



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

## DISEÑO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PETROLERO APLICANDO LA METODOLOGÍA FRONT END LOADING (FEL)

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

GONZÁLEZ BECERRIL FERNANDO

DIRECTOR: ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA,

2010.





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-1418

**SR. FERNANDO GONZÁLEZ BECERRIL**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Octavio Steffani Vargas y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**DISEÑO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PETROLERO APLICANDO LA METODOLOGÍA  
FRONT END LOADING (F.E.L.)**

- I INTRODUCCIÓN**
- II CONCEPTOS FUNDAMENTALES**
- III METODOLOGÍA FRONT END LOADING**
- IV PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS**
- V PRODUCTIVIDAD DE POZOS**
- VI APLICACIÓN DE F.E.L. A UN CASO DE CAMPO**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- VIII ANEXOS**
- IX BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D. F., a 9 de Noviembre de 2009  
EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

**JGGZ\*RJPYS\*srs**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCIÓN

*Aceptación de Trabajo Escrito*

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda  
Director de la Facultad de  
Ingeniería de la U.N.A.M.  
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor GONZALEZ BECERRIL FERNANDO registrado con número de cuenta 09718465-6 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 25/01/2010

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/Ene/2010.

DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FERREZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 25/Ene/2010

ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26-enero-10

M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26-01-2010

FECHA DE EMISIÓN: 4 de Diciembre de 2009.

*Dedicatoria especial:*

*Al Lic. Fernando González Martínez †, espero que con el transcurso de los años pueda llegar a ser una persona tan sabia y admirable como tú, tu recuerdo y tu ejemplo siempre serán mis guías.*

## *Agradecimientos*

*A mis padres:*

*Fernando González Hernández y Ma. Teresa M. Becerril Martínez, por sus cuidados, consejos, regaños, por su apoyo incondicional en los momentos más caóticos de mi vida, pero más que nada por todo el amor y cariño que siempre me han dado. Gracias a ustedes me fue posible concluir esta meta, sin su apoyo nunca lo hubiera logrado.*

*A mis hermanos:*

*Manuel y Sofía, por que siempre recibí de ustedes el apoyo que necesité y mucho más. También les agradezco las experiencias que compartimos juntos, los consejos y palabras de aliento, son y seguirán siendo dos de los pilares más importantes de mi vida.*

*A mi sobrina:*

*Daniela Sofía González Copado, tú fuiste uno de los motivos principales por los que decidí terminar mi carrera, eres mi adoración y estoy orgulloso de ti, nunca cambies!*

*A toda mi familia:*

*Mis abuelitas, tíos, primos, sobrinas y cuñados ya que ustedes también son parte importante en los logros de mi vida.*

*A mi director de tesis:*

*Ing. Octavio Steffani Vargas, por los consejos y todo el tiempo invertido para conseguir que finalizara este trabajo.*

*A mis sinodales:*

*Por ser una guía y haberse tomado el tiempo de revisar y contribuir con sus comentarios al enriquecimiento de este trabajo.*

*A mis amigos y a mis compañeros de carrea.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería:*

*Si de algo estoy orgulloso, es de pertenecer a esta comunidad, gracias a ellas soy y seguiré siendo....*

*orgullosamente hecho en C.U.!!!*

## DISEÑO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PETROLERO APLICANDO LA METODOLOGÍA FRONT END LOADING (FEL)

Índice	i
Índice de figuras	v
Introducción	viii

### CAPÍTULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

#### 1.1 Propiedades de la roca

1.1.1 Porosidad ( $\Phi$ )	1
1.1.2 Permeabilidad (K)	3
1.1.3 Saturación (S)	4
1.1.4 Mojabilidad	6
1.1.5 Presión Capilar ( $P_c$ )	6

#### 1.2 Propiedades de los fluidos

1.2.1 Densidad relativa del aceite, $\gamma_o$	7
1.2.2 Factor de volumen de formación del aceite, $B_o$	7
1.2.3 Relación Gas Disuelto-Aceite ( $R_s$ )	8
1.2.4 Relación Gas-Aceite instantánea, $RGA$ o $R$	8
1.2.5 Viscosidad del aceite, $\mu_o$	9

#### 1.3 Clasificación de los Yacimientos

1.3.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora	11
1.3.2 De acuerdo con el tipo de trampa	12
1.3.3 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados	12
1.3.4 De acuerdo con la presión original en yacimiento de aceite	13
1.3.5 De acuerdo al tipo de empuje predominante	13
1.3.6 De acuerdo con el diagrama de Fase	15

#### 1.4 Clasificación de Reservas y conceptos básicos relacionados

1.4.1 Volumen original de hidrocarburos	16
1.4.2 Volumen original de hidrocarburos no descubierto	17
1.4.3 Volumen original de hidrocarburos descubierto	17
1.4.4 Recursos Prospectivos	17
1.4.5 Recursos Contingentes	17
1.4.6 Reservas	17

**1.5 Conceptos fundamentales de probabilidad y estadística para la administración de proyectos de explotación**

1.5.1 Definiciones	21
1.5.2 Variable aleatoria	22
1.5.3 Medidas de tendencia central	23
1.5.4 Medidas de tendencia central a una variable aleatoria continua	24
1.5.5 Riesgo e incertidumbre	25

**CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA FRONT END LOADING (FEL)**

2.1 Origen de la Definición Inicial del Proyecto (FEL) como buena práctica en la industria.	27
2.2 Antecedentes sobre el Origen de la definición inicial de un proyecto (FEL).	28
2.3 Definición del Front End Loading (FEL).	31
2.4 La importancia del Front End Loading.	33
2.5 Ventajas competitivas de emplear FEL.	34
2.6 Principios Básicos del FEL.	35
2.7 Barreras a Vencer para Implementar el FEL.	36
2.8 Componentes del FEL.	38
2.9 Consideraciones clave.	40
2.10 Factores críticos de éxito de FEL.	42
2.11 El mejor tiempo para implementar FEL.	42
2.12 La metodología FEL dentro de Pemex Exploración y Producción.	44

**CAPÍTULO 3. TERMINACIÓN DE POZOS**

3.1 Terminación	47
3.2 Tipos de terminación	48



<b>Índice</b>	<b>Página</b>
<b>3.3 Programa de terminación</b>	55
<b>3.4 Fluidos de terminación</b>	56
<b>3.5 Fluido empacador</b>	56
<b>3.6 Disparos</b>	57
3.6.1 Tipos de disparo	57
3.6.2 Pistolas Hidráulicas	58
3.6.3 Densidad de los disparos	59
3.6.4 Planeación del sistema de disparo	59
3.6.5 Taponamiento de los disparos	59
<b>3.7 Importancia del diámetro de la tubería de producción</b>	60
<b>CAPÍTULO 4. PRODUCTIVIDAD DE POZOS</b>	
<b>4.1 Sistema Integral de Producción</b>	62
<b>4.2 Flujo del yacimiento al pozo</b>	63
<b>4.3 Optimización de la producción</b>	64
<b>4.4 Análisis nodal</b>	65
<b>4.5 Índice de productividad</b>	66
<b>4.6 Relación entre los mecanismos de empuje y el índice de productividad</b>	68
<b>4.7 Eficiencia de Flujo</b>	69
<b>4.8 Daño a la Formación (flujo restringido)</b>	71
<b>4.9 Mecanismos de daño a la formación</b>	75
<b>4.10 Operaciones que ocasionan daño en pozos petroleros</b>	78
<b>CAPÍTULO 5. APLICACIÓN DE FEL A UN CASO DE CAMPO</b>	82
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	105

<b>Índice</b>	<b>Página</b>
<b>Anexo A. Flujograma VCD</b>	107
<b>Anexo B. Visualización y Conceptualización del Pozo Puma-22</b>	118
<b>Anexo C. Métrica del Campo PUMA</b>	141
<b>Anexo D. Definición de la Perforación Puma-22</b>	153
<b>Nomenclatura y simbología</b>	x
<b>Bibliografía</b>	xiv

**Índice de Figuras****Capítulo 1**

Figura 1.1 - Esquema de porosidades (Total, efectiva y no efectiva)	2
Figura 1.2 - Gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema agua-aceite en un medio poroso mojado por agua	3
Figura 1.3 - Comportamiento típico de permeabilidades relativas	4
Figura 1.4 - Representación de la saturación de fluidos en el poro	6
Figura 1.5 - Mojabilidad y presión capilar mediante dos fluidos conocidos	7
Figura 1.6 - Comportamiento típico del factor de volumen del aceite, $B_o$	8
Figura 1.7 - Comportamiento de la Relación Gas disuelto- Aceite, $R_s$	9
Figura 1.8 - Comportamiento de la Relación Gas-Aceite instantánea, RGA	9
Figura 1.9 - Forma común de la viscosidad del aceite	10
Figura 1.10 - Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos	18
Figura 1.11 - Clasificación de las reservas de hidrocarburos	21
Figura 1.12 - Posiciones relativas de la media, la mediana y la moda	24
Figura 1.13 - Conceptos de riesgo e incertidumbre	26

**Capítulo 2**

Figura 2.1 - Esquema de flujo de la metodología FEL	27
Figura 2.2 - Transformación de la industria	29
Figura 2.3 - Selección y Priorización de Mejores Prácticas Existentes	30
Figura 2.4 - Habilidad de una compañía para afectar los resultados de un proyecto	33
Figura 2.5 - Proceso de negocios de British Petroleum	34
Figura 2.6 - Evolución de actividades clave durante la etapa de procesos del Front End Loading	35
Figura 2.7 - Situaciones que se pueden evitar si se incluyen los procesos del FEL	37
Figura 2.8 - Principales partes que deben traslaparse para lograr el éxito de un proyecto	41

Figura 2.9 - Áreas involucradas a lo largo del ciclo de vida de un proyecto	41
Figura 2.10 - Elementos críticos de proyecto y del respectivo perfil de éxito o falla	42
Figura 2.11 - Etapas del FEL (Three Houses Consulting 2003-2005)	43
Figura 2.12 - Hitos de decisión en la cadena de valor del proyecto	44

## Capítulo 3

Figura 3.1 - Terminación sencilla en agujero descubierto y TP franca	50
Figura 3.2 - Terminación sencilla en agujero descubierto	51
Figura 3.3 - Terminación sencilla con agujero ademado con tubería franca	53
Figura 3.4 - Terminación sencilla en agujero ademado con T.P., Empacador y accesorios	53
Figura 3.5 - Terminación Sencilla Selectiva con T.P., dos empacadores y accesorios	54
Figura 3.6 - Terminación doble con dos T.P. y dos empacadores	55
Figura 3.7 - Carga explosiva	57
Figura 3.8 - Factores geométricos de los disparos	60
Figura 3.9 - Comportamiento cualitativo de los costos de compresión y tubería	61

## Capítulo 4

Figura 4.1 - Componentes Básicos de un Sistema Integral de Producción (SIP)	63
Figura 4.2 - Pérdidas de presión asociadas a cada componente de un SIP	64
Figura.4.3 - J vs. $N_p$ para diferentes mecanismos de empuje presentes en los yacimientos petroleros	79
Figura 4.4 - Perfil de presión para pozos dañados	70
Figura 4.5 - Modos de entrapamiento de las partículas	73
Figura 4.6 - Zona alrededor del pozo con permeabilidad alterada	74

**Capítulo 5**

Figura 5.1. Patrón de fallas del campo PUMA a nivel Cretácico y JSK	84
Figura 5.2. Configuración estructural a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano	85
Figura 5.3. Línea Sísmica en dirección de la trayectoria de la perforación del pozo de desarrollo Puma-22	86
Figura 5.4. Corte del anticlinal por la localización Puma-22	86
Figura 5.5. Calidad de la roca almacén. Intervalo productor 5850-5875.	88
Figura 5.6. Calidad de la roca almacén. Intervalo productor de 5695-5720.	88
Figura 5.7. Gráfica de Winland ( Porosidad vs Permeabilidad)	89
Figura 5.8. Diagrama Tornado-Probabilidad VOES y Reservas	91
Figura 5.9. Distribución probabilística de propiedades petrofísicas JSK	92
Figura 5.10. Distribución de Reservas Asociadas al Pozo Puma-22	93
Figura 5.11. Curva IPR compuesta (estimada), del pozo Puma-22	95
Figura 5.12 Comportamiento presión-producción estimada para diferentes estranguladores	95
Figura 5.13. Curva IPR considerando que el intervalo superior sería fracturado	98
Figura 5.14. Comportamiento de producción estimado con sensibilidad al diámetro del estrangulador, una vez fracturado.	96
Figura 5.15 Declinación de la producción, pozo Puma-22	98
Figura 5.16. Diseño dinámico	100
Figura 5.17. Diseño estático (Esfuerzos) con Wellcat	101
Figur 5.18. Estado mecánico programado (preliminar). 40° de desviación	102
Figura 5.19. Configuraciones asociadas a las pistolas de 2 1/8" y 2 1/2"	103

El presente trabajo consiste de un análisis en el que se pretende aplicar la metodología Front End Loading (FEL) a la industria petrolera, más específicamente a la productividad de un pozo petrolero y con esto poder incrementar los beneficios del mismo haciendo el análisis correspondiente con un enfoque FEL. En el proceso FEL se identifican y analizan todos los riesgos y oportunidades que pueden presentarse durante las operaciones y actividades correspondientes que abrirán el pozo a producción, que al efectuarse en forma correcta, pueden incrementar drásticamente la oportunidad de maximizar el éxito del pozo logrando mayor rentabilidad del mismo.

El Front End Loading o FEL, es la mejor práctica más comúnmente utilizada por las empresas líderes en Estados Unidos para mejorar los resultados de sus proyectos de inversión en términos de costo, programa, operatividad y cumplimiento de sus objetivos de negocio.

El término de FEL fue acuñado por DuPont hace casi 20 años y en la industria estadounidense variaciones de la misma metodología se conoce con los nombres de Front End Definition, Front End Engineering, Front End Planning ó Pre-Project-Planning, entre otros. Además de lo anterior las compañías que adoptaron FEL lo hicieron adaptándolo a sus propias necesidades y cultura de negocios. Lo anterior da como resultado que el FEL tenga varios sinónimos y tantos modelos específicos como compañías lo hayan adecuado.

El término Front End Loading surge como resultado natural de la adaptación de mejoras a los procesos de inversión.

En México, dicha metodología llega como influencia de compañías consultoras para mejorar el desempeño de los proyectos sin que exista una traducción al español para el término FEL, ni se tenga registro o evidencia de cuando se comienza a implementar esta.

El FEL se fundamenta en estudios que han demostrado que en la práctica, muchos proyectos, grandes y pequeños enfrentan fallas y fracasos, originados principalmente por la mala planeación, una pobre definición del alcance, o debido a que el equipo de proyectos usualmente omite actividades esenciales de definición por presión para cumplir el programa del proyecto, obteniendo como consecuencia retrasos y sobrecostos en el mismo.

Dichos estudios han identificado a la Definición Inicial de Proyecto o Front End Loading (FEL) como una mejor práctica debido al impacto significativo en el resultado en proyectos de inversión, ya que ayuda a solucionar la problemática antes planteada, e incrementa notablemente sus probabilidades de éxito.

Expertos en proyectos en toda la industria han identificado a la pobre definición del alcance como una de las principales causas de falla en los proyectos. La misma inevitablemente afecta a las áreas de costos, programa, y características operacionales provocando sobrecostos, retrasos y dificultades para cumplir las metas operativas. El Front End Loading, es un proceso a través del cual maduran el alcance, estimado de costo y Plan de Ejecución del Proyecto a un nivel de

certidumbre suficiente y adecuada para decidir si conviene o no, desde el punto de vista de negocios, ejecutar el proyecto.

Los estudios antes mencionados demuestran la relación entre una buena definición del alcance y un buen desempeño del proyecto. Así mismo el empleo del FEL en el sistema de proyectos de cualquier unidad de negocios ha probado en diferentes compañías en los estados unidos ahorros de hasta el 20% en costo y programa.

Retomando el tema que concierne a esta tesis, al implementar la metodología FEL en el desarrollo de la productividad de un pozo petrolero, podemos decir que la misma se aplica a todas y cada una de las etapas de la vida de un pozo, desde que se hacen los primeros análisis económicos para verificar la viabilidad de este, hasta las etapas de reparación y terminación del pozo después de que el mismo se ha abierto a producción, inclusive se podría extender hasta que se alcanzan las condiciones de cierre del pozo ya que las operaciones para abandonarlo también generan gastos para la empresa.

## Capítulo 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

En este capítulo se tocarán temas como propiedades de la roca y de los fluidos ya que éstas se consideran como algunos de los factores más importantes que influyen en la productividad de un pozo petrolero, esto se debe a que una buena caracterización tanto del fluido como de la roca es vital para tomar buenas decisiones acerca de las operaciones que se pueden realizar dentro de la formación, pretendiendo con esto poder minimizar costos y tiempo en los trabajos realizados al pozo, así como maximizar la producción.

### 1.1 Propiedades de la roca.

#### 1.1.1 Porosidad ( $\Phi$ ).

Este es uno de los parámetros más importantes para la ingeniería de yacimientos debido a que de ella depende la capacidad de almacenamiento que tiene la formación productora. Los poros son espacios vacíos en la roca que sirven como receptáculos para los fluidos que esta contiene; por lo tanto la porosidad puede definirse como la relación del espacio vacío de la roca con respecto al volumen total de la misma, o bien, se puede decir que una roca está compuesta por un volumen de sólidos o roca y un volumen de poros. La porosidad se expresa de manera matemática como:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_s + V_p} = \frac{V_p}{V_r}$$

Donde:  $\Phi$  = Porosidad.

$V_p$  = Volumen total de poros.

$V_s$  = Volumen de sólidos.

$V_r$  = Volumen de roca.

La porosidad se expresa en fracción, pero es común también expresarla en porcentaje. En los yacimientos petroleros, la porosidad varía normalmente entre el 5% y el 30%. Esta puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos y/o con correlaciones.

#### Porosidad Absoluta ( $\Phi_a$ ).

En este tipo de porosidad se consideran tanto los poros que están interconectados así como los poros que están aislados y se expresa matemáticamente como:



$$\Phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r}$$

$\Phi_a$  = Porosidad absoluta.

$V_{pc}$  = Volumen de poros comunicados.

$V_{pnc}$  = Volumen de poros no comunicados.

$V_r$  = Volumen de roca.

### Porosidad Efectiva.

Este tipo de porosidad considera únicamente los poros intercomunicados, a través de los cuales pasarán los fluidos, por lo tanto este tipo de porosidad es el que es de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\Phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r}$$

En la figura 1.1 se ejemplifican los tipos de porosidades así como el material cementante y los granos que conforman la matriz de la roca

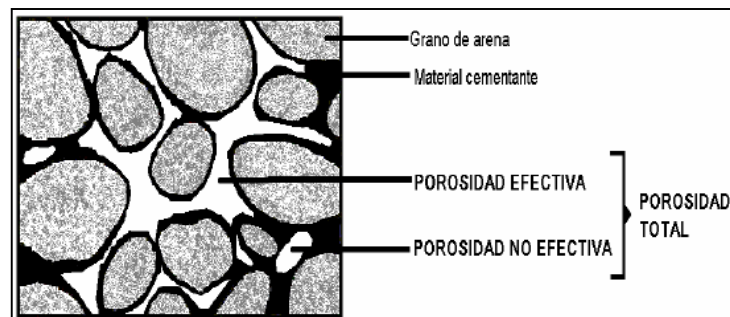


Figura 1.1 - Esquema de porosidades (Total, efectiva y no efectiva).<sup>11</sup>

Dependiendo del proceso que le dio origen, la porosidad puede clasificarse también como porosidad primaria o secundaria.

### Porosidad Primaria.

Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, litificación, es decir, en la diagénesis. A esta porosidad también se le conoce como porosidad original, intergranular o de matriz.

**Porosidad Secundaria.**

Se debe a procesos que experimenta el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, fallas, tectonismos, plegamientos, fenómenos químicos, etc. Éstos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que todos estos procesos se presentan posteriores a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

**1.1.2 Permeabilidad (K).**

La permeabilidad es una medida de la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.

**Permeabilidad absoluta (K).**

Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada de ese fluido al 100%.

**Permeabilidad efectiva ( $K_o$ ,  $K_g$ ,  $K_w$ ).**

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio poroso a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. En un yacimiento petrolero, podemos tener permeabilidad efectiva al aceite ( $K_o$ ), permeabilidad efectiva al gas ( $K_g$ ) y permeabilidad efectiva al agua ( $K_w$ ).

La gráfica de la figura 1.2 muestra un comportamiento típico de permeabilidades efectivas para un sistema agua-aceite en un medio poroso mojado por agua.

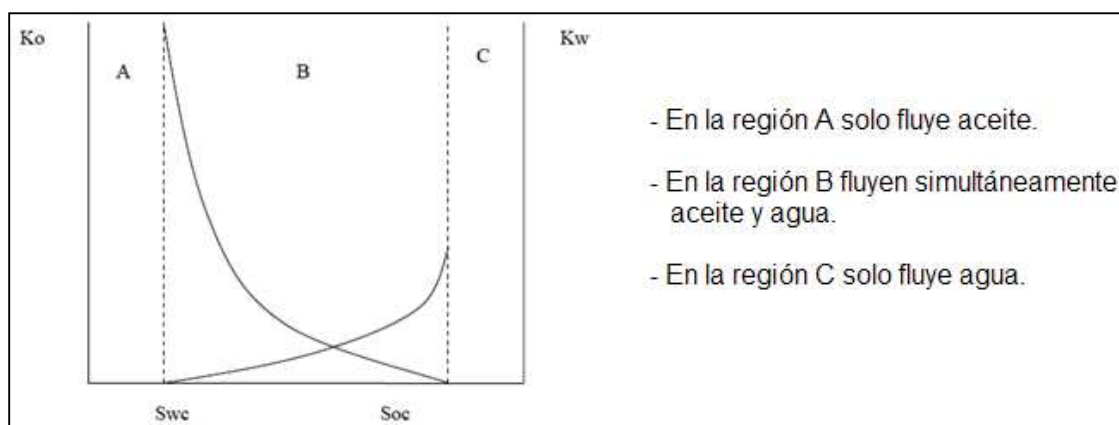


Figura 1.2 - Gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema agua-aceite en un medio poroso mojado por agua<sup>11</sup>.

### Permeabilidad Relativa ( $K_{ro}$ , $K_{rg}$ , $K_{rw}$ ).

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.

$$k_{ro} = \frac{K_o}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{K_g}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{K_w}{k}$$

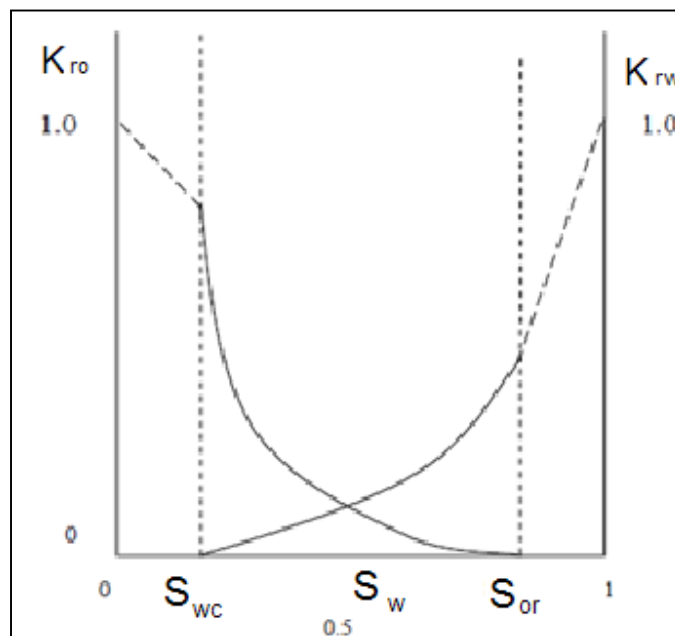


Figura 1.3 - Comportamiento típico de permeabilidades relativas<sup>3</sup>.

### 1.1.3 Saturación (S).

La saturación de un fluido en el medio poroso es una medida de volumen de fluidos que se encuentran contenidos en los huecos de la roca, en relación al volumen total de huecos de la roca almacenadora y se expresa en porcentaje o fracción, matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:  $S_f$  = Saturación de Fluido.

$V_f$  = Volumen de Fluido.

$V_p$  = Volumen de poros.

$f$  = Fluido (ya sea aceite, gas o agua).

Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de agua congénita, estas aguas quedaron entrampadas en los depósitos sedimentarios al tiempo de su formación y han permanecido en ellos desde entonces. Posteriormente, cuando se presentó la migración de los hidrocarburos, el agua es desplazada por estos, quedando los hidrocarburos (aceite y/o gas) entrampados en la roca. El agua no es desplazada totalmente por los hidrocarburos ya que siempre queda algo de ella en la roca. Por esta razón, generalmente se puede tener más de un fluido en un yacimiento. Refiriéndose por ejemplo, a dos fluidos, agua y aceite, la saturación de estos dos fluidos en conjunto siempre debe dar 1 ó 100% ( $S_w + S_o = 1.0$ ) y lo mismo para tres fluidos como se muestra en la figura 1.4, la sumatoria de las tres saturaciones debe dar la unidad o el 100% ( $\sum S_f = 1.0$ ). Si se tuviera un solo fluido en el medio poroso, entonces el volumen poroso será igual al volumen de fluido, esto es:

$$S_f = \frac{V_f@c.y.}{V_p@c.y.} = 1$$

$V_f@c.y.$  = Volumen del fluido a condiciones de yacimiento

$V_p@c.y.$  = Volumen de poros a condiciones de yacimiento

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentre, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes tenemos:

### **Saturación inicial ( $S_i$ ).**

Será aquella a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se le denomina saturación de agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo de su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.

### **Saturación crítica ( $S_c$ ).**

Será aquel valor de saturación al cual un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

## Conceptos Fundamentales

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y la saturación inicial puede variar comúnmente entre 10% y 30%. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% o más y residuales de aceite del orden del 40%.

Las saturaciones de fluido pueden obtenerse directamente de núcleos preservados, en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos de explotación.

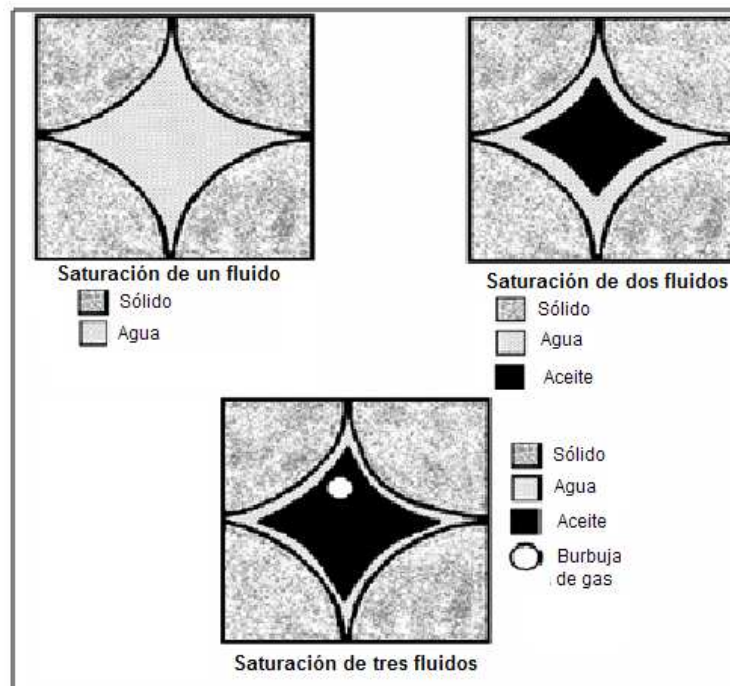


Figura 1.4 - Representación de la saturación de fluidos en el poro<sup>11</sup>.

### 1.1.4 Mojabilidad.

Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto. Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica y si lo es por agua será hidrófila.

### 1.1.5 Presión Capilar ( $P_c$ ).

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca.

También se define a la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar al fluido mojante y de repeler al no mojante.

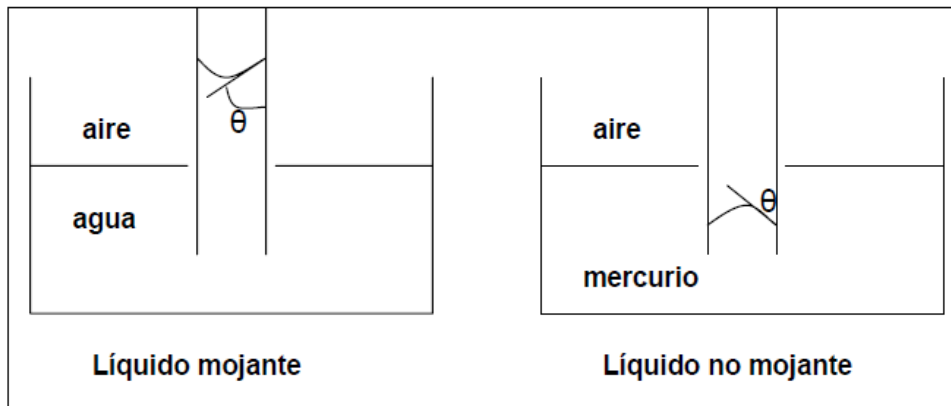


Figura 1.5 - Ilustración de los fenómenos de mojabilidad y presión capilar mediante dos fluidos conocidos<sup>11</sup>.

## 1.2 Propiedades de los fluidos.

### 1.2.1 Densidad relativa del aceite, $\gamma_o$ .

La densidad específica o relativa de un aceite,  $\gamma_o$ , se define como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura, es decir:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Asimismo, la densidad relativa del aceite,  $\gamma_o$ , se puede expresar como la densidad relativa 60°/60°, lo que significa que las densidades del líquido y del agua se midieron a 60°F a la presión atmosférica. En la industria petrolera se emplea la densidad en grados *API* que se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

en donde  $\gamma_o$ , es la densidad relativa del aceite a 60°/60°.

### 1.2.2 Factor de volumen de formación del aceite, $B_o$ .

El factor de volumen de formación del aceite,  $B_o$ , se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite.

$$B_o = \frac{(\text{volumen de aceite} + \text{gas disuelto}) \text{ a c.y.}}{\text{volumen de aceite a c.e.}}$$

La figura 1.6 representa el comportamiento típico del factor de volumen del aceite de formación, se observa que por arriba de la presión de burbuja, el factor de volumen de formación disminuye al tiempo que aumenta la presión (debido a la compresibilidad del aceite). Por debajo de la presión de burbuja, el factor de volumen de la formación decrece al disminuir la presión (por ejemplo, se vaporizan los componentes ligeros).

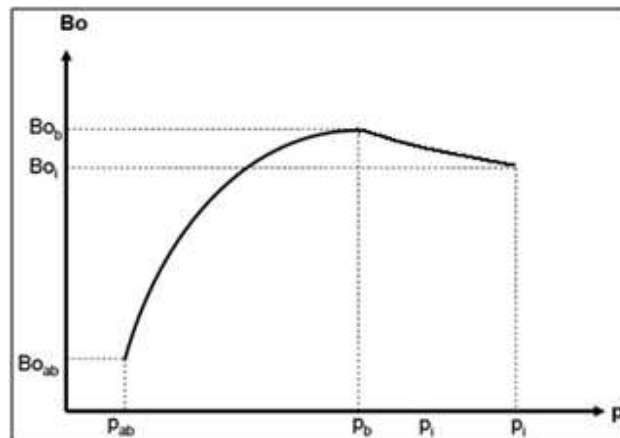


Figura 1.6 - Comportamiento típico del factor de volumen del aceite,  $B_o$ , como una función de la presión a temperatura de yacimiento constante<sup>9</sup>.

### 1.2.3 Relación Gas Disuelto-Aceite ( $R_s$ ).

Se define como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura medido a condiciones estándar entre el volumen de aceite muerto a condiciones estándar, cuando la presión de yacimiento es mayor a la presión de burbuja no existe liberación de gas en el yacimiento, por tanto  $R_s$  se mantiene constante, pero a presiones menores que la presión de burbuja  $R_s$  disminuye, este comportamiento se muestra en la figura 1.7.

$$R_s = \frac{\text{Vol. de gas disuelto en el aceite a } p \text{ y } T @ c. e.}{\text{Vol. de aceite muerto @ c. e.}}$$

### 1.2.4. Relación Gas-Aceite instantánea, $RGA$ o $R$ .

Se define como el gasto total de gas @ c.e. entre el gasto de aceite muerto @ c.e.

$$RGA = \frac{\text{Vol. de gas disuelto en el aceite} + \text{Vol. de gas libre @ c. e.}}{\text{Vol. de aceite muerto @ c. e.}}$$

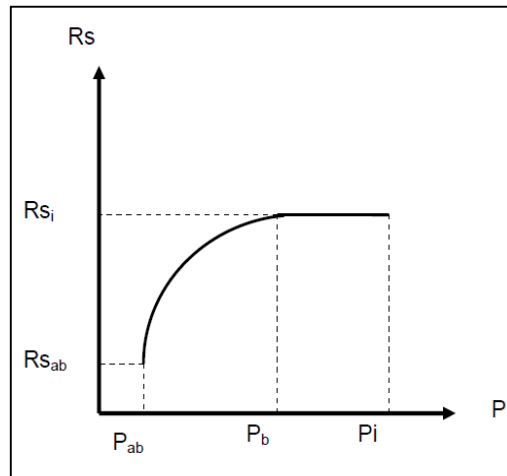


Figura 1.7 - Comportamiento de la Relación Gas disuelto- Aceite,  $R_s$ , como función de la presión del yacimiento a una temperatura constante<sup>11</sup>.

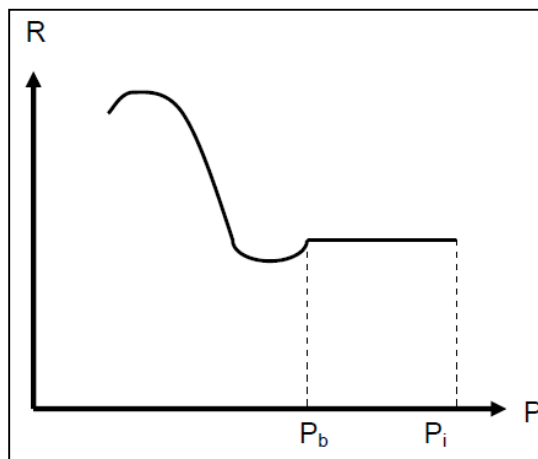


Figura 1.8 Comportamiento de la Relación Gas-Aceite instantánea, R o RGA, como función de la presión en un yacimiento bajo- saturado<sup>11</sup>.

En la figura 1.8 se muestra el comportamiento de la RGA, se puede notar que para presiones mayores a la presión de saturación RGA describe el mismo comportamiento de  $R_s$  ya que aún no se ha comenzado a liberar el gas, para presiones menores a la presión de saturación se modifica el comportamiento, esto se debe a que comienza la liberación de gas por lo que la cantidad de gas disuelto disminuye, pero este no se desplazará hasta llegar a la saturación de gas crítica, por esto es que se muestra una inflexión en la curva y este gas se comienza a producir, por lo tanto se tiene el crecimiento de RGA.

### 1.2.5 Viscosidad del aceite, $\mu_o$ .

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. La viscosidad del aceite generalmente se expresa en centipoise. La viscosidad del aceite es afectada por la



presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión. La figura 1.9 presenta la relación entre la viscosidad de un aceite negro respecto a la presión, a una temperatura del yacimiento constante.

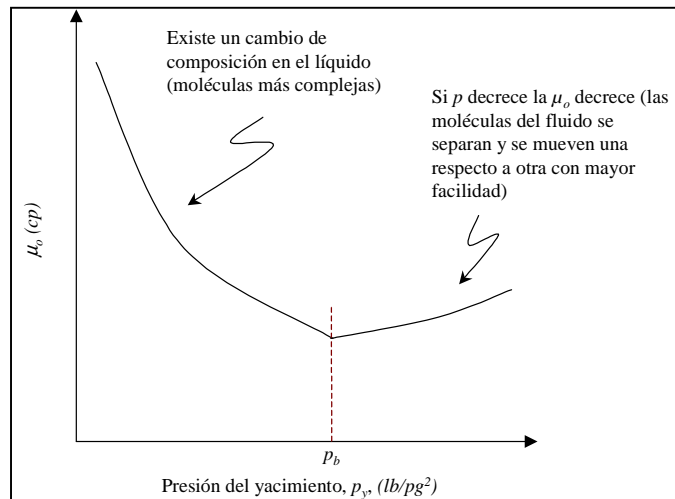


Figura 1.9 - Forma común de la viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante<sup>9</sup>.

### 1.3 Clasificación de los Yacimientos.

#### Yacimiento.

Se entiende por Yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

Los yacimientos de hidrocarburos pueden tener características muy diferentes unos de otros, para su mejor estudio se han determinado los principales factores que afectan su comportamiento y en base a ello podemos hablar de clasificaciones de acuerdo a:

- **Tipo de roca almacenadora.**
- **Tipo de trampa.**
- **Fluidos almacenados.**
- **Presión original del yacimiento.**
- **Diagrama de fase.**

### 1.3.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.

Las rocas almacenadoras son generalmente areniscas, calizas y/o dolomías.

#### **Arenisca.**

La mayoría de las arenas son transportadas y depositadas por acción del agua. El tamaño de los granos depositados depende de la velocidad del agua que los transporta (energía del ambiente); por esta causa, las areniscas o “sandstone” tienden a presentar una porosidad de tipo intergranular bastante uniforme.

#### **Caliza.**

Contrariamente a la arenisca, la caliza no es generalmente transportada como granos, sino que es depositada por decantación en agua de mar, sea precipitando de la solución o de restos acumulados de conchas de animales marinos. El espacio poroso original es frecuentemente alterado por redisolución posterior de la parte sólida. Por lo tanto, la porosidad (denominada de porosidad secundaria) tiende a ser menos uniforme que en las areniscas, presentando vóculos y fisuras que coexisten con la porosidad primaria.

#### **Dolomía.**

Las dolomías o son formadas cuando aguas ricas en magnesio circulan a través de calizas, reemplazando algunos de los átomos de calcio por átomos de magnesio. Este proceso, denominado de dolomitización, resulta generalmente en la reducción del volumen de la matriz con lo que, como consecuencia, aumenta la porosidad y suministra más espacio poral para la acumulación de fluidos.

#### Otros tipos de roca

Las formaciones que contienen solamente areniscas o carbonatos (calizas y/o dolomías) son denominadas formaciones limpias. La interpretación con registros modernos es relativamente simple. Cuando estas formaciones contienen lutitas (arcilla y limo), se les denomina sucias o arcillosas. Estas formaciones pueden ser mucho más difíciles de interpretar.

Según lo anterior, la clasificación de los yacimientos petroleros de acuerdo al tipo de roca almacenadora es la siguiente:

- Arenas:  
Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias. Estas con limo, cieno, lignito, bentonita, etc.
  
- Areniscas:  
Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silicosos.

- Calizas porosas cristalinas:  
Su porosidad primaria es muy baja, es porosidad ínter-cristalina, puede tener poros muy importantes debidos a la disolución.
- Calizas oolíticas:  
Su porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.
- Calizas detríticas:  
Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo cementado.
- Calizas fracturadas y/o con cavernas:  
Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento y a la comunicación entre las cavernas.
- Calizas dolomíticas o dolomitizadas:  
Su porosidad se debe al cambio del mineral calcita a dolomita.

### 1.3.2 De acuerdo con el tipo de trampa.

- Estructuras, como los anticlinales:  
En estos casos la acción de la gravedad originó el atrapamiento de los hidrocarburos.
- Por penetración de domos salinos:  
Igual a casos anteriores, puede ir ligado adicionalmente a fallas y/o discordancias.
- Por fallas:  
Las fallas pueden ocasionar una discontinuidad a las propiedades de flujo de la roca y por ello la acumulación de hidrocarburos.
- Estratigráficos:  
En este caso la acumulación de hidrocarburos se debe a los cambios de facies y/o discordancias, por disminución de la permeabilidad y por acuñaamiento.

### 1.3.4 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados.

- De aceite y gas disuelto:  
En este tipo de yacimiento la  $p_i > p_b$  por lo que todo el gas estará disuelto en el aceite a las condiciones de yacimiento.

- De aceite, gas disuelto y gas libre (casquete):  
Cuando  $p_i < p_b$  en la etapa de descubrimiento, el yacimiento tendrá gas libre desde el inicio de su explotación, a este tipo de yacimientos se las llama también saturados.
- De gas seco:  
Su composición y condiciones de p, T es tal que el yacimiento siempre producirá gas en superficie (se llega a recuperar volúmenes mínimos de líquido).
- De gas húmedo:  
Su composición y condiciones de p, T son tales que en el yacimiento es gas, pero a condiciones de superficie se tendrá gas y líquido.
- De gas y condensado retrogrado:  
A las condiciones originales de p, T es gas, pero al declinar la presión por debajo de la presión de rocío se forma una fase líquida.

### 1.3.5 De acuerdo con la presión original en yacimientos de aceite.

- Bajo saturados:  
La presión inicial es mayor que la presión de saturación,  $p_i > p_b$ . Todo el gas está disuelto en el aceite, por lo que se tendrá, en un inicio, una sola fase en el yacimiento, líquido.
- Saturados:  
La presión inicial es igual o menor que la de saturación,  $p_i < p_b$ , por lo que se libera el gas, quedando disperso o bien formando un casquete.

### 1.3.6 De acuerdo al tipo de empuje predominante.

- Empuje por expansión del sistema roca fluidos:  
La expansión de la roca y los líquidos ocurre en los yacimientos de aceite bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema; el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado.
- Empuje de gas disuelto liberado  
Cuando la presión se reduce en el yacimiento hasta alcanzar la presión de saturación, el gas que se encuentra disuelto en el aceite es liberado, por lo que el mecanismo de desplazamiento se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto

resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

Debido a que este tipo de mecanismos se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35 % del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

- *Empuje por gas Libre (Casquete)*

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores.

La ventaja de este mecanismo consiste en que provoca, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

La recuperación en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

- *Empuje por entrada de agua:*

En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto al aceite. Después que el contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

- Segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite; por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en los yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción; mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

- Otros tipos de empuje, incluyendo combinación de mecanismos:

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicado anteriormente, por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, el casquete de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar el aceite, posteriormente y después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

### **1.3.7 De acuerdo con el diagrama de Fase.**

Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse también con respecto a su diagrama de fase en:

- Yacimiento de Aceite Negro.
- Yacimiento de Aceite Volátil.
- Yacimiento de Gas y Condensado.
- Yacimiento de Gas Húmedo.
- Yacimiento de Gas Seco.

La tabla 1.1 contiene las características más significativas de cada uno de los yacimientos según su diagrama de fase.

## Conceptos Fundamentales

Tabla 1.1. Características principales de los yacimientos de hidrocarburos según su diagrama de fase<sup>39</sup>.

Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto		Yacimientos de Gas y Condensados		
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \leq T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenbar}$	$T_y < \text{Cricondenbar}$	$T_y < \text{Cricondenbar}$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbar	P. C. cercano a la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar	P. C. a la izquierda de la Cricondenbar
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Py nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Más separados de la línea de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	_____	_____	Fenómenos Retrogados	_____	_____
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	< 200	200 --- 1,000	500 --- 15,000	10,000 --- 20,000	< 20,000
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75

### 1.4 Clasificación de Reservas y conceptos básicos relacionados.

#### 1.4.1 Volumen original de hidrocarburos.

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Se expresa también a condiciones de superficie.

### **1.4.2 Volumen original de hidrocarburos no descubierto.**

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recursos prospectivos.

### **1.4.3 Volumen original de hidrocarburos descubierto.**

Es la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

### **1.4.4 Recursos Prospectivos.**

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área de estudio y en analogías con las áreas de volumen original de hidrocarburos descubiertos.

### **1.4.5 Recursos Contingentes.**

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende de nuevas tecnologías, entre otras. La figura 1.10 muestra un resumen de todos estos conceptos.

### **1.4.6 Reservas.**

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.



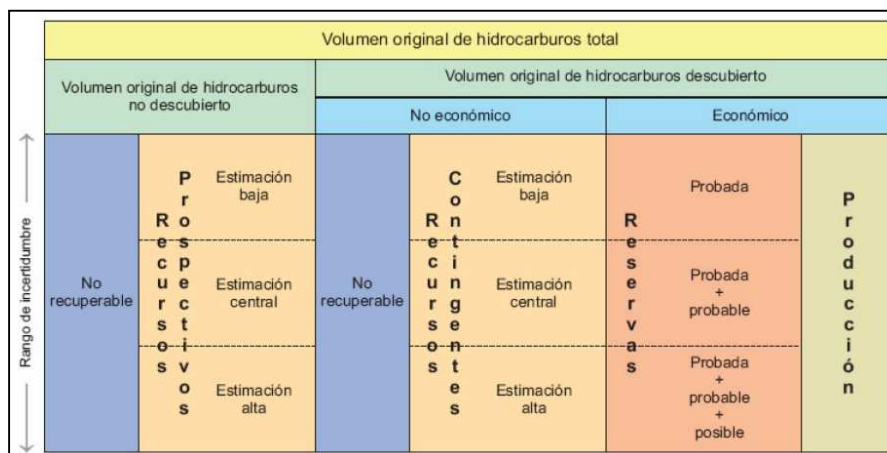


Figura 1.10 - Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.<sup>6</sup>

### Reservas probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluyen la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos sean recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento esta apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o el yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio esta impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que tenga la certeza de que serán instaladas.

### **Reservas probables.**

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más las probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.
- Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificados como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

### **Reservas posibles.**

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades

realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada, cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe una duda razonable de que el proyecto será comercial.
- Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

Cabe destacar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo, a medida que se cuenta con mayor y mejor información.

De esta manera, una vez que hemos estudiado los criterios internacionales tanto técnicos como económicos para realizar la clasificación de las reservas, resulta posible analizar los métodos mediante los cuales es factible realizar la cuantificación y la estimación de una posible recuperación de hidrocarburos e interpretar y clasificar estos pronósticos de producción, manteniendo siempre presente que la importancia de conocer la magnitud de estas radica en la seguridad y confianza que brindan tanto a inversionistas como a empresarios, para elaborar una estrategia de negocios, que pretenda integrar una cartera de inversiones rentable orientada a generar el máximo beneficio económico al menor riesgo, no solo a corto sino también a largo plazo. La figura 1.11 muestra un esquema de la clasificación de las reservas de hidrocarburos.

### **Reservas técnicas.**

Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reserva 2P: Es la suma de las reservas probadas más las reservas probables.

Reserva 3P: Es la suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

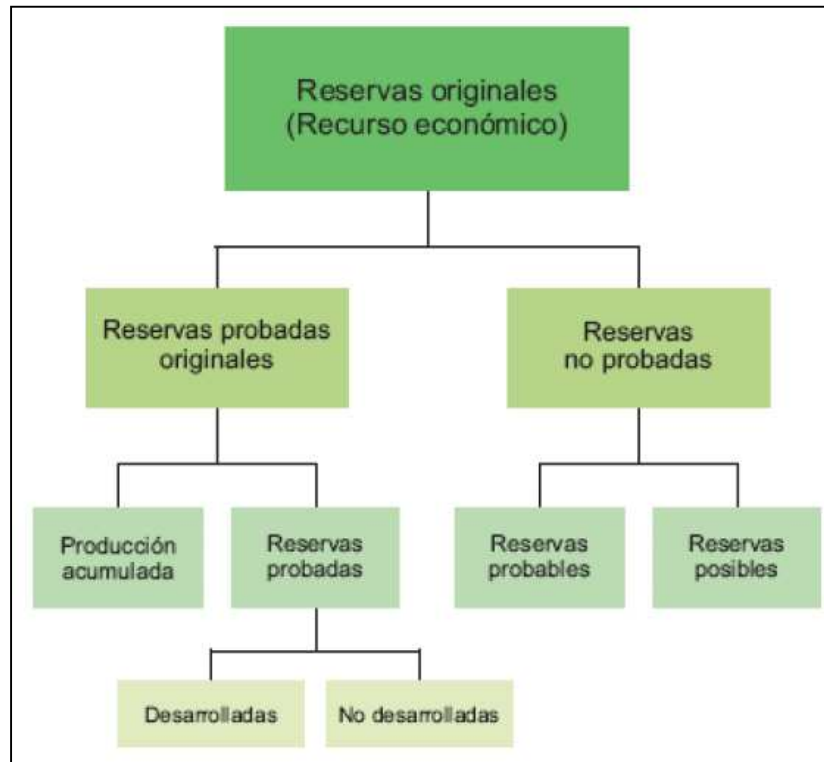


Figura 1.11 - Clasificación de las reservas de hidrocarburos.<sup>6</sup>

## 1.5 Conceptos fundamentales de probabilidad y estadística para la administración de proyectos de explotación

### 1.5.1 Definiciones.

Las probabilidades pertenecen a la rama de las matemáticas que estudia los experimentos llamados aleatorios, o sea que están regidos por el azar, en los que se conocen todos los resultados probables, pero no es posible tener certeza de cual será en particular el resultado de los experimentos.

La estadística es una gran rama de las matemáticas que se utiliza para describir, analizar e interpretar ciertas características de un conjunto de datos llamados población. La estadística se divide en dos áreas:

- La estadística descriptiva, que se dedica a los métodos de recolección, descripción, visualización y resumen de datos originados a partir de los fenómenos en estudio (Caracterización).

- La inferencia estadística, que se dedica a la generación de modelos, inferencias y predicciones asociadas a los fenómenos en cuestión (Pronóstico). Se ocupa de realizar inferencias acerca de poblaciones y sus características.

### 1.5.2 Variable aleatoria.

Una variable aleatoria es una función que asocia un número real con cada elemento muestral. Si un espacio muestral contiene un número finito de posibilidades o una serie interminable con tantos elementos como números enteros existan, se llama espacio muestral discreto. Si un espacio muestral contiene un número infinito de posibilidades igual al número de puntos en un segmento de recta, se llama espacio muestral continuo.

Ejemplos de variables discretas:

- Número de yacimientos que atraviesa un pozo.
- Densidad de fracturas naturales (número de fracturas por metro).
- Número de pozos necesarios para drenar un yacimiento.
- Número de pozos secos.
- Facies de un yacimiento.

Ejemplo de variables continuas:

- Gasto inicial de un pozo.
- Declinación de los pozos.
- Precio del crudo o gas.
- Costos anuales de mantenimiento.
- Reservas.
- VPN, Tasa de descuento.
- Propiedades petrofísicas.

El conjunto de pares ordenados  $(x, f(x))$  es una función de probabilidad o distribución de probabilidad de la variable aleatoria  $X$  si, para cada resultado posible  $x$ ,

$$f(x) \geq 0$$

$$\sum_x f(x) = 1$$

$$P(X = x) = f(x)$$

La distribución acumulada  $F(x)$  de una variable aleatoria discreta  $X$  con distribución de probabilidad  $f(x)$  es:

$$F(x) = P(X \leq x) = \sum_{t \leq x} f(t) \quad \text{para } -\infty < x < \infty$$

Una variable aleatoria continua tiene una probabilidad cero de tomar exactamente cualquiera de sus valores. En consecuencia su distribución de probabilidad no se puede dar en forma tabular pero se puede recurrir a una fórmula (función de densidad de probabilidad)

Una función de probabilidad se construye de modo que el área bajo la curva limitada por el eje x sea igual a 1 cuando se calcula en el rango de X para el cual se define f(x). Si este rango de X es un intervalo finito, siempre es posible extender el intervalo para incluir a todo el conjunto de números reales al definir f(x) como cero en todas las partes extendidas del intervalo.

La función f(x) es una función de densidad de probabilidad para la variable aleatoria continua X, definida en el conjunto de números reales R, si:

$$f(x) \geq 0, \quad \text{para toda } x \in R$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$$

$$P(a < X < b) = \int_a^b f(x)dx$$

La distribución acumulada F(x) de una variable aleatoria continua X con función de densidad f(x) es:

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt \quad \text{para } -\infty < x < \infty$$

### 1.5.3 Medidas de tendencia central.

**Media.** Sea X una variable aleatoria con distribución de probabilidad f(x). La media o valor esperado de X es:

$$\mu = E(X) = \sum_x xf(x) \quad \text{si X es discreta,}$$

$$\text{y} \quad \mu = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx \quad \text{si X es continua}$$

**Mediana.** Valor de la variable aleatoria que divide el área bajo la curva de la distribución de probabilidad en dos partes iguales.

**Moda.** Es el valor más probable de ocurrencia o el valor que ocurre con mayor frecuencia.

En la figura 1.12 se muestran las medidas de tendencia central: media, mediana y moda para curvas de frecuencias asimétricas a derecha e izquierda respectivamente, para curvas simétricas los tres valores coinciden.

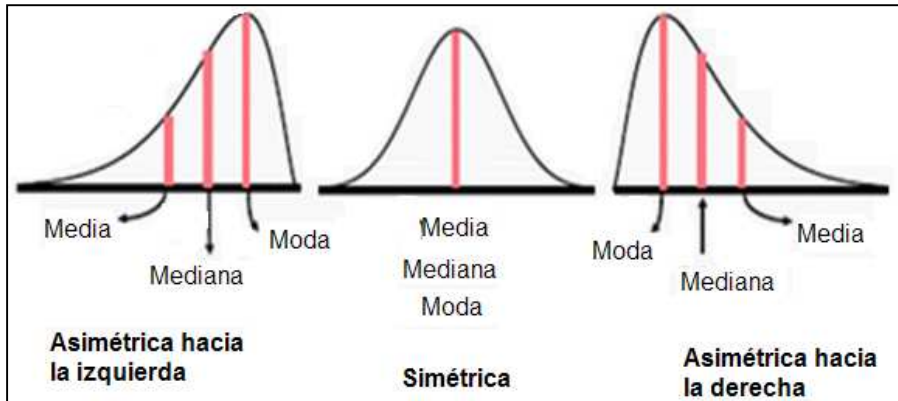


Figura 1.12 - Posiciones relativas de la media, la mediana y la moda.<sup>29</sup>

### 1.5.4 Medidas de tendencia central a una variable aleatoria continua.

#### Medidas de dispersión.

La medida de variabilidad de una variable aleatoria  $X$  se denomina varianza de la variable aleatoria  $X$  o varianza de la distribución de probabilidad de  $X$  y se denota por  $\text{Var}(x)$  o con el símbolo  $\sigma_x^2$ , o simplemente  $\sigma^2$  cuando queda claro a que variable nos referimos.

Sea  $X$  una variable aleatoria con distribución de probabilidad  $f(x)$  y media  $\mu$ , la varianza de  $X$  es:

$$\sigma^2 = E[(x - \mu)^2] = \sum_x (x - \mu)^2 f(x) \quad \text{si } X \text{ es discreta ;} \quad y$$

$$\sigma^2 = E[(X - \mu)^2] = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx \quad \text{si } X \text{ es continua.}$$

La raíz cuadrada positiva de la varianza se llama desviación estándar de  $X$ .

#### Pruebas de la bondad del ajuste.

Prueba que mide la discrepancia entre una distribución observada y otra teórica (bondad de ajuste), indicando en que medida las diferencias existen entre ambas; de haberlas, se deben al azar.

### 1.5.5 Riesgo e incertidumbre.

La industria petrolera en general es de las más importantes en el uso intensivo de inversiones y en la exposición a altos riesgos técnicos, ambientales y económicos. No obstante, los márgenes de ganancia están constantemente bajo presión por diferentes factores, incluyendo los altos costos de desarrollo de nuevas reservas, menos reservas incorporadas, menores tasas de retorno, incremento de la inflación que afecta los costos, relación oferta-demanda, volatilidad de los precios, pasivos ambientales y el riesgo e incertidumbre general del negocio.

En este sentido, es importante llevar a cabo evaluaciones económicas prudentes para cualquier proyecto de inversión antes de comprometer recursos. Las incertidumbres en los parámetros técnico-económicos de los proyectos de inversión, complican el proceso de toma de decisiones. Muchas decisiones importantes tienen que ser tomadas sin el conocimiento exacto del resultado real de las decisiones que se tomen hoy.

En general, el propósito del análisis es ayudar a los tomadores de decisión a pensar sistemáticamente acerca de problemas complejos y mejorar la calidad de la decisión resultante. En este sentido, es importante distinguir entre una decisión racional y una sin base analítica que por suerte tenga éxito. Una decisión racional, es aquella que está basada en el mayor entendimiento posible del problema y en un análisis y cuantificación de los riesgos e incertidumbres asociados al mismo.

Los factores que afectan la toma de decisiones incluyen avances tecnológicos, desarrollo de nuevos productos, incertidumbre en los precios del petróleo y gas así como en las variables técnicas del subsuelo, inversión, mantenimiento y operación, inflación, condiciones de mercado, incertidumbre política, restricciones ambientales, confiabilidad y obsolescencia de las instalaciones, disponibilidad de capital y regulaciones gubernamentales.

Riesgo e incertidumbre han sido tratados muchas veces como similares. Desafortunadamente, los autores han acordado una definición para estos términos. Incertidumbre se refiere al rango de posibles resultados o lo que es lo mismo, implica un rango de posibilidades donde cada una de las cuales puede presentar distintas probabilidades de ocurrencia. Riesgo se refiere a la probabilidad de ocurrencia de cualquiera de estos resultados o lo que es lo mismo, provee información relativa al grado de confiabilidad que tiene cada uno de estos resultados esperados de convertirse en el resultado real. En la figura 1.13 se muestran los conceptos de riesgo e incertidumbre.

El análisis de riesgo es una actividad orientada al futuro que trata de predecir eventos y cuantificar lo desconocido. Por ejemplo, invertir en un proyecto de inyección de gas miscible conlleva cierto grado de riesgo, por lo que antes de invertir, es necesario identificar y cuantificar las posibilidades de ocurrencia de los resultados potenciales y sus valores esperados.



## Conceptos Fundamentales

El análisis de riesgo combina los principios de probabilidad y estadística con la fuente de los datos y con la opinión de expertos para tratar de cuantificar la incertidumbre y el riesgo asociado a una oportunidad de inversión.

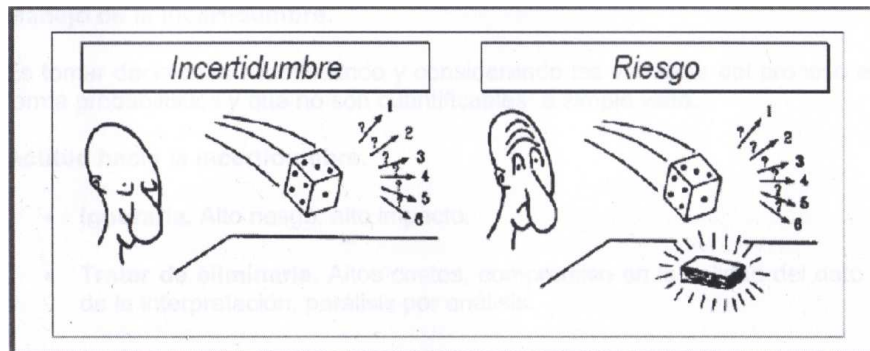


Figura 1.13 - Conceptos de riesgo e incertidumbre.<sup>29</sup>

Uno de los principales usos del análisis de riesgo es comparar dos o más opciones de inversión. ¿Cuál inversión tiene mayor riesgo? ¿Cuál tiene el mayor potencial de retorno de la inversión? Planear el presupuesto involucra conformar una cartera de proyectos a partir de las diferentes oportunidades evaluadas.

El análisis de riesgo es una metodología que reemplaza un número por una distribución probabilística. Cuando se restringen los modelos de manera que cada parámetro está representado por un solo valor, se le llama determinístico. Cuando a los parámetros se les permite estar representados por distribuciones de probabilidad, entonces el modelo se le llama probabilístico o estocástico.

### Clases de incertidumbre.

- Del conocimiento del sistema: Incertidumbre fundamental, reducible a través de estudios o mediciones más aproximadas.
- De la variabilidad intrínseca del sistema: Incertidumbre aleatoria, no es reducible.

### Manejo de la incertidumbre.

Es tomar decisiones cuantificando y considerando las variables del proceso en forma probabilística y que no son cuantificables a simple vista.

### Actitud hacia la incertidumbre.

- **Ignorarla.** Alto riesgo, alto impacto.
- **Tratar de eliminarla.** Altos costos, compromiso en la calidad del dato y de la interpretación, parálisis por análisis.
- **Análisis.** Entenderla, cuantificarla, estimar impacto, decidir.

**Capítulo 2. METODOLOGÍA FRONT END LOADING (FEL).**

El FEL se fundamenta en estudios que han demostrado que en la práctica, muchos proyectos, grandes y pequeños enfrentan fallas y fracasos, originados principalmente por la mala planeación, una pobre definición del alcance, o debido a que el equipo de proyectos usualmente omite actividades esenciales de definición por presión para cumplir el programa del proyecto, obteniendo como consecuencia retrasos y sobrecostos en el mismo.

**2.1 Origen de la Definición Inicial del Proyecto (FEL) como buena práctica en la industria.**

La metodología FEL surgió como una necesidad de las empresas constructoras para optimizar sus proyectos, siendo esta retomada, modificada y adecuada a las necesidades particulares por diferentes empresas de todo el mundo.

Una de las principales características de la metodología FEL es la evaluación que hace de los posibles escenarios, involucrando el riesgo asociado a cada uno de estos. La metodología está basada en la filosofía para administrar proyectos denominada Front End Loading (FEL), la cual considera que cada proyecto inicialmente pasa por tres fases: Visualización, Conceptualización y Definición.

En la Figura 2.1 se observa el flujo de la metodología FEL

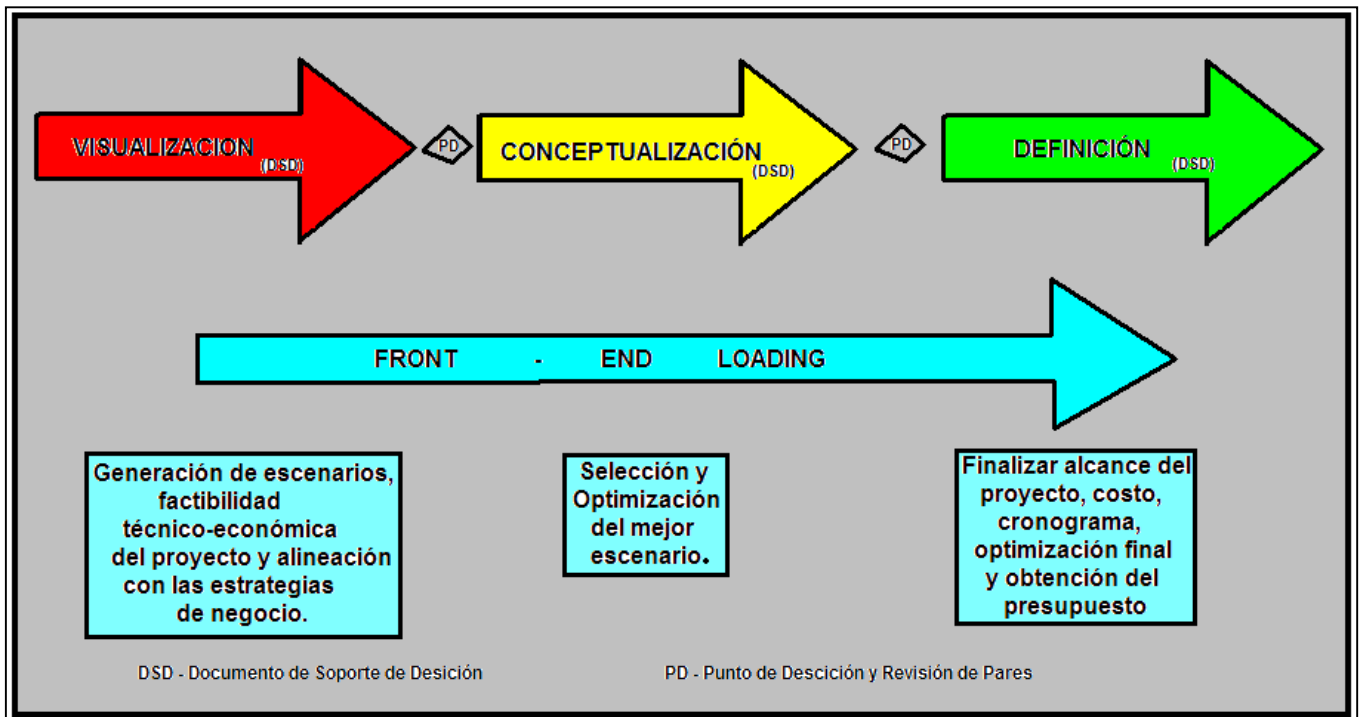


Figura 2.1 - Esquema de flujo de la metodología FEL<sup>27</sup>.

### **2.2 Antecedentes sobre el Origen de la definición inicial de un proyecto (FEL).**

A finales de los años 70 se formó una mesa redonda de negocios que patrocinó un amplio estudio para determinar la causa de la disminución de productividad que experimentaba la industria de la Construcción de los Estados Unidos, y proponer soluciones para detener y revertir esta tendencia.

Se formó un equipo con representantes de prestigiadas universidades, contratistas de ingeniería y construcción, así como dueños de negocios de muchos sectores de la industria. Como resultado de este esfuerzo concertado se publicó el informe de Efectividad de Costo de la Industria de la Construcción, conocido por sus siglas como CICE.

Este informe identificó y propuso soluciones para una serie de problemas específicos directamente relacionados con la pérdida de la productividad observada. Aquellos relacionados con las actividades del campo de la construcción fueron considerados como los que tenían el impacto más importante en los costos de los proyectos, tales como:

- Deficientes prácticas de seguridad
- Deficientes prácticas de administración de la construcción
- Falta de motivación de los trabajadores

De acuerdo a las recomendaciones del CICE éstas son áreas donde todos los administradores de proyecto, actuando como tales o como administradores de construcción, deberían tomar el liderazgo y ejercer su poder para influenciar el resultado de las actividades, y con esto asegurar el éxito al término del proyecto.

Uno de los resultados de la mesa redonda del CICE fue la creación de un Instituto Nacional que pudiera mejorar la posición competitiva de la industria de la construcción. Esto a través de la identificación de los elementos críticos que la impactaban, la investigación de nuevas tecnologías y técnicas de administración de proyectos, para con esto ayudar a resolver los problemas de la industria de la construcción de los Estados Unidos.

Tomando en cuenta esto, el 28 de octubre de 1983 se creó el "Construction Industry Institute" (Instituto de la Industria de la Construcción, CII por sus siglas en inglés) con sede en la Universidad Texas en Austin.

El CII fue integrado inicialmente por 28 miembros fundadores, quienes trabajaron en las recomendaciones del estudio del "Construction Industry Cost Effectiveness" (CICE) hecho por la Mesa Redonda de Negocios. Grupos de representantes de Universidades, contratistas de ingeniería, construcción y dueños de negocios recorrieron la Unión Americana para identificar la principal problemática y soluciones a temas clave para el desempeño de proyectos de construcción. Actualmente el CII ha completado más de 300 publicaciones, videos, libros, y

productos similares. Estos son distribuidos a miembros de las compañías y también se encuentran disponibles para un amplio margen del público.

El CII ofrece programas y publicaciones de investigación para miembros y todo el público, más allá de los cambios que puedan beneficiar a la industria, el propósito también es expandir el conocimiento sobre nuevos métodos de construcción y tecnologías de proceso.

La misión del CII es: “Mejorar la efectividad del costo de la inversión durante el ciclo de vida de un proyecto industrial, desde la definición inicial del proyecto hasta la terminación, recepción y pruebas. Con la colaboración de importantes resultados de la industria y proveyendo orientación en las mejores prácticas descubiertas a través de la investigación, los miembros del CII son colectivamente un foro de la industria para los procesos de ingeniería-procura y construcción.”

El CII reconoce que el éxito de los proyectos es una función de muchos parámetros, no solamente de la efectividad del uso de recursos. Algunos elementos clave que influyen en gran medida en lograr el éxito en un proyecto son:

- Gente
- Estrategia
- Ejecución

La figura 2.2 propuesta por James Porter<sup>15</sup> Vicepresidente de Ingeniería y Operaciones de DuPont, muestra la evolución y proyección futura de las prácticas en la industria en la que las mejoras prácticas propuestas por el CII son un elemento clave. La industria de la construcción ha madurado empleando las mejores prácticas del CII y según Porter ya está lista para iniciar un nuevo ciclo de crecimiento apoyándose en la integración y automatización del conocimiento generado por las mismas.

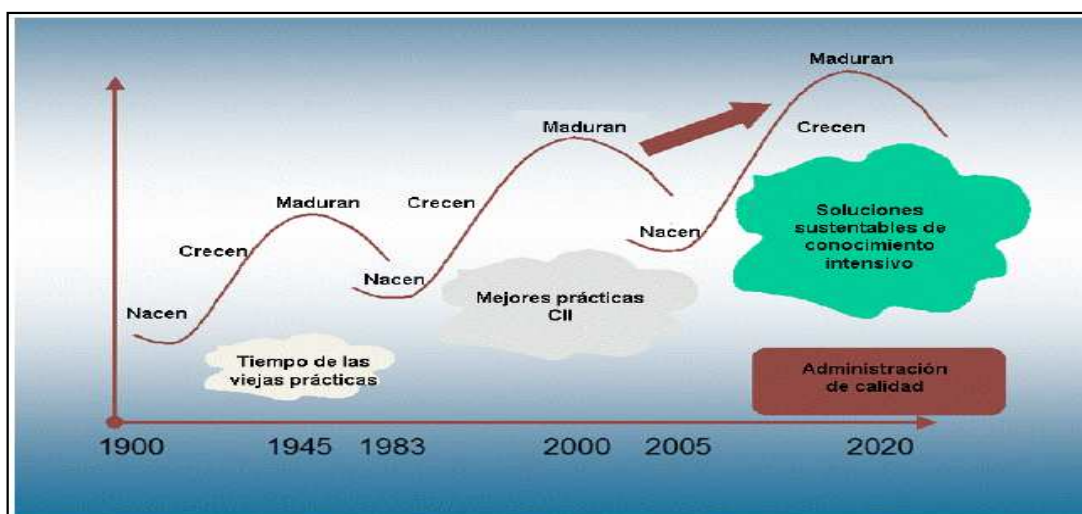


Figura 2.2 - Transformación de la industria<sup>18</sup>.

Los programas de educación continua del CII tienen por objeto expandir el conocimiento, promover la implementación de innovación y el enfoque de mejores prácticas en la administración de proyectos.

El CII ha investigado una serie importante de mejores prácticas, éstas han sido revisadas y discutidas para llegar a una conclusión en el impacto potencial y aplicación que cada una tiene en seguridad. Cada práctica fue valorada de acuerdo a su impacto y aplicabilidad.

Las mejores prácticas propuestas que el CII reconoce, han sido ampliamente investigadas, y proveen beneficios cuantificables cuando se implementan.

Las principales prácticas validadas se enlistan a continuación:

- Definición inicial del proyecto FEL o Pre-Project Planning incluyendo Project Definition Rating Index (PDRI)
- Alineación
- Constructibilidad
- Efectividad del diseño
- Administración de materiales
- Construcción de equipos o Team Building
- Administración de calidad
- Administración del cambio
- Solución de disputas
- Técnica de cero accidentes

Una evaluación del impacto en resultados y aplicabilidad de las mejores prácticas propuestas por el CII mostró que la práctica de definición inicial del proyecto o Pre Project Planning (FEL) fue la que obtuvo la calificación más alta. Lo anterior se puede observar en la figura 2.3.

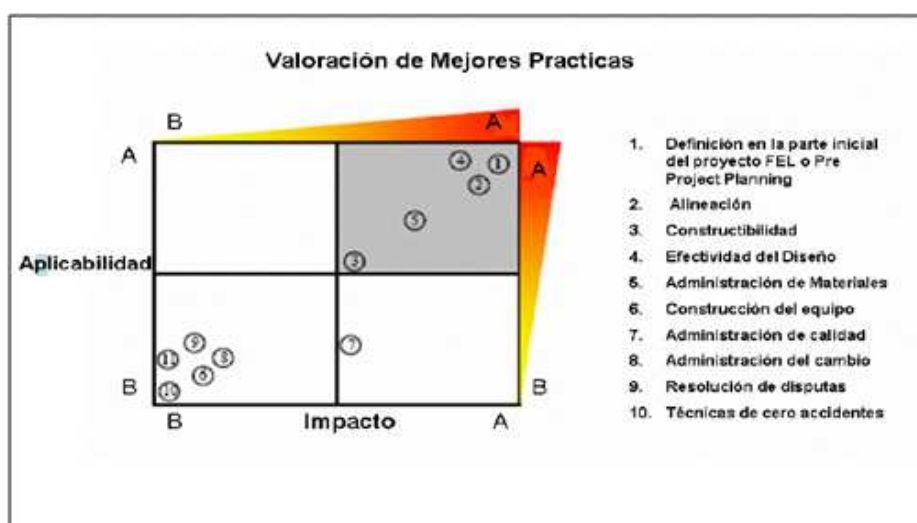


Figura 2.3 - Selección y Priorización de Mejores Prácticas Existentes<sup>18</sup>.

Dentro de las mejores prácticas antes mencionadas cabe destacar la de la Definición Inicial del Proyecto o Pre-Project Planning, ya que se ha considerado como un antecedente importante de lo que se conoce como Front End Loading (FEL), que es uno de los objetos de estudio del presente trabajo.

### **2.3 Definición del Front End Loading (FEL).**

La Definición Inicial del Proyecto o Front End Loading (FEL) es un término acuñado por la compañía DuPont hace más de 15 años, el empleado para ayudar a enfocar a la gente, desarrollar los procesos y la disciplina hacia la correcta ejecución de proyectos. En esencia, sirve para definir que es lo que se quiere hacer, y la forma que la gente que lo realizará pueda llevarlo por el camino más efectivo para el negocio (National Academies, 2002)<sup>19</sup>.

El concepto FEL es ahora empleado por las más grandes plantas químicas, de energía y proceso, en EUA y también en algunas filiales de Petróleos Mexicanos, tal es el caso de Pemex Exploración y Producción, que lo utiliza en la planeación y documentación de sus proyectos de inversión.

En este contexto la Definición Inicial del Proyecto o Front End Loading (FEL) ha adquirido diferentes denominaciones, como lo indica el CII que lo identifica como un alias de:

- Pre Project Planning
- Front End Definition
- Front End Engineering
- Front End Planning

Debido a lo anterior existen diferentes definiciones del término Front End Loading (FEL) dependiendo de la compañía que lo use. A continuación se presentan algunas de estas definiciones:

- “El Front End Loading (FEL) es el proceso por medio del cual se desarrolla suficiente información estratégica para que los dueños del negocio identifiquen los riesgos, definan una estrategia para mitigarlos y con esto puedan comprometer recursos maximizando la probabilidad de que el proyecto sea exitoso.”
- “El Front End Loading (FEL) es una herramienta para los negocios, que provee un mecanismo para ayudar a las compañías a seleccionar y jerarquizar diferentes oportunidades de proyecto a través de un proceso sistemático, riguroso, y analítico”.
- IPA (Independent Project Analysis)<sup>22</sup> también define al Front End Loading (FEL) como “un proceso que traduce las oportunidades de negocios y tecnología a un proyecto de inversión,

donde los objetivos del proyecto están alineados con los objetivos de negocio, para desarrollar el más eficiente diseño de proceso y plan de ejecución para lograr los objetivos de proyecto. FEL continúa desde que el proyecto correcto es seleccionado, y termina hasta finalizar completamente el paquete de diseño básico. Lo anterior define ¿Qué estaremos haciendo?, ¿Cómo lo estaremos haciendo?, ¿Quién lo estará haciendo?, ¿Cuándo se estará haciendo? y ¿Qué recursos se necesitarán?

- Alex Willing<sup>20</sup> define el Front End Loading (FEL) como un proceso estructurado que cubre las tareas, actividades y entregables de las primeras etapas de un proyecto para maximizar sus oportunidades de éxito.
- El Front End Loading (FEL) corresponde generalmente al proceso de planeación que ocurre una vez que el proyecto ha sido iniciado por la unidad de negocios, hasta que el proyecto es autorizado para realizar la ingeniería de detalle y construcción. (Pre Project Planning handbook, 1995)
- El Front End Loading (FEL) define las dimensiones de oportunidad de negocio, además brinda claridad para responder las preguntas: ¿por qué?, ¿qué?, ¿quién?, ¿cuándo?, ¿cómo?, y ¿dónde? debe de construirse un proyecto para cumplir los objetivos de negocio. (Three Houses Consulting ,2003-2005)
- El Front End Loading (FEL) es un modelo que ayuda al desarrollo de procesos, disciplinar y enfocar a la gente para en esencia definir ¿Qué se quiere hacer?, y el camino que la gente estará siguiendo para hacerlo, de tal manera que se obtengan los resultados más efectivos para el negocio. (National Academies, 2002)
- El Front End Loading (FEL) tiene una gran influencia en los resultados del proyecto, ya que de manera importante incrementa la información crítica desde un comienzo del proyecto para así reducir la posibilidad de riesgos y asegurar el éxito al término del proyecto.

Para los fines del presente trabajo se adoptará como la definición más actualizada y operacional, la planteada por el IPA:

“El Front End Loading (FEL) es un proceso que traduce las oportunidades de negocio y tecnología a un proyecto de inversión, donde los objetivos del proyecto estén alineados con los objetivos de negocio, para desarrollar el más eficiente diseño de proceso y plan de ejecución para lograr los objetivos del proyecto. FEL continúa desde que el proyecto correcto es seleccionado, y termina hasta finalizar completamente el paquete de diseño básico. Lo anterior define ¿Qué estaremos haciendo? , ¿Cómo lo estaremos haciendo?, ¿Quién lo estará haciendo?, ¿Cuándo se estará haciendo? y ¿Qué recursos se necesitarán?

### 2.4 La importancia del Front End Loading.

En 1990 el Instituto de la Industria de la Construcción (CII) identificó a la Definición Inicial del Proyecto (Front End Loading) como un área de investigación muy importante, debido al impacto significativo en el resultado en proyectos de inversión. Datos que aparecen en la literatura concuerdan con esa relación.

La Definición Inicial del Proyecto cubre el periodo en donde los gastos son relativamente bajos, y donde la habilidad para influir en el valor del proyecto es grande. Lo anterior puede ser comprendido de una mejor forma si se toma en cuenta que es mucho más fácil influir en los resultados del proyecto durante la etapa de planeación, cuando los gastos son relativamente mínimos, en lugar de afectarlo durante las etapas de ejecución u operación de las instalaciones, cuando los gastos son mucho más significativos. Esta es una característica importante del FEL.

Lo anterior está expresado en la figura 2.4, donde la curva etiquetada como “influencia”, refleja la habilidad de una compañía para afectar los resultados del proyecto durante las diferentes etapas del mismo. Dicha curva muestra que la definición de los elementos clave de un proyecto en sus etapas iniciales (30%) influencia en los resultados del proyecto en operatividad, tiempo, costo, aceptación y satisfacción del cliente.

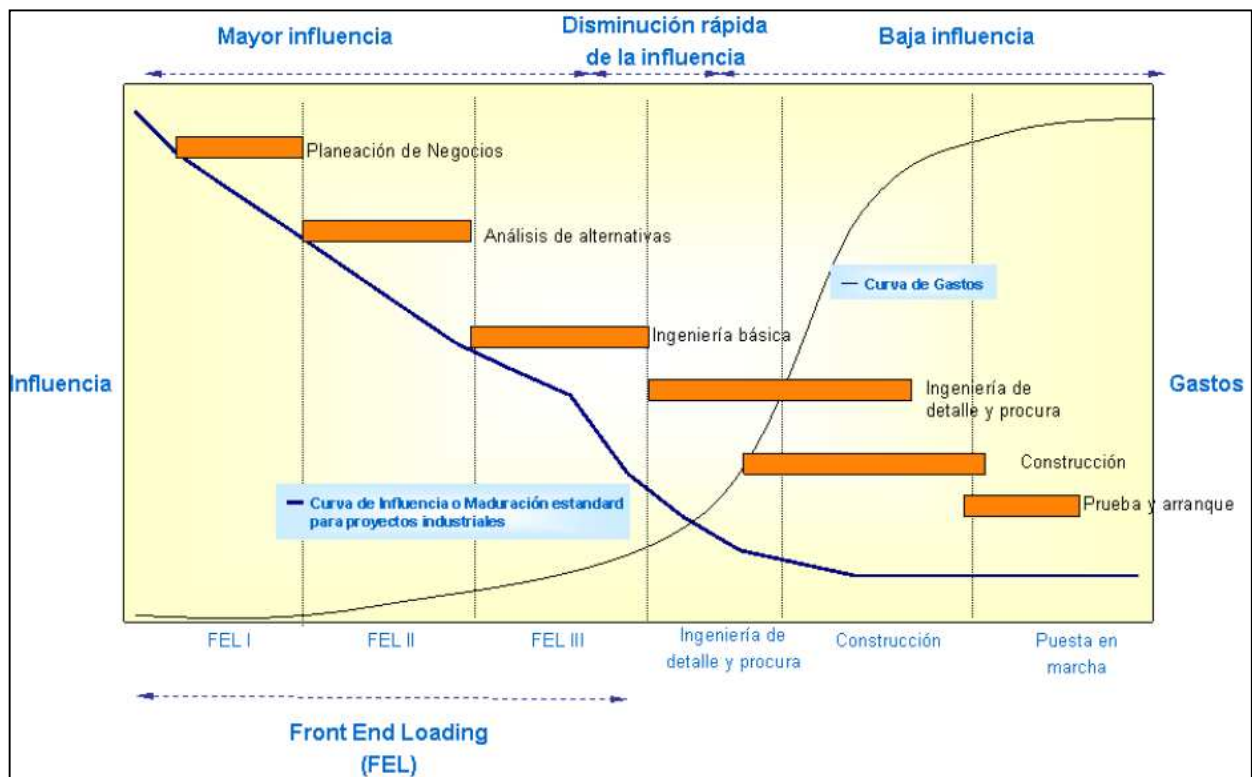


Figura 2.4 - Habilidad de una compañía para afectar los resultados de un proyecto (Adaptada de presentación hecha en convención del CII).<sup>27</sup>



### 2.5 Ventajas competitivas de emplear FEL.

De acuerdo a las investigaciones realizadas por el CII una Definición Inicial del Proyecto bien ejecutada, respecto a un proyecto que no aplique esta metodología puede por lo menos:

- Reducir el costo del proyecto hasta un 20% del monto autorizado.
- Minimizar la variabilidad de los resultados del proyecto en términos de costo, programa, y operatividad.
- Incrementar la oportunidad de cumplir con objetivos ambientales y sociales.
- Incrementar la posibilidad de mejorar los logros en objetivos de negocio.
- Mejorar la administración de riesgos.
- Reducir la posibilidad de cambios de alcance.

Otro aspecto importante que aporta la Definición Inicial del Proyecto, es el incremento de valor que se puede obtener si se elige el proyecto correcto y además se ejecuta correctamente, lo que pronostica grandes probabilidades de éxito al término del mismo. Esto se puede apreciar en la figura 2.5.

Por otro lado, también se observa que la selección del proyecto correcto no necesariamente garantiza la buena ejecución del mismo, debido a que en las etapas posteriores intervienen otros factores que pueden reducir el valor del proyecto, como una mala ejecución del mismo.

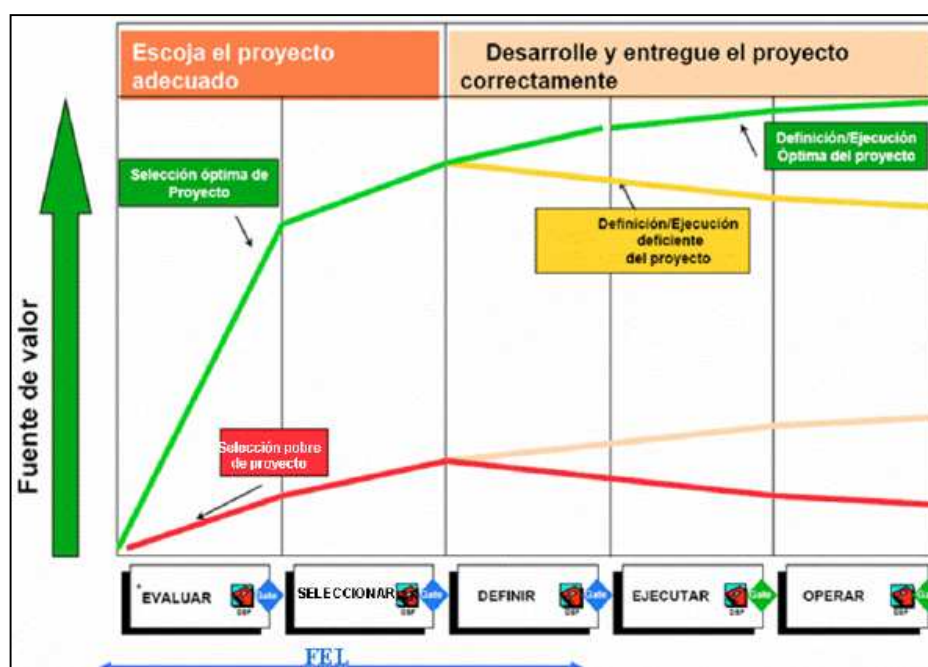


Figura 2.5 - Proceso de negocios de British Petroleum<sup>18</sup>

La Definición Inicial del Proyecto es un proceso a través del cual maduran el alcance, estimado de costo y el Plan de Ejecución del Proyecto. La figura 2.6 puede ilustrar mejor esto, ya que se observa que durante las etapas de planeación (FEL), la precisión de los estimados de costo, programa y alcance pasan de una fase conceptual a una de definición cada vez más detallada.

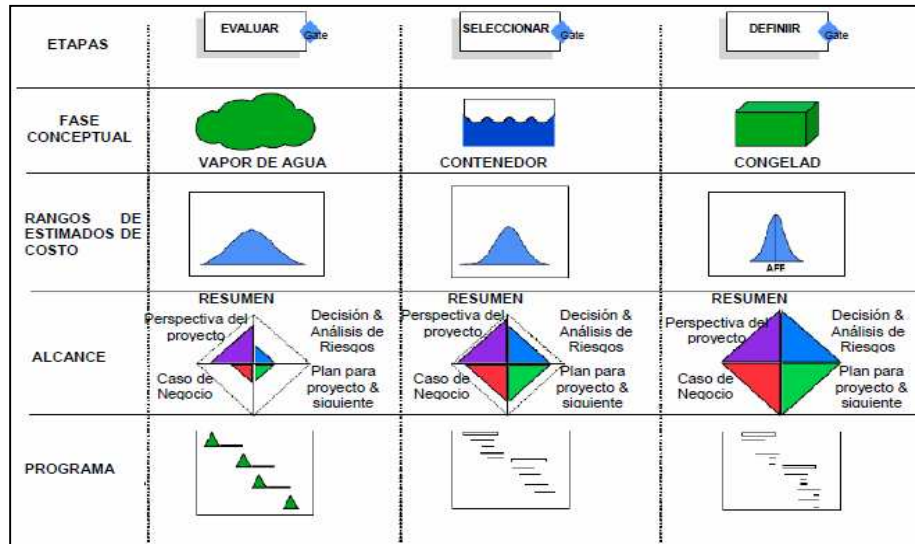


Figura 2.6 - Evolución de actividades clave durante la etapa de procesos del Front End Loading<sup>18</sup>.

## 2.6 Principios Básicos del FEL.

El CII ha identificado los principios básicos en los que descansa el Front End Loading (FEL). La probabilidad de éxito consistente y predecible es grande cuando los siguientes puntos son incorporados a la filosofía de una unidad corporativa (CII, 1994):

- La Definición Inicial del Proyecto es un proceso que puede y debe ser estandarizado. Sus conceptos deben ser adoptados según las necesidades de la compañía y de cada proyecto en específico, en términos de escala y complejidad. En cualquier caso los fundamentos deben ser aplicados a todo proyecto.
- La Definición Inicial del Proyecto es una responsabilidad del dueño del negocio. Los consultores y otros contratistas pueden jugar un rol mayor en la ejecución del proyecto, pero el dueño debe asegurar que las necesidades de negocio estén siendo cumplidas. Los objetivos de proyecto deberán cumplir los objetivos del negocio.
- Las metas corporativas y lineamientos del FEL deberán ser bien definidas y claramente comunicadas para todos los involucrados en el proyecto.

- El negocio, las consideraciones operacionales, regulatorias, y objetivos ambientales y sociales deben estar completamente comprendidos, claramente comunicados y efectivamente integrados en el proceso del FEL. La alineación de metas dentro del equipo de proyecto es crítica.
- La cantidad de esfuerzo en el diseño inicial para autorización del diseño de detalle y construcción debería ser por lo menos 10 % del esfuerzo total requerido y preferentemente mayor para asegurar mejor la predictibilidad de los resultados de programa y costo.
- La autorización de proyectos con menor cantidad de ingeniería desarrollada estará acompañada de una gran probabilidad de riesgo, y por lo tanto deberá haber consideraciones mayores de contingencia.
- Un proceso corporativo deberá incluir un plan de Front End Loading (FEL). Este proceso deberá considerar como mínimo una carta proyecto, un plan de control, incluyendo presupuesto y programa para todas las fases del proyecto, un plan de ejecución del proyecto, y participación de un equipo multidisciplinario.

### **2.7 Barreras a Vencer para Implementar el FEL.**

El CII identifica, que según la experiencia reportada cuando una unidad de negocio quiere mejorar sus proyectos y decide implementar un proceso formal de la Definición Inicial del Proyecto habrá resistencia natural, en primera instancia de la unidad de negocio y del personal técnico; y, generalmente debida a dos percepciones generales:

1. “Nosotros no podemos permitir gastar dinero en planeación conceptual para proyectos que posiblemente no serán aprobados”.
2. “Este tipo de planeación requiere mucho tiempo y retrasará la fecha de terminación del proyecto”.

De hecho la investigación del equipo del CII, junto con una respuesta substancial de un número de dueños que tienen un proceso formal de planeación, ha claramente demostrado lo contrario, una buena Definición Inicial del Proyecto permite:

- Mejorar la calidad del estimado de costo.
- Mejorar la calidad de la programación.
- Mejorar el cumplimiento de los objetivos operacionales y metas de producción en los primeros seis meses de operación.
- Mejorar el cumplimiento en los objetivos del negocio.
- Mejorar la definición de riesgos.

- Pocos cambios de alcance.
- Reducir mucho la probabilidad de fallas y desastres en el proyecto.

La figura 2.7 muestra las situaciones que se pueden evitar si se incluyen los procesos del FEL en el sistema de proyectos de cualquier compañía.

Tomando como base los datos estadísticos y realimentación de las compañías, las cuales han implementado estas prácticas en los Estados Unidos, indican que hay una oportunidad de reducir costos en el proyecto hasta por un 20%. Por esto, la Definición Inicial del Proyecto ha mostrado representar una oportunidad significativa para que los dueños de negocio mejoren el desempeño de los proyectos.

Por tal razón es muy importante invertir esfuerzos, en la etapa de planeación, ya que es en esta etapa, donde se pueden definir los elementos clave que al final permitirán reducir incertidumbre en los resultados del proyecto, y obtener los beneficios esperados.

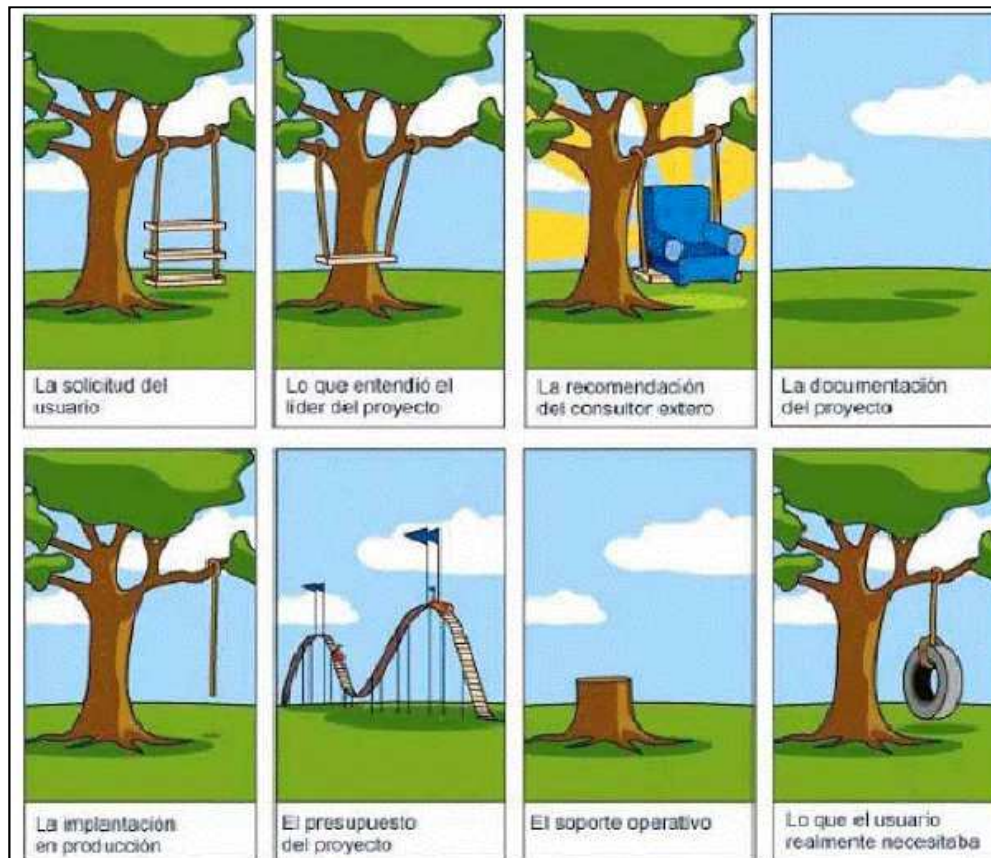


Figura 2.7 - Situaciones que se pueden evitar si se incluyen los procesos del FEL (Tomada de British Petroleum).<sup>18</sup>

Los elementos clave que requieren estar definidos al término del proceso del FEL son:

- Tecnología Seleccionada
- Sitio Seleccionado
- Alcance definido
- Costo y programa determinado
- Equipo de proyecto integrado
- Documentación para la ejecución del Proyecto
- El equipo del Proyecto entiende el Proyecto
- Ya fueron atendidas las necesidades de quien toma las decisiones
- Recomendaciones coherentes
- Compromiso de todos los participantes

La meta de definir el proyecto es asegurar un detallado y documentado entendimiento del alcance del proyecto. La Definición Inicial del Proyecto (FEL) incluye todas las fases de proyecto antes de la autorización para su construcción.

La Definición Inicial del Proyecto (FEL) también ayuda a reducir el número de cambios después de la autorización (ESI Internacional, 2005).

A continuación se presentan, de una forma más detallada, algunos de los componentes de los elementos clave anteriormente mencionados.

### **2.8 Componentes del FEL.**

Con el objetivo de tener una mejor idea de los factores que juegan un rol importante en la planeación del proyecto, a continuación se presentan algunos ejemplos de la Definición Inicial del Proyecto, relacionados con componentes y entregables en diferentes contextos:

Los elementos clave de la Definición Inicial del Proyecto y sus entregables para proyectos industriales son:

#### Factores de sitio

- Localización de la planta
- Hidrología del suelo

#### Definición de ingeniería

- Plano de localización general (Plot Plan)
- Diagramas de flujo de proceso
- Diagramas de tubería e instrumentación
- Balances de materia y energía
- Lista de equipos de proceso
- Lista de equipos de servicios auxiliares

- Diagramas eléctricos
- Hojas de datos y especificaciones
- Dibujo de arreglo de equipos general

### Plan de ejecución del proyecto

- Descripción del alcance del proyecto preliminar
- Producción de la planta
- Plan de proyecto integrado
- Programa maestro del proyecto
- Estructura de descomposición de trabajo
- Estrategia de contratación

En noviembre de 2005 Alex Willing<sup>20</sup> mencionó que una buena Definición Inicial del Proyecto es un ingrediente clave en el logro del éxito de los proyectos.

Willing define al Front End Loading (FEL) como “Un proceso estructurado que cubre las tareas, actividades y entregables de las primeras tres etapas de un proyecto para maximizar la oportunidad de éxito del mismo. El proceso cubre el periodo cuando los gastos son relativamente bajos, pero cuando la habilidad para influenciar en el valor del proyecto es grande”

Las etapas o fases de realización de un proyecto mencionadas, de forma general, por Alex Willing se muestran a continuación:

1. Visualización: La generación de posibles oportunidades y el análisis de la rentabilidad de la propuesta.
2. Conceptualización (también conocido como Prefactibilidad): Generación, desarrollo y selección. El resultado es la selección de un concepto final.
3. Definición de un concepto (también conocido como Factibilidad): Iniciar la ingeniería de un concepto y realizar un apropiado plan de ejecución.

Algunas consideraciones importantes que aconseja Alex Willing desarrollar durante las fases de Definición Inicial del Proyecto (FEL) son:

- Metas de negocio bien definidas
- Claros objetivos del proyecto
- Estrategia de ejecución del proyecto
- Definición del alcance (con diseño de ingeniería del 15-25%)
- Prácticas de reducción de costo
- Análisis de costo en todo el ciclo de vida del proyecto
- Plan de ejecución del proyecto
- Estimado de costos
- Organización del equipo de proyectos

- Comparación del nivel de definición y competitividad del proyecto respecto a la industria.
- Plan para transmisión de la definición inicial del proyecto a la fase de IPC
- Lecciones aprendidas de proyectos similares

### **2.9 Consideraciones clave.**

Alex Willig nos dice que un efectivo FEL provee una base sólida para obtener resultados exitosos en el proyecto, y además ofrece la oportunidad de disminuir el costo y maximizar el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto.

Una buena definición del alcance de trabajo desarrollada durante las fases del FEL asegura que el proyecto sea completado en costo, programa, seguridad, y con los objetivos deseados, y con esto lograr disminuir el costo total del proyecto como un mínimo del 20%.

Sin embargo el FEL no es una barita mágica, ya que por sí mismo no asegura un desempeño destacado del proyecto o ahorros en él. El proceso del Front End Loading depende en gran medida del personal y de sus habilidades dentro del proyecto. En la figura 2.8 se observan las tres principales partes a considerar dentro de un proyecto, si es que se quiere lograr el éxito al término del mismo.

Es importante destacar que el nivel de habilidad del personal de proyectos mínimo necesario debe ser del 80% para poder lograr el éxito en los proyectos.

Otro factor importante a considerar es la participación de las áreas involucradas a lo largo del ciclo de vida de un proyecto. En la figura 2.9 se observa la incorporación de algunas áreas, debido a su relevancia e impacto en el proyecto tal como; ingeniería, procura, y construcción. El FEL propone contemplar e involucrar estas áreas desde un comienzo del proyecto, es decir desde la planeación de negocios. La importancia de contemplarlas desde la etapa de planeación, es para que el personal involucrado de estas áreas pueda identificar problemas potenciales y determinar si es necesario tomar acciones preventivas.

A través de estos procesos de administración quedan perfectamente establecidas las responsabilidades en la participación de todas las áreas involucradas en la ejecución del proyecto.

Los principales objetivos del FEL son:

- Asegurar que las necesidades de negocio sean el principal factor para la inversión del proyecto.
- Asignar responsabilidades del proyecto al equipo.
- Mejorar la productividad de los bienes de capital al usar la mejor tecnología disponible.
- Eliminar la inversión no productiva.
- Minimizar los cambios durante la ejecución del proyecto para reducir costos y acortar la duración.



Figura 2.8 - Principales partes que deben traslaparse para lograr el éxito de un proyecto<sup>27</sup>.

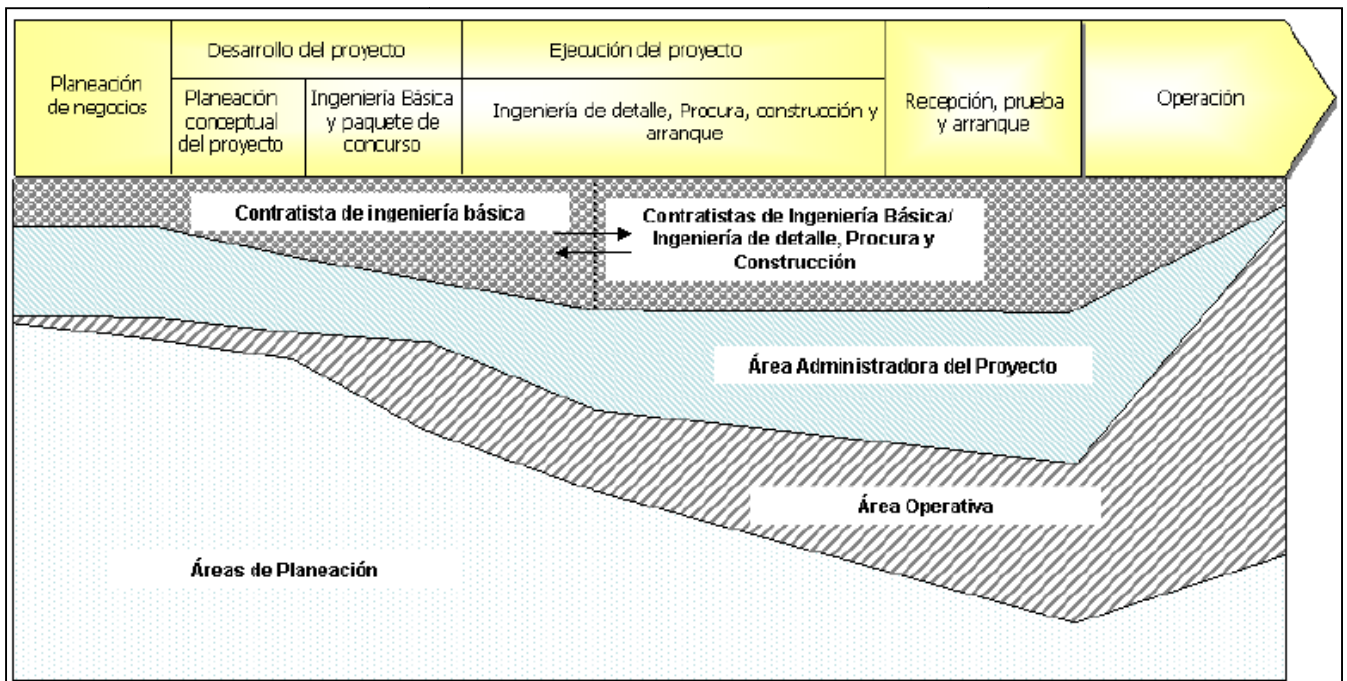


Figura 2.9 - Áreas involucradas a lo largo del ciclo de vida de un proyecto<sup>27</sup>.



## 2.10 Factores críticos de éxito de FEL.

Los estudios muestran que el no contar con los elementos críticos, causa retraso o fracaso de muchos proyectos.

Todos estos elementos críticos tienen un enlace común y son moldeados por decisiones u omisiones humanas en las primeras fases del proyecto. Siete de los elementos más críticos de proyecto y del respectivo perfil de éxito o falla se muestran en la figura 2.10.

7 Elementos que componen un Proyecto		
Perfil de Éxito	ELEMENTO DE PROYECTO	Perfil de Fracaso o Falla
Compromiso	Patrocinador	Ausente
Claros	Objetivos	Supuestos
Contribución	Cliente	No involucrado
Diseño	Recursos	Inapropiados
Definidos	Requerimientos	Incompletos
Disciplinada	Planeación de proyecto	Inadecuada
Acordado	Alcance	Crecimiento sin control

Figura 2.10 - Elementos críticos de proyecto y del respectivo perfil de éxito o falla<sup>18</sup>.

Asimismo Three Houses Consulting<sup>25</sup> afirma que existe una tremenda presión de tiempo para completar los proyectos rápido y con menos dinero, por lo que el Front End Loading falla algunas veces debido a la presión del tiempo.

Es importante mencionar que propiamente el desempeño de la Definición Inicial del Proyecto, es una responsabilidad del dueño del negocio y no puede ser completamente delegada (CII, 1994). La delegación de este trabajo a consultores no sustituye la responsabilidad del dueño. Los dueños son los últimos clientes que se verán beneficiados por el éxito o perjudicados por el fracaso al término del proyecto.

## 2.11 El mejor tiempo para implementar FEL.

La Definición Inicial del Proyecto usualmente se divide en tres etapas al inicio del proyecto, además prepara al patrocinador del proyecto para tomar una buena decisión sobre invertir o no invertir, continuar o detener las etapas subsiguientes del proyecto.

Las tres etapas marcadas en la figura 2.11 son mejor conocidas como FEL.

Con el objetivo de analizar la factibilidad del proyecto se han establecido compuertas de autorización dentro del proceso, es por ello que el proceso de FEL se ha dividido en tres etapas mejor conocidas como FEL1, FEL2 y FEL3, las cuales se describen a continuación:

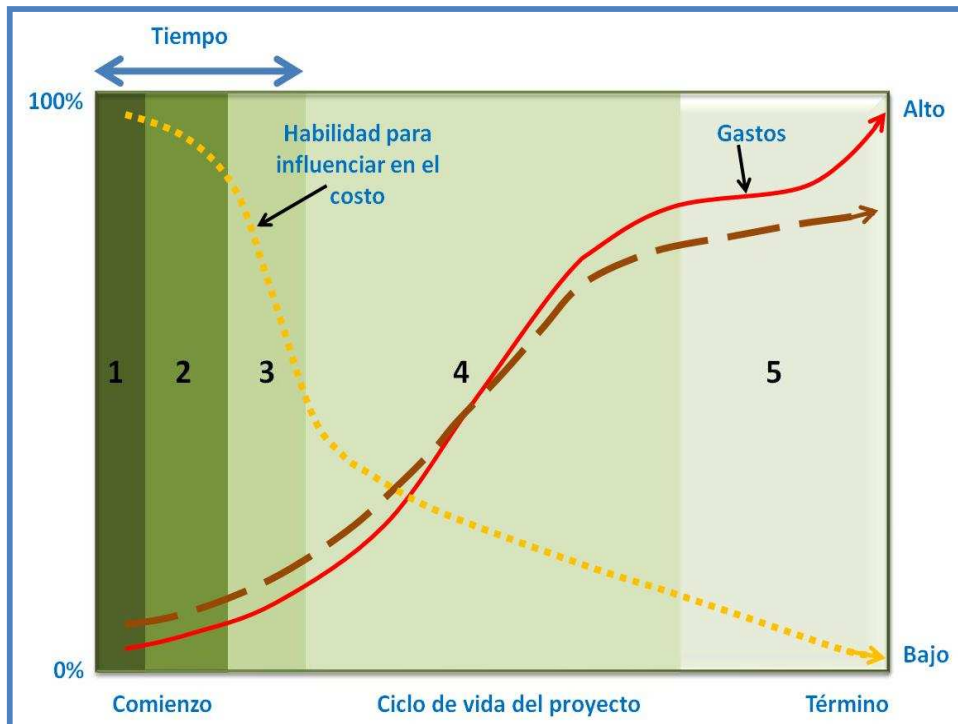


Figura 2.11 - Etapas del FEL (Three Houses Consulting 2003-2005).<sup>18</sup>

FEL 1 (Visualización):

**PLANEACIÓN DE NEGOCIOS:** Se evalúa el proyecto, se analiza el concepto y la tecnología, se selecciona al equipo de proyectos y se prepara el plan para FEL.

FEL 2 (Conceptualización):

**DESARROLLO Y SELECCIÓN DEL ALCANCE Y DISEÑO:** Se optimiza el concepto y se seleccionan la tecnología y las alternativas de diseño. Se define el mejor alcance para cubrir la necesidad de negocios.

FEL 3 (Definición):

**PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO Y REFINACIÓN DEL ALCANCE:** Se definen requerimientos del proyecto y se finalizan planes de ejecución. Se define la mejor manera de ejecutar el proyecto.

La Industria de la construcción ha entendido los beneficios del Front-End-Loading (FEL) desde los años 70, por la significativa correlación entre el (FEL) y los resultados exitosos del proyecto. Boyd Paulson<sup>26</sup> sugirió que gastar un poco más de tiempo y dinero en las primeras etapas del proyecto es muy prudente para reducir, sobre todo, el costo del proyecto en la etapa de construcción.

### 2.12 La metodología FEL dentro de Pemex Exploración y producción.

En la industria petrolera, concretamente en Pemex Exploración y producción, la metodología FEL ha sido adecuada a la necesidad de los proyectos, llamando a esta variante del Front End Loading como metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición).

En cada una de estas fases, se deben identificar y evaluar las incertidumbre, los riesgos, y establecer estrategias para administrarlas, así como determinar y especificar los objetivos y el alcance del proyecto, además de efectuar evaluaciones técnico-económicas de la(s) opción(es), a fin de procurar la máxima rentabilidad posible de los proyectos de inversión y minimizar la variación entre lo planeado y la ejecución real, en cuanto a alcance, costo, calidad y tiempo, asegurando de esa forma los resultados esperados.

Durante la ejecución de cada una de estas fases, se llevan a recopilación de información, cálculos, simulaciones, ejecución de actividades físicas, según se requiera, análisis y evaluaciones de diversos factores y existen puntos de control técnico específicos, que deben ser verificados por equipos multidisciplinarios compuestos por personal profesional altamente calificado (Grupos de expertos/Equipos de Pares), a fin de garantizar la calidad de los análisis y evaluaciones realizadas. De esas actividades se genera un Documento de Soporte de Decisión (DSD), donde se incluyen todos los documentos generados por el equipo del proyecto sobre el trabajo realizado y los resultados obtenidos, que sirven de soporte a un equipo colegiado multidisciplinario para tomar decisiones sobre el proyecto. La figura 2.12 muestra simbólicamente los hitos de decisión en la cadena de valor del proyecto.



Figura 2.12 - Hitos de decisión en la cadena de valor del proyecto<sup>27</sup>

Durante el proceso VCD, entre otros, se realiza la captura y evaluación de datos e información, estudios de sísmica 2D y 3D, elaboración de modelos geológicos, simulaciones y perforación de pozos, paramétricos (durante la Fase de Visualización), exploratorios de incorporación de reservas (durante la Conceptualización) y delimitadores (durante la Definición), así como evaluaciones de incertidumbres y riesgos, en cada una de estas fases.

Una vez declarado el descubrimiento, se puede iniciar la Visualización de los escenarios preliminares de explotación del yacimiento descubierto, sin embargo, el mejor escenario se selecciona solo después que se ha completado la delimitación y caracterización inicial del yacimiento y se dispone de toda la información necesaria para evaluar todos los escenarios visualizados. Dichos escenarios deben ser integrales, es decir, deben considerar el aporte (opciones) e interrelaciones de los correspondientes pozos e instalaciones de superficie, los cuales se evalúan en conjunto para seleccionar el escenario más conveniente, con lo cual se completa la conceptualización del Mejor Escenario Integral de Explotación del Yacimiento o Campo.

### DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES

Este procedimiento comprende las actividades que se desarrollan para el diseño, seguimiento y evaluación de los proyectos enmarcado en tres fases: Visualización, Conceptualización, Definición. Estas actividades consideran la participación de especialistas en geología, geofísica, petrofísica, geomecánica, yacimientos, productividad de pozos, perforación y terminación de pozos, evaluación económica, análisis de riesgo, administración de proyectos y otras áreas de apoyo, quienes interactúan desde el inicio al final del proyecto en un espacio que promueva el trabajo colaborativo. Durante el desarrollo del proyecto toda la información se administra a través de un programa de cómputo en el cual se incluyen formatos para el apoyo y el control de las actividades.

#### **Visualización.**

Consiste en la determinación y análisis de las oportunidades, definición de los objetivos y del alcance general del proyecto, generación y evaluación técnica y económica preliminar de todas las opciones posibles para su ejecución, así como la identificación de los riesgos mayores. Debido al bajo grado de definición de las opciones visualizadas, a este nivel se elabora para cada opción un estimado de costos *Clase V*, para efectos de determinar su factibilidad. Todas las opciones que resulten técnica y económicamente factibles, y posterior a su autorización, son propuestas para pasar a la fase siguiente, Conceptualización.

### **Conceptualización.**

Consiste en una evaluación más detallada, de las opciones visualizadas en visualización del proyecto, recopilando información adicional, efectuando entre otros, simulaciones, pruebas, cálculos, análisis de incertidumbres y riesgos, con mayor profundidad e integrando resultados de procesos relacionados, de forma de seleccionar la mejor opción para la ejecución del proyecto. A este nivel, se elabora un estimado de costo *Clase IV*. La opción seleccionada (mejor opción desde los puntos de vista técnico, económico y de riesgo), es sometida al equipo de autorización, para decidir sobre su pase a la siguiente fase del VCD, Definición.

### **Definición.**

Esta es la fase final del diseño del proyecto. En esta fase se complementa la mejor opción seleccionada con información, cálculos, simulaciones, pruebas y evaluaciones adicionales y se genera el diseño básico, con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto.

En esta fase, usualmente también se elaboran dos tipos de estimados de costo, uno *Clase III*, para equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega y uno *Clase II* para los trabajos de ejecución preliminares como pruebas piloto y que servirá para su aprobación definitiva una vez concluida la Definición del proyecto.

En el anexo A se presenta un flujograma adoptado por los Activos de Explotación para la documentación de los proyectos (Perforación de los pozos de Desarrollo), en él se muestran también las interacciones de las diferentes disciplinas que participan en la elaboración de un proyecto con un enfoque FEL, así como las actividades inherentes a cada una de ellas.

### Capítulo 3. TERMINACIÓN DE POZOS.

La terminación de un pozo petrolero es la culminación de muchos estudios que, aunque realizados por separado, convergen en un mismo objetivo: la obtención de hidrocarburos. La elección y el adecuado diseño de los esquemas de terminación de los pozos perforados constituyen parte decisiva dentro del desempeño de operación, producción y desarrollo de un campo. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman. De esta manera, podría hablarse de la productividad del pozo en función de la terminación que incluye un análisis de sus condiciones mecánicas y la rentabilidad económica que justifique su existencia.

#### 3.1 Terminación.

Se define como el conjunto de operaciones que se llevan a cabo después de ser cementada la última tubería de revestimiento de explotación con las que se pretende comunicar la formación productora con el pozo y así poder transportar los fluidos del yacimiento a la superficie de una manera controlada y segura.

El objetivo primordial de la terminación consiste en obtener la producción óptima al menor costo posible. En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente durante la perforación, a partir de muestras de canal, pruebas de formación, análisis petrofísicos y los registros geofísicos de explotación.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos, debe construirse una salida estable y duradera. Para esto se utiliza un revestimiento metálico, diseñado de acuerdo con los diversos esfuerzos que se presentan, como son la tensión, la presión interna, colapso, torsión y compresión, economizando costos sin dejar a un lado la seguridad y estabilidad del pozo.

Una buena terminación, tiene su antecedente en la operación de cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión de fluidos no deseables (agua y/o gas), hacia el pozo, provenientes de zonas vecinas, que contaminan los hidrocarburos producidos y reduzcan su recuperación en formaciones productoras con zona inferior de agua o superior de casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido al gradiente de presión existentes entre el yacimiento y el pozo.

La terminación contempla las herramientas y tuberías que son corridas como parte del aparejo de producción. Esto debería incluir los cedazos para el control de arenas, las válvulas de seguridad del pozo, los disparos de producción, empacadores, etc.

Las características de la terminación a efectuar está determinada por las necesidades de cada pozo. El diámetro de la tubería de producción, los tipos de conexiones, los accesorios, entre otros, dependen de factores como: el tipo de fluido a ser producido, la relación gas-aceite, el potencial de producción, las técnicas planeadas en la etapa de recuperación terciaria, los requerimientos de control de arenas, etc.

### 3.2 Tipos de terminación.

De acuerdo con el objetivo con que fue perforado el pozo, las terminaciones se clasifican en:

- Terminación de un pozo exploratorio  
Se le denomina así al acondicionamiento del primer pozo perforado en una nueva estructura posiblemente productora de hidrocarburos.
- Terminación de un pozo de desarrollo.  
Se le llama así al acondicionamiento de los pozos perforados a diferentes profundidades, para desarrollar la explotación de una nueva estructura o en otras ya probadas productoras de hidrocarburos.

Las terminaciones de un pozo de desarrollo al igual que para pozos exploratorios incluyen una serie de actividades que consisten principalmente en:

- Asegurar el control del pozo.
- Inspeccionar y corregir las condiciones de las tuberías de revestimiento en caso de cualquier falla.
- Introducir el aparejo de producción o inyección según sea el caso.
- Verificar la instalación y prueba de los equipos superficiales de control del pozo.
- Disparar los intervalos a probar, para comunicar el yacimiento con el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección, incluyendo estimulaciones e inducciones según sea el caso.
- Fracturamientos.

Para diseñar una adecuada terminación de pozos es necesario contar con la siguiente información:

- a. Columna geológica y características de la formación.
  - Muestras de canal.
  - Núcleos.
  - Pruebas de formación.

### b. Características petrofísicas de la formación productora.

- Composición mineralógica.
- Porosidad (primaria y/o secundaria).
- Permeabilidad (orientación de fracturas, índice de fracturamiento).
- Presión del yacimiento.
- Temperatura del yacimiento.

### c. Características de los fluidos.

- Composición.
- Saturación.
- Viscosidad.
- Densidad.
- Presión y Temperatura.
- Fluidos corrosivos.
- Asfaltenos (contenido de asfaltenos y tendencia a precipitarse).

### d. Problemas del pozo.

- Pérdidas de circulación.
- Manifestaciones.
- Zonas de derrumbes.
- Zonas de lutitas hidrófilas.
- Zonas de gasificaciones.

Un pozo puede terminarse de las siguientes formas:

#### 1. Terminaciones en agujero descubierto.

Anteriormente, los pozos se terminaban en intervalo de agujero descubierto sin tubería de revestimiento; en la actualidad esa práctica se ha abandonado, sólo efectuándose en yacimientos de baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande; estas terminaciones son recomendables para formaciones muy estables; por ejemplo, de calizas o dolomías.

El procedimiento consiste en introducir y cementar la última tubería de revestimiento (T.R.) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para su explotación.

##### a) Terminación sencilla en Agujero Descubierto y Tubería de Producción (TP) Franca.

Este tipo de terminaciones, ejemplificada en la figura 3.1, se realizan cuando la producción de fluidos sea 100% de aceite, y el contacto agua/aceite o gas/aceite no se encuentre cerca del intervalo productor, además la formación no debe ser deleznable.



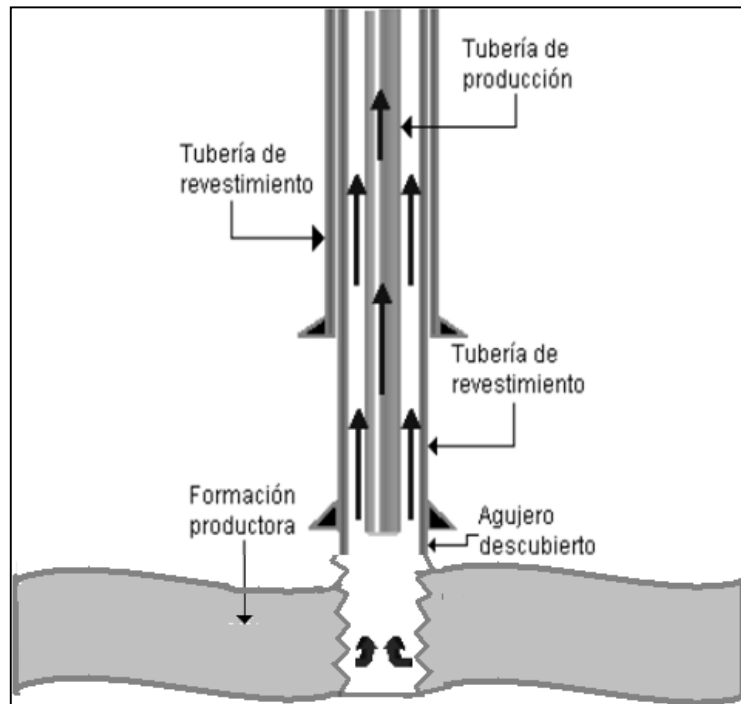


Figura 3.1 - Terminación sencilla en agujero descubierto y TP franca<sup>36</sup>.

Las ventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. El tiempo de operación es mínimo comparado con otros tipos de terminación.
2. Se pueden obtener altos gastos de producción, ya que se puede producir por T.P. y espacio anular.
3. Es favorable para aceites viscosos.
4. Al colocar la T.R. hasta la parte superior de la formación productora se minimiza el daño.
5. No se tienen costos por conceptos de disparos.
6. La interpretación de registros es más confiable.
7. Fácil instalación de T.R. corta (disparada o con cedazo).

Las desventajas son las siguientes.

1. Dificultades para el control excesivo de producciones de agua o gas.
2. La T.R. de explotación está en contacto con los fluidos producidos y tiene el riesgo de ser dañada por las sustancias corrosivas, reduciendo la vida del pozo.
3. Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R., por lo cual siempre está fatigada.
4. No se podrán practicar fracturamientos o estimulaciones cuando las presiones de inyección sean mayores que las presiones internas que resiste la T.R.
5. El agujero puede requerir limpiezas frecuentes.

b) Terminación sencilla en agujero descubierto con T.P., Empacador y accesorios.

Estas terminaciones, figura 3.2, se pueden realizar con empacadores recuperables o permanentes, dependiendo de la profundidad a la que se va a instalar, así como las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien para las operaciones subsecuentes que deban efectuarse después de la terminación. Este tipo de instalaciones generalmente lleva una válvula de circulación y un niple de asiento.

Las ventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Las presiones del yacimiento y la presencia de los fluidos corrosivos no afectan a la T.R.
2. Pueden alcanzarse mayores presiones de tratamiento al efectuarse estimulaciones y fracturamientos.
3. En caso de requerir un mayor gasto se puede abrir la válvula de circulación para producir por T.P. y E.A. simultáneamente.
4. En caso de que exista aporte de agua, la reparación mayor es sencilla, ya que solo requerirá de introducir la T.R., cementarla e introducir el nuevo aparejo.

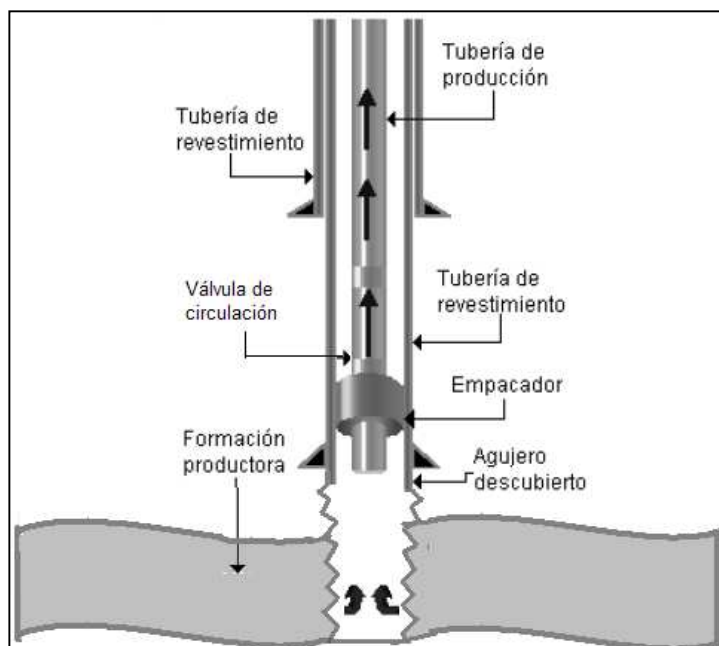


Figura 3.2 - Terminación sencilla en agujero descubierto<sup>36</sup>.

Las desventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Los tiempos de operación son mayores debido al número de viajes que se hacen con las herramientas.
2. Mayor costo en la terminación, por el mayor número de accesorios que lleva el aparejo.
3. Al producir aceites viscosos es más difícil su explotación.
4. Se puede tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o precipitación de sales minerales, parafinas o asfaltenos.
5. Existe riesgo de que migren finos y la terminación se desestabilice.

### 2. Terminaciones con tubería perforada.

Actualmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones mayores subsecuentes. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varios al mismo tiempo en terminaciones múltiples.

Se podrían clasificar en los siguientes tipos:

#### a) Terminación sencilla con agujero ademado con tubería franca.

Esta terminación, figura 3.3, es similar a la terminación sencilla con T.P. franca en agujero descubierto, solo que aquí se tiene que perforar la T.R. para comunicar el yacimiento con el interior del pozo. Las ventajas son las mismas, excepto que en esta se acentúa el daño por efectos de los disparos, lo que es un paso más en el desarrollo de la terminación. Las desventajas son las mismas.

#### b) Terminación sencilla en agujero ademado con T.P., Empacador y accesorios.

Se puede efectuar con empacador recuperable o permanente, figura 3.4, además el yacimiento puede tener contacto agua/aceite, ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo a explotar. Las ventajas, desventajas y limitaciones son las mismas que para la terminación sencilla con agujero descubierto, T.P., empacador y accesorios.

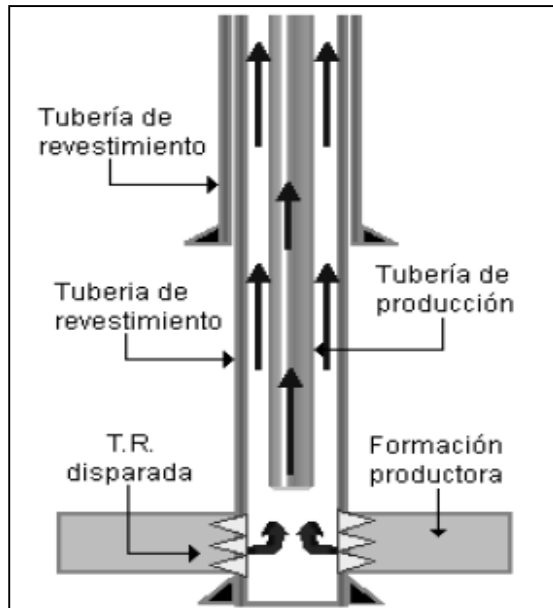


Figura 3.3 - Terminación sencilla con agujero ademado con tubería franca<sup>36</sup>.

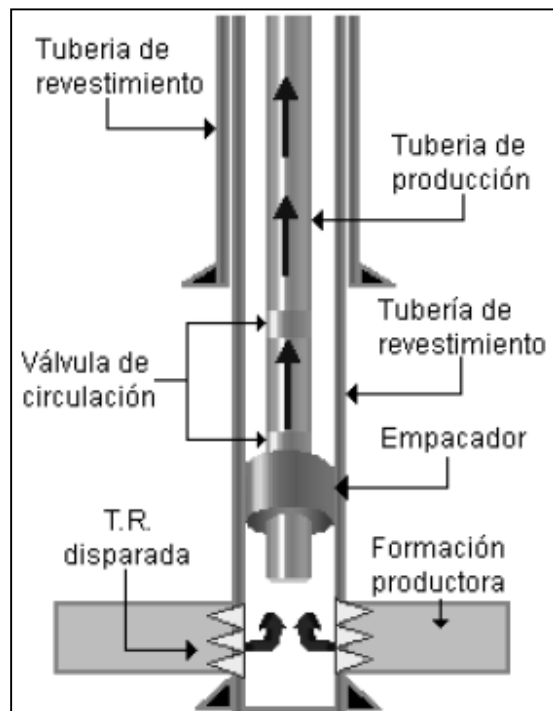


Figura 3.4 - Terminación sencilla en agujero ademado con T.P., Empacador y accesorios.<sup>36</sup>

- c) Terminación sencilla selectiva con T.P., dos empacadores y accesorios.  
 Se puede efectuar cuando se tiene más de un intervalo productor aislado, por la T.R. cementada, como se muestra en la figura 3.5. Es recomendable para pozos de difícil acceso, así como en pozos marinos.

## Terminación de pozos

La ventaja de este tipo de terminación es la siguiente:

1. Se puede explotar simultáneamente los dos yacimientos o individualmente, utilizando para esta operación la herramienta operada con línea de acero.

Las desventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

1. Los tiempos de operación y costos son mayores, debido al uso de las diferentes herramientas que tienen que bajarse antes de introducir el aparejo.
2. Las perforaciones de los intervalos por explotar que se hacen en el pozo cuando se encuentra lleno de lodo y con conexiones provisionales; generan daño a la formación.

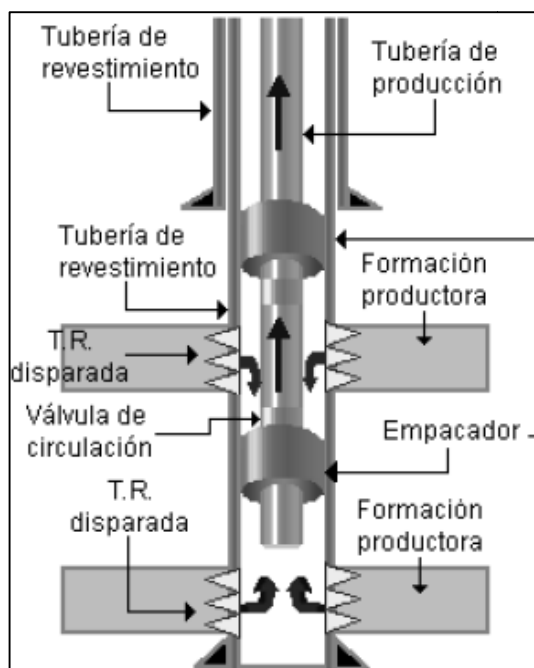


Figura 3.5 - Terminación Sencilla Selectiva con T.P., dos empacadores y accesorios.<sup>36</sup>

- d) Terminación doble con dos T.P. y dos empacadores.

Es recomendable cuando se tienen dos yacimientos con características diferentes, y se desea explotar los dos al mismo tiempo, la figura 3.6 muestra un ejemplo de este tipo de terminación.

Las ventajas de este tipo de terminación son:

1. Se pueden explotar dos yacimientos simultáneamente en forma independiente, sin importar el tipo de fluidos que se estén produciendo ni la presión respectiva de cada yacimiento.
2. En caso de que se produzcan fluidos indeseables, se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

Las desventajas:

1. Presenta mayores problemas al inducir el pozo, debido al daño que se genera al efectuar los disparos.
2. Su aplicación debe ser objeto de un análisis adecuado, debido a lo complicada que es su operación

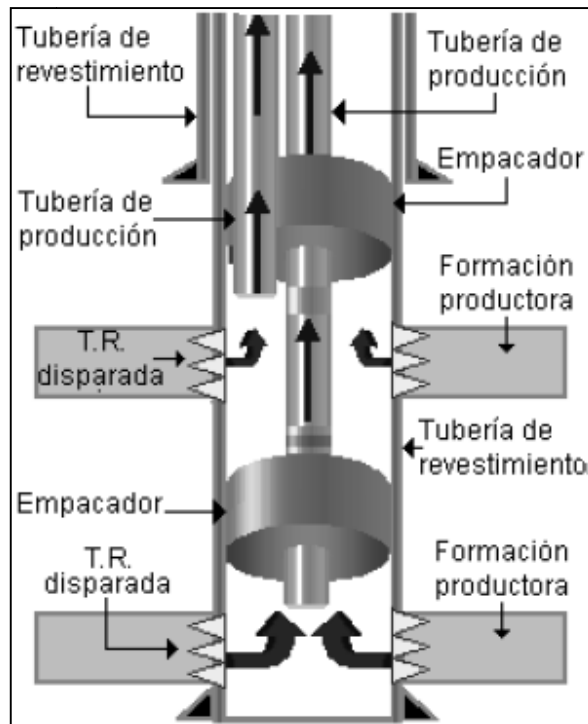


Figura 3.6 - Terminación doble con dos T.P. y dos empaques.<sup>36</sup>

e) Terminación Múltiple.

Es la operación de una terminación más compleja, sin embargo se recomienda cuando se tienen dos yacimientos que se deben explotar en forma individual.

Una ventaja importante en este tipo de terminaciones, es que se puede abandonar temporalmente algún intervalo por alta relación gas-aceite, alta relación agua-aceite, sin que el pozo deje de producir. En las reparaciones se requiere alta experiencia de campo.

**3.3 Programa de Terminación.**

El programa de terminación consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, limpieza del pozo, el diseño de disparos y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés con potencial económico.

### 3.4 Fluidos de Terminación.

Las zonas productoras son la razón por la que se perfora, y esas valiosas zonas necesitan todo el cuidado y atención que se les pueda prestar. Una forma de hacerlo es el uso de fluidos de terminación que mejoran la productividad del pozo al reducir y evitar el daño a la formación productora y ayudan a preparar, reparar, limpiar y terminar el pozo durante la fase de terminación del mismo.

Los fluidos de terminación permiten mantener las condiciones apropiadas para terminar el pozo de modo eficiente y seguro, eso evita dañar la formación productora. La productividad de un pozo y su futura vida son afectadas por el tipo de fluidos y los trabajos efectuados durante la misma. La selección del fluido de terminación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por tanto, los factores que determinan dicha selección deben estudiarse cuidadosamente.

Hay varios tipos de fluidos de terminación, que incluyen:

- Aire y agua: combina agua con aire comprimido que es bombeado en el interior del pozo o en la sarta de perforación para dar un enfriamiento mayor. Estos también se usan como medio para controlar la cantidad de polvo.
- Lodo: es una combinación de agua con arcillas, polímeros u otros aditivos.
- Fluidos especiales de perforación: estos son esencialmente fluidos sintéticos que brindan una fórmula especial para cuestiones específicas de perforación.

En la mayoría de los casos, los fluidos de terminación son salmueras (cloruros, formiatos y bromuros). Sin embargo, en teoría, un fluido de terminación puede ser cualquier fluido que tenga la densidad y viscosidad correctas. Sin embargo, no importa qué, debe ser químicamente compatible con la formación del yacimiento del pozo así como con los otros fluidos. Generalmente se filtra minuciosamente para asegurar que con el fluido de perforación no se introduzcan sólidos al pozo.

En vista de estas consideraciones, nunca está demás hacer hincapié en el daño que los fluidos de terminación pueden causar a la formación.

### 3.5 Fluido Empacador.

Un fluido empacador es un fluido que ocupa el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento; desde el empacador, hasta el cabezal de tuberías. La diferencia entre los fluidos de terminación y los fluidos empacadores es que los primeros están frente al intervalo productor al momento del disparo y el fluido empacador permanece en el espacio anular durante la vida productiva del pozo, en algunos casos un mismo fluido cumple las dos funciones.

### 3.6 Disparos.

Durante la etapa de terminación de los pozos el disparo de producción es la fase más importante, ya que permite establecer comunicación de los fluidos entre el intervalo productor y la tubería de revestimiento, ya que un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, debiéndole prestar particular atención en la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas y las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

El grado de la tubería de revestimiento, densidad del disparo, tipo de formación, humedad y temperatura, son algunos de los factores que pueden afectar el resultado de los disparos.

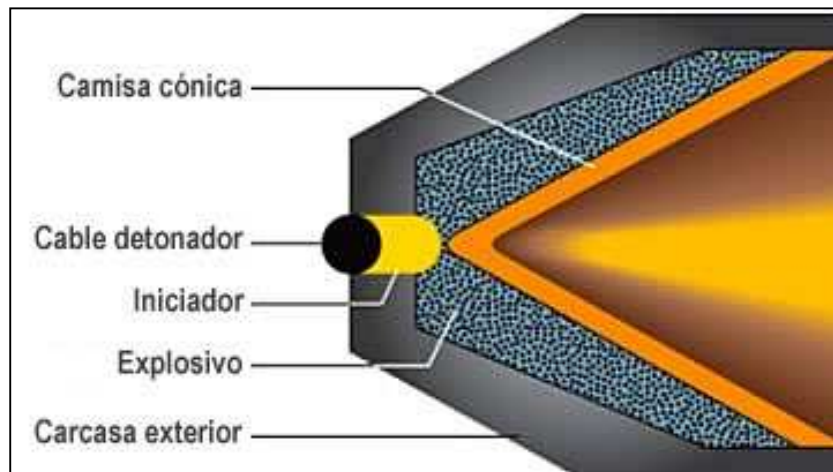


Figura 3.7 - Carga explosiva.<sup>33</sup>

#### 3.6.1 Tipos de disparo.

##### a) Disparos de Bala

Las pistolas de bala de 3 ½" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg<sup>2</sup>, los disparos con bala de 3 ¼" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/pg<sup>2</sup>. La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg. Y pierde la velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg y la pérdida de penetración con un claro de 1 pg. Es aproximadamente el 25% de la penetración con un claro de 0.5 pg y con un claro de 2 pg la pérdida es de 30%. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.



### b) Disparos a Chorro

El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz a chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg. Con una presión estimada de 5 millones de lb/pg<sup>2</sup>.

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente, lo cual puede generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o posiblemente ningún disparo. Algunas de las causas del mal funcionamiento son: corriente o voltaje insuficiente al detonador; un detonador defectuoso o de baja calidad; un cordón explosivo aplastado o torcido; el explosivo principal de baja calidad o pobremente empaclado o el recubrimiento colocado incorrectamente o sin hacer contacto efectivo con el explosivo. El agua o la humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, pueden provocar un mal funcionamiento o una detonación de baja orden.

Los disparos a chorro convencionales son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento. Existen pistolas a chorro para correrse a través de la tubería de producción, incluyendo pistolas encapsuladas o sea las desintegrables o de rosario, pistolas con cargas giratorias, con cargas soportadas en alambre, y con cargadores tubulares y pistolas con cargadores de pared delgada o desechable, la ventaja que presentan es su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de dispararse con una presión diferencial hacia el pozo. Las pistolas desechables o desintegrables con cargador hueco de pared delgada, evitan el resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella, también eliminan el problema del claro si la pistola es colocada apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración.

### **3.6.2 Pistolas Hidráulicas.**

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg<sup>2</sup>. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

### 3.6.3 Densidad de los disparos.

La densidad de los disparos generalmente depende del índice de productividad requerido, la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. Generalmente son adecuados cuatro disparos por pie de 0.5 pg, siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En los pozos que serán fracturados, los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. Para operaciones de consolidación de arenas, generalmente se prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande. Para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pg de diámetro o mayores.

Los disparos de 4 o más cargas por pie con cargas expuestas en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, pueden agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los coples en las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

### 3.6.4 Planeación del sistema de disparos.

Al planear un trabajo de disparos se debe considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo.

Factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son densidad de cargas, penetración, fase y diámetro del agujero, estos son conocidos como factores geométricos, ver figura 3.8.

El estado mecánico del pozo determinará el diámetro máximo de pistolas, la forma de conllevar las mismas hasta la formación productora (cable, tubería flexible, tubería de producción, etc.).

Las características de la formación tales como; Profundidad, Litología, Parámetros de Formación (densidad, resistencia compresiva, esfuerzo efectivo, permeabilidad, porosidad, etc.) dan indicio del comportamiento de la pistola en el pozo.

### 3.6.5 Taponamiento de los disparos.

El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo. Mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado, los residuos mayores han sido eliminados en varias de las cargas especiales. Los residuos del recubrimiento también se forman, pero son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosférica, no son confiables

para evaluar este tipo de taponamiento de los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de los disparos.

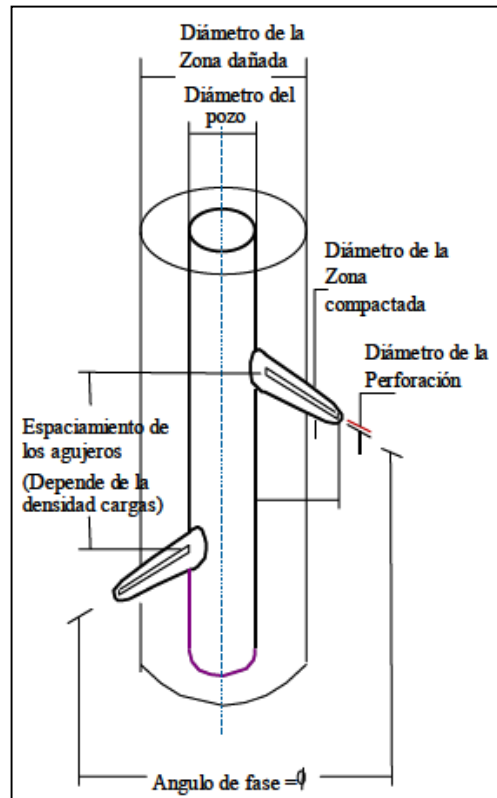


Figura 3.8 - Factores geométricos de los disparos<sup>42</sup>.

### 3.7 Importancia del diámetro de la tubería de producción.

En la industria petrolera, como en cualquier otra rama de la ingeniería, el estudio y desarrollo de proyectos se realiza considerando dos aspectos fundamentales: el técnico y el económico, siendo generalmente el segundo la limitante del primero, aunque en ocasiones sucede lo contrario.

Para alcanzar el grado óptimo en algún proyecto considerado, debe buscarse que el sistema en cuestión opere con la máxima eficiencia el mayor tiempo posible y con los mínimos gastos de inversión, operación y mantenimiento.

Para alcanzar la máxima eficiencia en la operación de un ducto, es necesario predecir los rangos de presión en los puntos de descarga de la línea. Estas presiones pueden ser determinadas por medio de cálculos hidráulicos.

La obtención del diámetro óptimo de una línea representa sólo un paso en la optimización de una línea o de un sistema de tuberías, según sea el caso.

Frecuentemente, en la práctica, el valor de la longitud es grande, por lo que es más difícil mantener constante al mismo tiempo la longitud, la presión corriente abajo del estrangulador y la presión de descarga de la compresora (en el caso de un pozo de gas) y poder obtener el diámetro, para el gasto de flujo dado. En este caso la solución es la instalación de una estación de compresión intermedia, de tal manera que el diámetro de la tubería se mantenga dentro de los rangos comerciales, por lo que la longitud se convierte en la distancia entre las estaciones de compresión.

Es conveniente aclarar que los gastos en equipo de compresión aumentan a medida que el diámetro de la línea disminuye y los gastos en tuberías disminuyen en proporción directa a la reducción del mismo, esto se observa en figura 3.9.

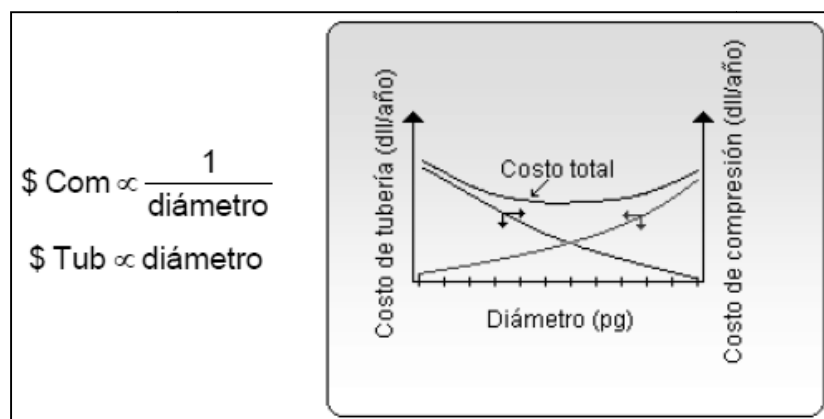


Figura 3.9 - Comportamiento cualitativo de los costos de compresión y tubería.<sup>36</sup>

Así, se observa que el problema requiere de un equilibrio económico entre los gastos por equipo de compresión y los de tubería, sujetos a la restricción técnica que implica la ecuación de flujo.

De esta manera se concluye que el diseño económico, de una línea de conducción de gas natural, es la determinación de los valores de diámetro, longitud, la presión corriente abajo del estrangulador y la presión de descarga de la compresora que minimizan el costo de transporte y satisfacen la ecuación de flujo.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los gastos de producción esperados, pues, si es pequeño, restringirá la producción; por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable, además se incrementara el costo total del pozo, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción.

El diámetro del aparejo es determinado mediante un análisis nodal, el cual estudia simultáneamente el comportamiento de flujo en el pozo (outflow) y el IPR (inflow performance relationship); el punto de intersección de estas curvas es el punto de solución o punto de flujo natural, y determina el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo.

### Capítulo 4. PRODUCTIVIDAD DE POZOS.

Para hacer un correcto análisis del comportamiento de un pozo fluyente es imperativo considerar al sistema de producción como un conjunto. Si se quiere determinar la capacidad de un pozo se debe tener información adecuada del yacimiento y de los fluidos que este contiene, ya que la variación en las propiedades de los fluidos contenidos puede afectar de manera significativa la productividad de los pozos petroleros.

Si conocemos el potencial de un pozo, que es definido como el gasto máximo al cual la formación puede aportar hacia el pozo (esta condición se cumple cuando la presión de fondo fluyendo " $P_{wf}$ ", es igual a cero), podríamos conocer si dicho pozo está produciendo de la forma esperada. Si esto no es así, se deben establecer las causas de su baja productividad para así poder implementar el método de corrección que resuelva el problema. Los problemas que se asocian a la baja productividad del pozo están relacionados tanto a las características de la formación productora como a las propiedades de los fluidos contenidos en la misma. Algunos factores que influirían disminuyendo la productividad de un pozo serían: baja permeabilidad, baja porosidad, baja presión en el yacimiento o bien los ocasionados con las operaciones de terminación, reparación y/o estimulación del pozo, como son residuos de materiales o de los fluidos de terminación o de fracturamiento.

#### 4.1 Sistema Integral de Producción.

El sistema integral de producción (SIP) es el conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, separándolos en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. El sistema integral de producción puede ser relativamente simple o incluir muchos componentes.

Los componentes principales de un sistema integral de producción son:

- Yacimiento.
- Pozo.
- Tubería de descarga.
- Estrangulador.
- Separadores y equipo de procesamiento.
- Tanque de almacenamiento.

La figura 4.1 presenta un esquema de un sistema integral de producción con los componentes básicos.

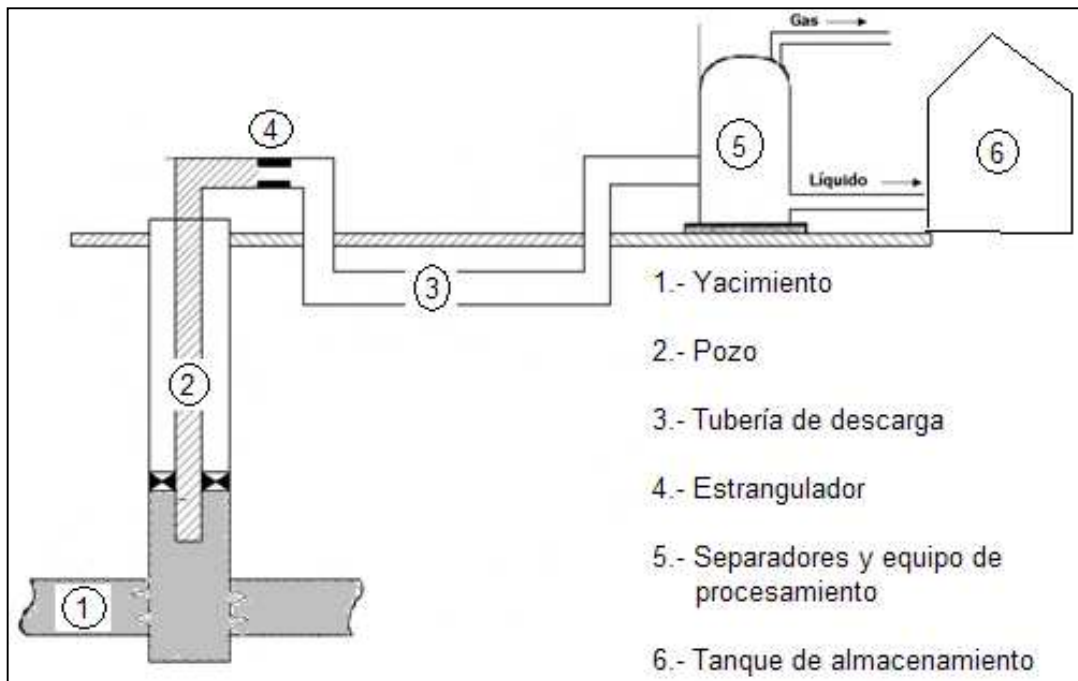


Figura 4.1 - Componentes Básicos de un Sistema Integral de Producción (SIP).<sup>40</sup>

## 4.2 Flujo del yacimiento al pozo.

Uno de los componentes principales de un sistema integral de producción es el yacimiento, ya que en este se presentan pérdidas de energía que se encuentran en un rango del 10 al 30% del total. En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento ( $P_{ws}$ ) hacia el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como propiedades de los fluidos, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

Para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento se utiliza con mucha frecuencia la ley de Darcy.

$$Vx = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

O bien, en términos de gasto volumétrico

$$q = V * A = -\frac{k A}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

donde:

- A : Área total transversal al flujo
- K : Permeabilidad absoluta del medio poroso
- q : Gasto volumétrico a condiciones de flujo
- V : Velocidad del fluido
- $\mu$  : Viscosidad del fluido
- $dp/dx$  : Gradiente de presión en dirección del flujo

### 4.3 Optimización de la producción.

Hoy en día, es común encontrar muchos sistemas de producción que no operan en forma eficiente, es decir, no se obtiene la producción de hidrocarburos esperada. La cantidad de fluidos producidos en superficie está en función, principalmente, de las caídas de presión existentes en cada uno de los componentes del sistema integral de producción. La figura 4.2 muestra las pérdidas de presión asociadas a cada componente del sistema integral de producción.

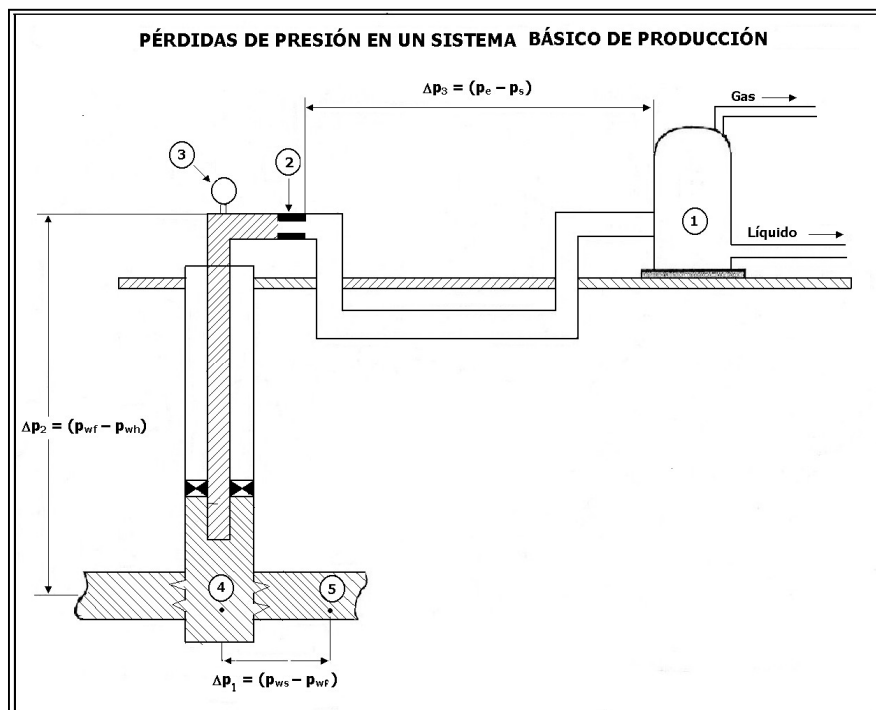


Figura 4.2 - Pérdidas de presión asociadas a cada componente de un SIP<sup>40</sup>.

La cantidad de gas y aceite que fluye hacia el pozo desde el yacimiento, depende de la presión en el sistema de producción, por consiguiente, el sistema de producción debe ser analizado como unidad. La producción de un pozo puede ser a menudo restringida por el comportamiento de un solo componente en el sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema de producción puede ser analizado de forma aislada, el comportamiento del sistema podrá ser optimizado en forma económica.

Un método que permite analizar el comportamiento del sistema integral de producción (SIP), además de determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes, es el "Análisis Nodal". Este método se puede utilizar para determinar los lugares de excesiva resistencia al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema.

### 4.4 Análisis Nodal.

El análisis nodal puede ser realizado con cualquiera de los software que existen en el mercado, y permite crear un modelo que simule el comportamiento de producción de un pozo, ajustándolo a su gasto y presión de fondo fluyendo, lo que lleva a descartar o corroborar la presencia de daño total del pozo (cuando existen curvas de variación de presión, su interpretación y combinación con el análisis nodal resulta una herramienta muy poderosa para obtener el daño del pozo), para ello se requiere de información del yacimiento, datos del pozo y de los fluidos producidos, de esta manera es posible corroborar los datos de daño y demás parámetros del yacimiento.

El análisis nodal es una herramienta que permite simular y evaluar un sin número de parámetros, entre los cuales es posible señalar los siguientes:

- Determinar presencia de daño.
- Obtener pronósticos de producción.
- Determinar caídas de presión.
- Evaluar la producción simulando diferentes cambios en el sistema.
- Determinar el diámetro óptimo de las tuberías de producción.
- Ajustar a correlaciones de flujo.

A continuación se enlistan los datos requeridos para realizar el análisis nodal de un pozo:

Datos del Yacimiento.

- Factor de Daño.
- Presión promedio del yacimiento.
- Presión de fondo fluyendo.
- Temperatura.
- Permeabilidad.
- Espesor del cuerpo productor.



- Porosidad.
- Radio de drene.
- Factor de forma (arreglo geométrico de explotación).
- Compresibilidad de la formación.
- Litología.
- Saturación de agua irreductible.

### Datos del pozo.

- Estado mecánico del pozo.
- Profundidad del intervalo productor disparado.
- Densidad, penetración y fase de disparos.
- Temperatura de superficie.
- Datos de producción.
- Historia de producción.
  - Producción de aceite.
  - Producción de agua.
  - Relación gas-aceite.
- Presión en superficie.
- Datos del sistema artificial.
- Presión de inyección del gas.
- Gasto de inyección.
- Tipo de inyección: continua ó intermitente.
- Gravedad específica del gas.
- Profundidad de las válvulas.

### Datos de los fluidos producidos.

- Gravedad específica de los fluidos producidos.
- Relación de solubilidad  $R_{si}$ .
- Presión de burbuja.

### 4.5 Índice de productividad.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP).

El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión.

El índice de productividad está dado por la ecuación

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}}$$

Donde  $q_o$  es el gasto de producción de aceite,  $P_{ws}$  y  $P_{wf}$  son las presiones de fondo estática y fluyente, respectivamente. El gasto de producción de aceite es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento y la presión del yacimiento normalmente se puede obtener a partir de una prueba de decremento o pruebas de presión.

Es práctica común evaluar el índice de productividad “J” durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo. Sin embargo, se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la  $P_{wf}$  sea menor que la  $P_b$ , J cambiará en función de la recuperación acumulada.

El papel que juega el diseño de producción del pozo está encaminado a maximizar su productividad de una manera efectiva en relación a los costos. El entendimiento y medición de las variables que controlan el índice de productividad (Diagnóstico del pozo) llega a ser imperativo.

Si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándonos en la ecuación de Darcy para flujo radial, entonces la siguiente sería una ecuación para el índice de productividad considerando que existe daño a la formación:

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{kh}{\alpha_r B_o \mu (p_D + s)}$$

Donde k es la permeabilidad, h es el espesor del intervalo productor,  $B_o$  es el factor de volumen del aceite,  $\mu$  es la viscosidad del aceite,  $P_D$  es la presión adimensional ( $P_D = \ln(r_e/r_w)$ ) y “s” es el daño a la formación.

En esta ecuación se describen las variables que controlan y afectan el comportamiento de un pozo, y mediante su manipulación a través del diseño optimizado el ingeniero de diseño puede realizar diversos escenarios de producción del pozo. La presión adimensional,  $P_D$ , depende del modelo físico que controla el comportamiento de flujo del pozo, esto incluye el comportamiento transitorio o de actuación infinita, la etapa en estado permanente y otros.

Para un yacimiento específico con permeabilidad  $k$ , espesor  $h$ , y con un fluido con factor de volumen de formación  $B_o$  y viscosidad,  $\mu$ , la única variable de la parte derecha de la ecuación anterior que puede ser ajustada es el factor de daño "s". Este puede ser reducido o eliminado a través de la estimulación matricial o puede ser remediado de otra forma si es causado por medios mecánicos. Se puede obtener un factor de daño negativo, por ejemplo, si se logra un fracturamiento hidráulico exitoso. Así la estimulación puede mejorar el índice de productividad, lo cual resulta en un incremento de la producción.

#### **4.6 Relación entre los mecanismos de empuje y el índice de productividad.**

Los mecanismos de empuje en un yacimiento son los siguientes:

- Expansión del sistema roca-fluidos.
- Expansión por gas disuelto.
- Empuje de acuífero activo.
- Expansión del casquete de gas.
- Segregación Gravitacional.

##### Expansión del sistema roca-fluidos.

Debido a que tanto la roca como el fluido contenido dentro de ella se expanden cuando se genera una caída de presión en el yacimiento.

##### Expansión por gas disuelto.

Debido a que el gas que está disuelto en el aceite se libera cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de saturación, y debido a su alto valor de compresibilidad se expande desplazando un volumen de aceite, es importante decir que el gas que se está liberando es producido junto con el aceite, es decir, el gas liberado no forma un casquete de gas.

##### Empuje de acuífero activo.

Debido al empuje hidráulico de un acuífero activo.

Expansión del casquete de gas.

Debido a que el gas libre en el yacimiento (casquete de gas) se expande desplazando del espacio poroso al aceite.

Segregación Gravitacional.

Debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el gas. Este mecanismo de producción se da cuando el gas que se libera del aceite no es producido, si no que se incorpora al casquete de gas.

La figura 4.3 muestra la relación que existe entre el índice de productividad J y los diferentes mecanismos de empuje del yacimiento.

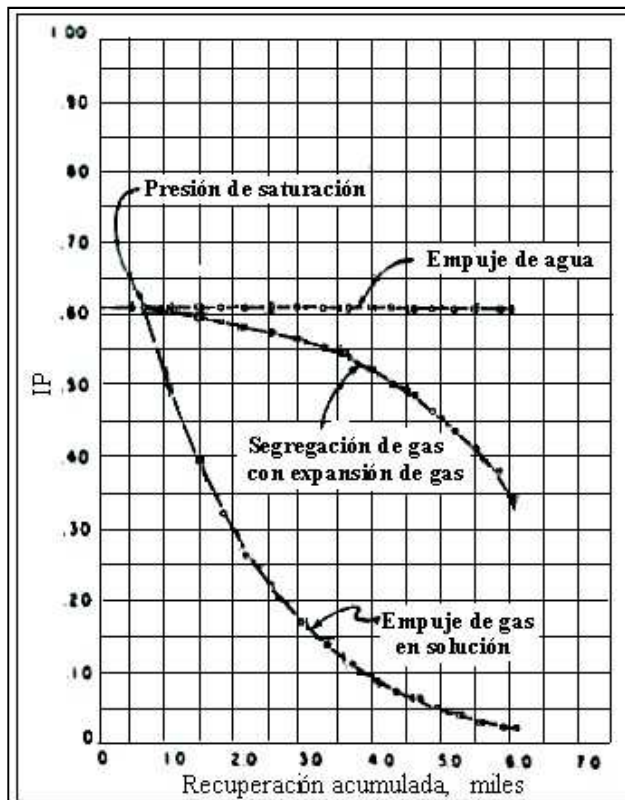


Figura 4.3 - J vs. Np para diferentes mecanismos de empuje presentes en los yacimientos petroleros<sup>41</sup>.

**4.7 Eficiencia de Flujo.**

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en las variaciones de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño (o mejoramiento) a la formación modifica la eficiencia de flujo, y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo.

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con  $EF = 1.0$ , si estuviera en agujero descubierto y sin daño (Vogel).

Por su parte, Standing establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación, es decir,  $EF \neq 1.0$  con base en la figura Standing definió la eficiencia de flujo de la forma siguiente:

$$EF = \frac{\text{(caída de presión) ideal}}{\text{(caída de presión) real}} \quad \text{o bien,} \quad EF = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:

$$P'_{wf} = P_{wf} + \Delta p_s$$

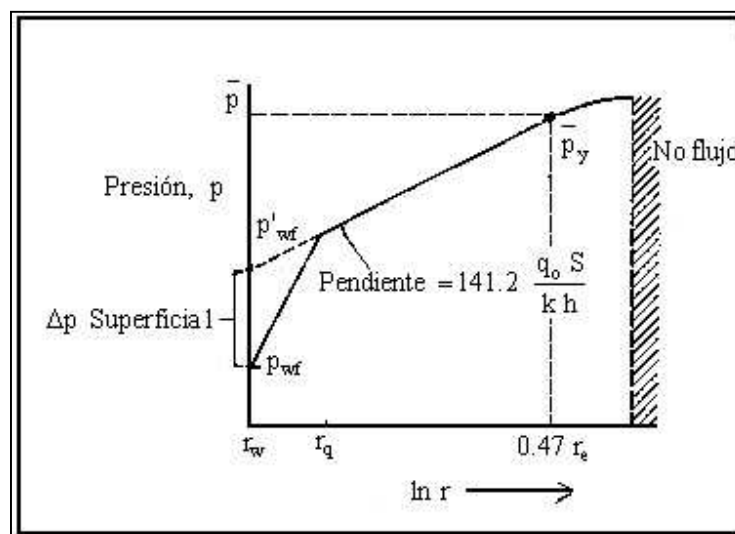


Figura 4.4 - Perfil de presión para pozos dañados<sup>42</sup>.

Como se observa en la figura 4.4, un pozo sin daño fluiría a un gasto "q" para una presión de fondo fluyendo  $P'_{wf}$ , mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir,  $P_{wf}$  con el objeto de producir el mismo gasto q.

Considerando el daño a la formación, la eficiencia de flujo se define como sigue:

$$EF = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right]}$$

donde “s” es el factor de daño.

La EF también expresa la relación del gasto del pozo con daño al gasto sin daño. La ecuación anterior es la ecuación básica de la eficiencia de flujo y requiere que el valor del factor de daño sea conocido.

#### 4.8 Daño a la Formación (flujo restringido).

El factor de daño en su definición tradicional representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo.

Otra definición de daño a la formación es que es la alteración, natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca del yacimiento que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

El daño a la formación se determina ya sea con pruebas de laboratorio con un instrumento llamado permeámetro, el cual obtiene solo una aproximación de este, con registros geofísicos con los cuales se podría determinar el radio de la zona dañada en la vecindad del pozo, y para cuantificarlo, la única manera es con pruebas de variación de presión.

Durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del mismo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada”, y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño.

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo, debido al flujo restringido que se presenta en las zonas aledañas a este.

El flujo restringido puede ser causado por el taponamiento de los espacios porosos, mediante partículas sólidas generadas por trituramiento mecánico de la formación durante la perforación del pozo o disgregación del medio poroso, o bien, por efecto del fluido producido tales como creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad efectiva. El taponamiento de los poros

mediante partículas es uno de los mecanismos más comunes en el flujo restringido, el cual puede resultar de diferentes causas, incluyendo la inyección de sólidos en la formación (para fracturamiento de la formación), dispersión de arcillas presentes en la formación, precipitación y crecimiento de bacterias.

McLeod<sup>38</sup> establece que las causas que originan el flujo restringido pueden clasificarse en tres categorías:

- Físicas.
- Químicas.
- Biológicas.

### CAUSAS FÍSICAS

Un medio poroso es un complejo ensamble de granos de mineral con espacios vacíos (poros) de forma y distribución irregular, el cual proporciona una trayectoria para el transporte del fluido. Esta complicada estructura puede ser idealizada como una colección de largas cámaras (los cuerpos de los poros) conectados por estrechas aberturas. La permeabilidad del medio está controlada ampliamente por el número y conductividad de las cámaras de los poros.

Cuando los finos de la formación se desplazan a lo largo del medio poroso, estos a menudo llegan a depositarse, y si el depósito ocurre en las cámaras o cuerpos del poro, se tendrá una severa reducción en la permeabilidad. En la figura 4.5 se ilustran los posibles modos de entrapamiento de partículas.

Durante las operaciones de perforación, se genera una película alrededor de la pared del pozo debido al filtrado del lodo de perforación hacia la formación, lo cual provoca el flujo restringido.

Los fluidos producidos de la formación hacia el pozo contienen diminutas partículas o finos las cuales se pueden adherir a los cuerpos de los poros, o bien, aglutinarse de tal forma que pueden obturar las aberturas de los poros.

### CAUSAS QUÍMICAS

Los finos, responsables del obturamiento de los poros pueden provenir de orígenes externos o pueden originarse en el mismo espacio poroso. Los finos en el medio poroso pueden ser movilizados por un cambio en la composición química del agua congénita o mecánicamente debido a las fuerzas cortantes aplicadas al movimiento del fluido. El flujo restringido a menudo es causado por la dispersión de partículas finas de arcilla cuando la salinidad del agua intersticial es reducida o la composición iónica es alterada. De esta forma, cualquier fluido que esté en contacto con la formación productora, ya sean fluidos de perforación, fluidos de terminación, fluidos de estimulación, etc. deberán tener una composición iónica que no dañe la formación.

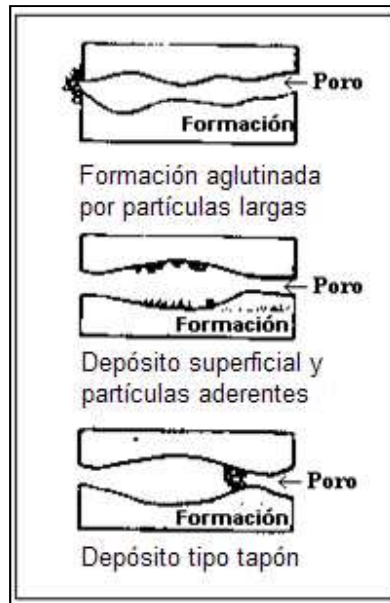


Figura 4.5 - Modos de entrapamiento de las partículas<sup>40</sup>.

La precipitación de sólidos de la salmuera o lodo de perforación y del aceite en la formación puede causar severo daño a la formación cuando estos sólidos obturan los espacios porosos. Los precipitados pueden ser compuestos inorgánicos de la salmuera o especies orgánicas del aceite producido. En cualquier caso, la precipitación puede ser debido a cambios en la temperatura o presión en las cercanías del pozo o a partir de alteraciones en la composición de la fase de los fluidos inyectados.

Los precipitados inorgánicos que causan el flujo restringido son usualmente cationes divalentes, tales como calcio, bario, combinados con carbonato o iones de sulfato. Los iones en solución del agua congénita en un yacimiento están inicialmente en equilibrio químico con la formación productora. Un cambio en la composición de la salmuera puede provocar precipitación. Por ejemplo, la reacción de equilibrio entre los iones de Calcio y Bicarbonato puede ser expresada como:



Si la salmuera está saturada inicialmente con respecto al bicarbonato de calcio, un incremento en la concentración de compuestos en el lado izquierdo de la ecuación o un decremento en la concentración de cualquier compuesto del lado derecho de la ecuación, provocará una reacción en el lado derecho y el carbonato de calcio se precipitará. La adición de iones de calcio provocará que el carbonato de calcio se precipite; así mismo, la remoción de  $\text{CO}_2$  provocará la precipitación. De esta forma, en un yacimiento con altas concentraciones de bicarbonato, la inyección de fluido con altas concentraciones de calcio, por ejemplo fluidos de terminación con  $\text{CaCl}_2$ , pueden causar severos daños a la formación. Así mismo, conforme la presión disminuye



en la cercanía del pozo, se libera  $\text{CO}_2$  de la salmuera y nuevamente la precipitación puede ocurrir. La precipitación de  $\text{CaCO}_3$  a partir del agua congénita rica en carbonatos es un origen común del flujo restringido.

Otra causa común que origina el flujo restringido son las parafinas y los asfaltenos. Las parafinas son cadenas largas de hidrocarburos que se precipitan de ciertos hidrocarburos cuando la temperatura se reduce, o la composición del aceite cambia debido a la liberación de gas conforme la presión se reduce. Los asfaltenos son compuestos aromáticos con alto peso molecular las cuales pueden tener forma coloidal, dispersos en el aceite. Este estado coloidal es estabilizado por la presencia de resinas en el aceite; cuando estas resinas son removidas, los asfaltenos pueden flocular, creando partículas sumamente grandes las cuales causan el flujo restringido. El cambio químico en el aceite puede reducir la concentración de resinas y de esta forma se lleva a cabo el depósito de los asfaltenos en la formación.

### CAUSAS BIOLÓGICAS

Muchos pozos, particularmente los pozos inyectoros de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la cercanía del pozo. Las bacterias inyectadas en la formación, particularmente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente en la formación, obturando los espacios de los poros, o bien, con precipitados resultado de la actividad biológica de los organismos. La reducción de la permeabilidad causada por las bacterias puede ser significativa, por tanto, se debe considerar la posibilidad de inyección de agua con bactericidas para reducir al mínimo este problema.

Por otra parte, mientras que el factor de daño "s", es adimensional, la zona dañada asociada no lo es. La figura 4.6 es una representación típica de la condición en las cercanías del pozo, con  $r_s$  y  $k_s$ , siendo la profundidad de daño y la permeabilidad alterada respectivamente. Fuera de esta zona el yacimiento permanece sin disturbio con permeabilidad  $k$ .

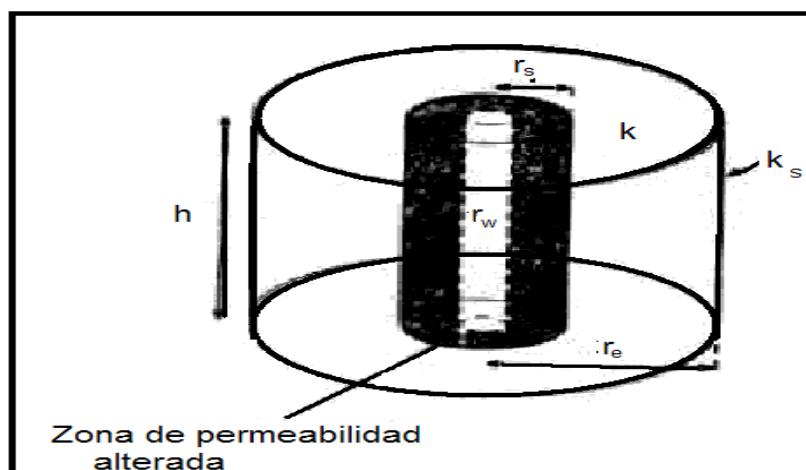


Figura 4.6 - Zona alrededor del pozo con permeabilidad alterada<sup>42</sup>.

### 4.9 Mecanismos de daño a la formación.

El daño a la formación puede ser causado por obturamiento de los espacios de los poros por partículas sólidas, por trituramiento mecánico o disgregación del medio poroso, o por efectos de fluido tales como creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad relativa. El obturamiento de los poros por partículas sólidas es el más persuasivo de estos mecanismos y puede resultar de varias fuentes, incluyendo la inyección de sólidos dentro de la formación, dispersión de arcillas presentes en la roca, precipitación y crecimiento de bacterias.

A continuación se enlistan los mecanismos de daño a la formación:

- Taponamiento por partículas sólidas.
- Reducción de permeabilidad relativa.
- Alteración de la mojabilidad de la roca
- Alteración de la viscosidad de los fluidos.

Los tipos más comunes de daño son:

- Emulsiones.
- Cambio de mojabilidad
- Bloqueo de agua
- Depósitos minerales (incrustaciones)
- Depósitos orgánicos (parafinas y asfaltenos)
- Depósitos mixtos
- Limos y arcillas

#### Emulsiones

La mayoría de las emulsiones son comúnmente causadas por mezclas mecánicas de aceite y agua, las cuales rompen una de las fases en pequeñas partículas dispersadas en otra fase. En la formación, es más probable que las emulsiones sean formadas químicamente, a través de la introducción de surfactantes o finos que tienden a estabilizar las partículas pequeñas.

#### Cambio de mojabilidad

La mojabilidad de la roca puede ser alterada durante las operaciones de perforación, terminación y estimulación de los pozos por el simple hecho de estar en contacto con los fluidos de dichas operaciones.

#### Bloqueo de agua

El agua puede causar un bloqueo en rocas con baja permeabilidad. Los bloqueos de agua son un caso especial de problemas de permeabilidad relativa. En un bloqueo de agua, el agua usualmente ocupa los espacios de flujo (como los poros o fracturas naturales) que son generalmente usados por los hidrocarburos para fluir hacia el pozo. Debido a la movilidad y la diferencia de viscosidad, los fluidos hidrocarburos no pueden ser capaces de desplazar al agua. Los casos más graves por bloqueos de agua son usualmente observados en bajas presiones,

bajas permeabilidades, y en formaciones que producen gas después de un tratamiento con agua que tiene una alta tensión superficial.

### Depósitos minerales (incrustaciones)

Las incrustaciones son químicos solubles en agua, que precipitan fuera de la solución en respuesta a los cambios en las condiciones o a la mezcla de aguas incompatibles. Pueden presentarse en la tubería de producción (TP), en las perforaciones y en la formación. Las incrustaciones más comunes en el campo son el carbonato de calcio, el sulfato de calcio y el sulfato de bario. Las incrustaciones usualmente consisten de precipitados formados de mezclas de aguas incompatibles, o de la alteración de la solución en equilibrio de las aguas producidas.

### Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados (parafinas y asfaltenos) que precipitan de acuerdo a la reducción de la presión y temperatura. Estos depósitos orgánicos son generalmente localizados en la tubería, perforaciones o formación.

Aunque los mecanismos de formación de depósitos orgánicos son numerosos y complejos, el principal mecanismo es un cambio en la temperatura o presión en el sistema de flujo.

Un problema de parafinas o asfaltenos puede ser definido como una condición a la cual un depósito orgánico predominante dificulta la producción de crudo.

### Depósitos mixtos

Los depósitos mixtos de orgánicos e inorgánicos son una mezcla de componentes orgánicos y/o incrustaciones o finos y arcillas. Al migrar, finos asociados con un incremento en la producción de agua en un yacimiento de areniscas, éste llega a ser mojado por aceite, y actúa como un lugar de concentración para el depósito de orgánicos.

### Limos y arcillas

Además de la migración de partículas que ocurre naturalmente tales como las arcillas y finos, muchas partículas externas son introducidas hacia la formación durante operaciones normales en el pozo. Perforación, terminación, reparación, estimulación, y las operaciones secundarias y terciarias de producción pueden causar la inyección de partículas extrañas dentro de la formación.

El daño por las partículas de los fluidos inyectados se produce en el área cercana al pozo, obturando las gargantas de los poros de la formación. Los problemas incluyen la obstrucción de los poros, compresión de las perforaciones y la pérdida de grandes cantidades de sólidos dentro de fracturas naturales o sistemas de fracturas apuntaladas. El mejor método para evitar este tipo de daño es usar un fluido de limpieza en un sistema de flujo con un controlado rango del tamaño de las partículas que detendrá rápidamente la pérdida de fluido por obstrucción en el agujero.

En la tabla 4.1 se presenta una tabla con los tipos de daño, las condiciones favorables para que estos se presenten y algunos tratamientos para disminuir el efecto del daño.

Tipo de daño	Condiciones favorables	Tratamiento
Daño por emulsiones	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Invasión de filtrados de perforación y terminación.</li> <li>- Altos gastos de producción o inyección</li> <li>- Presencia de finos en la formación</li> <li>- Adición de surfactantes a fluidos de perforación</li> <li>- Terminación o reparación</li> <li>- Ácidos en estimulaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inyectar solventes mutuos y/o desmulsificantes.</li> </ul>
Daño por cambio de mojabilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Adición de surfactantes a fluidos de perforación, terminación o reparación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inyectar solventes mutuos y/o surfactantes mojadores de agua.</li> </ul>
Daño por bloqueo de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Invasión de filtrados de agua</li> <li>- Conificación de agua</li> <li>- Ínter digitación de agua</li> <li>- Presencia de illita y otras arcillas en la formación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En pozos de aceite, solventes mutuos y/o surfactantes.</li> <li>- En pozos de gas, alcohol.</li> </ul>
Daño por limos arcillas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Invasión de filtrados base agua</li> <li>- Presencia de arcillas en la formación</li> <li>- Presencia de arcillas en fluidos de perforación</li> <li>- Altos gastos de producción o inyección altos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En calizas o dolomía, ácido clorhídrico y/o nitrógeno</li> <li>- En arenas y areniscas, ácido clorhídrico-fluorhídrico</li> </ul>
Daño por depósitos minerales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abatimiento de presión</li> <li>- Abatimiento de temperatura</li> <li>- Mezclado de aguas incompatibles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Para CaCO<sub>3</sub>: ácido acético, ácido clorhídrico</li> <li>- Para Fe CO<sub>3</sub>: ácido clorhídrico + agentes reductores y agentes secuestrantes</li> <li>- Para FeS: ácido clorhídrico + agentes reductores y agentes secuestrantes</li> <li>- Para Mg(OH)<sub>2</sub>: ácido clorhídrico</li> <li>- Para Ca(OH)<sub>2</sub>: ácido clorhídrico</li> <li>- Silicatos: HCl-HF</li> </ul>
Daño por depósitos orgánicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abatimiento de presión</li> <li>- Abatimiento de temperatura</li> <li>- Crudos parafínicos o asfaltenos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solventes aromáticos y/o alcoholes.</li> </ul>
Daño por depósitos mixtos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abatimiento de presión</li> <li>- Abatimiento de temperatura</li> <li>- Crudos parafínicos o asfaltenos</li> <li>- Presencia de finos en la formación</li> <li>- Aumento de producción de agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dispersión de solventes en ácido.</li> </ul>

Tabla 4.1. Tipos de daño, condiciones favorables para que estos se presenten y algunos tratamientos para disminuir su efecto<sup>42</sup>.

### 4.10 Operaciones que ocasionan daño en pozos petroleros.

Como se ha mencionado anteriormente el daño a la formación puede ser ocasionado por las operaciones realizadas en el pozo como son:

- Perforación.
- Cementación.
- Terminación y reparación.
- Empacamientos de grava.
- Producción.
- Tratamientos de estimulación.
- Recuperación secundaria y/o mejorada.

#### Perforación.

Los sólidos de los lodos de perforación pueden progresivamente llenar la porosidad de las rocas del yacimiento sin son forzados dentro de la zona productiva. Subsiguientes intentos de iniciar la producción o la inyección a velocidades de flujo moderado o alto puede causar que estos materiales obturen y disminuyan gravemente la permeabilidad del área cercana al pozo.

Tales procesos de daño son usualmente limitados a unas cuantas pulgadas alrededor del fondo del pozo (es comúnmente usado un valor promedio de 3 pulgadas) pero la reducción de la permeabilidad resultante puede ser tan alta como del 90 %. La invasión de las rocas de formación por sólidos de fluidos de perforación es favorecida por:

- Gran tamaño de poro de la roca de formación.
- Presencias de fisuras o fracturas naturales en el yacimiento.
- Partículas de tamaño pequeño de los componentes sólidos del fluido de perforación (el tamaño inicial de las partículas de agentes densificantes y preventores de pérdida de circulación es usualmente grande, pero puede ser fragmentado por la barrena).
- Baja velocidad de perforación, ocasiona la destrucción del enjarre (incrementa la pérdida de lodo) y gran tiempo de contacto entre el lodo y la formación.
- Alta velocidad de circulación del fluido de perforación (erosión del enjarre).
- Altas densidades del fluido de perforación, causan grandes presiones sobré balance.
- Desgaste del enjarre, provocan ondas de presión e incrementan el tiempo de contacto entre la formación y el lodo durante los viajes de la barrena.

#### Cementación

La remoción del lodo de perforación, aun cuando es necesario para mejorar la adhesión del cemento, generalmente agrava el daño a la formación ya sea a través del incremento de la pérdida de fluido o por problemas de incompatibilidad con zapatas de cemento y espaciadores.

La duración de un trabajo de cementación es corto comparado con la duración de la perforación a través de una zona productiva. La máxima profundidad de invasión por filtrado ya sea de espaciadores o lechadas de cemento son unas pocas pulgadas, lo cual es despreciable comparado con la profundidad de invasión por filtrado de fluido de perforación. Esto no significa que el cemento o la pérdida de fluido de espaciadores deberían ser ignorados. Un escaso control de la pérdida de fluido puede resultar en un fracaso prematuro del trabajo, ya sea por la pérdida completa del flujo de fluidos (volúmenes insuficientes) y una subsecuente contaminación (fuerte gelificación) de la lechada de cemento por el fluido de perforación o deshidratación de la misma lechada de cemento.

### Terminación y Reparación.

Durante la terminación y la reparación de los pozos existen diferentes operaciones en las cuales es posible ocasionar daño a la formación, como son:

Daño durante los disparos.

- Los disparos pueden crear taponamiento con residuos de pólvora, así como también sólidos de los fluidos de terminación.
- La formación alrededor de los disparos es destruida y compactada. Si se llega a alcanzar una zona de cero permeabilidad, se bloqueará el túnel creado por los disparos debido a los sólidos generados por la explosión.

Daño mientras se baja tubería y empacador.

- Si existen pérdidas de fluido mientras se baja la tubería, los sólidos pueden obstruir y fracturar el sistema cercano al fondo del pozo.
- Momentos posteriores a los disparos se puede presentar obstrucción por sólidos, si estos son forzados hacia la formación por un diferencial de presión hidrostático.

Daño durante el inicio de la producción.

- El daño puede ser causado por circulación de fluidos incompatibles, por pérdida de fluido y presencia de arcillas u otros finos en la zona disparada, poros, vórgulos y fracturas.
- Los fluidos de terminación con contenido de asfaltenos pueden causar daño cambiando la mojabilidad de la roca hacia el aceite y por taponamiento de la zona perforada y la formación en general.
- Limpiar el pozo a altos gastos, puede resultar en taponamientos severos dentro de la formación por partículas, las cuales, por una razón u otra, son libres de moverse.

### Empacamiento de Grava.

Los mecanismos de daño a la formación pueden afectar los empaques de grava. Es casi universalmente verdad que los empaques de grava se deterioran con el tiempo, causando una reducción progresiva del desempeño del pozo. Esto está en contraste con los métodos actuales de control de producción de arena y fracturamiento a alta permeabilidad (llamado frac y pack), en el cual el desempeño del pozo mejora con el tiempo.

Las mayores fuentes de daño en los empaques de grava son:

- Una inapropiada colocación de los empaques de grava.
- Daño por geles irrompibles o partículas de formación durante la colocación, como resultado de una incompleta limpieza de la perforación.
- Invasión por pérdida de materiales de control.
- Grasa para rosca, pintura, óxidos y residuos de polímeros forzados entre la arena de formación y los empaques de grava durante su colocación.
- Tamaño inadecuado de la grava, llevando la invasión de finos de formación a los empaques de grava durante la producción.
- Coladores con las ranuras muy grandes (no retienen grava) o con las aberturas muy estrechas que llegan a obstruir y reducir la producción.

### Producción

En formaciones consolidadas que son capaces de liberar partes de la matriz durante la producción o después de una estimulación especialmente propuesta para tratamiento de problemas. Aunque estas situaciones normalmente se piensan como problemas de control de arena, en lugar de daño a la formación, debido a que el efecto de la arena móvil y la caída de presión causada por el colapso de los túneles de la formación, es muy parecido al efecto de daño a la formación.

Algunos yacimientos no pueden ser producidos a altas velocidades de flujo o grandes caídas de presión sin ser adversamente afectados. Puede crearse un daño permanente, el cual no puede ser removido simplemente por la reducción del gasto de producción.

Un mayor problema es el movimiento de finos en la formación, en respuesta, ya sea de la velocidad de flujo, o de los cambios de salinidad del flujo de fluidos. Los limos y las arcillas nativas que son adheridos débilmente a las paredes de los poros pueden ponerse en movimiento con altas velocidades de flujo, especialmente cuando dos o más fluidos inmiscibles son producidos al mismo tiempo. Dependiendo del tamaño de sus partículas, pueden ya sea bloquear las gargantas de los poros en la vecindad de su localización inicial o migrar hacia el agujero.

Si la migración de partículas alcanza el agujero u obstruye las gargantas de los poros, depende de su concentración original, de su tamaño, la extensión del incremento de su concentración cerca del agujero, y la máxima velocidad de flujo.

La condensación retrógrada y los problemas del punto de burbuja son problemas de bloqueo de permeabilidad relativa. La condensación retrograda es la condensación de un gas a líquido. Cuando esto sucede, la permeabilidad relativa al gas puede ser reducida substancialmente. En yacimientos de aceite producidos debajo de la presión de saturación, se forma gas libre, lo cual reduce la permeabilidad relativa al aceite.

Es importante señalar que no todos los tipos de daño a la formación requieren de un tratamiento de remoción. Algunos tipos de daño serán limpiados durante la producción, y otros pueden ser removidos por cambios en las prácticas de operación, además una parte de la disminución de la producción puede ser mal interpretada como daño, cuando de hecho es un mal diseño del pozo que puede ser remediado con cambios operacionales.

La clasificación correcta del daño requiere más que una experiencia en química y física del daño. Es esencial un conocimiento completo de las condiciones de operación en el campo, y es crítica una correcta identificación para una remoción exitosa.

Sólo conociendo el mecanismo de daño, su localización y como afecta al flujo puede ser desarrollada una estrategia de tratamiento efectiva.

La caracterización del daño es la clave para diseñar un tratamiento de remoción apropiado.

### Tratamientos de estimulación

- Las zonas disparadas, los poros de la formación y las fracturas pueden ser obstruidas por sólidos mientras se efectúa la operación de matar al pozo o mientras se circula con lodo y/o aceite agua. Incluso fluidos filtrados pueden provocar taponamientos debido a sólidos erosionados de la tubería, el agujero abierto o de la TR.
- El filtrado de los fluidos circulantes puede causar daño.
- El fracturamiento con ácido puede encoger el enjarre entre la arena y el cemento o también afectar con canales en el espacio anular permitiendo comunicación vertical de fluidos indeseados.
- En tratamientos con ácidos en arenas, pueden generar precipitados insolubles en la formación. Los diseños de tratamientos propiamente hechos, minimizan este factor.
- En fracturamientos hidráulicos.
  - La operación de fracturamiento puede obstruir la formación mediante los fluidos fracturantes, sólidos o finos de la arena fracturada.
  - El uso inadecuado de aditivos que disminuyen la viscosidad pueden causar un bloqueo.
  - Las pérdidas de fluidos o agentes dispersantes pueden causar taponamiento en la zona perforada, poros de la formación o en las fracturas.
- Fracturamiento con ácidos en carbonatos.
  - Se presenta daño cuando existen errores al usar fluidos que pueden causar obstrucción de los canales de flujo, de las fracturas y de la matriz de la formación adyacente.
  - Las parafinas, asfaltenos, finos, sílice u otros sólidos en la tubería o en el fondo del pozo pueden originar obstrucciones en la zona disparada, en la formación en general o en las fracturas.



### Capítulo 5. APLICACIÓN DE FEL A UN CASO DE CAMPO.

#### DEFINICIÓN DE LA TERMINACIÓN Y PRODUCTIVIDAD DEL POZO DE DESARROLLO “Puma 22”.

En este capítulo se presenta la etapa de Definición de la Terminación del pozo Puma-22, la cual incluye la selección de la tubería de explotación, diseño de los disparos y estimulación y/o fracturamiento, adicionalmente se hace un breve análisis de las reservas por explotar asociadas a la perforación de este pozo. Todo esto con el enfoque de la metodología propuesta en FEL.

Los requerimientos funcionales del Activo Integral UNAM establecen la necesidad de perforar un pozo de desarrollo, Puma-22, en el campo Puma. El diseño de la perforación, terminación y productividad del pozo se realizará aplicando la metodología FEL (VCD). Esto conlleva hacer un análisis exhaustivo de la información disponible y plantear los posibles escenarios que se podrían presentar durante las operaciones de perforación y terminación del pozo, y de esta forma optimizar la productividad del mismo. En los Anexos B, C y D se presenta el análisis detallado de cada una de las etapas del proyecto “Puma-22”

#### Objetivos de la Empresa

Incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y gas asociado.

#### Objetivos del Activo Integral

Agregar valor a la empresa, desarrollando reservas probadas de hidrocarburos estimadas en 9.1 MMbpce, al óptimo costo y menor riesgo posible. Se estima un gasto de aceite inicial de 4600 bpd, con una RGA de  $340 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

#### Objetivos de la Unidad de Perforación y Marina

- Tener un desempeño operativo, económico, financiero y competitivo, dentro de un marco estricto de seguridad industrial y protección ecológica.
- Maximizar el valor económico de sus inversiones, por medio de la satisfacción de sus clientes.
- Conservar el mercado nacional y posicionarse en el internacional.

**Datos Básicos:**

Nombre de la Localización de Desarrollo:	PUMA-22
Estructura Tipo:	PUMA A
Conductor:	02
Tirante de Agua:	23 metros
Proyecto de Inversión:	Aceite Ligero
Activo:	Activo Integral UNAM

**Generalidades del Campo**

El Campo Puma, perteneciente al Activo Integral UNAM, está ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México, en un tirante de agua promedio de 23 m y se localiza a 68 Km al N 66°W de Ciudad del Carmen, Campeche. Tiene una extensión areal, de aproximadamente 32 km<sup>2</sup>, hasta la cota de 5857 mvbnm, la que se puede considerar, como el posible contacto agua-aceite, para el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

El campo fue descubierto en el año 1993, con la perforación y evaluación del pozo Puma-1A, el cual resultó productor de aceite, en el intervalo 5200-5225 mvbmr en rocas carbonatadas y facies brechoides del Cretácico Superior-Medio, pero por problemas mecánicos no fue posible aforar. A nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, se recuperó agua con salinidades de 117,000 ppm, en el intervalo 5955-5965 mvbmr y de 130,000 a 150,000 ppm en el intervalo de 5895-5910 mvbmr.

En Junio del 2003, se concluyó la terminación del pozo Puma-101, quedando como productor de aceite ligero y gas, en rocas calizas dolomitizadas del JSK, con porosidades, que varían de 3 a 5% y saturaciones promedio de agua de 10 a 25%. En este nivel estratigráfico, se efectuaron dos pruebas de presión-producción, cuyos resultados se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Resultados de las pruebas de presión en los pozos Puma-101

INTERVALO I (5880-5845 mvbmr)					INTERVALO II (5720-5695 mvbmr)				
ESTRANG. (Pulg.)	GASTO ACEITE (BPD) 41* API	GASTO GAS (MMSCFD)	RGA (M3/M3)	PTP (PSI)	ESTRANG. (Pulg.)	GASTO ACEITE (BPD) 39* API	GASTO GAS (MMSCFD)	RGA (M3/M3)	PTP (PSI)
1/4	1703	1.21	126	3767	1/4	1270	0.91	127	4022
3/8	2433	1.636	120	2004	3/8	1637.6	1.39	151	1763
1/2	2510	1.687	120	1134	1/2	2086	1.54	132	1084

**Posición Geológica Estructural**

La estructura del Campo PUMA, en la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (objetivo) muestra anticlinales y sinclinales con una orientación preferencial NW 45° SE, los cuales están asociadas a fallamiento inverso en la porción NW del área y fallas normales al SE, las cuales están afectadas por fallas de desplazamiento lateral en los flancos SW y NE, este sistema de fallas originó la compartimentalización en bloques del yacimiento JSK, tal como se muestra en la Figura 5.1.

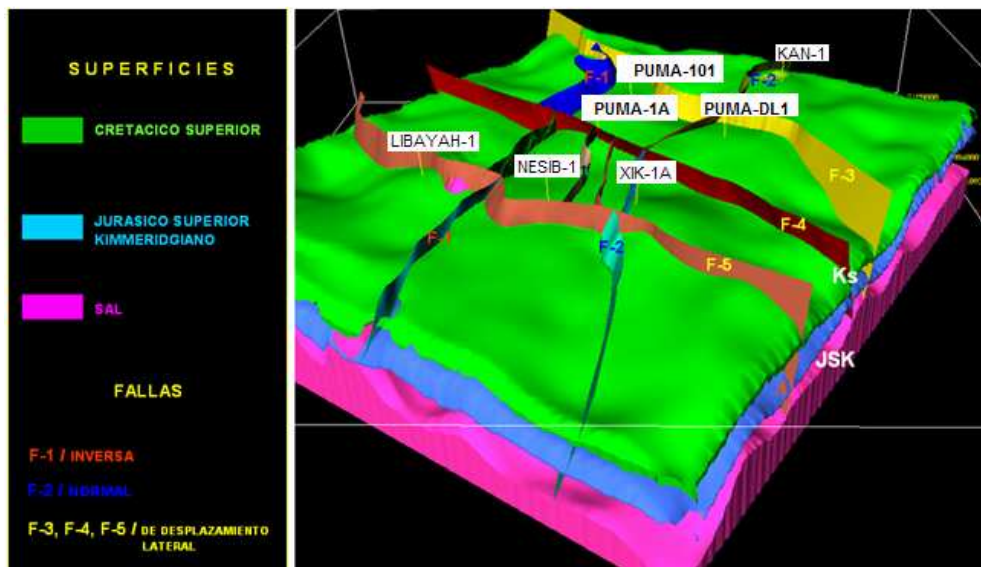


Figura 5.1. Patrón de fallas del campo PUMA a nivel Cretácico y JSK

La localización Puma-22, se encuentra al Suroeste del pozo Puma-101 y se ubica, a nivel del JSK, ligeramente hacia el flanco SW, muy cercano a la cima de la estructura anticlinal. Las fallas mencionadas cortan al Jurásico y al Cretácico y se considera que tienen un salto de aproximadamente 100 m a nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Figura 5.2

No se estima que el pozo Puma-22 corte alguna falla a nivel del yacimiento objetivo (JSK), que pueda ocasionar riesgos potenciales a la perforación del pozo. La localización propuesta alcanzará la profundidad total de 5930 mvbmr y es importante mencionar, que de los 229 metros que se estima serán atravesados dentro del yacimiento JSK, 43 metros básales caerían por debajo del posible contacto agua-aceite, interpretado a 5887 mvbmr.

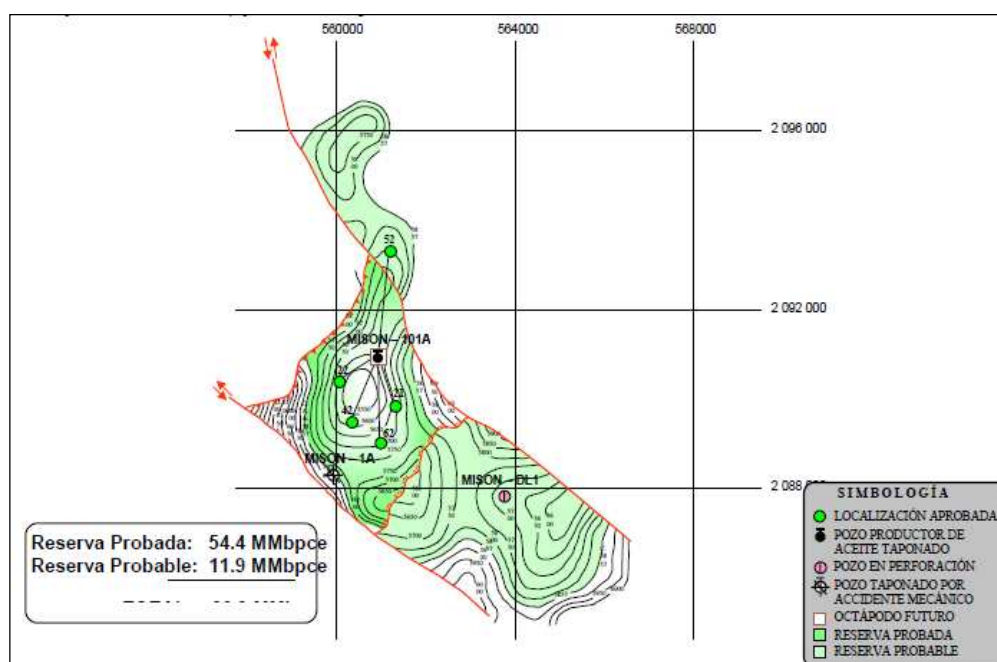


Figura 5.2. Configuración estructural a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

## Generalidades del Pozo Puma-22

### Uso y tipo de pozo

Perforar un pozo de desarrollo, direccional, en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), productor de aceite y gas, a una profundidad estimada de 5671 mvbnm. **La profundidad total será de 5930 mvbmr.** El pozo alcanzará su objetivo con tubería de revestimiento de 5 ½ pg.

### Sección Estructural en Dirección de la Trayectoria de la Perforación:

En relación a la trayectoria en profundidad de la localización Puma-22, se perforarán verticalmente las formaciones del Reciente-Pleistoceno, Mioceno Superior, Medio y parte de Mioceno Inferior, correspondientes al Cuaternario y al Terciario. No se interpretan fallas o anomalías estructurales de relevancia a ser perforadas por la localización a lo largo del intervalo Reciente-Pleistoceno-Terciario. El pozo continuará su trayectoria de manera inclinada, a través de las formaciones del Oligoceno Inferior, Eoceno, Paleoceno, Cretácico, Jurásico Superior Tithoniano, hasta llegar al yacimiento objetivo JSK, el cual lo atravesará con un ángulo máximo de 39.8°.

En la Figura 5.3 es una sección sísmica mostrando la interpretación estructural a lo largo de la trayectoria de la localización Puma-22, en la que se observa que no se espera cortar alguna falla a lo largo de la sección del Reciente-Pleistoceno-Terciario.

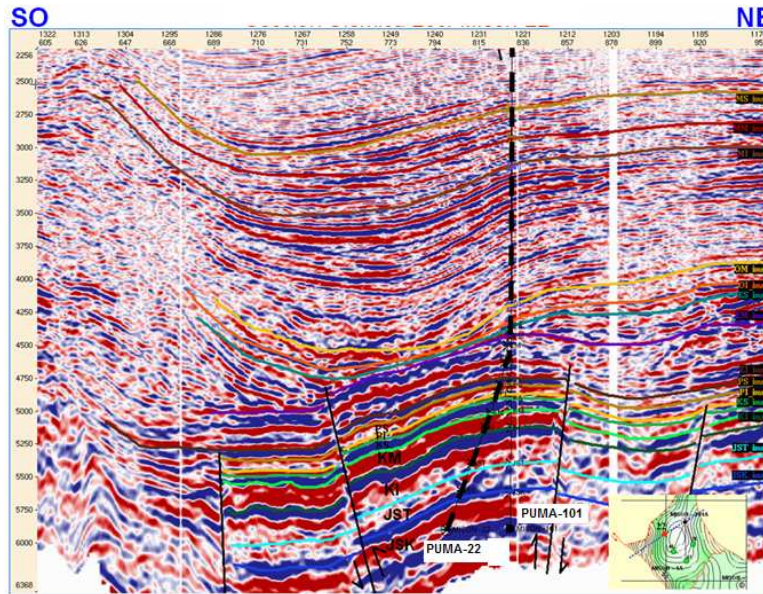


Figura 5.3. Línea Sísmica en dirección de la trayectoria de la perforación del pozo de desarrollo Puma-22

La sección estructural, Figura 5.4 muestra un corte del anticlinal por la localización Puma-22, en su trayectoria a través de los intervalos Cretácicos y Jurásicos.

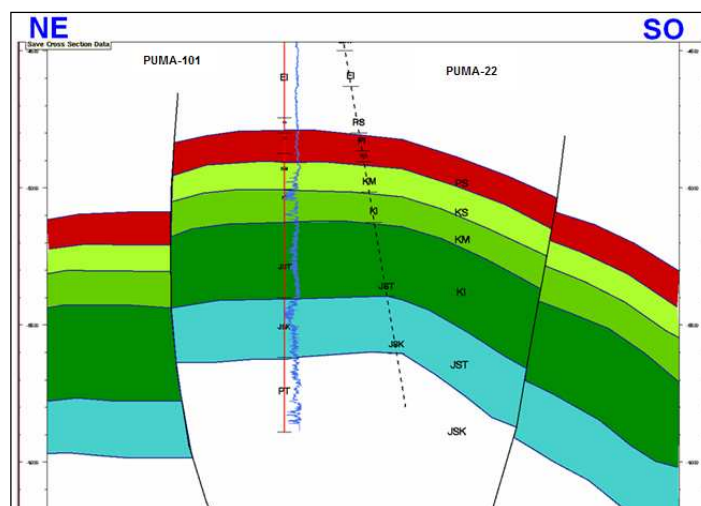


Figura 5.4. Corte del anticlinal por la localización Puma-22

### RESERVAS

#### **Cálculo Probabilístico del Volumen de Hidrocarburos Originalmente en Sitio (N) y Reservas.**

Es importante confirmar, las dimensiones y la presión del acuífero. El desconocimiento del comportamiento presión-producción por no tener aun producción comercial y del acuífero, indica que se tienen que determinar los ritmos de explotación adecuados para evitar la irrupción prematura del agua y que disminuya el factor de recuperación final de forma significativa. Otro aspecto importante es validar el volumen de hidrocarburos en sitio y las reservas, con el fin de definir el número óptimo de pozos a perforar en este yacimiento.

Con base en la revisión de la información del yacimiento, se determina que:

- El contacto agua aceite se encuentra ubicado a 5857 mvbnm., determinado por la prueba de producción del Puma-1A.
- Las características petrofísicas indican un yacimiento de roca de muy baja calidad de porosidad y de permeabilidad.
- Las reservas de aceite resultaron menores a las consideradas inicialmente.

Estos resultados indican que el esquema de explotación sea revisado y se recomienda la perforación del Puma-42 y 22. Los gastos de producción para cada pozo, dependiendo del área y de las características petrofísicas esperadas en la perforación de estos, se estimaron en 4,600 BPD. Es importante mencionar, que se requiere tomar información adicional en el pozo Puma-42 y probar otros intervalos para confirmar las reservas, los gastos planificados, y eliminar las incertidumbres sobre los contactos de agua-aceite y determinar finalmente, el efecto del acuífero en el comportamiento futuro de producción y presión del yacimiento.

#### **CALIDAD DE LA ROCA ALMACEN (porosidad-permeabilidad)**

Durante la perforación de los pozos Puma-1A y Puma-101, se cortaron rocas del Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Además de algunas delgadas intercalaciones de anhidrita en la base del JSK en el pozo Puma-101.

La parte inferior comprende desde 5820 a 5920 mvbmr, en este nivel se realizó una prueba producción-presión en el intervalo I comprendido entre 5845-5880 mvbmr, el cual aportó alrededor de 2000 bpd de aceite. En la figura 5.5, que es un registro compuesto con curvas RG, SP, Resistividad Porosidad y Petrofísica, se puede observar la calidad de la roca almacén. El rectángulo rojo representa el intervalo productor (5850-5875), el cual está constituido por una mesodolomía ligeramente arenosa gris a café oscuro con porosidad intercrystalina e impregnada de aceite en matriz y poros

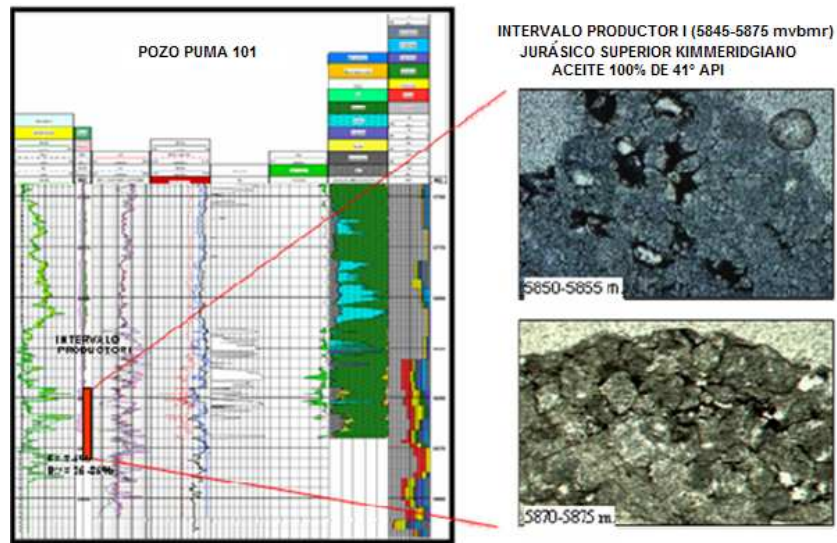


Figura 5.5. Calidad de la roca almacén. Intervalo productor 5850-5875.

Respecto a la parte media superior del yacimiento, que comprende entre 5649 a 5735 m bvmr, se realizó la segunda prueba presión-producción, específicamente, en el intervalo II de 5695-5720 m bvmr. La figura 5.6 es un registro compuesto con curvas RG, SP, Resistividad, Porosidad y Petrofísica donde podemos observar la calidad de la roca almacén. EL rectángulo rojo representa el intervalo productor II el cual está constituido por una dolomía microcristalina a mesocristalina gris oscuro y café claro con porosidad intercrystalina e impregnación de aceite en matriz.

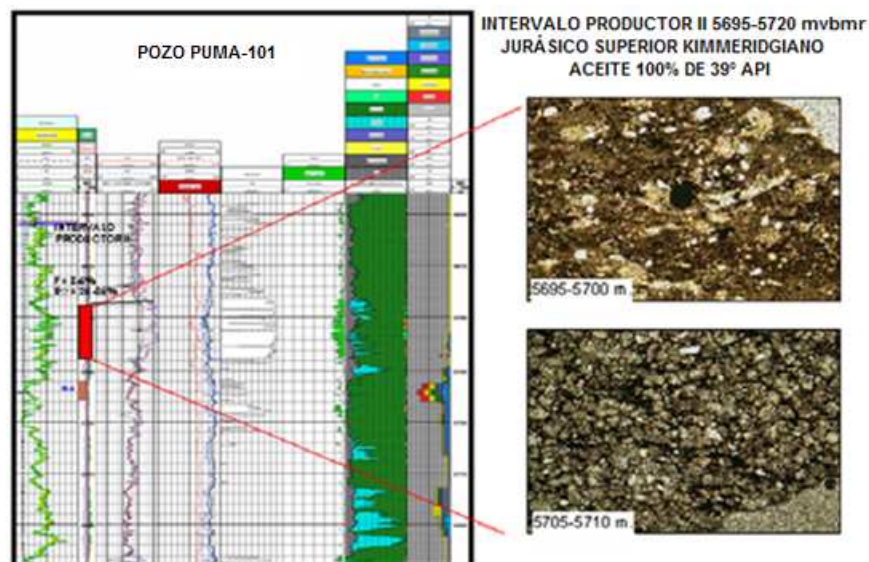


Figura 5.6. Calidad de la roca almacén. Intervalo productor de 5695-5720.

La figura 5.7 muestra una Gráfica de Winland (Porosidad vs Permeabilidad), en la que el sistema poroso y su capacidad de flujo se relacionan por el tamaño del poro y la conectividad entre ellos, dada por el tamaño de la garganta de poro. De esta relación resultan los tipos de roca (RT1, RT2, RT3 y RT4) donde RT1 presenta la mejor calidad, la relación entre la porosidad y la permeabilidad en el pozo Puma-101. En la misma puede observarse, que se diferenciaron cuatro (4) áreas, destacando que en todas ellas la permeabilidad está por debajo de 10 md.

De estos análisis se puede concluir, que el campo Puma, presenta cuatro unidades de flujo en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, las cuales presentan diferentes características petrofísicas, pero todas de baja calidad, que repercuten en el cálculo de reservas y en la productividad futura del yacimiento Puma.

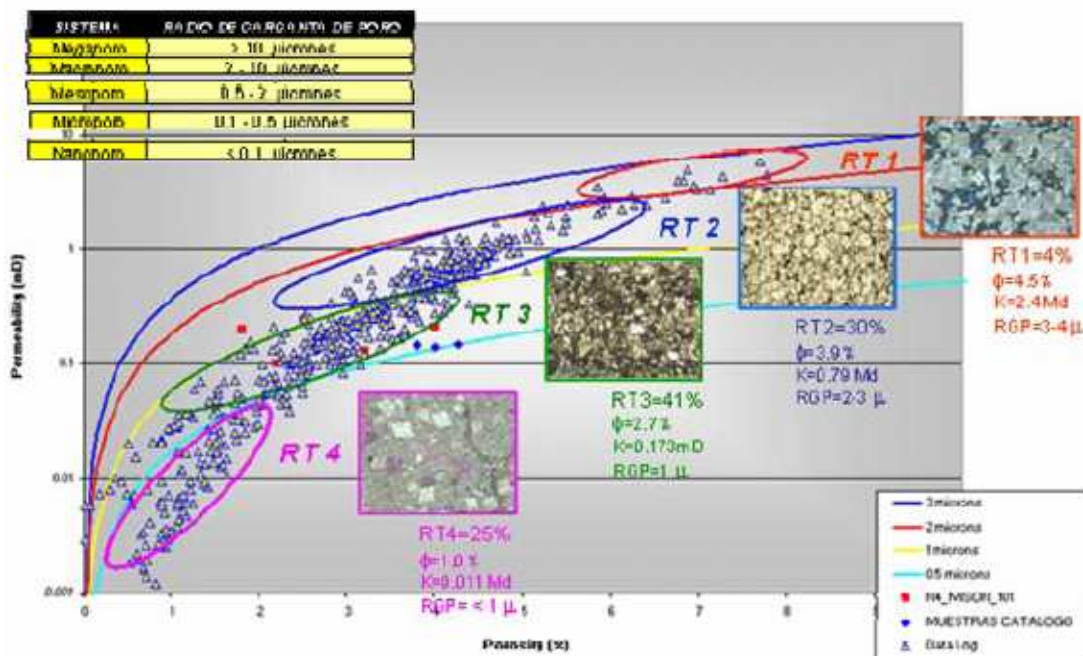


Figura 5.7. Gráfica de Winland (Porosidad vs Permeabilidad).

### Cálculo probabilístico de reservas.

Los resultados de la simulación Montecarlo (probabilístico), se muestran a continuación y se comparan con las reservas oficiales, reportadas para el yacimiento JSK.

Las cifras mostradas en la Tabla 5.2 indican que los cálculos probabilísticos, presentan un volumen de aceite originalmente en sitio (VOES), que se encuentra en el rango entre 83.9 MMBIs (P10-Menos Optimista) y 168.7 MMBIs (P90-Mas Optimista). Esto, se traduce en una considerable reducción del (VOES), cuando se compara el P50 de 124.9 MMBIs con las cifras



oficiales de 365.0 MMBIs. y con el P (90), de 168.7 MMBIs. En consecuencia los valores de las reservas se ven disminuidos.

Tabla 5.2 Cálculo de reserva y volúmenes en sitio

	CIFRAS OFICIALES (2P)	CALCULOS PROBABILISTICOS		
		PROBABILIDAD ALTA (P10)	PROBABILIDAD MEDIA (P50)	PROBABILIDAD BAJA (P90)
<b>HIDROCARBUROS EN SITIO (MMBIs)</b>	365.0	83.9	124.9	168.7
<b>RESERVAS (MMBIs)</b>	64.7	26.0	42.4	62.4
<b>EFICIENCIA DE RECUPERACION (%)</b>	14.0	31.0	34.0	37.0

Los resultados obtenidos indican, que el escenario intermedio (P50) de volumen original en sitio de 124.9 MMBIs, es seleccionado como el más probable. En base a este escenario, se construyeron y realizaron sensibilidades de tres posibles escenarios de recuperación de hidrocarburos, de acuerdo al mecanismo de producción:

- a) Producción por expansión de roca y fluidos,
- b) Empuje débil del acuífero y
- c) Empuje intermedio del acuífero.

Los resultados se presentan a continuación, Tabla 5.3:

Tabla 5.3 Cálculo de reserva y volúmenes en sitio de acuerdo al mecanismo de producción

	CIFRAS OFICIALES (2P)	Mecanismos de Producción		
		a	b	c
<b>HIDROCARBUROS EN SITIO (MMBIs)</b>	365.0	124.9	124.9	124.9
<b>RESERVAS (MMBIs)</b>	64.7	42.4	49.4	57.4
<b>EFICIENCIA DE RECUPERACION (%)</b>	14.0	34.0	40.0	46.0

- Estos resultados indican, que con la información/interpretación disponible a la fecha, existe una probabilidad alta de que las reservas de aceite en el campo PUMA Yacimiento JSK, se ubiquen alrededor de 49.4 millones de barriles de aceite. Lo que se traduce en una reducción del 23 %, con respecto a las cifras oficiales.

Con el objetivo de identificar las variables más sensibles en el cálculo de VOES y reservas, se analizó el resultado del diagrama Tornado obtenido de la simulación Montecarlo. En la figura 5.8, se muestra que la variable de mayor sensibilidad en el cálculo probabilístico, es el factor volumétrico del aceite; el cual presenta alta incertidumbre por la ausencia de un PVT representativo de este crudo, seguidamente se tiene la porosidad con un 23.9 %, el espesor 23.5 % y el factor de recobro con un 23.5%.

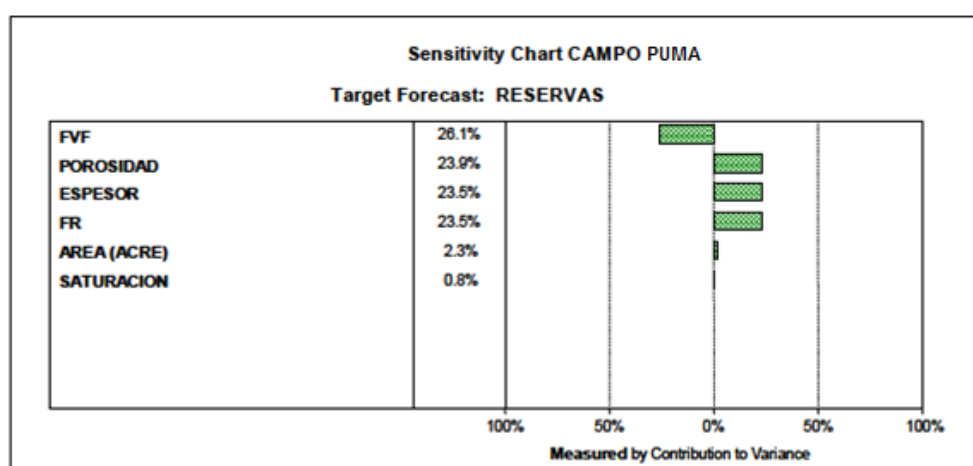


Figura 5.8. Diagrama Tornado-Probabilidad VOES y Reservas

En la figura 5.9 se muestra la distribución probabilística de los factores antes mencionados en la que se interpreta el valor más probable de cada uno de ellos; por ejemplo, para la porosidad, se interpreta que el valor más probable de porosidad (media), se encuentra alrededor de 4%.

Este valor es inferior al valor promedio, reportado en las RESERVAS PROBADAS oficiales de 4.8 % y por ende, repercute directamente en una disminución del Volumen de Aceite Originalmente en Sitio (VOES) y de las Reservas

Posterior a la estimación probabilística del volumen de hidrocarburos y reservas del campo PUMA, se procedió a estimar las reservas asociadas al pozo Puma-22, para cada uno de los escenarios propuestos (Caso Base, P10, P50 y P90). En el cálculo, se considera la secuencia y fecha de entrada de producción de cada uno de los pozos propuestos en el plan de desarrollo (Programa de Movimientos de Equipos vigente). Así como la declinación de presión en el tiempo y análisis nodal.

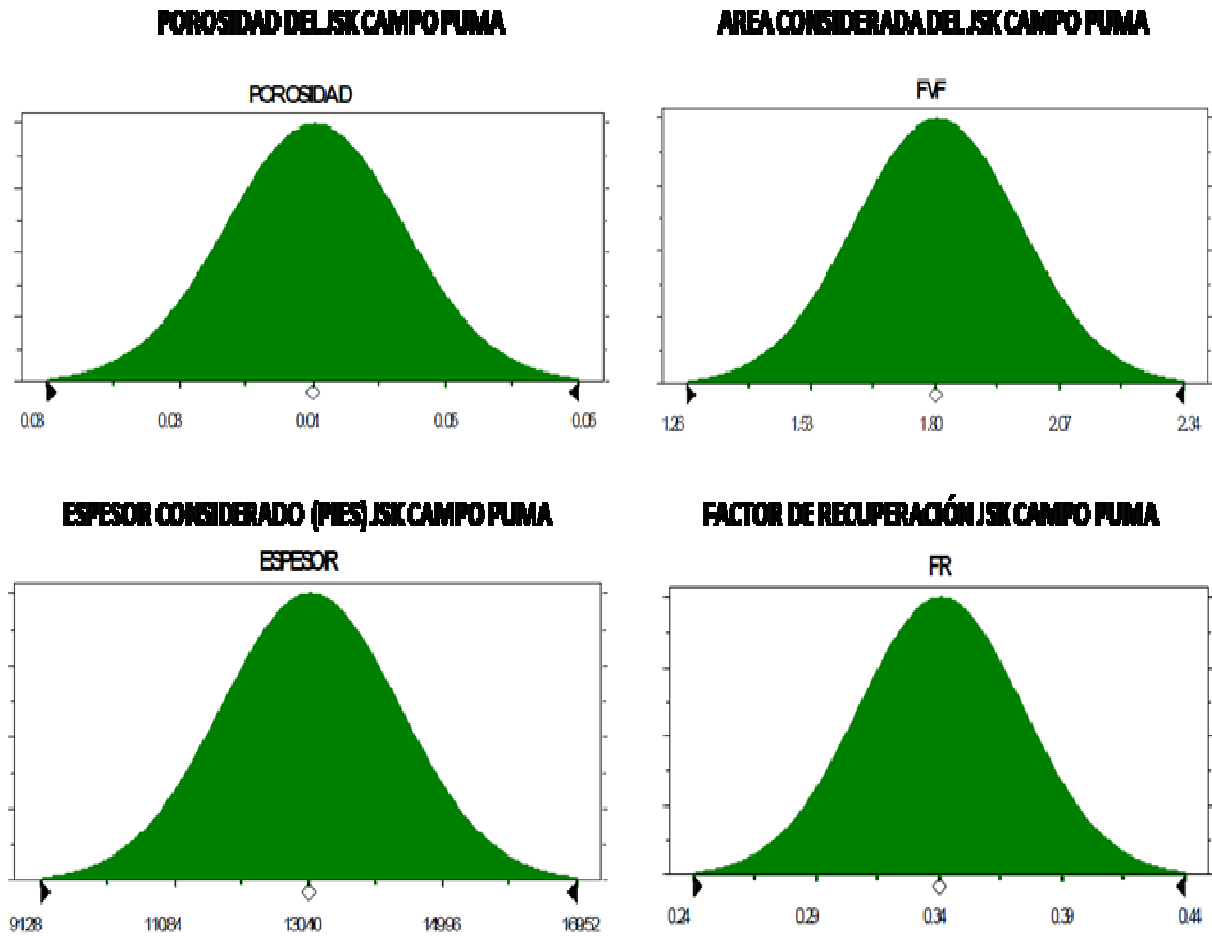


Figura 5.9. Distribución probabilística de propiedades petrofísicas JSK

La figura 5.10 muestra las reservas asociadas al pozo desviado Puma-22, para cada uno de los escenarios propuestos.

Los resultados muestran, que para el escenario P50 (escenario intermedio), las reservas asociadas al pozo Puma-22, se incrementan de 10.6 a 12.25 MMBIs de aceite. Este comportamiento se explica, debido al hecho que este pozo fue considerado como fracturamiento hidráulico, lo cual mejora el recobro final del mismo comparado con el caso base, el cual no lo considera. Sin embargo, también refleja el hecho de que para recuperar el total de reservas del yacimiento, solo haría falta perforar un total de tres pozos.

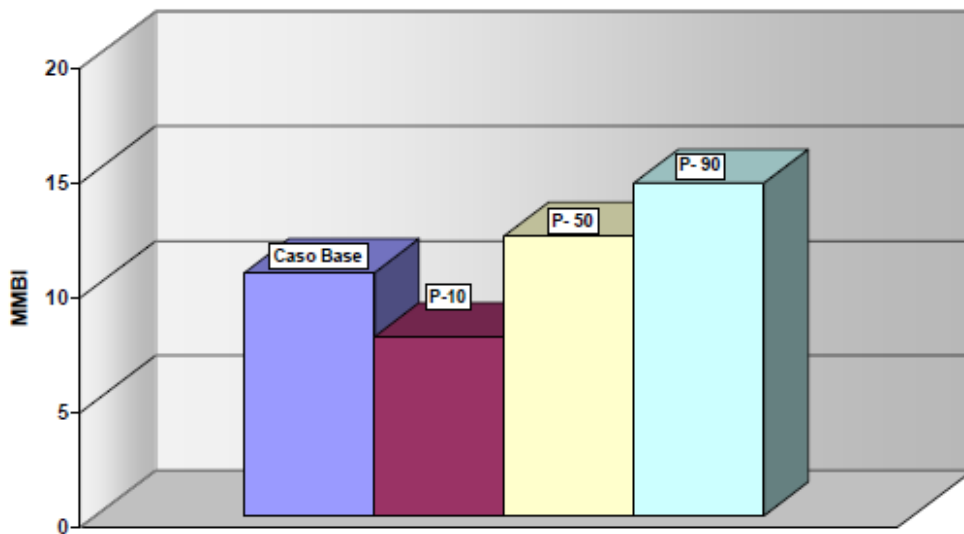


Figura 5.10. Distribución de Reservas Asociadas al Pozo Puma-22

Esta situación sugiere, que el plan de desarrollo propuesto para el campo, debe ser redimensionado y ajustado en el tiempo, de manera de obtener información dinámica suficiente que permita:

- Cuantificar, la contribución de cada uno de los mecanismos de producción presentes.
- Estimar con un mayor grado de certeza, las reservas de aceite y gas.
- Optimizar el número de pozos a perforar.
- Maximizar el éxito volumétrico y económico.

### DISEÑO DE LA PRODUCTIVIDAD

#### Estimación de productividad.

Los requerimientos funcionales establecidos por el Activo Integral indican, que el potencial de producción del pozo Puma-22, fue acotado a 4600 BPD, con una relación gas-aceite de  $135 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Se realizó una revisión exhaustiva de los datos asociados al pozo Puma-101 (petrofísicos, pruebas de presión, gastos, etc.), con el objeto de validar la potencialidad de producción del mismo.

Los datos existentes del pozo Puma-101, indican que la formación Jurásica en este campo, es muy compacta. Es decir, la permeabilidad es extremadamente baja (entre 0,2 a 0.8 md), por lo que bajo el punto de vista de productividad, será difícil alcanzar el objetivo de producción establecido de 4600 BPD, sin antes realizar un trabajo de estimulación.

El diseño de la productividad del pozo se realizó mediante el software "wellflo", el análisis consistió primeramente de un ajuste de las condiciones de operación del pozo Puma-101, el cual resultó productor en la formación JSK. Una vez realizado este ajuste, se simuló condiciones de operación tomando en cuenta diferentes diámetros de tuberías de explotación, 5 ½ pg y 7 ½ pg, en este sentido las diferencias en la producción eran mínimas; sin embargo, terminar un pozo a la profundidad programada de 5930 mvbmr en T.R. de 7 ½ pg implica mayor complejidad y costo, por lo que se decidió que la tubería de explotación sería de 5 ½ pg.

Una vez seleccionada la T.R. de explotación se realiza el análisis de sensibilidad para determinar el diámetro de tubería de producción óptimo, así como la profundidad de anclaje del empacador, para lo cual se suponen diferentes presiones de operación en la cabeza del pozo (diámetros de estrangulador) y diferentes diámetros de tubería de producción (4 ½ y 3 ½ pg); tratando de alcanzar las metas establecidas por el Activo (4600 bpd). En caso necesario, es posible simular estimulaciones y fracturamientos hidráulicos, como es el caso de este pozo, que en condiciones normales de operación no alcanzó la meta volumétrica establecida por el Activo Integral. Sin embargo, es importante determinar los comportamientos de velocidades de la mezcla y de erosión con la intención de mantener el pozo en condiciones operativas de seguridad. Estos conceptos se explican más ampliamente en el apartado de Terminación del pozo.

Se consideró que existen dos intervalos prospectivos de la formación Jurásica, que pueden ser abiertos a producción: Intervalo 1= 5997-6049 md, Intervalo 2= 6140-6218 md. En el pozo Puma-101, ambos intervalos correlacionados, fueron evaluados exitosamente. En la figura 5.11 se muestra la curva IPR compuesta (estimada) de ambos intervalos, del pozo Puma-22, considerando una permeabilidad de 0.8 md. Cabe resaltar que el análisis presión-producción realizado, permite discretizar el comportamiento estimado de cada intervalo propuesto a terminar. De acuerdo a lo anterior, se observa que la capacidad máxima teórica (AOF) del pozo Puma-22 estaría en el orden de 3000 BPD

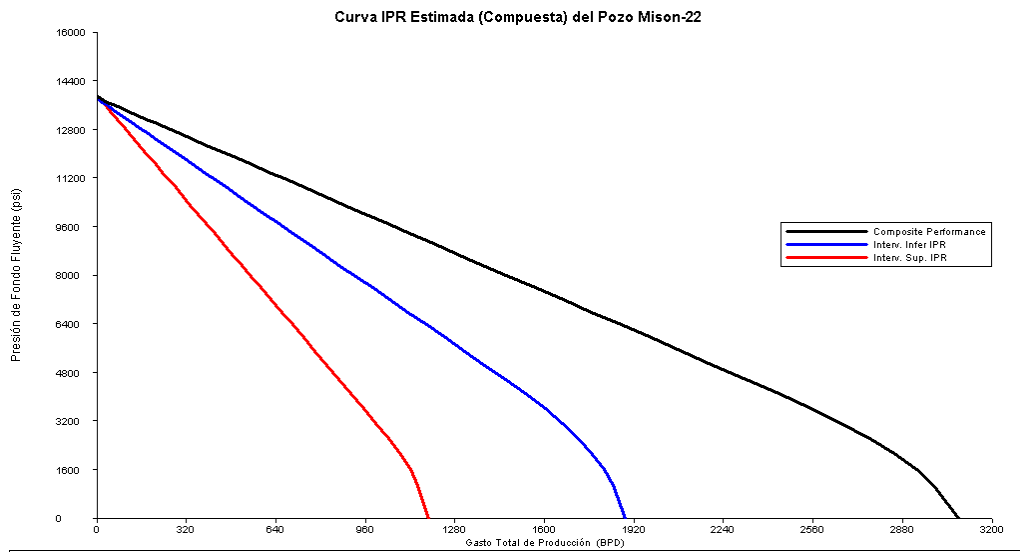


Figura 5.11. Curva IPR compuesta (estimada), del pozo Puma-22

Continuando con el análisis dinámico, en la figura 5.12, se muestra el comportamiento presión-producción que podría tener el pozo Puma-22 con diferentes estranguladores. Obsérvese, que el gasto máximo de producción que estaría en el orden de 2700 BPD, siendo este valor muy inferior al objetivo deseado por el Activo.

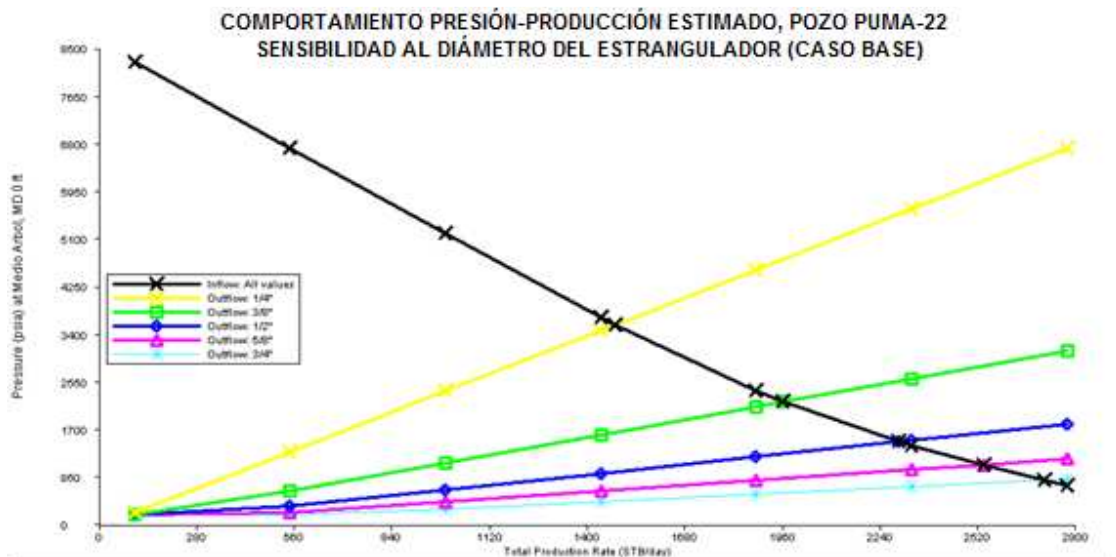


Figura 5.12 Comportamiento presión-producción estimada para diferentes estranguladores

Teniendo en cuenta esta limitación de producción, es recomendable realizar una estimulación mecánica, específicamente un fracturamiento hidráulico, con el objeto de modificar la permeabilidad del área de drenaje y de esta manera mejorar la capacidad de producción del pozo. Es importante resaltar, que realizar un fracturamiento hidráulico en las condiciones de alta presión, alta temperatura y a grandes profundidades, como es el caso del pozo Puma-22, exige la aplicación de tecnologías de punta y una elevada pericia técnico-operacional por parte de la compañía de servicio que efectuaría el trabajo. Sin embargo, bajo el punto de vista de productividad, se logró verificar que de realizar el trabajo de estimulación el pozo cambiaría de manera importante su potencialidad de producción.

Debido a la cercanía del intervalo inferior al contacto agua-aceite se realizó un análisis completo con el objeto de seleccionar el o los intervalos a fracturar, de acuerdo a esto, se determinó que existe la posibilidad de que el fracturamiento hidráulico pudiera activar un proceso de canalización hacia este intervalo. En este sentido, se decidió descartar el intervalo inferior y proponer una fractura de altura y longitud controlada (pequeña). Esto con el fin de mitigar los riesgos relacionados a canalización.

En la figura 5.13 se muestra la nueva curva IPR, considerando que el intervalo superior 5997-6218 (estimado), estuviera fracturado. En esta puede observarse, que el intervalo superior (fracturado), sería capaz de aportar el 82% del total de la capacidad de producción del pozo (línea roja). Obsérvese, la diferencia entre las líneas azul y roja. La línea negra, corresponde a la sumatoria de los dos AOF correspondientes a las líneas azul y roja.

De acuerdo a esta propuesta, ambos intervalos serían capaces de aportar producción y la estrategia de terminarlos en conjunto está direccionada, a recuperar, a la vez, la mayor cantidad de reservas.

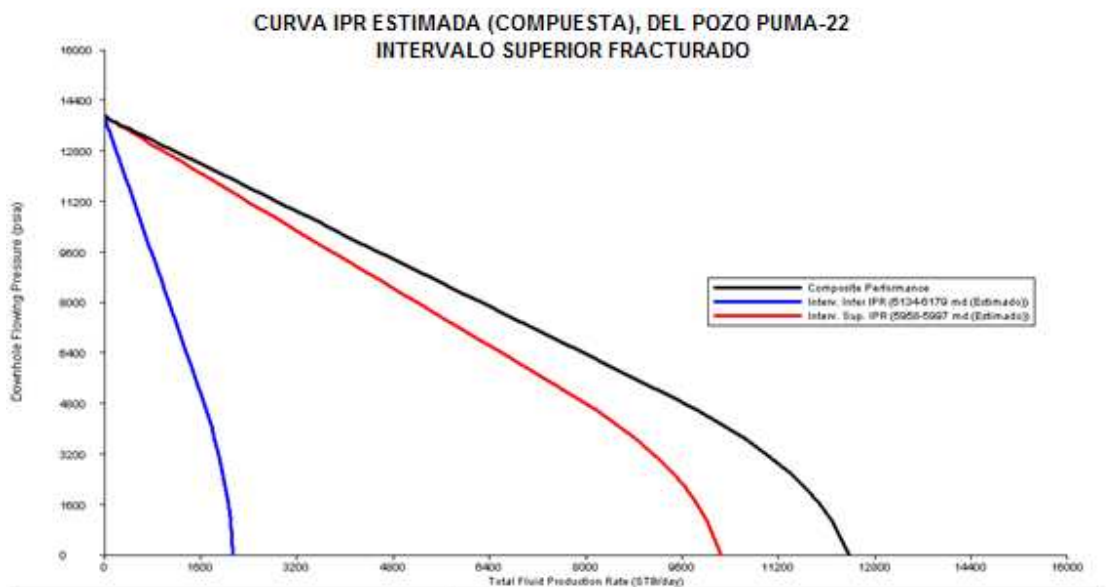


Figura 5.13. Curva IPR, considerando que el intervalo superior sería fracturado.

En la figura 5.14, puede observarse el nuevo comportamiento de producción estimado para el pozo Puma-22, una vez fracturado, de acuerdo a las especificaciones antes indicadas.

Cabe resaltar, que el objetivo de producción se alcanzaría con un estrangulador de 7/16", observándose incluso una caída de presión relativamente baja a nivel de fondo.

Es clave destacar, que el objetivo del fracturamiento hidráulico, es modificar la transmisibilidad del área de drene del pozo Puma-22; sin modificar de manera alarmante su potencial de producción.

En otro orden de ideas, se estimó el posible comportamiento de producción que podría tener el pozo. Para ello se consideró que los siguientes pozos están incluidos en la estrategia de Explotación del Activo: Puma- 42, 101, 62, 22, 52 y 21.

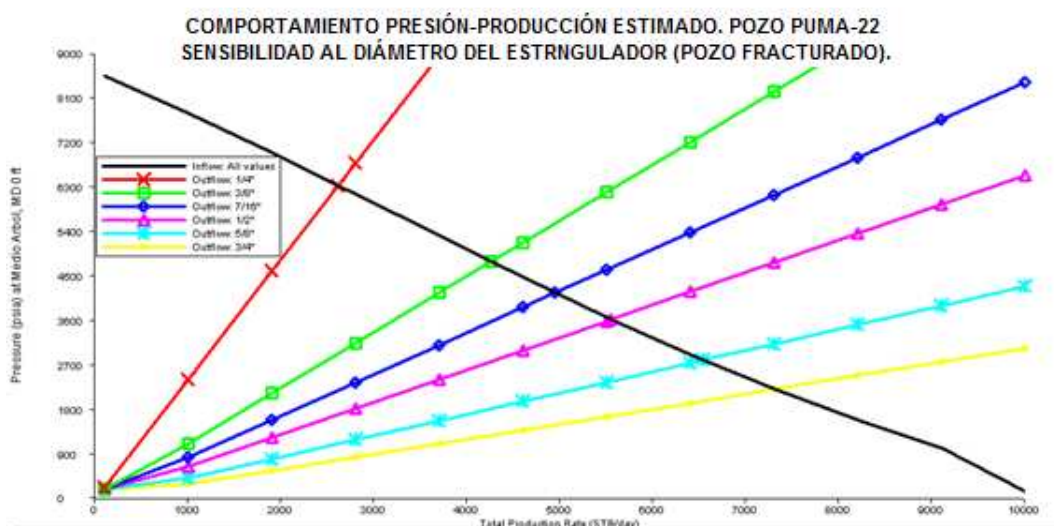


Figura 5.14. Comportamiento de producción estimado para el pozo PUMA-22 con sensibilidad al diámetro del estrangulador, una vez fracturado

El orden de incorporación de los pozos, fue tomado del Programa Operativo Anual del Activo (Abril/2005). El análisis fue realizado, considerando que el pozo Puma-22 estaría fracturado, lo cual mejora el rendimiento del pozo. En la figura 5.15 se muestra el resultado del análisis, en el cual puede observarse que incluso en el escenario P10 (el más pesimista y a su vez el más probable), el pozo Puma-22, podría producir al menos durante diez años, recuperando para ese escenario aproximadamente 8 MMBls.



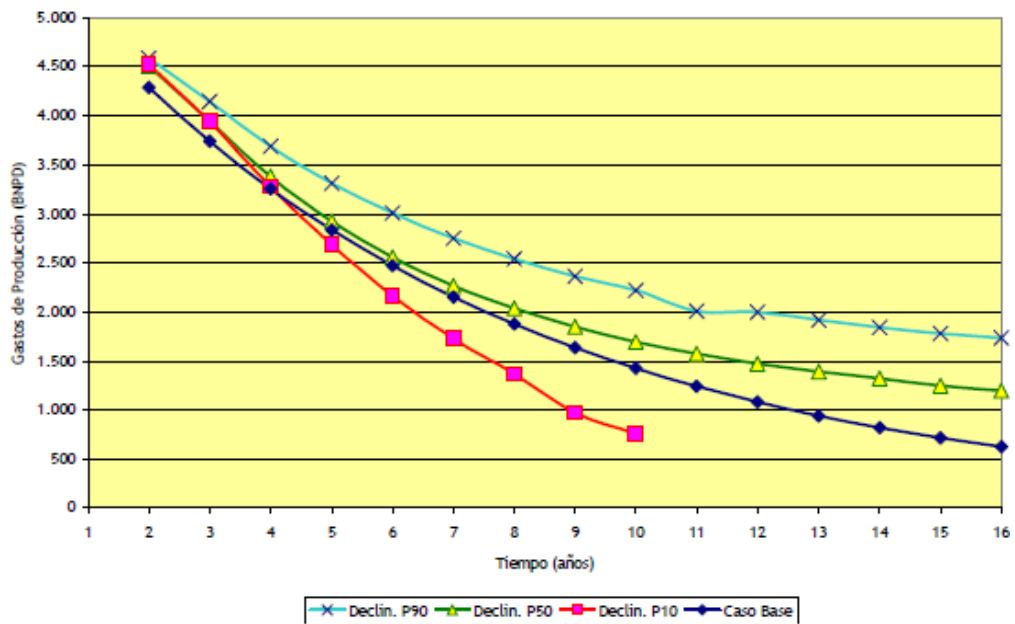


Figura 5.15 Declinación de la producción, Pozo Puma-22.

## DEFINICIÓN DE LA TERMINACIÓN

### Características de los intervalos programados.

Yacimiento.

No.	Intervalo (m.d.b.m.r.)	Formación	Litología (%)	Arcilla (%)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Perm. (md)	Resistencia a la compresión (psi)
1	5997-6049 (EST) Selectivo	JSK	Dolomia (98)	2	1 a 6	20 a 60	No disponible	---
1	6140-6218 (EST) Selectivo	JSK	Dolomia (98)	2	1 a 6	20 a 60	No disponible	---

Fluidos Esperados.

Intervalo (m.d.b.m.r.)	Tipo de Hidrocarburo	Gastos			Cont. H <sub>2</sub> S (%Mol)	Cont. CO <sub>2</sub> (%Mol)	Presión Fondo (psi)	Presión TP (psi)	Temp. Fondo (°C)
		Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Agua (bpd)					
5997-6218 (EST) Selectivo	Crudo Ligero	4,948 *	5.44 *	0,0	----	2.01	13,890 @ 5,833 mvbmr	4,168*	167

Los gastos y presión en la cabeza del pozo han sido obtenidos vía simulación, con la terminación propuesta para el pozo Puma-22 y un estrangulador de 7/16", considerando que el pozo ha sido fracturado hidráulicamente.

### Diseño Dinámico y Estático del Aparejo de Producción.

A objeto de realizar un diseño óptimo del aparejo de producción, deben verificarse los aspectos dinámicos y estáticos de las tuberías que lo conformarán. En orden de importancia, el diseño dinámico debe realizarse primero y define el diámetro del tubular que se debe utilizar. Esto, para asegurar el objetivo volumétrico establecido por el activo y adicionalmente, para el cumplimiento de las normativas asociadas a velocidades de mezcla y de erosión. El diseño estático, se realiza a continuación del dinámico, permite asegurar que el diámetro seleccionado previamente, cumple con los requerimientos de esfuerzos mecánicos al que será sometido el aparejo de producción.

**Diseño Dinámico del Aparejo de Producción:** Desde la perspectiva volumétrica (aseguramiento de flujo), se realizaron simulaciones con el software institucional "Wellflo", tomando en cuenta las condiciones de potencial inicial del pozo Puma-22 (establecidas en los requerimientos funcionales entregados por el Activo). Se validó que la tubería de producción de 4 ½", con diámetro interno de 3.958", puede manejar hasta un máximo de 9150 BPD, con un gasto de gas asociado de 10.1 MMPCD. Esta limitación está relacionada a las condiciones de flujo de fluidos en condiciones estables, especificadas en la norma API-RP-14E. En la figura 5.16 puede

observarse que la velocidad de la mezcla (línea color verde) se cruza con la velocidad erosional (color rojo) para el gasto de 9150 BPD, indicando el límite de la capacidad de la tubería de 4 ½” seleccionada.

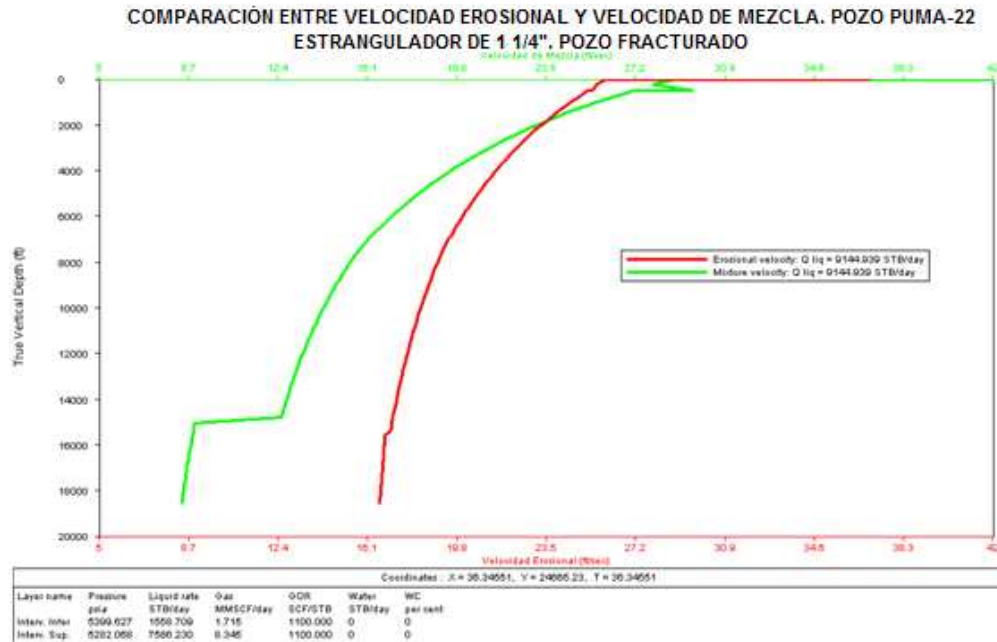


Figura 5.16. Diseño dinámico.

Es importante acotar que la Norma API-RP-14E no predice comportamientos asociados a producción de sólidos o efectos combinados a producción de amargos, producción de agua y producción de sólidos, por lo que en casos particulares, como el indicado anteriormente, las normativas existentes son conservadoras. En este sentido, como actividad de mantenimiento preventivo, se recomiendan acciones especiales para realizar seguimiento a la integridad de esta tubería.

**Diseño Estático del Aparejo de Producción:** El objetivo de este procedimiento, es verificar, bajo el punto de vista de esfuerzos mecánicos, si el tubular de 4 ½ pg definido en el análisis nodal resiste los esfuerzos mecánicos a los que será sometido durante la vida productiva del pozo. Para ello, se simulan diferentes cargas a los que será sometido, entre ellas se tienen: Estimulación, Inducción, Cierre del pozo, Rotura de la TP, Producción Inicial, etc. Los resultados indicaron, que el tubular de 4 ½”, p, TRC-95, M-Vam resiste satisfactoriamente los esfuerzos a los que será sometido. En la figura 5.17, se muestran los resultados de la simulación realizada con el Software Wellcat.

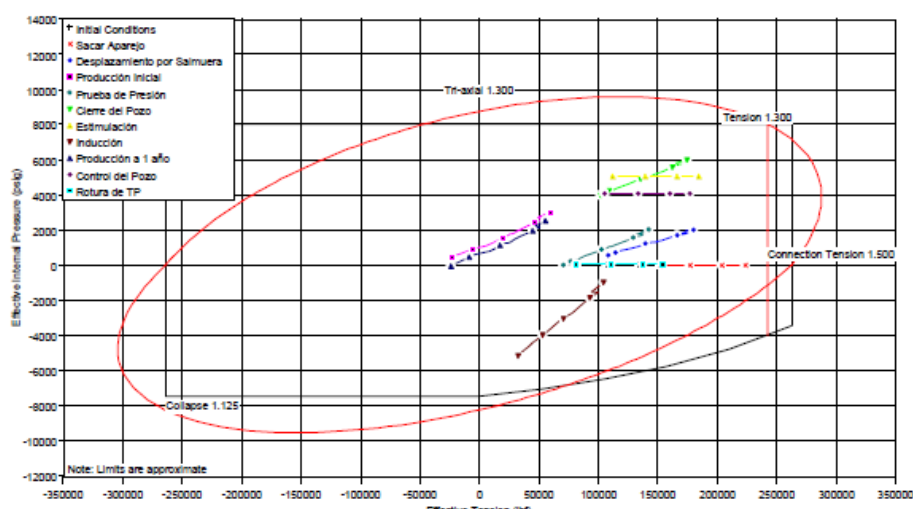


Figura 5.17. Diseño estático (Esfuerzos) con Wellcat

La Figura 5.18 muestra estado mecánico y el aparejo de producción propuesto para el pozo Puma-22. En esta misma figura se incluyen los intervalos programados a dispararse, el tipo de empacador y la profundidad de anclaje. Sobresale que el empacador estará dentro de la tubería de 9 5/8 pg, esto con la finalidad de que alcanzar la máxima productividad del pozo y flexibilidad operativa durante las actividades de operación y mantenimiento a pozos.

**Empacador:**

Tipo	Diámetro Nominal (pg)	Presión diferencial (psi)	Tipos de fluido en contacto	Tipo de elastómero	Temperatura de trabajo (°C)	Observaciones
Permanente	9 7/8"	10,000	Salmuera Cálcica	Aflas	300	Fijado a 4695 metros

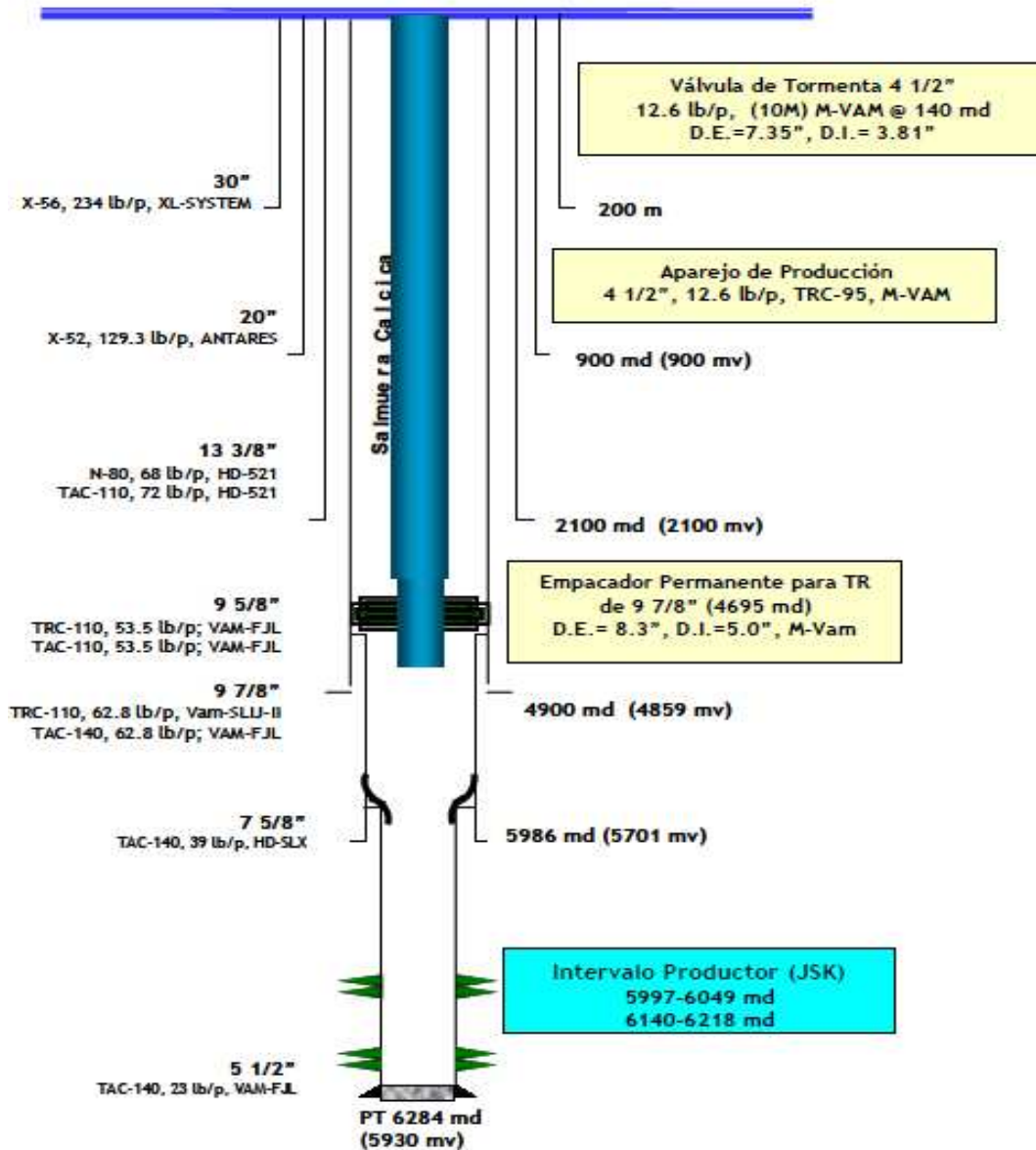
**Distribución del empacador y accesorios**

Sección (m)		Descripción	Conexión	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Drift (pg)	Grado	Peso (lb/pie)
De	A							
4695	4697	Empacador	M-Vam	8.3	5.0	---	TRC-95	-----
4697	4700	Extensión Pulida de Sellos	6 1/8" UNS	6.3	5.0	---	TRC-95	12.6
4700	4701	Combinación de extensión Pulida	6 1/8"-8 UNS x 4 1/2"- M-Vam	7.03	3.908	---	TRC-95	12.6
4701	4703	Espaciador	4 1/2"	5.563	3.958	---	TRC-95	12.6
4703	4705	Cople de flujo	4 1/2", M-Vam	5.03	3.751	---	TRC-95	12.6
4705	4706	Niple de Asentamiento "RN"	4 1/2", M-Vam	4.98	3.26	3.13*	TRC-95	12.6
4706	4707	Cople de flujo	4 1/2", M-VAM	5.03	3.751	---	TRC-95	12.6
4707	4708	Guía de re-entrada con media herradura	4 1/2" M-Vam	4.98	3.933	---	TRC-95	12.6

Fluidos de terminación.

Tipo	Descripción	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	Aditivos	Observaciones
Terminación	Agua de mar filtrada y tratada	1.10	68	Surfactantes y desemulsionantes	Fluidos limpios de sólidos para evitar daños de formación
Empacador	Salmuera Cálcica	1.38	120	Anticorrosivos y desoxigenantes	---

Estado mecánico programado



Figur 5.18. Estado mecánico programado (preliminar). 40° de desviación

## DISEÑO DE DISPAROS

El tipo de pistolas a utilizar en el pozo Puma-22, está gobernado por varios factores importantes como son el daño de formación, el diámetro de la tubería de producción y del lubricador por donde pasarán éstas para poder ser disparadas, la densidad de disparo y la inclinación del pozo entre otros. Referente al primer aspecto se requieren pistolas de alta penetración, con el objeto de traspasar la tubería de revestimiento y a su vez la zona invadida por el lodo. Además de ser lo suficientemente grandes para permitir bajas caídas de presión.

Las cuatro opciones consideradas fueron: pistolas de 2 1/8", 2 1/2", 2 7/8" y 3 1/8".

Entre los aspectos que se consideraron para la selección del tipo de pistolas, están:

- El diámetro de la tubería de producción de 4 1/2", permite el paso de cargas comprendidas entre: 2 1/8", 2 1/2", 2 7/8" y 3 1/8".
- El tipo de lubricador que se debe emplear es de alta presión, 10,000 a 15,000 psig, cuyo diámetro interno es de 3 1/16". Este limita el tamaño de las pistolas a 2 7/8", con el objeto de reducir el riesgo de que las cargas de 3 1/8" se queden atascadas, una vez disparadas.
- Con respecto a la penetración, los resultados de la simulación indican que los mejores resultados se obtendrían, con pistolas de 2 1/8" y 2 1/2".

En la figura 5.19 se muestran las configuraciones asociadas a las pistolas de 2 1/8" y 2 1/2".

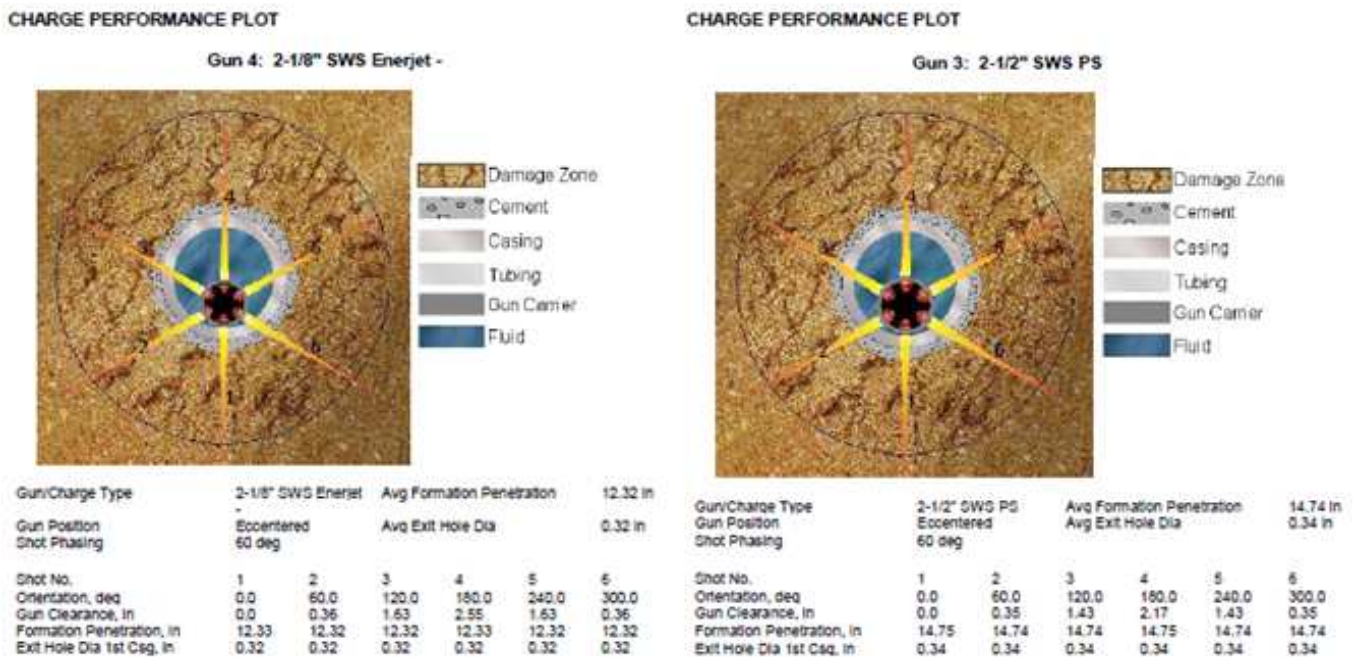


Figura 5.19. Configuraciones asociadas a las pistolas de 2 1/8" y 2 1/2".

En Tabla 5.6 se muestran los resultados de la simulación de los disparos, en el intervalo 5,997-6,218 m (profundidad estimada).

Tabla 5.4 Simulación de disparos

Intervalo (m)	Tipo y diámetro de pistolas (pulg)	Densidad (c/m)	Fase (°)	Penetración (pulg)	Orificio (pulg)	Tipo de Explosivo	Temp (° C)
5997-6218 (Selectivo)	2 1/8"	20	60	12,32	0,32	HMX	165
	2 1/2"	20	60	14,75	0,34	HMX	165
	2 7/8"	20	60	12,05	0,34	HMX	165
	3 1/8"	17	60	15,30	0,41	HMX	165

De acuerdo a lo anterior, se deberán utilizar pistolas de 2 ½ o en su defecto 2 1/8 pg, 60° Fase, 20 cargas por metro. Específicamente, para aprovechar la penetración de este tipo de pistola y a la vez asegurar que con la fase seleccionada, se contacte la mayor área posible de flujo. El método de disparo, será mediante balance dinámico.

Se recomienda tomar las previsiones asociadas al fluido de terminación, armado y desarmado del equipo de superficie de la tubería flexible (especialmente antes y después de haber sido disparado el intervalo de interés) y todos los aspectos relacionados a las normativas de higiene, seguridad y ambiente.

Intervalo (m)	Tipo y diámetro de pistolas (pg)	Densidad cargas (c/m)	Fase (grados)	Penetración (pg)	Diámetro de orificio (pg)	Tipo explosivo	Temp. de trabajo (° C)	Técnica de disparo	Observaciones
5997-6218 (EST) Selectivo	Entubada 2 ½"	20	60	14.75	0.34	HMX	167	Con Tubería Flexible	Bajo balance dinámico

## Conclusiones y Recomendaciones

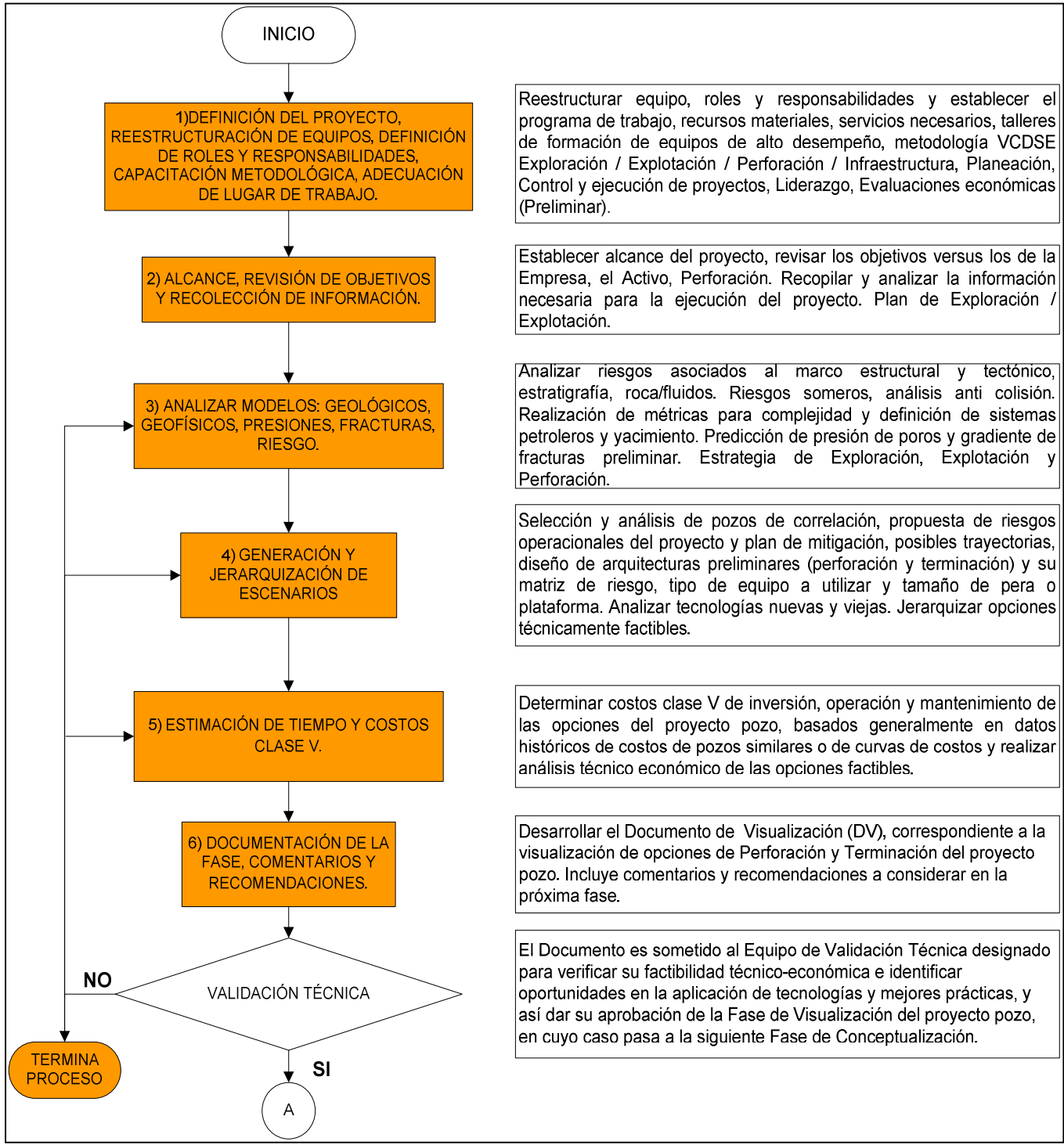
---

- El Front End Loading es una buena práctica que ha comprobado en varios países mejorar el desempeño de los proyectos en términos de costo, programa y operatividad.
- Las empresas líderes en Estados Unidos de América emplean el Front End Loading adaptado a las necesidades de negocio y cultura de cada una de ellas. Por lo tanto se encuentran tantos modelos como empresas lo usan.
- El Front End Loading es un proceso de maduración de la definición de un proyecto con compuertas de autorización en sus etapas claves.
  - Planeación de negocios (Visualizar).
  - Selección de alternativas (conceptualizar).
  - Definición del alcance y diseño y de Plan de Ejecución del Proyecto. (Definir)
- En términos coloquiales Front End Loading significa planear de manera anticipada (en las partes iniciales del proyecto) todo lo que se requerirá durante la construcción, arranque e inicio de la operación de un proyecto.
- La aplicación de la metodología FEL (VCD) representa una gran oportunidad para las compañías para minimizar problemas en los proyectos, maximizando la oportunidad de éxito de los mismos y logrando ahorros significativos.
- El empleo del Front End Loading es la inversión más inteligente que se puede hacer para maximizar la oportunidad de éxito de cualquier proyecto.
- Los cambios a través del modelo del Front End Loading (FEL), implican un grado de modificación en la conducta y disciplina. Esto también implicará cambios en los administradores de los activos, que usualmente creen que el tiempo es dinero y por lo tanto el esfuerzo de implementar FEL son un desperdicio.
- La información recopilada para un proyecto como el del caso de campo presentado en este trabajo debe ser analizada por un especialista de cada una de las diferentes disciplinas
- La implementación de la metodología VCD dentro de Pemex Exploración y Producción ayudará a maximizar el valor de sus inversiones en futuros proyectos de explotación.



**FLUJOGRAMA DE FASE VCD**

**VISUALIZACIÓN**



Reestructurar equipo, roles y responsabilidades y establecer el programa de trabajo, recursos materiales, servicios necesarios, talleres de formación de equipos de alto desempeño, metodología VCDSE Exploración / Explotación / Perforación / Infraestructura, Planeación, Control y ejecución de proyectos, Liderazgo, Evaluaciones económicas (Preliminar).

Establecer alcance del proyecto, revisar los objetivos versus los de la Empresa, el Activo, Perforación. Recopilar y analizar la información necesaria para la ejecución del proyecto. Plan de Exploración / Explotación.

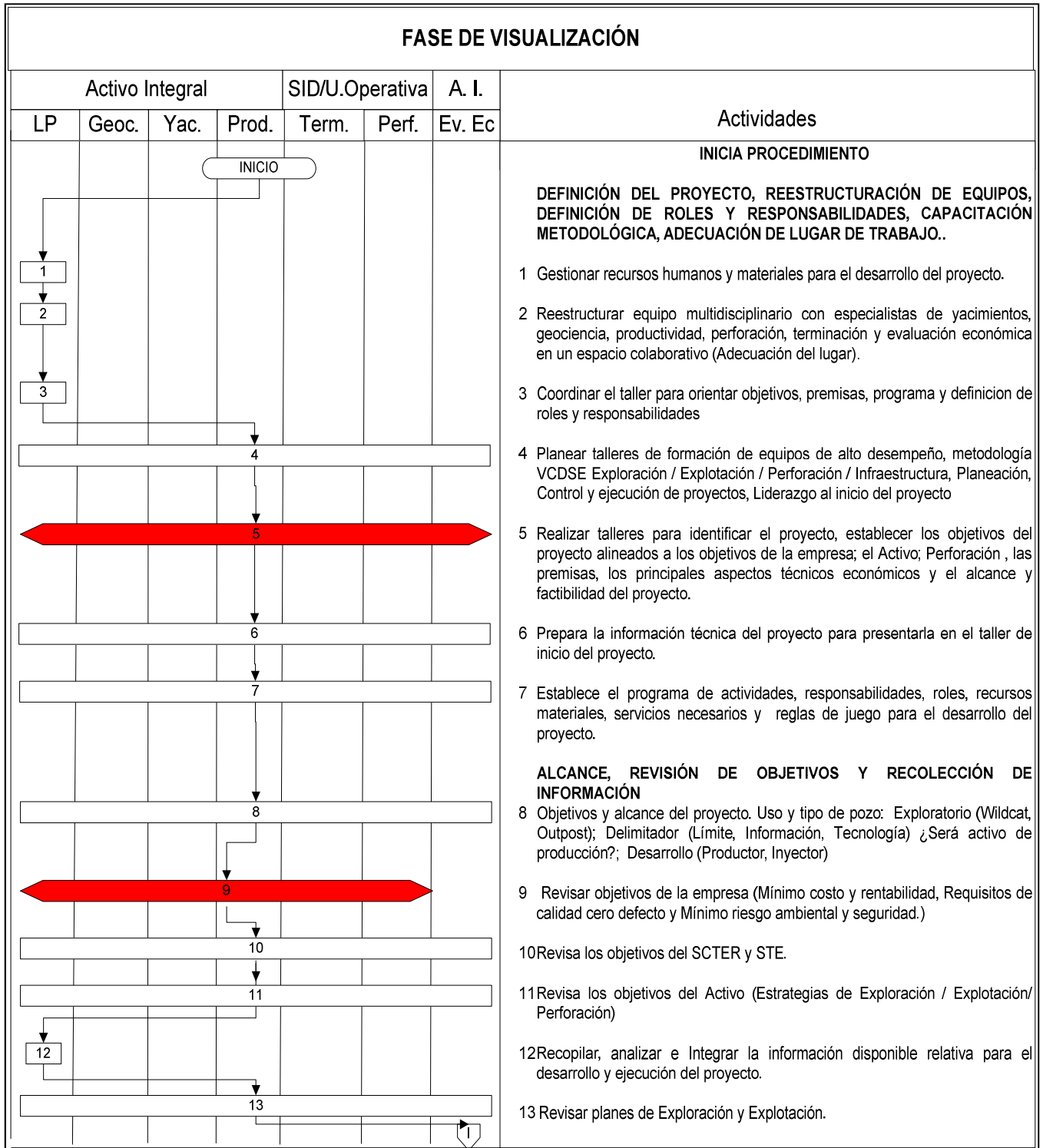
Analizar riesgos asociados al marco estructural y tectónico, estratigrafía, roca/fluidos. Riesgos someros, análisis anti colisión. Realización de métricas para complejidad y definición de sistemas petroleros y yacimiento. Predicción de presión de poros y gradiente de fracturas preliminar. Estrategia de Exploración, Explotación y Perforación.

Selección y análisis de pozos de correlación, propuesta de riesgos operacionales del proyecto y plan de mitigación, posibles trayectorias, diseño de arquitecturas preliminares (perforación y terminación) y su matriz de riesgo, tipo de equipo a utilizar y tamaño de pera o plataforma. Analizar tecnologías nuevas y viejas. Jerarquizar opciones técnicamente factibles.

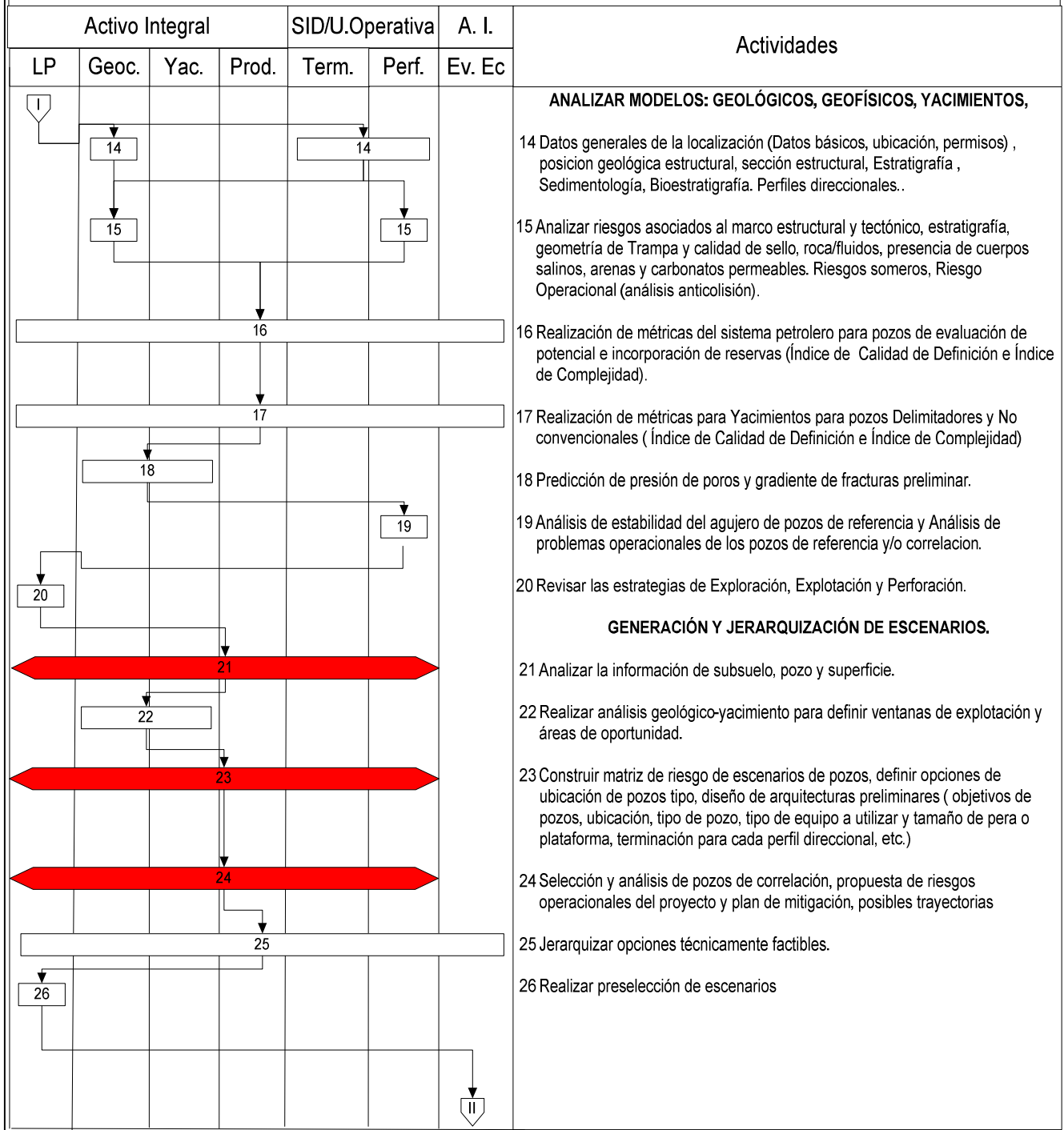
Determinar costos clase V de inversión, operación y mantenimiento de las opciones del proyecto pozo, basados generalmente en datos históricos de costos de pozos similares o de curvas de costos y realizar análisis técnico económico de las opciones factibles.

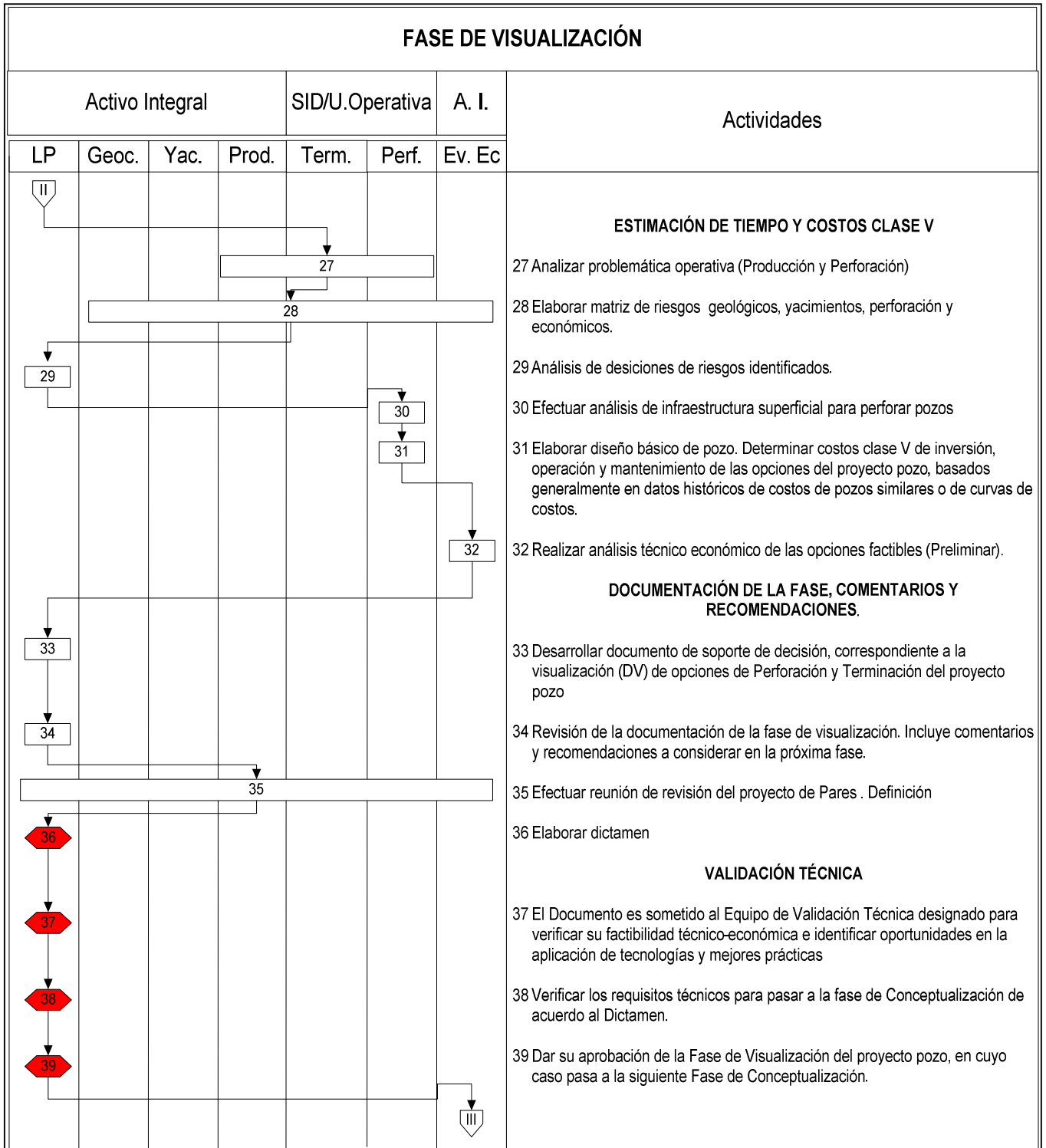
Desarrollar el Documento de Visualización (DV), correspondiente a la visualización de opciones de Perforación y Terminación del proyecto pozo. Incluye comentarios y recomendaciones a considerar en la próxima fase.

El Documento es sometido al Equipo de Validación Técnica designado para verificar su factibilidad técnico-económica e identificar oportunidades en la aplicación de tecnologías y mejores prácticas, y así dar su aprobación de la Fase de Visualización del proyecto pozo, en cuyo caso pasa a la siguiente Fase de Conceptualización.

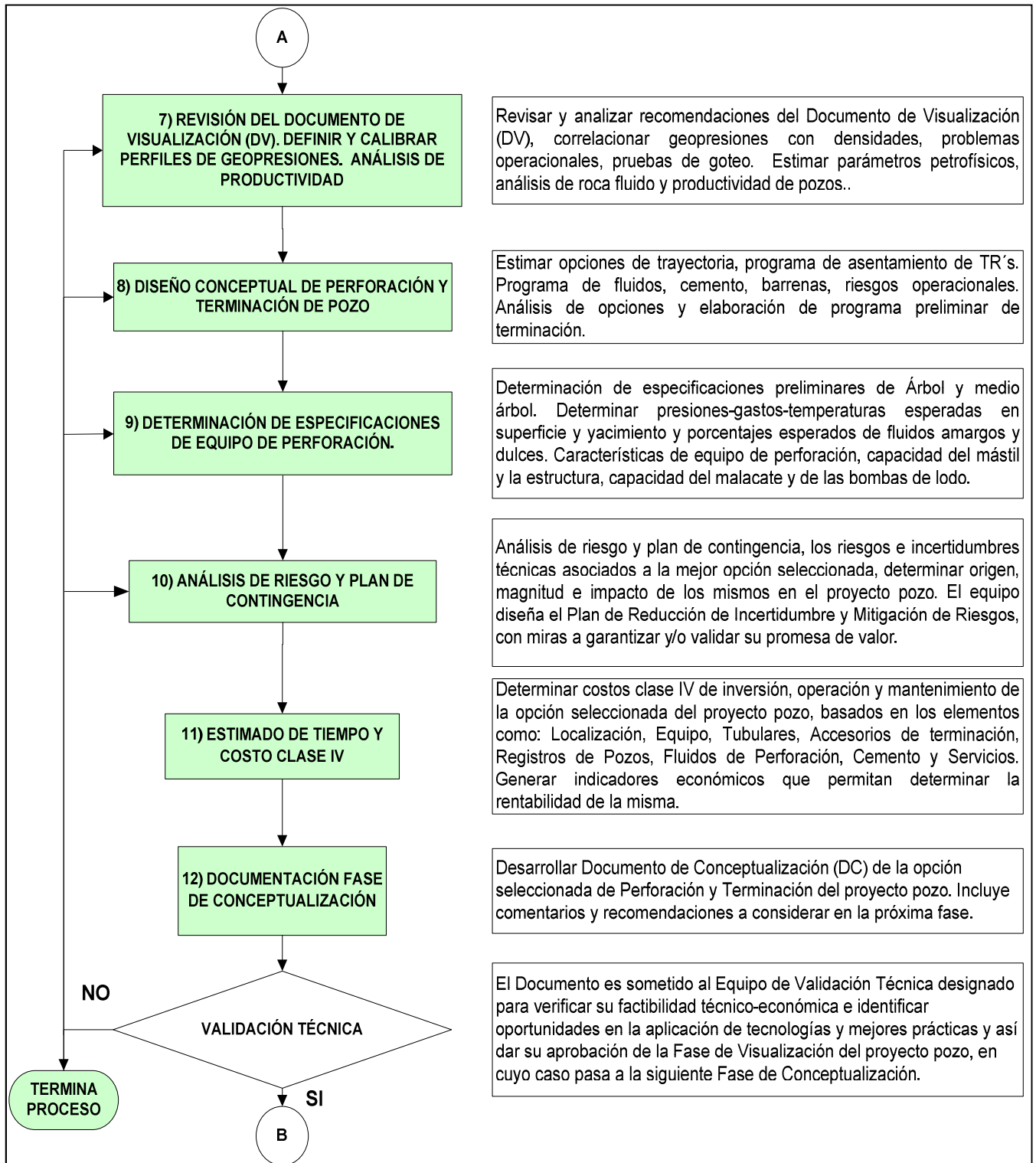


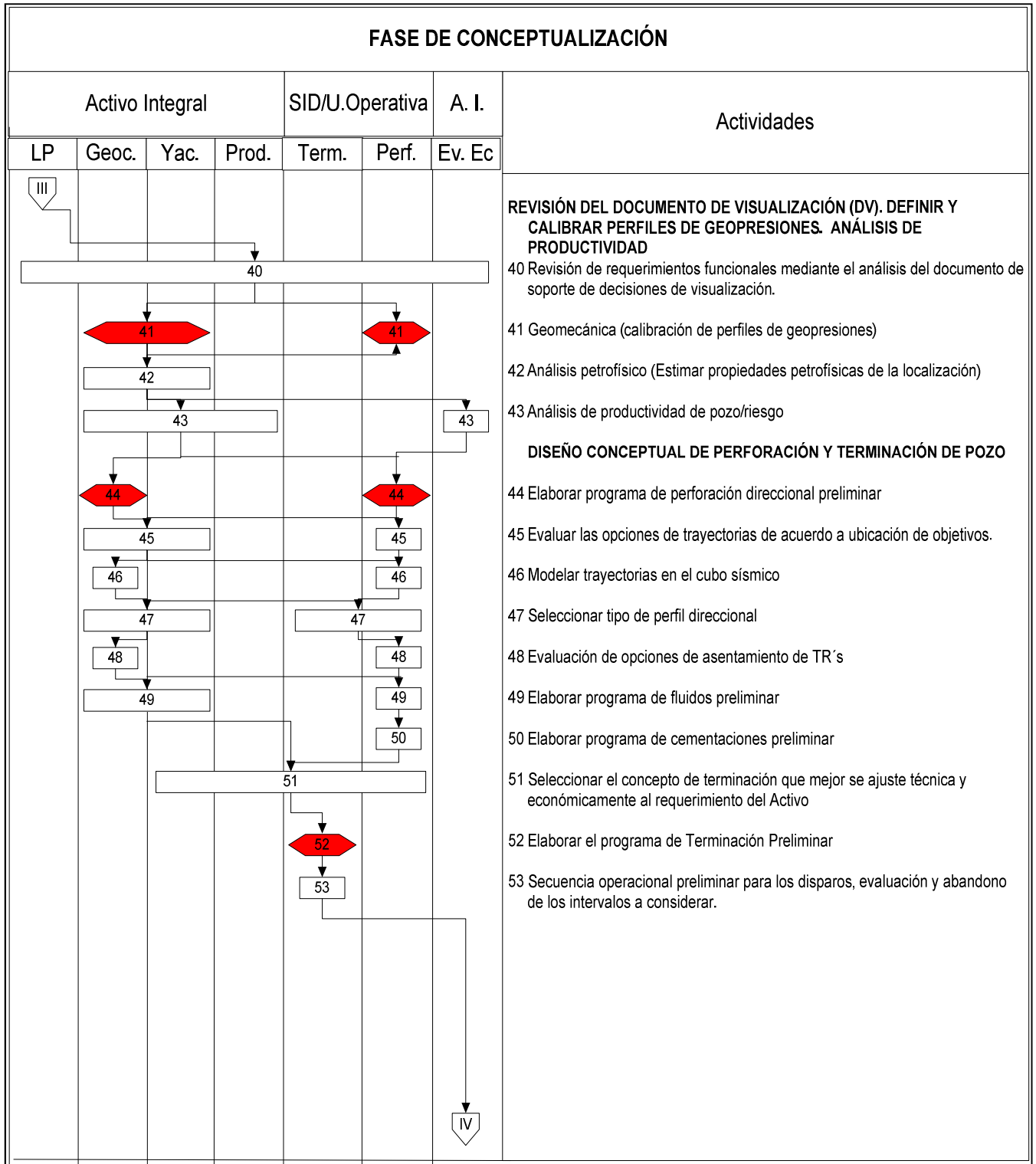
**FASE DE VISUALIZACIÓN**

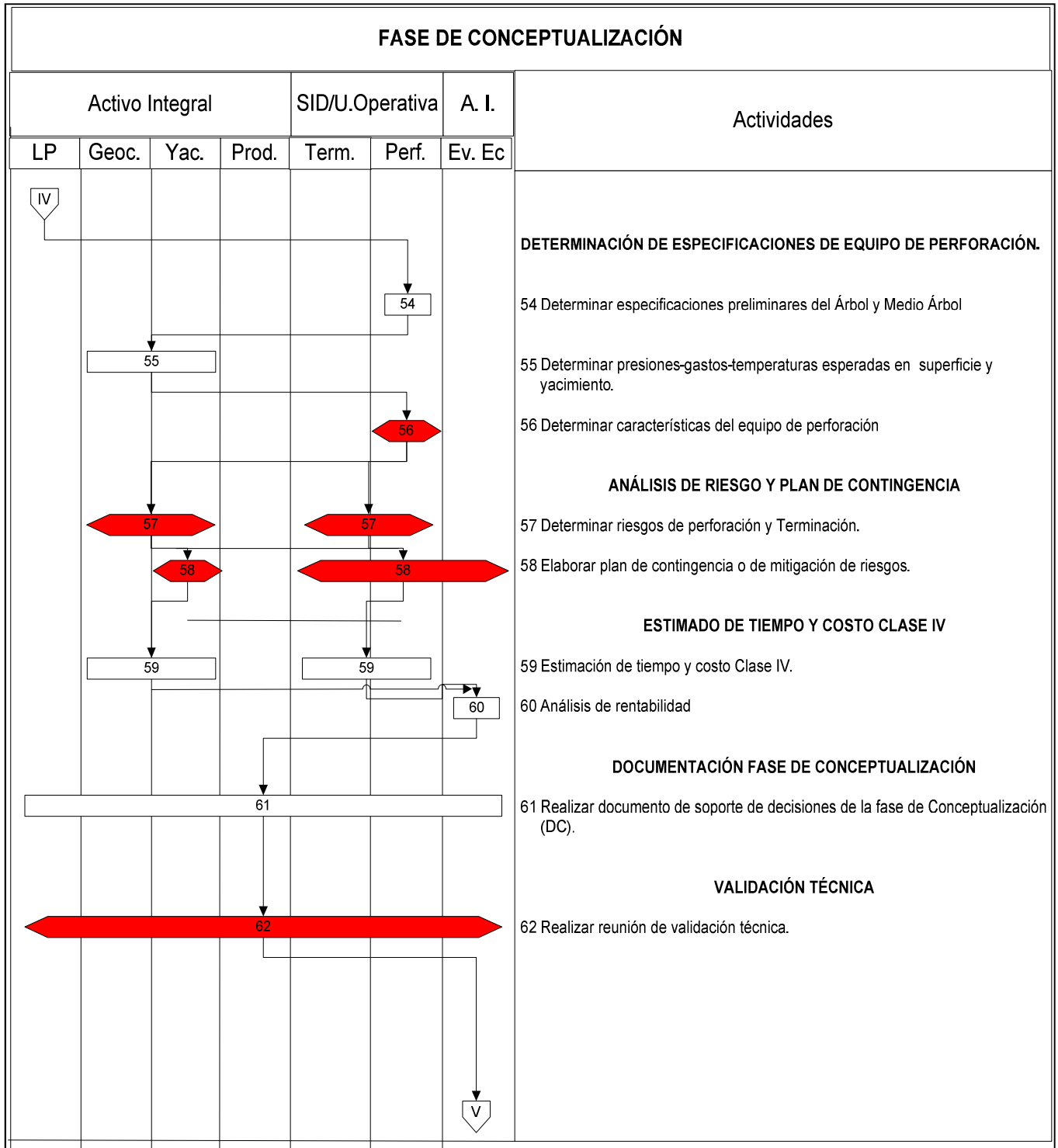




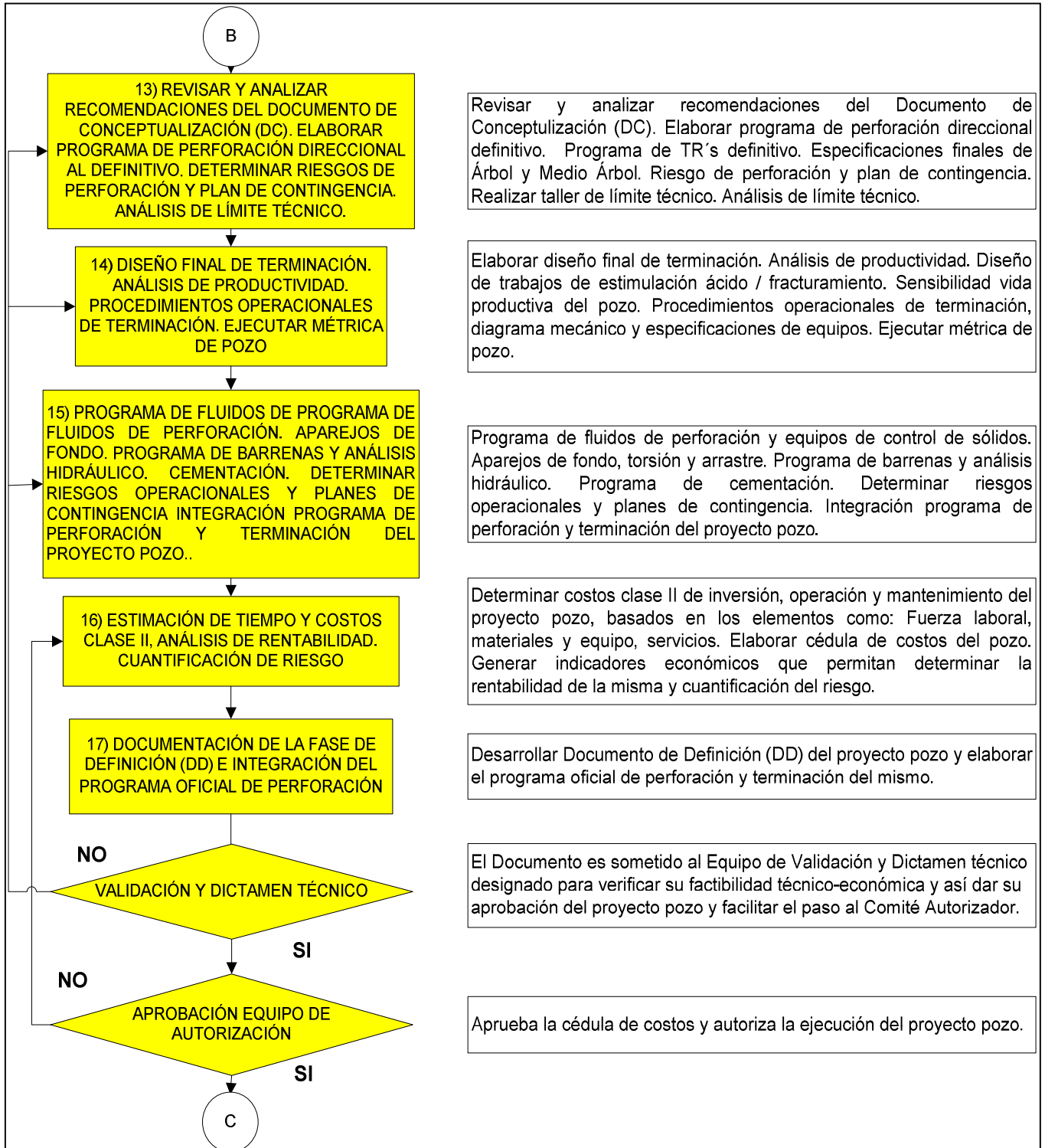
**CONCEPTUALIZACIÓN**



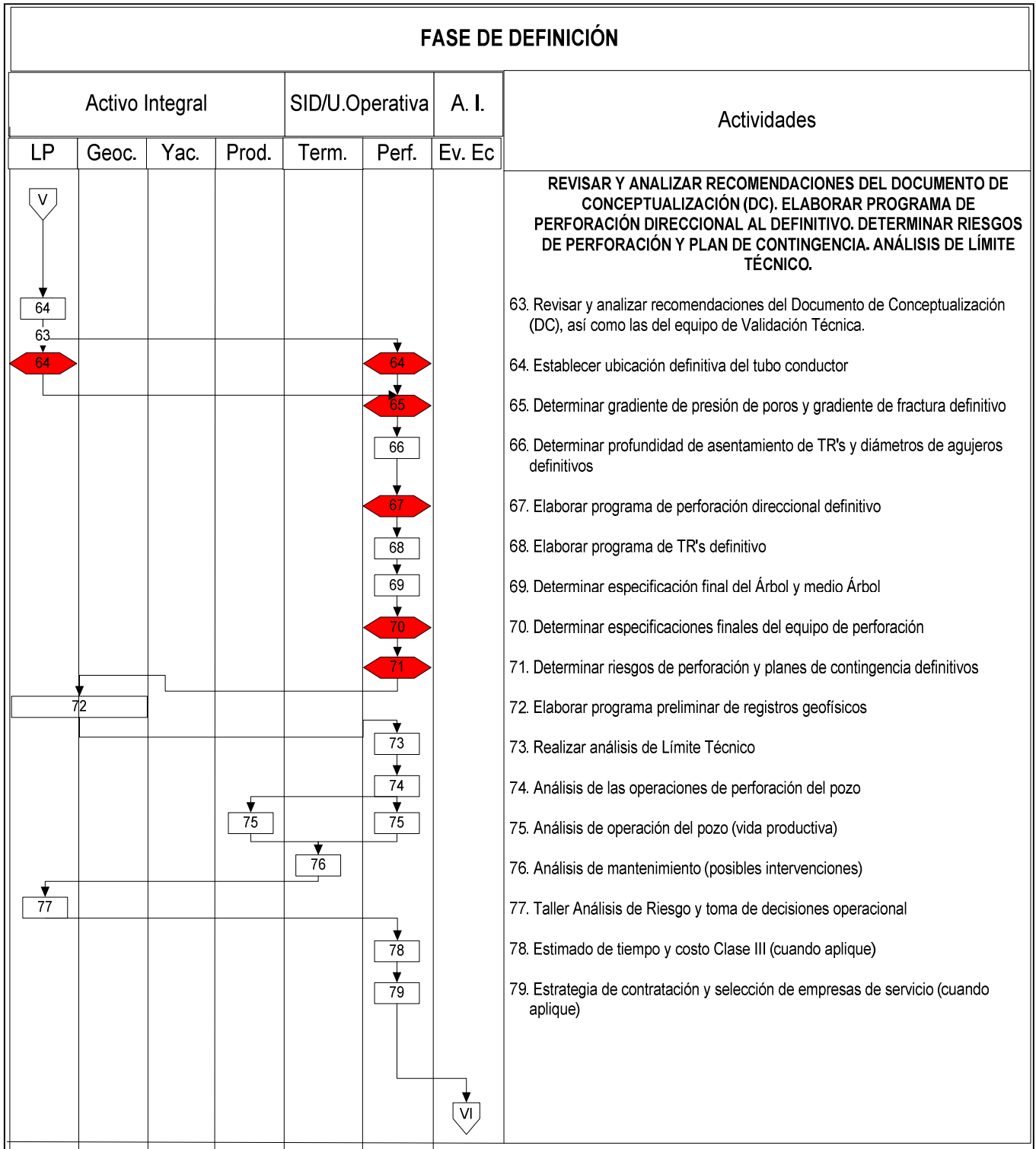




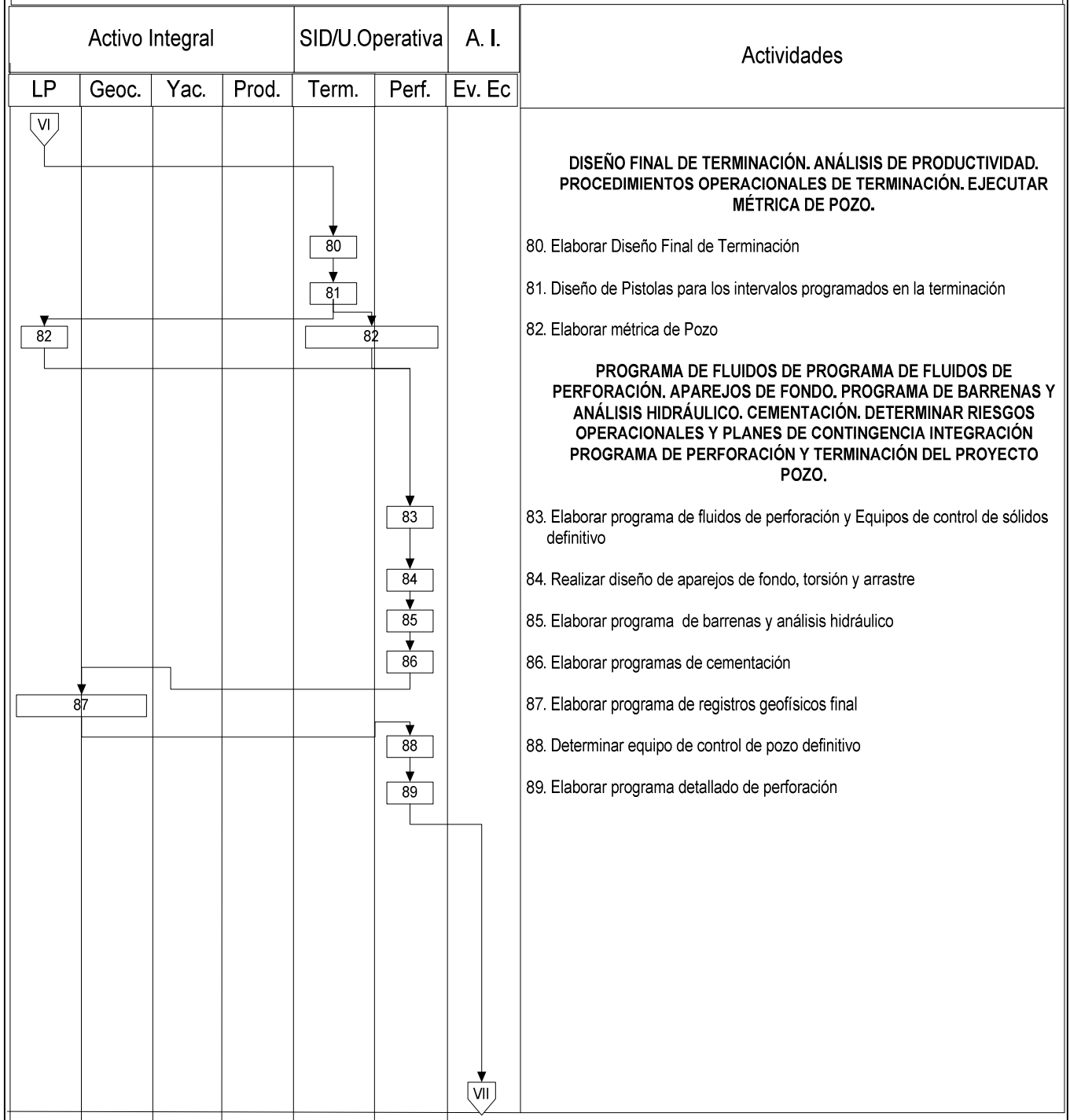
## DEFINICIÓN

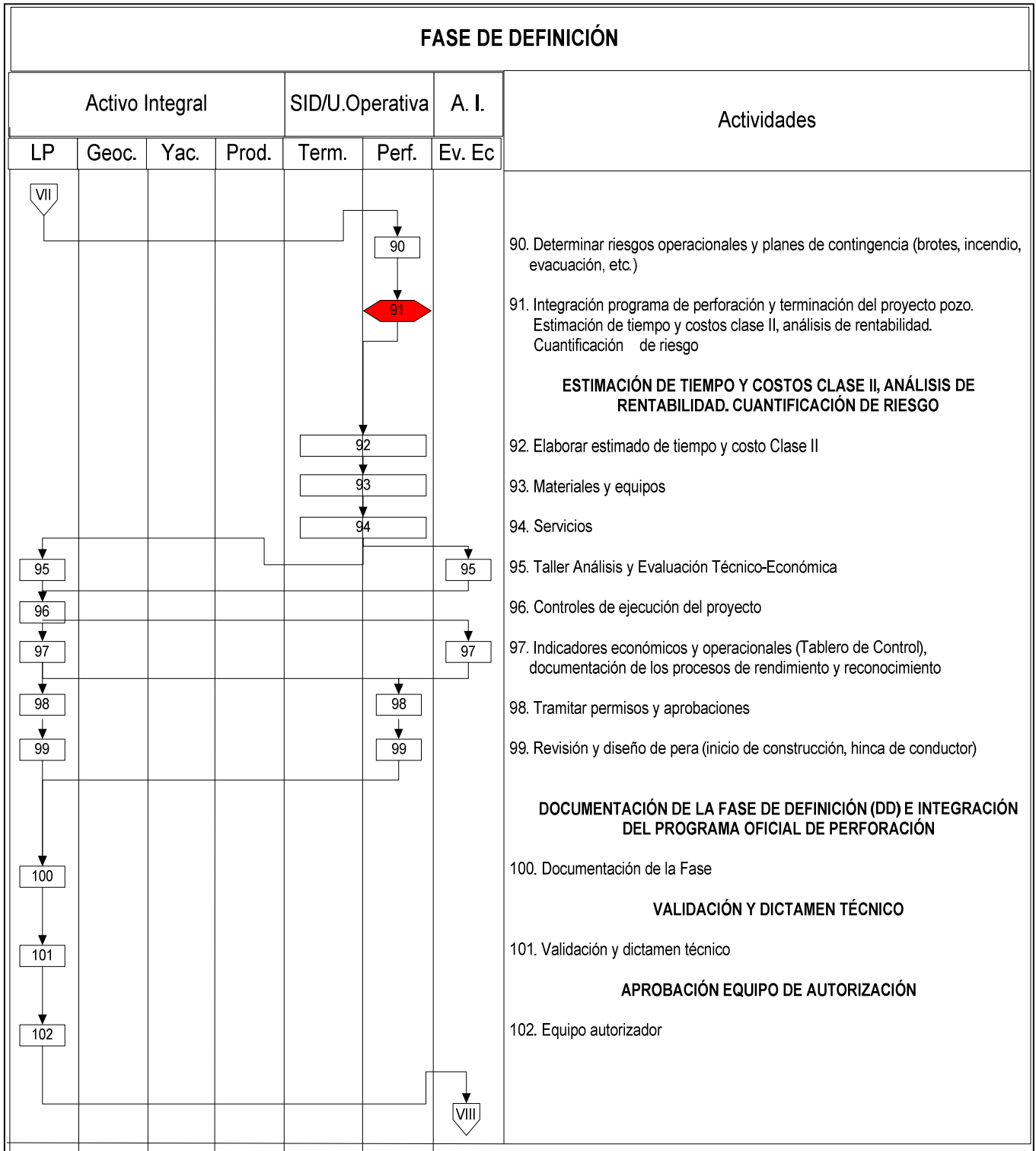






## FASE DE DEFINICIÓN





## VISUALIZACIÓN Y CONCEPTUALIZACIÓN DEL POZO DE DESARROLLO “Puma 22”.

Los requerimientos funcionales del Activo Integral UNAM establecen la necesidad de perforar un pozo de desarrollo, Puma -22, para el campo Puma. El diseño de la perforación, terminación y productividad del pozo se realizará aplicando la metodología VCD (FEL). Esto conlleva hacer un análisis exhaustivo de la información disponible y plantear los posibles escenarios que se podrían presentar durante las operaciones de perforación y terminación del pozo, y de esta forma optimizar la productividad del mismo.

### Objetivos de la Empresa

Incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y gas asociado.

### Objetivos del Activo Integral

Agregar valor a la empresa, desarrollando reservas probadas de hidrocarburos estimadas en 9.1 MMbpce, al óptimo costo y menor riesgo posible. Se estima un gasto de aceite inicial de 4600 bpd, con una RGA de 340 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

### Objetivos de la Unidad de Perforación y Marina

- Tener un desempeño operativo, económico, financiero y competitivo, dentro de un marco estricto de seguridad industrial y protección ecológica.
- Maximizar el valor económico de sus inversiones, por medio de la satisfacción de sus clientes.
- Conservar el mercado nacional y posicionarse en el internacional.

### Datos Básicos:

Nombre de la Localización de Desarrollo:	Puma-22
Estructura Tipo:	Puma A
Conductor:	02
Tirante de Agua:	23 metros
Proyecto de Inversión:	Aceite Ligero
Activo:	Activo Integral UNAM

### Generalidades del Campo

El Campo Puma, perteneciente al Activo Integral UNAM, está ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México, en un tirante de agua promedio de 23 m y se localiza a 68 Km al N 66°W de Ciudad del Carmen, Campeche. Tiene una extensión areal, de aproximadamente 32 km<sup>2</sup>, hasta la cota de 5857 mvbnm, la que se puede considerar, como el posible contacto agua-aceite, para el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

El campo fue descubierto en el año 1993, con la perforación y evaluación del pozo Puma-1A, el cual resultó productor de aceite, en el intervalo 5200-5225 mvbmr en rocas carbonatadas y facies brechoides del Cretácico Superior-Medio, pero por problemas mecánicos no fue posible aforar. A nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, se recuperó agua con salinidades de 117,000 ppm, en el intervalo 5955-5965 mvbmr y de 130,000 a 150,000 ppm en el intervalo de 5895-5910 mvbmr.

En Junio del 2003, se concluyó la terminación del pozo Puma-101, quedando como productor de aceite ligero y gas, en rocas calizas dolomitizadas del JSK, con porosidades, que varían de 3 a 5% y saturaciones promedio de agua de 10 a 25%. En este nivel estratigráfico, se efectuaron dos pruebas de presión-producción, cuyos resultados se presentan en la Tabla B.1.

Tabla B.1. Resultados de las pruebas de presión en los pozos Puma-101

INTERVALO I (5880-5845 mvbmr)					INTERVALO II (5720-5695 mvbmr)				
ESTRANG. (Pulg)	GASTO ACEITE (BPD) 41° API	GASTO GAS (MMSCFD)	RGA (M3/M3)	PTP (PSI)	ESTRANG. (Pulg)	GASTO ACEITE (BPD) 39° API	GASTO GAS (MMSCFD)	RGA (M3/M3)	PTP (PSI)
1/4	1703	1.21	126	3767	1/4	1270	0.91	127	4022
3/8	2433	1.636	120	2004	3/8	1637.6	1.39	151	1763
1/2	2510	1.687	120	1134	1/2	2086	1.54	132	1084

### Posición Geológica Estructural

La estructura del Campo Puma, en la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (objetivo) muestra anticlinales y sinclinales con una orientación preferencial NW 45° SE, los cuales están asociadas a fallamiento inverso en la porción NW del área y fallas normales al SE, las cuales están afectadas por fallas de desplazamiento lateral en los flancos SW y NE, este sistema de fallas originó la compartimentalización en bloques del yacimiento JSK.

Las unidades de Cretácico y Jurásico están seccionadas por fallamiento inverso en la porción NW y fallas normales al SE, las que se encuentran afectadas por fallas laterales tanto en el

flanco SW como en el flanco NE, generando la compartimentalización del campo en bloques, tal como se muestra en la Figura B.1.

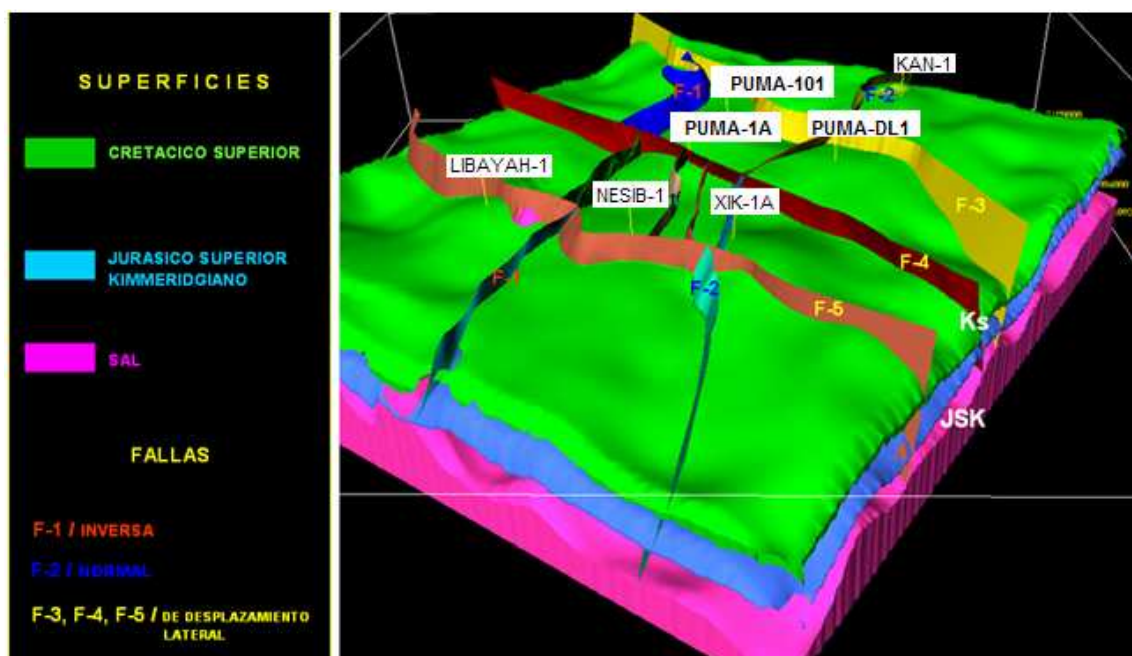


Figura B.1 - Patrón de fallas del campo Puma a nivel Cretácico y JSK

La localización Puma-22, se encuentra al Suroeste del pozo Puma-101 y se ubica, a nivel del JSK, ligeramente hacia el flanco SW, muy cercano a la cima de la estructura anticlinal. Las fallas mencionadas cortan al Jurásico y al Cretácico y se considera que tienen un salto de aproximadamente 100 m a nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Figura B.2.

No se estima que el pozo Puma-22 corte alguna falla a nivel del yacimiento objetivo (JSK), que pueda ocasionar riesgos potenciales a la perforación del pozo. La localización propuesta alcanzará la profundidad total de 5930 mvmbr y es importante mencionar, que de los 229 metros que se estima serán atravesados dentro del yacimiento JSK, 43 metros basales caerían por debajo del posible contacto agua-aceite, interpretado a 5887 mvmbr.

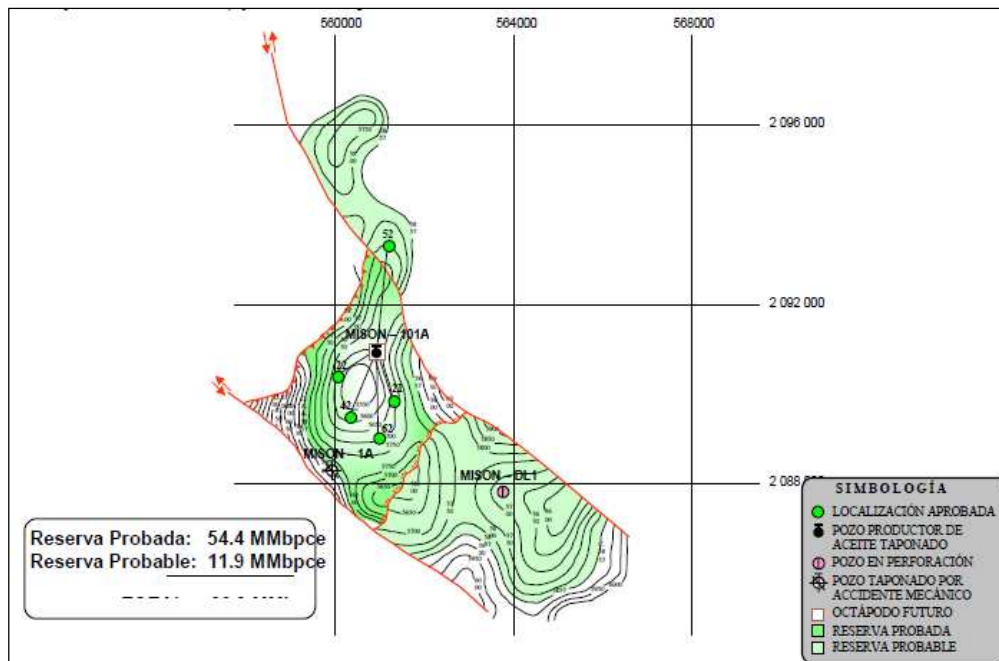


Figura B.2 - Configuración estructural a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

### Generalidades del Pozo Puma-22

#### Uso y tipo de pozo

Perforar un pozo de desarrollo, direccional, en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), productor de aceite y gas, a una profundidad estimada de 5671 mvbnm. La profundidad total será de 5930 mvbmr. El pozo alcanzará su objetivo con tubería de revestimiento de 5 ½ pg.

#### Línea Sísmica en Dirección de la Trayectoria de la Perforación.

En relación a la trayectoria en profundidad de la localización Puma-22, se perforarán verticalmente las formaciones del Reciente-Pleistoceno, Mioceno Superior, Medio y parte de Mioceno Inferior, correspondientes al Cuaternario y al Terciario. No se interpretan fallas o anomalías estructurales de relevancia a ser penetradas por la localización a lo largo del intervalo Reciente-Pleistoceno-Terciario. El pozo continuará su trayectoria de manera inclinada, a través de las formaciones del Oligoceno Inferior, Eoceno, Paleoceno, Cretácico, Jurásico Superior Tithoniano, hasta llegar al yacimiento objetivo JSK, el cual lo atravesará con un ángulo máximo de 39.8°.

En la Figura B.3 es una sección sísmica mostrando la interpretación estructural a lo largo de la trayectoria de la localización Puma-22, en la que se observa que no se espera cortar alguna falla a lo largo de la sección del Reciente-Pleistoceno-Terciario.

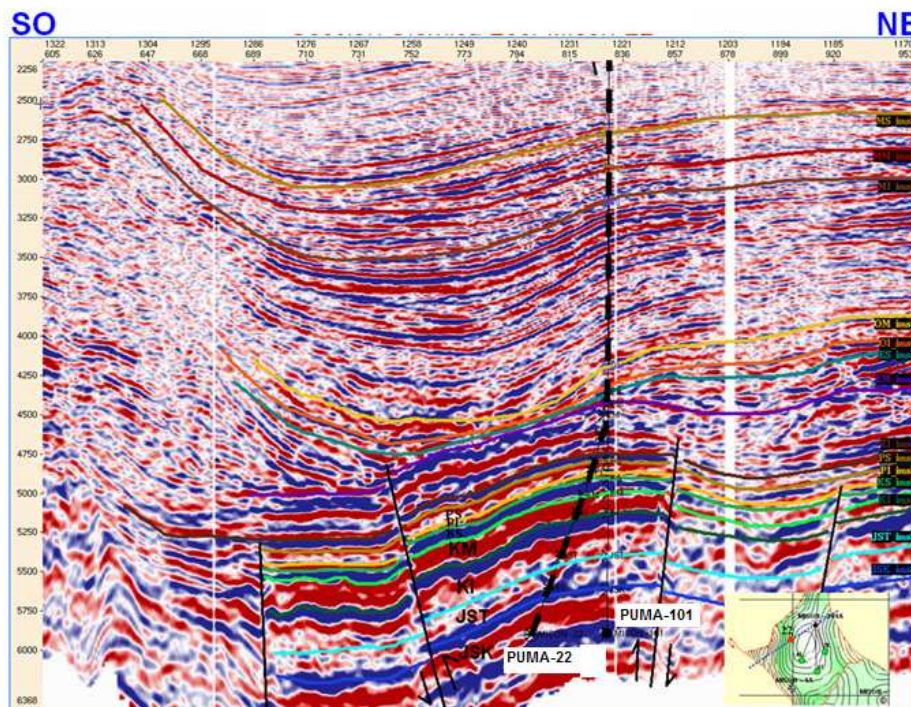


Figura B.3 - Línea Sísmica en dirección de la trayectoria de la perforación del pozo de desarrollo Puma-22.

**Sección Estructural en Dirección de la Trayectoria de la Perforación:**

La sección estructural, Figura B.4 muestra un corte del anticlinal por la localización Puma-22, en su trayectoria a través de los intervalos Cretácicos y Jurásicos.

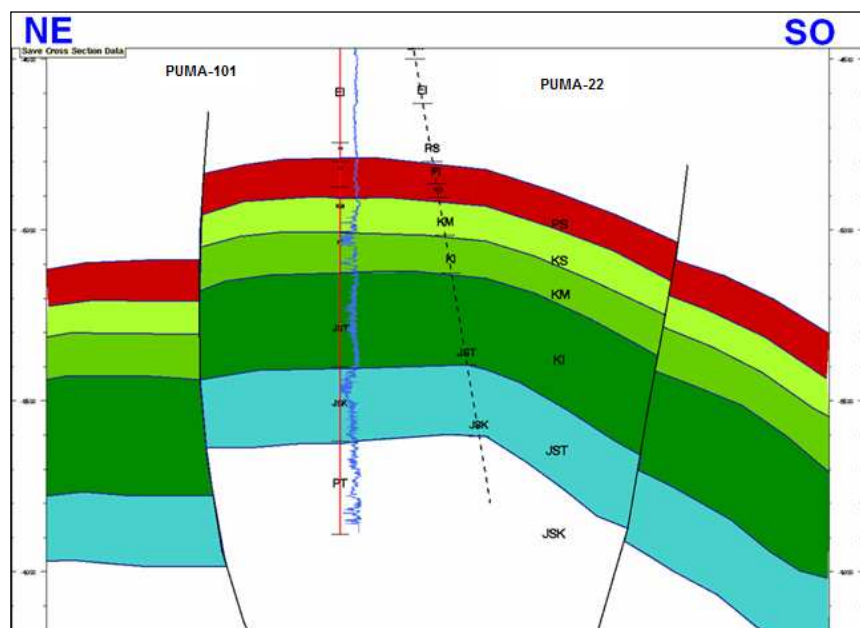


Figura B.4 - Corte del anticlinal por la localización Puma-22



### **Estratigrafía:**

Las edades y/o formaciones geológicas penetradas por los pozos del Campo Puma van desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano, con ausencia del Oligoceno Superior. La estratigrafía de los pozos vecinos muestra la presencia correlativa del yacimiento objetivo (JSK), en el pozo a perforar.

En relación a la litología esperada, se tomó como referencia el pozo Puma-101, pozo cercano con información litológica, desde el Reciente-Pleistoceno hasta el JSK.

La Tabla 5.2 resume las características litológicas estimadas, de cada una de las edades y/o formaciones, a ser atravesadas por la localización Puma-22.

Las cimas estimadas para la localización Puma-22 fueron determinadas utilizando la interpretación más reciente del modelo estructural 3D del campo. Durante la fase de interpretación de los reflectores sísmicos, se llevó la respuesta de las cimas del pozo Puma-101 hacia la localización Puma-22, a lo largo de la trayectoria de desviación planificada hasta la P.T. Se observó consistencia entre las cimas estimadas por el modelo 3D y las observadas, a través de la interpretación y extrapolación de los reflectores sísmicos.

## Columna Estratigráfica probable

Tabla B.2 Columna geológica y características litológicas estimadas para la localización Puma-22

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r.)	Espesor (m.v.)	LITOLOGIA (Pozos de referencia: PUMA-101A )
RECIENTE- PLEISTOCENO	53 (Fondo Marino)	53 (Fondo Marino)	2684	Arena de cuarzo de grano medio, mal consolidado, con abundantes restos de moluscos e intercalaciones de lutita suave, plástica, arenosa y calcárea.
MIOCENO SUPERIOR	2737	2737	230	Lutita suave, plástica, calcárea, ocasionalmente arenosa con esporádicos fragmentos de cuarzo de grano fino a medio mal cementado en material arcillo-calcáreo y pequeños horizontes de mudstone dolomítico.
MIOCENO MEDIO	2967	2967	206	Lutita suave, plástica, calcárea, con intercalaciones de arena de cuarzo, arenisca y con delgadas intercalaciones de mudstone dolomítico.
MIOCENO INFERIOR	3173	3173	1047	Lutita bentonítica, plástica y suave, ligeramente calcárea, con intercalaciones de arena de cuarzo grueso, arenisca de grano grueso y mudstone dolomítico compacto y duro.
OLIGOCENO SUPERIOR	AUSENTE	AUSENTE		Ausente por discordancia.
OLIGOCENO MEDIO	4220	4221	132	Lutita suave plástica, arenosa, arena de cuarzo blanca de grano grueso y mudstone dolomítico.
OLIGOCENO INFERIOR	4352	4354	51	Lutita suave, plástica, calcárea, ocasionalmente arenosa y mudstone dolomítico.
EOCENO SUPERIOR	4403	4406	59	Lutita bentonítica arenosa y mudstone dolomítico.
EOCENO MEDIO	4462	4466	322	Lutita de aspecto bentonítico, lutitas arenosas calcárea, mudstone dolomítico.
EOCENO INFERIOR	4784	4813	55	Lutita bentonítica, calcárea, lutitas arenosas, mudstone en parte dolomítico.
PALEOCENO SUPERIOR	4839	4877	62	Lutita bentonítica, laminar calcárea, lutita laminar y calcárea con alternancia de mudstone.
PALEOCENO INFERIOR	4901	4950	34	Lutita calcárea de aspecto margoso, con delgadas intercalaciones de mudstone duro y compacto.
CRETÁCICO SUPERIOR	4935	4992	119	Brecha sedimentaria con bioclastos litoclastos, wackestone, con trazas de nódulos de pedernal blanco.
CRETÁCICO MEDIO	5054	5144	146	Mudstone-wackestone arcilloso, con fracturas rellenas por aceite, en parte arenosa, con trazas de pedernal negro, ambar y bentonita.
CRETÁCICO INFERIOR	5200	5334	304	Mudstone-wackestone con intercalaciones de dolomía, con nódulos de pedernal y bentonita.
JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO	5504	5729	197	Parte superior: mudstone-wackestone negro arcilloso ligeramente dolomitizado, con horizontes laminares de lutita gris a negra, de aspecto bituminoso. Parte Inferior: mudstone crema, de aspecto cretoso.
JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	5701	5985	229	Dolomias microcristalinas arcillosas y mudstone dolomíticos. Así como para la parte media de dolomía microcristalina y mesocristalina.
PROFUNDIDAD TOTAL	5930	6284		

### GEOMECÁNICA

#### Información Disponible.

Para realizar el análisis geomecánico, se dispuso de cinco fuentes de información fundamentales: historia de perforación de los pozos Puma-1A, Puma-101A, y Puma-DL1, registros geofísicos de los mismos, el registro de geopresiones del pozo Puma-1A, la interpretación sísmica del área y las cimas formacionales.

Los resultados del análisis geomecánico, se describirán, resaltando los aspectos siguientes:

- Zonas de Geopresión.
- Presión de Poro.
- Gradiente de Fractura.
- Campo de Esfuerzos.

El análisis del tren de Presión de Poro y Gradiente de Fractura se dividió en dos zonas:

1) Zona Superior de 200 a 800 m. y 2) Zona Inferior de 800 a 4935 m.

Para discriminar los puntos de máxima arcillosidad a ser utilizados en el cálculo de la presión de poro y de gradiente de fractura, se generó una curva de arcillosidad en programa de interpretación Petrofísica, para integrar, además del registro de rayos gamma, curvas como el SP, Densidad –Neutrón, resistividades y las descripciones litológicas de los registros de hidrocarburos y obtener una curva más representativa de las relaciones arcillas-arenas. Esta se renombró a “GR” y se ejecutaron 3 sensibilidades de corte, 40, 50 y 60% para analizar si se suscitaban diferencias notables en el muestreo, que pudieran afectar el análisis. Se concluyó que los efectos eran despreciables.

En la figura B.5 se muestra el conjunto de datos utilizados para la determinación de la presión de poro y el gradiente de fractura. En el canal 3 se presenta el perfil sónico (curva rosada) y la línea roja (recta) indica el tren de compactación normal probable.

## Zona de Geopresión

En la figura B.5 se muestra un conjunto de datos utilizados para estimar zonas de geopresión. En el canal 3 y 4, se presenta el registro de resistividad y sónico, respectivamente. El registro de resistividad/sónico, se utiliza como una herramienta para determinar zonas de presión anómalas. A medida que se incrementa la profundidad, el contenido de agua disminuye por lo que la resistividad aumenta. Para el análisis de zonas de geopresión, se utilizó el registro sónico, ya que el registro de resistividad, se puede ver afectado por el tipo de lodo y podría conllevar a una mala interpretación.

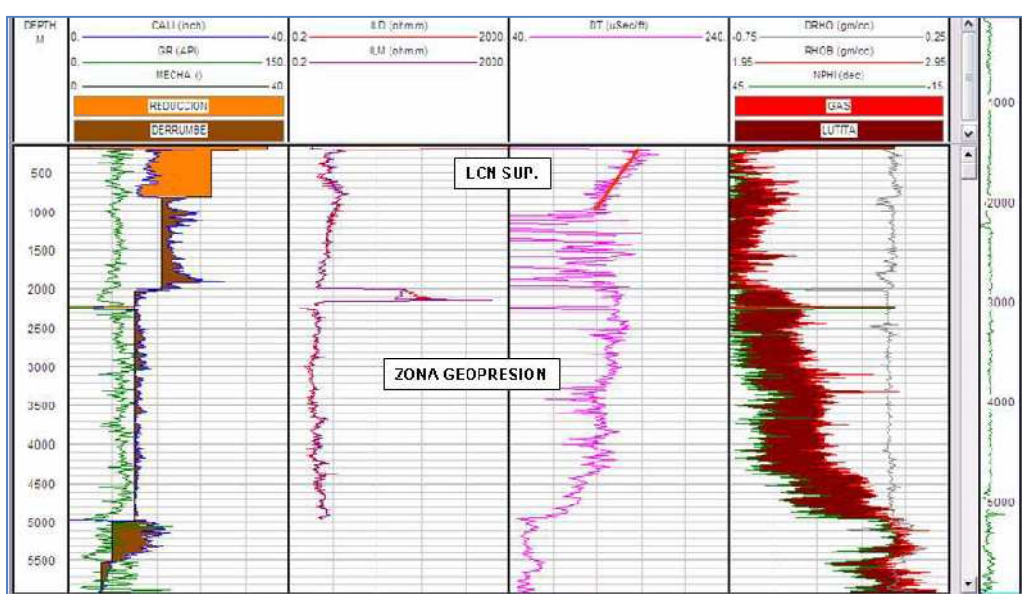


Figura B.5. Datos utilizados para estimar zonas de Geopresión.

El intervalo 800-4935 m, Figura B.6, muestra en el primer canal las arenas coloreadas en amarillo; se puede notar con claridad los cambios bruscos a nivel del perfil sónico y en el de resistividades, a partir de 800 m indicando el límite de la discordancia.

Para determinar si el régimen de presiones es consistente a lo largo de todo el campo, se llevó a cabo una comparación entre los pozos Puma-1A, Puma-101 y Puma-DL1. En la figura B.7 se presentan estos resultados. En el primer canal está graficado el pozo Puma-1A, en el segundo el pozo Puma-101, en el tercer canal Puma-DL1 y en el cuarto están los dos pozos sobrepuestos. Se observa que las 3 zonas descritas anteriormente aparecen en los dos pozos, lógicamente, con cambios en su profundidad de ocurrencia.

## Visualización y Conceptualización

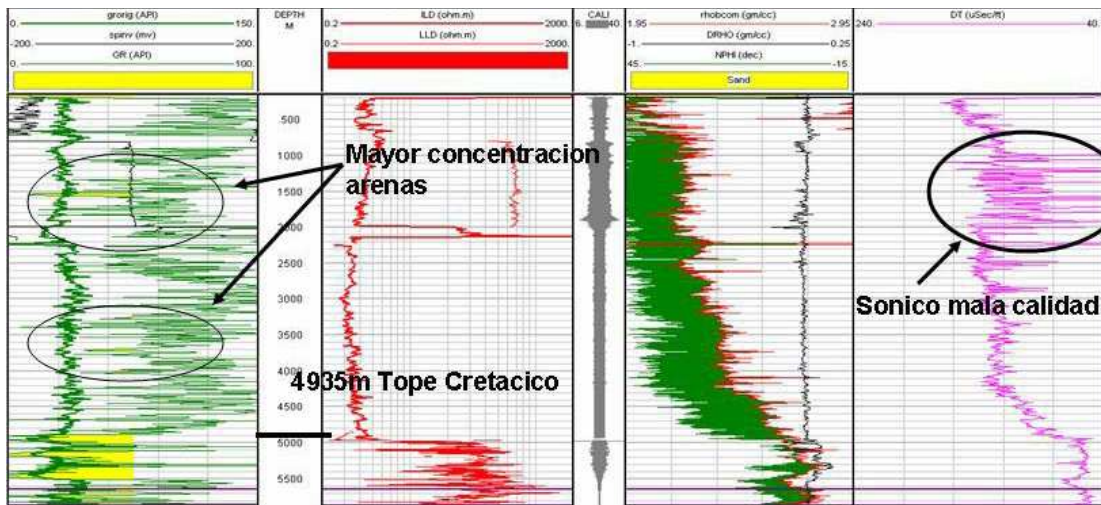


Figura B.6 - Visualización de cuerpos de arenas y arcillas desde 800 m hasta la cima del Cretácico Superior. Cambio en el régimen de presión Pozo Puma-101.

Resulta importante destacar, que entre 1000-2200 m los registros sónicos de los pozos Puma-1A y Puma-101, muestran una alteración en las lecturas debido posiblemente a: 1) las condiciones del agujero, 2) presencia de gas de formación y 3) condiciones de registro.

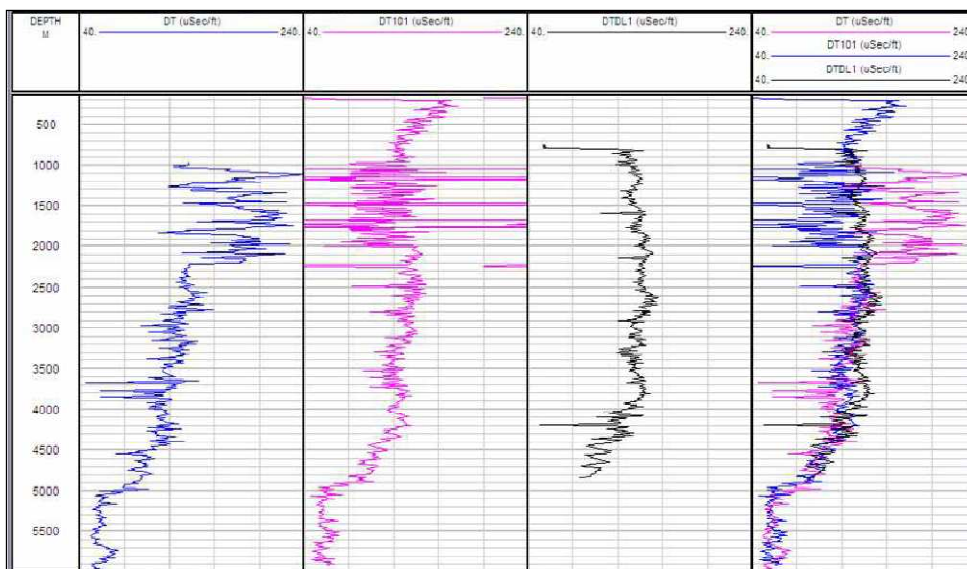


Figura B.7 - Comparación entre los pozos Puma-1 A, Puma-101 y Puma-DL1.

### Presión de poro.

Para determinar los regímenes de geopresiones se utilizan los datos de los registros geofísicos filtrados para seleccionar solo los intervalos y puntos de lutita. En la figura 5.9 se presentan la totalidad de los intervalos usados. Se puede notar que hasta la cima del Cenozoico se tiene una gran densidad de puntos, mientras que en el Mesozoico se reducen a un intervalo mínimo.

En el pozo Puma-101 se realizó el análisis de Presión de Poro y Gradiente de Fractura hasta 4935 mvmr, en las zonas de lutitas. Por debajo de esta profundidad, la litología principalmente es de calizas y dolomías, sobre las cuales no se puede realizar un análisis de geopresiones utilizando registros geofísicos.

En la figura B.8 se puede observar que este tren tiene por lo menos tres desviaciones importantes que pueden afectar la perforación del pozo. En el pozo Puma-101 alrededor de 800 m. aproximadamente, se observa un cambio en la pendiente del registro sónico.

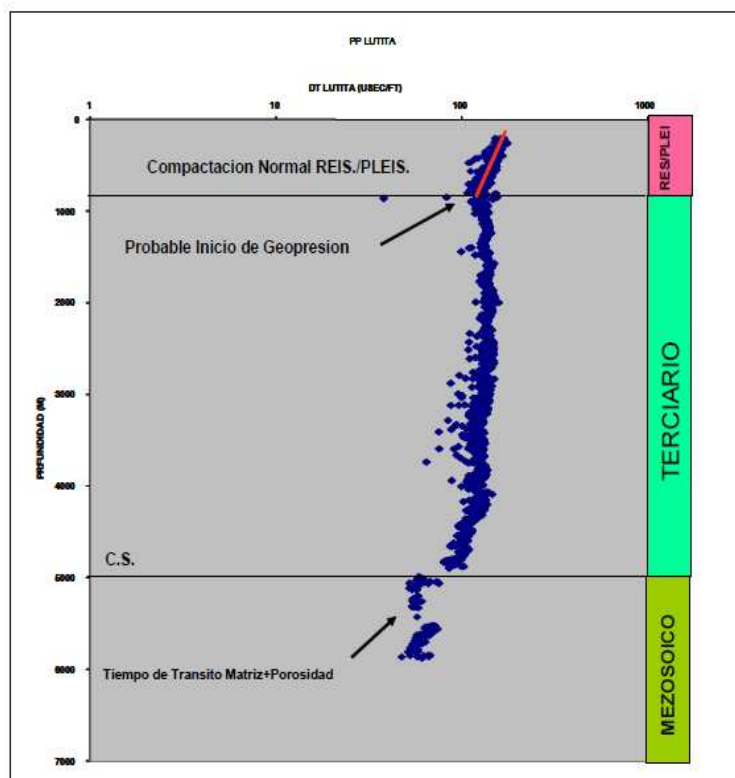


Figura B.8 - Factores importantes que pueden afectar la perforación del pozo.

Este cambio se interpreta como una zona de inicio de geopresión. La presión esperada en esta zona está por encima de la presión hidráulica normal de los fluidos de la formación. Esta zona finaliza en la cima del Cretácico Superior, a una profundidad aproximada de 4935 m, donde la presión de poro pasa a ser dominada por la matriz de las calizas del Cretáceo y el fluido. Para el

## Visualización y Conceptualización

cálculo de la presión de poro se utilizó la correlación de Eaton, la cual utiliza como parámetros de entrada: el tiempo de tránsito observado, normal, y el gradiente de sobrecarga. El tren de presión de poro se calibró con la información de densidad de lodo, derrumbes y problemas operacionales asociados a éste. El régimen de presión de poro es el que controlará el asentamiento de las TR's, Figura 5.10.

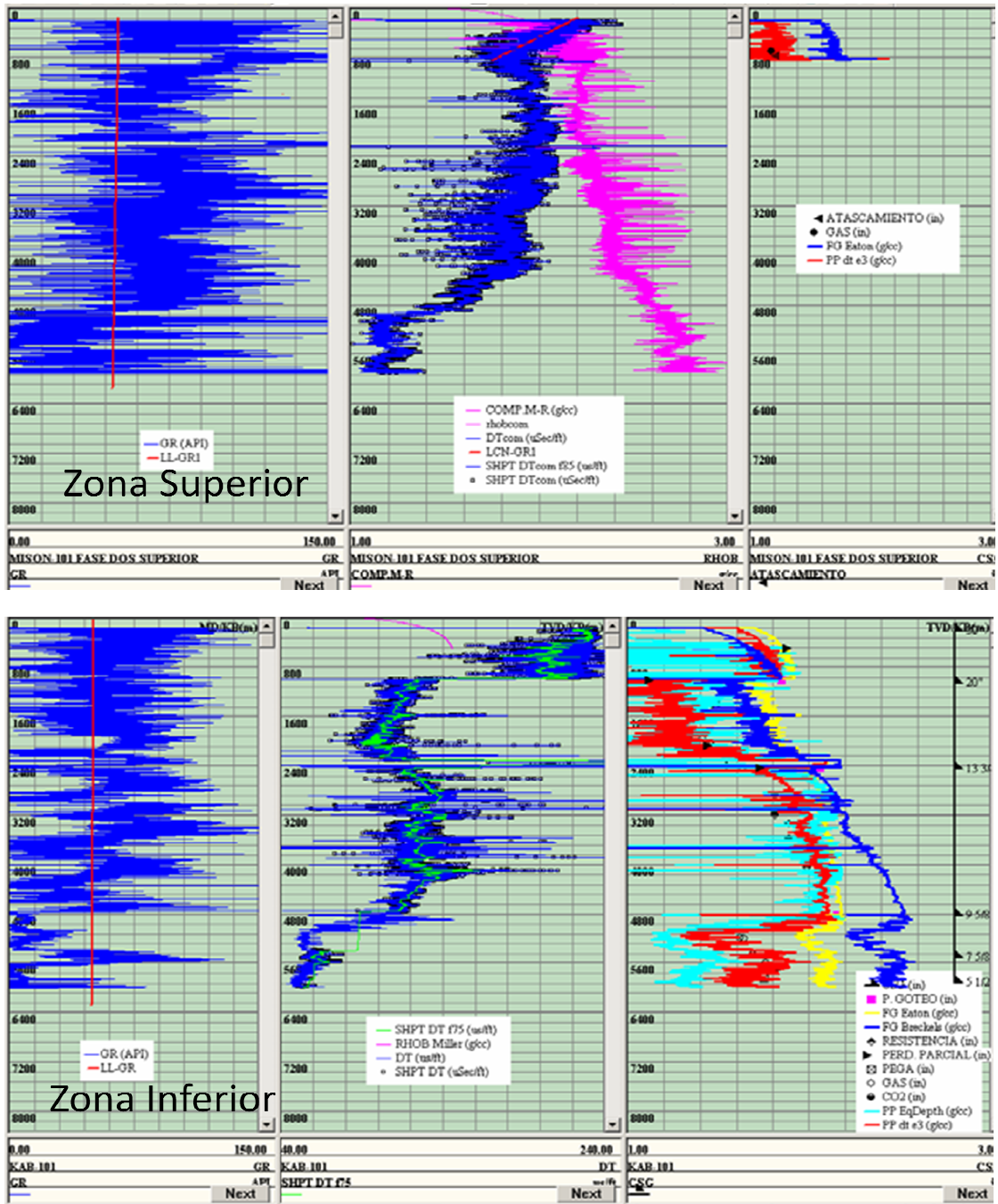


Figura B9 - Cálculo de la Presión de Poro y Gradiente de Fractura correlacionado con problemas operacionales, zona superior e inferior. Pozo Puma-101.

### **Gradiente de fractura.**

La integración de la presión de poro y el perfil de densidad, permite calcular el gradiente de fracturas en dos secciones: 1) desde 200 hasta 800 m., y 2) desde 800 hasta 4935 m. (cima Cretácico Superior), los resultados fueron calibrados y ajustados con las pruebas de goteo y los problemas operacionales asociados a la presión de fractura realizadas en el pozo Puma-1A a: 1001 m. (1,68 gr/cc), 2221 m. (2.03 gr/cc) (Figura 5.10).

Las dos curvas estimadas anteriores representan los límites extremos de la ventana de lodo, para evitar colapso del agujero y no permitir pérdidas o ganancias de fluidos durante la perforación.

### **PETROFÍSICA**

#### **Propiedades Petrofísicas.**

Para el análisis se tomaron en consideración los pozos Puma-1A y Puma-101. En el caso del pozo Puma-DL1 no se tiene evaluación a nivel Jurásico, además de que se encuentra en otro bloque, alejado de la zona a ser perforada por los tres pozos del programa.

#### **Información**

Desde el punto de vista de la información se obtuvieron los registros geofísicos de los pozos, los resultados de los análisis de los núcleos cortados y un análisis de perfiles del pozo Puma-101 (realizada por el IMP) y un ELAN del pozo Puma-1A.

El análisis de la información existente arroja como resultados lo siguiente:

#### Núcleos:

- El núcleo del pozo Puma-101, 5730 m, a pesar de estar en el JSK, no es representativo del yacimiento, cae en una unidad de flujo relativamente pobre que no ha sido probada.
- No se obtuvieron las profundidades de las mediciones en el núcleo del pozo Puma-101. Sin embargo, los valores de porosidad varían entre 1.3 y 4.6 y la permeabilidad entre 1 microdarcy y 0.017 milidarcy.



## Registros Geofísicos

En las figuras B.9 y B.10 se presentan los registros geofísicos obtenidos en los pozos Puma-1A y 101 en las que se observa que:

- En el Cretácico y el Jurásico, últimas dos corridas, se cuenta con un conjunto de perfiles que incluye resistividades y 3 perfiles de porosidad (densidad, sónico y neutrón). Se considera un conjunto apropiado para realizar un buen análisis de perfiles.
- En los intervalos superiores, desde 200 y 1000 m hasta la cima del Cretácico, se cuenta con registros de densidad, neutrón y sónico (compresional), resistividades y Rayos Gamma.
- En el primer canal, en verde oliva, se muestra la gran cantidad de derrumbes en el agujero, que afectan negativamente a la calidad de los perfiles.
- Encerrado en la elipse, se muestra que el sónico es de muy pobre calidad, posiblemente, debido al mal agujero y a la presencia de gas en el lodo durante el perfilaje.

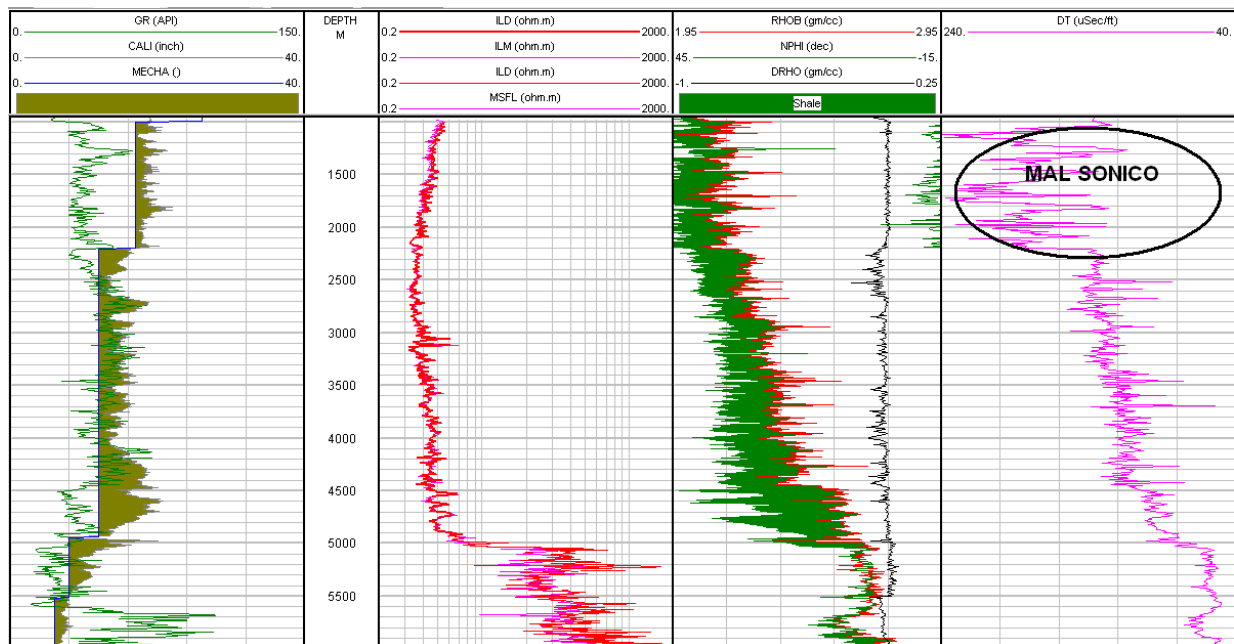


Figura B.9 - Registros geofísicos del pozo Puma-1A.

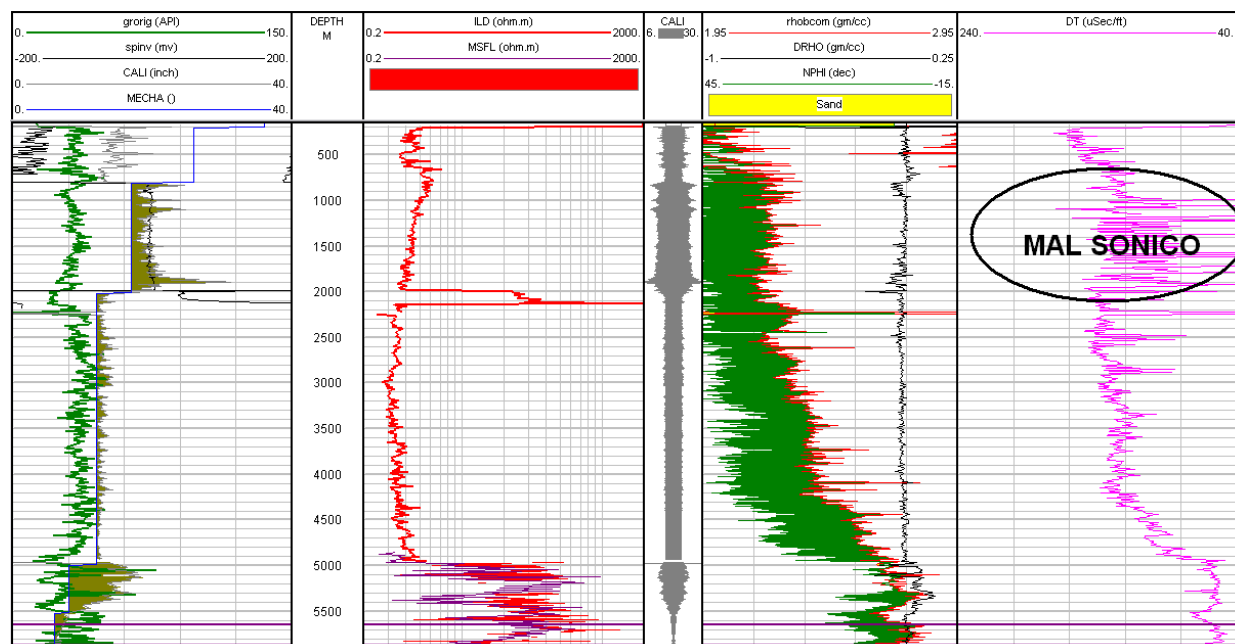


Figura B.10 - Registros geofísicos del pozo PUMA-101.

En la Figura B.11, los primeros dos canales muestran los sónicos de los pozos Puma-1A y 101 y se marcan las zonas de mala calidad del registro. En el tercer carril, se presenta el sónico del pozo Puma-DL1, de mucha mejor calidad.

En el cuarto canal se muestran los tres pozos sobrepuestos de lo que se concluye:

- Un gran parecido desde la línea horizontal roja hacia abajo, donde la calidad de los perfiles es buena.
- Una total dispersión en el intervalo, donde los registros sónicos de los pozos Puma-1A y Puma-101, son de mala calidad.

Este escenario de gran similitud entre los pozos, apalanca la creación de un perfil compuesto entre los pozos Puma-101 (intervalo donde todos los pozos presentan buenos perfiles) y Puma-DL1 (parte superior). El resultado es la curva verde en el cuarto carril, la cual se utilizó para el análisis de geopresiones del campo.

### Evaluación Petrofísica

Para el análisis petrofísico del yacimiento Jurásico se utilizaron las evaluaciones suministradas por el Activo Integral de los pozos Puma-1A y Puma-101 y algunas consideraciones generales:

- No se tiene la evaluación del DL1, por lo tanto, no se pudo hacer ninguna consideración sobre la variabilidad lateral de las propiedades en el campo.

- Las evaluaciones no tienen calculada la permeabilidad.

Se establecieron algunas consideraciones específicas para cada pozo.

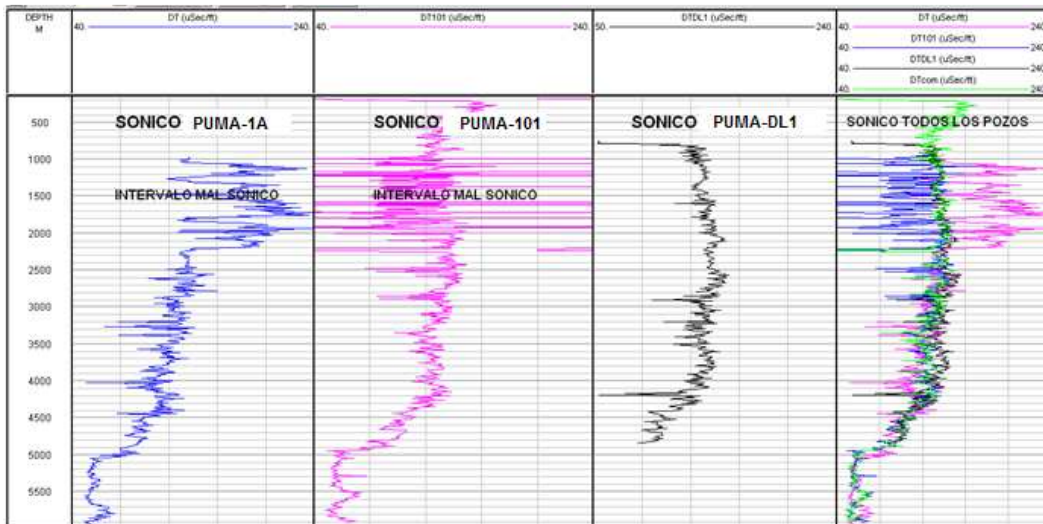


Fig. B.11. Sónicos del campo Puma.

### Puma-1A

Se obtuvo una evaluación petrofísica realizada por el IMP, en la figura B.12 se muestra un gráfico de los resultados con algunas anotaciones de las pruebas del pozo y la ubicación de los núcleos cortados. Se pueden hacer preliminarmente las siguientes observaciones:

- La curva de porosidad (quinto carril), muestra una porosidad constante de valor 0, seguramente como resultado de problemas de manejo de datos.
- La prueba del intervalo mas profundo no mostró ninguna manifestación.
- En la prueba superior se recuperaron muestras de agua de 150,000 ppm.
- Parece ser poco confiable el resultado de las pruebas, sobretodo la superior, si se considera que las saturaciones calculadas andan por rangos del 30%. Este tema será discutido más adelante con mayor profundidad.
- A raíz de la prueba del intervalo superior se ubicó el contacto de agua del yacimiento a 5887 m.
- El núcleo cortado no corresponde al intervalo del yacimiento

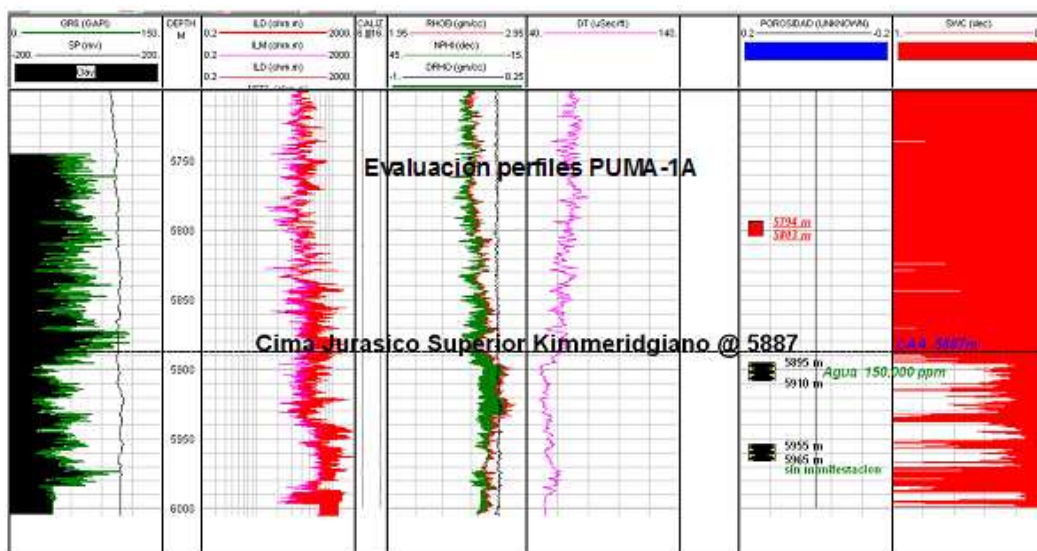


Figura B.12. Análisis registros geofísicos del IMP del pozo Puma-1A.

### Puma-101

Se obtuvo una evaluación petrofísica realizada con ELAN. En la figura B.13 se muestra un gráfico de los resultados en la que se observa que:

- Las dos pruebas realizadas muestran producciones del orden de 2000 barriles, cada prueba.
- El contacto de agua se trae del pozo Puma-1A.
- Se definieron 4 unidades de flujo, derivadas de un estudio del Activo Integral.

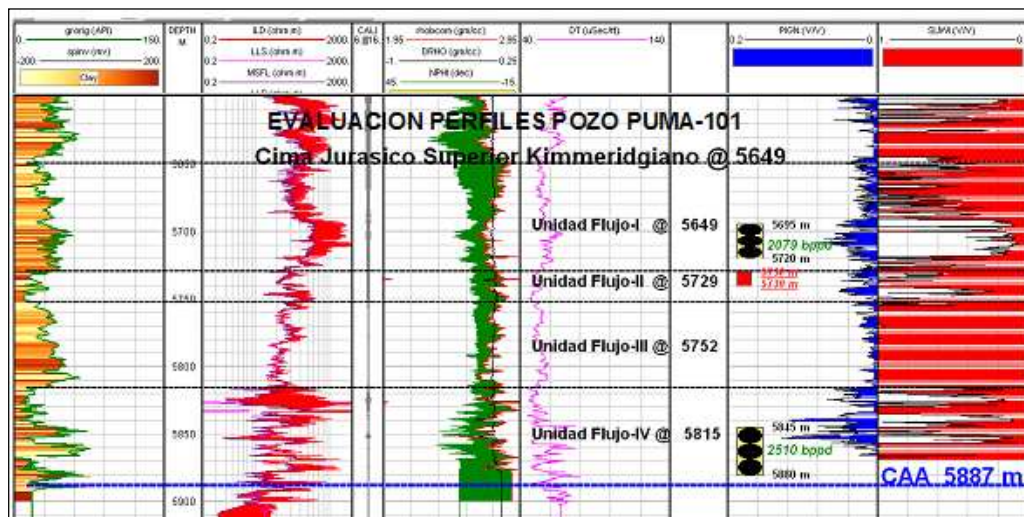


Figura B.13. Análisis de registros geofísicos (ELAN) del pozo Puma-101.

### Análisis Evaluación Petrofísica.

Se utilizó el pozo Puma-101 para hacer un análisis del yacimiento desde el punto de vista de distribución de porosidades y saturaciones de agua. Primero se analizará el intervalo completo del yacimiento y luego cada unidad de flujo definida por el Activo Integral.

#### Porosidad

En la figura B.14 se presenta un histograma de distribución de porosidades. Observando que:

- Un gran porcentaje de los valores reportados no alcanzan el 1% en porosidad y están representadas por la columna más alta en el costado izquierdo del gráfico. Esto implica que hay un gran porcentaje de roca de muy mala calidad en el yacimiento y que, dependiendo de su ubicación, pueden convertirse en barreras al flujo vertical.
- Las porosidades máximas alcanzan, solo puntualmente valores mayores al 5%.

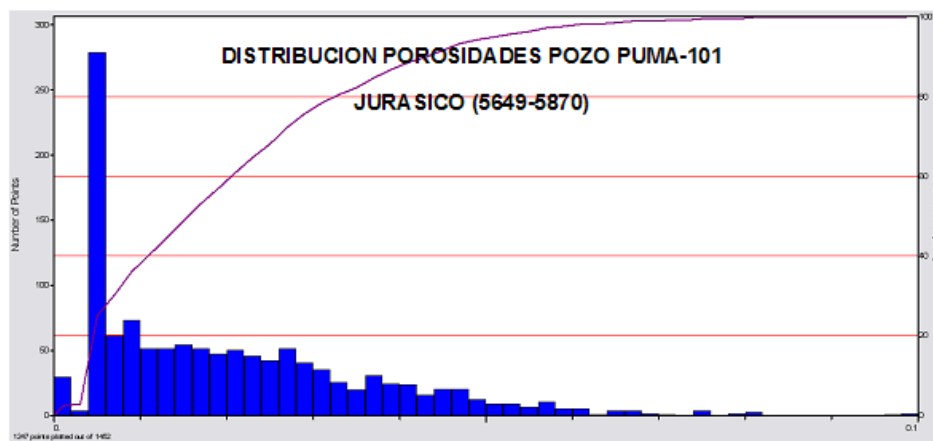


Figura B.14. Distribución de porosidades en el pozo Puma-101.

A partir del análisis petrofísico y pruebas de pozo se definieron cuatro unidades de flujo principales, de los que se desprenden los comentarios siguientes:

- La roca de baja calidad no se concentra en una sola unidad de flujo, sino que se encuentra en todas, y representa un alto porcentaje de la roca existente, para cada unidad. Esto implica, que pueden existir problemas de comunicación vertical entre las unidades de flujo y muy probablemente, en el interior de cada una de ellas.
- La unidad de flujo III, muestra valores extremadamente bajos de porosidades, menores a 4%, y debe separar las unidades superiores de la unidad IV, dividiendo el intervalo en dos yacimientos.
- Las unidades I y IV muestran los mejores rangos de porosidades, con algunos puntos que llegan hasta 9%. Estas fueron probadas con producciones mayores a 2000 bpd.

Los resultados de se presentan en la Tabla B.3,

Tabla B.3. Distribución de porosidades por cada unidad de flujo

Propiedad de la roca	Unidad de Flujo	Mayoría de los puntos analizados (%)	Minoría de los puntos analizados (%)	Mayor valor (%)	Menor valor (%)
Porosidad	I	< 1	1 - 8	8	.05
	II	<1	1 - 5	5	.05
	III	<1	1 - 3.5	3.5	.05
	IV	<1	1 - 10	10	0

### Saturación de agua

En la figura B.15 se presentan dos histogramas de distribución de saturación de agua para el Jurásico en el pozo Puma-101, con los comentarios siguientes:

- En el histograma de la izquierda, se graficaron todos los valores; la columna de puntos de la derecha, que representa mas del 50% del total de puntos, tiene valores de saturación de 100% y corresponde a los puntos de roca de mala calidad.
- En el gráfico de la derecha se eliminaron los valores de 100% de saturación; para analizar mejor la distribución de los puntos restantes. Puede notarse una gran dispersión, indicando un alto grado de heterogeneidad en el tipo de rocas.
- Las saturaciones más bajas se encuentran en el rango de 10 a 25%.

A partir del análisis petrofísico y pruebas de pozo se definieron cuatro unidades de flujo principales, de los que se desprenden los comentarios siguientes:

- Los puntos con saturación igual a 100%, están distribuidos en las cuatro unidades de flujo y, confirmando lo observado anteriormente, están asociados a roca de pobre calidad que, dependiendo de su ubicación vertical, deben constituir barreras al flujo.
- Más del 90% de los puntos de la unidad III están en el rango de roca pobre, separando las dos unidades superiores de la inferior.

Los resultados de se presentan en la Tabla B.4,

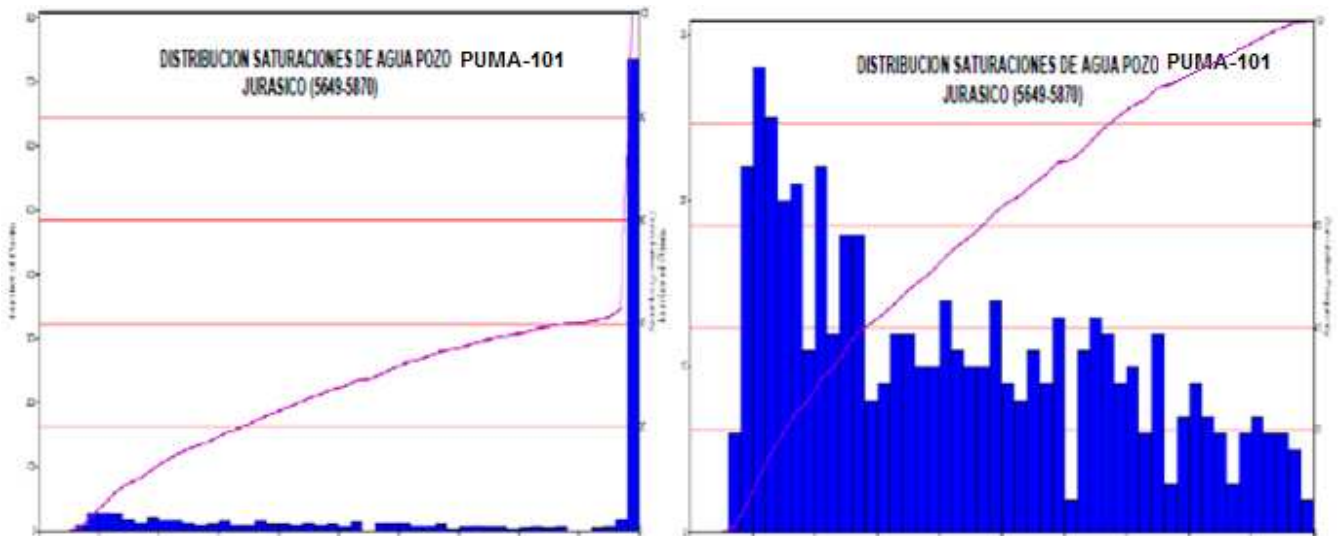


Figura B.15 - Distribución de saturaciones de agua en el pozo Puma-101.

Tabla B.4. Distribución de saturaciones por cada unidad de flujo

Propiedad de la roca	Unidad de Flujo	Mayoría de los puntos analizados (%)	Minoría de los puntos analizados (%)	Mayor valor (%)	Menor valor (%)
Saturación (considerando los puntos con $S_w=100\%$ )	I	=100	10 - 90	100	10
	II	=100	20 - 90	100	20
	III	=100	0	100	0
	IV	=100	10 - 90	100	10

Eliminando los valores de saturaciones iguales a 100%, para analizar con más claridad el universo de valores remanentes, se puede hacer los siguientes comentarios.

- Las unidades de flujo I y IV muestran un gran rango de variación de valores, indicando una gran heterogeneidad de tipos de roca. Los valores mínimos están cercanos al 10%. Son las mejores unidades desde el punto de vista de yacimientos.
- La Unidad de flujo II tiene un rango bastante amplio. Sin embargo, la mayoría de los valores se distribuyen hacia las altas saturaciones, indicando roca de pobre calidad.
- La unidad de flujo III tiene poquísimos valores por debajo de 100% y el valor mínimo, es mayor a 50%. Definitivamente, es la unidad mas pobre y debe separar el intervalo en dos yacimientos diferentes.

Los resultados de se presentan en la Tabla B.5,

Tabla B.5. Distribución de saturaciones por cada unidad de flujo sin considerar las saturaciones iguales a 100%

Propiedad de la roca	Unidad de Flujo	Mayoría de los puntos analizados (%)	Minoría de los puntos analizados (%)	Mayor valor (%)	Menor valor (%)
Saturación (sin considerar los puntos con $S_w=100\%$ )	I	<30	30 - 90	90	0.5
	II	60 - 70	30 - 90	85	30
	III	70 - 80	80 - 90	90	55
	IV	20 - 40	5 - 85	85	5

### Espesor neto de yacimiento

Los discriminadores para determinar el espesor neto en este tipo de yacimientos complejos y fracturados (según descripción de núcleos), deberían ser el tipo de roca (derivado de la integración de la porosidad, permeabilidad y presión capilar) y la distribución y densidad de fracturas. De las características mencionadas anteriormente, se cuenta solo con la porosidad y, adicionalmente, la saturación de agua.

Se tomará la porosidad como factor de discriminación variable, asumiendo una relación directa porosidad-tipo de roca, y se eliminarán las rocas de pobre calidad asumiendo un corte de saturación de agua de 60% (conservador).

Se utilizará la figura B.16 para analizar la distribución vertical de estas propiedades y su influencia en la determinación del espesor neto del yacimiento.

En cada recuadro se presenta:

- La columna de la izquierda muestra, en diferentes colores, las cuatro unidades de flujo.
- La curva de la izquierda es la porosidad y aumenta hacia la izquierda de 0 a 15%.
- La curva de la derecha es la saturación de agua y aumenta hacia la derecha de 1 a 100%.
- La columna verde es el espesor neto y está formado por los puntos que cumplan el corte de porosidad establecido (línea roja en el canal de la porosidad). Para el análisis, se utilizaron los valores de izquierda a derecha de 1, 2 Y 3% respectivamente.
- La columna roja es el espesor neto de hidrocarburos y esta formado por todos aquellos valores de arena neta, que cumplan con el corte de saturación de agua (línea vertical negra en el canal de la saturación de agua). Para este caso, se utilizará un corte fijo de 60%.
- Los espacios blancos, dentro de cada columna, representan los puntos que no cumplen con los cortes respectivos.



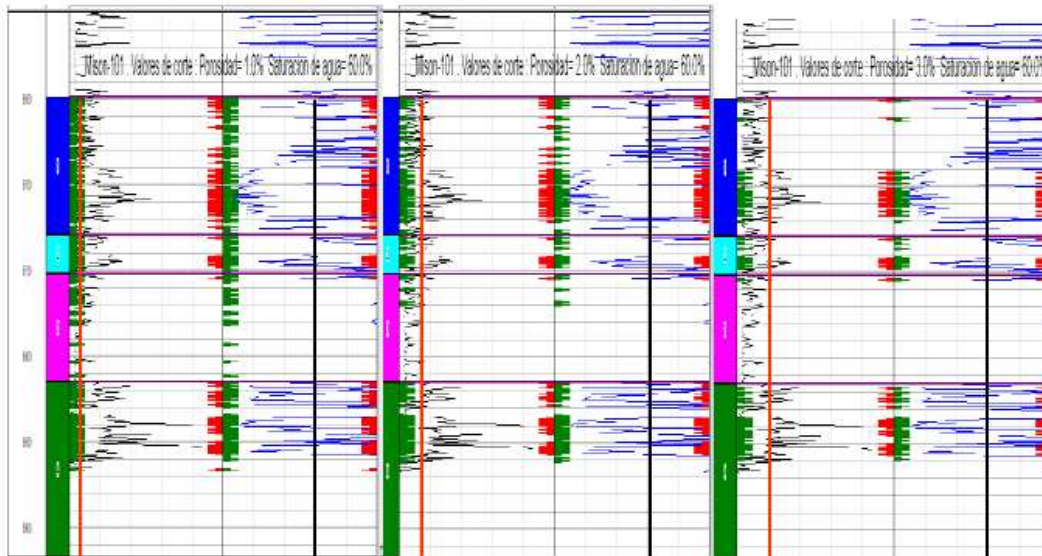


Figura B.16 - Distribución espesor neto y de hidrocarburos, pozo Puma-101.

Las conclusiones mas importantes que se pueden derivar, son:

- La unidad de flujo III (fucsia), ya con un corte tan optimista como 2% en porosidad, prácticamente no tiene espesor neto. Definitivamente, es una barrera al flujo vertical y separa hidráulicamente las unidades superiores de la inferior. A menos que se demuestre que esté muy fracturado.
- Las unidades de flujo II (celeste) y IV (verde) prácticamente no cambian con la variación de los parámetros de corte. La pérdida de espesor es mínima.
- La unidad de flujo I, con el corte de 3% de porosidad, pierde casi toda la sección superior que luce como una unidad de flujo diferente.

### Análisis Reservas vs. Pruebas de Pozo vs Interpretación de Perfiles.

El campo no tiene reservas probables en este bloque. La prueba del Puma-1A (muestras de agua a 5887 m) y las del Puma-101 (hidrocarburo a 5880 m), eliminan la posibilidad de existencia de este tipo de reservas. En la figura B.17, se esquematiza el escenario del yacimiento. Se montaron las dos evaluaciones petrofísicas en su posición estructural verdadera, la línea azul horizontal indica el contacto de agua definido para el campo.

A pesar de los resultados de las pruebas, se puede notar que los valores de saturación de agua (ultima curva de la izquierda, sombreada en rojo y decreciendo de izquierda a derecha) en ambos pozos es comparable e inclusive, el pozo Puma-1A, muestra una sección de mejores características.

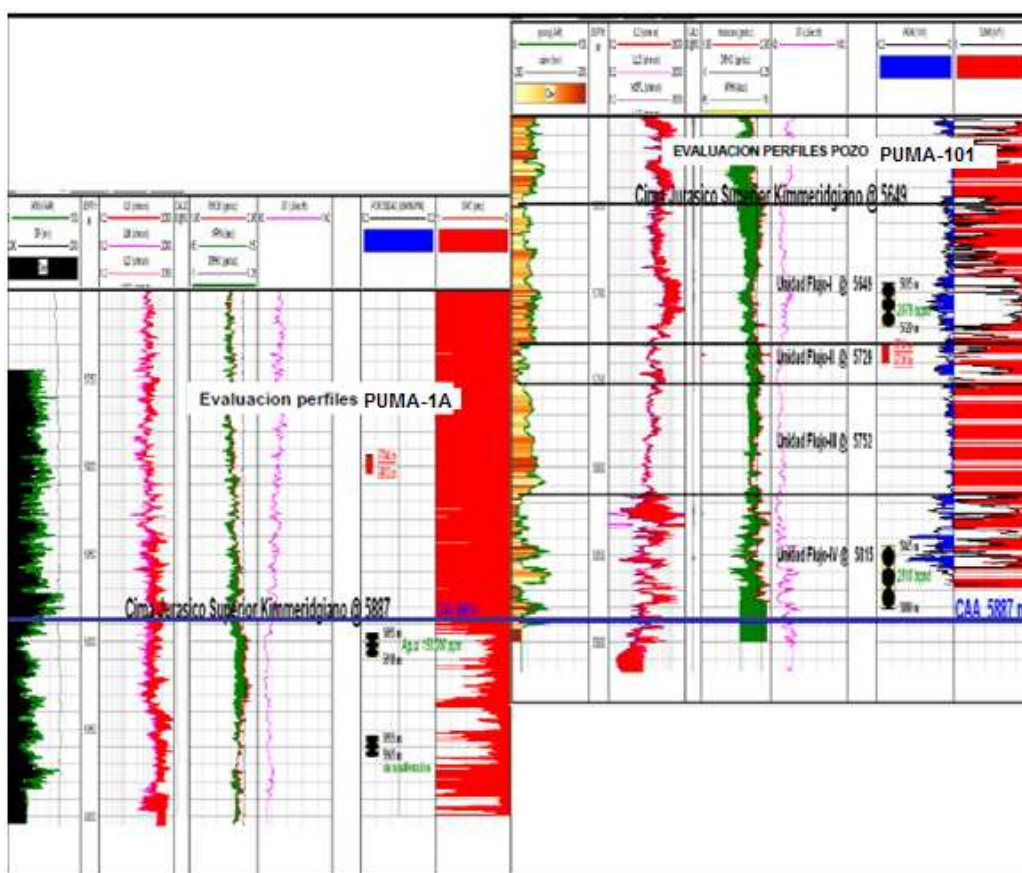


Figura B.17 - Comparación interpretación de perfiles, entre pozos Puma-1A y Puma-101.

En resumen, las conclusiones más importantes para el yacimiento Jurásico son:

1. Existe la posibilidad, que la prueba del pozo Puma-1A no sea representativa y esto puede representar 100 m de espesor de reserva probable, que se le puede agregar a la unidad de flujo I en el campo.
2. La unidad de flujo III, separa en el pozo Puma-101 las unidades I y II de la IV. Si esta condición es extensible a todo el campo, deben tratarse las dos unidades como yacimientos diferentes e inclusive, pensar en contactos de agua diferentes.
3. La porosidad del yacimiento es muy baja, los intervalos productores tiene un promedio de 5% con algunos picos de hasta 9%.

Para una caracterización adecuada del yacimiento Jurásico del campo PUMA se debería generar un plan de adquisición integrado de información con su respectiva evaluación, que involucre núcleos, presiones y perfiles para dilucidar las dos incógnitas principales planteadas anteriormente.

---

## MÉTRICA DEL CAMPO

### MÉTRICA DEL YACIMIENTO

El objetivo de esta sección, es presentar los resultados de la métrica de yacimiento asociada al pozo Puma-22, la cual forma parte de la metodología de Planeación Integral de la Perforación y Mantenimiento de Pozos desarrollada con la finalidad de identificar los riesgos asociados a la perforación, en lo que respecta a las características del yacimiento.

La métrica de yacimientos, contempla básicamente dos fases. La primera, consiste en identificar el nivel de conocimiento que se tiene del yacimiento (Índice de Calidad de Definición del Yacimiento, ICADY), el cual es una medida de la calidad de la información disponible para la caracterización del yacimiento, el nivel de procesamiento de esta información y las restricciones existentes al inicio del proyecto. Al final, el objetivo de este índice es identificar el nivel de conocimiento del yacimiento-pozo y las restricciones que aplican en el desarrollo, de las actividades de perforación; es decir, que información se ha capturado y el nivel de procesamiento que tiene la misma. Además, considera las diversas restricciones asociadas al desarrollo del proyecto. La segunda fase, consiste en identificar el nivel de complejidad de yacimiento (Índice de complejidad del yacimiento, ICODY), es decir, identificar que tan complejo es el yacimiento desde el punto de vista estático y conocer como interactúa esta complejidad estática, con el esquema de desarrollo seleccionado y el mecanismo de producción que opera en el yacimiento, especialmente en las cercanías del pozo a perforar.

El Índice de Complejidad Estática (ICEY) es una medida de la complejidad del yacimiento y considera la contribución de los siguientes parámetros, sobre la complejidad total del sistema:

- Complejidad Estructural
- Complejidad Estratigráfica
- Complejidad de Calidad de Roca
- Complejidad dada por los Fluidos de formación
- Energía del Yacimiento

Por otra parte, el Índice de Complejidad Dinámica (ICODI) es una medida de cómo el esquema de desarrollo seleccionado y el método de recuperación, interactúan con la complejidad estática del yacimiento.

### ÍNDICE DE CALIDAD DE DEFINICIÓN DEL YACIMIENTO:

La métrica del Índice de Calidad de Definición (ICADY) del yacimiento, está compuesta por tres matrices:

- Información/Datos, al inicio del proyecto.
- Tareas al inicio del proyecto: interpretación sísmica, mapas geológicos, caracterización de los fluidos y de la roca, simulación y esquemas de explotación.
- Restricciones al inicio del proyecto: regulación ambiental, término de licencias, restricciones de operación, etc.

### Información/Datos, al inicio del proyecto.

Los resultados de la métrica de Información/Datos, al inicio del proyecto, se muestran en la Figura C.1



Figura C.1. Información al Inicio del Proyecto.

#### - Sísmica 2D/3D

La información sísmica, se considera que está en un estado Preliminar (2), ya que la misma presenta problemas inherentes a limitaciones del método sísmico, causadas por la complejidad geológica del área representada por cambios

#### - Registros

En el Campo PUMA existen tres pozos y todos tienen un conjunto de registros geofísicos bastante completos. Sin embargo, las evaluaciones son muy básicas.

#### - Núcleos

La información de núcleos, se considera como primaria. Los núcleos tomados en el área, no son representativos del yacimiento y tienen solo mediciones básicas.

### - **Propiedades de los fluidos**

Se dispone de un análisis PVT a nivel de la formación JSK sin la calidad que se requiere, por lo que, se utilizó el PVT de un campo análogo cercano.

### - **Aforos/Pruebas de Presiones**

Se dispone de una prueba de presión analizada y aforos de la prueba de producción inicial del pozo.

### - **Presiones/RFT/MDT/PLT**

Hasta la fecha de elaboración de este estudio (Abril 2005) no se habían tomado RFT o MDT

### - **Historia de Producción/Análogos**

El campo no se ha explotado, por lo que no existe historia de producción y de presiones en este yacimiento, para realizar un modelo conceptual que establezca el comportamiento de producción y presión futuro del campo.

## **Tareas al inicio del proyecto.**

### - **Modelo Estructural**

El nivel de tareas para la definición del modelo estructural se encuentra en estado Primario (3). Se tienen definidas las fallas principales en sísmica y correlacionadas con los pozos. Se ha definido un modelo de velocidades.

Fueron migrados los datos en profundidad y definido el mapa sísmico estructural, controlado con pozos que tienen datos de velocidad. Se requiere complementar el modelo estructural con un modelo de fracturas, a nivel Cretácico.

### - **Modelo sedimentológico-estratigráfico (2)**

El nivel de tareas para la definición del modelo sedimentológico-estratigráfico, se encuentra en estado Preliminar (2) ya que se han definido los ambientes sedimentarios, se ha definido el modelo diagenético, se han elaborado mapas de electrofacies y se han integrado los atributos sísmicos.

### - **Propiedades de las rocas**

El modelo de propiedades de la roca se ubica en el nivel 4 ya que la cantidad de datos actuales no es suficiente para la definición adecuada de las propiedades de la roca. Se debe preparar un

plan de adquisición de datos convencionales y especiales de núcleos para definir los tipos de rocas, variabilidad, distribución y correlación con otras variables del yacimiento.

### - **Modelo Geomecánico**

El modelo geomecánico se ubica en el nivel 4 ya que no existe la información suficiente para su definición. En los pozos del área se deben adquirir perfiles de imágenes y sínicos dipolares. Con estos datos, por las pequeñas dimensiones del campo, se definirán las mecanofacies existentes y se obtendrá su correlación con los tipos de roca y otras variables del yacimiento.

### - **Modelo Geológico Integrado**

Se ubica en nivel 4 ya que existen modelos individuales que todavía no han concluido.

### - **Plan de perforación**

Existe un plan de perforación de pozos para el Campo PUMA en el yacimiento JSK. Sin embargo solo han sido identificados riesgos someros asociados con la perforación y características del yacimiento-pozo, razón por la cual se le asignó la clasificación de primaria.

En el mapa estructural de la figura 5.2 se muestran los pozos a perforar, cuatro en el área de reservas probadas y dos en el área de reservas probables, uno de ellos el Puma-DL1, en perforación. De los análisis realizados, se determinó que se requiere una optimización del número de pozos a perforar, si se considera el nivel de incertidumbre de las reservas a drenar, con el plan de explotación diseñado.

### - **Análisis de fluidos y caracterización.**

La caracterización de fluidos, alcanzó una clasificación de primaria por no contar con un análisis PVT representativo. Se tomaron dos PVT, pero ambos presentan serias incertidumbres técnicas, en cuanto a la representatividad del fluido, por esta razón se utilizó el PVT de un campo análogo cercano a este yacimiento. Se recomienda, tomar un nuevo PVT en el pozo Puma-42 que permita actualizar los estudios existentes, con las características reales de los fluidos del yacimiento.

### - **Bases para el esquema de explotación del yacimiento.**

Las bases para el esquema de desarrollo del campo han definido solamente un espaciamiento genérico de los pozos en desarrollo, y se han identificado solamente riesgos someros en la perforación de los pozos. En el esquema de desarrollo se debe plantear el diseño de la perforación, el tipo de terminación y la integración con las instalaciones de superficie. Clasificación (3) primaria.

### - **Definición del mecanismo de empuje.**

Por las características del fluido, nos encontramos en presencia de un yacimiento bajosaturado, siendo principalmente la energía de los fluidos su mecanismo de producción en la etapa inicial del yacimiento. Se desconoce la actividad del acuífero asociado al yacimiento, por lo que la clasificación asignada es preliminar (3).

### - **Definición de compartimientos**

No se tiene una clara definición de los compartimientos principales. Los límites y los contactos de los fluidos serán evaluados, con la información que aporte la perforación del Puma-DL1. Clasificación (4).

### - **Registros de predicción de producción y reservas**

Los pronósticos de producción fueron generados a través de cálculos básicos de curvas de declinación y análisis nodal. Sin embargo, se utilizaron muchos datos análogos y asumidos para obtener los resultados de producción. En cuanto a las reservas, evaluaciones recientes indican serias inconsistencias en el cálculo y en las características petrofísicas. Se requiere con urgencia un estudio de validación de reservas incorporando información nueva, generada por la perforación de los pozos Puma-DL1 y el Puma-42. Clasificación (4) Selección.

### - **Análisis de riesgo e incertidumbre**

No se dispone de un análisis de riesgo formal. Clasificación (4).

## **Restricciones**

Las restricciones encontradas se relacionan con el grado de integración del equipo de trabajo encargado de generar y desarrollar la propuesta de perforación del pozo, así como aspectos relacionados con los contratos establecidos con las compañías de servicio.

## **ÍNDICE DE COMPLEJIDAD ESTÁTICA DEL YACIMIENTO (ICEY)**

La complejidad estática del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano para la localización Puma-22, está dominada básicamente por la complejidad estructural, la calidad de la roca y la complejidad estratigráfica, como muestra la figura C.2.

La complejidad estructural, presenta fallas penetrantes. Dos orientaciones dominantes; algunas fallas exhibiendo saltos de tipo gravitacional, inversa o de rumbo deslizante. Los saltos de las fallas son 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.

La complejidad estratigráfica, presenta dos a tres intervalos del yacimiento superpuestos sin comunicación de presión y contactos de fluido diferentes. Desde el punto de vista de la continuidad lateral y vertical, se interpretan barreras continuas que pueden causar compartimentalización del yacimiento, en diferentes unidades de flujo.

La complejidad de los fluidos del yacimiento, es baja (4). Sin embargo por no contar con un análisis PVT, representativo del área, se toma por analogía las características de un aceite, correspondiente a un campo vecino. Este aceite es bajosaturado y presenta bajo contenido de H<sub>2</sub>S. Se requiere con urgencia, tomar un PVT de este aceite, en el pozo Puma-DL1 o en el Puma-42.

En lo referente a la energía del yacimiento, se consideró un yacimiento bajosaturado. Por lo tanto, el mecanismo de producción predominante de este yacimiento, es por expansión del fluido. Sin embargo, existe un acuífero que aún no ha mostrado su impacto en el comportamiento futuro de producción y presión del yacimiento.

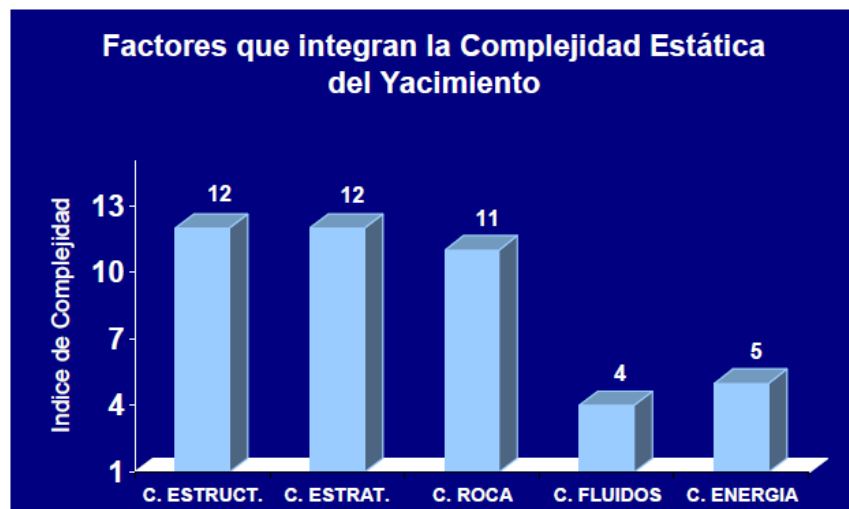


Figura C.2. Factores que integran la Complejidad Estática del Yacimiento

### ÍNDICE DE COMPLEJIDAD DEL YACIMIENTO (ICOY)

El resultado de la métrica muestra un Índice de Complejidad del Yacimiento de 22.3, que de acuerdo a la escala de clasificación resulta medianamente complejo. Este índice resulta de la sumatoria del índice de complejidad estática (ICEY= 2.5) y dinámica del yacimiento (ICODY= 22.3).



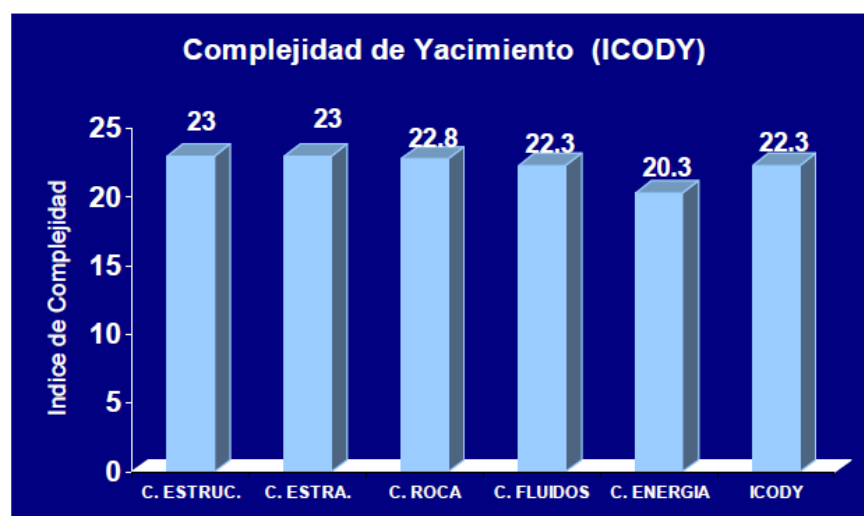


Figura C.3. Índice de Complejidad de Yacimiento (ICODY)

## RESULTADOS DE LA MÉTRICA DE YACIMIENTOS.

Tabla C.1 Resumen de resultados de Métrica de Yacimiento, para el pozo Puma-22

Índice		Rango	Valor
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5	2.5
Índice Complejidad Yacimiento	ICODY	8 al 40	22.3
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4	2.7

### En conclusión

El yacimiento JSK del campo PUMA, relacionado con el pozo PUMA-22, se clasifica como medianamente compleja y con un Índice de Calidad de Definición de Yacimiento de 2.7 como se muestra en la figura C.3, ubicándolo en un nivel de riesgo muy alto por el grado de definición del yacimiento de acuerdo con los niveles clase mundial utilizados. En cuanto a la volumetría, las incertidumbres con respecto a las reservas y a la nueva información generada por la perforación del Puma-DL1 disminuyen la oportunidad de éxito de este pozo. **Se recomienda:** a) Establecer un nuevo esquema de explotación, basado en la perforación de dos pozos, el Puma-42 y el Puma-22, para drenar las reservas cuantificadas en este ejercicio y b) Desfasar la perforación del Puma-62 y del 21, dependiendo de los resultados de los pozos perforados.

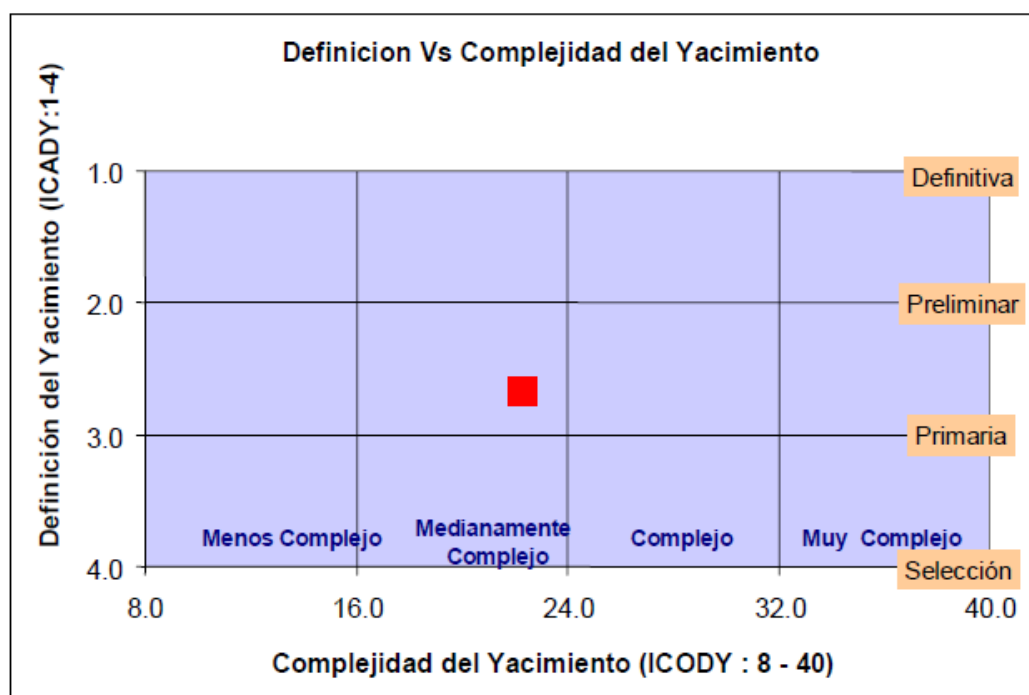


Figura C.4. Resultados Métrica de Yacimientos, pozo PUMA-22

### MÉTRICAS DE POZO

Para identificar los riesgos asociados a la perforación del pozo Puma-22, se utilizó la matriz VCD, que mide el nivel de definición de las tareas requeridas para elaborar el programa de perforación (Índice de Calidad de Definición de Pozos-ICADP) y otra, que mide el nivel de complejidad del proceso de perforación del pozo (Índice de Complejidad de Pozos-ICODP), la relación de estos factores de definición y complejidad cuantifican el riesgo, lo cual forma parte de la metodología de Planeación Integral de Perforación y Mantenimiento de pozos.

Los resultados de estas métricas de perforación, ubican la Definición en el rango entre Primaria y Preliminar (ICADP-2.4) y el Índice de Complejidad de Pozo, en Medianamente Complejo (ICODP-1.9).

Tabla C.2 ICADP e ICODP

INDICE	RANGO	VALOR
ICADP (Índice de Calidad de Definición de Pozos)	1 – 4	2.4
ICODP (Índice de Complejidad de Pozos)	0 – 6	1.9

### **Índice de Calidad de Definición del Pozo (ICADP).**

La referencia clase mundial establece que un Índice de Calidad de Definición de Pozo, igual o menor a dos, tendrá un menor riesgo en la perforación. En este caso se tiene un valor de **2.4**, que lo ubica por encima de este límite, lo cual es un indicativo que estamos ante una perforación con un nivel de riesgo Mediano- Alto.

La puntuación esta influenciada principalmente, por las tareas que se deben mejorar en los factores de:

- Definición de Pozo/Datos de los Pozos de Correlación. La geomecánica regional no se conoce y tampoco se cuenta con un análisis de los núcleos para determinar la dirección y magnitud de los esfuerzos máximos. Estos factores son importantes para optimizar la trayectoria del pozo y reducir los problemas de inestabilidad mecánica del agujero.
- Interfase con Operaciones. El otro aspecto importante que influye en los resultados, es la falta de conformación de equipo AI-UPMP, el cual es un factor de gran impacto para apoyar las etapas de planeación, elaboración y ejecución de los programas de perforación.
- Acuerdos Comerciales (Convenios, Contratos). Solamente se tienen los acuerdos principales terminados, lo que influye en la contratación de los otros acuerdos comerciales, según la calidad exigida en el programa de perforación.

### **Índice de Complejidad de Pozos- (ICODP)**

Este índice, se ubica en el rango de Medianamente Complejo. Sin embargo, la complejidad del pozo se debe considerar mayor, ya que se tienen unos factores evaluados en sus valores de máxima complejidad o cercana al máximo y que tienen un impacto importante, en la perforación del pozo.

En la gráfica de la figura C.5 se observa, que los factores que mayormente están influyendo el ICODP-1.9, están relacionados con el riesgo de la perforación, interfase con el yacimiento, geometría de agujero y regulaciones ambientales

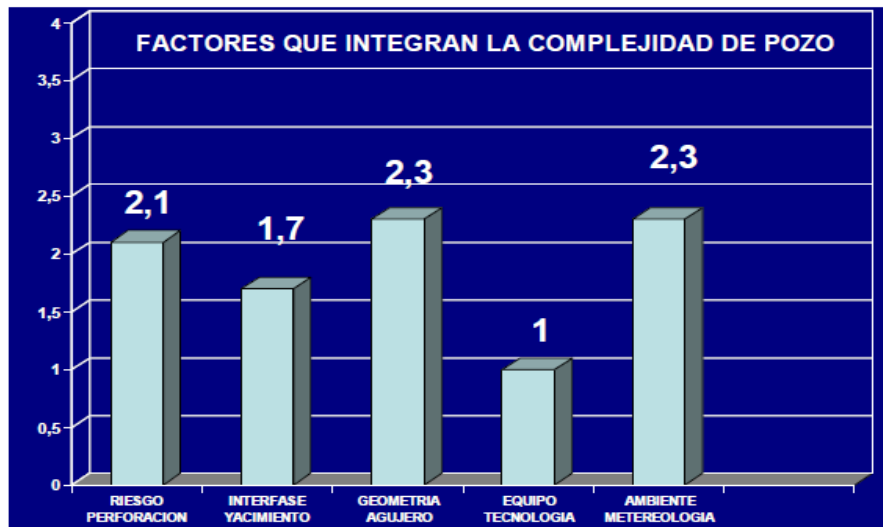


Figura C.5. Factores que integran la complejidad del pozo.

- **Riesgo de la Perforación (2,1).** Este factor esta influenciado por:
  - Esfuerzos Tectónicos: Se desconocen con exactitud las profundidades de aparición de las zonas de sobrepresiones en la trayectoria del pozo, la magnitud y dirección del esfuerzo máximo. Existen dos (2) regímenes de esfuerzos, a nivel del Cenozoico y Mesozoico, que causan problemas de inestabilidad del agujero y la presencia anormal de altas presiones de poro.
  - Fracturas Naturales, Fallas y Zona de Baja Presión: En el pozo de correlación PUMA-101 existen cuerpos arenosos en el Reciente Pleistoceno y en el Terciario, donde ocurrieron problemas de pérdida de circulación. En este pozo podrían presentarse los mismos problemas
  - Geología/Tipo de Roca de formación: Por correlación de los pozos PUMA-101 y PUMA-1A, se espera penetrar durante la perforación de esta localización en la edad Reciente-Pleistoceno, una secuencia arcillo arenosa mal compactada. Desde el Mioceno hasta el Paleoceno, lutitas calcáreas plásticas, que conforman una posible zona de alta presión, visualizada en la sísmica. En el Cretácico, rocas carbonáticas (Mudstone-wackestone) fracturadas con posible presencia esporádica de pedernal. En el Jurásico Superior Tithoniano, cuerpos de lutita calcárea con intercalaciones de mudstone-wackestone y en el Yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, rocas carbonáticas dolomíticas con porosidad secundaria en fracturas y cavidades de disolución; alternancia de lutita bentonítica, ligeramente calcárea, con delgados horizontes de mudstone wackestone. Estas características geológicas hacen más compleja la selección de la barrena adecuada para perforar.

### - **Interface con el Yacimiento (1.7):**

Este factor está influenciado por el alto número de componentes de la terminación. Se estima que se utilizarán al menos nueve componentes que incluyen: el empacador, sellos, nipples (tipo R y XN), camisa de circulación, válvula tormenta, etc. y por el requerimiento de estimulación del pozo mediante un fracturamiento hidráulico, que requiere una mayor logística e incrementa la complejidad del pozo.

### - **Geometría del Agujero (2.3):**

#### - Fases de ejecución-Profundidad de Trabajo:

La profundidad de inicio de la desviación se encuentra en el intervalo 4000-5500 m, evaluación que representa casi el máximo de complejidad por lo profundo de este punto, donde cualquier control direccional es más difícil para la orientación de las herramientas hacia la dirección e inclinación planeada.

#### - Profundidad programada:

La profundidad programada del pozo es de 6284 m, lo que incrementa el grado de complejidad.

#### - Tolerancia entre Diámetros de Agujero y TR:

Se presentan dos ocurrencias de baja tolerancia (menor a 1") entre el diámetro del agujero y las tuberías de revestimiento de 7 5/8" y 5 1/2", que aumentan la complejidad del pozo por los riesgos de pérdida de circulación durante la bajada y cementación de las TR.

#### - El Factor Ambiente (2,3):

Las regulaciones ambientales establecen no descargar desechos al ambiente. Lo que implica una buena planeación y apoyo logístico para evitar retrasos en la perforación.

## **Resultados ICADP vs. ICODP**

En base a los resultados del Índice de Calidad de Definición de Pozo (ICADP- 2.4) y del Índice de Complejidad de Pozo (ICODP-1.9), influenciado por los factores evaluados cerca de su máxima complejidad, podemos concluir que se tiene una perforación con un nivel de riesgo Mediano-Alto (figura C.6).

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, las acciones deben estar dirigidas a mejorar el Índice de Calidad de Definición del Pozo, con la finalidad de disminuir la incertidumbre en la calidad de la información necesaria para el diseño y planificación del pozo, así como un control de las variables que incrementan la complejidad del pozo, problemas de pérdida de circulación, brotes de gas, fricción, tectónica y fracturamiento hidráulico del pozo.

Adicionalmente se deben planificar estudios de geomecánica para determinar los esfuerzos existentes en las formaciones y con esto, optimizar las trayectorias de los pozos futuros y reducir

los problemas asociados a la inestabilidad mecánica del agujero. Cabe destacar que cualquier actividad planificada debe estar alineada con una buena logística, para evitar tiempos de espera en la perforación.

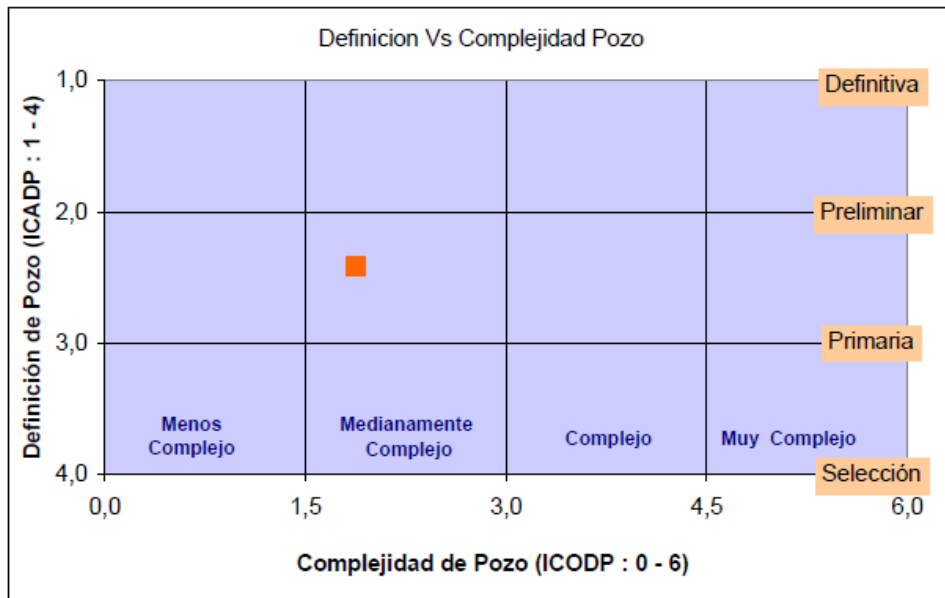


Figura C.6 Definición vs Complejidad del Pozo

## DEFINICIÓN DE LA PERFORACIÓN POZO PUMA 22

### Nombre del pozo

Nombre:	PUMA	Número:	22	Letra:		No. de conductor	2
Clasificación:	MARINO DE DESARROLLO						
Elemento PEP		Fondo		Centro Gestor			
Plataforma:	PUMA A		Equipo	PRIDE NEBRASKA			

### Ubicación

Estado:	TABASCO	Municipio:	PARAISO
Aguas territoriales referenciadas a una localidad terrestre conocida	DOS BOCAS		

### Pozos Marinos

Tirante de agua (m):	23	
Altura de la mesa rotaria (m):	30	
Coordenadas UTM conductor:	X= 560,857.24	Y= 2,090,997.42
Coordenadas geográficas del conductor:		

### Plano de Ubicación Geográfica

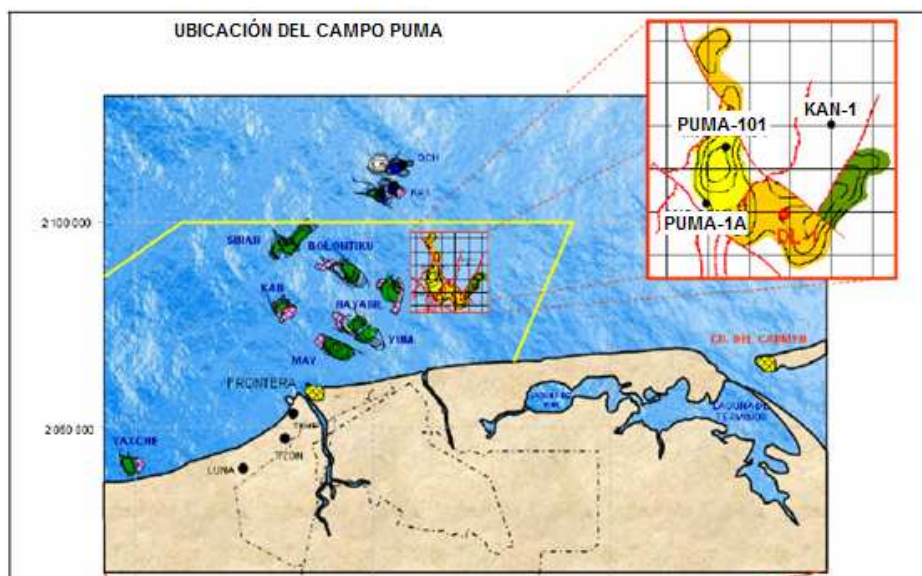


Figura D.1 - Plano de ubicación geográfica del campo PUMA

### Ubicación del Pozo en Superficie

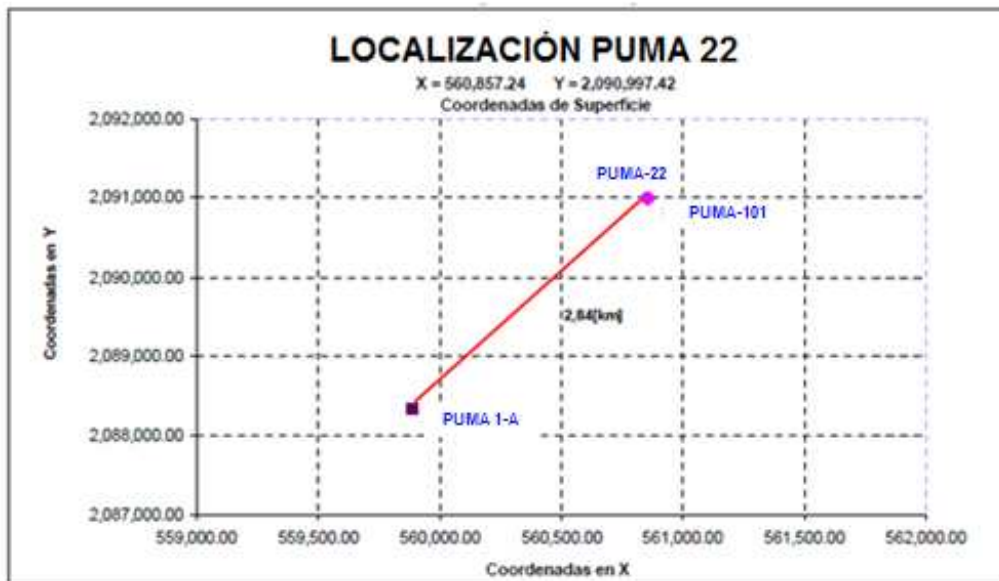


Figura D.2 - Localización del pozo PUMA-22 en superficie

### Objetivo

Perforar un pozo inclinado, tipo tangencial con un ángulo máximo de  $39.8^\circ$  y  $222^\circ$  de azimut, a fin de obtener producción comercial de hidrocarburos en las rocas carbonatadas del Jurásico Superior del Kimmeridgiano (JSK), productoras en el Campo PUMA.

### Profundidad Programada

Profundidad y coordenadas del objetivo

Objetivo	Prof. Vertical (m.b.m.r)	Prof. Des. (m.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimuth ( $^\circ$ )	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
JSK	5701	5986	881.5	221.77	560,270.0	2,090,340.0

Profundidad total Programada

	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r.)
	5930	6284



## INFORMACIÓN ESTIMADA DEL YACIMIENTO

Características de la formación (Pozo de Correlación PUMA-101).

No.	Intervalo (m.d.b.m.r.)	Formación	Litología (%)	Arcilla (%)	Porosidad (%)	Sw (%)	Perm. (md)	Observaciones
1	5985-6284	JURASICO	Dolomia (98)	2	1 a 6	20 a 60	0.001-2.5	----

Fluidos esperados (Pozo de Correlación PUMA-101).

Intervalo (m.d.b.m.r.)	Tipo de Hidrocarburo	Gastos			Cont. H <sub>2</sub> S (%Mol)	Cont. CO <sub>2</sub> (%Mol)	Presión Fondo (psi)	Presión TP (psi)	Temp. Fondo (°C)
		Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Agua (bpd)					
5986-6284	Crudo Ligero	4,948 *	5.44 *	0,0	----	2.01	13,890 @ 5,833 mvbmr	4,168*	167

### Sistema de Explotación.

El pozo será producido, en flujo natural.

### Requerimientos de la TR y del aparejo de producción.

La última tubería de revestimiento, será de 5 1/2".

El aparejo de producción que se requiere para la terminación del pozo será de 4 1/2", con empacador permanente colocado a +/- 5 m, encima de la BL de 7 5/8"; con accesorios en la terminación, tales como: niples de asentamientos, camisa de circulación, coples de flujo y una válvula de tormenta del mismo diámetro interno del aparejo de producción, con mecanismo para la apertura y cierre, que pueda cambiarse con el equipo de línea de acero. El método de diseño para el aparejo es el de cargas máximas, considerando esfuerzos triaxiales.

### GEPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Perfil de geopresiones y asentamientos de TR (ver figura D.3), en base a la información del pozo PUMA-101 y PUMA-DL1.

El comportamiento de geopresiones en el área cercana al pozo PUMA-22, es homogénea. Para la determinación de la ventana operacional del lodo, aplicable al pozo PUMA-22, se correlacionaron las curvas de Presión de Poro y Gradiente de Fractura con los problemas operacionales del pozo PUMA-101, debido a que el pozo PUMA-22 sale de la misma plataforma.

## Definición de la Perforación

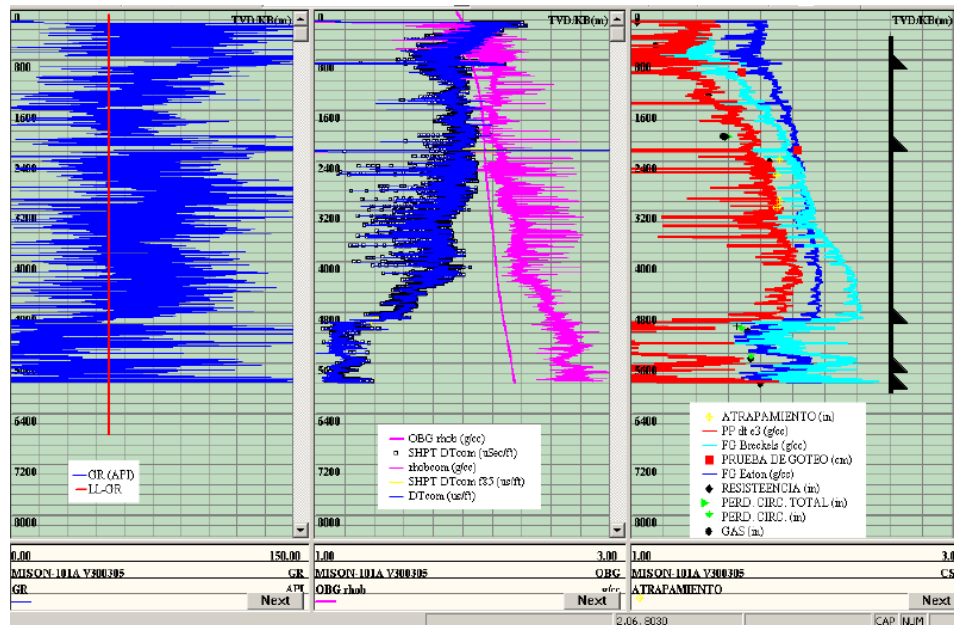


Figura D.3 - Perfil de geopresiones y asentamientos de TR

Se dispone de registro sísmico desde 200 m. hasta 6000 m, en el pozo PUMA-101.

En el pozo Puma-101, se realizó el análisis de Presión de Poro y Gradiente de Fractura hasta 4935 mdbmr, en las zonas de lutitas. Por debajo de esta profundidad, la litología está compuesta principalmente por calizas y dolomías, sobre las cuales no se puede realizar un análisis de geopresiones utilizando registros geofísicos.

Los resultados de este análisis, fueron utilizados para el diseño de asentamiento de las TR del pozo Puma-22. Las observaciones más importantes generales que se derivan, son:

- Desde la superficie hasta el KOP (4100 mdbmr) las condiciones de geopresiones deben ser idénticas, debido a la cercanía entre los pozos;
- Desde el KOP hasta la cima del Cretácico (4935 mdbmr) existe un nivel de incertidumbre en la ventana operacional del peso del lodo, a medida que se aleja del pozo Mison-101, por dos motivos fundamentales: 1) Inclinación del agujero y 2) no hay pozos perforados en ese sector del yacimiento, que sirvan de control. Sin embargo no se esperan cambios significativos en el régimen vertical de geopresiones, que afecten al diseño del pozo.
- Desde la cima del Cretácico (4935 mdbmr) hasta la profundidad final del pozo, la incertidumbre incrementa aun mas debido a que, adicionalmente a lo anterior, se suma que el pozo está en un área del yacimiento sin perforación. Por lo tanto se desconocen parámetros de importancia tales como: densidad y distribución de fracturas, presiones, etc.

**ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO ETAPA DE PERFORACIÓN.**  
**Estado Mecánico Gráfico**

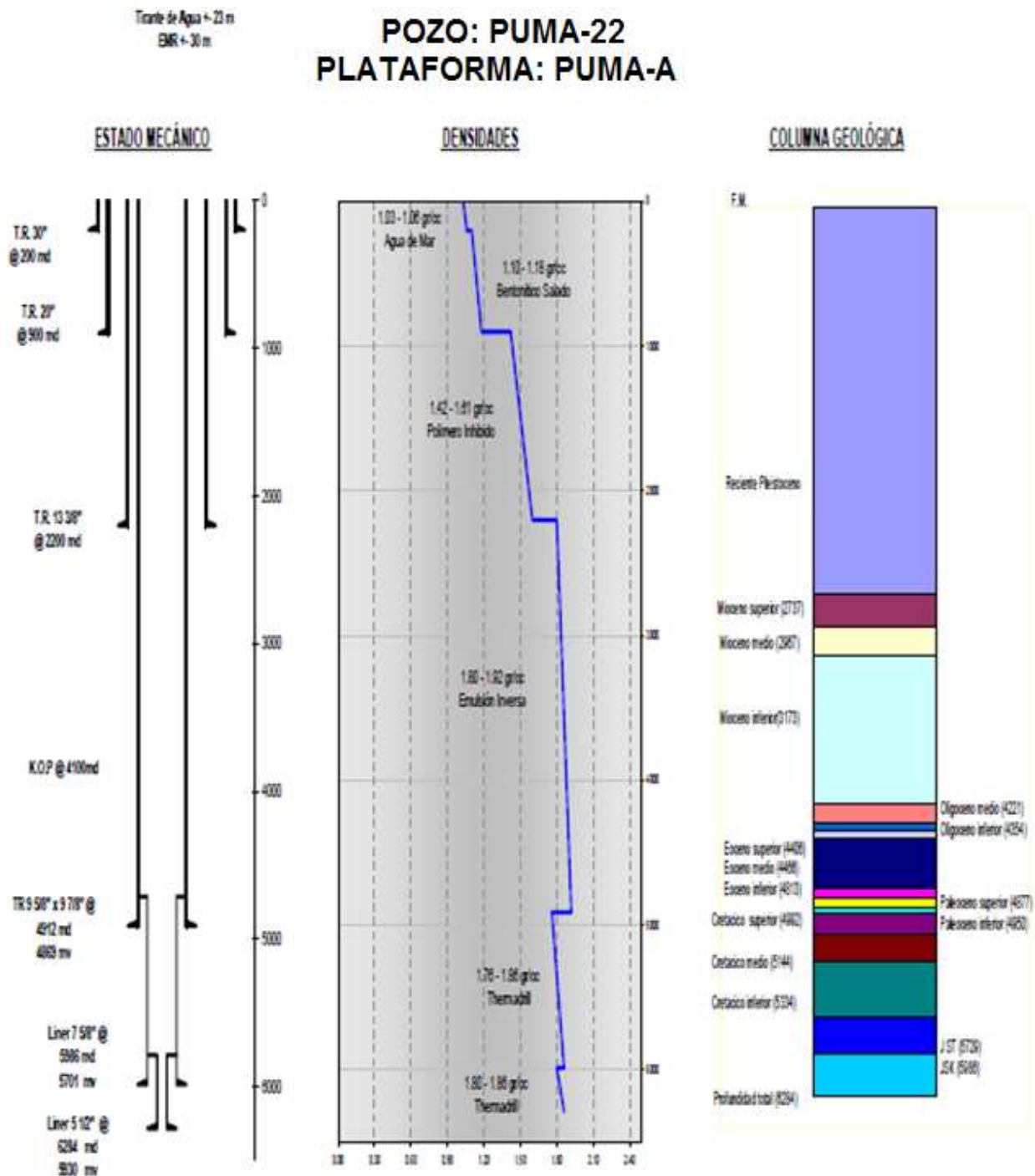


Figura 5.40. Estado mecánico programado del pozo PUMA-22

## Definición de la Perforación

### Objetivo de Cada Etapa

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Diámetro TR (pg)	Objetivo
1	36	200	200	30	Tubería Conductor
2	26	900	900	20	Superficial
3	17 ½	2200	2200	13 3/8	Intermedia
4	12 ¼	4869	4912	9 5/8 x 9 7/8	Aislar zona de alta presión
5	8 ½	5701	5986	7 5/8	Cima del Objetivo (JSK)
6	6 ½	5930	6284	5 ½	Profundidad Final

### Problemática que puede presentarse durante la perforación

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Problemática	Alternativas de Solución
1	36	200	200	-	-
2	26	900	900	Gasificaciones. Atrapamiento de la T.R. a +/- 760 m.	Perforar con alto gasto, con la densidad adecuada y monitorear el pozo continuamente. Uso de obturantes en el lodo. Perforar bombeando baches viscosos.
3	17 1/2	2200	2200	Gasificaciones con pérdidas de circulación. Identificar zona de transición.	Incremento del peso del lodo, según tren de presiones de poro. Registro continuo de hidrocarburos, geopresiones y parámetros de perforación.
4	12 1/4	4869	4912	Gasificaciones y resistencias. Identificación del Paleoceno Superior.	Perforar con la densidad adecuada y monitorear la salinidad del lodo, de emulsión inversa. Registro continuo de hidrocarburos, geopresiones y parámetros de perforación. Geólogo operacional en sitio.
5	8 1/2	5701	5986	Presencia de gas. Pérdida de circulación	Perforar con la densidad adecuada. Material obturante. Registro continuo de hidrocarburos, geopresiones y parámetros de perforación.
6	6 1/2	5930	6284	Presencia de gas.	Perforar con la densidad adecuada. Compensar con la densidad equivalente de circulación, durante los viajes de tubería. Registro continuo de hidrocarburos, geopresiones y parámetros de perforación.

## Nomenclatura y Simbología

$\Phi$	Porosidad
$\Phi_a$	Porosidad absoluta.
$\gamma_o$	Densidad relativa del aceite
$^{\circ}API$	Grados API
$\mu_o$	Viscosidad del aceite

### A

A.I.	Activo Integral
API	Instituto Americano del Petroleo (American Petroleum Institute)

### B

$B_o$	Factor de volumen de formación del aceite
bpce	Barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	Barriles por día

### C

CICE	Efectividad de Costo de la Industria de la Construcción
CII	Instituto de la Industria de la Construcción

### D

DSD	Documento de Soporte de Decisión
-----	----------------------------------

### E

E.A.	Espacio Anular
------	----------------

EF Eficiencia de Flujo

### **F**

*f* Fluido (aceite, gas o agua)

FEL Front End Loading

### **I**

IPA Independent Project Analysis

IMP Instituto Mexicano del Petróleo

### **J**

J Índice de Productividad

JSK Jurásico Superior Kimmeridgiano

### **K**

$K_o$  Permeabilidad efectiva al aceite

$K_g$  Permeabilidad efectiva al gas

$K_w$  Permeabilidad efectiva al agua

### **M**

mbnm metros bajo nivel del mar

mvpn metros verticales bajo nivel del mar

mvmr Metros verticales bajo mesa rotaria

### **P**

$P_c$	Presión Capilar
PVT.....	presión, volumen, temperatura
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo
$P_{ws}$	Presión de fondo estática
ppm	Partes por millón
PT	Profundidad Total

### **R**

$R_s$	Relación Gas Disuelto-Aceite
$RGA$	Relación Gas-Aceite instantánea
$R$	Relación Gas-Aceite instantánea

### **S**

$S_f$	Saturación de Fluido.
$S_i$	Saturación inicial
$S_c$	Saturación crítica
SIP	Sistema Integral de Producción
s	Factor de daño

### **T**

T.R.	Tubería de revestimiento
T.P.	Tubería de Producción

### **V**

VCD	Visualización, Conceptualización y Definición
VPN	Valor Presente Neto
$V_p$	Volumen total de poros.
$V_s$	Volumen de sólidos.
$V_{pc}$	Volumen de poros comunicados.
$V_{pnc}$	Volumen de poros no comunicados.
$V_r$	Volumen de roca.
$V_f$	Volumen de Fluido.
$V_p$	Volumen de poros.
$V_f@c. y.$	Volumen de fluido a condiciones de yacimiento
$V_p@c. y.$	Volumen de poros a condiciones de yacimiento



### Capítulo 1

1. Craft, B.C. and HAWKINS, M.F. Jr. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice Hall Inc. York (1959).
2. McCain, Jr. William D. "The Properties of Petroleum Fluids". The Petroleum Company, 1978
3. Rodríguez N. Rafael, "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M.
4. Garicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis. "Apuntes de Comportamiento de yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 1987
5. L. Don Leet, Sheldon Judson: "Physical Geology". Ed. New Cork, Prentice-Hall, 1954.
6. Gutiérrez M. Jesús, "Explotación de Reservas Bajo Condiciones de Marginalidad". Tesis de Licenciatura Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1987.
7. Gian Luigi Chierici: "Principles of Petroleum Reservoir Engineering". New York, Ed. Springer-Verlag, 1995.
8. Kennet K. Landes, "Geología del Petróleo". Ediciones Omega, S. A., 1977.
9. María Elena Cuautli Hernández, "Propiedades de los Fluidos Petroleros Y Aplicaciones". Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M.
10. Albarran Castillo Edgar Jesús: "Determinación de la permeabilidad con base en datos de registros geofísicos de pozos". Tesis de Licenciatura, UNAM, México, 2001.
11. María R. Islas Castelán, "Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos". Tesis de Licenciatura, UNAM, México, 2006.

### Capítulo 2

12. NAVARRETE, Pablo F. Planning, Estimating and Control of Chemical Construction Projects. Marcel Dekker, United States of America, 1995.
13. The Construction Industry Institute (CII), August 1993

14. The Construction Industry Institute (CII, 2006)  
<http://www.construction-institute.org/scriptcontent/Index.cfm>  
<http://www.construction-institute.org/scriptcontent/aboutcii.cfm?section= aboutcii> (28 abril, 2006)
15. PORTER Jim, 2004  
<http://www.CIIconstructioninstitute.org/scriptcontent/ac2005slides/porter.ppt> (29 abril, 2005)
16. The Construction Industry Institute (CII,2001)  
<http://rebar.ecn.purdue.edu/ciiweb/CIIintroduction.asp> (28 abril, 2006)
17. Stephen R. Thomas, Jonathan R. Sylvie, Candance L. Macken. Best Practices for Project Security  
<http://www.bfrl.nist.gov/oae/publications/gcrs/04865.pdf>  
(29 abril, 2006)
18. Flores Alonso Claudia. Tesis Profesional “Definición Inicial del Proyecto (FEL), una mejor práctica par incrementar el desempeño en los proyectos”. UNAM 2006
19. (National academies, 2002) Proceodings of Government/industry Forum: The Owner’s Role in Project Management and pre Project Planning.  
<http://www.nap.edu/catalog/10343.html>  
(29 abril, 2006)  
Copyright © National Academy of Sciences. Permission is granted for this material to be shared for noncommercial purposes, provided that this notice appears on the reproduced materials, the Web address of the online, full authoritative version is retained, and copies are not altered.
20. WILLING Alex, November 2005, Front End Loading and Project Delivery. Newsletter, issue 2.  
[http://www.skmconsulting.com/NR/rdonlyres/F093F33B-B100-456F-84ABF0E86EAC61E5/0/RS2\\_frontendloading.pdf](http://www.skmconsulting.com/NR/rdonlyres/F093F33B-B100-456F-84ABF0E86EAC61E5/0/RS2_frontendloading.pdf) (29 abril, 2006)
21. The Construction Industry Institute, Bureau of research The University of Texas at Austing .Pre-Project Planning: Beginnig Project the right way. Publication 39-1December 1994. CII
22. Pagina WEB IPA  
<http://www.ipaglobal.com/inside%20pages/Conferences/index.htm>  
(29 abril, 2006)
23. Barshop Paul. Best Practice Pays Off. European Chemical News. 22 December 2003-1 January 2004.  
<http://www.ipainstitute.com/home/publications/index.aspx>

24. The Construction Industry Institute. Manual del Pre Project Planning. CII Special publication 39-2 April 1995 Pre-Project Planning Research Team, Austin ,TX.
25. THREE HOUSES CONSULTING LLC. 2003-2005  
[www.3houses.com/home.htm](http://www.3houses.com/home.htm)  
(5 Enero, 2006)
26. Boyd Paulson, Diseño para reducir costos en la construcción
27. Guía VCD Pemex Exploración y Producción y Presentación “Curso de FEL” de Pemex Exploración y Producción

### Capítulo 3

28. García Tovar Sahel Antonio, Silva Galicia Marco Antonio, Tesis Profesional “El uso de la Tubería Flexible en el área de perforación y terminación de pozos”, UNAM, Septiembre de 2007.
29. Hernández Pérez José de Jesús, Tesis Profesional “Apoyo técnico en la implantación de la metodología FEL en proyectos de la Región Sur y en el seguimiento de las estrategias tecnológicas y de productividad de pozos”. UNAM, 2009-05-21.
30. R.F. Krueger, “Advances in well completion and stimulation during JPT’s first quarter century.” SPE-AIME, Union Oil Co. of California.
31. M. Carron, D. Perrin, G. Gaillot., “Well Completion and Servicing: Oil and Gas Field Development Techniques”, Technip Editions. France.
32. Ramírez Sabag, Jetzabeth, “Productividad de Pozos Petroleros”, México, UNAM, Facultad de Ingeniería.
33. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo XI “Terminación y Mantenimiento de Pozos”, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
34. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo V “Tuberías”, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.

35. Murillo Martínez Pedro Vicente, Tesis Profesional. "Procedimientos operativos en la terminación y reparación de pozos petroleros". UNAM. Facultad de Ingeniería. Junio de 2001.
36. González Maya, Lilia Simona. Tesis Profesional "Apuntes de Terminación de Pozos". UNAM. Facultad de Ingeniería. 2005

### Capítulo 4

37. Hydrocarbon Reservoir and Well Performance, T.E.W. Nind. Ed. Chapman and Hall, 1989.
38. Well Performance, Second Edition. Michael Golan/ Curtis H. Whitson. Ed. Prentice Hall. 1991.
39. Productividad de pozos petroleros. Jetzabeth Ramírez Sabag, Lozano, Pérez. Unam, Facultad de Ingeniería, Primera edición 2007.
40. "Análisis de la Productividad de pozos con problemas de Depositación de Asfaltenos en su Vecindad". Yudel de Jesús Juárez López. TESIS. UNAM Facultad de Ingeniería. Enero de 2009.
41. "Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo". Álvarez Raya Rogelio. TESIS, UNAM, Facultad de Ingeniería. 2008.
42. Apuntes de Productividad de Pozos. Ing. Manuel Reyes. Facultad de Ingeniería, semestre 2008-1.
- 43.