-ARRANQUE					

XVI.3.1 Servicio Integral de Perforación

El Servicio Integral de Perforación (SIP), tiene como objetivo: El Contratista se compromete a ejecutar para la compañía los servicios integrales de perforación en el Lago de Maracaibo, Estado Zulia⁸. Los Servicios Integrales son todas las actividades que el contratista proveerá bajo su propio costo y riesgo, garantizando la supervisión de las operaciones y asumiendo las obligaciones y responsabilidades correspondientes. Los pozos serán perforados según Acta de Pozo, documento en el cual, ambas partes definen el costo de los Servicios Integrales, Servicios Especiales y Suministros, se hacen las especificaciones técnicas y se definen los requerimientos de la compañía con respecto a los pozos que serán construidos bajo este tipo de contrato.

✓ Servicios Integrales

Incluye las siguientes actividades:

- ♦ Servicio de Perforación: Perforar el pozo hasta la profundidad programada y tomar la información requerida para su evaluación.

- ◆ Servicio de Profundización: Significa el costo por pie para perforar hasta un máximo de 500 pies adicionales que la profundidad programada.
 - ◆ Servicio de Registros Adicionales: Toma de información adicional a la solicitada en el servicio de perforación.
 - ◆ Servicio de Revestimiento de Producción: Consiste en bajar, cementar y evaluar el revestidor de producción.
- ✓ Servicios Especiales: se refieren a los trabajos previos a la perforación en pozos de reentrada (pescas, desvíos, etc.), cuyos costos corren por cuenta del contratista.
 - ✓ Servicio de Operación: se refiere al mantenimiento total del taladro a ser llevado por el contratista y a la logística que se debe mantener durante las actividades de dirigidas por la operadora.
 - ✓ Suministros: Son todos aquellos equipos, maquinarias, materiales, repuestos, herramientas y servicios que tanto el contratista y la compañía deben proveer.

En el sistema SIP se toman en consideración como pozo vecino: un pozo perforado por la compañía con característica de diseño, columna estratigráfica y profundidad similares con el pozo designado, el cual debe estar ubicado a una distancia razonable dentro de la misma estructura geológica principal, definida por la compañía. Así mismo, deberá tener similares puntos de asentamiento de revestidores, diámetro de hoyos perforados y densidad de los fluidos de perforación; sin embargo, podrá estar o no separado por fallas, tener diferencias en topes y espesores de formaciones y tener formaciones adicionales o faltantes⁸.

Con la selección de los pozos vecinos se calcula el tiempo visualizado, que significa extraer de un mínimo de cuatro pozos limpios, preferiblemente dos construidos por la compañía y dos por el contratista, el promedio aritmético del tiempo de cada fase del pozo⁸. Basado en los pozos vecino y en el tiempo visualizado se prestan todos los servicios que la compañía debe recibir durante la perforación del pozo, de acuerdo a lo establecido en el contrato. El tiempo visualizado se desglosa por actividad con el objetivo de efectuar los pagos de los servicios regidos por Suma Global.

El contrato SIP esta basado en la modalidad Llave en Mano, aunque en este caso se va mucho más allá, ya que el contratista tiene el compromiso de realizar la planificación y

ejecución de lo que es la ingeniería del pozo. Por ejemplo, para la selección de las mechas; se realiza un estudio por hoyo de las mechas utilizadas en los pozos vecinos, calculándose un promedio de la posible cantidad utilizarse en el nuevo pozo, siendo este número promediado de mechas, el que la compañía debe pagar, independientemente de que la contratista utilice en realidad una cantidad mayor o menor.

Responsabilidades de la compañía y contratista en la modalidad SIP:

- ✓ Contratista
 1. Hoyo Superficial
 2. Revestidor Superficial
 3. Hoyo Intermedio
 4. Registros de Hoyo Intermedio
 5. Revestidor Intermedio
 6. Hoyo de Producción
 7. Registros de Hoyo de Producción
 8. Revestidor / Liner de Producción
- ✓ Compañía
 1. Mudar
 2. Vestir
 3. Completar
 4. Desvestir
 5. Registro de Cementación

XVI.4 Plan de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA)

Con el objetivo de resguardar la seguridad de los trabajadores y el medio ambiente donde se llevan a cabo las actividades de perforación, se siguen una serie de normativas. El cumplimiento de estas normas es controlado en las gabarras y taladros de perforación por el supervisor de taladro, quien es el garante del cumplimiento de las mismas. Sin embargo, la seguridad de una persona es inherente a ella y depende del cumplimiento o no de la normativa establecida.

Los controles que son llevados a cabo en las instalaciones de perforación se clasifican en dos formas, control administrativo y control de instalación:

XVI.4.1 Control Administrativo.

El control administrativo abarca:

- ✓ Control de Emisión de Permisos de Trabajo Frío/Caliente (PTFC).
- ✓ Manual de los procedimientos operacionales: en el taladro deben existir los Procedimientos Operacionales de procesos.
- ✓ Manual de Seguridad de los Materiales utilizados en la instalación (MSDS).
- ✓ Manual de Análisis de Riesgos en el Trabajo (ART): deben existir manuales para cada trabajo realizado en el taladro, incluyendo los elaborados por las empresas contratistas.
- ✓ Manual del Plan de Respuesta y Control de Emergencia (RCE): debe haber una divulgación de los resultados obtenidos en distintos simulacros realizados.
- ✓ Manual de Mantenimiento del Taladro.
- ✓ Informe sobre las distintas charlas de seguridad e investigación de accidentes dictadas en la instalación.
- ✓ Informe sobre las distintas charlas técnicas para la implantación de un procedimiento operacional o de mantenimiento.
- ✓ Control de las distintas inspecciones operacionales y de seguridad realizadas anteriormente en el taladro.
- ✓ Notificación de Riesgos en la Instalación cuando la misma es abordada.
- ✓ Manual, guías de Prácticas de Trabajo seguro.
- ✓ Programa de Adiestramiento del personal del taladro.

XVI.4.2 Control de Instalación.

El control de instalación comprende:

- ✓ Orden y Limpieza.
- ✓ Sistema de protección contra incendios.
- ✓ Avisos de Seguridad.
- ✓ Equipos de Protección Personal.
- ✓ Sistema de comunicación en buen estado.
- ✓ Equipos y herramientas en buen estado.
- ✓ Disponibilidad de transporte de personal.
- ✓ Planta de Tratamiento de aguas negras.

- ✓ Aterramiento de los equipos.
- ✓ Botes Salvavidas.
- ✓ Balsas Salvavidas: inflables, aros salvavidas.
- ✓ Platina contenedora de derrames alrededor de la gabarra.
- ✓ Buen estado de las escaleras, pasillos, gretting, barandas y bandejas recolectoras.

XVI.4.3 Presencia de H₂S.

El Sulfuro de Hidrogeno (H₂S) es un gas tóxico e inflamable, detectable por el olfato humano en concentraciones muy pequeñas con un olor característico a huevo podrido; este gas puede producir la muerte instantánea cuando se inhala en concentraciones suficientemente altas, mayores a 1000 ppm y puede producir la muerte después de tres o cuatro horas de exposición cuando las concentraciones están en el orden de 100 ppm.

El personal que debe operar en áreas con presencia de H₂S no debe estar expuesto a una concentración mayor de 10 ppm durante una jornada de trabajo de ocho horas. Cuando un hombre es intoxicado por H₂S necesitará inmediatamente recuperar la respiración normal, por lo cual siempre debe estar acompañado cuando realiza alguna actividad.

Debido al riesgo de muerte por intoxicación existente al trabajar en áreas con presencia de H₂S, se han elaborado una serie de medidas y pasos a seguir entre los cuales tenemos:

- ✓ Precauciones al sospechar de la presencia de H₂S.
 - ◆ Observar la dirección del viento según indique la manga y dirigirse en sentido contrario.
 - ◆ El personal de taladro debe trabajar en parejas
 - ◆ Hacer prueba de presencia de H₂S antes de entrar en el área sospechosa(No se debe usar la nariz como detector)
 - ◆ La (s) persona (s) que detecte (n) el escape de H₂S, deben notificar inmediatamente al resto del personal del área: ubicación de la fuga y nivel de concentración mediante el uso de detectores de H₂S.
- ✓ Medidas Preventivas
 - ◆ Todo personal debe ser notificado del Plan de Emergencia existente en el taladro.

- ◆ Colocar la lista de llamada de emergencia en lugares visibles y previamente acordados.
 - ◆ Conocer las señales de alarma audible y visibles del sistema de detección de H₂S y sus sitios de ubicación en el área.
 - ◆ Instalar manga para indicar la dirección del viento.
 - ◆ Contar con equipos de aire-autocontenido.
 - ◆ Entrenar al personal sobre el uso del equipo detector y protector existentes en el taladro.
- ✓ Medidas Reactivas
- ◆ Mantener la víctima en descanso y abrigada.
 - ◆ Administrar respiración artificial al paciente, si éste no respira.
 - ◆ Lavar los ojos con abundante agua, en caso de que éstos resultarán afectados.
 - ◆ Si la piel es afectada con H₂S líquido lave con abundante agua fresca.
 - ◆ La víctima debe ser mantenida bajo observación médica.

Las medidas generales presentadas fueron extraídas de “Normas para Trabajar en Áreas con H₂S” y de “Plan de Emergencias para Detección de H₂S en Gabarras de Perforación”. Normas para Trabajar en Áreas con H₂S corresponden a la normativa corporativa establecida para laborar en ambientes donde exista evidencia de presencia de H₂S, y están basadas en las Norma COVENIN 2253, Norma COVENIN 2670 y Norma COVENIN 187^{9,10}.



CAPÍTULO XVII ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

XVII ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

XVII.1 Producto de la Estimación.

La evaluación económica realizada por la Unidad de Exploración se planteó desde dos perspectivas, la primera toma en cuenta todo el Bloque “E” del Sur del Lago, mientras que la segunda corresponde solo a la localización SLE-2-01. La evaluación del Bloque “E” comprende todo el volumen de reserva asociado a la trampa del mismo, incluyendo la producción de gas; mientras que la evaluación de la localización considera 20 años de horizonte económico y solo toma en cuenta la producción de petróleo, a una tasa de 1200 BNPD.

XVII.1.1 Evaluación Económica al Bloque “E”

La evaluación económica realizada a todo el Bloque “E” tiene como objetivo verificar la rentabilidad que tendría la explotación sistemática y controlada de este campo, que hasta ahora solo está siendo drenado por seis pozos. Además permite hacer una evaluación de la rentabilidad de producir gas, ya que al evaluar económicamente un único pozo del área solo por su producción de gas no supera los límites mínimos de rentabilidad establecidos por la corporación. Las premisas consideradas para la realización de la evaluación económica a escala de todo el bloque fueron las siguientes:

Tabla XVII.1 Sumario de Egresos (Bloque “E”)

Inversión Total	(M\$/MSTB)	1,464
	(\$/Bbl)	1,464
Gastos de Operación	(M\$/MSTB)	1,074
	(\$/Bbl)	1,074
Manejo de Gas	(M\$/MMSCF)	0,021
Regalía	(M\$/MSTB)	5,636
Antes del ISLR	(M\$/MSTB)	8,174
ISLR	(M\$/MSTB)	3,52
Después del ISLR	(M\$/MSTB)	11,694
Participación Fiscal	(M\$/MSTB)	9,156
Inversión Total	(M\$)	317907
Producción de Crudo	(MSTB)	68553
Producción de Gas	(MMSCF)	863304
Gastos Totales	(MMBs.)	233240

Para la determinación de los ingresos y egresos; y posterior cálculo de los flujos efectivos se consideró como precio de venta del gas 1 \$/MMBTU y de crudo 20,5 \$/Bbl de 45 °API aproximadamente. De acuerdo a la estimación de las variables presentadas en la tabla XVII.1 se obtuvieron los siguientes resultados para cada uno de los indicadores económicos:

Tabla VXII.2 Indicadores Económicos (Bloque “E”)

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	M\$	478739
TIR	(%)	75,9
Tiempo de Pago (TP)	(Meses)	45
EI	(M\$/M\$)	2,81
Tasa de Descuento	(%)	10

De acuerdo a los resultados obtenidos la explotación del campo es rentable, ya que se ajusta a las exigencias corporativas.

XVII.1.1 Evaluación Económica a la Localización SLE-2-01.

Para la evaluación económica de la localización se tomaron en cuenta tres escenarios, distintos solo por considerar varios estimados de costos para el proyecto. En la tabla XVII.3 se muestran los valores de todas las variables involucradas en la evaluación, para cada uno de los casos, según sea su costo estimado.

Tabla XVII.3 Sumario de Egresos para la localización SLE-2-01

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
Costo (MMBs.)	12	15	17
Inversión Total (MMBs./MSTB)	2,124	2,469	2,698
(\$/Bbl)	2,042	2,374	2,595
Gastos de Operación (MMBs./MSTB)	1,663	1,663	1,663
(\$/Bbl)	1,599	1,599	1,599
Manejo de Gas (MMBs./MMSCF)	0,035	0,035	0,035
Regalía (MMBs./MSTB)	2,923	2,923	2,923
Antes del ISLR (MMBs./MSTB)	6,710	7,055	7,285
ISLR (MMBs./MSTB)	1,772	1,656	1,579
Después del ISLR (MMBs./MSTB)	8,482	8,711	8,864
Participación Fiscal (MMBs./MSTB)	4,695	4,579	4,502
Inversión Total (MMBs.)	14052	16332	17852
Producción de Crudo (MSTB)	2103	2103	2103
Producción de Gas (MMSCF)	26218	26218	26218
Gastos Totales (MMBs.)	11004	1004	11004

Para cada uno de los escenarios planteados se obtuvieron los indicadores económicos mostrados en la tabla XVII.4.

Tabla XVII.4 Indicadores Económicos (Localización SLE-2-01)

INDICADORES ECONÓMICOS				
		ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
VPN	(MMBs.)	7801	6340	5366
TIR	(%)	37,5	28,1	23,6
Tiempo de Pago (TP)	(Meses)	59	59	59
EI	(MMBs./MMBs)	0,67	0,47	0,36
Tasa de Descuento	(%)	10	10	10

A pesar que en el tercer escenario se maneja el mayor costo, la Tasa Interna de Retorno del proyecto se mantiene por encima de 15 por ciento y el Valor Presente Neto es mayor a cero. Lo que indica que el proyecto mantiene un rendimiento superior al mínimo exigido corporativamente y se considera rentable de acuerdo a la inversión realizada.

Además de haber planteado los tres escenarios, se estimaron Valores Presentes Netos para distintas tasas de descuento, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla XVII.5.

Tabla XVII.5 Estimación de VPN para distintas tasas de descuento.

Valor Presente Neto (VPN)			
Tasa de Descuento (%)	ESCENARIO 1 (MMBs.)	ESCENARIO 2 (MMBs.)	ESCENARIO 3 (MMBs.)
10	7801	6340	5366
12	6514	5080	4123
15	4952	3562	2635
25	1774	539	-284

El Valor Presente Neto negativo se presenta para el tercer escenario, en esta situación el proyecto dejaría de ser rentable corporativamente.

Conjuntamente, se hizo un estudio, en el cual se estimó que para una Tasa Interna de Retorno de 15 por ciento, el costo del proyecto sería de 22,7 MMBs (calculado para una tasa de descuento de 10 por ciento), siendo este el máximo costo que puede tener el

proyecto para que se mantenga dentro de los límites de rentabilidad establecidos por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

Tabla XVII.6 Sumario de Egresos para la localización SLE-2-01(Máximo Costo)

TIR=15%		
Inversión Total	(MMBs./MSTB)	3,353
	(\$/Bbl)	3,224
Gastos de Operación	(MMBs./MSTB)	1,663
	(\$/Bbl)	1,599
Manejo de Gas	(MMBs./MMSCF)	0,035
Regalía	(MMBs./MSTB)	2,923
Antes del ISLR	(MMBs./MSTB)	7,939
ISLR	(MMBs./MSTB)	1,359
Después del ISLR	(MMBs./MSTB)	9,299
Participación Fiscal	(MMBs./MSTB)	4,282
Inversión Total	(MMBs.)	22184
Producción de Crudo	(MSTB)	2103
Producción de Gas	(MMSCF)	26218
Gastos Totales	(MMBs.)	11004

En la tabla XVII.7 se muestra el resultado de los indicadores económicos obtenidos luego de haber efectuado la iteración de costo para una Tasa Interna de Retorno de 15 por ciento.

Tabla XVII.7 Indicadores Económicos para la localización (Máximo Costo)

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	M\$	2589
TIR	(%)	15
Tiempo de Pago (TP)	(Meses)	59
EI	(MMBs./MMBs.)	0,14
Tasa de Descuento	(%)	10

El costo estimado para este proyecto es de 16,795 MMMBs, por lo tanto se mantiene por debajo del límite de lo que sería el costo máximo, calculado anteriormente. La tasa interna de retorno obtenida fue de 23,6 por ciento y un Valor Presente Neto de 5366 MMBs, ambos indicadores superiores a los límites establecidos corporativamente para cada uno de ellos. Sin embargo, se debe considerar que para una tasa de descuento de 25 por ciento, un proyecto con un costo similar a este, pudiera no ser rentable; aunque

generalmente en este tipo de proyecto, en la evaluación económica se maneja una tasa de descuento de un 10 por ciento.

XVII.2 Análisis de Riesgo y Árboles de Decisión.

En la Unidad de Exploración se realizó un árbol de decisiones basados en las probabilidades calculadas por el programa GAEPAS, el cual es un paquete de análisis probabilístico de estimación de reservas de petróleo y gas que determina el porcentaje de éxito y fracaso de encontrar los volúmenes estimados.

El árbol de decisiones fue realizado para los escenarios presentados en la tabla XVII.8. Es importante destacar que para efecto de este trabajo, solo se consideraron las probabilidades de éxito y fracaso de obtener las reservas estimadas.

Tabla XVII.8 Escenarios del árbol de decisiones

ESCENARIO	CRUDO (BPD)	GAS (MMPCD)
Alto	1800	18
Medio	1300	13
Bajo	800	8

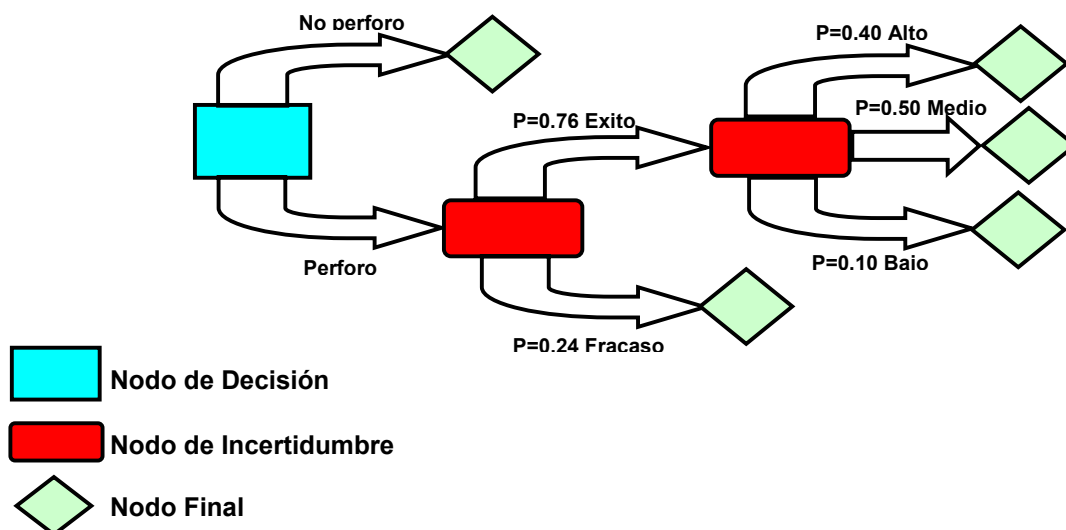


Figura XVII.1 Árbol de decisiones

El análisis de riesgo realizado solo en una primera fase debido principalmente a la poca información disponible y tomado con mayor consideración el ultimo pozo realizado (SLE-06), el cual es el único que esta en la base de datos de PDVSA(DIMS), asimismo también se consideró la “opinión de expertos” (personas con experiencia en el área) en cuanto a las ocurrencias de las actividades a nivel probabilístico. El estudio se base en el análisis de los tiempos no productivos de los pozos y la frecuencia con que se presentan. En esta fase solo se tienen visualizados los riesgos en cuanto a tiempo sin tomar en cuenta su costo asociado.

En la tabla XVII.9 y en la figura XVII:2 se muestran los resultado del análisis de tiempo, el cual nos expresa que existe la probabilidad de un 50 por ciento de realizar el pozo en 113 días o menos, teniendo como un minino de realización de 107 días y un máximo de 121,3 días, siendo todos estos valores probabilidades de ocurrencia, lo cual no quiere decir que no pueda excederse de los valores extremos mencionados.

Tabla XVII.9 Tiempos con riesgos asociados con la probabilidad de certeza

Valores Estadísticos	Tiempos [Días]
Mínimo	107,7
Máximo	121,3
Media	113,1
Desviación Estandar	2
Percentil 10	110,7
Percentil 50	113
Percentil 90	105,7
Valor sin riesgo	107,5

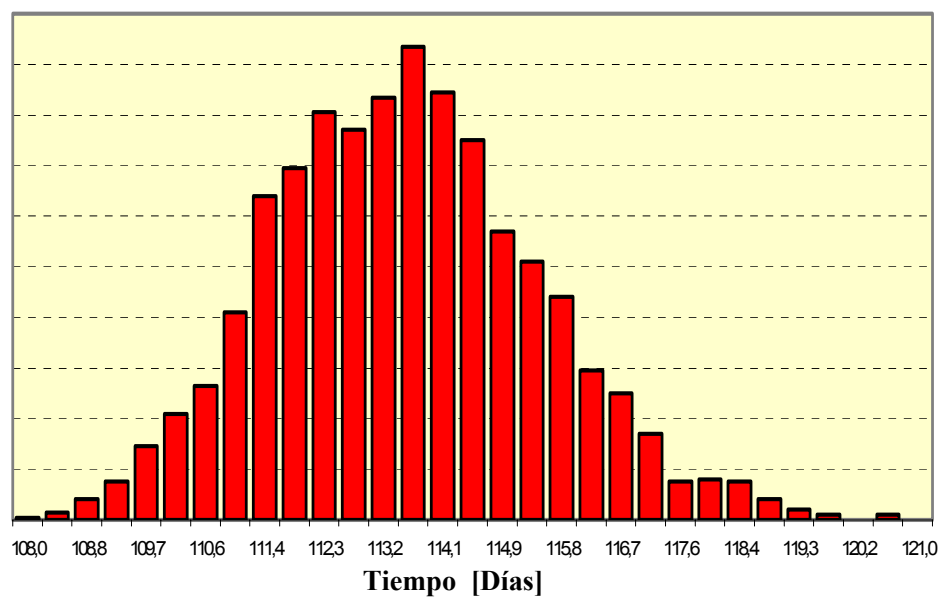


Figura XVII.2 Diagrama de barras Asociado al tiempo y a la probabilidad (área bajota curva)



CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

La Metodología VCD permite engranar las responsabilidades de todos los involucrados en el proyecto, de tal forma, no existan cruces en la competencia de cada uno; es decir, se coordinan las actividades de planificación y diseño bajo una misma convicción.

La Gerencia de VCD funciona como un ente que permite definir los pozos con mayor potencial de éxito y selecciona los prospectos, que formarán parte del portafolio de oportunidades.

Aplicar la Metodología VCD permite definir si la realización del pozo es técnicamente factible y económicamente rentable en las fases de menor inversión.

La Matriz de Pozo y Yacimiento permiten medir la definición y complejidad del proyecto, en base a la incertidumbre existente en los factores que impactan en la construcción y mantenimiento del pozo.

La localización SLE-2-01 se define como un pozo Delineador de las Arenas Basales del Oligoceno y Eoceno del Área Sur del Lago de Maracaibo.

La trayectoria del pozo es vertical sin riesgo de colisión y con un “target” menor a 100 metros y una profundidad estimada de 18500 pies.

Por la existencia de presiones anormales en la Formación La Rosa, se asentarán revestidores en el tope y en la base de la misma, siendo el punto de asentamiento de la base el más crítico por su proximidad a la zona productora.

El revestidor de superficie será asentado a 4500 pies, el intermedio a 16500 pies; mientras que el “liner” intermedio y de producción serán asentados a 18000 pies y 18500 pies respectivamente.

Se utilizarán cuatro revestidores, el de superficie de 13 3/8” para un hoyo de 17 1/2”, un revestidor intermedio de 9 5/8” para un hoyo de 12 1/4”, un liner de 7 5/8” para el hoyo de 12 1/4” y liner de producción de 5 1/2” para el hoyo de 6 1/2”. En el caso de Fracturamiento

Hidráulico, el esquema mecánico del pozo varía sólo en el hoyo y “liner” de producción, que pasan de 6 ½” a 6 1/8” y de 5 ½” a 5” respectivamente.

El pozo será ejecutado en 137 días con un costo asociado de 16,9 MMBs.

Para este pozo se tiene un VPN de 5366 MMBs. y una TIR de 23,6 por ciento, por lo cual, el proyecto se considera rentable.

De acuerdo al estudio realizado por la Unidad de Negocios de Exploración, existe una probabilidad de 76 por ciento de éxito y 24 por ciento de fracaso de encontrar los volúmenes de reservas estimados.

El pozo deberá ser intervenido por operaciones de mantenimiento con una frecuencia anual para la Inyección de Solvente y cada tres años por Acidificación Matricial.



RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

Aplicar la Metodología VCD en los proyectos de construcción y mantenimiento de pozos, como reza el deber ser, en el cual se establece un portafolio de oportunidades seis meses antes de la ejecución de cualquier proyecto.

Masificar y crear cultura de planificación que permita la comprensión de la metodología VCD.

Explicar a todo nivel las bondades, barreras y necesidades para la aplicación de la Metodología VCD.

Con el fin de obtener un límite que permita discernir entre proyectos, hacer un estudio estadístico de los índices calidad y complejidad de pozo y yacimiento, que conlleve a la adaptación de estos a las condiciones específicas de Venezuela.

Involucrar de manera directa a los ejecutores del proyecto (empresa contratista) en la aplicación de la metodología desde el inicio hasta el fin, para así afinar los detalles que se manejan durante todo el proceso de planificación.

Definir un método que permita identificar óptimamente y en el campo, los topes geológicos de la Formación La Rosa y Arenas Básales. Asimismo, se debe perforar a bajas tasas de penetración para tener menos posibilidad de sobrepasar los topes.

Hacer simulaciones donde se consideren las condiciones de perforación a las que serán sometidas las Mechas y los diseños de Ensamblaje de Fondo presentados en este trabajo, de tal forma, que se puedan llegar a definir en una Ingeniería de Detalle.

Hacer las actividades de mantenimientos en la frecuencia estimada, con el fin de evitar un daño irreparable a la formación y una pérdida de producción.

Monitorear la verticalidad del pozo durante su perforación por medio de registros de desviación, para aplicar acciones inmediatas de corrección en la trayectoria.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABDULRAZAG Y. Zekri; K. K. Jerbi and Mohamed. **“Economic Evaluati3n of Enhamed Oil Recovery”**. SPE 64727. A3o 2000.
2. BRICEÑO Augusto J. **“Planificaci3n y Control de Proyecto ”**. Tomo 1.
3. BARBERII Efra3n E. **“El Pozo Ilustrado”**. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educaci3n y Desarrollo (FONCIED). Primera edici3n en CD-ROM. Caracas, 1998.
4. CARLAY A. Ivan. **“Planificaci3n y Control de Proyecto ”**. Maracaibo, 1998.
5. CORPOVEN S.A. Gerencia General de finanzas. **“Evaluaci3n Econ3mica de Proyectos”**. A3o 1995.
6. DELGADO S. Karen. **“Reingenier3a de Fluidos de Perforaci3n para el 3rea Sur del Lago de Maracaibo”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Octubre de 1998.
7. HAMILTON Douglas S., FOUUAD Khaled, HANDFORD Robertson, ESPINEL Edgar y otros. **“Strategic Targeting of Drilling Objectives in the South Lake-Reservoir Charactherization of Tertiary nad Cretaceous Strata, Blocks B, C, and E, South Lake Maracaibo, Venezuela”**. The University of Texas al Austin. PDVSA Exploraci3n y Producci3n. Diciembre 1998.
8. PDVSA PETR3LEO Y GAS y PRIDE FORAMER. **“Contrato de Servicio Integral de Perforaci3n (SIP)”**. Contrato N3 4600003116.
9. PDVSA Producci3n Occidente, **“SEGURIDAD, HIGIENE Y AMBIENTE NORMAS, GUIAS Y PROCEDIMIENTOS”**. Revisado el 15 de Enero de 2002.
10. PDVSA Perforaci3n y Subsuelo Coordinaci3n SHA. **“PLAN DE EMERGENCIAS PARA DETECCI3N DE H₂S GABARRA DE PERFORACI3N”**. Gerencia de Perforaci3n Lagunillas.

11. PETRODATO. **“Pozos Sur del Lago”**. CD-ROM.
12. RODRIGUEZ Walter y CASTAÑO Alexander. **“Manual de Diseño de Revestidores y Tubería de Producción”**. PDVSA-INTEVEP. INT-4683. Los Teques, 1998.
13. SAMAN A., Baptista N., Infante Y. y otros. **“Proyecto de Delineación y Desarrollo del Bloque “E”, Sur del Lago. Informe Final”**. PDVSA, Coordinación PDD y PEP. Documento Técnico. Caracas, 1999.
14. TONELLI Mauro. **“Reingeniería de Diseño de Revestimientos Área Sur del Lago de Maracaibo”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Octubre de 1998.
15. UNIDADE DE NEGOCIOS DE EXPLORACIÓN PDD SUR DEL LAGO BLOQUE “E”. **“Prognosis Técnico-Económica Localización SLE-2-01”**. PDVSA. Caracas, Julio 2002.
16. www.lexico.pdv.com
17. [www. Intranet.eyp.com/manual-finanzas/capitulo 8.htm](http://www.Intranet.eyp.com/manual-finanzas/capitulo%208.htm)
18. [www. Cied.pdv.com](http://www.Cied.pdv.com)

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

': Pies

"': Pulgadas

\$: Dólar

% v/v: Porcentaje en volumen

°: Grados

@: a

° F: Grados Fahrenheit

\$/BN: Dólares por Barril Normal

\$/PCN: Dólares por Pie Cúbico Normal

cc/30': Centímetros Cúbicos por cada 30 pies

ADL: Agua del Lago

ANP: Arena Neta Petrolífera

API: Instituto Americano de Petróleo

bbl: barriles

BHA: Ensamblaje de Fondo

BND: Barriles Normales por día

BNPD: Barriles Normales de petróleo por día

Bs.: Bolívares

CO₂: Dióxido de carbono

cps: Centipoises

DCE: Densidad Equivalente de Circulación.

DFW: Dim's for Window

DPO: Dynakic Pay Out

ECC: Estructura de Control de Costos

EDO: Estado

EI: Eficiencia de la Inversión

EPM: Exploración Producción y Mejoramiento

EPT: Estructura Partida de Trabajo

FCN: Flujo de Caja Neto

FE: Flujo de Caja o Flujo de Efectivo

FEL: Front End Loading

GPM: galones por cada mil pies cúbicos de gas

gpm: galones por minuto

H_2S : Sulfuro de hidrógeno
 HW: Heavy Weight
 IADC: Internatinal Association Drilling Company
 ID: Diámetro Interno
 INTEVEP: Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo
 IPA: Indepedent Project Análisis
 ISLR: Impuesto sobre la Renta
 Kg/cm: Kilogramo por centímetro
 Klbs: Mil libras
 km: kilómetros
 lbf: libra fuerza
 lbs/100 pies²: Libras por cada 100 pies cuadrados
 lbs/pie: Libras por pie
 lbs: libras
 lpc: Libras por pulgada cuadradas
 lpca: Libras por pulgada cuadradas
 lpg: Libras por Galón
 MD: Profundidad Medida
 MFS: Máxima Superficie de Inundación
 MIP: Metodología Integral de Productividad
 MIYA: Modelaje Integral de Yacimientos
 mm: milímetros
 MN: Monel
 mts: metros
 OD: Diámetro Externo
 PCN/BN: Pie Cúbico Normal por Barril Normal
 PDC: Polycrystalline Diamond Compact
 PDD: Proyecto de Delineación y Desarrollo
 PDVSA: Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima
 PEP: Plan de Ejecución del Proyecto
 pie³: pies cúbico
 ppm: Partes por millón
 P_{th}: Presión de Cabezal
 PTN: Produciendo por flujo natural
 pulg: Pulgadas
 pulg²: Pulgadas Cuadradas
 PVT: Análisis de Presión, Volumen y Temperatura

RED: Reductor
ROP: Tasa de Penetración
rpm: Revoluciones por minuto
SB: Superficie de Discordancia
Seg/qt: Segundos por un cuarto de galón
SHA: Seguridad Higiene y Ambiente
SPO: Static Pay Out
TFA: área total de flujo
TIR: Tasa Interna de Retorno
TVD: Profundidad Vertical Verdadera
UEY: Unidad de Explotación de Yacimientos
UTM: Universal Transverse Mercator
VCD: Visualización, Conceptualización y Definición
VIR's: Válvulas Impide Reventones
visc: Viscosidad
VPN: Valor Presente Neto

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Azimuth: Ángulo medido desde el Norte hasta el hoyo en dirección Este, con base en la escala completa del círculo de 360°.

Buzamiento: Ángulo que forma con la horizontal un plano de estratificación.

Cabezal: Extremo superior de las tuberías de revestimiento de los pozos

“Casing”: Tubería continua de perforación.

Darcy: Unidad de permeabilidad. Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 Darcy cuando una presión de una atmósfera es capaz de forzar un líquido de 1 cp de viscosidad a través de una muestra de 1 cm de largo y 1 cm² de sección transversal imprimiéndole una velocidad de 1 cm por segundo.

Desvestir: desarmar el taladro o taladro de perforación

“Drift Diameter”: Diámetro Interno Efectivo

Falla: Fractura de un sector rígido de la litosfera o capa superior de la corteza terrestre, que, antes los esfuerzos tectónicos, reacciona separando las capas de tierra.

“Heavy Weight”: Tubería que permite proporcionar peso a la mecha.

Lechada: Se refiere al fluido a ser utilizado en la cementación del pozo.

Localización: Ubicación geográfica de un pozo.

Martillo: Es colocado en la sarta de perforación para ser utilizado en caso de pega de tubería.

Monel: Portamecha no - magnético, evita la interferencia magnética de la tierra que pueda influir en los registros.

Mudanza: Trasladar el taladro de una localización a otra.

Pata de Perro ("Dog Leg"): Cualquier cambio de ángulo brusco entre la inclinación de dos secciones del hoyo.

Permeabilidad: Es una propiedad de la roca que mide la facilidad se transmiten los fluidos a través de ella, la cual es medida en Darcy.

Porosidad: Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Quebrar Tubería: Desenroscar tubería

Saturación de Agua: Volumen de agua que ocupa el espacio poroso de la roca

Survey: Registro que mide el ángulo de inclinación y la dirección del pozo

Target: Objetivo

Trampa: Es el depósito de hidrocarburos en el subsuelo. Puede ser de origen estructural (pliegues, fallas) o estratigráfico (acuñamiento).

Vestir: Armar el taladro de perforación.

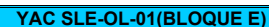
Viscosidad: Es la resistencia al flujo que tiene un fluido.

Zapata: Extremo inferior de la tubería de revestimiento, que sirve para el anclaje contra el fondo del pozo.

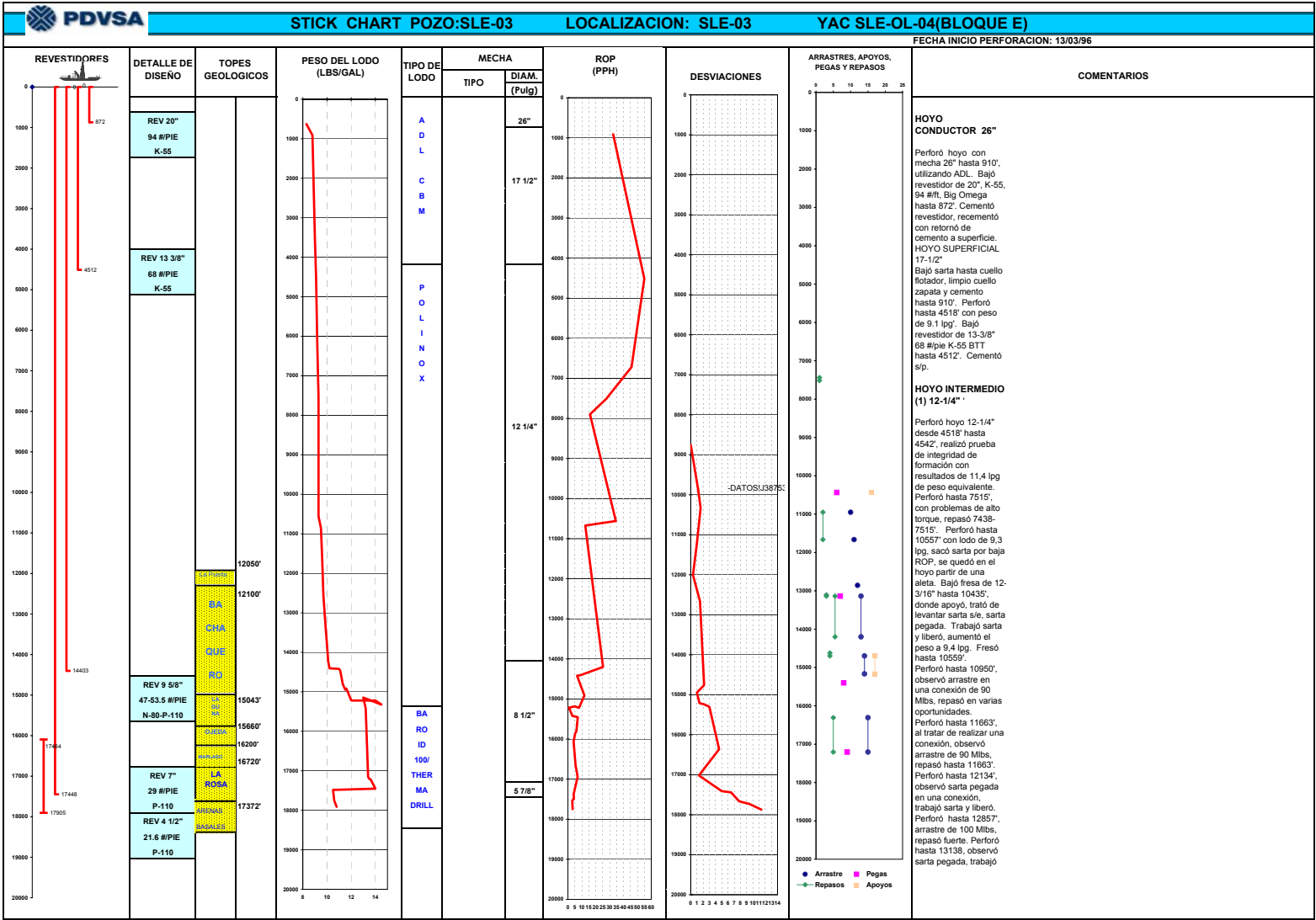


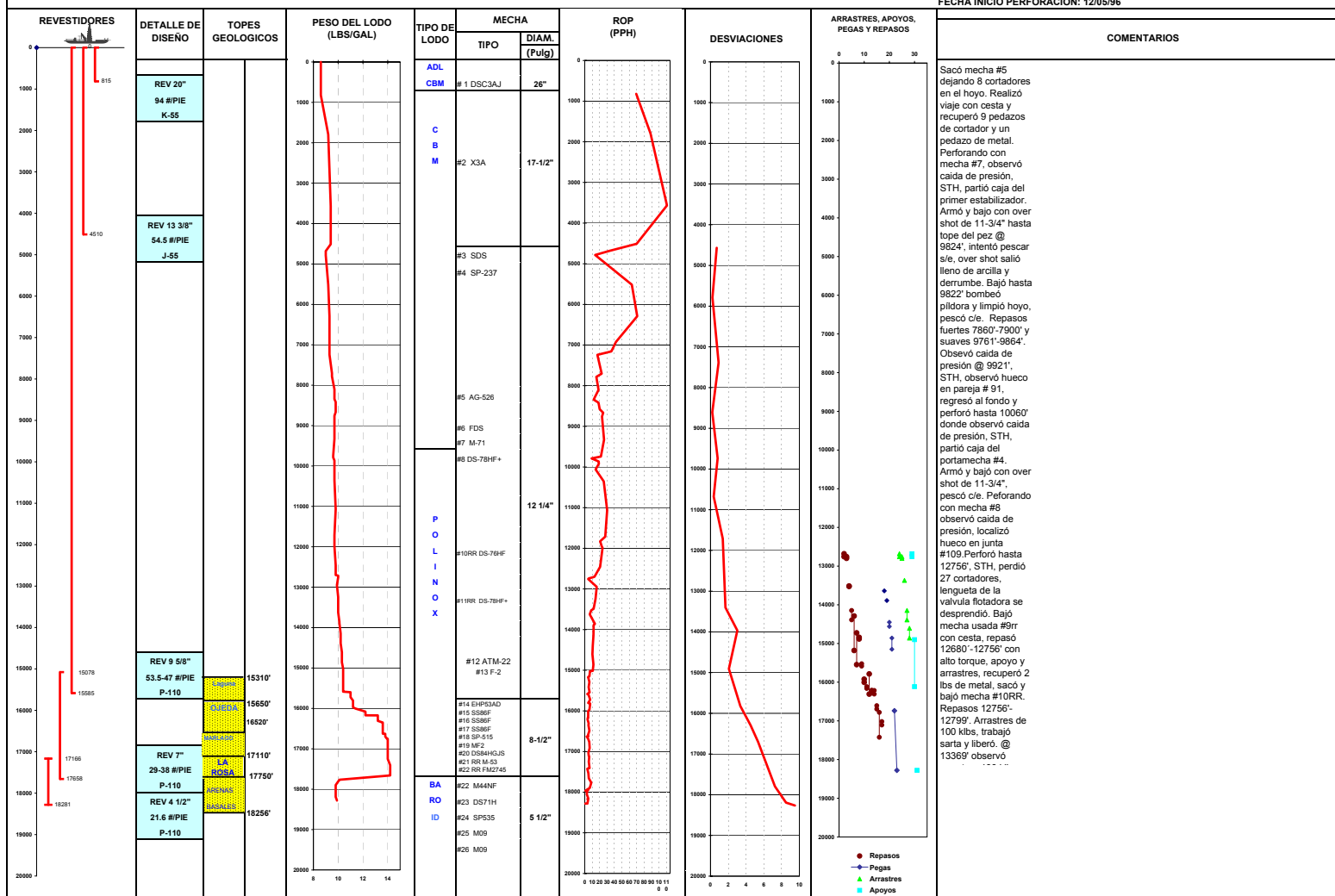
APÉNDICE A (STICK CHART)

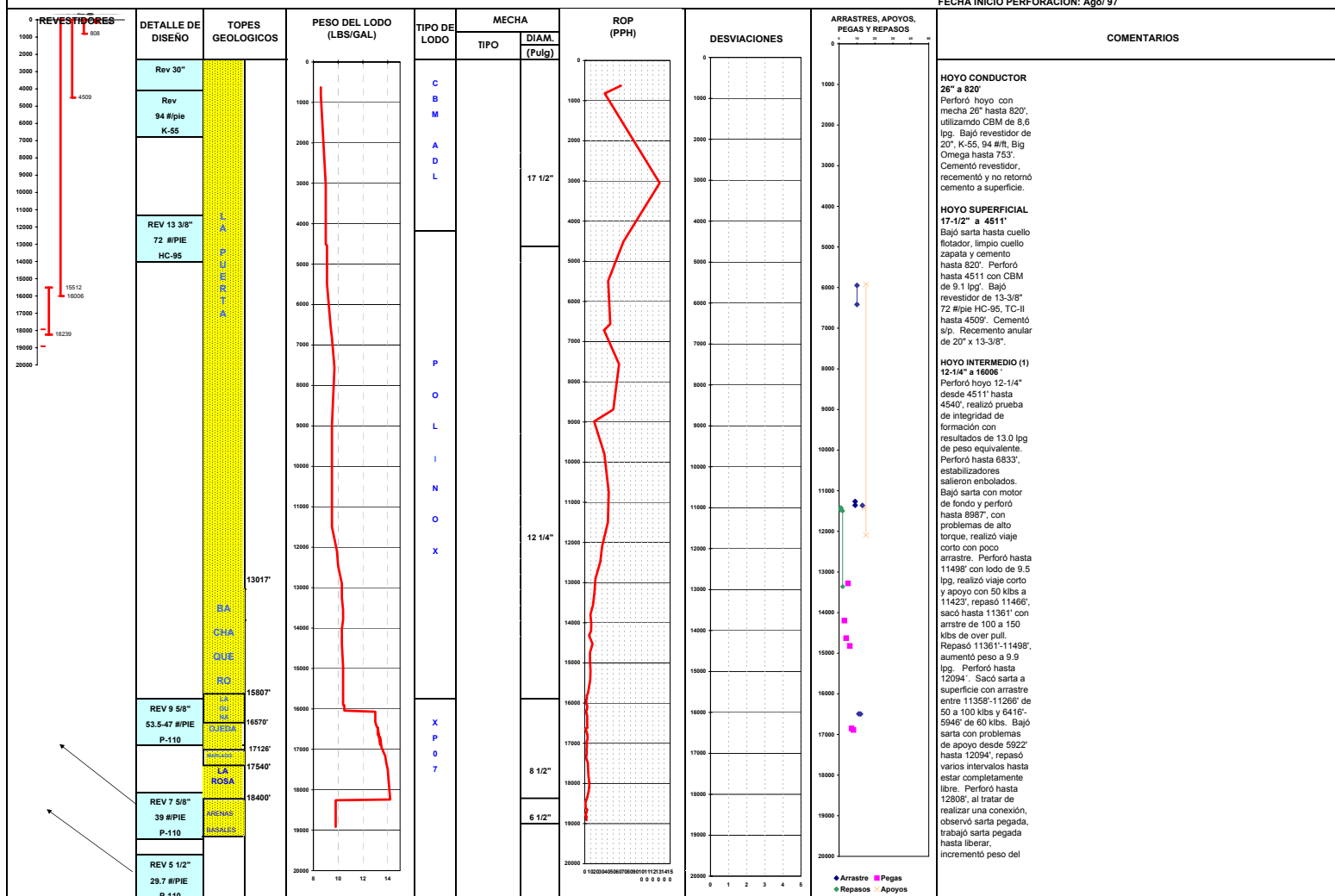


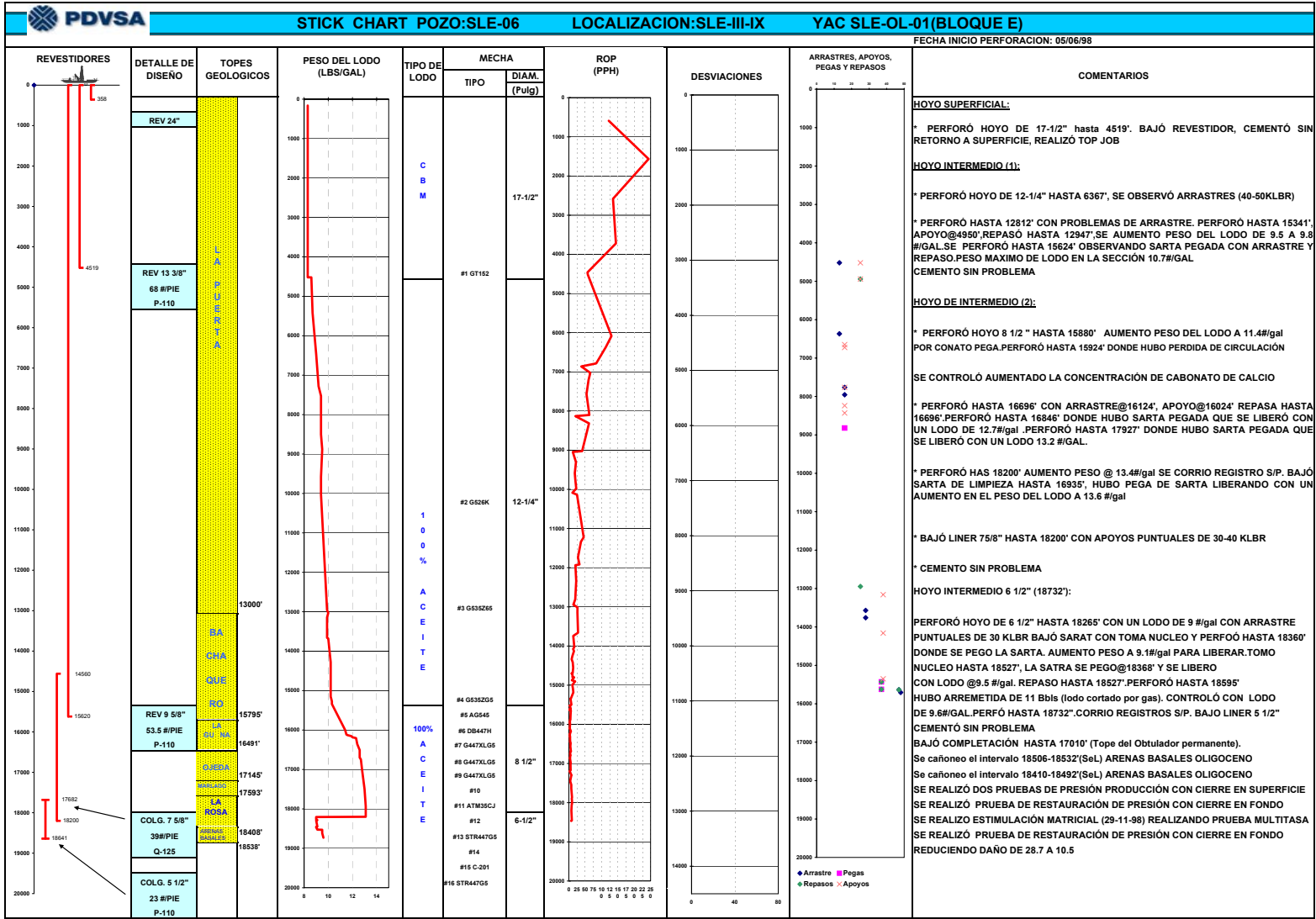


RVESTIDORES		DETALLE DEL DISEÑO		TOPES GEOLOGICOS		PESO DEL LODO (LBS/GAL)		MECHA		ROP (PPH)		DESVIACIONES		ARRASTRES, APOYOS, PEGAS Y REPASOS		COMENTARIOS	
								TIPO DE LODO		TIPO							
										TIPO							
		REV 20" 94 #PIE K-55		5596'		0		C B M		0		0		0		Perforó sin problemas hasta 14948', donde asentó revestidor de 9-5/8". Perforando hoyo de 8-1/2" la tubería se atascó a 16283', trabajandola sin éxito, quedando pescado en el hoyo (mecha 2 portamechas, 18' de herramienta back-off y over shot). Se colocó tapón y se devió pozo desde 15894' hasta 17977' (hoyo de 8-1/22). Continué perforando hasta td (18445') y asentó liner de 4-1/2".	
1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		REV 13 3/8" 68 #PIE k-55		12656'		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		L I G N O S U L F O N A T O		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		El 01/01/80 intentó cañonear con TCP el int.: 17988'-18390 sel. Sólo pudo cañonear el intervalo 18358'-18390' por problemas con el prima-cord. El pozo produjo 833 BND, 2.4 % AyS, RGP: 7215, GT: 7850 MPC con red. de 3/8".	
1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		REV 9 5/8" 53.5 #PIE P-110		15416'		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		I N V E R T I D O		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		El 19/01/90 trató de completar el cañoneo por plataforma y C.F. a 16184' (fondo a 16439'), cañoneo int. 17891'-18182' sel. (propuesto 17991'-18358' sel.). El 20/01/90 se cambió reductor de 3/8" por 1/2", el pozo produjo 1274 BNPD, 2.2 % AyS, 5995 MPCD.	
1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		REV 7" 35-38 #PIE P-110		17142'		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		El 3/90 intentó verificar fondo S/E, dejó pez con tope a 17524'. Trató de pescar sin éxito, quedando las tijeras en el pozo. Prueba: 1326 BNPD, 2.4 % AyS, 6650 MPCN, red 1/2".	
1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		REV 4 1/2" 18.8 #PIE P-110		17961'		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 18000 19000 20000		1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000 11000 12000 13000 14000 15000 16000 17000 180									





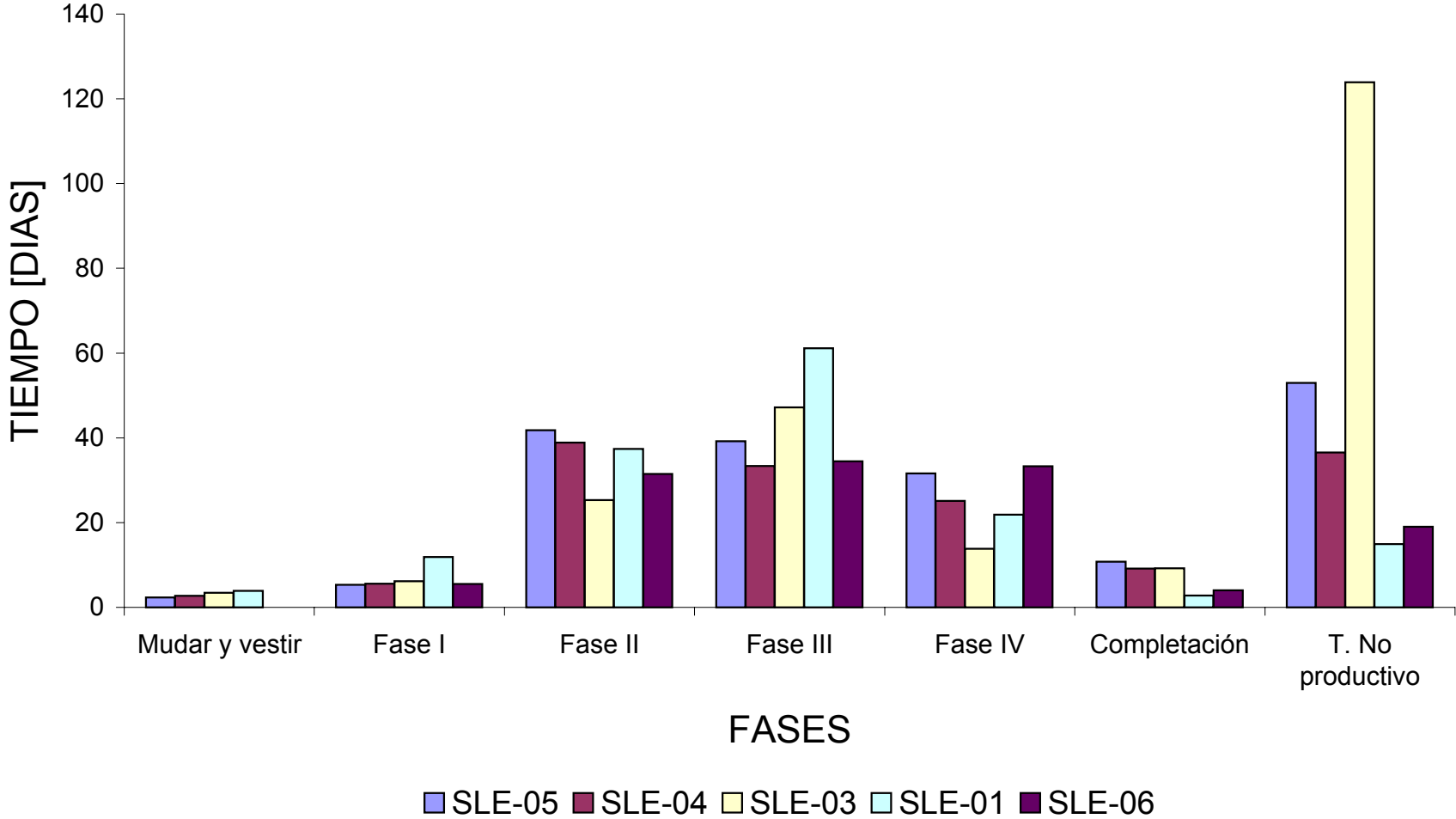




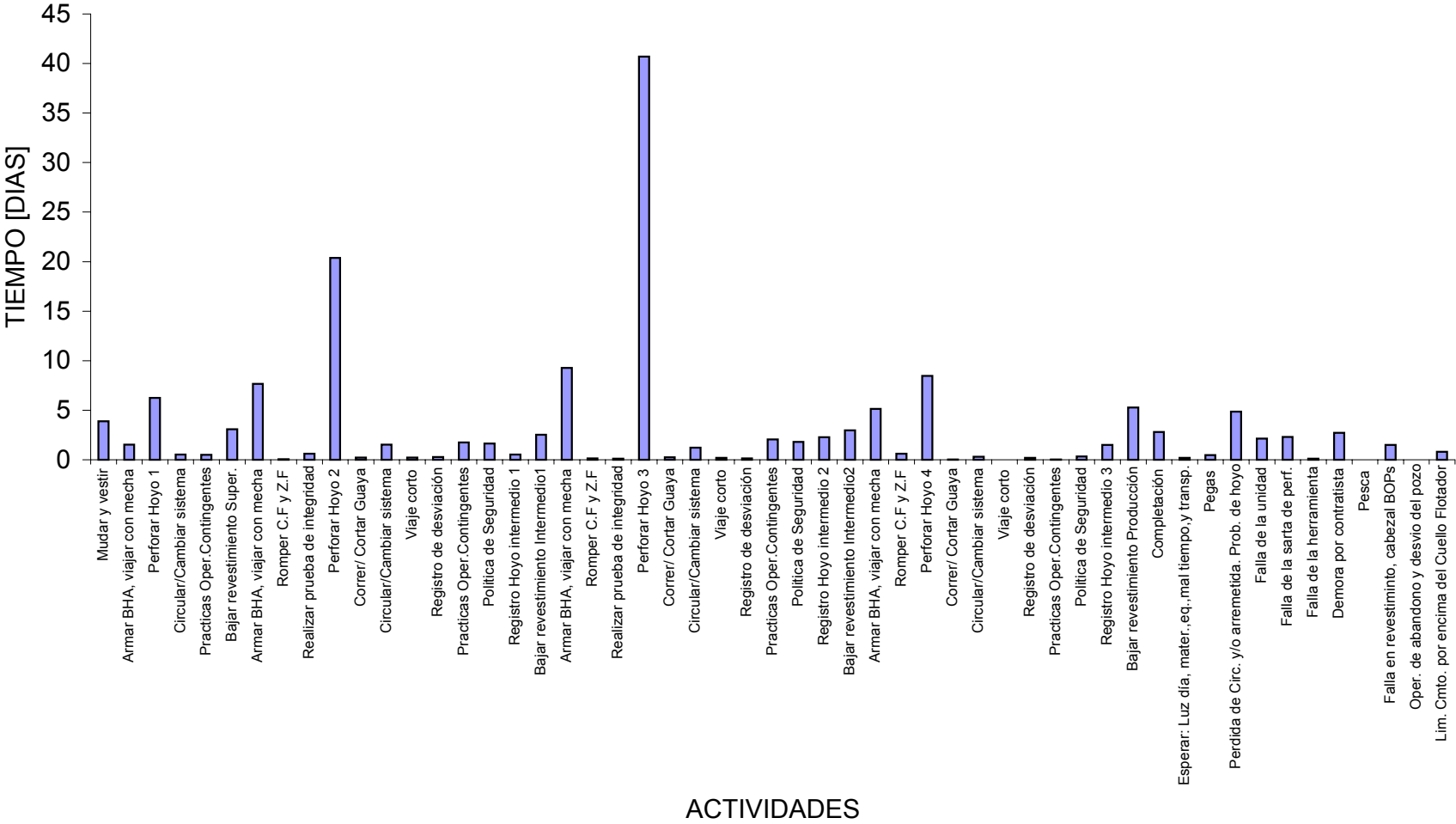


APÉNDICE B (TIEMPOS)

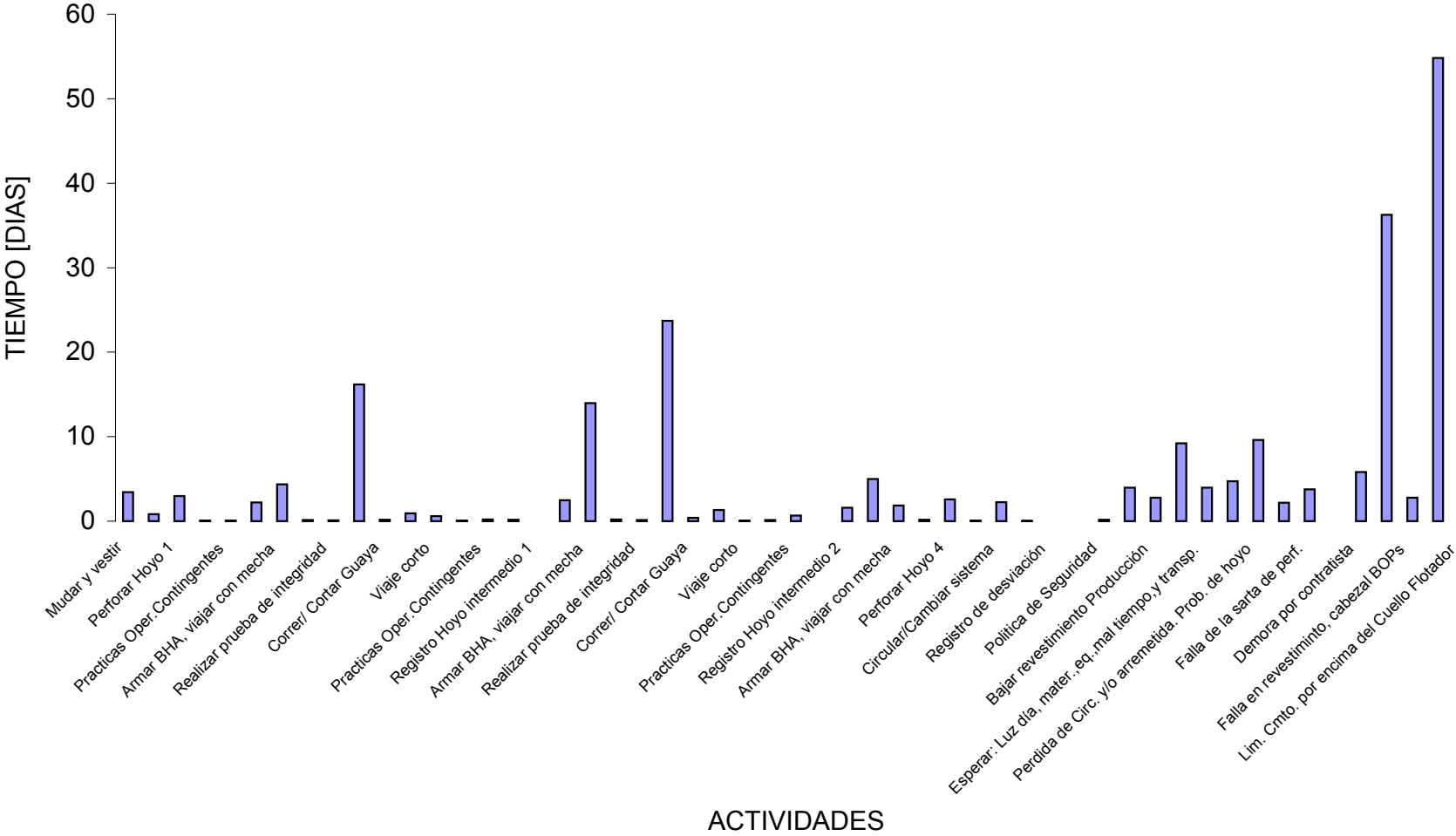
TIEMPOS POR FASES Y POZOS



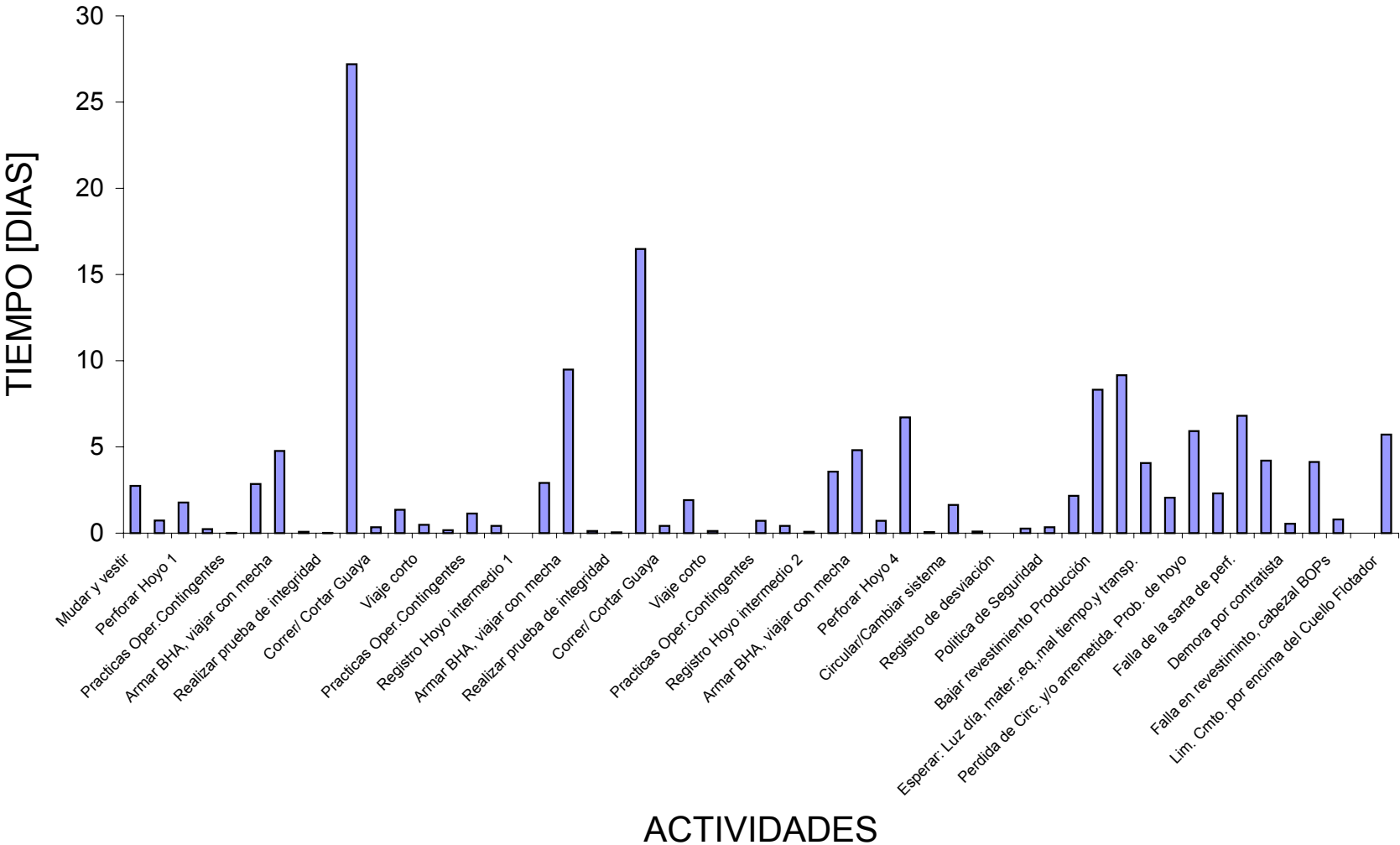
SLE-01



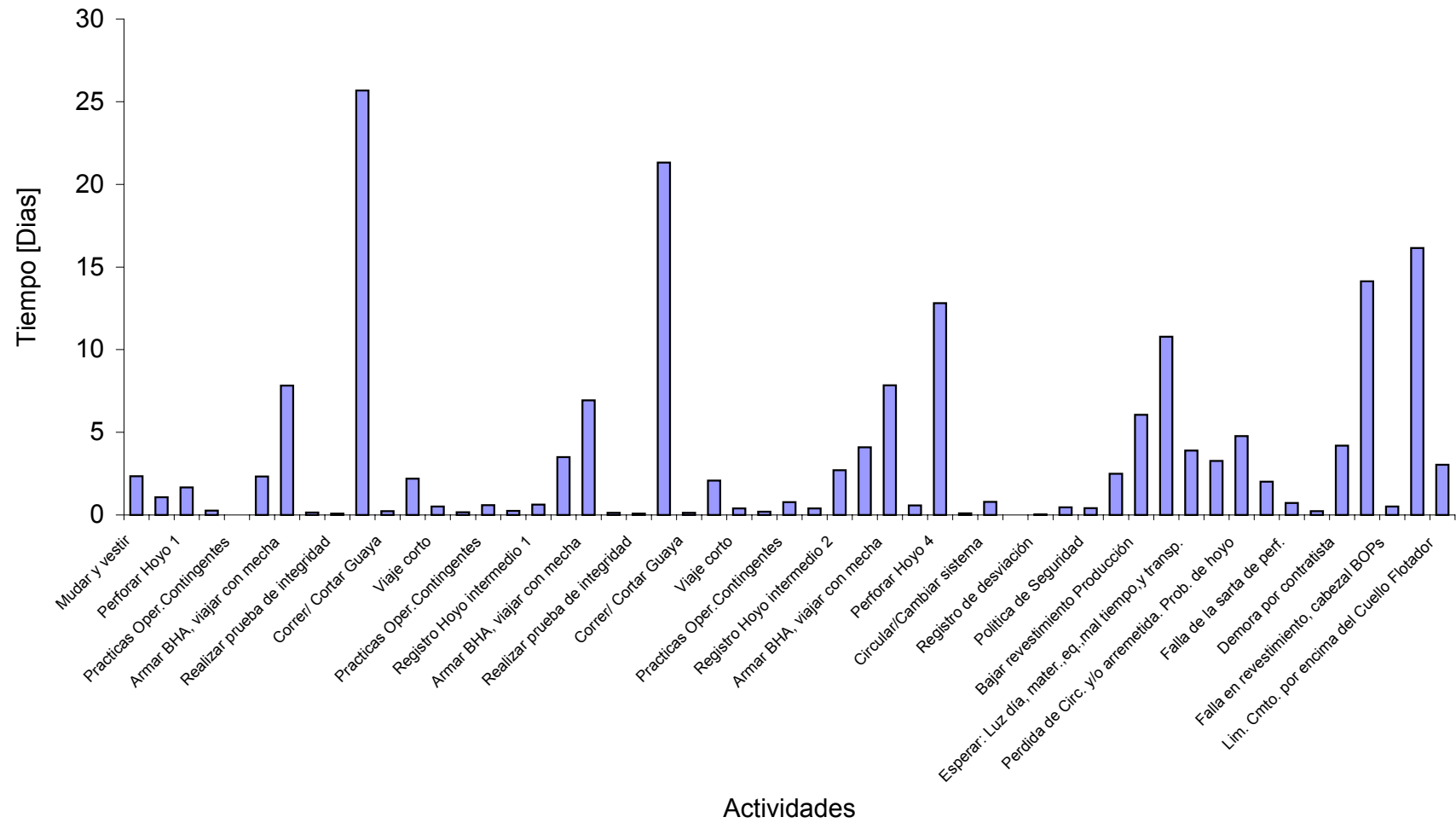
SLE-03



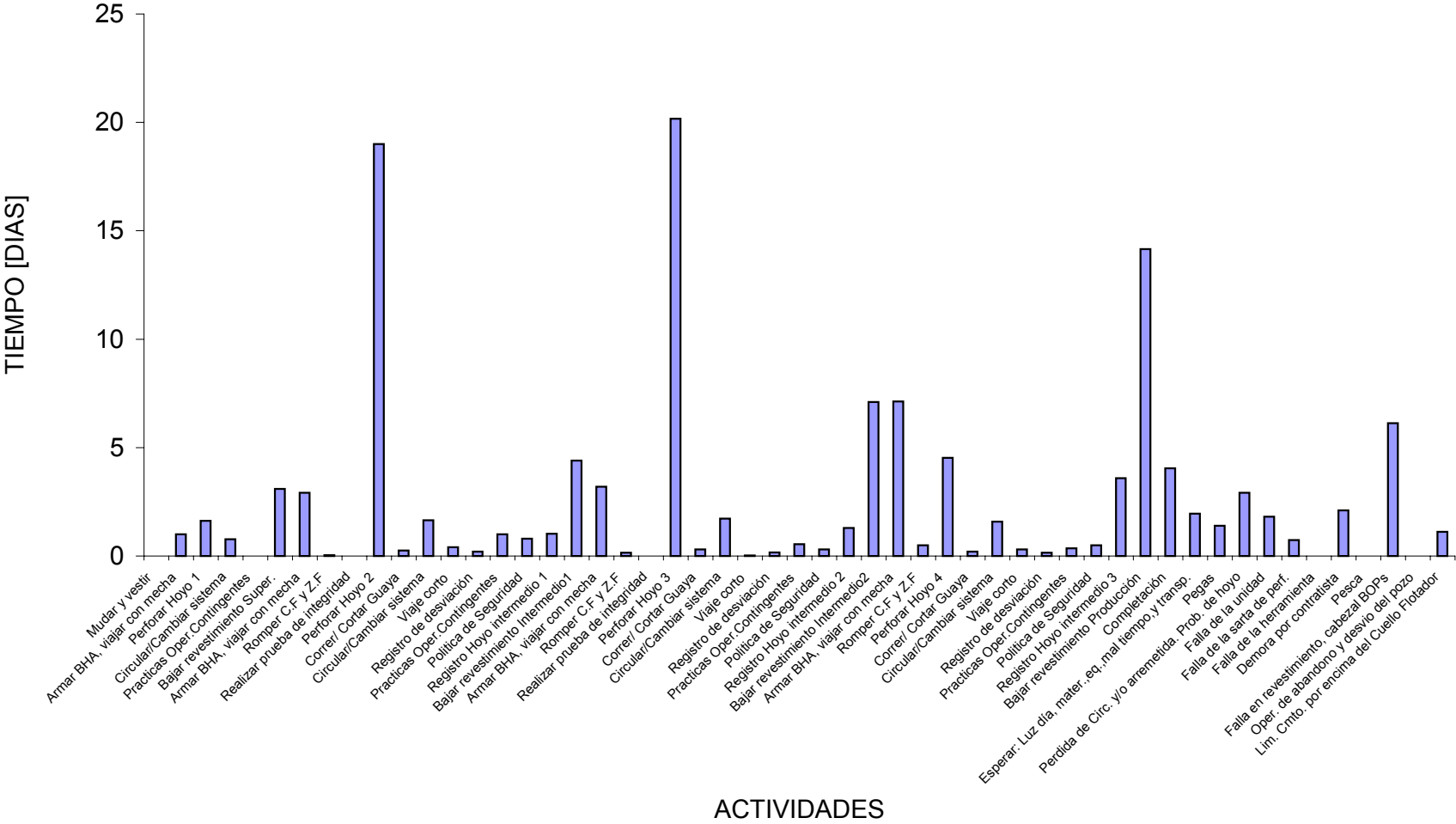
SLE-04



SLE-05



SLE-06





APÉNDICE C (MATRICES)

RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS

RESULTADO PARA LA CAPTURA DE DATOS (INPUTS

Nivel de definición

PRIMARIA

3,0

RESULTADO PARA LAS TAREAS

Nivel de definición

PRELIMINAR

2,2

RESULTADO PARA LAS RESTRICCIONES

Nivel de definición

PRELIMINAR

2,1

TOTAL (ICADY)

PRELIMINAR

2,5

RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN

RESULTADO PARA LAS TAREAS (ICADP

Nivel de definición

PRIMARIA

2,7

COMPLEJIDAD DE POZO

Resultado ICODP

161,1

que equivale a:

2,5

IPA Well Complexity Index

1.- INTRODUCIR LOS DATOS BÁSICOS DEL POZO EN LA TABLA UBICADA A LA DERECHA DE ESTA INSTRUCCIONES 2.- CONSIDERE Y UBIQUE COMO RELACIONA ESTE POZO CON LOS 30 FACTORES DE COMPLEJIDAD MENCIONADOS ABAJO, USANDO EL RANGO (0 - 6) SEÑALADO EN LA GUIA. 3.- POR CADA LINEA, INTRODUZCA EN LAS CELDAS AMARILLAS (COLUMNA K), LA RESPUESTA MÁS APROPIADA. 4.- DONDE EL FACTOR REQUERIDO ES UN TÉRMINO CUANTITATIVO, INTRODUZCA EN LA CELDA AMARILLA (COLUMNA J) EL VALOR MÁS APROPIADO 5.- COMPLETE LAS CELDAS AMARILLAS EN LA SECCIÓN DE "RESPUESTAS DEL POZO ". UBICADA EN LA PARTE INFERIOR DE LA TABLA DE LOS FACTORES DE COMPLEJIDAD 6.- GUARDE EL ARCHIVO	NOMBRE DEL POZO (NOMBRE OFICIAL)		
	NOMBRE DEL PROYECTO		
	TIPO DE POZO (EXP. AVZ. DESARROLLO)		
	POSICIÓN DEL POZO EN LA SECUENCIA		
	LOCALIZACIÓN		

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	Comentarios / Observaciones
		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	2	6	50 PPM DE H2S (SLE-4/6/3) Y 10% CO2. PRESENCIA DE PRESIONES ANORMALES A NIVEL DE LA FORM. LA ROSA
2	GEOLOGIA/TIPO DE ROCA DE FORMACIÓN	FORMACIÓN NO REACTIVA	ARCILLAS REACTIVAS O FORMACIÓN DE CARBÓN < 3000'			2 Ó MÁS ARCILLAS/CARBÓN REACTIVA. O UNA FORM. REACTIVA. >3000'			4	8	VER PROGNOSIS GEOLOGICA. CAP. 13 PAG. 53 (ASPECTOS GEOLOGICOS OPERACIONALES A CONSIDERAR) PRESENCIA DE CARBÓN (15000 PIES)
3	DOMO SALINO	SIN PRESENCIA DEL DOMO SALINO		DOMO SALINO > 250°F O >6000'		DOMO SALINO > 250°F O >10000'			0	0	N/A
4	FRACTURAS NATURALES, FALLAS, ZONA DE BAJA PRESIÓN			PERDIDA DE FILTRADO		PERDIDA DE CIRCULACIÓN		PERDIDA DE CIRCULACIÓN SEVERA	6	9,6	VER PROGNOSIS GEOLOGICA. CAP. 13 PAG. 53 (ASPECTOS GEOLOGICOS OPERACIONALES A CONSIDERAR)
5	TECTÓNICA	NO			SI EL ESFUERZO VERTICAL NO ES EL MÁXIMO ESFUERZO				3	4,8	VALIDAR GEOMECHANICA (L. GRATEROL)
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	2	6	VALIDAR CON EL PERFIL DE PRESION DE PORO. LA PRESION DE COLAPSO (DE ROCA) SE DESCONOCE. VER SLE-6 (MASTER LOG, MUD LOGGING)
7	MÁXIMA PRESIÓN ANTICIPADA	< 5000 LPPC	5000 - 7500 LPPC	7500 - 10000 LPPC	10000 - 12500 LPPC	12500 - 15000 LPPC	> 20000 LPPC		2	3,2	SE PUEDEN CONSIDERAR PRESIONES ANORMALES A NIVEL DE LA ROSA L. GRATEROL - GEOMECHANICA
8	CAMBIOS EN EL PERFIL DE PRESIONES (N° DE CASING / INCLUYE CONDUCTOR)	<4	4	5	6	7	8	>8	2	6	CONDUCTOR (20"), SUP. (13-3/8"), INTER. (9 5/8"), LINER PROD. (7-5/8"), LINER 5-1/2"
9	TEMPERATURA	< 225°F	225°F A 275°F	275°F A 350°F	> 350°F				2	3,2	TEMP. 320-350 °F.
10	MÁXIMO DENSIDAD 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		2	4	9.5 LPG (6-1/2", PRODUCCION), 14 LPG (A NIVEL DE LA ROSA. 8-1/2"), 10.2 LPG (12- 1/4"). SE VALIDO CON EL ESTUDIO DE GEOMECHANICA (GRATEROL).
11	DIFERENCIAL DE PRESIÓN: PRESIÓN DE PORO VS PESO DEL LODO	< 1000 LPPC	> 1000-2000 LPPC Ó < 0 - 2000 LPPC	+/- 2000 - 3000 LPPC	+/- 3000 - 4000 LPPC	+/- 4000 - 5000 LPPC	> 5000 LPPC		3	6	SE RECOMIENDA PERFORAR CON UN DIFERENCIAL MENOR A 1000 LPC
RESULTADO TOTAL DE LOS RIESGOS DE PERFORACIÓN									2,5	56,8	

INTERFASE DEL YACIMIENTO

12	EQUIPO DE COMPLETACIÓN (N° DE COMPONENTES)	2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	> 10		5	13	1 NIPLDE ASIENTO, 1 VALV. SEG. 1 OBT. 1 UNIDAD DE SELLOS, SENSOIRES, LONGITUD DE UNIDAD DE SELLOS (30 PIES).
13	ADQUISICIÓN DE DATOS: COMPLETACIÓN INTELIGENTE (N° DE SENSOIRES).	0	1	2	3 - 4	4 - 6	6 - 9		2	6	SENSOR DE PRESION Y TEMPERATURA
14	ADQUISICIÓN DE DATOS DURANTE LA PERFORACION	REGISTROS DE GUAYA - UNA CORRIDA	LWD (GR Y RESISTIVIDAD) Y UN A CORRIDA DE GUAYA	2 Ó MÁS CORRIDAS POR SECCIÓN DE HOYO Y LWD	3 CORRIDAS DE REG. INCLUYENDO MDT/RFT/DIP.	REGISTROS CON TUBERIA	REGISTROS CON TUBERIA Y MDT/RFT.		3	3	VER. PROGNOSIS PAG. 44 (PROGRAMA DE PERFILAJE)
15	POZO MULTILATERAL / HORIZONTAL (> 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	N/A
16	REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	SIN ESTIMULACIÓN	ACIDO SIMPLE O FRACTURA	FRACTURA HIDRÁULICA (EN TIERRA)	FRACTURA HIDRÁULICA (EN EL LAGO)	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIPLE			1	2	DE ACUERDO A LA RESPUESTA DEL POZO EN SU FASE DE PRODUCCION

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	N/A
19	POZO CON FASES COMPLEJAS	CONTROL VERTICAL	CONSTRUIR Y MANTENER ÁNGULO	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	N/A
20	ÁNGULO DE NAVEGACIÓN	HOYOS VERTICALES	MENOS DE 30°	30 - 45°	45 - 65°	MÁS DE 65°			0	0	TARGET: 100 MTS
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	SEGÚN PROGRAMA ANTICOLISION
22	PROFUNDIDAD MEDIDA	< 6000'	6000' - 12500'	12500' - 15000'	15000' - 18500'	18500' - 22500'	22500' - 28000'	> 28000'	4	9.2	18500 PIES (PT)
23	HOYOS CON LONGITUD QUE NO SON ESTANDAR PARA LOS DIÁMETROS	LONGITUDES DE HOYOS ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.						> 1500' DE >= 32" > 8000' DE >= 16" > 5000' DE 8.5" O MENOS > 3000' DE 4.5" O MENOS.	0	0	HOYO (REV); 17-1/2" (13-3/8"); 12-1/4" (9-5/8"); 8-1/2" (7-5/8"); 6-1/2" (5-1/2")
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. < 13-3/8"	2 OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA	3 O MÁS OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA		3	9	SE PERFORARA CON UNA MECHA BY CENTER (VER DISEÑO)
RESULTADO TOTAL DE GEOMETRÍA DE HOYO									1,0	18,2	

EQUIPO Y TECNOLOGIA											
25	ADECUACION DEL TALADRO AL LAS CONDICIONES DE TRABAJO	CUMPLE CON LAS DEMANDAS DEL PROYECTO	UN SISTEMAS OPER. A MÁXIMA CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	UN SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	TRES Ó MÁS SISTEM. OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%)		3	9	MAX CARGA DE CABRIA 1MM LBS (MAX. CARGA DE TRABAJO 750M LBS).
26	TECNOLOGIA	TRADICIONAL	NUEVAS APLICACIONES AL EQUIPO	PEQUEÑOS APORTES POR TECNOLOGIAS	PEQUEÑA NUEVAS MODIFICACIONES DE ELEMENTOS MAYORES.	MODIFICACION MAYOR/ EXTENSION SIGNIFICATIVA DEL CONOCIMIENTO TECNOLÓGICO.	NUEVOS CONCEPTOS SUSTANCIALES	CAMBIO REVOLUCIONARIO	3	6.9	NUEVOS SISTEMAS DE LODO, SENSORES, FACTIBILIDAD DE PERFORACION EN TIEMPO REAL.
27	TIPO DE CABEZAL	CABEZAL DE 10000 LPPC.		CABEZAL DE 15000 LPPC.	10000' LPPC TLP O SPAR			CABEZAL SUBMARINO	2	4.6	CABEZAL DE 15M (SE RECOMIENDA SEGUN LA C.C. TERMINACION). DISEÑO VALIDARA LA COMPRA. SE PREPARA UNA JUSTIFICACION PARA LA COMPRA.
RESULTADO TOTAL DEL EQUIPO Y TECNOLOGIA									2,7	20,5	

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	RECUPERACION E INYECCION DE RIPIOS
29	PROFUNDIDAD DE AGUA EN LOCACION	EN TIERRA	1 - 350'	350' - 1500' EN AREAS ADVERSAS(SELVAS, PANTANOS)	1500' - 3000'	3000' - 5000'	5000' - 7500'	> 7500'	1	2.6	120 PIES
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		5	13	MAL TIEMPO
RESULTADO TOTAL DE LAS CONSIDERACIONES AMBIENTALES									3,7	28,6	

RESUMEN DE RESULTADOS	
RIESGOS DE PERFORACIÓN	56,8
INTERFASE DEL YACIMIENTO	37,0
GEOMETRÍA DEL HOYO	18,2
EQUIPO Y TECNOLOGÍA	20,5
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	28,6
TOTAL	161,1

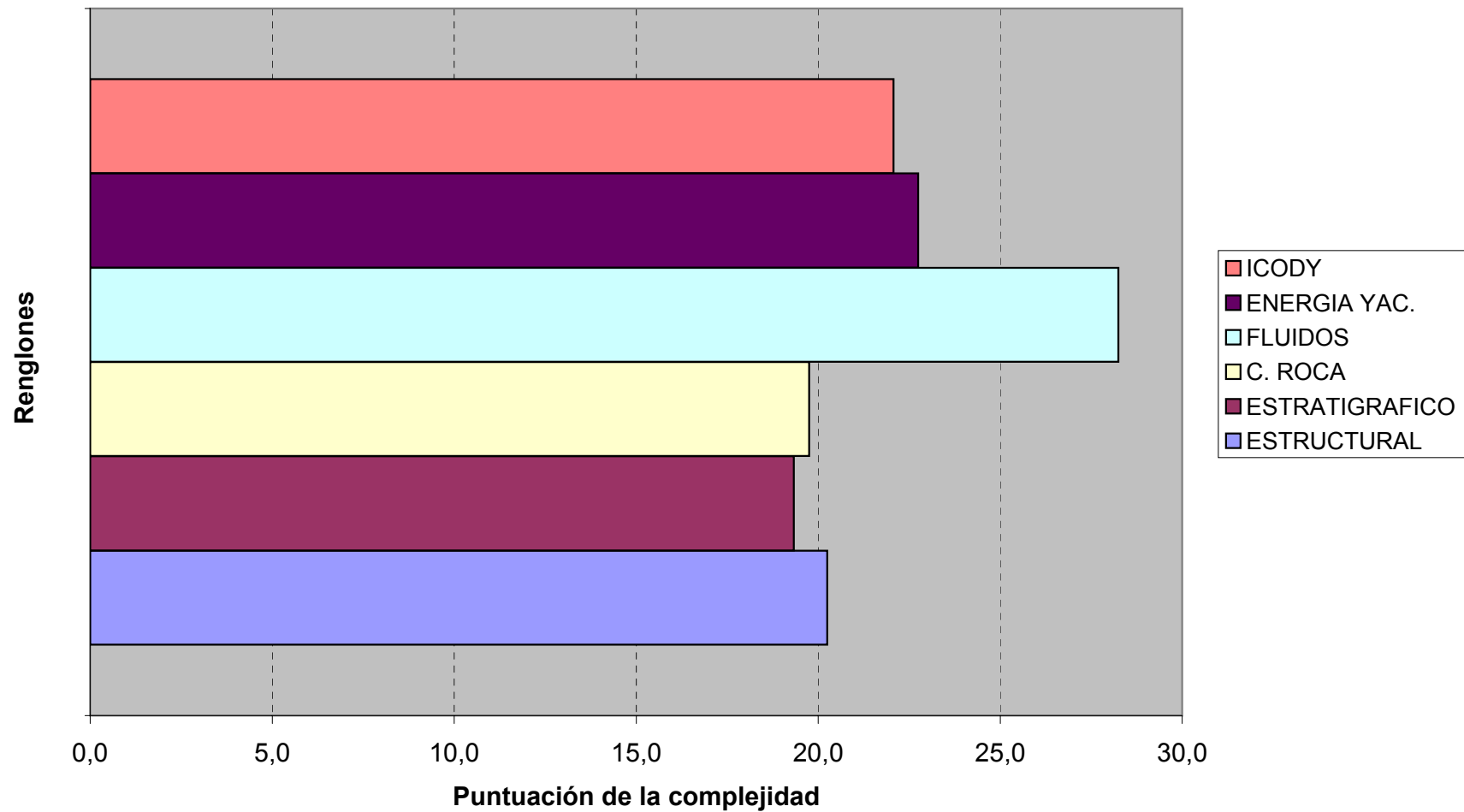
17	REQUERIMIENTO DE CONTROL DE ARENA	NO				SI		5	13	SEGÚN POZOS: SLE-1/4/42/44/71. PRESENTARON PROBLEMAS DE ARENA
RESULTADO TOTAL DE LA INTERFASE DEL YACIMIENTO								2,7	37,0	

MATRIZ FEL DE CONSTRUCCION DE POZOS

TAREA	SELECCION (4)	PRIMARIA (3)	PRELIMINAR (2)	DEFINITIVA (1)	Resultados	COMENTARIOS / OBSERVACIONES
DEFINICION DE POZO	PROGNOSIS GEOLOGICA: - COORD. SUP. Y FONDO - OBJ. PRIM. Y SECUNDARIOS - TOPOS ESTADISTGRAFICOS	GRAD. PRESION PORO GRAD. PRESION FRACTURA CARACTERISTICAS LITOLOGICAS	- GEOMECANICA REGIONAL - BUZAMIENTO/DIRECC. DE ESTRATOS	- GEOMECANICA LOCAL - PROGRAMA DE NUCLEOS	3	DESDE EL NIVEL DE LAGUNA HASTA LA FORM. LA ROSA SE HAN PRESENTADO PROBLEMAS EN VARIOS DE LOS POZOS PERF. EN EL AREA (ARRASTRE, PERD. CIRCUL.), ESTUDIO DE INTEVEP (INT-5388, 1998), ESTIMA LA PRESION DE PORO Y EL GRAD. DE FRACTURA A NIVEL DE LA FORM. LA ROSA
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	- LIDER, PLANIFICACION Y DISEÑO (IDENTIFICADO)	- LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO) TEAM PRINCIPAL Y ESPECIALISTAS	- TEAM PRINCIPAL DEFINIDO MACACUERDO DE PARTICIPACION PARCIA 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	MESAS DE TRABAJO CONFORMADO POR: COMUNIDADES DE CONOCIMIENTOS / VCD / U.E. / EMPRESA CONSULTORA PETRODATOS / EXPLORACION / AUTOMATIZACION / INTEVEP / PERFORACION
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	RESONANCIA MAGNETICA, POSIBILIDAD DE USO DE HERRAMIENTAS DE FONDO. AUTOMATIZACION REVISARA Y EMITIRA LOS RESULTADOS A LA MESA.
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	LOCALIZACION CONVENCIONAL. GP-19. MODALIDAD SIP.
DISEÑO DE TALADRO	- CARACTERISTICAS BASICAS (POTENCIA MALACATE Y BOMBA) - CAPACIDAD ESTRUCTURA - TIPO, DIAMETRO Y PRESION BOFS	- 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 VLS. DISPONIBLE - EQUIPO OPTIMO (TALADRO, COILED TUBING, SNUBBING)	2	TALADRO GP-19 (JACK UP) PRIDE FORAMER
CERTIFICACION DE TALADRO Y EQUIPOS	- NO POSEE CERTIFICACION			1. SE TIENE CERTIFICACION AVALADA POR ESPECIALISTAS (MODU, SEA WORTHINESS)	4	LIDER DE PROYECTO DEBERA PARTICIPARLO A LA GERENCIA
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, ZUMICA) - REGISTROS ELECTRICOS	- PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACION (LEAK OFF TEST) - ANALISIS DE NUCLEO	- DAÑO DE FORMACION. - DIAMETRO PORAL - VENTANA OPERACIONAL DE LODO	3	ACTUALMENTE SE TIENE INFORMACION DE NUCLEOS (SLE-6X) ANALISIS ESPECIALES Y CONVENCIONALES.
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 ANTICOLUSION - 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.	3	USO DE SOFTWARE TALES COMO: WELL CAT, CASING SEAT, STRESS CHECK, WELL PLAN, COMPASS, OPTI CEM. SE ESPERA MEJORAR EL DISEÑO DE LA COMPLETACION EN GENERAL (REV. COMPLETACION) REVISION DEL DISEÑO DE REVESTIDORES COMUNIDAD DE DISEÑO
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	- PRODUCCION ESPERADA POR ANALOGIA - DIAMETRO Y GRADO DE COMPLET. SEGUN EXISTENCIA	- COMPLETACION AJUSTADA A MUESTRA DE FLUIDO, API, ROP, 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)	4	COMPLETACION ESPECIAL PARA EL MANEJO DE CONTAMINANTES (H2S,CO2) Y FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
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.	1. MESA DE TRABAJO ESTABLECIDA Y OPERANDO	1	SE HA ESTADO TRABAJANDO, TANTO EL EQUIPO DE EXPLORACION (PETROFISICOS, YAC. GEOLO. SEDIMEN. GEOPHIS. INTEGRADORES), ING. (DISEÑO), COMUNIDADES DE CONOCIMIENTO, VCD Y OPERACIONES (LIDER DE PROYECTO) INTEVEP, AUTOMATIZACION.
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	- NO HAY DISPONIBILIDAD DE TALADRO INTERNO			-PROYECTO INCLUIDO EN SECUENCIA DE TALADRO	1	GP-19 (FECHA TENTATIVA : 1ER TRIMESTRE 2003)
ACUERDOS COMERCIALES	- NINGUNO FINALIZADO	- ACUERDOS PRINCIPALES FINALIZADOS	- ADECUADOS ACUERDOS COMERCIALES QUE PERMITEN AL NEGOCIO DEFINIR OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS.	- TODOS LOS ACUERDOS FINALIZADOS	4	BAJO CONTRATO SIP

TOTAL 2,67

COMPLEJIDAD DINÁMICA



Categorías

Resultados

COMPLEJIDAD ESTÁTICA DEL YACIMIENTO

Complejidad Estructural	
Compartimentalización estructural	3,0
Densidad de fallas	3,0
Fracturas naturales	2,0
Buzamiento del reservorio	1,0
PROMEDIO	2,3
TOTAL	9

Complejidad de calidad de la roca	
Relación arena neta-arena total (NTG)	2,0
Propiedades de la roca y diagénesis	2,0
Mineralogía	1,0
Propiedades mecánicas	2,0
PROMEDIO	1,8
TOTAL	7

Complejidad de los fluidos de la formación	
Tipo de hidrocarburo (líquido)	2,0
Tipo de hidrocarburo (gas)	5,0
Contenido de componentes inertes	4,0
Agua de formación	2,0
PROMEDIO	3,3
TOTAL	13

Complejidad Estratigráfica	
Superposición de los yacimientos (en un campo)	2,0
Continuidad vertical	1,0
Continuidad lateral	1,0
PROMEDIO	1,3
TOTAL	4

Energía de empuje del Reservorio	
Acuífero activo	5,0
Capa de gas	1,0
Compactación de la roca	1,0
Energía del reservorio	4,0
PROMEDIO	2,8
TOTAL	11

TOTAL	(Complejidad Estática)	11	(máx. 25)
ICEY		2,3	(rango: 1 a 5)

TOTAL	(Complejidad de yacimiento)	110	
ICODY		22,1	(rango: 8 a 40)

Escala de la Complejidad Estructural

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad de la Roca

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad de los fluidos

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad Estratigráfica

15	12	9	6	3
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad de los fluidos

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD DINÁMICA DEL RESERVORIO

Categorías de complejidad y factores	Mecanismo de Recuperación	Componentes del Esquema de Desarrollo								Índice de Complejidad Dinámica (ICODY)	Coment
Valor promedio por categoría, basado en el índice estático	Inyección de Agua, Inyección de Gas o agotamiento Natural (de 1 a 5)	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)	Total (de 7 a 35)	ICEY (de 1 a 5)	Rango (8 a 40)	LA COMPLETACION ES A CO2 Y CLORUROS, LO Q
Complejidad Estructural	2	3	3	2	2	3	3	18,0	2,3	20,3	
Complejidad Estratigráfica	2	3	3	2	2	3	3	18,0	1,3	19,3	
Calidad de la roca	2	3	3	2	2	3	3	18,0	1,8	19,8	
Complejidad de fluidos	3	4	3	3	5	3	4	25,0	3,3	28,3	
Energía del Reservoirio	2	3	3	3	3	3	3	20,0	2,8	22,8	
Sumatorias	-		-	-	-	-	-	-	11	110	
Factor de complejidad dinámica ICODY	-	-	-	-	-	-	-	19,8	2,3	22,1	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

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD DEL YACIMIENTO

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	Restricciones de Exportación
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 depositación 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 IPA DE ENERGIA DEL YACIMIENTO

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
				Baja				Alta		
				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 débil (volumen acuífero < 20 x volumen yacimiento).	No hay empuje; se requiere inyección de fluidos.	5	EL PRINCIPAL MECANISMO DE PRODUCCION ES EXPANSION DEL GAS (EN UN 90%) Y SEGREGACION GRAVITACIONAL.
		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	IDEM COMENTARIO 1
		E3 COMPACTACIÓN DE LA ROCA	Contribución a la energía del yacimiento por compactación de la roca.	No hay compactación			Significativo empuje por compactación.		1	IDEM COMENTARIO 1
		E4 ENERGÍA DEL RESERVORIO	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.	4	PI=8000 LPC, P. ROCIO=7250 LPC. NO OBSTANTE SI EL POZO A PERFORAR ESTA EN COMUNICACIÓN CON EL AREA VECINA LA P. INICIAL=P. ROCIO=7250 PSI (APROX)
			Total Promedio							11,0 2,8

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD DE LOS FLUIDOS

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL RESERVORIO

Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja	Puntuación de la complejidad		Alta	Resultados	Observaciones / Comentarios	
				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 HIDROCARBURO 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: Crudos más livianos con: - Alta tendencia a la depositación de asfaltenos, parafinas e hidratos o: - Alta variación lateral o vertical en la composición del fluido.	2	TENDENCIA A PRECIPITACION DE ASFALTENOS Y PARAFINAS, Y UN API: 40-45 °. P. SATURACION: 1000 LPC (POR DEBAJO DE LA PRESION INICIAL DEL YAC.)
		D1 TIPO DE HIDROCARBURO (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) en 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 de baja calidad.	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 críticos con comportamiento de fases complejo	5	EXISTE GAS CONDENSADO CON UNA FRANJA DE PETROLEO VOLATIL HACIA LA BASE DE LA ESTRUCTURA Y LA RIQUEZA DEL GAS CONDESADO ESTIMADA EN EL ORDEN DE 5 GPM (GALONES DE LIQUIDO RECUPERADO POR CADA MIL PIES CUBICOS NORMAL DE GAS PRODUCIDO)
		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 % y H ₂ S mayor de 100 ppm. Posiblemente, un contenido significativo de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	4	PRESENTA H2S EN 50 PPM Y EXISTE CO2 ENTRE 7-10%. NO SE DISPONE DE NINGUN ANALISIS PARA VALIDAR LA PRESENCIA DE METALES PESADOS EN EL YAC.
		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 depositación de escama o sales. Índice de escama 30 - 50 Se estima entre 250 - 750 mg/l de precipitado.	Tendencia extrema a la depositación 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	SE PRESENTO EN LOS POZOS: SLE 1/44/71 (RETORNO DE ASFALTENOS, ESCAMA Y CACO3). 25000 PPM DE CLORURO.
		Total								13,0
Promedio								3,3		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja		11		Alta		Resultados	Observaciones / Comentarios
				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.	2	SE TIENE UN NTG: 84% (ANT/ESP. TOTAL) EN OLIGOCENO Y 74% EOCENO. PROMEDIO BASADO EN: 10 POZOS (OLIGOCENO) Y 7 PARA EL EOCENO	
		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 diagénesis.	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 depositación 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 depositación 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. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten variabilidad tanto vertical como lateral 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 depositación y diagénesis causan variabilidad moderada de la calidad del reservorio.	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 depositación y diagénesis causan variabilidad sustancial de la calidad del yacimiento.	2	EL ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y EL MODELO PETROFÍSICO INDICAN POCAS VARIACIONES DENTRO DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA DENTRO DEL YAC.	
		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 moderadas 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.	1	NO SE HAN DETERMINADO EFECTOS IMPORTANTES DE LA MINERALOGÍA SOBRE LOS REGISTROS CON GUAYA	
		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 moderadamente 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	NO EXISTE CARACTERIZACIÓN MECÁNICA PARA ESTE YACIMIENTO	
		Total Promedio									7,0 1,8

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	Observaciones
				1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA	Complejidad del yacimiento que surge de la compartimentalización inducida por la estratificación y/o la depositación 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 y contactos de fluidos similares.	Dos a tres intervalos del yacimiento 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	SE INTERPRETARON ARENOSOS CORRESPONDIENTES AL EOCENO Y EL OLIGOCENO SE ENCUENTRAN CONFORMANDO UN YACIMIENTO HIDRAULICA
		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.	1	NO SE HAN INTERPRETADO VERTICALES DE COHESIÓN IMPORTANTES EN EL YACIMIENTO
		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	NO SE INTERPRETARON VERTICALES DE IMPERMEABILIDAD AREALES, SIN EMBARGO PUEDEN EXISTIR EN LOS AMBIENTES FLUVIO
		Total							4,0	
Promedio							1,3			

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios	
				Baja		Alta					
COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO (Incluyendo la influencia estratigráfica)		Plegamientos, buzamientos(s) de la estratigrafía regional y fallamientos que determinan la geometría externa de las trampas de hidrocarburos y sus compartimientos internos.									
			1	2	3	4	5				
			A1 COMPARTAMENTA- LIZACIÓN 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.	Saltos de falla consistentes y menores al espesor interno del yacimiento; regiones del mismo no compartimentalizadas.	Saltos 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.	3	SALTO DE FALLA CONSISTENTE Y EN ALGUNOS CASOS PUEDEN ACTUAR COMO BARRERAS
			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 deslizante	Densidad de fallamiento moderada; dos orientaciones dominantes.	Fallas penetrantes; dos orientaciones dominantes; algunas fallas exhibiendo saltos de tipo gravitacional o de rumbo deslizante.	Severamente fallado, múltiple orientación de las fallas (más de 3 tendencias); significativos componentes de tipo gravitacional y de rumbo deslizante en los saltos de fallas.	3	EXISTEN DOS ORIENTACIONES DE FALLAS PRINCIPALES SO-NE
			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).	2	NO SE HAN IDENTIFICADO FRACTURAS IMPORTANTES EN EL YAC.
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 monocinales 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')	1	ESTRUCTURA ANTICLINAL FALLADA, BUZ. SUAVES <10°. CORROBORADO A TRAVES DE LA INTERPRETACION SISMICA-ESTRUCTURAL			
Total									9		
Promedio									2.3		

Escala de la Complejidad Estructural				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

MATRIZ IPA PARA LAS RESTRICCIONES DE YACIMIENTOS

RESTRICCIONES (al 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	APLICA PARA TODOS LO PROYECTOS
Terminos de Licencia/ Requiremientos				1	IDEM ANTERIOR
Cronograma: - Presupuestos - Estrategia de evaluación.			2		PDVSA GAS GERENCIA EL PROYECTO
Restricciones de operación (inducidas por la Cia.)			2		
Tecnología empleada (Pozos y Facilidades)		3			SE ESTA ESTUDIANDO LA FACTIBILIDAD ECONOMICA DE EL USO DE PERFORACION EN TIEMPO REAL
Tolerancia al Riesgo			2		
Asuntos resaltantes de la estrategia comercial	4				BAJO CONTRATO SIP
JOA/ compañeros/ asuntos de la Unidad					NO APLICA
Otros					
Otros					
			TOTAL	2,1	(MÁX. 4)

MATRIZ IPA PARA LA DEFINICION DE LAS TAREAS

TAREAS (al 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	2	SE TOMARA CHECK SHOT PARA MEJORAR EL MODELO DE VELOCIDAD EN EL AREA
Mapas Estructurales, Arena Neta, Propiedades de las rocas y Modelo Geológico	- Estan 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. - Estan definidas las funciones Sw/J. - Modelo geológico 3D disponible.	- Modelo 3D geo-celular definido para todos los compartimientos y extrapolado al modelo del yacimiento.	1	EL MODELO ESTRATIGRAFICO/ESTRUCTURAL INTERPRETADO PERMITE LA UBICACIÓN DE LA LOC.
Plan de Perforación	- Se ha definido solamente un espaciamento genérico de los pozos de desarrollo	- Se han identificado solamente potenciales riesgos someros.	- Estan definidas las localizaciones específicas y tipos de pozos.		3	POZO EXPLORATORIO
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	FALTA DEFINIR LA EC. DE ESTADO REQUERIDA PARA LA SIMULACION NUMERICA. EN PROGRESO POR PDD
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.		3	ES UNA LOC. EXPLORATORIA
Definición del mecanismo de empuje	- Mecanismo Unico. - Por analogia 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	EXPANSION DEL GAS Y SEGREGACION GRAVITACIONAL
Definición de compartimientos	- No se conoce la compartimentalización. - No incluida en la evaluación.	- Limites 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.	2	ESTA DEFINIDO
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.		4	NO SE CUENTA CON MODELO DE SIMULACION
Análisis de riesgo e incertidumbre	- Estan identificados los principales factores de riesgo y/o incertidumbre y los requerimientos de informacion 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 que incluye los riesgos principales.	- Implementación del proyecto incluye costos y actividades para facilitar el gerenciamiento y seguimiento de la reducción de los riesgos.	2	LA EVALUACION ECONOMICA, UTILIZANDO EL ARBOL DE DECISIONES PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE COSTO Y PRODUCCION, INDICAN LA FACTIBILIDAD DE PERFORAR.
TOTAL					2,2	(MÁX. 4)

Indice		Rango	Valor
Indice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5	2,3
Indice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8 al 40	22,1
Indice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4	2,5
Indice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6	2,5
Indice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4	2,7

MATRIZ IPA DE INPUTS

Información / Datos (INPUTS), al inicio del proyecto

	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
INPUT		Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	
Sísmica 2D/3D					1	SE TIENE SISMICA 3D (834 KM CUADRADOS)
Registros	X				1	GR/RESISTIVIDAD/DENSIDAD/NEUTRON/SONICO/VELOCIDAD/DIPMETER, RESONANCIA MAGNETICA, DENSIDAD DESDE EL HOYO INTERMEDIO, REGISTROS DE CEMENTACION (HOYO INTERMEDIO Y PRODUCCION) VER PAG. 44 PROGNOSIS
Núcleos					1	MUESTRAS DE CANAL Y DE PARED
Propiedades de los fluidos. Ej. PVT/Impurezas/Composición/Geoquímica.	X				1	SE DISPONE PVT DE POZO VECINO (SLE-42/44/71)
Pruebas de pozos/ Pruebas extendidas del reservorio/ PLT's	X		3			DE SER NECESARIO SE TOMARIA POR PLATAFORMA
Presiones/RFT/MDT	X	4				MDT (SLE-6) Y SE TOMARA EN EL PROYECTO. RFT (SLE-5)
Historias de Producción / Análogos.					1	SLE-3/42/44/71/1/2
Otros						
TOTAL					3	(MÁX. 4)

NOTA IMPORTANTE: PARA QUE LA MATRIZ CONSIDERE CADA UNO DE LOS "ITEMS" REQUERIDOS, DEBERÁ COLOCARSE UNA "X" EN LA COLUMNA "REQUERIDO".

FICHA DE IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO

FECHA DE REVISIÓN:

1era

2da

3era

08/08/2002

12/09/2002

DIVISIÓN:

DISTRITO:

UEY:

BLOQUE / ÁREA:

OCCIDENTE

LAGUNILLAS

CENTRO SUR LAGO

SUR DEL LAGO

Tierra

Lago

-

X

YACIMIENTO:

LOC. - POZO:

OLIGOCENO/EOCENO

SLE-02-01

PROYECTO:

TIPO DE PROYECTO:

EXPLORATORIO

Perforación

Rehabilitación

X

-

RESERVAS ASOCIADAS AL PROYECTO:

TASA DIARIA DE PRODUCCIÓN (Pozo / Grupo de pozos):

COSTO ESTIMADO:

2.68 MMBP/29.6 MMBLS(CONDEN)0.42 TCF (10E12)

1200 (12 MMPCD)

19.5(CLASE II)

MMBP

BBP / día

MMMBs

EQUIPO DE TRABAJO:

Nombre

Especialidad

Extensión

Indicador

JOSE PEREZ

ING. VCD

52551

PEREZJRU

RICARDO GARCIA

LIDER VCD

52615

GARCIA RM

ROSE VILLALOBOS

GEOLOGO

54608

VILLALOBORG

IRAIMA RIVERON

GEOLOGO

52872

RIVERONI

LUCIDIO CONTRERAS

LIDER YACIMIENTO

52173

CONTRERASL

JULIAN CARREÑO

I&S/TECNICO

52509

CARRENOJGJ

LEONARDO GRATEROL

GEOMECANICA

52215

GRATEROLL

ELEAZAR MONTIEL

PETRODATOS/YACIMIENTO

52509

PETRODATOS@CANTV.NET

HUMBERTO RODRIGUEZ

PETRODATOS/GEOFISICO

52509

RODRIGUEZHS

GONZALO TREMARIA

LIDER EXPLORACION

53222

TREMARIA G

MITACCHIONE VINCENTO

GEOLOGO

52545

MITACCHIONE V

ISANDRA VILLEGAS

PETRODATOS/PETROFISICO

52509

ISANDRAV@CANTV.NET

HELMAN BONILLA

PETRODATOS/GEOLOGO

52509

PETRODATOS@CANTV.NET

VICTOR VILLARROEL

PETRODATOS/YACIMIENTO

52509

VILLARROELVM@YAHOO.COM

CARLOS ROJAS

ING. FLUIDO

52236

ROJASCAR

FLORENTIN GONZALEZ

PETRODATOS/YACIMIENTO

65-6317684

PETRODATOS@CANTV.NET

JOSE ROMERO

ING. TERMINACION

52796

ROMEROJLI

CARLOS URRUTIA

LIDER ESTIMULACION

52661

URRUTIA C

JOSE HERNANDEZ

ING. ESTIMULACION

52762

HERNANDEZJGA

ABEL OJEDA

INTEVEP

52505

OJEDAA

JOSE SANDOVAL

ING. DISEÑO

52446

SANDOVALJU

FRANCISCO ACOSTA

LIDER PROYECTO

52786

ACOSTAFA

EGLEE BARRIOS

YACIMIENTO

51249

BARRIOSEE

ANTONIO CALDERA

LIDER EXPLORACION

62638

CALDERAAV

JOSE CASTILLO

YACIMIENTO

73511

CASTILLOJL

UBALDO ATENCIO

EXPLORACION

62981

ATENCIOV

JULIO CASARES

LIDER CEMENTACION

52214

CASARESJ

JULIO CASTILLO

GEOLOGO

51247

CASTILOJZ

EDUARDO DELGADO

PETROFISICO

51244

DELGADOEO

VICTOR VERA

GEOLOGO

72232

VERAVF

PEDRO GAMBOA

GEOLOGO

62663

GAMBOAP

FREDDY MAYOR

LIDER FLUIDOS

52263

MAYORF

BENIGNO ZAMBRANO

ING. FLUIDOS

52248

ZAMBRANOB

DIOSA RAMONES

ING. GEOFISICO

68713

RAMONESDS

JERLIB LEAL

AUTOMATIZACION

68195

LEALJJI

ROSANA LINARES

AUTOMATIZACION

68382

LINARESRI

ANGEL ACOSTA

PLANIFICACION

52723

ACOSTAAG

ARTURO SULBARAN

GERENTE DES. YAC.

51368

SULBARANAE

GABRIEL DIAZ

TESISTA

52280

GAPERALES@HOTMAIL

VICTOR AGUILAR

TESISTA

52280

VICTORAGUILARS10@HOTMAIL

VALORES ESTADÍSTICOS DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN DE CONDENSADO SUR DEL LAGO BLOQUE "C"

POZO	FECHA	TASA NCIAL, BD	TASA @ 7.250 LPI/C TASA VCD (BD)
SLE-01	22/07/1989	2071	
SLE-02	30/03/1990	1341	760
SLE-03	12/06/1988	938	1000
SLE-4-2	07/10/1989	1234	1000
SLE-4-4	26/02/1988	1534	1032
SLE-7-1	03/03/1988	1820	2031

1026.3

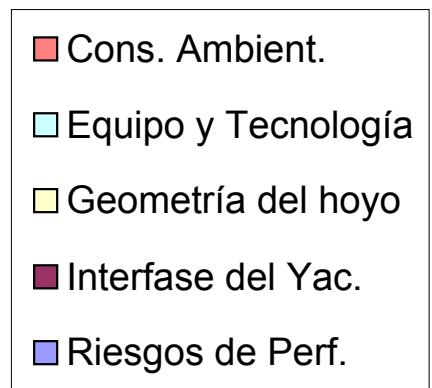
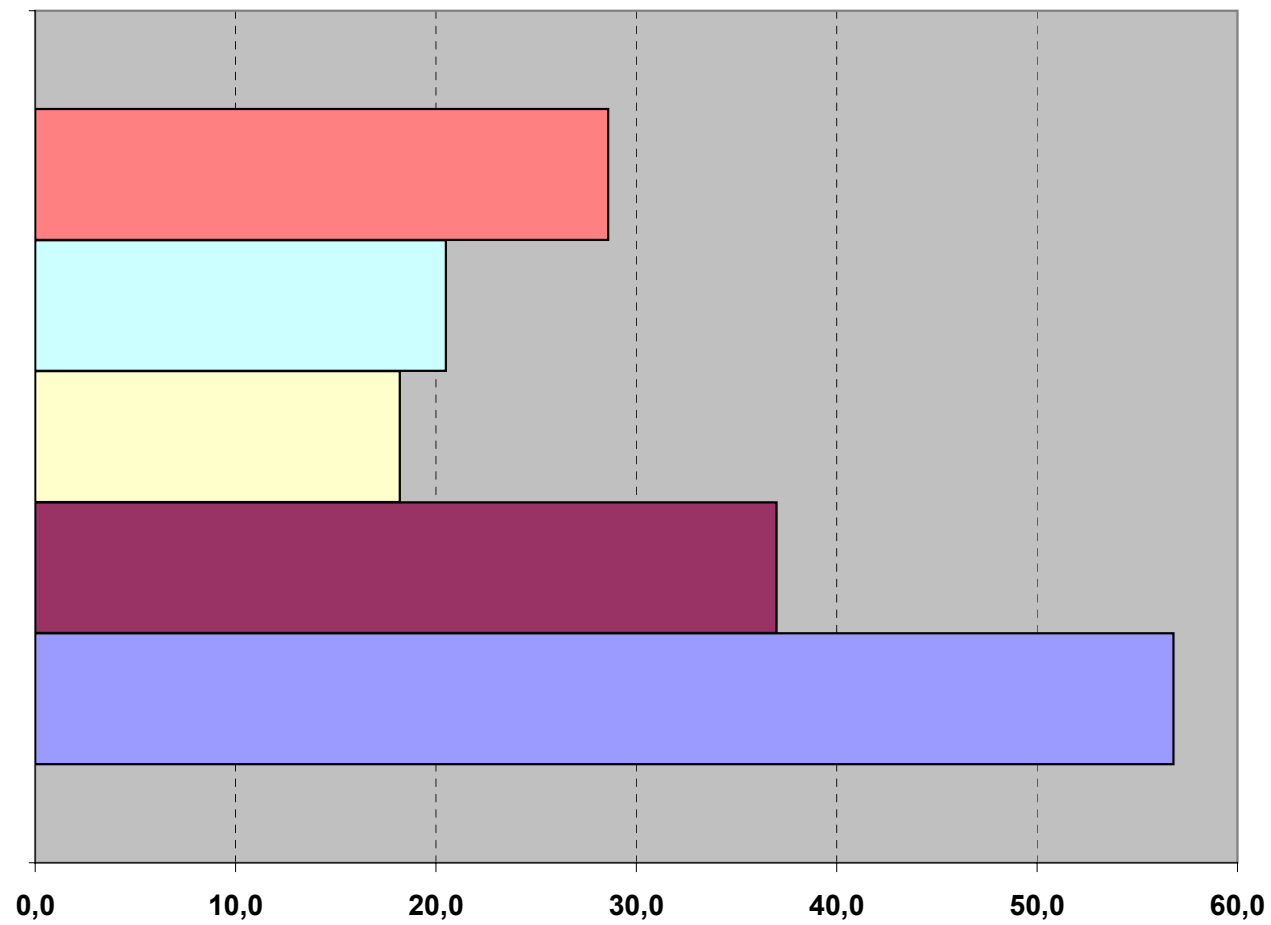
1232.6

(PROMEDIO INC.)

(PROMEDIO)

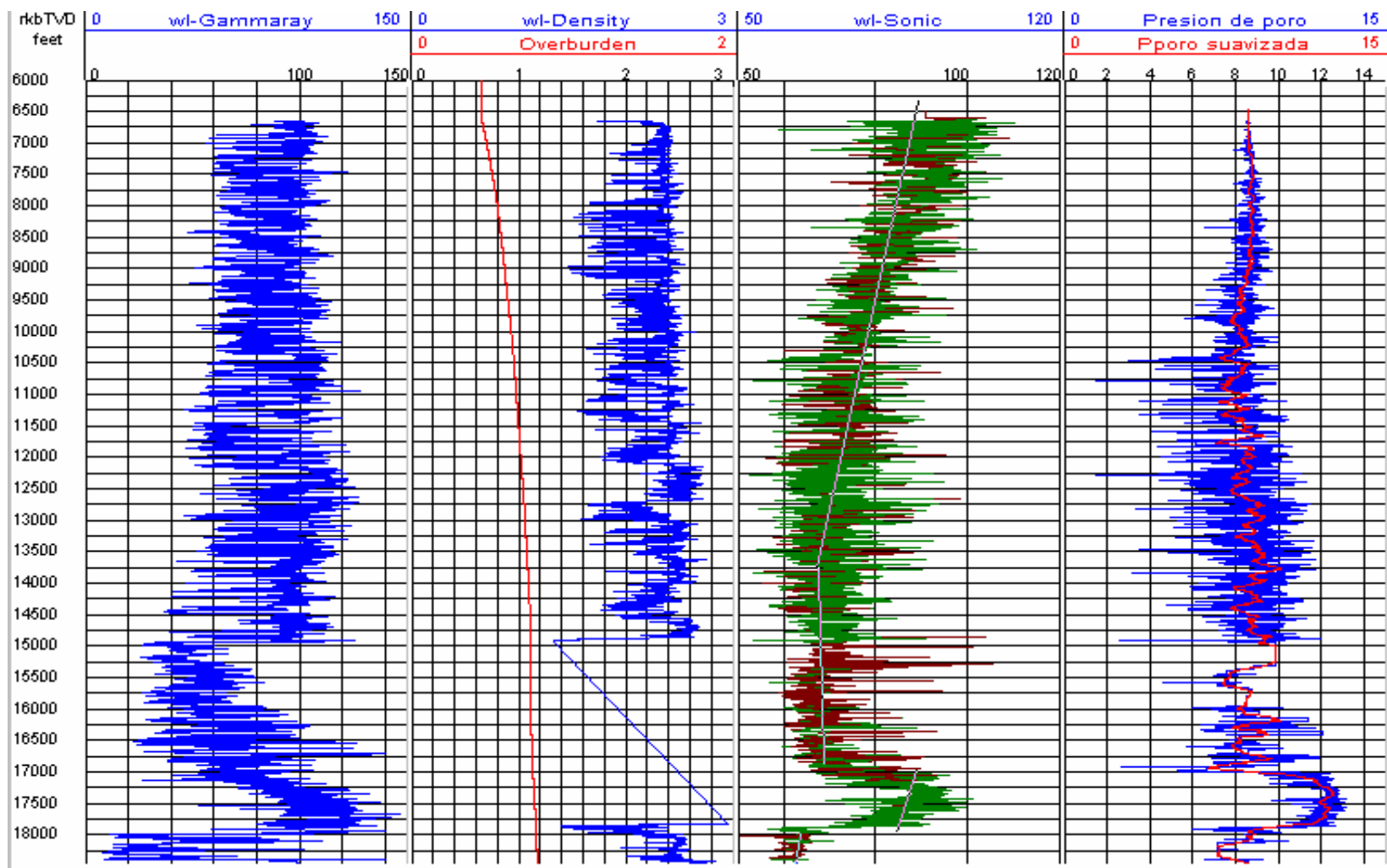
NOTA: SE TOMARA PARA LA PROGNOSIS UNA TASA DE CONDENSADO DE 1300 BD

Factores que influyen sobre el ICODP

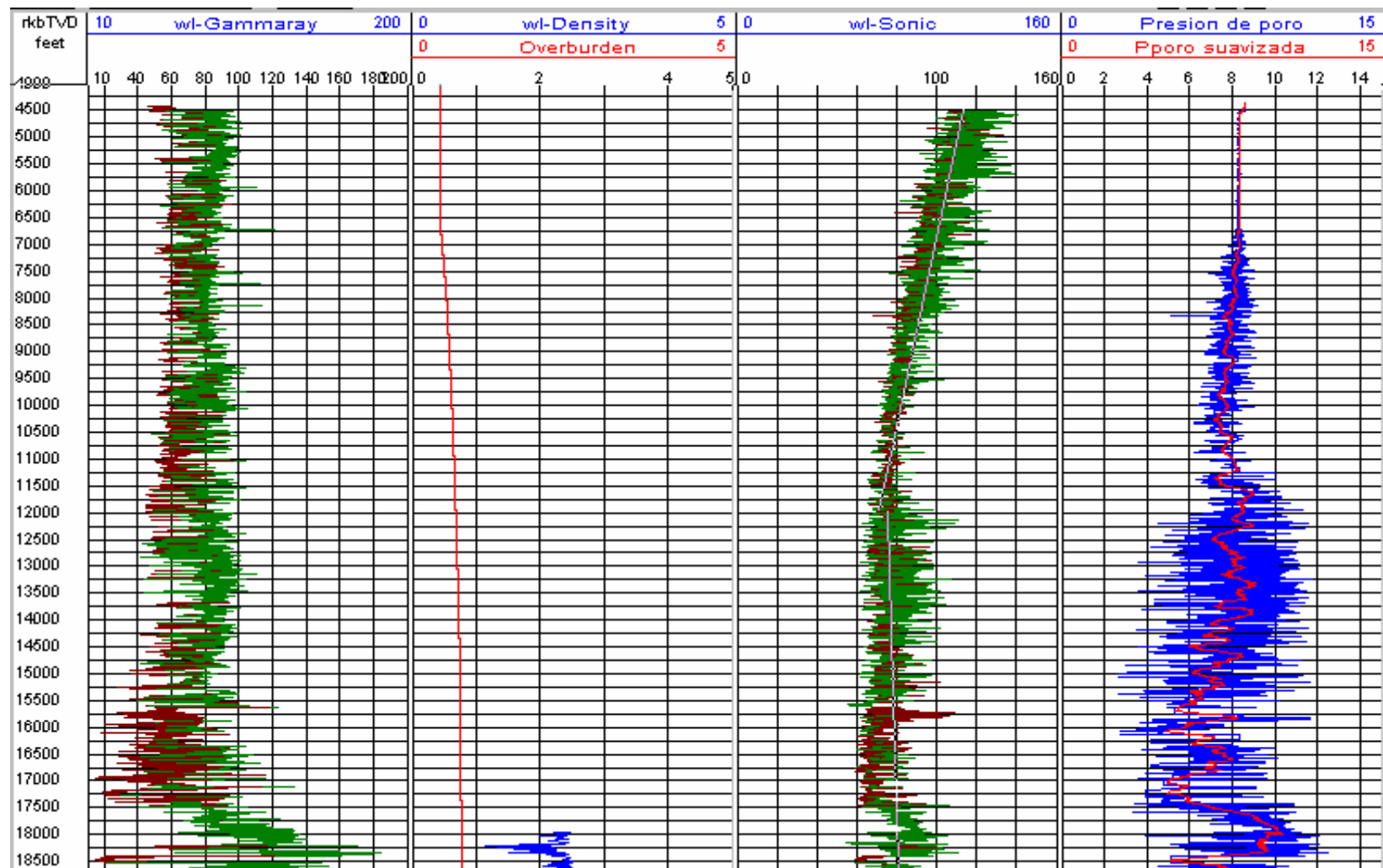




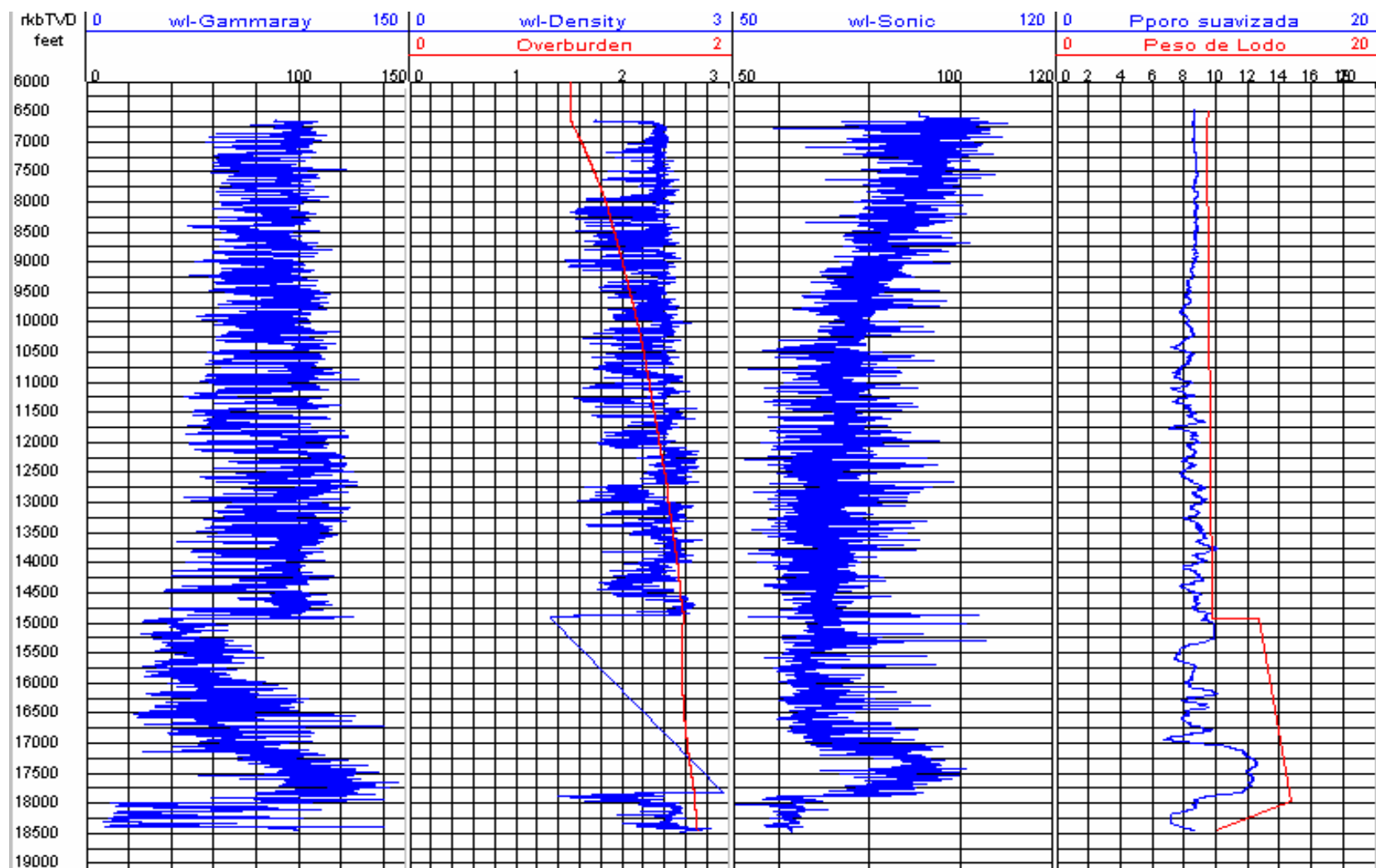
APÉNDICE D (APLICACIONES DE INGENIERÍA)



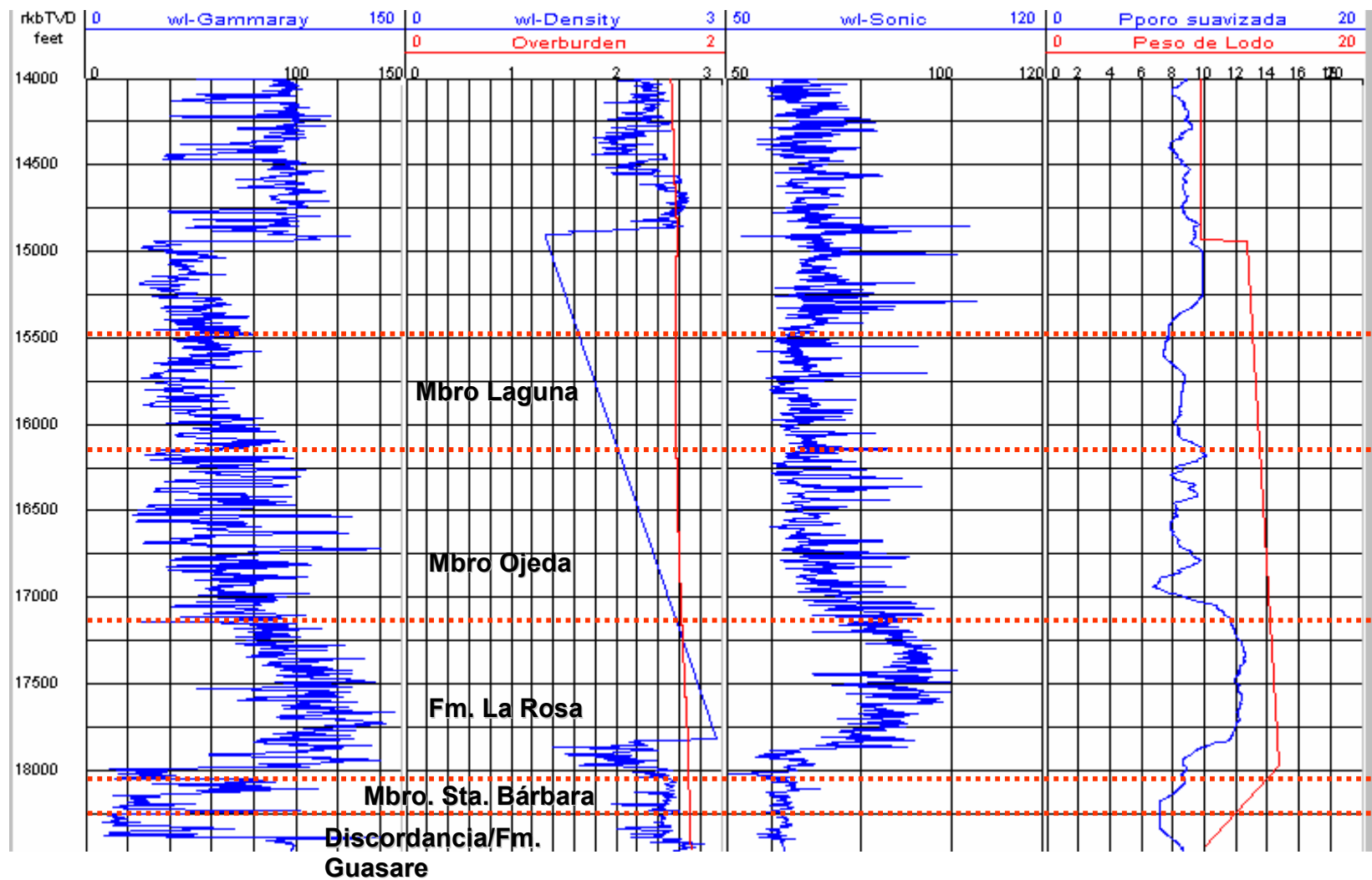
Estimación de presión de Poro Pozo SLE-02 Trazado de Líneas de Compactación Normal



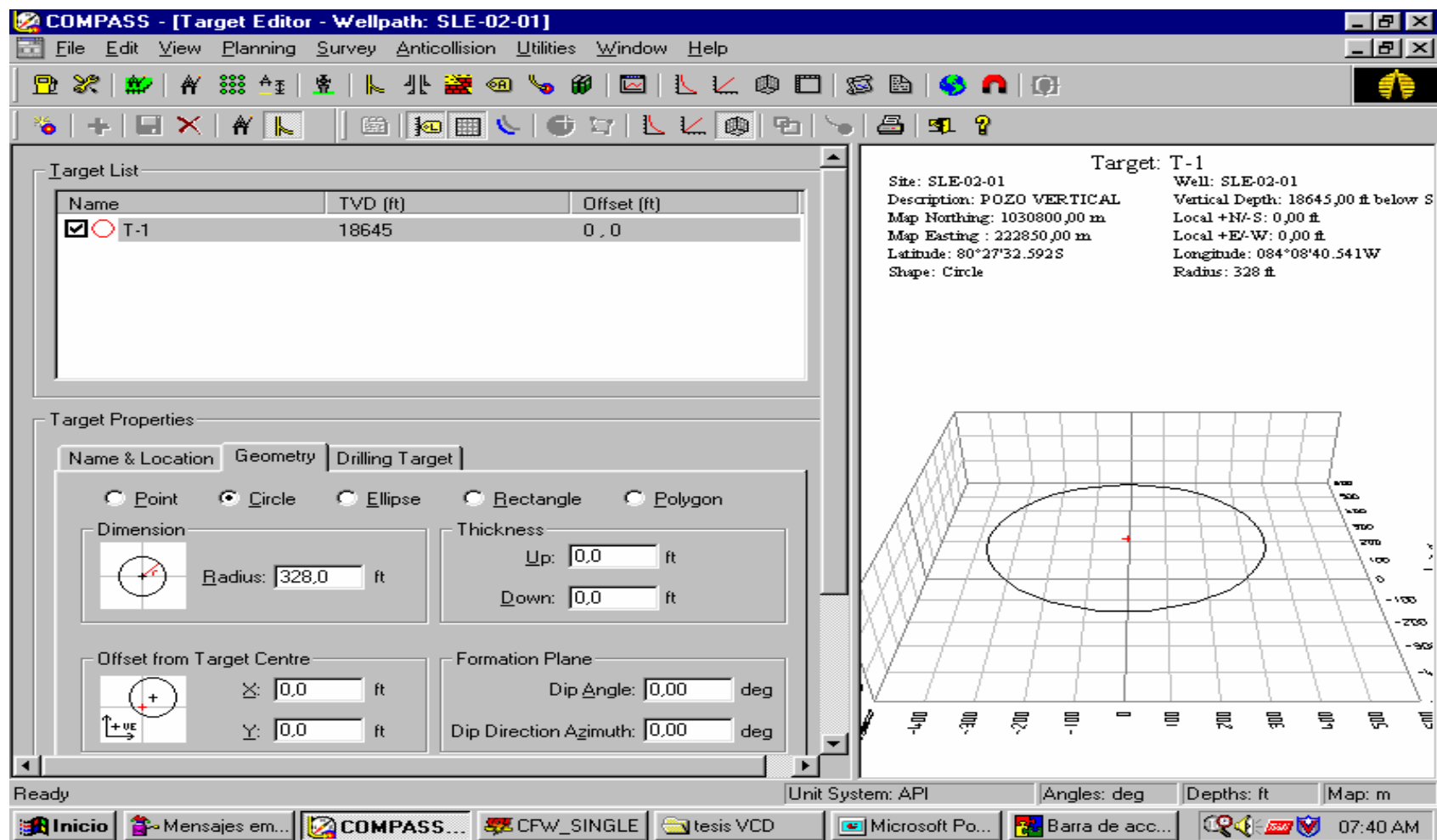
Estimación de presión de Poro Pozo SLE-06 Trazado de Líneas de Compactación Normal



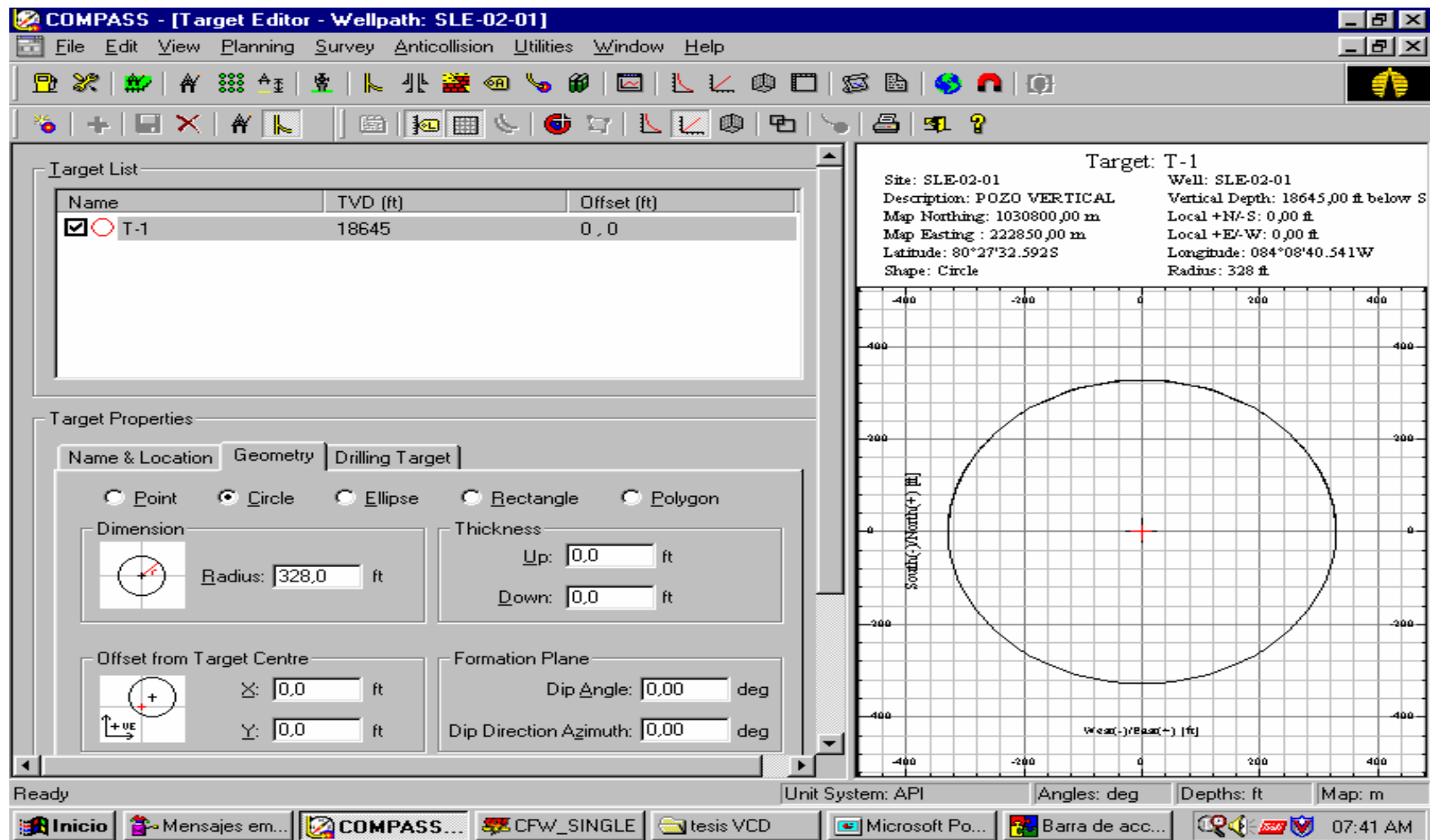
Estimación de presión de Poro Pozo SLE-02



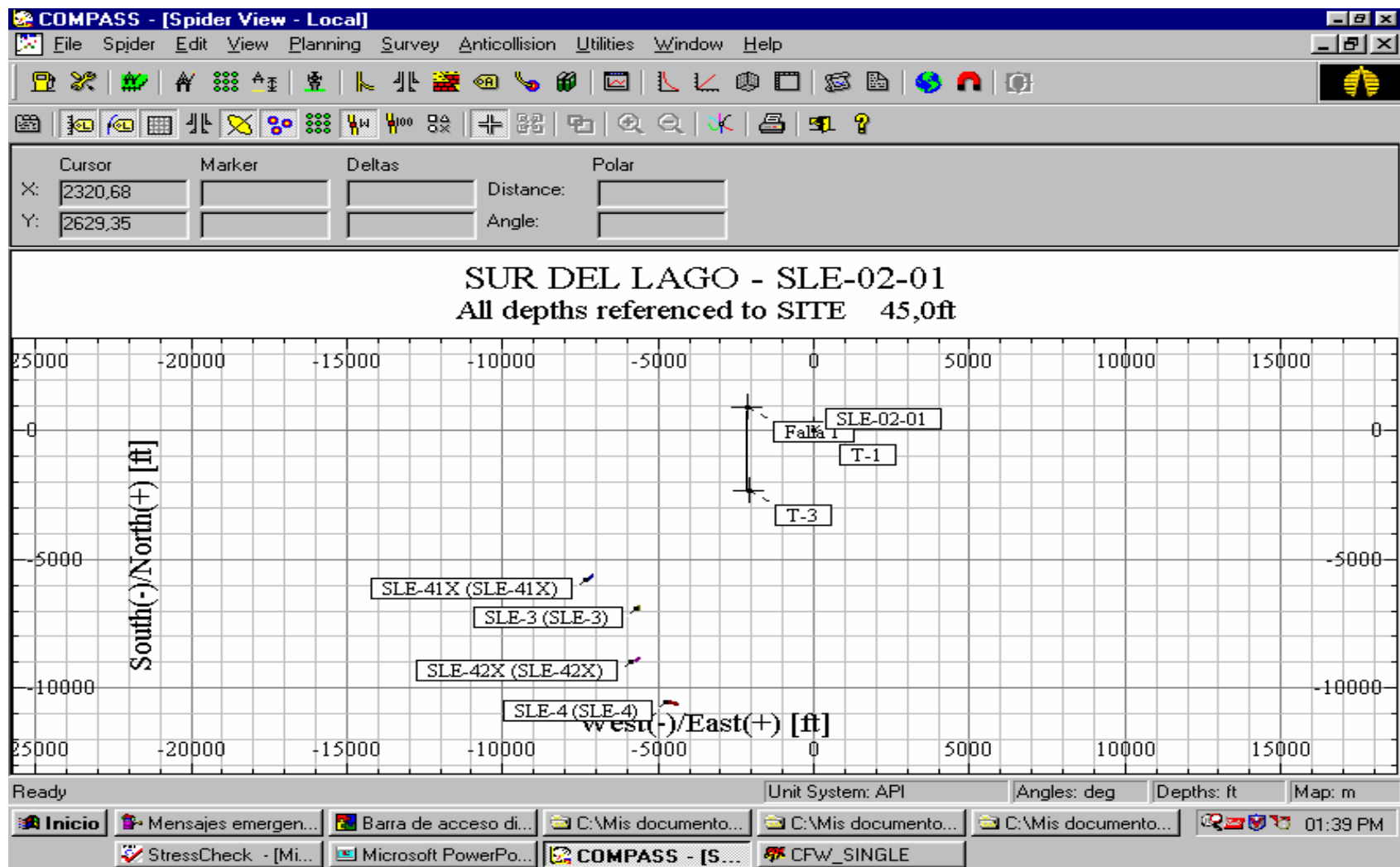
Estimación de presión de Poro Pozo SLE-02 (Zona de sobre presión)



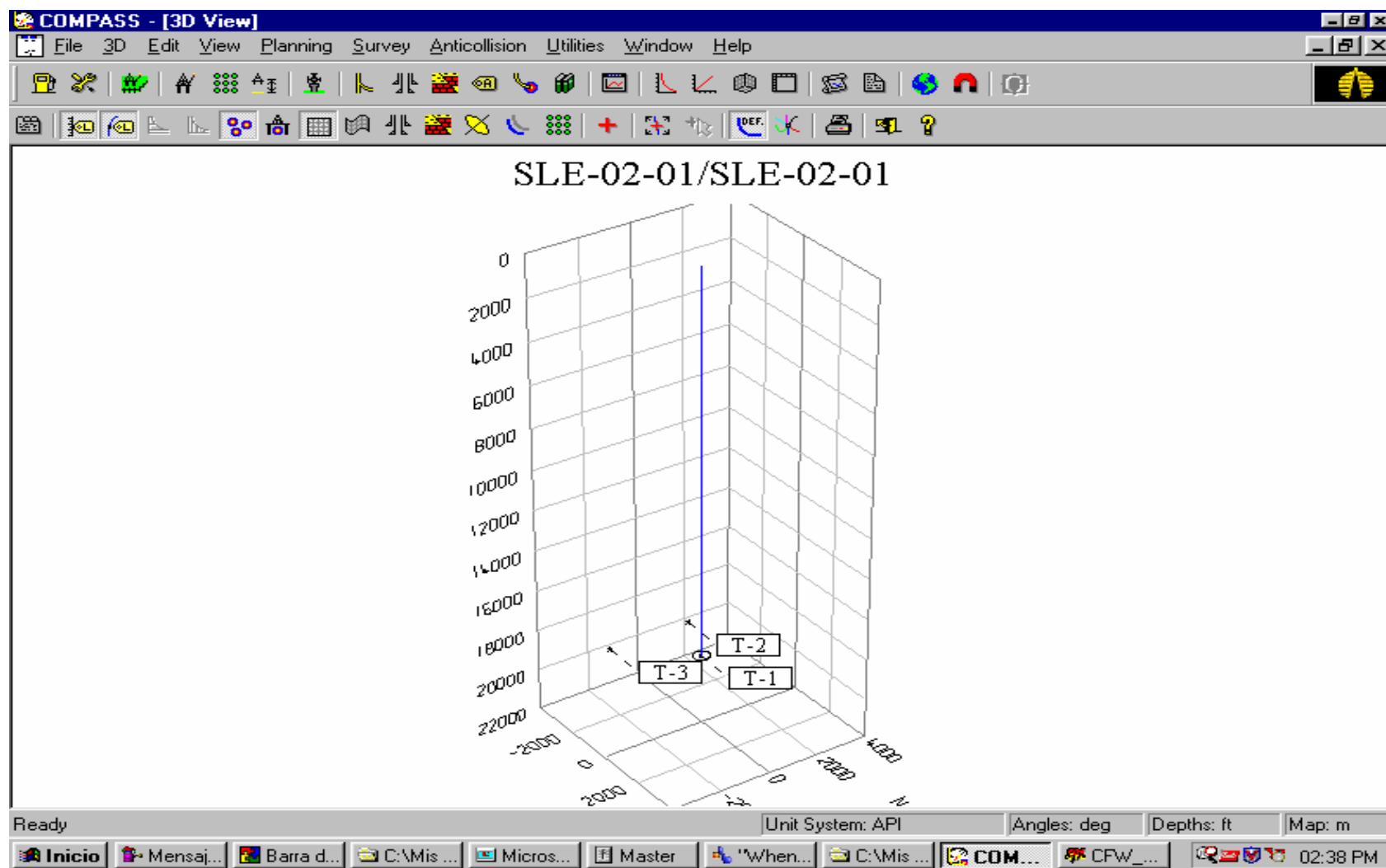
Definición del “target”



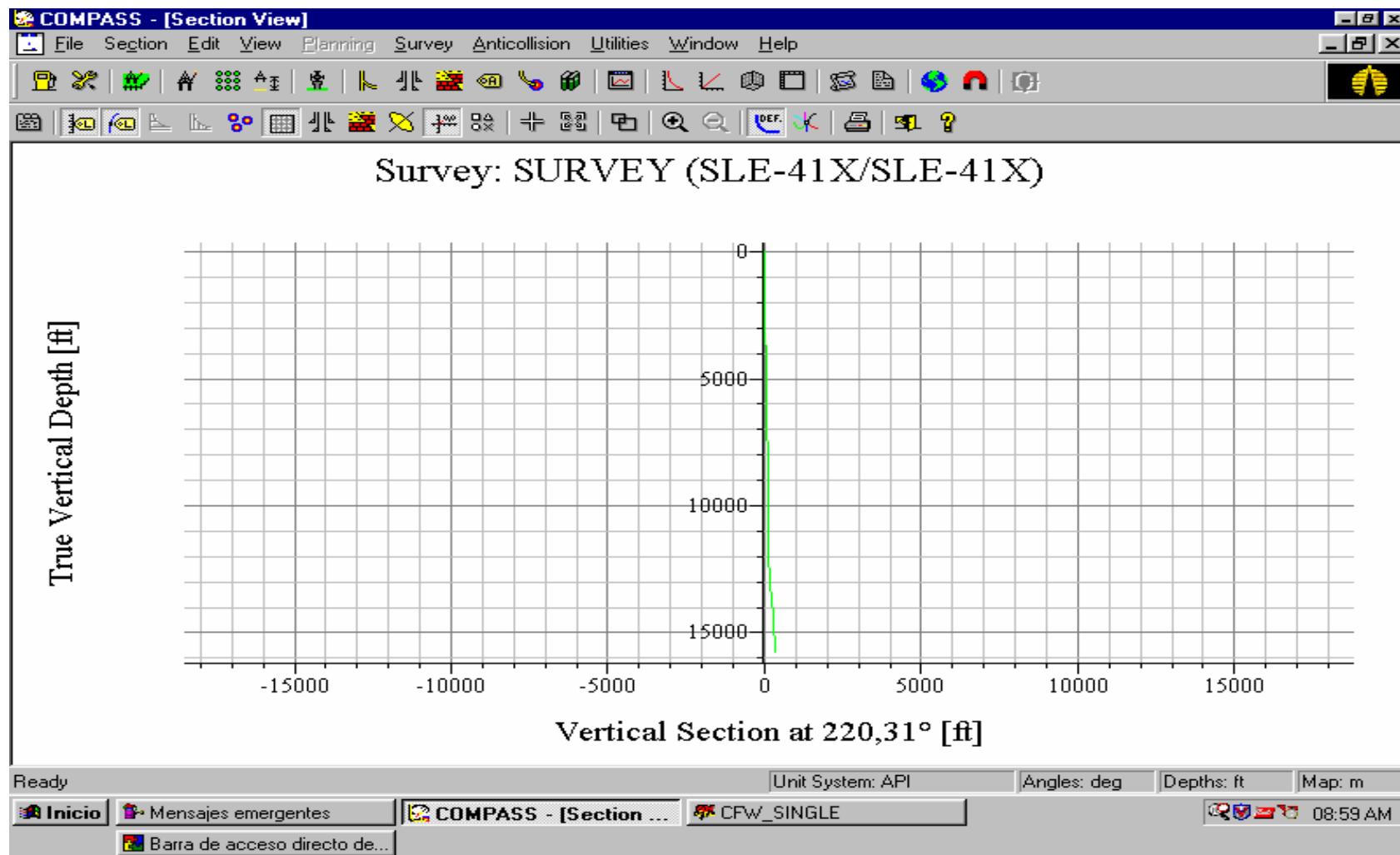
Definición del “target” visto de planta



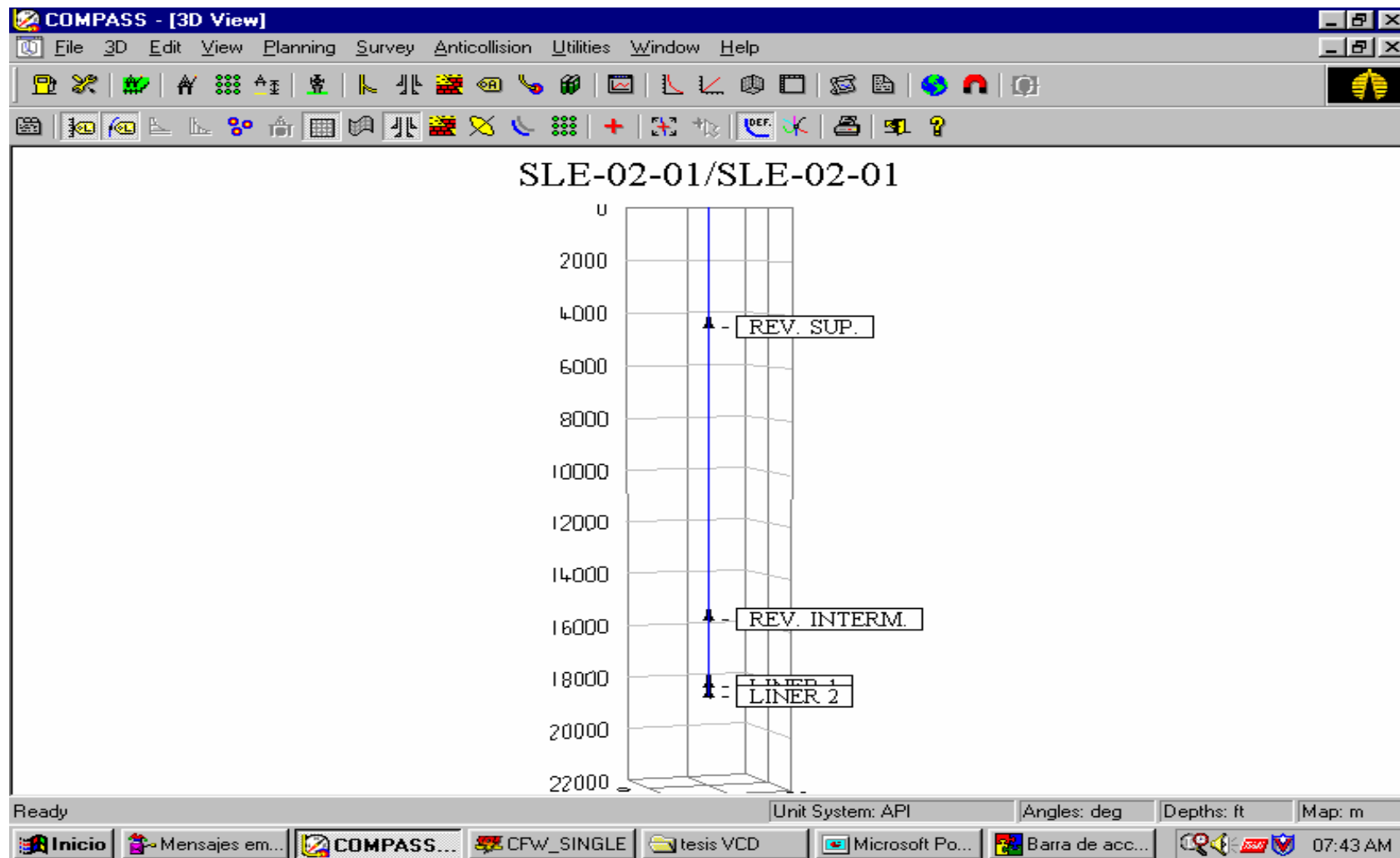
Posición de la localización con respecto a la falla y los pozos vecinos



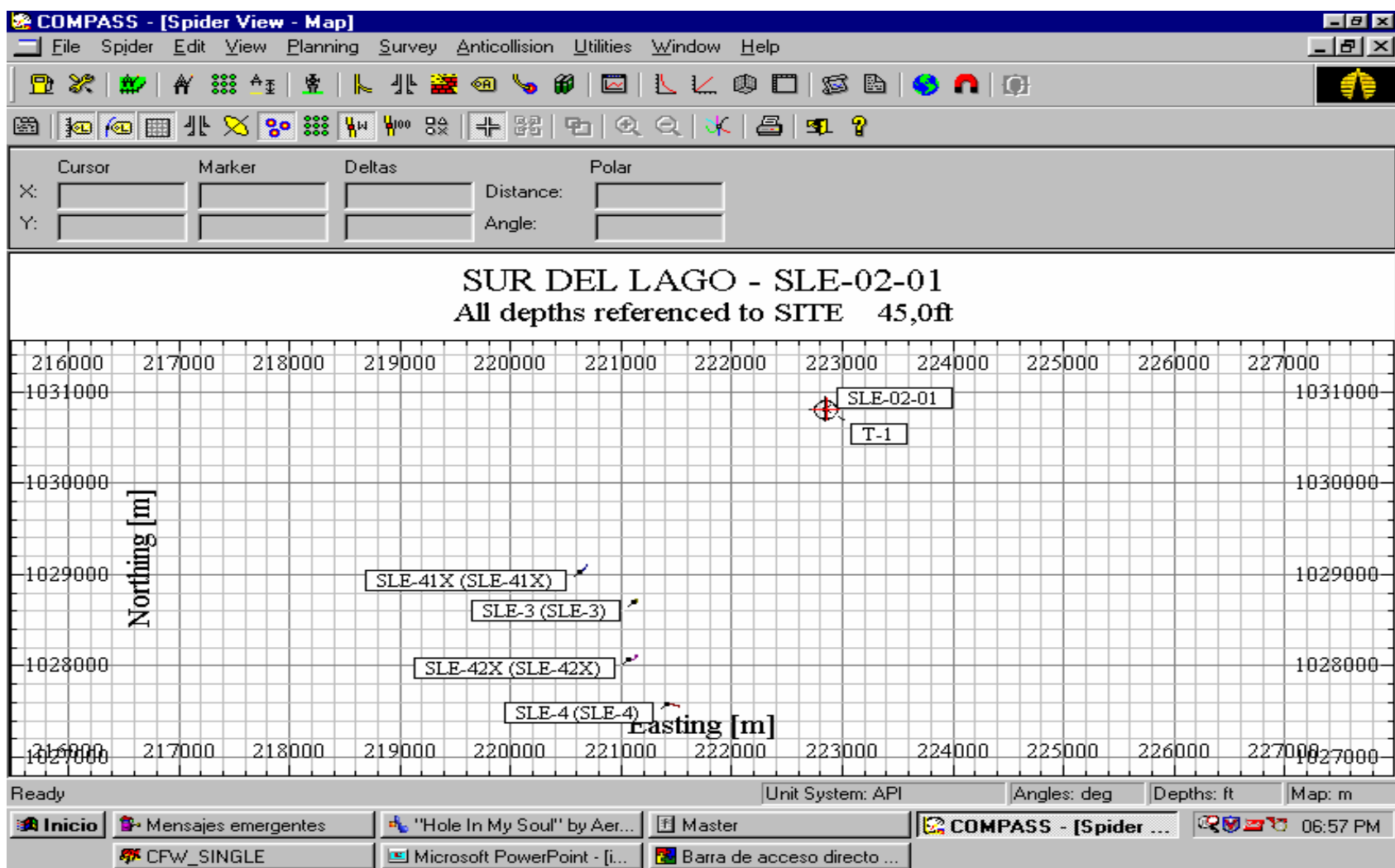
Posición de la localización con respecto a la falla en 3D



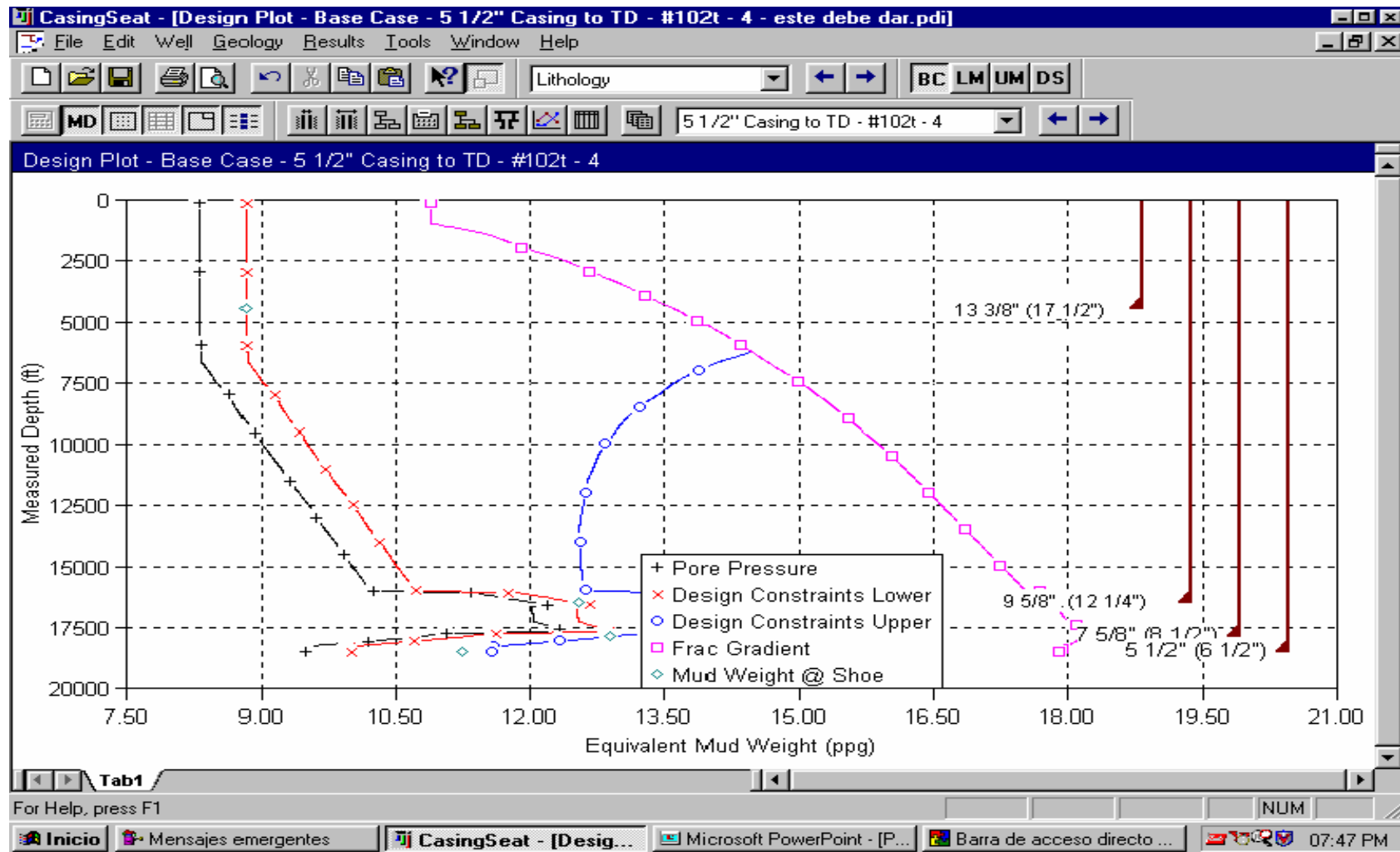
Trayectoria del pozo SLE-41X, visto de frente



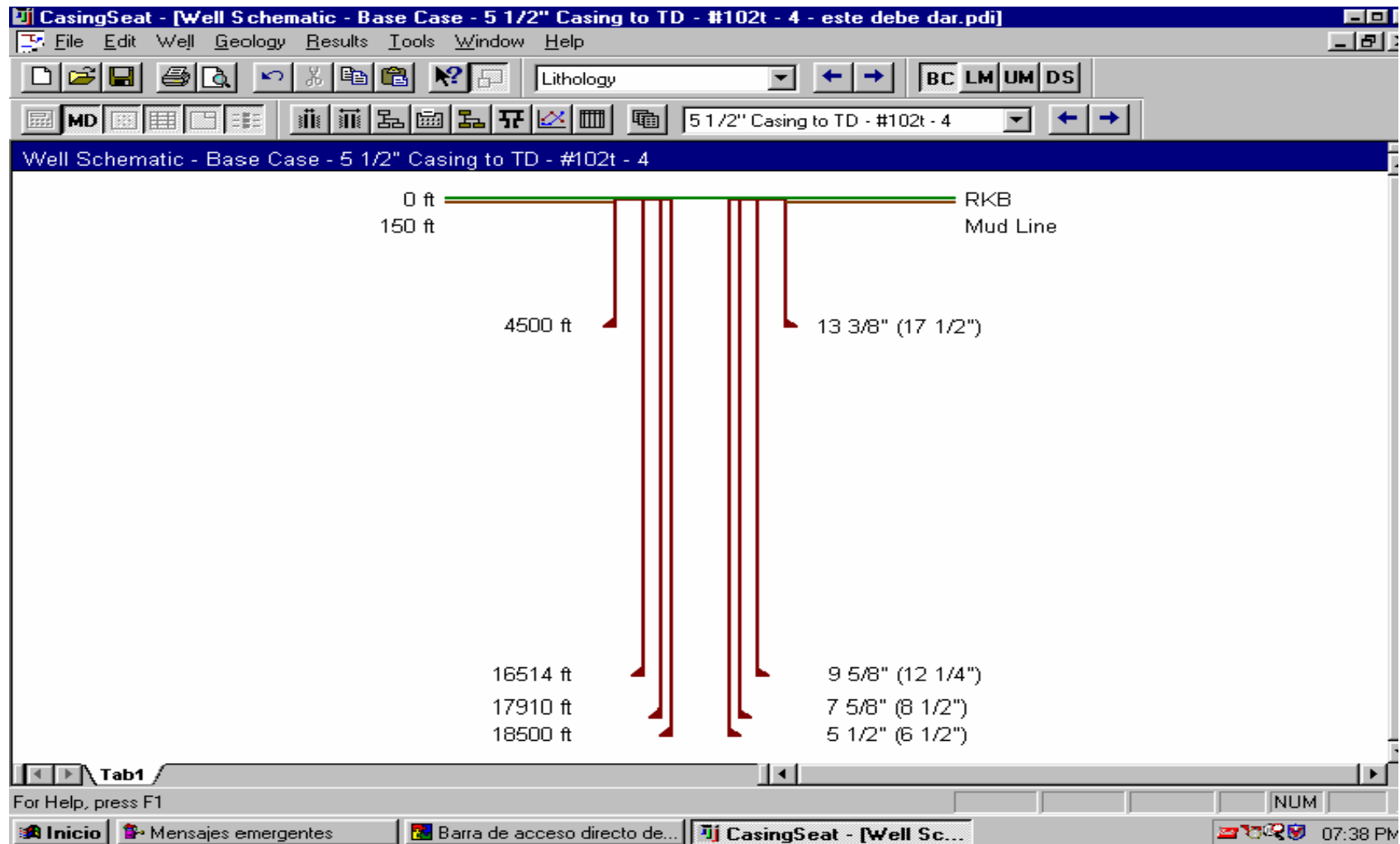
Trayectoria de la localización 3D con los revestidores



Posición de la localización con respecto a los pozos vecinos visto de planta, con el "target" graficado



Puntos de asentamiento con respecto a los gradientes de poro y fractura



Puntos de asentamiento

StressCheck - [Casing Scheme - SLE-2-01 SIN FRACTURA.sck]

File Edit Wellbore Tubular View Options Window Help

String Sections 13 3/8" Surface Casing

Casing Scheme

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)		
					Hanger	Shoe	TOC
1	13 3/8"	Surface	Casing	17.500	0	4500	
2	9 5/8"	Production	Casing	12.250	0	16500	1
3	7 5/8"	Production	Liner	8.500	16000	18000	1
4	5 1/2"	Production	Liner	6.500	17500	18500	1
5							

Trabajo Formacion Mecanico Des

For Help, press F1

Esquema de revestidores para el caso sin fractura

StressCheck - [Casing Scheme - SLE-2-01 Definitivo.sck]

File Edit Wellbore Tubular View Options Window Help

Casing Scheme 13 3/8" Surface Casing

\$ MD

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	13 3/8"	Surface	Casing	17.500	0	4500	0	9.00
2	9 5/8"	Production	Casing	12.250	0	16500	14500	9.80
3	7 5/8"	Production	Liner	8.500	16000	18000	16000	14.40
4	5"	Production	Liner	6.125	17500	18500	17500	10.00
5								

Trabajo Formacion Mecanico Desviado Estalli

Esquema de revestidores para el caso con fractura

StressCheck - [Minimum Safety Factors - SLE-2-01 Definitivo 1.sck]

File Edit Wellbore Tubular View Options Window Help

</

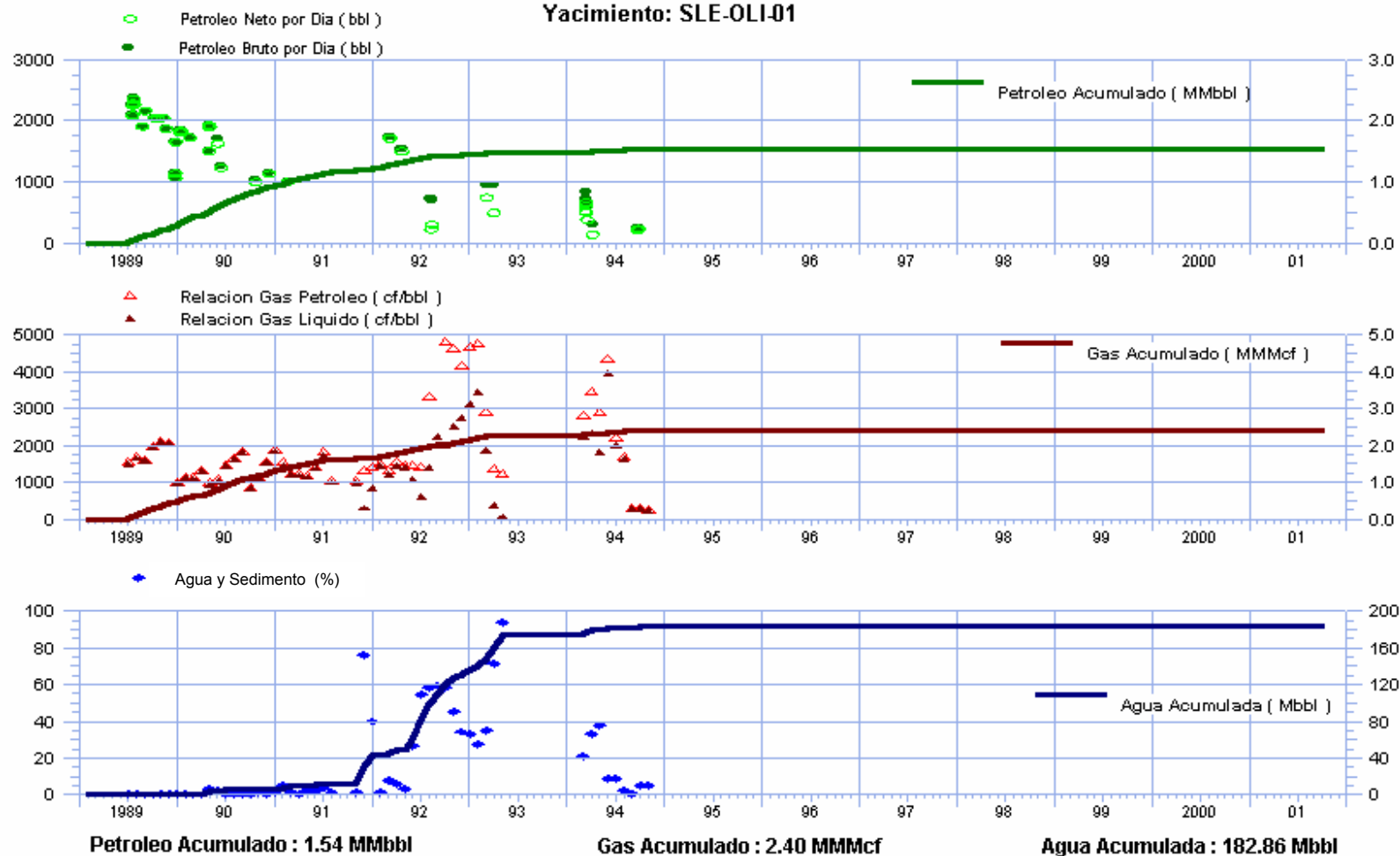
Mínimos factores de seguridad del revestimiento de 13 3/8"



APÉNDICE E (PRODUCCIÓN)

Pozo: SLE 1
Yacimiento: SLE-OLI-01

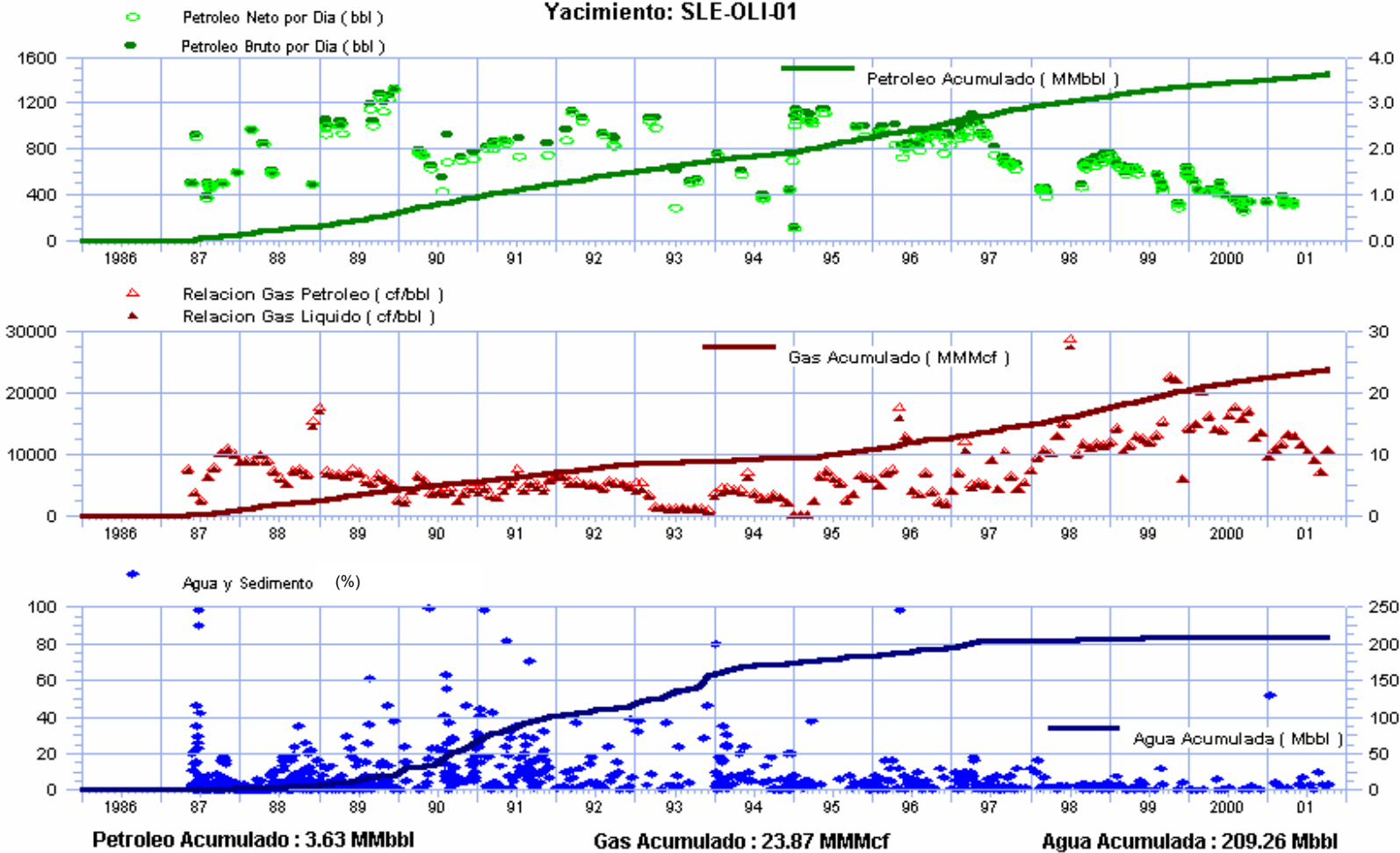
FECHA:25-sep-94



Comportamiento de producción del pozo SLE-1

Pozo: SLE 42
Yacimiento: SLE-OLI-01

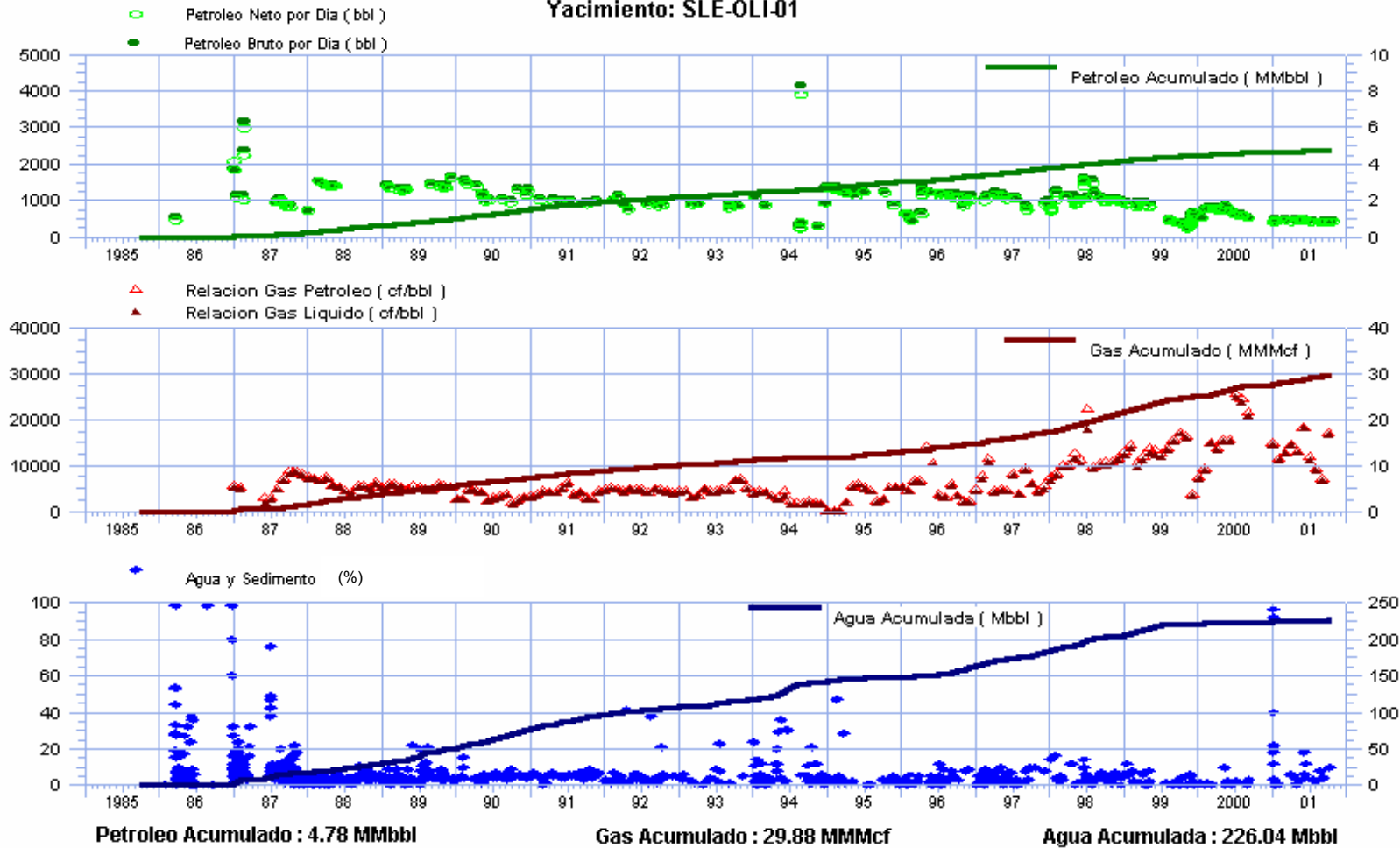
FECHA:24-apr-01



Comportamiento de producción del pozo SLE-42

Pozo: SLE 44
Yacimiento: SLE-OLI-01

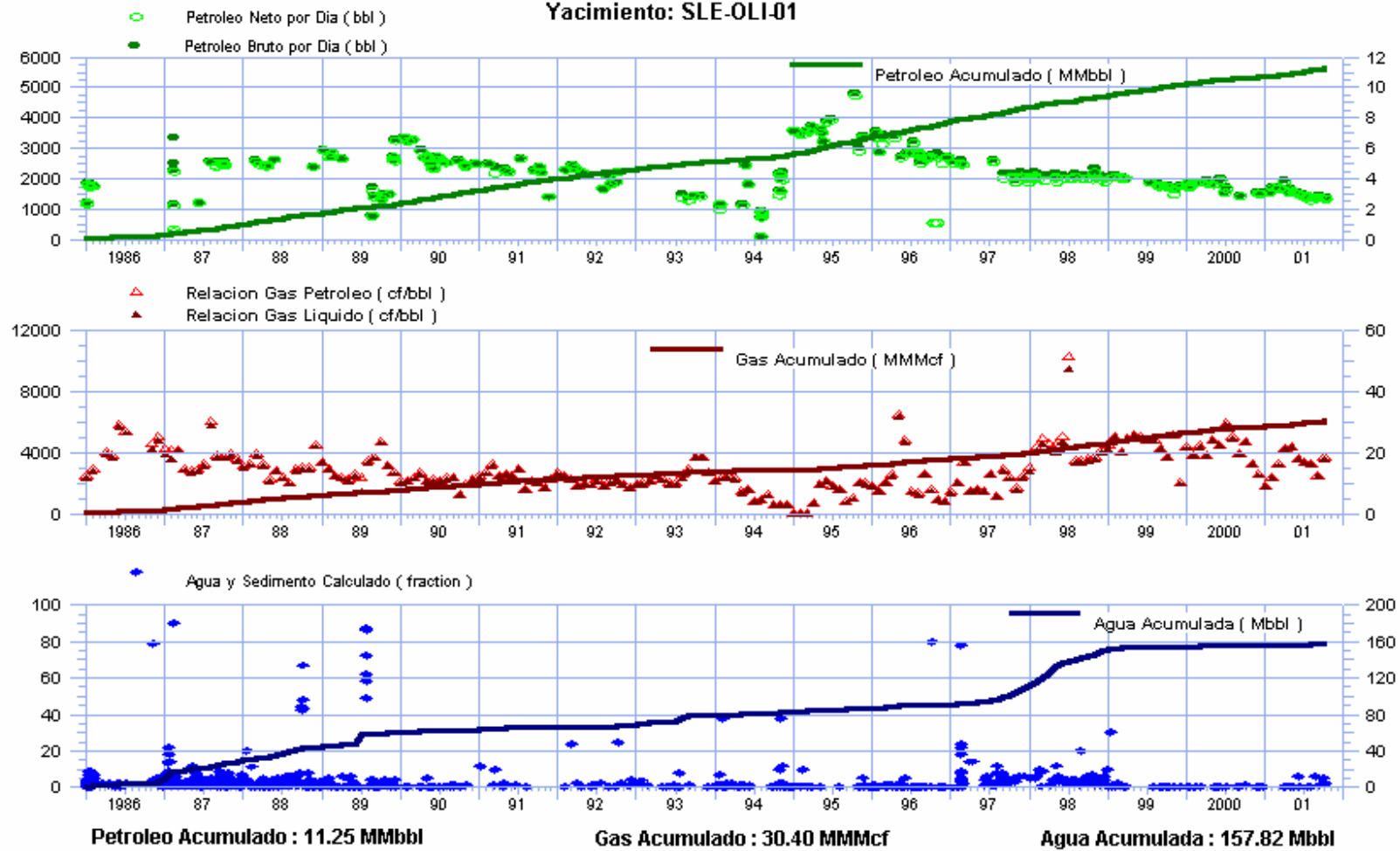
FECHA:21-sep-01



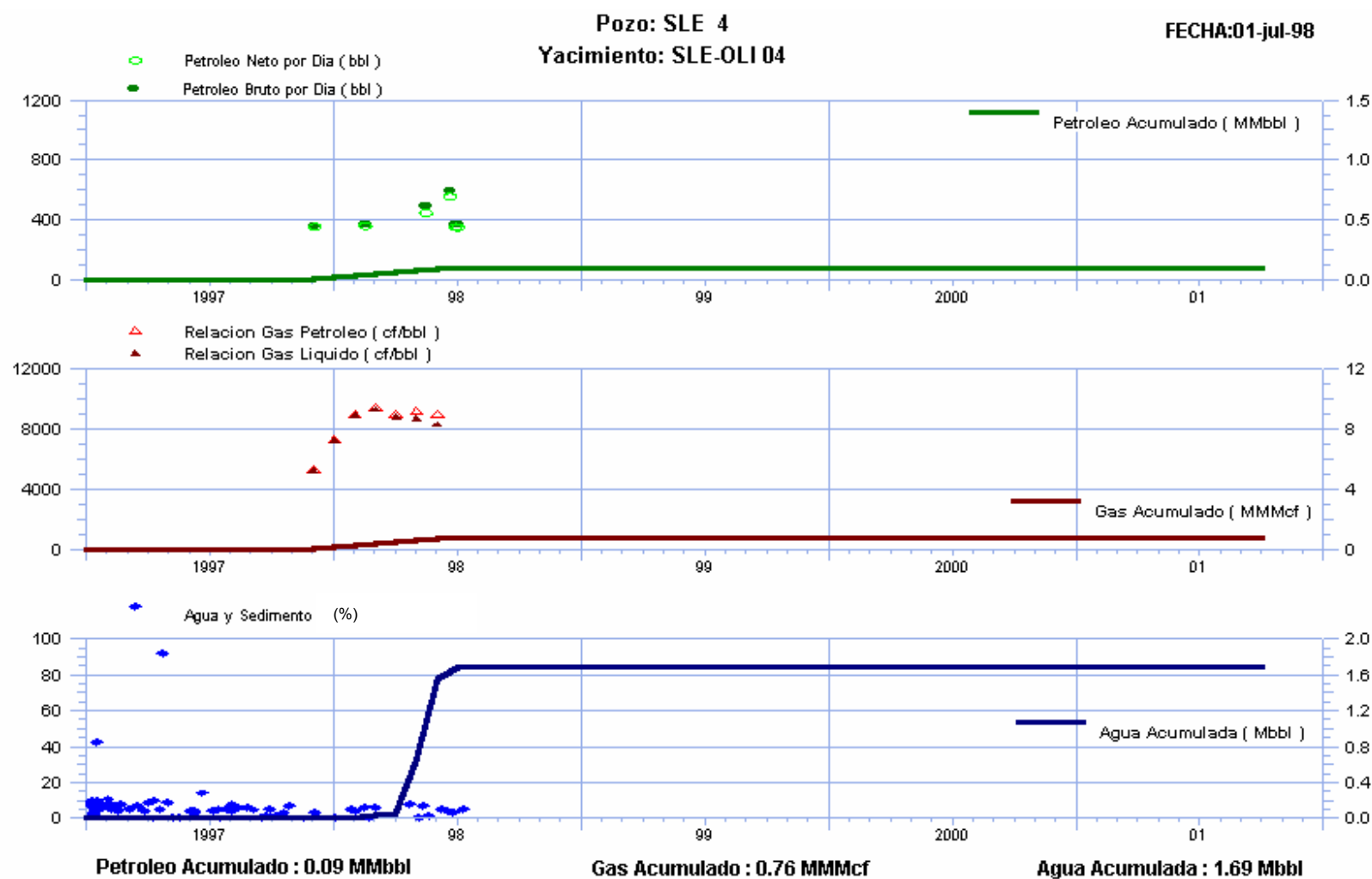
Comportamiento de producción del pozo SLE-44

Pozo: SLE 71
Yacimiento: SLE-OLI-01

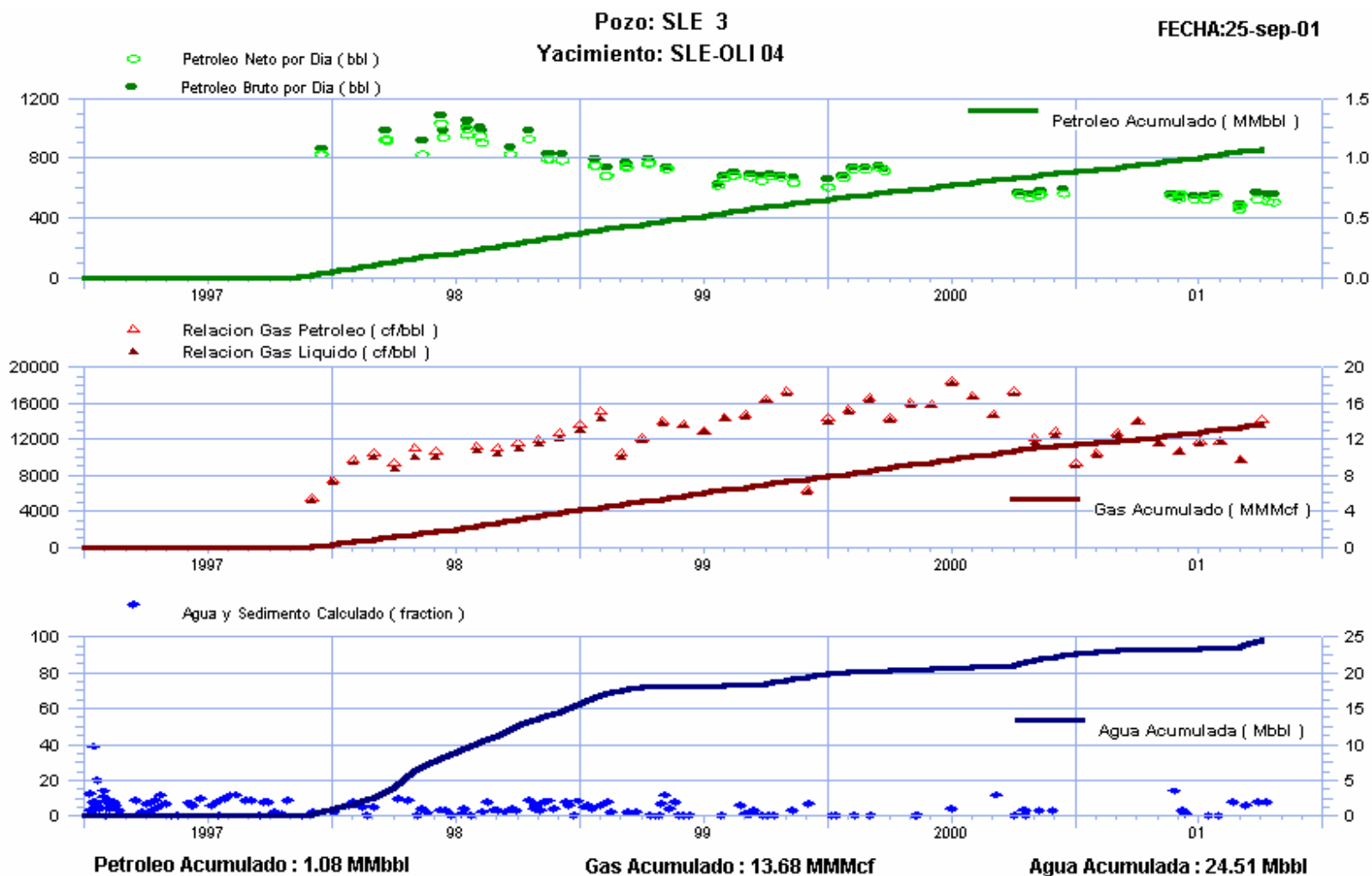
FECHA:01-oct-01



Comportamiento de producción del pozo SLE-71



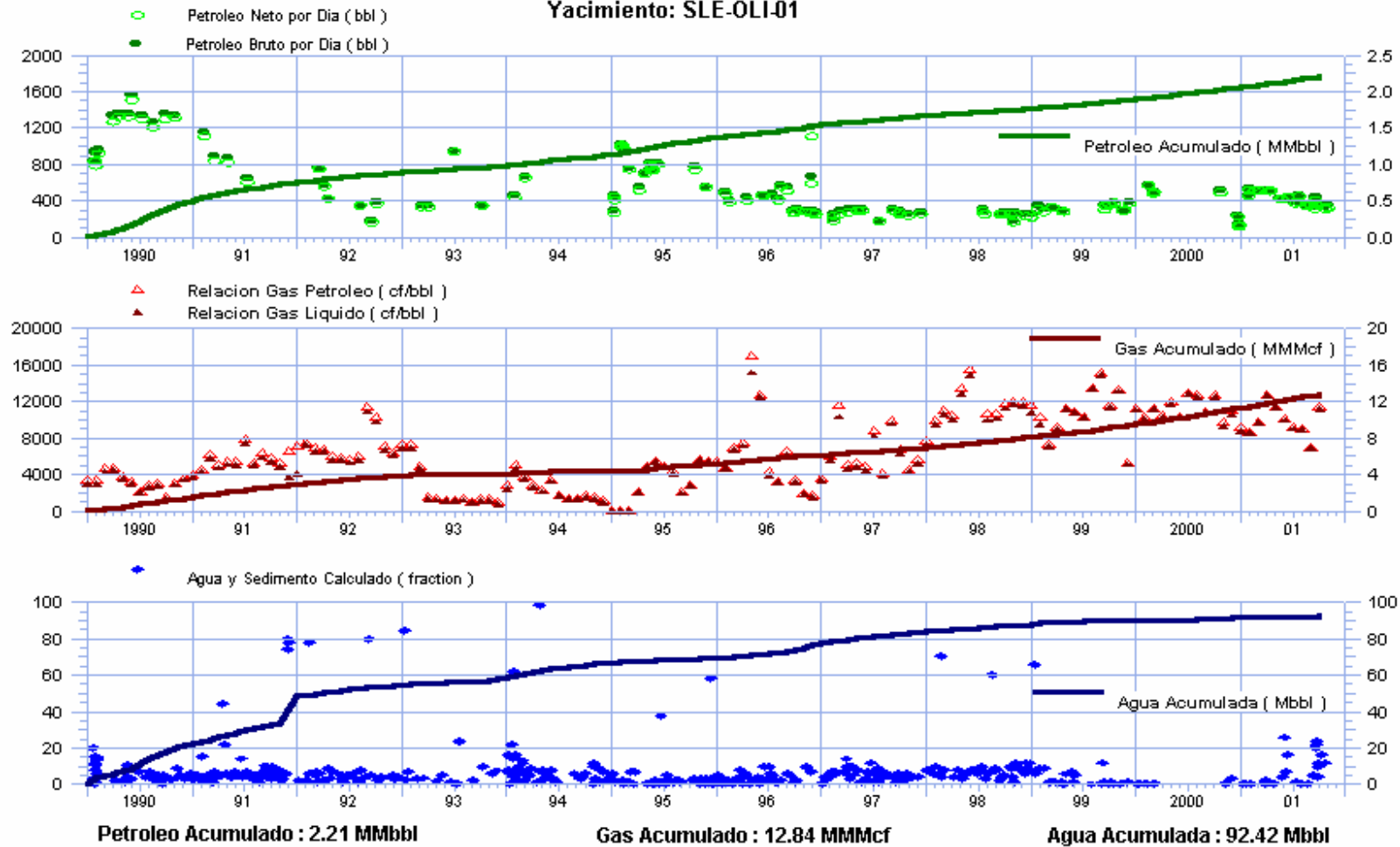
Comportamiento de producción del pozo SLE- 4



Comportamiento de producción del pozo SLE- 3

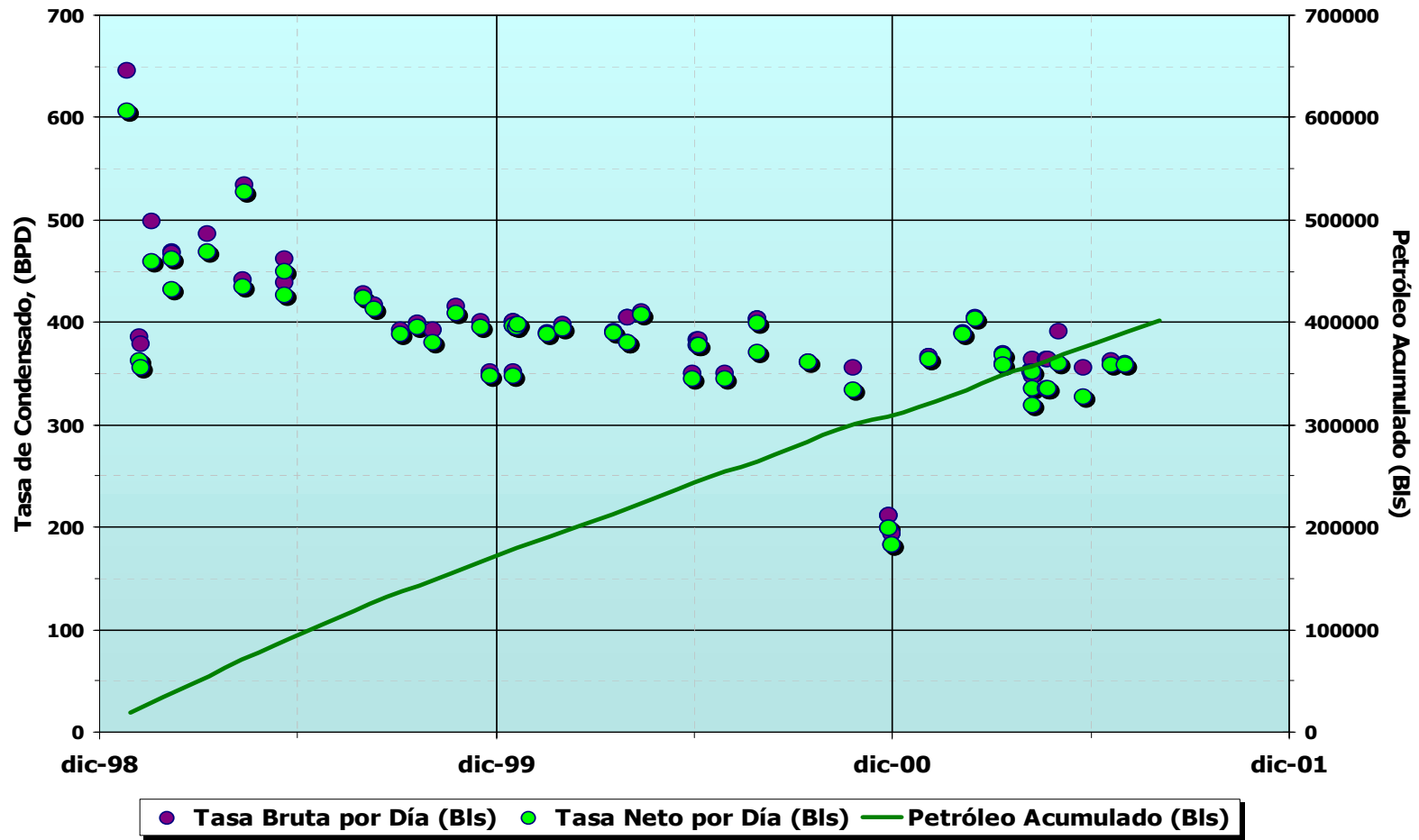
Pozo: SLE 2
Yacimiento: SLE-OLI01

FECHA:23-sep-01



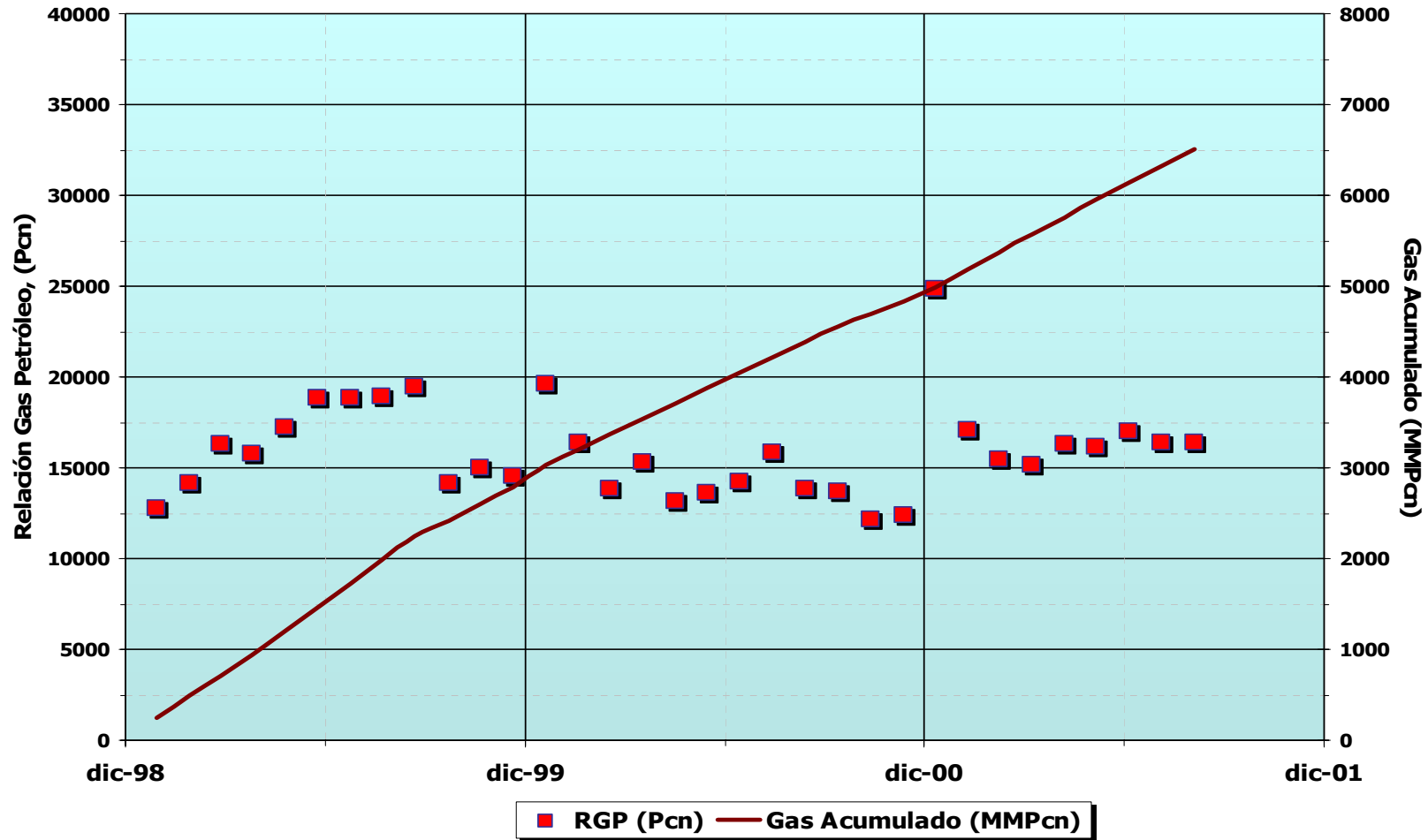
Comportamiento de producción del pozo SLE- 2

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN
DEL POZO SLE-06



Comportamiento de producción del pozo SLE- 6 (1)

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO SLE-06



Comportamiento de producción del pozo SLE- 6 (2)

Este gráfico de doble eje muestra la evolución de dos variables clave en el tiempo. El eje horizontal representa el tiempo, con marcas para diciembre de 1998, diciembre de 1999, diciembre de 2000 y diciembre de 2001. El eje vertical izquierdo mide el porcentaje de agua y sedimentos (% de AyS), con una escala de 0 a 100. El eje vertical derecho mide la acumulación de agua y sedimentos en litros (Bls), con una escala de 0 a 20,000. La serie de datos '% de AyS' se representa mediante puntos azules dispersos, que permanecen consistentemente por debajo del 10% a lo largo de todo el período. La serie 'Agua Acumulada (Bls)' se representa mediante una línea azul continua que muestra un crecimiento constante y acelerado, pasando de unos 1,000 Bls en diciembre de 1998 a más de 10,000 Bls en diciembre de 2001.

Fecha	% de AyS (Aprox.)	Agua Acumulada (Bls) (Aprox.)
dic-98	~6	~1,000
dic-99	~2	~4,000
dic-00	~6	~7,000
dic-01	~8	~10,500

Comportamiento de producción del pozo SLE- 6 (3)

POZO	FECHA	TRABAJOS REALIZADOS							Prod_Antes	Prod_Despues	Red.	Ganancial	OBSERVACIONES
		Fractura	Estm. C/Ácido	Estm_Desplz. C/N2	Limpz. C/Solvt	Limpz. C/Coiled Tubing/Snubbing	Rep. Cabezal	RCN/AAA	BNPD	BNPD	Pulg.	BNPD	
SLE-01	19-Dic-89		x	x					1866	1834	1/2	-32	
	16-Mar-90		x	x					1722	0	1/2	-1722	No se logró inducir a producción.
	25-Abr-90			x		x			0	1892	1/2	1892	
	29-Oct-91		x	x		x			0	0		0	No se logró pasar de 18737', ni se indujo a producción.
	19-Feb-92	x							0	1710	3/8	1710	Después de la fractura el pozo incrementa el corte de agua y declina su producción. Cerrandose en Mayo / 93
SLE-02	18-Ene-95				x				414	0	1/2		
	26-Ene-95		x	x					414	1013	1/2	599	
SLE-03	Nov-96			x					0	0			El pozo queda en estado SS-SD
	Dic-96		x		x				0	915			
SLE-04	Dic-96					x			0	546			
	Ene-97		x						546	0			
SLE-05	18-Mar-98			x					0	0			No se logró inducir a producción (el pozo fluyó agua+gasol)
	Abr-98							x	0	0			Durante las operaciones de cañoneo la presión de cabezal se mantuvo en 0 Lpc en todo momento.
SLE-06	29-Nov-98		x						419	459	3/8	40	
SLE-42-X	11-May-87							x	0	904	1/2		
	29-Dic-94		x						438	1053	1/2	615	
	Feb-97				x				898	905	1/2	7	
	Ago-98				x	x			342	646	1/2	304	
	Dic-99						x		284	510	3/8	226	
SLE-44-X	29-Ago-86							x	0	0			Pozo Arenado
	12-Dic-86		x						540	1784	3/8	1244	
	14-Dic-94		x		x				407	1329	1/2	922	
	29-Mar-96		x	x	x				650	1290	1/2	640	
	10-Feb-97		x		x				947	1129	1/2	182	
	11-Jun-98		x		x		x		998	1476	1/2	478	
	18-Nov-99		x		x				462	786	1/2	324	
	28-Sep-00				x				0	0			No se reportaron pruebas
	16-Dic-00			x					0	447	1/2	447	
SLE-71-X	08-Oct-86					x			0	0			El pozo se encuentra en estado VVO (EC) el 20/10/86.
	24-Oct-86							x	0	0			Se trató de inducir a producción sin éxito
	24-Nov-86					x			0	1105	1/2	1105	
	23-Nov-89		x	x					1343	2581	1/2	1238	
	22-Oct-94		x	x	x	x			806	2134	5/8	1328	
	13-Feb-97		x			x			2524	2531	5/8	7	
									16020	28979		12959	

Ganancial por trabajo realizado



APÉNDICE F (MECHAS DE VECINOS)

Hoyo de Superficie					
Pozo	Tipo	Logitud Perforada [Pies]	TFA [pul^2]	Tiempo [Horas]	Numeración
SLE-03	DSJ	3605	0,641	65,5	A3
SLE-04	X3A	3690	0,589	38	A4
SLE-05	R-1	3700	0,75	38,5	A5
SLE-06	MAXET-1	4369	0,719	39	A6
Hoyo Intermedio 1					
Pozo	Tipo	Logitud Perforada [Pies]	TFA [pul^2]	Tiempo [Horas]	Numeración
SLE-03	ATMCM671	2202	0,451	48	A3
	DS40HF+	798	0,52	29	B3
	FP-51	382	0,45	24	C3
	AG-526 Dejo pedazo	2660	0,61	77	D3
	SDGH	113	0,59	9	E3
	DS76HF+	3528	0,55	132,2	F3
	ATM-05	203	0,565	21,6	G3
SLE-04	SDS	170	0,389	5	A4
	SP237	3673	0,9	97,1	B4
	AG-526	235	0,69	9,1	C4
	AG-526 Usada	1165	0,69	54,2	D4
	M71S	271	0,773	20	F4
	DS78HFT	2696	0,7	119,9	G4
	DS76HFT	766	0,704	52,1	H4
	DS78HFT	1653	0,701	152,3	I4
	ATM-22g	365	0,589	57,1	J4
SLE-05	ATMCM6	2322	0,52	58	A5
	G536XLK	5251	0,61	113,7	B5
	DS78HF+	2103	0,72	120,4	C5
	AG545	200	0,83	26,2	D5
	S76HF+	362	0,902	26,1	E5
	G536XL Usada	870	0,84	84,4	F5
	G547XL Usada	106	0,84	33,5	G5
	G536KLK Usada	271	0,84	65,3	H5
SLE-06	G526K	5568	0,968	120	A6
	G-535ZG5	2859	0,901	91,05	B6
	G-535ZG5	2395	1,04	161,12	C6
	AG545	283	1,04	42,5	D6

Tabla F.1 Mechass para el hoyo de superficie e intermedio 1

Hoyo Intermedio 2					
Pozo	Tipo	Logitud Perforada [Pies]	TFA [pul^2]	Tiempo [Horas]	Numeración
SLE-03	FM-2745G	493	0,406	41,4	B3
	DS56HS	307	0,441	38,4	C3
	ATM22G Repaso	282	0,388	44	F3
	G447XLA	180	0,441	37,7	G3
	M53	200	0,601	62,8	I3
	DS100HS	344	0,579	55,2	K3
	F-3	195	0,388	38,2	M3
	MF-3	238	0,388	57,9	N3
	SS86F	340	0,388	61,4	P3
	SS86F	340	0,388	61,4	Q3
	SS86F	197	0,43	25,8	R3
	M533PV	360	0,45	70	S3
	SS84F	154	0,45	36,9	T3
SLE-04	EHP52AD	221	0,389	34,8	A4
	SS86F	195	0,389	29,5	B4
	SS86F	167	0,389	32,6	C4
	SS86F	137	0,389	27,4	D4
	SP-512	322	0,5	60,5	G4
	DS84HS	412	0,8	64	I4
	M53	319	0,83	50,1	J4
	FM274SC	234	0,559	40	K4
SLE-05	G447XL Usada	121	0,53	30,9	B5
	SD437 Usada	286	0,51	70	C5
	G447XL	159	0,51	41,8	D5
	H-733	252	1	53,3	E5
	828ST	88	0,7	16,2	F5
	M36X	176	0,78	26,3	G5
	M36N	313	0,566	68,9	H5
	M34HSX	410	0,557	115,4	I5
	DS56HGS	882	0,601	127,3	J5
SLE-06	BD447	374	0,601	87	A6
	G447XLG5	700	0,601	138,5	B6
	G447XLG5	1502	0,601	195,1	C6

Tabla F.2 Mechass para el hoyo intermedio 2

Hoyo de Producción					
Pozo	Tipo	Logitud Perforada [Pies]	TFA [pul^2]	Tiempo [Horas]	Numeración
SLE-03	MO9E	424	0,388	47	B3
	SE10G9T	217	0,331	64,3	G3
	SE10G9T	158	0,388	34,8	H3
SLE-04	DST1H	278	0,451	45	A4
	M-09	204	0,389	56,5	C4
	M-09	113	0,389	33,5	D4
SLE-05	SE1130RC	185	0,72	41,2	B5
	H733E	130	0,5	102,1	E5
	H733E	176	0,5	65,4	F5
	DS100HFD	103	0,6013	38,2	G5
SLE-06	ARC-425 Usada	107	0,46	20	A6
	STR447G5	143	0,537	17,6	B6
	C-201	55	0,38	18,11	D6
	STR447G5	205	0,537	29,4	E6

Tabla F.3 Mechass para el hoyo DE PRODUCCIÓN