



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“FACTIBILIDAD DE PROYECTOS PETROLEROS BASADOS EN
LOS LINEAMIENTOS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE
HIDROCARBUROS.
¿CÓMO DOCUMENTAR UN PROYECTO?”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

RICARDO MEZA CORTÉS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

Noviembre 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente: M.C. ULISES NERI FLORES *Un*
Vocal: MTRO. GASPAR FRANCO HERNANDEZ *G de*
Secretario: ING. LEONARDO MENESES LARIOS *Leonardo Meneses*
1er Suplente: M.C. RHAMID HORTENSIA RODRIGUEZ DE LA TORRE *Rhamid*
2o suplente: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA *Israel*

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: MEZA CORTES RICARDO, registrado con número de cuenta 101001553 - en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 01 de Octubre de 2013.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

FEX-1
ICH



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **MEZA CORTES RICARDO**, registrado con número de cuenta 101001553 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

M.C. ULISES NERI FLORES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 06/10/2013

MTRO. GASPAR FRANCO HERNANDEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 03/10/2013

ING. LEONARDO MENESES LARIOS

FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/10/2013

M.C. RHAMID HORTENSIA
RODRIGUEZ DE LA TORRE

FECHA DE ACEPTACIÓN: 05/10/2013

ING. ISRAEL CÁSTRO HERRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 08/10/2013

FECHA DE EMISIÓN : 03 de Octubre de 2013

FEX-2
KH

Dedicatorias

A mi mamá:

Este trabajo es tan mío como tuyo, todo lo que soy, como hombre y persona te lo debo a ti, la deuda que tengo contigo es más grande que todo, más que todo el oro acumulado dentro de cualquier tesoro. Te adoro por guerrera y por dejarme ser una parte de tu ser... y compartir los momentos más extraordinarios con esa encantadora mujer.

Gracias por todo el esfuerzo que has realizado para darme todo lo mejor, por ser esa madre y padre que me dieron el mejor de los consejos, por haberme rescatado de ese fango espeso y por haberme dado libertad con tan solo un beso. Por todos esos años de sacrificio por hacerme un hombre de bien, por ser aquella mujer y amiga que da la vida cada vez que lo solicitas...

A mi hermana:

Gracias por siempre estar ahí, contar contigo es uno de los más grandes regalos de esta vida. De verdad agradezco cada detalle, regaño, risas y malos momentos que hemos atravesado, pero que bien hemos solucionado como hermanos.

Definitivamente no cambio nada... que con todo lo que tengo soy un hombre inmensamente feliz. A pesar de las adversidades de la vida, juntos hemos aprendido a sortear miles de obstáculos, lo que no solo nos ha unido, sino nos ha hecho crecer y entender nuestra propia inconsistencia.

A mis dos grandes estrellas a quienes les debo tanto, no solo con la paciencia con la que han atendido a mis llamados, sino con el amor y entusiasmo con el que he sido recibido en sus brazos.

Gracias por siempre sus palabras, sus risas, llantos... y bastantes regaños, cosas que en mi corazón las llevo como un premio al cazador más aventurado.

A ustedes que han sido mis dos grandes ejemplos de vida, mis más grandes fuentes de energía para levantarme y seguir luchando día con día; a mi mamá y hermana...

... las AMO.

Agradecimientos

A mi padre:

Todo lo que me has enseñado hasta el día de hoy, significa bastante para mí... no cabe duda que he aprendido las lecciones de vida más sorprendentes; aprender a luchar solo por mis propios objetivos, levantarme sin mirar atrás y continuar este hermoso caudal. Estoy agradecido con la vida de haberme puesto en tu camino, creo que sin ti no hubiera aprendido cosas maravillosas... gracias por enseñarme a amar y respetar a mi familia, a que el amor y respeto se cultiva día con día y que no hay pretextos ni excusas para atender el llamado de quién en casa lo solicita. Por todo eso, gracias por dejarme ver las cosas más asombrosas de la vida.

A mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México, que desde mis inicios de la secundaria, ha tenido un lugar en sus aulas y en cada uno de sus rincones para ver mi desarrollo académico a través de los años. En tu recinto viví, soñé y me levante de todos los obstáculos interpuestos. Desde mi Escuela Nacional Preparatoria No. 2, hasta mi grandiosa Facultad de Ingeniería, te doy las gracias por ser gran parte de mi vida.

A mi director de Tesis, el ing. Gaspar Franco Hernández, mil gracias por apoyarme e ilustrarme en la realización de este trabajo. Tienes mi admiración por siempre, por el esfuerzo y dedicación que has realizado para llegar a donde te encuentras. Gracias también por abrirme los ojos y hacerme despertar en un momento crucial de mi vida.

A mis sinodales, gracias contar con su apoyo y dedicación para que este trabajo saliera avante, por su tiempo y sabios consejos que siempre supieron darme. Al ing. Neri, porque me ha demostrado que la sencillez sigue siendo una virtud que se puede cultivar con el paso del tiempo. Al ing. Meneses, por palabras de ánimo y ayuda incondicional. Al ing. Castro por su gran apoyo.

A la ing. Rhamid De la Torre, gracias por tu enorme apoyo y el facilitarme no solo información, sino también tus consejos de cómo realizar este trabajo. Agradezco el tiempo que te tomaste para indicarme todos mis errores. Además de ser una excelente persona, siempre me brindaste un poquito de tu tiempo para escucharme y darme excelentes consejos... y tienes razón, la vida es para vivirse y disfrutar cada momento al máximo.

Al piso 6 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de cada uno de ellos aprendí cosas maravillosas. Entre ellos: Gelasio, un ser humano excepcional, nunca olvidare el detalle que tuviste conmigo, A Ricardo Monterrubio por compartir risas y ese gran compañerismo desde los inicios de la universidad y durante las prácticas profesionales.

A mis dos grandes y excelentes amigos:

- Amigo Armando Ramírez,
Gracias por ser ese gran consejero y guía que durante tantos años me ha acompañado. Sin duda, nunca voy a olvidar tan generosos detalles e invaluable conversaciones para

resarcir un poco el dolor que me agobiaba en su momento. Amigos como tu son difíciles de encontrar hoy en día, de una calidad y valor como persona impresionante. De verdad, es difícil no decirte lo mucho que te aprecio y te admiro, pues tus ganas de vivir y luchar siempre han sido un ejemplo enorme para mí. Nunca olvidaré cada momento especial que he vivido contigo desde que tengo uso de memoria. GRACIAS POR ESTOS 20 años de amistad.

- Amigo Armando Díaz,
Otra gran persona con la que la vida me ha premiado, pues siempre has sabido ser un amigo leal y objetivo, que me has alegrado en esos días nublados con tus ocurrencias y sobre todo por tus grandes consejos.

Gracias a estas dos personas por su magnífica amistad...

Al dr. Felipe Sánchez Meza, gracias por tus charlas tan extraordinarias, por compartir tu tiempo y sabiduría. No tengo palabras para describir lo que me has enseñado en tan poco tiempo, pues gracias a ti, he empezado a comprender el porqué de las cosas, y estoy seguro que un día seré igual de grande que tú. Sin más que decirte, eres un gran maestro. Gracias por cuidar de mí y de mi familia.

A Mayel Mejía, gracias por todos esos buenos momentos, por todas las anécdotas que hoy recuerdo con alegría, y por todas las lecciones que aprendimos juntos. Gracias por ser parte de esta etapa que ha sido fundamental en mi vida. Éxito que comparto contigo.

A Otelo, un ser muy especial que llego a nuestras vidas sin tenerlo contemplado. Gracias chaparro, por demostrarme que la vida es tan sencilla cuando uno tiene lo necesario. Por escuchar mis problemas más absurdos y en cambio demostrarme tu amor incondicional. Gracias mil veces por ser esa personita que cuida lo que más quiero en esta vida. Eternamente agradecido contigo.

Contenido General

CONTENIDO GENERAL.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	V
CAPÍTULO II	V
CAPÍTULO III	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
CAPÍTULO II	VII
CAPÍTULO III	VII
REFORMA ENERGÉTICA Y ANTECEDENTES DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS	1
CAPÍTULO I.....	1
I.I INTRODUCCIÓN.....	1
I.II ANTECEDENTES DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS; ¿POR QUÉ DICTAMINA?	2
I.II.I <i>Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento</i>	2
I.II.II <i>Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo</i>	3
I.II.III <i>Ley Orgánica de la Administración Pública Federal</i>	5
I.II.IV <i>Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)</i>	5
CAPÍTULO II.....	7
PROCESO DE DICTAMEN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS	7
II.I ATRIBUCIONES DE LA CNH	7
II.II ORGANIZACIÓN DE LA CNH.....	9
II.III CNH Y SUS LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA UNA DOCUMENTACIÓN EXITOSA	10
II.III.I <i>Fase de diseño de proyectos y presentación.</i>	12
II.III.II <i>Etapa de Visualización (V) / Perfil</i>	12
II.III.III <i>Etapa de Conceptualización (C) / Prefactibilidad</i>	13
II.III.IV <i>Etapa de Definición (D) / Factibilidad</i>	13
II.III.V <i>Proceso de dictamen de las MIP y Proyectos</i>	14
II.IV CONTENIDO DEL DICTAMEN POR PARTE DE LA CNH.....	16
II.V DEL PROCESO DE DICTAMEN.....	17
CAPITULO III.....	18
GUÍA CON BASE A LOS LINEAMIENTOS PARA ELABORAR UNA DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO.	18
INTRODUCCIÓN.....	18
III.I GUÍA Y SU ELABORACIÓN.....	19
I. RESUMEN EJECUTIVO	20
I.I <i>Guía de Resumen Ejecutivo</i>	22
II. OBJETIVO Y ALCANCE DE LA ETAPA DE DEFINICIÓN.....	24
II.I <i>Determinación de estimaciones de costos clase II</i>	26
II.II GUÍA DE OBJETIVO Y ALCANCE DE LA ETAPA DE DEFINICIÓN	27

III.	INTRODUCCIÓN	29
	<i>III.I Guía de Introducción</i>	<i>30</i>
IV.	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	31
	<i>IV.I Guía de Motivo y Justificación</i>	<i>32</i>
	<i>IV.I.I Motivo</i>	<i>32</i>
	<i>IV.I.II Justificación</i>	<i>32</i>
V.	EFFECTOS DE NO REALIZARSE EL PROYECTO.....	34
	<i>V.I Evaluación de proyectos</i>	<i>34</i>
	<i>V.II Situación base o situación sin proyecto</i>	<i>34</i>
	<i>V.III Guía de efectos de no realizar el proyecto (Situación base optimizada)</i>	<i>36</i>
VI.	OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO	39
	<i>VI.I Guía de objetivo y alcance del proyecto.</i>	<i>40</i>
VII.	RESERVAS, TIPO Y DENOMINACIÓN COMERCIAL	41
VII.I	DEFINICIONES.....	41
	<i>VII.I.I Volumen original de hidrocarburos (In situ)</i>	<i>41</i>
	<i>VII.I.II Recursos petroleros</i>	<i>42</i>
	<i>VII.I.III Volumen original de hidrocarburos total In-situ.....</i>	<i>42</i>
	<i>VII.I.IV Volumen original de hidrocarburos no descubiertos.....</i>	<i>42</i>
	<i>VII.I.V Volumen original de hidrocarburos descubierto</i>	<i>42</i>
	<i>VII.I.VI Recursos prospectivos</i>	<i>43</i>
	<i>VII.I.VII Recursos contingentes.....</i>	<i>43</i>
VII.II	TIPOS DE RESERVA (1P, 2P Y 3P)	43
	<i>VII.II.I Reservas probadas (1P)</i>	<i>44</i>
	<i>VII.II.II Reservas probables (2P).....</i>	<i>45</i>
	<i>VII.II.III Reservas posibles (3P).....</i>	<i>46</i>
VII.III	METODOLOGÍA ANALÍTICA Y DETERMINÍSTICA	46
	<i>Metodología Analítica</i>	<i>46</i>
	<i>Métodos deterministas y probabilísticos</i>	<i>47</i>
VII.IV	DENOMINACIÓN COMERCIAL DE HIDROCARBUROS	49
	<i>VII.VI Guía de Reservas, tipo y denominación comercial.</i>	<i>51</i>
VIII.	ORÍGENES, DESTINOS Y UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	54
	<i>VIII.I Guía de Orígenes, destinos y utilización del gas natural</i>	<i>55</i>
IX.	MODELO GEOLÓGICO.....	59
IX.I	MODELO SÍSMICO	61
	<i>IX.I.I Los atributos sísmicos</i>	<i>62</i>
IX.II	MODELO GEOLÓGICO INTEGRAL	62
	<i>Modelo estructural</i>	<i>62</i>
	<i>Modelo estratigráfico</i>	<i>63</i>
	<i>Modelo litológico.....</i>	<i>63</i>
	<i>Heterogeneidades del yacimiento</i>	<i>63</i>
IX.III	MODELO PETROFÍSICO.....	64
	<i>IX.IV Guía de modelo estático.....</i>	<i>66</i>
X.	MODELO DE SIMULACIÓN Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	75
X.I	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS (SNY) DEFINICIÓN Y OBJETIVOS.....	75
	<i>X.I.I Utilidad de la Simulación Numérica.....</i>	<i>76</i>

X.I.II Beneficios de la simulación numérica	77
X.II ETAPAS DE LA SIMULACIÓN DE NUMÉRICA	77
X.II.I MODELOS DE SIMULACIÓN	79
X.II.I.I Diseño del modelo.....	79
X.III METODOLOGÍA DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	80
X.III.I Simulación de numérica de yacimientos.....	81
X.III.II Curvas de declinación	81
X.III.III Curvas tipo	83
X.III.IV Ecuación Balance de Materia (EBM)	84
X.IV Guía de modelos de simulación	85
XI. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (DEL MODELO DE SIMULACIÓN).....	95
XI.I Guía de pronósticos de producción.....	98
XII. PRODUCTIVIDAD DE POZOS	105
XII.I Pruebas de presión-producción y su utilidad	105
XII.II Tipos de prueba de presión-producción.....	106
XII.III Guía de productividad de pozos.....	111
XIII. DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A DESARROLLAR	114
XIII.I Guía de descripción del escenario de explotación a desarrollar	116
XIV. ESTRATEGIA DE ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN	121
XIV.I Guía de estrategia de administración del proyecto de explotación	122
XV. PLAN DE DESARROLLO DETALLADO DEL PROYECTO Y ESTIMADO DE COSTOS CLASE II	127
XV.I Guía del plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II.....	133
a) Plan integral de explotación	133
b) Ingeniería básica y detalle de pozos	137
c) Plan de perforación, operación y mantenimiento de pozos.....	144
d) Ingeniería básica de instalaciones	145
e) Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura.....	152
f) Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie	153
g) Plan de mitigación de riesgos	154
h) Plan de desincorporación de activos y/o abandono	155
i) Planes detallados para la administración.....	156
j) El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad.....	157
k) Costos de inversión, operación y mantenimiento	157
l) Programa de erogaciones (como se gastan los bienes (dinero))	158
m) Derechos	158
n) Guías para el control del proyecto.	158
XVI. EVALUACIÓN TÉCNICA, ECONÓMICA, AMBIENTAL Y DE RIESGOS DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN.....	159
XVI.I Guía de evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación.....	161
a) Estructura de precios.....	161
b) Consideraciones y premisas	162
c) Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC)	162
d) Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios.....	163
e) Riesgos mayores y plan de manejo.....	164

f) Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres	165
XVII. ASPECTOS SOBRE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL.....	166
<i>XVII.I Guía de aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental</i>	170
XVIII. EVALUACIÓN DEL GRADO DE DEFINICIÓN DEL PROYECTO.....	175
<i>XVIII.I Metodología PDRI (grado de un proyecto)</i>	175
<i>XVIII.II Estructura básica del PDRI</i>	175
<i>XVIII.III Proceso de evaluación del grado de definición de proyecto</i>	177
<i>XVIII.IV Guía de evaluación del grado del proyecto</i>	179
XVIII. USO DE PRÁCTICAS DE MEJORAMIENTO DEL VALOR (PMV).....	183
<i>XIX.I Guía de uso de prácticas de mejoramiento del valor</i>	183
XIX. ADMINISTRACIÓN DEL CONOCIMIENTO.....	184
<i>XX.I Lecciones aprendidas y mejores prácticas</i>	186
<i>XX.II ¿Cómo documentar las lecciones aprendidas?</i>	187
<i>XX.III Plan de brechas de competencia</i>	188
<i>XX.IV Guía de administración del conocimiento</i>	189
CAPÍTULO IV	191
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	191
<i>IV.I Conclusiones</i>	191
<i>IV.II Recomendaciones</i>	192
NOMENCLATURA	195
BIBLIOGRAFÍA	199
DECRETOS:	199
<i>Lineamientos:</i>	199
<i>Documentos:</i>	199
<i>Libros:</i>	200
<i>Decretos:</i>	201
<i>Tesis:</i>	202

Índice de figuras

Capítulo II

FIGURA 2.1 – REPRESENTACIÓN DE LAS ATRIBUCIONES DE LA CNH.	8
FIGURA 2.2 - ORGANIGRAMA DE LA COMISIÓN	9
FIGURA 2.3 - PROCESO DE DICTAMEN PARA PROYECTOS DE PEMEX.	17

Capítulo III

FIGURA I.1 - REPRESENTACIÓN DE UNA ILUSTRACIÓN DETALLADA.....	22
FIGURA VII.1 – CLASIFICACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.	44
FIGURA VII.2 - GRÁFICA DE LA FRECUENCIA ACUMULADA (MÉTODO MONTE CARLO).	49
FIGURA VII.3 – GRAFICAS DEL CÁLCULO PROBABILÍSTICO DEL VOLUMEN ORIGINAL	52
FIGURA VII.4 - PERFIL PROBABILÍSTICO DE ACEITE ACUMULADO Y GASTO DE ACEITE.	53
FIGURA IX.1 - COMPOSICIÓN INFORMATIVA DE UN MODELOS ESTÁTICO GEOLÓGICO	60
FIGURA IX.2 - COLUMNA GEOLÓGICA DE SECTOR 3 AMATITLÁN-AGUA NACIDA.....	66
FIGURA IX.3 - SISTEGRAMA DEL MARCO SEDIMENTARIO (SECTOR 4 CUYOL-HUMUAPA).....	67
FIGURA IX.4 - MODELO SEDIMENTOLÓGICO CONCEPTUAL	68
FIGURA IX.5 - MODELO GEOLÓGICO, ABANICOS SUBMARINOS (TURBIDITAS)	68
FIGURA IX.6 - SUPERFICIES DE CONTROL (SECTOR 5 MIQUETLA – MIHUAPAN)	69
FIGURA IX.7 - SECCIÓN ESTRUCTURAL TRANSVERSAL TIPO	69
FIGURA IX.8 - SISTEGRAMA DEL PROCESO PETROFÍSICO. (SECTOR 3 AMATITLÁN-AGUA NACIDA)	70
FIGURA IX.9 - REGISTROS PARA OBTENCIÓN DE LAS PROPIEDADES DE POROSIDAD, SATURACIÓN Y PERMEABILIDAD	70
FIGURA IX.10 - FIGURA IX. SECCIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL DE AKAL-SIHIL PROYECTO CANTARELL. (LA PRIMERA CORRESPONDE A TAMAULIPAS CONSTITUCIONES PRSYM).....	71
FIGURA IX.11 - FIGURA IX.10. MAPAS ESTRUCTURALES (TAJÍN CORRALILLO).....	72
FIGURA IX.12 - MODELO SEDIMENTARIO CONCEPTUAL DE MIQUETLA MIHUAPAN.....	73
FIGURA IX.13 - MAPA DE FACIES DE TAJIN-CORRALILLO.	73
FIGURA X.1 - ELEMENTOS QUE INTEGRAN UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.	76
FIGURA X.2 - GRAFICAS OBTENIDAS DE LA DECLINACIÓN EXPONENCIAL.	82
FIGURA X.3 - REPRESENTACIÓN DE CURVAS HIPERBÓLICAS.	82
FIGURA X.4 - GRAFICAS RESULTANTES DE ESTUDIOS REALIZADOS BAJO DISTINTOS TIPOS DE CURVA.	83
FIGURA X.5 - REPRESENTACIÓN DE UNA CURVA TIPO (ARPS)	84
FIGURA X.6 - PRESENCIA DE MECANISMOS DE PRODUCCIÓN, TOMADO DE CAJB A MANERA DE REPRESENTACIÓN.....	86
FIGURA X.7 - HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN TOMADO, DONDE SE HACE EL COMPARATIVO DE LA PRODUCCIÓN VS PRESIÓN DEL CAMPO.	86
FIGURA X. 8 - DISTRIBUCIÓN DE POZOS CON ANÁLISIS PVT PARA UN CAMPO.	87
FIGURA X.9 - RESULTADOS GRÁFICOS DE LOS ANÁLISIS PVT (PROYECTO BELLOTA – CHINCHORRO)	89
FIGURA X.10 - POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LAS MUESTRAS TOMADAS EN EL POZO DE MUESTRA (TOMADO DE: OCH – UECH – KAX).	90
FIGURA X.11 - PRESIÓN CAPILAR, EN DONDE SE OBSERVA QUE LAS CURVAS PEGADAS A LA IZQUIERDA DE LA GRÁFICA, SON GRUPOS DE FAMILIAS LA CUAL MUESTRAN BUEN TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO, HOMOGÉNEA Y LIMPIA.....	90
FIGURA X.12 - PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-ACEITE (CAMPO IXTAL-MANIK)	91
FIGURA X.13 - AJUSTE DEL VOLUMEN DE PORO Y LA PRESIÓN DE SOBRE CARGA (TAJÍN- CORRALILLO).	92

FIGURA XI.1 - LIMITE ECONÓMICO, DONDE NO ES POSIBLE SEGUIR CON LA PRODUCCIÓN.	96
FIGURA XI.2 - ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE ACEITE. EJEMPLO TOMADO DE CAMPO SITIO GRANDE.	99
FIGURA XI.3 - ANÁLISIS DE LA DECLINACIÓN, PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PARA CAMPO SITIO GRANDE.	100
FIGURA XI.4 - CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA DE SIMULACIÓN EJEMPLO TOMADO DE SITIO GRANDE.	101
FIGURA XI.5 - CARACTERÍSTICAS DEL MODELO DE SIMULACIÓN, CAMPO SITIO GRANDE.	102
FIGURA XI.6 - METODOLOGÍA DE FLUJO MULTIFÁSICO.	104
FIGURA XII.1 - PRUEBA DE DECREMENTO PARA EL INICIO DE PRODUCCIÓN.	107
FIGURA XII.2 - PRUEBAS MULTI-TEST PARA GASTOS MÚLTIPLES.	107
FIGURA XII.3 - PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN.	108
FIGURA XII.4 - PRUEBAS DE CIERRE.	109
FIGURA XII.5 - PRUEBAS DE INTERFERENCIA.	109
FIGURA XII.6 - DERIVADA DE LA PRESIÓN VS TIEMPO. LOG-LOG PLOT DP' Y DP (PSI) VS DT DE POZO OGARRIO DE PROYECTO COMPLEJO ANTONIO J. BERMÚDEZ.	112
FIGURA XIV.1 - ESQUEMA DE PLAN ESTRATÉGICO PARA LAS PRINCIPALES ACTIVIDADES.	123
FIGURA XIV.2 - PROGRAMA DE ACTIVIDADES DE CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO (MIQUETLA MIAHUAPAN)	124
FIGURA XIV.3- DIAGRAMA DE GANTT (MINEQUETLA-MIAHUAPAN)	125
FIGURA XV.1 – DESARROLLO DE PROYECTO CON ANTIGÜEDAD.	134
FIGURA XV.2 - TECNOLOGÍAS APLICADAS AL PROYECTO IXTAL-MANIK	137
FIGURA XV.3 - DISEÑO DE TERMINACIÓN PARA DETERMINADO CAMPO.	141
FIGURA XV.4 - MUESTRA DE GRÁFICA DE PROFUNDIDAD VS TIEMPO EN LA PERFORACIÓN DE POZO TIPO.	143
FIGURA XV.5 - UBICACIÓN DE POZOS EN CAMPO DE PROYECTO CUENCA MACUSPANA.	145
FIGURA XV.6 - UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL PROCESO DE ACEITE Y GAS	146
FIGURA XV.7 - INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y MANEJO PARA LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL PROYECTO CUENCA MACUSPANA	146
FIGURA XV.8 - INVERSIONES ESTRATÉGICAS PROYECTO PROPUESTO [MMP]	150
FIGURA XV.9 - INVERSIÓN OPERACIONAL PROYECTO PROPUESTO [MMP]	151
FIGURA XV.10 - ESQUEMA TÍPICO DE MONITOREO EN PLATAFORMA	152
FIGURA XV.11 - PROGRAMA DE INFRAESTRUCTURA PARA DESARROLLO DEL PROYECTO	153
FIGURA XV.12 - MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN-TEMPERATURA Y MONITOREO DE ALARMAS.	154
FIGURA XV.13 - IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y SU PLAN DE MITIGACIÓN	155
FIGURA XV.14 - PLAN GENERAL DE DESARROLLO, SEGUIMIENTO GRÁFICO DE AVANCES DE DESARROLLO Y SEGUIMIENTO DE PROGRAMA DE ACTIVIDADES	156
FIGURA XVI.1 - DIAGRAMA DE TORNADO	164
FIGURA XVII.1 - MATRIZ DE ASIGNACIÓN DE RIESGO	166
FIGURA XVII.2 - POLÍGONO DEL PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE VERACRUZ	173
FIGURA XVIII.1 – CATEGORÍAS MÉTODO PDRI	176
FIGURA XX.1 – ADMINISTRACIÓN DEL CONOCIMIENTO Y SUS ENFOQUES.	184
FIGURA XX.2 – JERARQUIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA ADMINISTRACIÓN DEL CONOCIMIENTO	185

Índice de tablas

Capítulo II

TABLA 2.1 – MONTO DE INVERSIÓN PARA SU CLASIFICACIÓN	12
--	----

Capítulo III

<i>TABLA II.1 - MATRIZ DE CLASIFICACIÓN DE ESTIMADOS DE COSTO PARA INDUSTRIAS DE PROCESOS – TOMADA DE RECOMMENDED PRACTICE NO. 18R-97 (AAACE COST ESTIMATE CLASSIFICATION SYSTEM)</i>	<i>26</i>
TABLA V.1 - COMPARACIÓN DE ACTIVIDADES FÍSICAS DEL CASO BASE OPTIMIZADO Y LOS PROPUESTOS.	36
TABLA V.2 - PRODUCCIÓN DE ACEITE (HORIZONTE) PARA AMBAS ALTERNATIVAS	36
TABLA V.3 - PRODUCCIÓN DE GAS (HORIZONTE) PARA AMBOS CASOS	37
TABLA V.4 - PRODUCCIÓN DE CONDENSADOS (HORIZONTE) PARA AMBOS CASOS. (CP – VOLUMEN ACUMULADO DE CONDENSADOS)	37
TABLA V.5 - INVERSIONES ENTRE ESCENARIO ACTUAL Y PROPUESTO (HORIZONTE) [MILLONES DE PESOS]	37
TABLA V.6 - INVERSIÓN ESTRATÉGICA ENTRE ESCENARIO ACTUAL Y PROPUESTO (HORIZONTE) [MILLONES DE PESOS]	37
TABLA V.7 - INVERSIÓN ESTRATÉGICA ENTRE ESCENARIO ACTUAL Y PROPUESTO (HORIZONTE) [MILLONES DE PESOS]	38
TABLA VI.1 - METAS FÍSICAS DEL PROYECTO	40
TABLA VI.2 - INVERSIÓN Y GASTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO	40
TABLA VII.1 - DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DE VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE	51
TABLA VII.2 - DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN	51
TABLA VII.3 - VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBURO COMPARATIVA DE RESULTADOS	52
TABLA VII.4 - RESERVA REMANENTE	53
TABLA VIII.1- DESCRIPCIÓN POR CAMPO DEL TIPO DE GAS QUE SE MANEJA.	56
TABLA VIII.2 – PERFIL DE GAS NATURAL	56
TABLA VIII.3 – INVERSIONES CONSIDERADAS	57
TABLA VIII.4 – PROGRAMA DE GAS POR AÑO	58
TABLA VIII.5 – PROGRAMA DE QUEMA Y VENDEO	58
TABLA IX.1 - CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL PROYECTO	66
TABLA IX.2 - VALORES DETERMINADOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN	70
TABLA X.1 - INFORMACIÓN PRÁCTICA PARA EL YACIMIENTO (ENTREGAR UNA POR YACIMIENTO EN ESTUDIO) FALTA TIPO DE HIDROCARBURO	85
TABLA X.2 - PROPIEDADES ROCA-FLUIDO	87
TABLA X.3 - DATOS PROPORCIONADOS POR ANÁLISIS PVT	87
TABLA X.4 - INFORMACIÓN PVT DE LABORATORIO PARA YACIMIENTOS	88
TABLA X.5 - DE ACUERDO A UN ANÁLISIS PETROFÍSICO DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS	90
TABLA X.6 - RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA	92
TABLA XI.1 - INFORMACIÓN BÁSICA DE INTRODUCCIÓN A LOS PRONÓSTICOS	98
TABLA XI.2 - INFORMACIÓN DEL ANÁLISIS OBTENIDO POR CAMPO	100
TABLA XI.3 - INFORMACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	101
TABLA XI.4 - DATOS REPRESENTATIVOS DEL ANÁLISIS	103

TABLA XII.1 - INFORMACIÓN PARA EL POZO REPRESENTATIVO.....	111
TABLA XII.2 – INFORMACIÓN PRUEBAS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN	112
TABLA XIII.1 - RESUMEN GENERAL DE LA ALTERNATIVA QUE SE HA SELECCIONADO	116
TABLA XIII.2 - TECNOLOGÍA APLICADA EN LOS CAMPOS DEL PROYECTO CARMITO ARTESA, SEGÚN SU ALTERNATIVA SELECCIONADA	118
TABLA XIII.3 - INDICADORES OPERATIVOS	118
TABLA XIII.4 - INDICADORES FINANCIEROS.....	119
TABLA XIII.5 - INDICADORES ECONÓMICOS Y PRODUCCIÓN DEL HIDROCARBURO.....	119
TABLA XIII.6 - VOLUMEN ORIGINAL Y FACTOR DE RECUPERACIÓN	119
TABLA XIV.1 - RESTRICCIONES DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	125
TABLA XIV.2 - PRINCIPALES RIESGOS, ESTE TEMA SE PRESENTARÁ A DETALLE EN EL PUNTO XVII DE ESTA GUÍA.....	126
TABLA XV.1 - DECLINACIÓN ANUAL PARA CAMPO	135
TABLA XV.2 - POZOS A PERFORAR DEL PROYECTO	137
TABLA XV.3 - PROGRAMA DIRECCIONAL RESUMIDO (CANTARELL).....	138
TABLA XV.4 - PROGRAMA DE FLUIDOS	138
TABLA XV.5 - EJEMPLO DETALLADO DE ETAPA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	138
TABLA XV.6 – PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	139
TABLA XV.7 - SELECCIÓN DE CABEZALES Y ÁRBOLES, INFORMACIÓN BÁSICA.....	139
TABLA XV.8 - INFORMACIÓN REGISTROS GEOFÍSICOS EN TIEMPO REAL	140
TABLA XV.9 - PROGRAMA DE MUESTREO DE POZOS	140
TABLA XV.10 - DISEÑO DE TERMINACIÓN	142
TABLA XV.11 - DE PRINCIPALES RIESGOS	142
TABLA XV.12 - METODOLOGÍA HAZOP, EMPLEADA EN LA JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS.....	143
TABLA XV.13 - TIEMPO DE ACTIVIDADES PARA EL CAMPO	143
TABLA XV.14 - COSTOS DE ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN.....	144
TABLA XV.15 - ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS	144
TABLA XV.16 - CALENDARIZACIÓN PLAN DE ACTIVIDADES PARA UN CAMPO	145
TABLA XV.17 - RESUMEN DE LAS INSTALACIONES QUE COMPONEN EL PROYECTO.....	147
TABLA XV.18 - INFORMACIÓN DE INYECCIÓN DE FLUIDOS	147
TABLA XV.19 - CAPACIDAD INSTALADA PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS	147
TABLA XV.20 - CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DEL AGUA INYECTADA REFERENTES A LOS PARÁMETROS MÍNIMOS PERMISIBLES QUE INDICAN LAS NORMAS VIGENTES.....	149
TABLA XV.21 - CAPACIDAD INSTALADA Y UTILIZADA DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA CONGÉNITA	149
TABLA XV.22 - LISTADO DE EQUIPOS MAYORES.....	149
TABLA XV.23 - EQUIPOS QUE CUENTAN CON UN PROCESO DE MONITOREO Y SUS MAYORES RIESGOS.....	152
TABLA XV.24 - PROGRAMA DE OBRAS PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO	153
TABLA XV.25 - INFRAESTRUCTURA PARA DESARROLLO.....	153
TABLA XV.26 - PROGRAMA DE ACTIVIDADES PARA EL PLAN DE ABANDONO.....	156
TABLA XV.27 - INVERSIONES ECONÓMICAS	156
TABLA XV.28 - INVERSIÓN TOTAL POR CADA UNA DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO	157
TABLA XV.29 - INVERSIÓN Y COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	157
TABLA XV.30 - INVERSIÓN Y GASTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO PROPUESTO	158
TABLA XVI.1 - DATOS DE PROYECTO Y LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	161
TABLA XVI.2 - ESTRUCTURA DE PRECIOS PARA LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	161
TABLA XVI.3 - PRECIO DE HIDROCARBUROS.....	162

TABLA XVI.4 - CONSIDERACIONES Y PREMISAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	162
TABLA XVI.5 - INDICADORES ECONÓMICOS HORIZONTE DEL PROYECTO	163
TABLA XVI.6 - ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD	163
TABLA XVI.7 - RIESGOS MAYORES Y PLAN DE MITIGACIÓN	164
TABLA XVI.8 – DESCRIPCIÓN DE LOS RIESGOS	165
TABLA XVII.1 - MECANISMOS DE DETECCIÓN DE ANOMALÍAS RECOMENDADO POR CNH	167
TABLA XVII.2 - INFORMACIÓN BÁSICA DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN	170
TABLA XVII.3 - DATOS DE MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (MIA).....	173
TABLA XVII.4 - ESTIMACIÓN DE COSTOS EN CASO DE ACCIDENTES	173
TABLA XVII.5 - LISTADO DE AUTORIZACIÓN DE PROYECTOS.....	174
TABLA XVIII.1 - NIVEL DE DEFINICIÓN DEL PDRI	178
TABLA XVIII.2 - FORMATO PDRI PARA PROYECTOS INDUSTRIALES.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA XVIII.3 - FORMATO PDRI PARA PROYECTOS INDUSTRIALES CATEGORÍA F A K.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA XVIII.4 - FORMATO PDRI PARA PROYECTOS INDUSTRIALES CATEGORÍA L A P.....	182
TABLAS XX.1 – LECCIONES APRENDIDAS	189
TABLAS XX.2 - MEJORES PRACTICAS	189
TABLAS XX.3 - PLAN DE BRECHAS.....	190

Capítulo I

Reforma Energética y antecedentes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

I.I Introducción.

El día 28 de Noviembre del 2008 son publicados los siete decretos que conforman la Reforma Energética, en el Diario Oficial de la Federación (DOF), bajo el mandato del Ciudadano Presidente Felipe de Jesús Calderón Hinojosa con el único fin de fortalecer a la empresa petrolera de México: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Los siete decretos son:

- Ley de Petróleos Mexicanos,
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética,
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía,
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH),
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo,
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal,
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

En esta Reforma Energética se reinterpretan los artículos 27 y 28 de la Constitución, en esta indica que: *“Solo la nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos...”*, en donde el gobierno anterior establece una diferencia entre *áreas estratégicas* y *áreas no estratégicas*, con la mera intención de reinterpretar la exclusividad que la Constitución otorga a la nación en materia petrolera y en este caso, solo reducirla a un *área estratégica*.

La nueva Reforma permite que PEMEX y sus organismos subsidiarios, así como organismos del sector social y privado, puedan realizar las siguientes actividades:

- a) Transporte, almacenamiento y distribución de gas,
- b) Transporte, almacenamiento y distribución de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y,
- c) Transporte, almacenamiento y distribución de básicos.

I.II Antecedentes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; ¿por qué dictamina?

I.II.I Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento

En cuanto a la Ley de Petróleos Mexicanos, su fundamento se deriva de la facultad que le otorga los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En virtud de la presente Ley, la Comisión tiene como objeto regular la organización, el funcionamiento, el control y la rendición de cuentas.

Petróleos Mexicanos, es un organismo descentralizado, es decir que es una organización de tipo jurídica que cuenta con patrimonio propio, con el fin de prestar un servicio público en este caso, la Exploración y la Explotación (PEMEX Exploración y Producción PEP.) de yacimientos en territorio nacional y sus extensiones que por ley le pertenecen, con base a los recursos propiedad de la nación. Está constituida con fondos o bienes provenientes de la administración pública federal.

Por lo anterior, Petróleos Mexicanos trabaja simultáneamente con organismos subsidiarios, es decir, es *una institución que desarrolla actividades de depósito, crédito o finanzas relacionadas o adicionales a aquellas que se efectúan en los bancos*, las cuales, los respectivos directores generales representarán y administrarán de forma legal dichas entidades paraestatales. Estos organismos serán creados bajo el mandato del Titular del Ejecutivo Federal, a propuesta del Consejo de Administración. Los organismos subsidiarios podrán tener funciones como las de: transportar, almacenar, distribuir y comercializar productos de la petroquímica básica.

Dentro de la Ley de Petróleos Mexicanos y su propio reglamento, existen distintos artículos y transitorios, los cuales regirán directamente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), estos son:

- El Artículo 2° de la Ley de Petróleos Mexicanos señala que *“El estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos”*.
- El Artículo Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex dispone que *“Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 de este reglamento en los siguientes casos: I. Proyectos que estén en fase de ejecución*

al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva [...], y II. Proyectos que estén en fase de definición [...]”

Además, el último párrafo del artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que *“Los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a la consideración de los comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables”*. Asimismo, establece que el *“Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”*.

I.II.II Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

- El artículo 5°, el *“El ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación”*.
- Artículo 11° de la Ley reglamentaria señala que *“El ejecutivo federal, por conducto de la Secretaria de Energía, con la participación que corresponda a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, establecerán, en el ambiente de sus respectivas atribuciones y conforme a la legislación aplicable, la regulación de la industria petrolera y de las actividades a que se refiere esta Ley”*.

Al respecto, el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras, en los siguientes términos:

“TERCERO. Todos los contratos celebrados y las autorizaciones, permisos y demás actos jurídicos que se hayan concedido con fundamento en el reglamento de la Ley Reglamentaria que se abroga, de conformidad con el artículo anterior, se mantendrán vigentes en todo aquello que no presente una contradicción con lo establecido en las disposiciones de este ordenamiento.

Las solicitudes de asignaciones, permisos y autorizaciones que se encuentren en trámite a la entrada en vigor del presente reglamento, se resolverán conforme a las disposiciones jurídicas vigentes al inicio del procedimiento correspondiente.

“CUARTO. Para los efectos del artículo transitorio anterior, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha de entrada en vigor de este reglamento, revisarán los contratos, autorizaciones, permisos y actos jurídicos antes referidos, con el objeto de modificarlos, sustituirlos o solicitar su modificación o sustitución, por otros que guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, si así procede.”

“QUINTO. En materia de asignaciones petroleras:

- I. Se tendrán por revocadas aquellas en las que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no hayan realizado actividades o ejercido los derechos consignados en las mismas durante los tres años anteriores a la entrada en vigor del presente reglamento, salvo aquellas en que los Organismos Descentralizados tengan programas y proyectos de inversión autorizados o en proceso de autorización o aquellas en que habiendo solicitado el ejercicio de los recursos durante el presente ejercicio fiscal y previo a la publicación de este reglamento, éstos no hayan sido autorizados, lo cual deberán manifestar a la Secretaría en un plazo de noventa días naturales;*
- II. Aquéllas que no se tengan por revocadas conforme a la fracción anterior y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años contados a partir de la fecha de entrada en vigor del presente reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.*

Para la citada revisión de los Organismos Descentralizados deberán presentar la información necesaria en los términos del presente ordenamiento, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan, y

- III. Las que conforme a las fracciones anteriores se mantengan vigentes, y que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no expresen interés por ejercer los derechos respectivos, se tendrán también por revocadas. “.*

I.II.III Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

- El Artículo 33, fracción VII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaria de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos: VIII. “Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.*

Por lo antes analizado, la Comisión Nacional de Hidrocarburos es competente para:

- a) Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría, así como sus modificaciones sustantivas;
- b) Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de áreas a que se refiere el artículo 5° de dicha Ley Reglamentaria,
- c) Revisar las asignaciones petroleras no revocadas, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones jurídicas aplicables en vigor.

I.II.IV Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Como se ha visto anteriormente, en materia de asignaciones de área para la exploración y explotación de hidrocarburos, la Comisión se rige por las siguientes disposiciones dentro de su Ley:

- Artículo 2º., donde *“La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.”*
- Artículo 3º., Señala que *“Para la consecución de su objeto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá apearse estrictamente a la política de hidrocarburos, a la Estrategia Nacional de Energía y a los programas que emita la Secretaría y ejercerá*

sus funciones, procurando que los proyectos de exploración y extracción de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- a) Elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural a largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.*
- b) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.*
- c) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.*
- d) La protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, en exploración y extracción petrolera.*
- e) La realización de la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial”.*

- *Artículo 4º. “Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente:*

VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaria de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;

XI. Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;

XV. Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5º. De la Ley del reglamento del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.

Capítulo II

Proceso de dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

La Comisión Nacional de Hidrocarburos es un órgano desconcentrado, el cual tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrogeno, que se encuentre en mantos o yacimientos, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá apearse estrictamente a la política de hidrocarburos, a la Estrategia Nacional de Energía y a los programas que emita la Secretaria de Energía, para que los proyectos de exploración y explotación de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios, se conduzcan bajo las siguientes bases:

- Eleven el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo a largo plazo,
- Que repongan reservas de hidrocarburos con tecnología disponible de forma viable,
- Implementación de tecnología nueva para la recuperación del hidrocarburo,
- Protección del medio ambiente en zonas de desarrollo de proyectos petroleros,
- Cuidando la seguridad industrial,
- Reduzcan al mínimo la quema y venteo de gas.

II.I Atribuciones de la CNH

Las atribuciones que por ley le corresponden a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a continuación se presentan cuatro secciones para un correcto entendimiento, las cuales están destinadas en conjunto con la Secretaría de Energía para un correcto funcionamiento de este órgano, sobre todo para llevar el correcto análisis de información y realización de dictámenes a través de los proyectos contemplados por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

- Políticas,
- Operativas,
- Verificación, e
- Información.

Cada una de las secciones está conformada por las fracciones correspondientes al Artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con el único objetivo de separar cada una de las atribuciones que contiene la CNH (figura 2.1) y de esta manera, cumplir con lo señalado con el Artículo en mención.

Para la sección de Políticas se tendrán las siguientes fracciones:

- La de aportar elementos técnicos a la política de hidrocarburos del país, y
- Participar en la política de restitución de reservas de hidrocarburos.

Sección de operativas:

- Establecer las disposiciones técnicas.
- Establecer sus lineamientos.
- Dictaminar técnica-económicamente los proyectos.
- Formula propuestas técnicas para optimizar los factores de recuperación.
- Expedir y evaluar Normas Oficiales, así como instructivos para el correcto envío de información por parte de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.
- Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas y permisos para el reconocimiento y la explotación superficial.

Sección de verificación:

- Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa,
- Estudios de evaluación, cuantificación y verificación de reservas,
- Supervisar, verificar, vigilar y certificar el cumplimiento de sus disposiciones.

Sección de información:

- Establecer un registro petrolero,
- Recabar, analizar y mantener actualizada la información y estadística.



Figura 2.1 – Representación de las atribuciones de la CNH.

II.II Organización de la CNH

Para perseguir su objeto y cumplirlo, en la Comisión se han asignado diferentes áreas, las cuales tienen funciones a su cargo con la finalidad de cubrir los diversos asuntos, en donde la CNH estará involucrada en el desarrollo de dicho proyecto. Hoy en día se le han hecho modificaciones en cuanto a la estructuración de la Comisión, en su inicio estaba constituida de la siguiente manera (figura 2.2):

- Órgano de Gobierno;
- Presidencia;
- Secretaría Ejecutiva;
- Dirección General Jurídica;
- Dirección General de Hidrocarburos;
- Dirección General de Supervisión Control de Actividades Petroleras;
- Dirección General de Normatividad para las Actividades Petroleras y Seguridad;
- Dirección General de Operación, y
- Órgano Interno de Control.

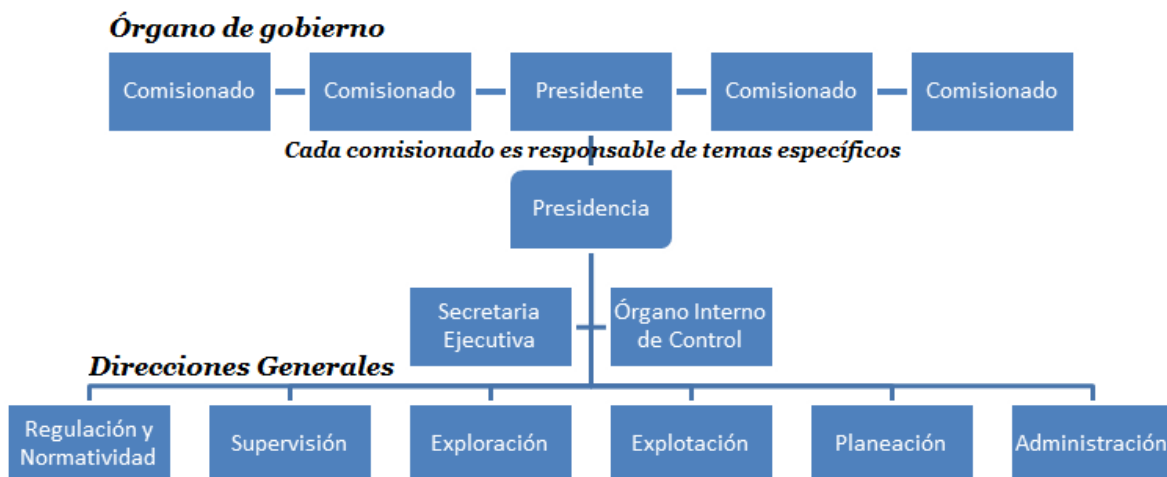


Figura 2.2 - Organigrama de la Comisión

Dentro de la Comisión Nacional de Hidrocarburos existe el Órgano de Gobierno el cual está constituido por cinco comisionados. Los cuales deberán poseer título profesional en las ramas de ingeniería, derecho, economía, administración pública, contaduría o materias afines a la industria energética, donde al menos tres de los comisionados deberán poseer título profesional en las ramas de Ingeniería Petrolera, geofísica, geológica, civil o cualquier otra relacionada con la ingeniería petrolera.

Para formar parte del Órgano de Gobierno, se deberán cumplir ciertos requisitos, los cuales se abordan en el *Artículo 6° de Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*.

El Órgano de Gobierno tendrá como obligación por lo menos reunirse una vez por mes, dependiendo del contexto de la reunión, ellos mismos decidirán si son privadas o públicas, cuando al menos cuatro de los comisionados estén presentes, ya que estos tendrán que decidir de manera unánime y bajo los votos de mayor predominancia. Y presentar las ponencias de los asuntos los cuales les sean encomendados.

Las facultades que se le asignan al Órgano de Gobierno, son:

- Emitir el Dictamen Técnico de los proyectos de exploración y explotación, y los cambios sustantivos que se realicen a los proyectos.
- Aprobar los lineamientos y disposiciones técnicas para regular y supervisar los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, y la aprobación de instructivos para que PEMEX proporcione información, y datos sobre los proyectos.
- Sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder, adoptar las medidas ante el incumplimiento de las disposiciones emitidas por la Comisión, en particular respecto de:
 - a) Términos y condiciones de las asignaciones petroleras;
 - b) Quema y venteo de gas;
 - c) Desperdicio o derrame de hidrocarburos;
 - d) Acciones y medidas de seguridad para evitar daños a terceros por exploración y explotación de hidrocarburos;
 - e) Conocer y evaluar las actividades de exploración y explotación.
- Aprobar los certificados de cuantificación de las reservas petroleras.
- Aprobar el nombramiento y remoción del Secretario Ejecutivo y de los directores generales de la comisión.

Además La comisión Nacional de Hidrocarburos, deberá contar con un Secretario Ejecutivo, el cual asistirá a las sesiones como Secretario de Actas, y este tendrá voz informativa, pero sin voto.

II.III CNH y sus Lineamientos Técnicos para una documentación exitosa

Bajo la Resolución CNH.06.002/09, la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer sus lineamientos, los cuales consisten en dar a conocer cada una de las partes por las cuales debe de estar constituida la información que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios deben cubrir, y de tal manera la CNH pueda dictaminar y emitir sus comentarios para cada uno de estos proyectos.

Con base en el Artículo 4° de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los lineamientos observarán el diseño de los proyectos, escuchando la opinión de Petroleros Mexicanos. Estos lineamientos deben apegarse a los siguientes puntos en específico, estos son:

- El éxito exploratorio y la incorporación de reservas.
- Las tecnologías a utilizar para optimizar la explotación.
- Ritmo de extracción de los campos.
- Factor de recuperación.
- Evaluación técnica.
- Referencias conforme a las mejores prácticas.

Los lineamientos tienen la función de establecer elementos específicos para su evaluación durante el proceso de dictamen, estos tienen la finalidad de realizarse bajo ciertos criterios los cuales son:

- Regular la fase del diseño de los proyectos de exploración y explotación, a lo largo de su vida productiva.
- Garantizar que la información proporcionada por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, deba ser completa y suficiente para que CNH y SENER puedan evaluar y adoptar las resoluciones correspondientes.
- Revisar los proyectos de exploración y explotación, para garantizar que:
 - a) El índice de recuperación y la obtención de volumen máximo de petróleo crudo y gas sea el mejor.
 - b) La seguridad energética de la nación y la reposición de reservas de hidrocarburos.
 - c) La protección del medio ambiente y preservación de zonas naturales protegidas.
 - d) Reducir al mínimo la quema y venteo de gas.

Dependiendo del monto de inversión para cada proyecto, la CNH tiene como objeto clasificar los proyectos, en donde PEMEX deberá enviar información única para cada proyecto dependiendo de la clasificación del mismo, como a continuación se presenta (tabla 2.1):

Proyectos con inversión menor y de hasta 2,000 millones de pesos.	Proyectos con inversión mayor a 2,000 millones de pesos.
<ul style="list-style-type: none"> • Documentación soporte del proyecto y, en caso de que así lo determine la Comisión y los documentos de soporte de decisión (DSD I, II y III). • Dictamen o resolución final elaborada por el área técnica de exploración o explotación de PEMEX, que hayan evaluado y dictaminado favorablemente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Documentación de soporte del proyecto y los documentos soporte de decisión (DSD I, II y III). • Dictamen del Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de PEMEX, junto con la documentación correspondiente al cumplimiento de los requerimientos solicitados por éste.

Tabla 2.1 – Monto de inversión para su clasificación

II.III.I Fase de diseño de proyectos y presentación.

Petróleos Mexicanos realizará los proyectos de exploración y explotación conforme a puntos establecidos en el capítulo II de los lineamientos, esto es para detallar la forma adecuada de cada una de las etapas en la cual se encuentre el proyecto, ya que se tendrán que identificar los recursos técnicos, físicos y financieros.

Una vez que se tenga el nivel de detalle para cada proyecto, PEMEX podrá realizar los documentos de soporte de decisión conforme a la información detallada descrita en los lineamientos, para cada una de las etapas de diseño. Una vez realizado este proceso, la Comisión podrá dictaminar los documentos de soporte de decisión o DSD I, II y III según sea el caso.

- Etapa de Visualización (V) / Perfil – Documento de soporte de decisión I ó DSD-I,
- Etapa de conceptualización (C) / Prefactibilidad – Documento de soporte de decisión ó DSD-II,
- Etapa de Definición (D) / Factibilidad -- Documento de soporte de decisión o DSD-III.

II.III.II Etapa de Visualización (V) / Perfil

PEMEX está encargado de emitir el documento DSD-I a la Comisión, así como al Comité de Estrategia e inversiones de PEMEX; en este documento se deben garantizar los siguientes aspectos:

- Oportunidades de negocio.
- Objetivos y alcances para una evaluación técnica y económica.
- Identificación y evaluación de riesgos operativos.

El proyecto deberá presentar sus diferentes alternativas, a las cuales se les deberá realizar una estimación de costos y verificar su factibilidad. Asimismo, cada alternativa que resulte técnica, económica y ambientalmente factible, pasará a la siguiente fase de Conceptualización (C), donde la CNH emitirá sus recomendaciones y comentarios después del análisis técnico a ésta etapa.

A continuación, se muestran los elementos, que PEMEX debe detallar en cada uno de los Documentos de Soporte de Decisión o DSD para los proyectos de exploración y explotación.

II.III.III Etapa de Conceptualización (C) / Prefactibilidad

PEMEX está encargado de realizar el documento DSD-II a la CNH, así como al Comité de Estrategia e inversiones de PEMEX. En este documento se deben garantizar los siguientes aspectos:

- Evaluación detallada de las alternativas con resultados factibles.
- Realización de estudios, así como simulaciones, pruebas, cálculos, análisis de incertidumbres y riesgos.
- Selección de la mejor alternativa con base a la integración de resultados favorables técnica y económicamente.

En esta etapa se debe actualizar el estimado de costos y jerarquizar las alternativas, así como la alternativa que pasará a la siguiente fase de Definición (D), donde la Comisión emitirá sus recomendaciones y comentarios que resulten del análisis técnico a esta etapa.

En el anexo adjunto, se mostrarán los elementos que deben detallarse en cada uno de los Documentos de Soporte de Decisión ó DSD-II para los proyectos de exploración y explotación.

II.III.IV Etapa de Definición (D) / Factibilidad

PEMEX está encargado de emitir el documento DSD-III a la Comisión, así como al Comité de Estrategia e inversiones de PEMEX, donde dicho documento deberá garantizar el diseño final del proyecto, el cual debe contener:

- Garantizar el diseño final del proyecto,
- Especificaciones y estrategias de los documentos necesarios,

- Definir costos y beneficios.

A continuación, se mostrarán los elementos que deben detallarse en cada uno de los Documentos de Soporte de Decisión ó DSD-III para los proyectos de exploración y explotación.

Además, PEMEX debe calendarizar la presentación de los DSD para cada una de las etapas que integran la fase del proyecto, así como las MIP (Manifiesto de Impacto Petrolero) de exploración y explotación para cada una de las fases: Visualización (V) / DSD-I, Conceptualización (C) / DSD-II y Definición (D) / DSD-III. Éstas serán dictaminadas en base al Artículo 4° de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En el caso de las MIP de la etapa de Definición DSD-III, al menos deberán contener a detalle los siguientes apartados:

- Proyectos de producción,
- Plan de instalaciones,
- Programa de inversiones.

Cada plan y proyecto deberá contener información detallada con base al artículo 31 de los Lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

II.III.V Proceso de dictamen de las MIP y Proyectos

En los lineamientos de la CNH en el Art. 3° Inciso VI se habla respecto a las MIP, donde anteriormente se comentan los detalles que deberán contener para la etapa de Definición o DSD-III, a continuación se menciona la finalidad de las mismas.

VI. Manifiesto de Impacto Petrolero, o MIP. Documento por el que PEMEX presente a la Comisión el estudio y los planes y programas a desarrollar para la ejecución de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, y tiene por efecto:

- a) Mejorar la elaboración y la calidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos;*
- b) Hacer posible la discusión objetiva de las ventajas y desventajas del mismo;*
- c) Transparentar el ejercicio de dictaminación de la Comisión.*

La CNH contará hasta con cuatro semanas a partir de la recepción de la solicitud para aquellos proyectos cuyo monto sea inferior o igual a 2, 000,00 millones de pesos; en caso de que el monto sea mayor, tendrá un lapso de ocho semanas para emitir sus comentarios de las MIP para cada una de las fases de Visualización (V) / DSD-I, Conceptualización (C) / DSD-II y Definición (D) / DSD-III.

De acuerdo a la Fracción VI del artículo 4° de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al momento en que la Comisión reciba las MIP correspondientes a cada fase, se llevará a cabo el proceso de revisión y dictamen conforme a las siguientes bases:

- Revisión documental,
- Suficiencia de información,
- Dictamen del proyecto.

Si la Comisión detecta que hace falta información, PEMEX deberá enviar la información complementaria para que el proceso de dictamen sea completado. Una vez completada la información se procederá con la revisión de las MIP para su dictamen. En caso de solicitar la ampliación o corrección de las MIP se deberán gestionar los elementos que deben ser corregidos y las razones de por qué se considera que dicha información deba corregirse o ampliarse.

Durante el proceso de dictamen, si es necesario solicitar información sobre el alcance técnico o alguna aclaración por parte de PEMEX, se deberá formular un oficio de observaciones y recomendaciones antes de emitir un dictamen; este oficio se realizará dentro de las tres semanas posteriores de iniciar su dictamen.

En la siguiente figura (2.2) se detalla la información que el oficio contendrá para aclaraciones o soporte técnico.

Información de oficio
<ul style="list-style-type: none">○ Observaciones acerca de las acciones propuestas por PEMEX en el proyecto que no estén justificadas a juicio de la Comisión;○ Observaciones respecto a los aspectos del proyecto que serían susceptibles de modificarse con el fin de aumentar el índice de recuperación de petróleo crudo y de gas natural, o la disminución de los costos o aumentar los beneficios esperados;○ Observaciones respecto al proyecto que serían susceptibles de modificarse, con el objeto de elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.○ Observaciones al aspectos del proyecto que serán susceptibles de modificarse, con el objeto de garantizar la reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.○ Observaciones respecto de la utilización de la tecnología más adecuada para la

<p>exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Observaciones respecto de la protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, en exploración y extracción petrolera. ○ Observaciones respecto a la realización de la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial. ○ Observaciones respecto de la reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción, conforme a las disposiciones técnicas emitidas en esta materia por parte de la Comisión.
--

Tabla 2.2 – Información de oficio para aclaraciones o soporte técnico

En el caso de que la Comisión requiera de la corrección o ampliación de las MIP, PEMEX contara con un plazo de seis meses para responder las solicitudes. Después de este lapso, en caso de no recibir respuesta, el proceso se dará por concluido por falta de interés por parte de PEMEX.

II.IV Contenido del dictamen por parte de la CNH

Una vez entregados los Documentos de Soporte de Decisión que PEMEX realice, la CNH tiene que emitir un dictamen. En la tabla 2.3 se mencionan los elementos que se van a incluir en el proceso de dictamen de la Comisión.

Elementos que la Comisión deberá incluir en los dictámenes
<ul style="list-style-type: none"> ○ Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen del proyecto. ○ Elementos generales del proyecto aprobados por parte de la Comisión. ○ Elementos particulares del proyecto observados por la Comisión durante el proceso de dictamen, así como las recomendaciones que se realizan al mismo, con el objeto de: <ul style="list-style-type: none"> a) Garantizar el éxito exploratorio y la incorporación de reservas. b) Implementación de nueva tecnología para optimizar la exploración y explotación en las diversas etapas de los proyectos. c) Revisar el ritmo de extracción de los campos. d) Revisar el factor de recuperación de los yacimientos. e) Revisar la evaluación técnica del proyecto. f) Señalar las referencias técnicas conforme a las mejores prácticas. g) Revisar que el proyecto se realice, cuidando las condiciones necesarias de seguridad industrial. ○ Una opinión de la MIP. ○ Establecer los mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa en la exploración y explotación de hidrocarburos. ○ Opinión final respecto de los términos y condiciones del proyecto a la Secretaria, a efecto de que puedan ser incorporados en el título de asignación.

Tabla 2.3 – Información a incluir en los dictámenes

Una vez realizado el dictamen, la Comisión tendrá que notificar a la Secretaría su finalización y esto se dará a conocer a través del registro petrolero. Además, se publicarán los planes y programas con la finalidad de establecer los compromisos y metas que quedarán sujetos a la verificación, por parte de la Comisión y la Secretaría.

II.V Del proceso de dictamen

Una vez que PEMEX haya entregado la información necesaria para la evaluación de las fases de cada uno de los proyectos: Visualización / DSDI, Conceptualización / DSDII y Definición / DSDIII. Se procederá a la evaluación de la Comisión. En donde, la emisión de comentarios y recomendaciones se realizarán para las fases I y II y la resolución del dictamen para la fase III, de igual manera, se concluirá si la información de la fase III es adecuada para emitir comentarios positivos sobre el Documento de Soporte de Decisión. En la figura 2.3. Se muestra claramente el proceso que se lleva a cabo hasta el dictamen emitido por la CNH.



Figura 2.3 - Proceso de dictamen para proyectos de PEMEX.

Capítulo III

Guía con base a los lineamientos para elaborar una documentación del proyecto.

Introducción

Desde los inicios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se ha presentado la problemática de insuficiencia de información que se envía con cada proyecto por parte de Petróleos Mexicanos, según la Ley de la CNH, establecido en el Artículo 4° fracción XI. *Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley.*

En la parte del requerimiento de información por parte de la Comisión, es donde empiezan los problemas de esta organización, ya que al momento de pedir información extra para corroborar datos previamente enviados, muchas veces Petróleos Mexicanos y hace caso omiso a la respuesta solicitada.

La finalidad de la guía es orientar la entrega de información necesaria, dada la importancia de cada uno de los aspectos comprendidos en los proyectos, y de esta forma reunir la información suficiente y necesaria para poder acelerar el proceso de dictamen de proyectos que realiza la Comisión. El contenido de la guía se enfoca a los aspectos más importantes y sobresalientes que muchas veces pasan inadvertidos, lo cual ocasiona que el proceso de dictamen y emisión de comentarios a cada proyecto enviado a la Comisión se retrase o existan insuficiencias documentales.

La presente guía puede ser leída y entendida por cualquier persona que tenga el mínimo de conocimientos en ciencias de la tierra y áreas comunes a la ingeniería petrolera, por lo que facilitará el manejo de información de los proyectos sin recaer en la utilización de datos poco eficientes, y en el correcto llenado de tablas de datos.

Se propone el uso de la siguiente guía para documentar un proyecto en la fase DSD-III de explotación, para efectos de realizarse correcta y claramente.

III.I Guía y su elaboración

Esta guía está basada en los lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, cuyo principal objetivo, es dar a conocer los puntos principales para documentar un proyecto en la fase de factibilidad o DSD-III de explotación (Tabla 3.1).

Con esta guía se pretende que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios envíen información correcta de los proyectos a la Comisión, y por tanto garantizar un buen proyecto.

DSD-III Explotación	
<p>I. Resumen ejecutivo</p> <p>a. Objetivos y alcances del proyecto</p> <p>b. Ubicación geográfica</p> <p>c. Estrategias consideradas</p> <p>II. Objetivos y alcance de la etapa de definición</p> <p>III. Introducción</p> <p>IV. Motivo y justificación del proyecto</p> <p>V. Efectos de no realizarse el proyecto</p> <p>VI. Objetivo y alcance del proyecto</p> <p>VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos</p> <p>VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural</p> <p>IX. Modelo Estático</p> <p>X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción</p> <p>XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)</p> <p>a. Comportamiento del o los yacimientos</p> <p>b. Comportamiento de los pozos</p> <p>XII. Productividad de pozos</p> <p>a. Análisis de pozos</p> <p>b. Monitoreo de pozos</p> <p>XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar</p> <p>XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación</p> <p>XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II</p> <p>a. Plan integral de explotación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estrategia de explotación • Desarrollo inicial • Plataforma de producción • Declinación • Abandono • Monitoreo de explotación del yacimiento • Tecnología a utilizar <p>b. Ingeniería básica y de detalle de pozos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programa direccional • Programa de fluidos • Programa de tuberías de revestimiento y producción • Selección de cabezales y árboles • Programa de toma de información • Diseño de la terminación • Riesgos mayores y plan de manejo • Tiempos de perforación y terminación • Costos de perforación y terminación <p>c. Plan de perforación y operación y mantenimiento</p> <p>d. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura</p> <p>e. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie</p> <p>f. Plan de mitigación de riesgos</p> <p>g. Plan de desincorporación de activos y/o abandono</p> <p>h. Planes de desincorporación de activos y/o abandono</p> <p>i. El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad</p> <p>j. Costos de inversión, operación y mantenimiento</p> <p>k. Programa de erogaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos de inversión, operación y mantenimiento • Programa de erogaciones 	<p>I. Derechos</p> <p>m. Guías para el control del proyecto</p> <p>XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgo del proyecto de explotación</p> <p>a. Estructura de precios</p> <p>b. Consideraciones y premisas</p> <p>c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC)</p> <p>d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios</p> <p>e. Riesgos mayores y plan de manejo</p> <p>f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres</p> <p>XVII. Aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental</p> <p>a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas</p> <p>b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica</p> <p>c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental</p> <p>d. Estudios de sitio: marino y terrestre</p> <p>e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros.</p> <p>f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales)</p> <p>g. Documentos técnicos de descripción de permisos gubernamentales.</p> <p>XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto</p> <p>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)</p> <p>XX. Administración del conocimiento.</p>

Tabla 3.1 – Lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

I. Resumen ejecutivo

El resumen ejecutivo tiene como objetivo dar a conocer toda la información de forma sucinta, es decir, conocer los puntos sobresalientes del proyecto en curso. A su vez, el año en el cual inicia la explotación del campo y los años que comprende el tiempo de explotación, así como el monto que se requiere para realizar dicho proyecto. Es importante que la exposición de datos sea de gran utilidad, podemos encontrar información en tablas si es necesario para la presentación de datos puntuales, así como los pozos que estén operando con sus respectivas producciones.

El resumen ejecutivo debe contener:

- **Objetivos y alcance del proyecto.**
El objetivo del proyecto comprende la finalidad del proyecto; la producción acumulada tanto de aceite y gas que se pretende recuperar en el tiempo definido del horizonte del proyecto.

El alcance definirá las fronteras del proyecto, la infraestructura necesaria para llegar al objetivo, y la inversión requerida para la máxima recuperación del volumen de hidrocarburos.
- **Ubicación geográfica.**
La ubicación geográfica comprende la localización del proyecto a desarrollar, deberá contener información de los estados en los que pueda estar localizado, los ríos o mesetas que puedan atravesar, así como su extensión territorial; límites geográficos.
Toda esta información deberá estar comprendida en un mapa con la localización del proyecto.
- **Estrategias consideradas.**
Se refiere a la definición de la estrategia de explotación de los campos del proyecto a corto y largo plazo, en donde se deben considerar aspectos que aseguren las metas anuales del proyecto. Estos aspectos se refieren a operación, crecimiento y eficiencia operativa de acuerdo a las prioridades del proyecto.
De acuerdo con las estrategias consideradas, es recomendable que siempre se busque la mejor administración de la declinación de la producción.

- **Recomendaciones.**

Se refiere a todas y cada una de las acciones que se considerarán a lo largo del proyecto para su desarrollo. Es importante destacar que las presentes recomendaciones ayudarán al cumplimiento óptimo de los objetivos de dicho proyecto.

I.I Guía de Resumen Ejecutivo

- Objetivo

Mencionar de manera puntual qué es lo que se quiere lograr, por ejemplo:

Optimizar la recuperación de los hidrocarburos, mediante la extracción de un volumen acumulado de 75[MMB] de aceite, 496[MMMPC] de gas y 174.2 [MMBPCE], en un periodo de 20 años; el cual requerirá una inversión de 9,258 millones de pesos.

- Alcance

Describir brevemente la manera en la que el objetivo será realizado, por ejemplo:

Se pretende cumplir el objetivo mediante la perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo y 45 intervenciones a pozos (23 reparaciones mayores y 22 menores, las cuales incluyen conversiones a sistemas artificiales de producción).

- Ubicación geográfica

Delimitar el espacio de trabajo donde se realizarán las actividades del proyecto, el cual resultará en la poligonal del mismo (figura I.1). Dicha figura deberá contener las siguientes características:

- a) Representación del punto septentrional,
- b) Asignaciones petroleras que abarca el proyecto,
- c) Resaltar cada una de las áreas comprendidas para el proyecto,
- d) Escala representativa.



Figura I.1 - Representación de una ilustración detallada

- Estrategias consideradas
Para la alternativa seleccionada, se deberá buscar la máxima eficiencia para que en todo momento la misma sea rentable, y mejorar procesos que anteriormente hayan establecido en el proyecto. Algunas de las recomendaciones por parte de la Comisión son:
 - a) Implementación de sistemas artificiales,
 - b) Métodos de perforación eficientes,
 - c) Expansión de las áreas de operación,
 - d) Actualización de modelos que permita contrarrestar la declinación prematura de los yacimientos,
 - e) Diversas metodologías para la producción de los hidrocarburos.

- Recomendaciones
Ejemplo:
La inversión total requerida para ejercer de manera exitosa el proyecto hasta el límite económico durante el periodo (años), es de 6,778 [MMpesos] del año 2013.

II. Objetivo y Alcance de la etapa de definición

Ésta es la última fase (DSD-III), en la cual se desarrolla el objetivo de la ingeniería de detalle, donde ya se ha previsto la etapa de ejecución de la alternativa seleccionada. Aquí se finaliza el alcance del proyecto y el modelado de las incertidumbres técnicas, así como los riesgos asociados para dicho escenario. En esta fase usualmente se definen los costos clase II-III (son un estimado de mayor precisión), que tienen un margen de error de +/- 15 %.

Además, es importante conocer el límite técnico de esta fase, donde se conocerán todas las actividades de ejecución desarrolladas del proyecto, y la forma en cómo se debe realizar, sobre todo en la mejora de tiempo y su administración.

Garantizar el diseño final del proyecto junto con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto, donde se incluyen los beneficios del proyecto los cuales ayudarán a soportar su aprobación definitiva y la solicitud de fondos para su ejecución.

Las actividades que se consideran en esta fase de definición son:

- Ingeniería básica: subsuelo, pozos, instalaciones, seguridad industrial y protección ambiental.
- Estimación de costos clase II-III.
- Realización de Documento de Soporte de Decisión (DSD-III) y Dictamen técnico final.

Desarrollar en detalle los planes de ejecución de la mejor opción integral de explotación y confirmar si el valor esperado del proyecto cumple con los objetivos del negocio.¹

Los objetivos básicos de la etapa de definición son:

- Análisis de riesgos o incertidumbres del proyecto,
- Detallar el alcance y su diseño,
- Plan de ejecución de manera desarrollada,
- Estimación de costos de clase II,
- Definición del grado de proyecto, y
- Asegurar la implementación de tecnología.
- Restricción en el flujo de efectivo que podrían demorar el desarrollo de la etapa.

¹PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN GUÍA VCD, PEP. COMPAÑÍA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S.A. DE C.V. COMESA. México. P. 247

Los alcances básicos de la etapa de definición son:

- *Desarrollo y optimización de la opción integral de explotación,*
- *Plan detallado de ejecución del proyecto Integral de explotación,*
- *Definición de los elementos del proyecto,*
- *Incorporación de diseños, costos y planes detallados de ejecución de pozos, y*
- *Determinar la rentabilidad del proyecto.*²

Los objetivos de negocio deben ser claros, ya que estos definen el éxito del proyecto. Se recomienda un análisis exhaustivo para asegurar el éxito:

- Persuadir la oportunidad de negocio;
 - ✓ Mejorar la productividad, así como nuevas oportunidades de producción,
 - ✓ Regular la empresa, y
 - ✓ Mejorar las instalaciones y/o servicios.
- Activo fijo del proyecto;
 - ✓ Nueva infraestructura,
 - ✓ Nuevos descubrimientos de los hidrocarburos, y
 - ✓ Nuevas instalaciones o concesiones de transporte.
- Justificaciones económicas del proyecto;
 - ✓ Costo de la inversión,
 - ✓ Horizonte del proyecto,
 - ✓ Flujos de efectivo, y
 - ✓ Condiciones del mercado.
- Estrategias para el proyecto;
 - ✓ Mantenimiento a plataformas,
 - ✓ Mantener ingresos fiscales para la Federación, y
 - ✓ Diversificación de mercados.
- Impacto al proyecto de los objetivos de mercado;
 - ✓ Fecha de anuncio para reservas o inicio de producción,
 - ✓ Calidad del hidrocarburo en venta, y
 - ✓ Compromisos comerciales.
- Aplicación de nueva tecnología.
- Prioridad del proyecto respecto a otros.

² Ibídem p. 248

II.I Determinación de estimaciones de costos clase II

Los estimados de costos clase II son un estimado de mayor precisión que los estimados de costo clase III, producto del desarrollo completo de la Ingeniería básica o diseño básico (de pozos, infraestructura o métodos de desarrollo del yacimiento); se elabora con base en especificaciones técnicas, estrategias de ejecución y de contrataciones detalladas y cotizaciones firmes de equipos mayores. Se utiliza para una solicitud firme de autorización de presupuesto para ejecución y licitación de obras.

En la figura II.1 se muestran los niveles de definición en los que, según la posición en la tabla, aumentará o disminuirá la definición y la incertidumbre.

	Característica primaria		Característica secundaria			
	Costo estimado	Nivel de definición del diseño	Uso Final	Metodología	Rango de precisión esperado	Esfuerzo de preparación
↑ + Definición - - Incertidumbre + ↓	Clase V	0% a 2%	Evaluación conceptual	Modelos paramétricos, analogía	b: -20% a -50% a: +30% a +100%	1
	Clase IV	1% a 15%	Estudio de factibilidad	Evaluación por equipos	b: -15% a -30% a: +20% a +50%	2 a 4
	Clase III	10% a 40%	Aut. De presupuestos	Costos unitarios	b: -10% a -20% a: +10 a +30%	3 a 10
	Clase II	30% a 70%	Control o concurso	Costos unitarios con cuantificaciones detalladas	b: -5% a -15% a: +5% a +20%	4 a 20
	Clase I	50% a 100%	Control detallado o		b: -3% a -10% a: +3% a +15%	5 a 100

Estimado de costos

Tabla II.1 - Matriz de clasificación de estimados de costo para industrias de procesos – tomada de Recommended Practice No. 18R-97 (AACE Cost Estimate Classification System)

II.II Guía de objetivo y alcance de la etapa de definición

Anteriormente se han comentado los criterios básicos que se deben incluir en las etapas de objetivo y alcance para la definición o factibilidad del proyecto, para este apartado es necesario cumplir con los puntos mencionados y además ser congruente con los objetivos del negocio, siempre tratando de no ser redundante en la información.

En el caso de los estimados de costo clase II, si así la Comisión Nacional de Hidrocarburos lo requiere, se deberá desarrollar de manera extensa la metodología que se seleccionó para llegar a los resultados favorables.

Para la Comisión es importante que toda la información sea clara y se mantenga en orden, tratando de evitar en todo momento que se presente información en secciones donde no se requiera y para efectos de esta guía, señalar la siguiente información:

- **Objetivo**

Los siguientes puntos son a manera de ejemplo, en dado caso, indicar y añadir los que mejor se adapten al proyecto.

Indicar cuáles son las metas propuestas para lograr el óptimo desarrollo del proyecto; estos pueden ser algunos ejemplos:

- a) Mejorar la oferta de hidrocarburos, ingresos y por consecuencia, los indicadores económicos,
- b) Ajustar un plan nacional de desarrollo,
- c) Incrementar la inversión para promover una mayor tasa de crecimiento económico, referente al punto anterior,
- d) Implementar un programa de actividades de tal manera que se evite el deterioro ambiental, bajo una normatividad y mejores estándares de seguridad y protección ambiental, y
- e) Proyectar la tasa de recuperación al horizonte del proyecto.

- **Alcance**

Indicar cuales son las acciones principales para alcanzar el objetivo del proyecto. Existen diferentes métodos o alternativas que se podrán realizar a lo largo de la vida útil del proyecto y llevar a cabo con éxito el mismo, cabe mencionar que la información referida en este punto, es recomendable que se explique por campo, ya que las acciones a tomar

pueden ser diferentes para cada campo, pero siempre ajustándose al objetivo del proyecto. Se mencionan algunas acciones a manera de ejemplo:

- a) Reparaciones menores y mayores,
- b) Perforación de pozos (tipo de pozos y métodos),
- c) Actualización o compra de infraestructura,
- d) Recuperación mejorada y/o secundaria,
- e) Nuevas tecnologías,
- f) Actualización del modelo estático y de simulación.

III. Introducción

En este capítulo se establece quién presenta el Documento de Soporte de Decisión de factibilidad, cuándo y con qué propósito.

El antecedente para el DSD-III es el Manifiesto de Impacto Petrolero (MIP), correspondiente a la etapa de conceptualización (C), que además contiene el DSD-II.

Para evitar ser redundante con la información que a continuación se presentará, la información contenida en los siguientes capítulos, no se deberá incluir. Esto es con la finalidad de mostrar solo la información requerida para la introducción.

III.I Guía de Introducción

La parte de la introducción debe estar constituida por el Manifiesto de Impacto Petrolero de la fase de conceptualización (C) y el Documento de Soporte de Decisión de la misma fase DSD-II.

Para efectos de la información que se requiere en este apartado, se mostrarán algunos ejemplos:

- ¿Quién presenta el DSD-III? ¿Cuándo y con qué propósito?
- Documento de Soporte de Decisión de la fase de Conceptualización (C), se presenta un resumen ejecutivo del proyecto (a manera de conocer los antecedentes a esta nueva fase).
- Comentar brevemente los dictámenes por parte del área técnica de explotación de PEMEX y del Grupo de Trabajo de Inversión (GTI), en proyectos mayores a 2,000 millones de pesos.
- Presentar listado de premisas a recabar.
- Programa de liberación de recursos y financiamiento.
- Nombre de quién presenta el documento, es decir el director del proyecto, la región y campo donde se encuentra y los propósitos generales del proyecto.

A continuación se muestra un ejemplo:

El proyecto (nombre del proyecto) está enfocado a la producción e incorporación de reservas de aceite pesado y gas asociado. La componente de explotación está conformada por las iniciativas de desarrollo de los campos (nombre del o los campos) con el fin de contribuir a mantener la oferta de aceite y el cumplimiento de los programas de exportación de crudo Maya. Estas actividades tienen como premisa la seguridad de su personal e instalaciones y con estricto apego a la normatividad ambiental vigente.³

Las estrategias económicas del gobierno federal nuevamente apuestan al área energética como punta de lanza para el desarrollo sustentable del país, pero ahora con variables que en el pasado no eran tan comunes como lo son hoy en día, tales como las alianzas entre consorcios, la globalización de los mercados, la certificación de calidad en los procesos de producción por solo mencionar algunas; es por esta razón que hoy en día todas las subsidiarias representan, la gran oportunidad de ser los motores de desarrollo sostenido que el país necesita.⁴

³ Explotación Ku-Maloob-Zap, proyecto PEP

⁴ Informe Anual 2002 Ku-Maloob-Zap, PEP región Marina Noreste

IV. Motivo y justificación del proyecto

El contenido de este capítulo debe ser consistente con los objetivos del negocio que se establecen en el Capítulo II, los efectos de no realizarlo, se delimitan en el Capítulo V, y los objetivos del proyecto, que se establecen en el Capítulo VI.

De acuerdo a la Real Academia de la Lengua Española, motivo y justificación son definidas de la siguiente manera:

Motivo: Causa o razón que justifica la existencia de una cosa o la manera de actuar de una persona, en este caso, un proyecto.⁵

Justificación: Explicación razonada de la causa o motivo que justifica una cosa o prueba convincente de algo.⁶

⁵ Definición de la Real Academia Española

⁶ *Ibíd*em

IV.I Guía de motivo y justificación

Como se ha comentado anteriormente, dar a conocer los motivos y justificaciones para tal acción derivan de la necesidad de recabar los puntos ligados a los objetivos del negocio y del proyecto para que los resultados del mismo sean los mejores.

Para efectos de la Comisión, cada punto debe ser explicado y detallado de la mejor forma, ya que estos datos servirán para complementar el punto (V) de esta guía.

IV.I.I Motivo

En el motivo del proyecto se deberán indicar todas aquellas causas por las cuales se requiere realizar el proyecto; si éstas se encuentran conforme alguna ley, estrategias o programas para la producción de los hidrocarburos. Los siguientes puntos explican las más comunes dentro de la industria, en caso de no ser ninguna de las siguientes por las cuales se está llevando a cabo el proyecto, indicar sus motivos. Generalmente se pueden contestar con un ¿Por qué?.

Estos son ejemplos tomados de algunos proyectos en fase DSD-III o Definición.

- *Hasta cierto año será parte del Programa Estratégico de Gas (PEG) con una inversión autorizada por la SHCP, donde se propone separar y registrar como nuevo proyecto, con el objetivo de solicitar sus propios recursos y poder continuar su explotación.*
- Por haber alcanzado la presión de rocío y de saturación, lo cual dará un mayor soporte al plan de explotación, donde la recuperación secundaria ayudará al incremento del factor de recuperación. Con esto se pretende recuperar un volumen de aceite y gas comprendido en el período de tiempo.
- Creciente demanda de la industria y el aumento de expectativas en el entorno internacional sobre la exploración y explotación de hidrocarburos, en donde la inversión tiene que ser rentable y sostenible en tiempo de constantes cambios.
- Se alinea con los principales objetivos del plan nacional de desarrollo (año en el cual se designó), ya que su implementación favorecerá al desarrollo de una economía de mayor competitividad, para incrementar inversión y promover una mayor tasa de crecimiento económico.
- Sustentabilidad ambiental y seguridad del personal.

IV.I.II Justificación

La justificación del proyecto comprende todas aquellas acciones que puedan realizarse con un estudio previo para obtener el máximo beneficio de la recuperación de los hidrocarburos. Generalmente podemos atender este apartado respondiendo a la

pregunta ¿Para qué?. Los siguientes incisos son elegidos de algunos proyectos que se enviaron a la Comisión, por ejemplo:

- *Estudios especiales han presentado la oportunidad de explotar reservas remanentes, mediante las estrategias de operación y mantenimiento de pozos e instalaciones.*
- *Se propone una nueva estrategia, la cual complementa el desarrollo de los campos nuevos, aunado a una adecuada administración de los yacimientos con el fin de optimizar la rentabilidad del proyecto.*
- *Fortalecer la exploración y producción de crudo y gas, las tareas de mantenimiento, así como las medidas de seguridad y mitigación del impacto ambiental.*
- *Incorporar volúmenes adicionales de hidrocarburos que provendrán de pozos adicionales para complementar el desarrollo de los campos.*
- *Recuperar en un horizonte de tiempo un volumen adicional de gas y aceite, con un cambio positivo en los indicadores económicos (VPN, VPI, B/C).*

Por lo anterior, es importante indicar las justificaciones para cada uno de los proyectos, que mejor caractericen a los mismos.

V. Efectos de no realizarse el proyecto

V.I Evaluación de proyectos

Con la presencia de un proyecto en el cual se tenga una inversión de por medio, se debe considerar que la evaluación económica del mismo se realiza bajo criterios donde se comparan flujos de beneficio y costo, cualquiera que sea el objetivo de la inversión o la finalidad del estudio.

Para realizar una evaluación de proyectos, se llevan a cabo distintos estudios tales como; de mercado, técnico y económico con los cuales se deberá estimar el comportamiento del flujo esperado, tanto de ingresos como de costos, que se presentarán durante la vida útil de un proyecto. Estos flujos deberán ser comparados para las dos situaciones existentes, que son *Situación Base o base optimizada* y *situación con proyecto*.

En las situaciones antes mencionadas se debe evaluar el comportamiento del flujo de caja, donde si él o los proyectos necesitan modificaciones sobre su ejecución, estas consideraciones se realizarán desde el momento cero, (día donde comienza su ejecución) y nunca tomarse en cuenta los flujos pasados ni las inversiones existentes.

En la etapa de evaluación corresponde definir:

- a) La situación base o “situación sin proyecto”, con el fin de compararla con cada una de las alternativas del proyecto propuesto,
- b) Identificación y valoración monetaria de los ítems que representan beneficios y costos atribuibles al proyecto, y
- c) Evaluación de los proyectos, aplicando criterios de evaluación basados en los indicadores de rentabilidad que se obtengan y adoptar una decisión acerca de su ejecución.

V.II Situación base o situación sin proyecto

Al momento de comparar las situaciones sin proyecto y con proyecto, los beneficios y costos resultan incrementales; esto es, su comparación será resultado de la definición de la situación base con o sin proyecto.

Además, la situación sin proyecto se deriva de la situación actual del proyecto, también denominada “situación optimizada”, se determina al momento de introducir dos modificaciones a la situación actual:

- *Se incorporan a la situación actual los proyectos que la entidad a cargo del proyecto prevé o ha decidido ejecutar, y*

- *Se optimiza a la situación actual. Dicha optimización se puede alcanzar realizando obras menores, que configuren inversiones y costos marginales, y aplicando medidas administrativas o de gestión.*⁷

Al realizar este tipo de modificaciones al proyecto, se obtendrá la evaluación no sólo de los beneficios y costos, sino de mejorar la situación actual de los proyectos. Además, se evita que se asigne beneficios o prioridades a proyectos que no les corresponde, y de esta manera sobreestimar estas condiciones a los proyectos evaluados.

La situación sin proyecto puede diferir notoriamente a la situación actual del proyecto, debido a la existencia o ejecución de otros proyectos ya aprobados por la entidad pertinente que no modifican la capacidad inicial del proyecto. Es por esto que los datos obtenidos son dinámicos y conviene proyectarlos al horizonte de la evaluación.

Entonces, al momento de no ejecutar un proyecto, se obtiene una situación base optimizada sin proyecto.

⁷ Ministerio de planificación y cooperación, división de planificación, estudios e inversiones.

V.III Guía de efectos de no realizar el proyecto (Situación base optimizada)

Para la situación de no proyecto o base optimizado, se deben indicar cuáles han sido las modificaciones al proyecto que han determinado el cambio de monto y alcance, así como su horizonte.

Ejemplo:

El caso base optimizado incluye como inversiones principales en el período de evaluación (período de tiempo en años), la terminación de 50 pozos de desarrollo, 66 intervenciones mayores, 840 reparaciones menores y el tendido de 10 ductos de transporte de fluidos.

Para efectos de establecer las comparaciones en términos de actividad física y financiera, en el caso base optimizado, este último será considerado como el proyecto actual y el escenario seleccionado o elegido será el proyecto propuesto.

El cambio de monto y alcance del proyecto es generado principalmente por la perforación de 161 pozos, 197 intervenciones mayores, 1,763 reparaciones menores, la construcción de 7 estructuras y 34 ductos en el horizonte (periodo de tiempo en años). En la tabla V.1 se muestran las comparaciones entre las actividades de los proyectos actuales y propuestos.

Actividad	Proyecto actual (Base optimizado)	Proyecto propuesto (Horizonte)

Tabla V.1 - Comparación de actividades físicas del caso base optimizado y los propuestos.

- ✓ Comparar los volúmenes adicionales que se tienen con el caso base optimizado y la nueva propuesta. Tablas V.2, V.3 y V.4 para ambas alternativas

Aceite [MBD]

Qo [MBD]	2013	N	Np [MMB] (horizonte)
Base optimizado					
Propuesto					

Tabla V.2 - Producción de aceite (horizonte) para ambas alternativas

Gas [MMPCD]

Qg [MMPCD]	2013	N	Gp [MMPCD] (horizonte)
Base optimizado					
Propuesto					

Tabla V.3 - Producción de gas (horizonte) para ambos casos

Condensados [MBD]

Qc [MMB]	2013	N	Cp [MMB] (horizonte)
Base optimizado					
Propuesto					

Tabla V.4 - Producción de condensados (horizonte) para ambos casos. (Cp – Volumen acumulado de condensados)

- ✓ Las inversiones para cada uno de los proyectos (caso base optimizado y proyecto propuesto). Tablas V.5, V.6 y V.7 (base optimizado y propuesto).

Inversiones [MMpesos]

Inversiones [MMpesos]	2013	n	Total (horizonte)
Base optimizado					
Propuesto					

Tabla V.5 - Inversiones entre escenario actual y propuesto (horizonte) [millones de pesos]

Inversión estratégica [MMpesos]

Inversiones [MMpesos]	2013	n	Total (horizonte)
Base optimizado					
Propuesto					

Tabla V.6 - Inversión estratégica entre escenario actual y propuesto (horizonte) [millones de pesos]

Inversión operacional [MMPesos]

Inversiones [Mmpesos]	2013	n	Total (horizonte)
Base optimizado					
Propuesto					

Tabla V.7 - Inversión estratégica entre escenario actual y propuesto (horizonte) [millones de pesos]

Expuesto el análisis y evaluaciones que se realizan para obtener la alternativa integral de explotación con la mejor combinación beneficio-riesgo, y para que pueda ser documentada en la cartera de proyectos a fin de materializar la incorporación de los volúmenes de reservas asociados al proyecto.

Con la alternativa de explotación propuesta para este proyecto, se espera incorporar para el período (período en años de la propuesta) un volumen producido de aceite del orden de (volumen de aceite) (MMB) de aceite y (volumen de gas) (MMMPC) de gas, lo cual tiene asociado un valor presente neto promedio antes de los impuestos de (MMpesos), ingresos totales por (MMpesos).

VI. Objetivo y alcance del proyecto

Como se puede observar en el punto I, donde se señala que se debe incluir un breve resumen de los objetivos para que el lector pueda comprender de manera rápida y sencilla los datos puntales del proyecto para tener una idea más clara del mismo. No obstante en este apartado es necesario aportar más detalles acerca del proyecto y dar a conocer a fondo cuál es la intención del proyecto en todos sus aspectos.

En este apartado se detallada completamente la información para una mejor visualización de los datos que se requieren.

VI.I Guía de objetivo y alcance del proyecto.

En el punto I de esta guía se ha hecho un breve resumen de los objetivos y alcances del proyecto, donde solo es importante dar a conocer cuáles son los puntos más sobresalientes del proyecto. En este punto se da a conocer a detalle por qué se ha seleccionado esta alternativa y por ende indicar de manera clara qué es lo que se quiere del proyecto y la forma en la que se llevará a cabo.

Explicar los alcances para cada campo, para poder justificar cada una de las acciones que se realizarán, ya que las zonas pueden tener distintas propiedades que marquen una diferencia en la producción así como en la metodología a utilizar.

Además, indicar con tablas, información como:

- Metas del proyecto (Producción acumulada de aceite y gas del horizonte de proyecto). Tabla VI.1

Metas del proyecto (nombre) (año)				
Estrategia	Número de pozos	Inversión [MMpesos] (Horizonte)	Producción acumulada (Horizonte)	
			Aceite [MMB]	Gas [MMMpc]

Tabla VI.1 - Metas físicas del proyecto

Nota: Para la producción de aceite y gas de la alternativa seleccionada, se recomienda que se desglose la producción esperada de cada uno de los años del horizonte que se tiene contemplado.

- Tablas de inversión y gastos de operación. Tabla VI.2

Concepto	Horizonte económico del proyecto (por años)			Total
	Año Inicio	...	Año termina	
Inversión				
Gastos de operación				

Tabla VI.2 - Inversión y gastos de operación del proyecto

VII. Reservas, tipo y denominación comercial

En este apartado, la interpretación de volúmenes y valores que cuenten con un grado inherente de incertidumbre ayudarán para el cálculo de recursos petroleros. Los cuáles, estarán asociadas a proyectos de desarrollo en diferentes etapas de diseño. Para la estimación de recursos petroleros es importante considerar factores técnicos y comerciales que afectan la factibilidad económica del proyecto, la vida productiva y los flujos de efectivo relacionados. Además, las reservas de hidrocarburos poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta del hidrocarburo.

Para considerar un cierto volumen de hidrocarburos como reserva es necesario que los indicadores económicos y elementos como la perforación de pozos y su terminación, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura sea siempre positiva; en caso contrario en el cual existan cambios como lo es en el precio del hidrocarburo, se clasificarán como recursos contingentes.

Con el apoyo del documento Petroleum Resource Management System (PRMS) en conjunto con Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) y Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), se presentan las siguientes definiciones, lo cual nos permitirá mostrar los aspectos más relevantes que se utilizan de manera aplicada para la estimación de reservas.

VII.I Definiciones

En este apartado se presentan los criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, explicándose las definiciones, así como algunos procedimientos empleados para su evaluación.

VII.I.I Volumen original de hidrocarburos (*In situ*)

El volumen de hidrocarburos es la acumulación de hidrocarburos que se encuentra en equilibrio con el yacimiento, que se estima existe originalmente y puede ser expresada en condiciones de superficie, así como en condiciones de yacimiento.

Existen dos procedimientos para determinar el volumen original de hidrocarburos: Métodos determinísticos y métodos probabilísticos.

- a) Los métodos determinísticos son aquellos en los que se selecciona un valor o series de valores para cada parámetro basado en la selección del evaluador, estos métodos son: volumétricos, balance de materia y simulación numérica.

Los métodos volumétricos son lo más usados en la fase inicial del yacimiento, sobre todo en la caracterización del yacimiento. Y están basados en propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y volumen de arcilla.

- b) Los métodos probabilísticos son aquellos donde se define una distribución que representa el rango completo de valores posibles para cada parámetro de entrada, estos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua y espesores netos.

VII.I.II Recursos petroleros

Se consideran recursos a todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, aunque desde la vista de explotación, solo se consideran recursos a los volúmenes con un potencial de explotación. Por otro lado los recursos prospectivos se les consideran como recursos contingentes, es decir, que aún tienen un índice de incertidumbre para ser potencialmente explotables.

VII.I.III Volumen original de hidrocarburos total *In-situ*

El volumen de hidrocarburos total *in situ* es la cuantificación, a condiciones de yacimiento, de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales, incluyendo las acumulaciones descubiertas, y los volúmenes estimados en los yacimientos que pueden ser descubiertos.

Los volúmenes de hidrocarburos totales pueden ser recursos potencialmente recuperables, pero eso dependerá de la tecnología usada, disponibilidad de información y de la incertidumbre asociada. Aunque existe la posibilidad de que las cantidades consideradas no recuperables cambien a un estado de recursos recuperables por la variación de los elementos antes mencionados.

VII.I.IV Volumen original de hidrocarburos no descubiertos

El volumen original de hidrocarburos no descubiertos, es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una cierta fecha, de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.

VII.I.V Volumen original de hidrocarburos descubierto

El volumen original de hidrocarburos descubiertos son las acumulaciones de hidrocarburos conocidas antes de su producción. Este volumen puede ser comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de los hidrocarburos, y no comercial en el caso contrario.

VII.I.VI Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos son la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una oportunidad asociada de descubrimiento y una oportunidad de desarrollo.

VII.I.VII Recursos contingentes

Los recursos contingentes son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada. Para que éstas se consideren potencialmente recuperables, se debe considerar un proyecto lo suficientemente maduro para su desarrollo comercial. Algunas de las causas por las cuales no pueden ser potencialmente recuperables es por la inexistencia de mercados viables, o donde su recuperación comercial depende de tecnología en desarrollo. *Los recursos prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto (PRMS).*

VII.II Tipos de reserva (1P, 2P y 3P)

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios:

- *Estar descubiertas,*
- *Ser recuperables,*
- *Ser comerciables, y*
- *Mantenerse sustentadas en proyectos de desarrollo.*

Las reservas son categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizados conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre de estas reservas dependerá de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería.⁸

⁸ FOR APPLICATION OF THE PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM. Auspiciado por Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). P.6

La cuantificación y clasificación del volumen original de hidrocarburos del campo será determinado por las reservas 1P, 2P y 3P actualizadas al término de la perforación de los pozos, de la interpretación sísmica y de análisis del resultado de pozos, figura VII.1.

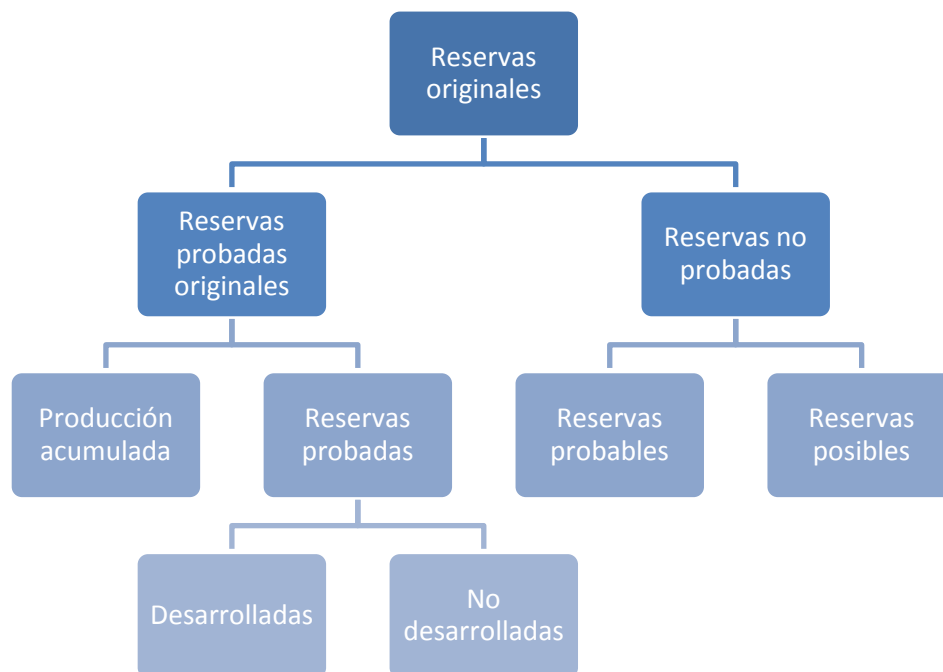


Figura VII.1 – Clasificación del volumen original de hidrocarburos.

VII.III Reservas probadas (1P)

Las reservas probadas son aquellas cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquido del gas natural, que demuestran una incertidumbre razonable; que denotan que serán recuperables bajo las condiciones económicas y métodos de operación pertinentes.

La incertidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. Y con ello, se tendrán que justificar los datos de la evaluación de reservas, así como los gastos iniciales, factores de recuperación, límites de yacimiento y estimaciones volumétricas. En general, se consideran reservas probadas si la productividad comercial está apoyada en datos de producción reales o por pruebas de producción.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnica de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de concurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para

que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.⁹

Las reservas probadas pueden clasificarse como desarrolladas y no desarrolladas.

Reservas desarrolladas

Son aquellas que son recuperadas con la infraestructura existente. En caso de requerir de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada, los costos rigurosamente tendrán que ser menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

Reservas No desarrolladas

Son aquellas que se esperan sean recuperadas con una infraestructura nueva en zonas que aún no han sido perforadas, y para ello se considera una inversión relativamente grande para su producción y transporte. Asimismo, deberá existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y un presupuesto aprobado.

Reservas no probadas

Son las que se evalúan extrapolando características y parámetros del yacimiento, o suponiendo pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos, ya que éstas características están presentes al momento de la evaluación.

VII.II.II Reservas probables (2P)

Las reservas probables son aquellas que son más factibles de ser comercialmente recuperables, en las cuáles se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, donde existe el 50% de la cantidad a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables también están ubicadas en formaciones que pueden ser productoras y estas son inferidas por medio de registros geofísicos.

Para clasificar las reservas probables se consideran las siguientes condiciones:

- Formación separada por falla geológica y la posición volumen sea más alta que la del área probada,
- Reservas atribuibles a futuras intervenciones,
- Reservas incrementales en formaciones productoras, y
- Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios.

⁹ PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO. 2011 p. 7

VII.II.III Reservas posibles (3P)

Las reservas posibles son aquellas donde la información geológica y de ingeniería, demuestran que son menos factibles su recuperación comercial que de las reservas probables. Aún cuando se realice el estudio probabilístico, la suma de sus reservas probables más posibles tendrán al menos un 10% de probabilidad que las cantidades recuperables sean igual o mayores.

Se pueden considerar las siguientes condiciones para clasificarlas como reservas posibles:

- Reservas basadas en interpretaciones geológicas en áreas adyacentes al yacimiento,
- Formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos,
- Incertidumbre técnica en perforaciones intermedias, y
- Reservas en un área de la formación productora que parece ser separada del área probada por fallas geológicas.

VII.III Metodología analítica y determinística

Metodología analítica

Existen tres diferentes tipos para el cálculo del volumen del hidrocarburo, dentro de las tres categorías se encuentran las siguientes:

- Analogías,
- Estimaciones volumétricas, y
- Estimaciones basadas en desempeño, donde se incluye un balance de materia, curvas de declinación, simulación numérica y curvas tipo.

Análogos

Esta metodología es usada para el cálculo de los volúmenes en las etapas de exploración y desarrollo, cuando la información por medición directa es escasa. Se supone un yacimiento análogo, con el yacimiento en estudio y según sus propiedades del yacimiento y de roca-fluido que controlan la recuperación final de aceite y así tomar los datos de desarrollo (pozos, esparcimiento de pozos y estimulación) y así para poder realizar un perfil de producción.

Los yacimientos análogos son formados por los mismos procesos, o muy similares, en términos de sedimentación, diagénesis, presión y temperatura, historia química y mecánica y de formación estructural.

Estimación volumétrica

La metodología utiliza todas las propiedades de la roca del yacimiento, lo cual brinda una alta posibilidad de calcular los hidrocarburos *in situ*, con la cual se puede calcular lo siguiente:

- Geometría del yacimiento y límites de trampas que impactan en el volumen total de la roca.
- La elevación de los contactos de agua-aceite y aceite-gas.
- Calidad del yacimiento, tipo de fluido y contactos que controlan la saturación de los mismos.
- Distribución del volumen poroso y de permeabilidad.

Además, se pueden utilizar métodos geo-estadísticos para corroborar la información de la distribución espacial para incorporarla a los análisis de la simulación numérica del yacimiento.

Metodología de balance de materia

Este método involucra el análisis del comportamiento de la presión media durante la explotación del hidrocarburo.

En situaciones normales (empuje por gas) y donde se pueden obtener datos, tales como la presión, se pueden conseguir estimaciones confiables para diferentes presiones de abandono. En situaciones complejas (afluencia de agua, comportamiento multifásico) con el método de balance de materia pueden arrojar resultados erróneos.

Hoy en día existen diversos software, los cuales brindan un grado de confiabilidad más grande, ya que estos programas realizan un pronóstico de comportamiento del yacimiento bajo valores ingresados de las propiedades de las rocas, geometría del yacimiento, funciones de permeabilidad relativa y propiedades de los fluidos.

Metodología de desempeño

Métodos deterministas y probabilísticos

Las estimaciones de reservas se pueden calcular con métodos analíticos, incluso, se puede cotejar la información con métodos determinísticos. Un método determinístico considera un rango de resultados que surgen de un análisis probabilístico.

En los Métodos determinísticos se selecciona un valor discreto o serie de valores para cada parámetro basado en la selección por parte del evaluador y que son más apropiados para

la categoría correspondiente de recursos. Se deriva un resultado simple de las cantidades recuperables par cada incremento o escenario determinista.¹⁰

A partir de ecuaciones volumétricas, se podrá calcular el volumen original de aceite y se hace a través de las siguientes definiciones

$$N = \frac{7758 Ah\phi S_{oi}}{\beta_{oi}}$$

Dónde:

N = POES (volumen original In-Situ),

A =área del yacimiento, en acres,

h = Espesor de la roca, en pies,

ϕ = porosidad promedio de la roca-yacimiento, es una fracción adimensional,

S_{oi} = saturación promedio del yacimiento, es una fracción adimensional, y

β_{oi} = Factor volumétrico de aceite.

Para el gas, se tiene lo siguiente:

$$G = \frac{43560 Ah\bar{\phi} S_{gi}}{\beta_{gi}}$$

Dónde:

G = GOES (Volumen de gas In-situ [f3]),

A = área del yacimiento, en acres,

h = espesor de la roca-yacimiento, en pies,

Φ = porosidad promedio de la roca-yacimiento, en fracción, y

S_{gi} = saturación de gas inicial promedio, en fracción

El Método probabilístico, se define como un rango de valores posibles de los parámetros de entrada, generalmente utilizando un método de simulación Monte Carlo donde se calcula un rango y distribución. La distribución puede ser convertida, en una curva de frecuencia acumulativa que puede ser probada al azar. Donde la repetida selección hecha al azar de valores y sus probabilidades de cada juego de variables independientes, conduce al cálculo de un número grande de estimaciones volumétricas (figura VII.2). Este método

¹⁰ PRMS 2009 p.28

generalmente se aplica para darle un enfoque a la mayoría de los cálculos de recursos volumétricos en las fases iniciales de un proyecto de explotación y desarrollo.¹¹

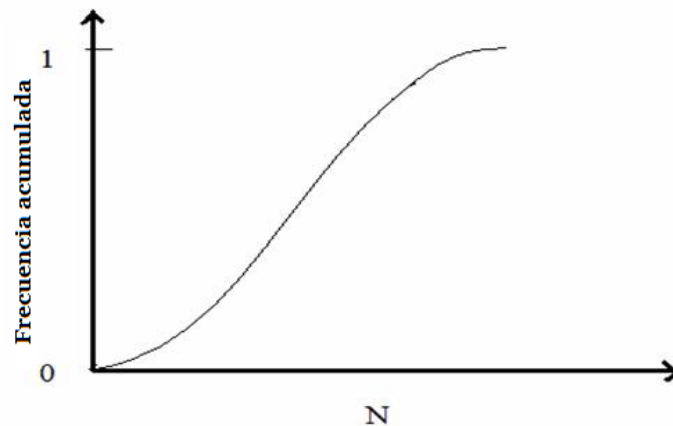


Figura VII.2 - Gráfica de la frecuencia acumulada (Método Monte Carlo).

VII.IV Denominación comercial de hidrocarburos

Una vez descubiertos los volúmenes de hidrocarburos recuperables, se pueden considerar producibles comercialmente, y por lo tanto parte de una reserva. Si se ha determinado la comercialidad del hidrocarburo y el desarrollo del proyecto, se basará en los siguientes criterios:

- Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.
- Una evaluación razonable en que la parte económica futura de dichos proyectos de desarrollo satisfagan criterios de inversión y operación (límite económico).
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todas las cantidades de producción, o por lo menos las cantidades esperadas de ventas, requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o puede llegar a estar disponibles
- Evidencia de asuntos legales, contractuales, ambientales y otras de índole social y económica permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que se evalúa.

Para que se puedan considerar dentro de la clase de reservas, debe existir un nivel alto de confiabilidad comercial, en la cual se verifiquen dichas reservas con estudios específicos de la formación, como el análisis de perfiles y pronósticos de producción y pruebas de

¹¹ PRMS 2009 p.28

formación que corroboren la información, debe existir por lo menos cinco años de referencia para poder acreditar los objetivos estratégicos de cada proyecto.

Las condiciones comerciales puede que estén limitadas en cuestiones financieras, tales como; costos, precios, términos fiscales, impuestos, condiciones legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Para lo cual, se puede evaluar el valor del proyecto de diferentes maneras; costos históricos y valores comparativos de mercado, donde el análisis de flujo de efectivo será primordial para modificar todos los aspectos antes mencionados.

VII.VI Guía de reservas, tipo y denominación comercial.

a) Para tal proyecto, se anexan las tablas y métodos por el cuál se ha cuantificado la reserva declarada en este DSD-III de explotación.

- Incluir el valor del volumen original de hidrocarburos (año en curso), estimada para cada una de las categorías de reservas de dicho proyecto, así como el factor de recuperación.

La Comisión recomienda que los valores de volumen original, factor de recuperación y reservas remanentes, sean presentados por campo y estrategia seleccionada, claramente correspondiente al horizonte de tiempo en el cual fue establecido el proyecto. Tabla VII.1 y VII.2

Percentil	Volumen original					
	1P		2P		3P	
	Aceite [mmb]	Gas [mmmc]	Aceite [mmb]	Gas [mmmc]	Aceite [mmb]	Gas [mmmc]
P10						
P50						
P90						

Tabla VII.1 - Distribución probabilística de volumen original de aceite

Percentil	Factor de recuperación					
	1P		2P		3P	
	Aceite [%]	Gas [%]	Aceite [%]	Gas [%]	Aceite [%]	Gas [%]
P10						
P50						
P90						

Tabla VII.2 - Distribución probabilística del factor de recuperación

- Es recomendable que se estime el volumen original de hidrocarburos por medio de dos métodos: determinísticos y probabilísticos. Esto es para tener una mejor certeza del volumen de hidrocarburos que se está calculando. Tabla VII.3

Volumen original de hidrocarburos					
Método determinístico			Método probabilístico P10, P50, P90		
Campo	Método: (nombre del método)		Método: (nombre del método)		
	Aceite [mmb]	Gas [mmmc]	Aceite [mmb]	Gas [mmmc]	Percentil [%]

Tabla VII.3 - Volumen original de hidrocarburo comparativa de resultados

Nota: La Comisión considera necesario que se realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico. Anexar gráfica de los percentiles encontrados para el proyecto.

Ejemplo de las gráficas (figura VII.3):

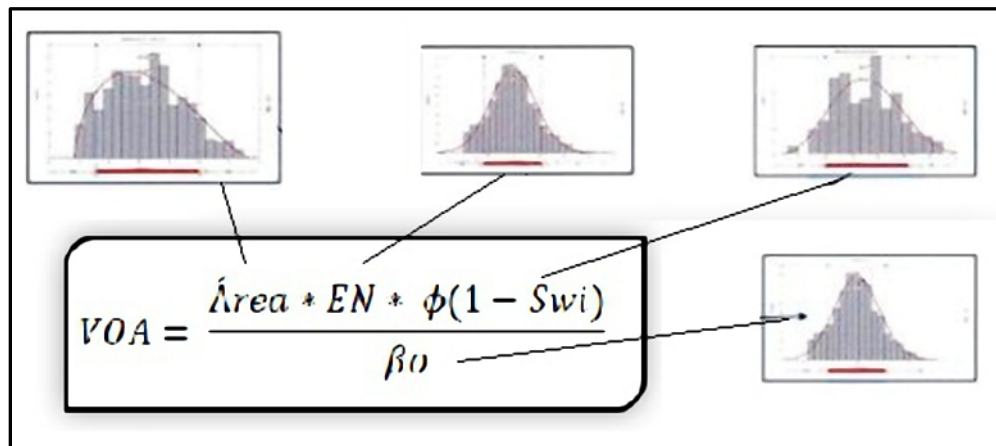


Figura VII.3 – Gráficas del cálculo probabilístico del volumen original

VII.VI.1 Reservas remanentes 1p, 2p y 3p

- Descripción de las reservas del proyecto, en donde deben indicarse el volumen de reserva por extraer, estos datos deben ser referentes al 1° de Enero en el cual se esté llevando a cabo la ejecución de dicho proyecto. Tabla VII.4

Reserva remanente (año en curso)									
	1P			2P			3P		
Campo	Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]	Crudo equivalente [MMbpc]	Aceite [MMb]	Gas [MMMPC]	Crudo equivalente [MMbpc]	Aceite [MMb]	Gas [MMMPC]	Crudo equivalente [MMbpc]

Tabla VII.4 - Reserva remanente

- b) Indicar las gráficas del perfil probabilístico, acumulado de aceite y gasto de gas. Figura VII.4

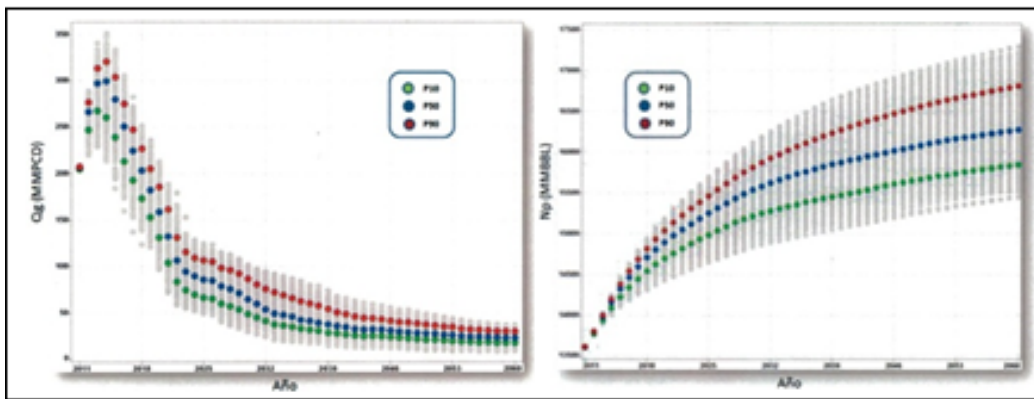


Figura VII.4 - Perfil probabilístico de aceite acumulado y gasto de aceite.

- c) Indicar la denominación comercial del hidrocarburo, referente a la fecha en la que se ha puesto en desarrollo el proyecto.
- Calidad y poder calorífico del hidrocarburo (% de encogimiento).
 - Calidad aceite y gas de cada yacimiento que conforman el proyecto.

VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural

Cuando tenemos un proyecto, en el cual se considera la producción de gas, ya sea para la venta o para su reutilización, es necesario que se contemple cada una de las actividades que se realizan en dicho proyecto para tener un control de lo que se realiza.

Como se ha comentado anteriormente en el *Art.1º párrafo III subíndice F. La reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su explotación* de los lineamientos de la Comisión, conlleva a un informe en donde se distribuye cada volumen extraído de gas.

No es necesario que en esta guía se detalle de manera profunda, ya que para entregar los volúmenes trimestrales o anuales de gas, se encargará otra subdirección de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Asimismo, se explicará de donde proviene (campo, yacimiento) y los destinos a los cuales los volúmenes son enviados para su tratamiento o en su caso para ser utilizados con bombeo neumático (BEC) o bien para mantenimiento de presión.

A continuación se explicará cuáles son los puntos de importancia que nos ayudarán a enfocar una buena información.

VIII.I Guía de orígenes, destinos y utilización del gas natural

a) Objetivo

Indicar el objetivo del proyecto y complementar con la situación respecto a la reducción de la quema y venteo de gas natural, incluyendo las metas físicas (pozos, instalaciones, equipo para el manejo o destrucción controlada de gas), económicas y en materia de producción, así como el perfil de quema y venteo de gas, e indicar el periodo para el proyecto.

b) Descripción

Describir el proyecto de forma general y su estrategia de explotación

Incluir (véase tabla VIII.1 página 54):

- ✓ Pronósticos de producción de gas [MMPCD] y la utilización del gas para bombeo neumático. Anual para la vida productiva del yacimiento (iniciando 2013).
- ✓ Pronostico anual de quema y venteo de gas [MMPCD] anual para la vida productiva del yacimiento (iniciando 2013).
- ✓ Inversiones del proyecto en todo su horizonte, separando aquellos egresos destinados al aprovechamiento de gas o bien a su destrucción controlada (equipos de compresión, quemadores, ductos, entre otros).
- ✓ Gastos de operación del proyecto
- ✓ Metas físicas: instalaciones, pozos, ductos, equipos principales (planeadas o existentes).

c) Características del yacimiento

Incluir aquellos datos que soporten la evaluación de alternativas para el manejo de gas, estos pueden ser:

- ✓ Relación Gas-Aceite del campo/yacimiento
- ✓ Tabla con el análisis de características cromatográficas (en % de mol de los elementos que conforman el gas)
- ✓ Propiedades del gas a quemar o ventear:
 - Peso específico (kg/m³),
 - Peso molecular (g/mol),
 - Poder calorífico (BTU/FT³),
 - Presión (kg/cm²),
 - Temperatura (°C), y
 - Densidad (kg/m³).

Campo	Tipo de gas	destino	Volumen [MMPC]

Tabla VIII.1- Descripción por campo del tipo de gas que se maneja.

d) Análisis técnico

Indicar la factibilidad en función de las características del gas, descripción de instalaciones u obras planeadas o existentes para manejo, transporte o almacenamiento de gas, cercanía con otras instalaciones para su procesamiento o almacenamiento.

e) Análisis económico

Consideraciones al análisis

- ✓ La quema de gas natural no se considera como una alternativa económica a su conservación, aprovechamiento o transferencia.
- ✓ El venteo no se considera dentro del análisis económico como una alternativa a la quema. Únicamente se considerará el venteo por cuestiones de caso fortuito y de seguridad industrial, y para garantizar la operación segura de las instalaciones.

El análisis económico se incluirá la siguiente información:

- ✓ Perfil de gas natural a aprovechar y a quemar, ventear durante la vida productiva del yacimiento (tabla VIII.2);

Concepto	2013	2014	2015	...	Año N	Total
Gas a producir						
Gas a aprovechar						
Gas a quemar o ventear						

Tabla VIII.2 – Perfil de gas natural

- ✓ Inversiones = Gastos en inversión para la instalación, modificación, adecuación, etc. de equipos o instalaciones para el aprovechamiento o destrucción controlada de gas natural.
- ✓ Costos operativos = Los costos operativos para aprovechar el gas adicional (Mantenimiento de instalaciones de aprovechamiento o destrucción controlada de gas natural).
- ✓ Ingresos = El valor de gas a aprovechar y/o transformar y/o transferir
- ✓ Flujo de efectivo = Ingresos – Inversiones – Costos operativos. Tabla VIII.3

Concepto	2013	2014	2015	...	Año N	Total
Ingresos						
Inversiones						
Gastos de operación						
Flujo de efectivo						

Tabla VIII.3 – Inversiones consideradas

f) Actividades incluidas en el objetivo del proyecto

Incluir las actividades, obras e inversiones para el manejo, aprovechamiento o destrucción controlada del gas en el corto plazo. Véase Tabla VIII.4 página 58

- ✓ Tabla del pronóstico de producción de gas [MMPCD] y en su caso para bombeo neumático mensual para el año en curso (2013-2014).
- ✓ Tabla del pronóstico anual de quema y venteo de gas [MMPCD] y manejo de gas mensual para el año en curso y el siguiente (especificar si habrá quema o venteo).
- ✓ Tabla de gastos de operación destinado al aprovechamiento de gas o bien a la destrucción controlada (mantenimiento a equipos de compresión, quemadores, ductos; capacitación relacionada con el aprovechamiento o destrucción controlada del gas, entre otros) mensual para el año en curso y el siguiente.

Para cada año:

Programa de Gas [MMCPD] Año N	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas													
Gas para bombeo neumático													
Gas manejado													
Gas quemado o venteado													
% de aprovechamiento													

Tabla VIII.4 – Programa de gas por año

Programa de quema y venteo de gas por concepto. Tabla VIII.5:

Descripción de la actividad	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Quema rutinaria y venteo temporal o intermitente													
Libranzas y movimientos operativos													
Mantenimiento													

Tabla VIII.5 – Programa de quema y venteo

g) Análisis de seguridad y protección ambiental

Describir los planes y características referentes a la seguridad y protección ambiental. Incluir aspectos como distancia de instalaciones donde se realiza la quema o el venteo.

IX. Modelo geológico

El modelado geológico estático nos servirá para establecer un plan de desarrollo del campo estudiado donde se podrán responder con mayor precisión las siguientes preguntas:

- ¿Cuántos pozos perforar?,
- ¿En dónde perforar con mayor certidumbre (dependiendo del registro corrido)?,
- Tipos de pozos que se pueden tener, y
- Espaciamiento óptimo de pozos (donde entrará la simulación para obtener este arreglo).

La caracterización de yacimientos se puede dividir en dos etapas: la caracterización estática y la caracterización dinámica. El objetivo es enfocarnos en la primera, en donde se podrán definir ciertos parámetros y características del yacimiento.

En el modelo geológico estático se define la geometría del yacimiento y los parámetros físicos del yacimiento, así como las características que controlan la capacidad de acumulación (almacenamiento) y la producción de hidrocarburos.

Para la correcta realización de un modelo geológico, es necesario contar con una extensa información acerca de las propiedades del yacimiento, así como, los tipos de roca, la descripción geológica del yacimiento, distribución de facies, ambientes de depósito y geometría del yacimiento. Asimismo, con la ayuda de las propiedades petrofísicas como la permeabilidad, porosidad, saturación de agua, aceite y gas, entre otras, será mejor la descripción del yacimiento.

Sin embargo, toda la información que pueda ser recolectada, no puede ser usada simultáneamente, ya que el nivel de definición para cada una es diferente, ya que existen datos, como las descripciones geológicas, que se tienen de manera cualitativa y no se pueden integrar con un modelo en el caso de las propiedades petrofísicas.

Los modelos geológicos consisten en la información proveniente de otros modelos, los cuales ayudan a complementar dicha información, y por consiguiente obtener una descripción detallada del yacimiento, en la figura IX.1 se muestra como se dividen estos modelos.

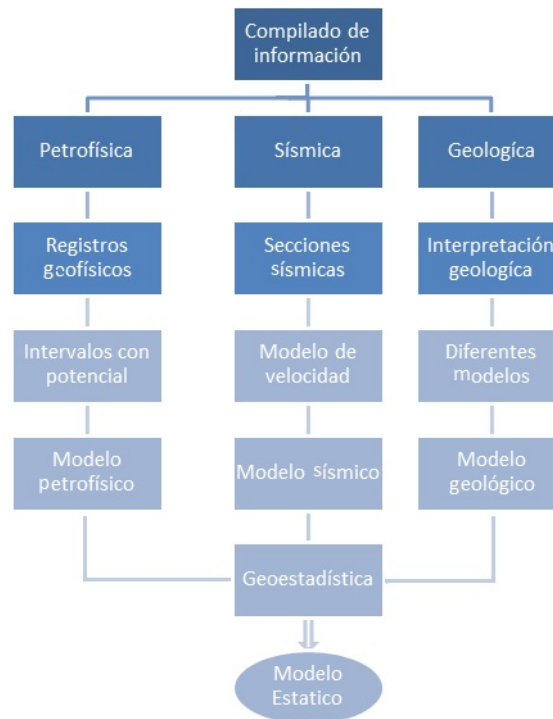


Figura IX.1 - Composición informativa de un Modelo estático geológico

La obtención de datos para la modelación geológica, proviene de tres fuentes de información que son: información directa de núcleos, muestras de canal, información indirecta proveniente de los registros geofísicos de pozos y de levantamientos geofísicos.

Los núcleos y las muestras de canal es la información directa más importante con la que se cuenta, pero resulta ser un tanto escasa ya que solo se puede obtener de los intervalos más importantes del yacimiento, estas pruebas se analizan en laboratorio para obtener el tipo de roca, textura, tamaño y distribución del grano, tipo de medio poroso y conductos de interconexión.

Los registros geofísicos de pozos es la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad, además constituyen una de las informaciones básicas de medidas de manera casi-continua y a condiciones de yacimiento, obtenidas durante la perforación de un pozo y realizadas en la pared del mismo. Permiten determinar propiedades petrofísicas de las rocas tales como: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, contenido de arcillas de los depósitos, capacidad de producción, conocer también la profundidad y espesor del yacimiento.

Dependiendo de la complejidad del yacimiento, existen registros para cada uno de las necesidades o requerimientos de dicha formación, estos deben ser flexibles para poder cambiarse y adaptarse según sus necesidades.

La gran importancia de los registros no es solo predecir de manera aceptable la productividad de los intervalos, también son útiles para la evaluación de reservas e interpretaciones geológica-económica.

Existe una clasificación para los registros geofísicos, que es la siguiente:

- En función del principio físico de la herramienta;
 - a) Resistividad
 - b) Acústicos
 - c) Radiactivos
 - d) Mecánicos
- En función de la propiedad petrofísica por medir;
 - a) Resistividad (Eléctrico enfocado, doble inducción, micro proximidad y micro eléctrico)
 - b) Porosidad (sónico, radiactivo, densidad y neutrón)

Dependiendo de cuál sea la propiedad del tipo de roca y condiciones que se tengan en el yacimiento, se utilizarán los registros geofísicos para cada caso en específico.

IX.I Modelo sísmico

La principal función de este modelo es representar el espacio en estudio en 3D, aunque su limitación se presenta en su baja resolución vertical, pero dicha desventaja será retribuida por las atribuciones sísmicas.

Para detallar un buen modelo sismológico, es necesario partir de un modelo geológico conceptual del área, cuándo se tiene información de calidad de un modelo sísmico, se podrá realizar un estudio detallado del yacimiento acerca de sus fallas principales de una manera sencilla y de límites externos. *Las áreas de modelación y caracterización de yacimientos requieren de una interpretación geológica del yacimiento a mayor detalle, ya que de esto depende una explotación óptima de los hidrocarburos.*¹²

Dentro de la interpretación sísmico estratigráfica es importante entender, qué tipo de medio geológico es el que genera la reflexión de las ondas sonoras, ya que dependiendo

¹² Díaz Veras, Martín Alberto. Cap2. Modelo Estático pag4.

de las respuestas serán los estratos o capas de la Tierra, donde se representan los cambios para cada estrato de densidad y velocidad.

Debido a que este método es indirecto, tiene un grado de incertidumbre en el margen de error, de los parámetros utilizados, el proceso de datos sísmicos, la recolección de la información, la identificación de horizontes, el modelo de velocidad, y la conversión de tiempo a profundidad.

IX.II Los atributos sísmicos

Estos son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidos a partir de datos sísmicos básicos.

Los atributos sísmicos físicos, velocidad de onda P y S, impedancia acústica y elástica, reflectividad de incidencia normal, están influenciados por cambios en las propiedades físicas de las rocas. Algunos atributos sísmicos son más sensibles a los cambios en la porosidad de la roca que al tipo de fluido que ésta contiene en los poros.

Los atributos de frecuencia son resultado de un horizonte interpretado, las bajas frecuencias instantáneas en un yacimiento, son un buen indicador de gas, ya que los yacimientos con contenido de gas atenúan las altas frecuencias. Las altas frecuencias son indicadores de alta estratificación geológica, y se correlacionan con capas de arena, es decir; a mayor estratificación, se infiere que existen más capas de arena en una estructura geológica específica.

IX.II Modelo geológico integral

La integración de información para este modelo, necesita ser recopilada de modelos que complementen la información. En general, consta de modelos más detallados de acuerdo con varias disciplinas de la geología para obtener una definición más acertada de las características del yacimiento, estos son los modelos que aportarán información:

- a) Modelo estructural,
- b) Modelo estratigráfico, y
- c) Modelo sedimentológico/litológico.

Modelo estructural

Está relacionado con los esfuerzos realizados y la deformación determinada por estudios sísmicos, que darán como resultado las estructuras o cierres que confinan la acumulación del hidrocarburo. Permite definir el marco, orientación y geometría de los elementos

estructurales, así como los planos de fallas, mapas estructurales y límites que presenta el yacimiento.

Este modelo tiene un cierto grado de incertidumbre, ya que está relacionado directamente con las fallas que afectan al yacimiento y sus límites externos, además de que presenta limitaciones técnicas en la interpretación sísmica, del horizonte y conversiones de tiempo-profundidad y la configuración del modelo.

Modelo estratigráfico

El modelo estratigráfico busca definir la arquitectura interna del yacimiento, es decir, el relleno o armazón que define la estructura, además, busca la continuidad lateral y vertical y las superficies que delimitan las unidades de flujo del yacimiento.

La aplicación de la estratigrafía de secuencias a un yacimiento proporciona un marco estratigráfico detallado, que pueda reducir el riesgo de errores en las correlaciones entre diferentes unidades genéticas. Dentro de una secuencia es posible predecir la continuidad, conectividad y extensión de cuerpos de estructuras contenedoras de hidrocarburos y establecer los parámetros para un modelo geológico – petrofísico.¹³

Modelo litológico

Este modelo es una potente herramienta para la distribución petrofísica, ya que las facies sedimentarias y las propiedades petrofísicas están íntimamente ligadas, además ayudará a definir la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos que facilitan la caracterización de unidades de flujo y los intervalos de producción.

La información proveniente de los núcleos es muy importante, ya que se complementará con el modelo, y calibrará los modelos estratigráficos y estructural.

Las facies jugarán un papel muy importante, ya que si se tiene una información de calidad, se podrá identificar un mayor número de facies, las cuales también se podrán definir en los núcleos, en los registros y posteriormente se agrupan en un número reducido formando LITOTIPOS. Dichos litotipos servirán para construir distribuciones realistas en tres dimensiones de las facies, y tener un control significativo sobre las propiedades petrofísicas.

Heterogeneidades del yacimiento

Los yacimientos en general son heterogéneos, y dicha heterogeneidad se debe a su litología, textura, presencia de fracturas, fallas, efectos biogénicos, etc.

¹³ Díaz Veras, Martín Alberto . Cap2. Modelo estático pag10

Las heterogeneidades con características geológicas que van de pequeña a gran escala y que no pueden ser menos significativas desde un punto de vista estrictamente estático, pero que tiene un gran impacto significativo en el flujo de fluidos.

Las características de pequeña escala pueden ser identificadas en núcleos, en cuanto a las de gran escala son discontinuidades internas en el yacimiento, las cuales son trayectorias favorables a los fluidos, barreras y zonas de contrastes bien marcados de permeabilidad.

La relación entre la heterogeneidad del yacimiento y los parámetros dinámicos del campo es uno de los puntos clave de un estudio integral ya que esto determina el grado de detalle y la precisión que puede ser alcanzada en la descripción geológica.¹⁴

IX.III Modelo petrofísico

Para realizar un modelo petrofísico, se necesita realizar una evaluación petrofísica, en donde la información se obtendrá del análisis de núcleos y registros geofísicos, la información que proveerá será la de porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad, lo cual resultará en un modelo petrofísico a escala de pozo.

Los valores que se asignen dentro de las facies podrán funcionar de manera representativa como la simulación de geoestadística, donde esto será una segunda etapa, en la que se podrán realizar modelos en dos y tres dimensiones de las distribuciones de las propiedades petrofísicas de manera que describan la variabilidad especial a escala de pozo.

El modelo Petrofísico tiene como objetivo:

- Definir valores promedio por unidad de flujo,
- Correlación de Núcleos / Perfiles,
- Correlación de atributos sísmicos, y
- Calibración de datos de producción.

La porosidad y permeabilidad se modelan dentro de cada facies y unidad del yacimiento. Las capas del yacimiento son distintas debido a su deposición en diferentes épocas. Las propiedades del yacimiento dentro de la misma facies en diferentes capas pueden tener características similares. Sin embargo, deben ser modeladas por separado debido a que pertenecen a sistemas de coordenadas estratigráficas diferentes. Mientras que las

¹⁴ Díaz Veras, Martín Alberto. México Petrolero pag33

propiedades dentro de diferentes facies pueden ser modeladas de manera independiente, cuando las facies no están relacionadas.¹⁵

¹⁵Díaz Veras, Martín Alberto. México Petrolero pag34

IX.IV Guía de modelo estático

a) Caracterización de yacimientos

- ✓ Breve resumen de las etapas geológicas que comprende el área de estudio (tipo de roca, espesor promedio, formaciones, sistema petrolero).
- ✓ Descripción de las formaciones
 - Imagen de la columna estratigráfica. Figura IX.2

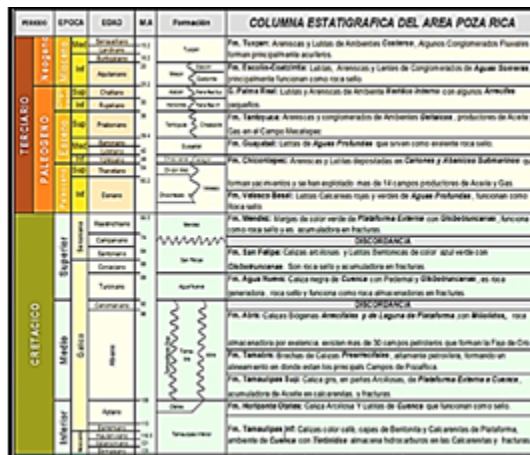


Figura IX.2 - Columna geológica de sector 3 Amatlán-Agua Nacida

- Descripción de la formación. Tabla IX.1

Roca	Fluido
Formación	Tipo de fluido
Edad	Tipo de empuje
Tipo de roca	Densidad del aceite
Tipo de trampa	Presiones iniciales
Porosidad	Presión de saturación
Permeabilidad	Viscosidad
Espesor bruto	
Espesor neto	
Profundidad	

Tabla IX.1 - Características de los yacimientos del proyecto

- ✓ Composición de los yacimientos. Si son areniscas o lutitas o carbonatos.

Para este punto, indicar por yacimiento datos como:

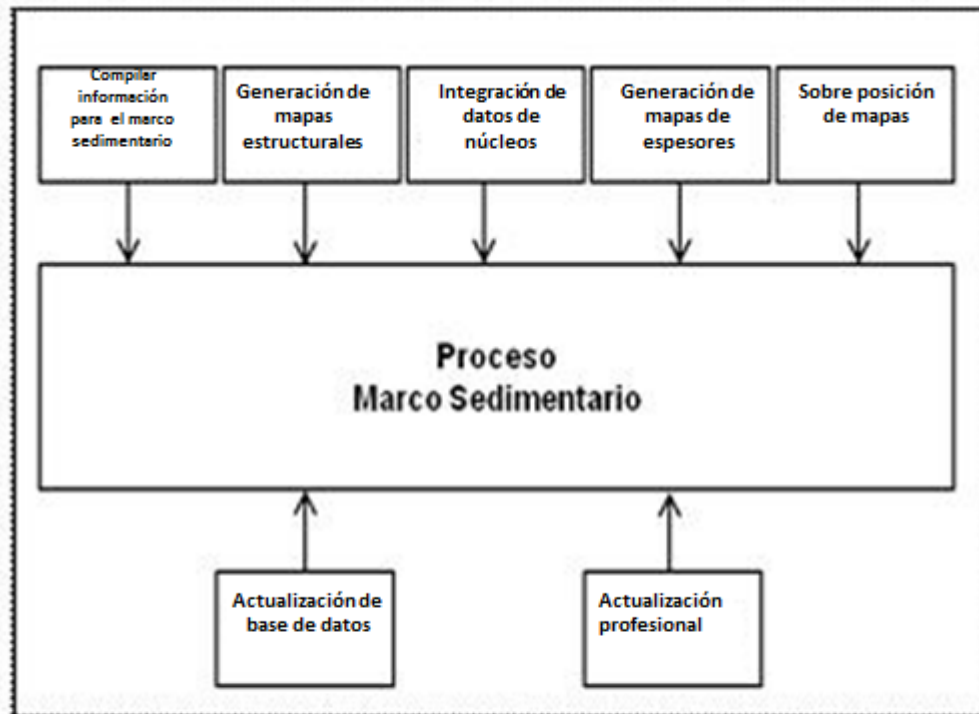
- Era geológica a la cual se están analizando los núcleos,
- Etapa productora,
- Profundidad promedio de los intervalos productores,

- Presión promedio, y
- Temperatura.

b) Modelo sedimentario

Indicar las siguientes características (figura IX.3):

- ✓ Litología,
- ✓ Estructuras primarias,
- ✓ Características físicas,
- ✓ Contenido y tipo de fluidos,
- ✓ Facies,
- ✓ Tipo de materia orgánica y faunismo,
- ✓ Incluir imágenes de los marcos sedimentarios.



Insumos:

- Registros geofísicos.
- Cimas y bases.
- Muestra de canal y núcleos.
- Correlaciones geológicas.
- Mapas estructurales.
- Estudios paleontológicos, petrofísicos, petrológicos y geoquímicos.

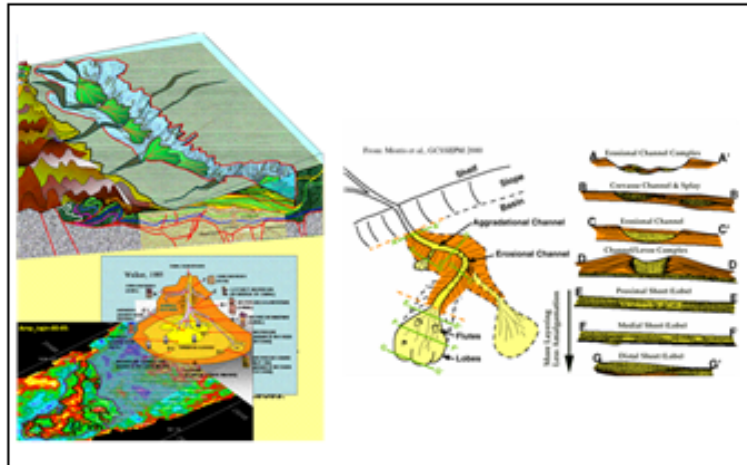
Productos:

- Mapas de electrofacies.
- Modelo sedimentario.

Figura IX.3 - Sistograma del marco sedimentario (Sector 4)

- ✓ Modelo sedimentario conceptual
Como ejemplo la figura IX.4

Figura IX.4 - Modelo sedimentológico conceptual



NOTA: Para la realización de un buen modelo sedimentario se requieren muestras de canal y núcleos de los pozos, así como para la para la elaboración de estudios petrológicos y sedimentológicos, petrofísicos, geoquímicos y bioestratigráficos.

c) Modelo Geológico

- ✓ Descripción de los episodios depositación (y sus procesos). Figura IX.5

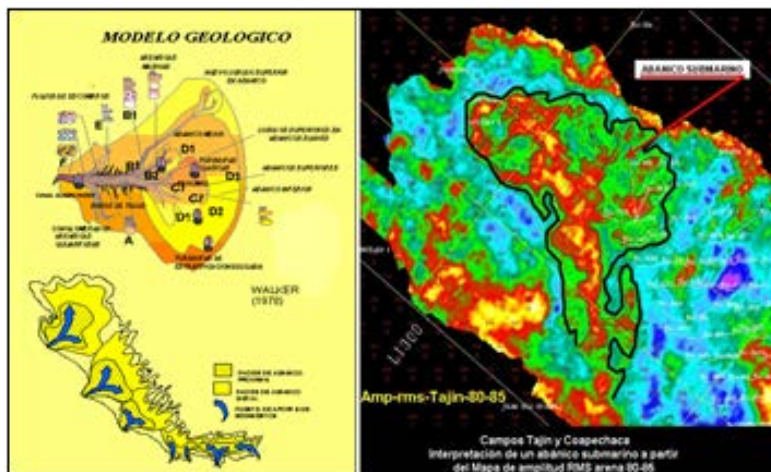


Figura IX.5 - Modelo geológico, abanicos submarinos (turbiditas)

- ✓ Elementos del sistema de depósito (talud, a través de varios abanicos, flujo de paleocorrientes)
- ✓ Identificación de superficies de control. Describir el comportamiento estructural y estratigráfico de los yacimientos. Figura IX.6

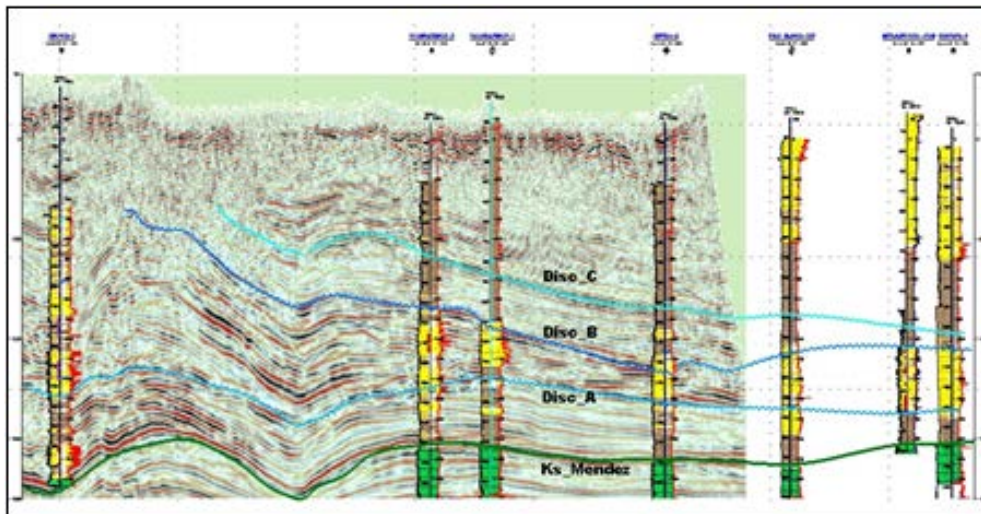


Figura IX.6 - Superficies de control (Sector 5 Miquetla – Mihuapan)

- ✓ Evolución tectónica (figura IX.7)
 - Indicar las unidades cronoestratigráficas que afloran en el área y fueron depositadas.
 - Indicar cuales unidades se presentan en la formación, resumir brevemente las más importantes. Véase figura IX.7

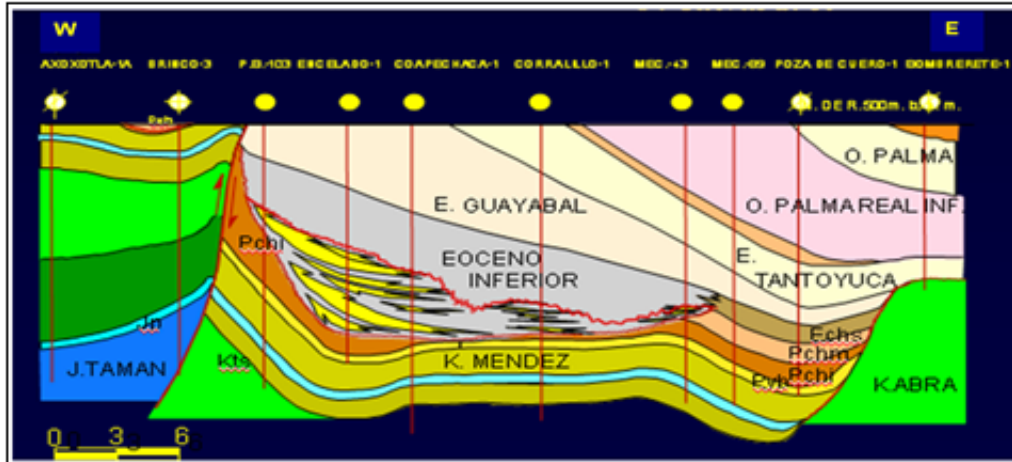


Figura IX.7 - Sección estructural transversal tipo

d) Modelo petrofísico

- ✓ Breve resumen de los métodos utilizados para el cálculo de las siguientes propiedades petrofísicas. Ver el sistograma del proceso petrofísico. Figura IX.8

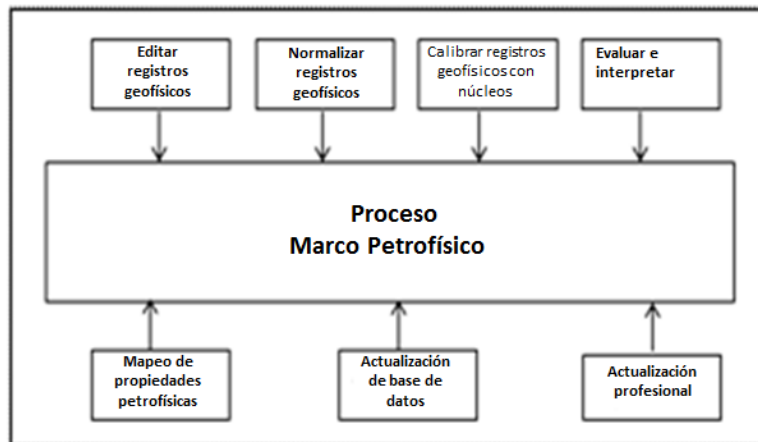


Figura IX.8 - Sistograma del proceso petrofísico. (Sector 3 Amatitlán-Agua Nacida)

- ✓ Indicar los valores de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. (imagen de las curvas de registros con los que se han determinado los valores, tabla IX.2). y figura IX.9, donde se ejemplifica la corrida de registros.

Campo	Formación	Porosidad [φ,%]	Saturación [Sw,%]	Permeabilidad [K,mD]

Tabla IX.2 - Valores determinados de porosidad, permeabilidad y saturación

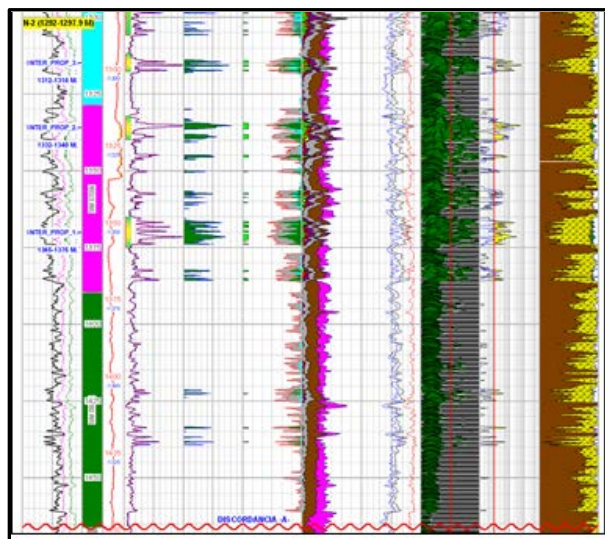


Figura IX.9 - Registros para la obtención de las propiedades de porosidad, saturación y permeabilidad

Además, se recomienda que se cubran los siguientes puntos:

- ✓ Relacionar con modelos estructurales, estratigráficos y sedimentarios para comprobar las heterogeneidades del yacimiento.
 - ✓ Evaluación petrofísica del pozo tipo.
 - ✓ Indicar los contactos de fluidos de la formación, así como datos de presión y temperatura.
- e) Modelo geológico integral
- ✓ Modelo estructural.

Este modelo tiene como objetivo identificar los esfuerzos, las deformaciones para determinar el tipo y orientación de la estructura del yacimiento y etapas de estructuración del yacimiento. Además este modelo tiene un alto impacto en el flujo de hidrocarburos en el yacimiento (zonas de fracturamiento), por lo que se necesitan realizar las siguientes actividades:

- Identificar los principales esfuerzos (tensión y compresión) y deformaciones del yacimiento (Sección estructural del yacimiento) tal y como en la siguiente figura IX.10.

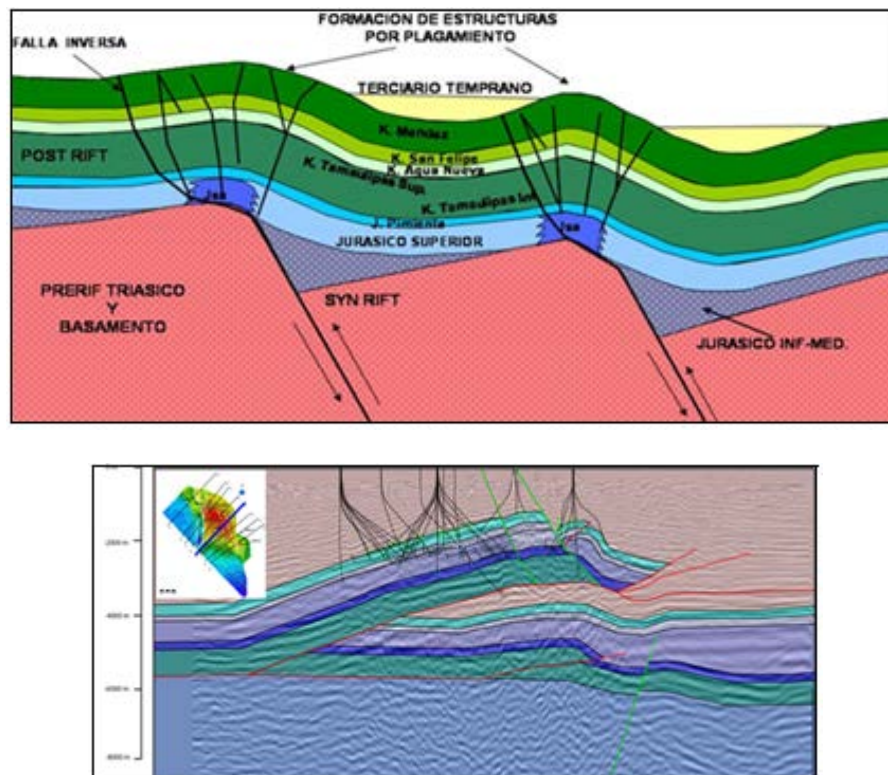


Figura IX.10 - Figura IX. Sección sísmica estructural de Akal-Sihil proyecto Cantarell.

- Identificación de los límites del yacimiento por medio de la construcción de mapas estructurales o mapas de cimas geológicas, de tal manera que se podrá conocer la estructura que da lugar a la trampa del hidrocarburo. Se recomienda que para la sísmica, se ocupe una mejor resolución (Hz). En la figura IX.11 el mapa estructural de Tajín.

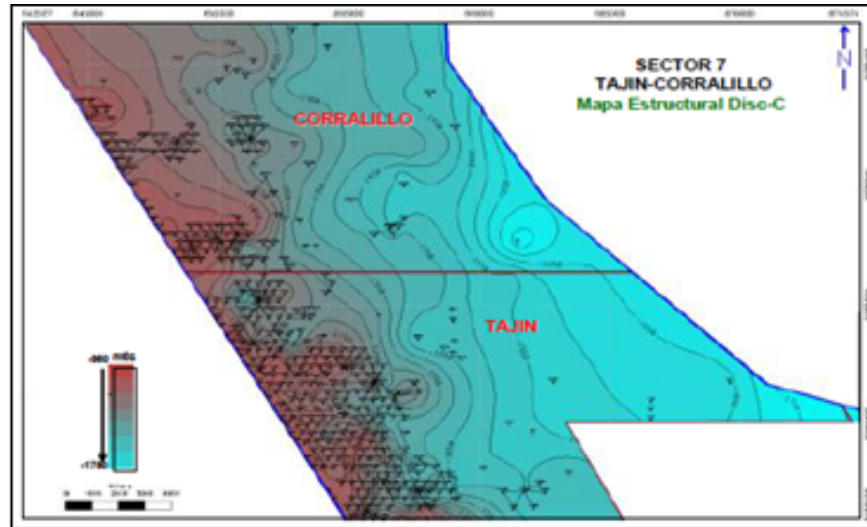


Figura IX.11 - Figura IX.10. Mapas estructurales (Tajín Corralillo)

- ✓ Modelo estratigráfico
 - Secuencia estratigráfica (presentar mapa estratigráfico interno de las unidades).
 - Definir límites verticales y visualizar las variaciones de los espesores.
 - Modelar las principales características del yacimiento como:
 - Tamaño, geometría (forma y volumen), orientación (tendencias) de los cuerpos sedimentarios, arquitectura (arreglo interno), dimensiones de las capas, continuidad y conectividad, atributos estructurales (fallas, fracturas, plegamientos), tamaño de grano y composición, litología, litofacies (areniscas, limolitas, lutitas), porosidad, permeabilidad y capilaridad. (figura IX.12)

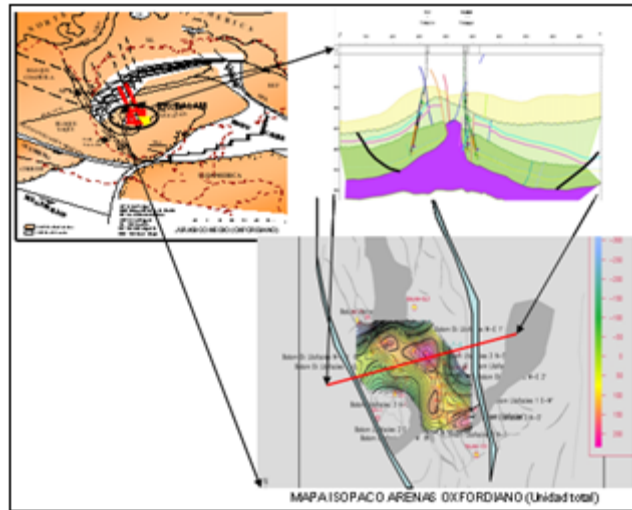


Figura IX.12 - Modelo sedimentario conceptual de Miquetla Mihuapan

- a) Secuencias depositacionales (patrón de sedimentación)
- b) Determinación de facies (presentar mapa de facies, figura IX.13) – Litológico
 - i. En núcleos.
 - ii. En registros.
 - iii. Finalmente se agrupan para dar lugar a los litotipos.

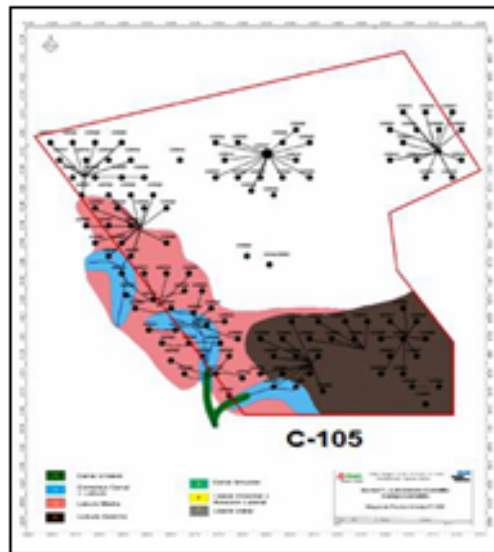


Figura IX.13 - Mapa de facies de Tajin-Corrillo.

El propósito práctico de la definición de las facies, es el poder usarlas para la modelación del yacimiento.

Nota: El modelo geocelular es el resultado de la integración de distintas disciplinas, las cuales reunirán la suficiente información para dar lugar a este modelo, los datos de entrada indispensables son los siguientes:

- a) Geología,
 - ✓ Datos estratigráficos: interpretación de cimas, litología, secuencias y paleontología.
- b) Geofísica,
- c) Petrofísica,
 - ✓ Registros convencionales.
 - ✓ Registros especiales.
- d) Ingeniería de yacimientos.

X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción

Con el paso de los años, la industria petrolera se ha visto en la necesidad de mejorar ciertos métodos para la producción del hidrocarburo. Fue en los años 40's donde es reconocido todo el potencial que conlleva la simulación de yacimientos, desde entonces las compañías empezaron a involucrarse para obtener más beneficios sobre los yacimientos.

En aquellos días, se tenían métodos para elaborar pronósticos de producción, pero fue en ese momento cuando se empezaban a desarrollar modelos numéricos que arrojaban soluciones, en ocasiones bastantes complejas. No importando, los esfuerzos de la simulación fueron encaminados en gran medida a problemas en dos fases (agua y gas) y, en tres fases, así como modelos de aceite negro.

Cuándo las necesidades de buscar la mejor recuperación del hidrocarburo se incrementaban con el paso del tiempo, en los años 70's, la simulación dio a conocer nuevos procesos tales como la inyección de fluidos miscibles, la inyección de productos químicos, la inyección de vapor y la combustión In-Situ.

La llegada de nuevos métodos de recuperación incursionó a una mejora en los simples modelos, sobre todo en la representación de modelos individuales para cada uno de estos nuevos procesos de explotación.

Hoy en día la Simulación Numérica de Yacimientos, ha logrado una mejora de algoritmos numéricos para la solución de ecuaciones, un gran avance en procesamientos de datos y de su almacenamiento y sobre todo, en la realización de modelos más realistas apegados a cada uno de los yacimientos existentes.

X.I Simulación numérica de yacimientos (SNY) definición y objetivos

La simulación numérica de yacimientos (SNY) es la combinación de distintas áreas como son, las matemáticas, y la física para obtener algoritmos, los cuales serán programados para predecir el comportamiento de los yacimientos bajos las condiciones más adversas de explotación.

La simulación es la única forma de describir cuantitativamente el flujo de fluidos en un yacimiento heterogéneo, cuya producción se determina no sólo por las propiedades del mismo, sino también por la demanda del mercado, las estrategias de inversión y las políticas gubernamentales. (Matax y Dalton, 1990).

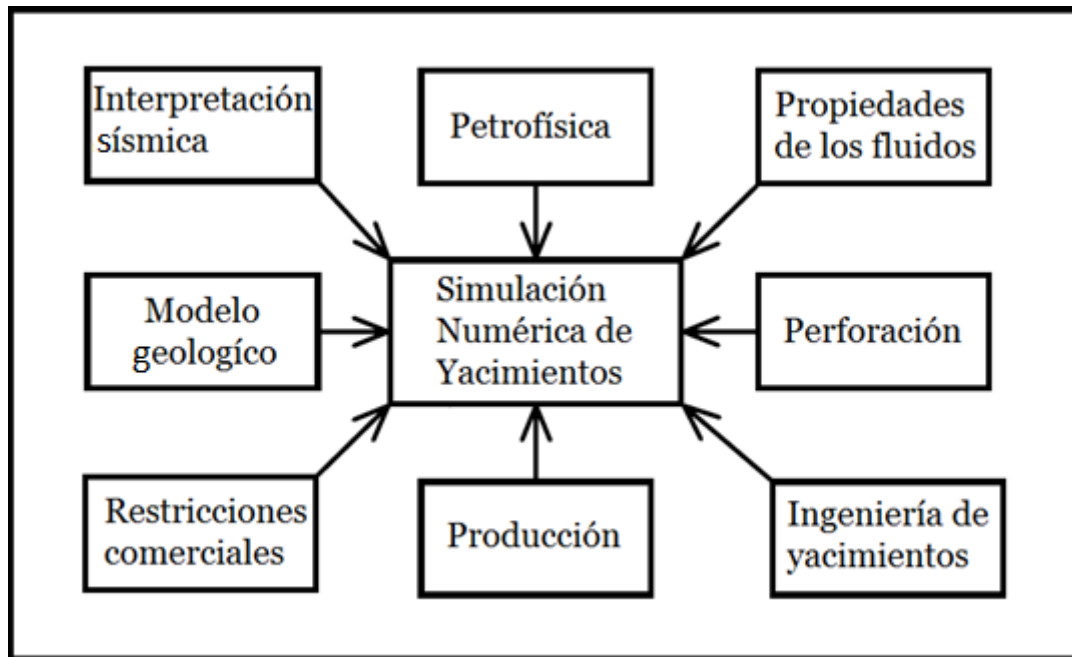


Figura X.1 - Elementos que integran un estudio de simulación numérica de yacimientos.

En la simulación de yacimientos intervienen todas las disciplinas relacionadas a la explotación de un yacimiento (figura X.1), ya que necesita una gran cantidad de información proveniente de diversas áreas como son la producción, interpretación sísmica, propiedades de los fluidos, ingeniería de yacimientos, perforación, etc. Una gran importancia de la simulación no es solo realizar un modelo, el cuál analice los diversos escenarios de explotación bajo las diferentes condiciones de operación, sino también el de administrar un yacimiento.

X.I.I Utilidad de la Simulación Numérica

La simulación es una herramienta muy importante para el ingeniero de yacimientos, siempre y cuando se cuente con información de calidad respecto a las áreas mencionadas anteriormente, una vez que se cuente con esta información, se podrán analizar distintas alternativas con base a los modelos de simulación, el cual le permite producir diferentes escenarios bajo las diferentes condiciones de operación. Con la ayuda de la simulación se pueden realizar las siguientes acciones:

- Conocer el volumen original de aceite,
- Hacer un programa de producción,
- Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones, para llevar a cabo estudios económicos,
- Conocer la cantidad de gas almacenado,
- Optimizar sistemas de recolección,

- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento.

X.I.II Beneficios de la simulación numérica

- Beneficios económicos: La administración de yacimientos es el método que busca maximizar el valor de un activo petrolero. Con la simulación numérica de yacimientos es posible obtener pronósticos; es decir, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo un gran número de esquemas de producción. Al hacer esto, es posible seleccionar la mejor alternativa de producción, considerando la mayor ganancia para el activo.
- Beneficios técnicos: El monitoreo se facilita porque se anticipa el comportamiento del yacimiento. A medida que se obtiene información nueva, se puede actualizar el modelo de simulación para modelar el yacimiento lo mejor posible.

X.II Etapas de la simulación de numérica

Un modelo de simulación de un sistema, resultante de un modelo de simulación, toma en cuenta la manera de cómo interactúa la información y las restricciones, a medida que el tiempo transcurre. Un modelo de simulación proporciona un ambiente virtual donde las ideas pueden ser ensayadas y entendidas, antes de su implementación.¹⁶

Dentro de la etapa de estudio de la simulación numérica de yacimientos, se debe seguir de manera estricta los planes elaborados, pero estos varían de un proyecto a otro, es decir, la mayoría de los proyectos contemplan casi el mismo tipo de actividades, sin embargo no todos estos proyectos tienen el mismo objetivo o alcance.

Una de las perspectivas de la simulación de yacimientos es considerarla como un proceso iterativo, la cual consta de estos pasos:

- Descripción del yacimiento
La descripción comprende de la recopilación de datos estáticos y dinámicos del yacimiento, previamente obtenidas en la caracterización del yacimiento.
 - ✓ Información estática
 - Análisis de núcleos,
 - Registros de pozos e interpretación sísmica, y
 - Propiedades petrofísicas.
 - ✓ Información dinámica
 - Determinación de contactos del yacimiento,

¹⁶ Introduction to modeling and simulation by Ana Maria 1997

- Análisis PVT,
 - Propiedades roca-fluido (presión capilar, mojabilidad), e
 - Información de presiones iniciales.
- Determinar el mecanismo de empuje

Durante la vida productiva de los yacimientos, están presentes los mecanismos de empuje, donde el comportamiento general del yacimiento es determinado por la energía natural y los mecanismos de empuje disponibles para el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo, estos son:

 - ✓ Empuje por expansión de la roca y los líquidos,
 - ✓ Empuje por gas disuelto liberado,
 - ✓ Empuje por casquete de gas,
 - ✓ Empuje hidráulico,
 - ✓ Empuje por segregación gravitacional,
 - ✓ Empujes combinados.
- Establecer el modelo matemático

Se refiere a la representación de los procesos de transferencia de masa y energía, que ocurren en el medio poroso, estos se resuelven por medio de ecuaciones diferenciales, estas son:

 - ✓ Ecuaciones de estado, que tienen por objeto la descripción del comportamiento volumétrico y fases de fluidos.
 - ✓ Ecuaciones de movimiento de las fases en el medio poroso, como la ecuación de Darcy o Forcheimmer.
- Modelo numérico

Este modelo consiste en obtener una representación aproximada de las ecuaciones en puntos específicos del espacio y del tiempo, esto se logra con los métodos finitos, tales como diferencias finitas o elementos finitos.
- Desarrollar el programa de cómputo
- Determinar la validez del modelo
- Ajustar el modelo con la historia del yacimiento

La reproducción de la historia de presión-producción del yacimiento hasta el tiempo presente. Si el modelo se ajusta a los datos obtenidos con el simulador a los obtenidos en campo, esto repercutirá directamente en los escenarios de producción que se pronostiquen.
- Predecir su comportamiento

Si el ajuste del modelo se ha llevado a cabo de manera satisfactoria (después de probar varios escenarios), es importante que se tengan actualizados los datos del

simulador, con el comportamiento presente, de tal forma se tendrá una predicción más confiable.

En este proceso de simulación, al ser un proceso iterativo, es importante observar los cambios que se pueden realizar en esta etapa, ya que pueden cambiar las suposiciones en las que el modelo fue basado.

X.II.I Modelos de simulación

Como ya se ha mencionado, la simulación es una herramienta con la que cuenta el ingeniero de yacimientos para evaluar distintos escenarios bajo distintas condiciones de operación.

Para evaluar dichas condiciones de operación, es importante el uso de modelos de simulación, ya que estos estarán apoyados por ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía y ciertos criterios de clasificación para estudiar los efectos de las diferentes variables en el sistema, esto con la finalidad de predecir el comportamiento del mismo.

Un modelo es una simplificación de la realidad y por lo tanto algunas características no se consideran. Al no considerar algunas características, se corre el riesgo de realizar un modelo demasiado simple para poder extraer información confiable de él. Caso contrario, al considerar demasiado detalle, se volverá demasiado complejo para entender lo que se busca. Además de que el aspecto económico está en función de lo que se desea simular y de la información con que se cuente para realizar la simulación.

El modelado permitirá “producir” un yacimiento varias veces y de diferentes maneras, y así obtener un criterio entre las distintas alternativas y la selección del mejor escenario.

X.II.I.I Diseño del modelo

La complejidad del modelo estará en función del proceso a modelar, así como de la información del yacimiento. Los modelos están en función de la siguiente información:

- Mecanismos de producción,
- Objetivos de estudio,
- Calidad de información,
- Capacidad del simulador y del equipo de cómputo,
- Restricciones de tiempo y restricciones económicas, y
- Nivel de aproximación que demande el estudio.

Lo importante en esta etapa es construir el modelo más simple, que sea capaz de simular el proceso del movimiento de fluidos, con el realismo necesario para permitir tomar decisiones apropiadas, a fin de mejorar la producción.

Pasos a seguir para el diseño de un modelo de Simulación:

1. Considerar toda la información con la que se cuenta para seleccionar la configuración del modelo (1D, 2D o 3D), que represente mejor el flujo de fluidos dentro del yacimiento.
2. Simplificar la configuración del modelo.
3. Seleccionar las dimensiones de las celdas y las mallas.
4. Seleccionar el modelo PVT del fluido.
5. Seleccionar el número de fases.
6. Definir las condiciones iniciales.
7. Ubicación de los pozos dentro de la malla.
8. Definir las capacidades necesarias del modelo de pozos.
9. Definir el tipo de simulación, de acuerdo al fluido (aceite negro, composicional, miscible o térmico).
10. Seleccionar simulador.
11. Diseñar modelos más simples con el fin de verificar las suposiciones además de proveer datos de entrada para el modelo principal.
12. Analizar el resultado final del modelo y evaluar si necesita mayor complejidad.

X.III Metodología de los pronósticos de producción

Como bien se ha mencionado, la ingeniería de yacimientos tiene como objetivos, el cálculo de reservas, la predicción del comportamiento futuro del yacimiento y el cálculo del volumen original del hidrocarburo In-Situ.

Para estimar el factor de recuperación, se han implementado ciertos métodos para el cálculo del comportamiento futuro del yacimiento, además de tener los métodos más usados dentro de la industria.

- Simulación numérica de yacimientos,
- Ajuste de curvas Tipo,
- Curvas de declinación, y
- Balance de materia.

X.III.I Simulación de numérica de yacimientos

La simulación será una herramienta útil para el ingeniero de yacimientos, ya que con información clara y bien definida, como es la información de los modelos estáticos y dinámicos, así como los estudios petrofísicos y corridas de registros, se podrá evaluar el yacimiento bajo diferentes condiciones de operación. Dicho tema proveerá información como:

- Conocer el volumen original de aceite,
- Conocer la cantidad de gas almacenado,
- Factores de recuperación, y
- Pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento.

X.III.II Curvas de declinación

Permiten estimar el comportamiento del gasto con el tiempo o con el volumen de aceite producido total. También se pueden calcular las reservas de petróleo de un yacimiento, el incremento de la producción acumulada en un intervalo de tiempo, o el pronóstico de producción en un futuro.

Existen tres tipos de curvas:

- Declinación exponencial,
- Declinación hiperbólica, y
- Declinación armónica.

Declinación exponencial

Este tipo de curva es una de las más usadas, no solo por su facilidad, sino porque conociendo gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura neta o reservas del yacimiento. Además, si se conoce el gasto de producción y tiempo específico, se pueden extrapolar los datos para poder tener una visión a futuro de la producción. En la figura X.2 se observan las gráficas obtenidas sabiendo el gasto de producción a un tiempo determinado.

Se calcula de la siguiente manera:

$$q=q_1e^{-bt}$$

$$b=\ln(1-a)$$

Donde:

q = Gasto de producción a un tiempo dado.

b= Constante de declinación.

t= Variación del gasto de producción con respecto al tiempo.

a= Porcentaje de declinación anual.

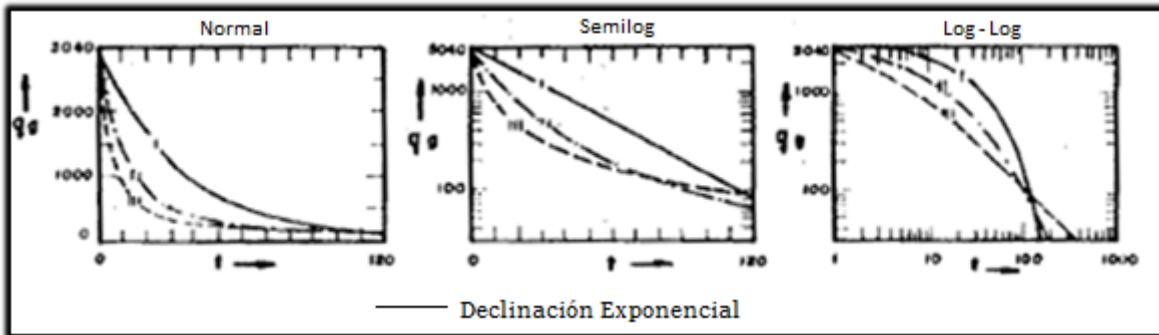


Figura X.2 - Gráficas obtenidas de la declinación exponencial.

Declinación hiperbólica

Este tipo de curvas es el resultado de la presencia de energías, tanto naturales como inducidas, que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

Este tipo de curvas suele representar los tipos de empuje por gas en solución, expansión por casquete o empuje de agua. Representación de las gráficas en la figura X.3.

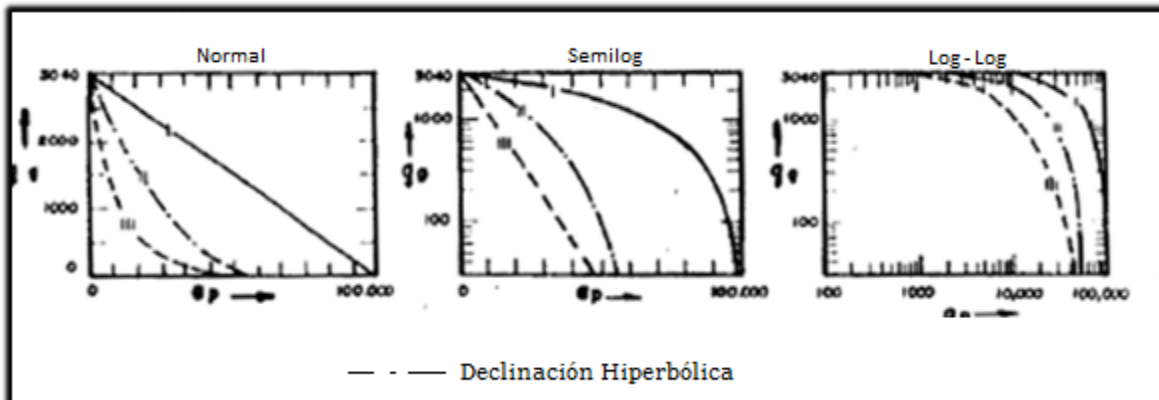


Figura X.3 - Representación de curvas Hiperbólicas.

Declinación armónica

En este tipo de curvas, en ocasiones la producción puede ser manejada principalmente por la segregación gravitacional, en este caso la declinación es directamente proporcional al gasto.

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica, siendo así el valor de la constante de declinación es igual a 1. Comparación de resultados en diversas formas de gráfica en la figura X.4.

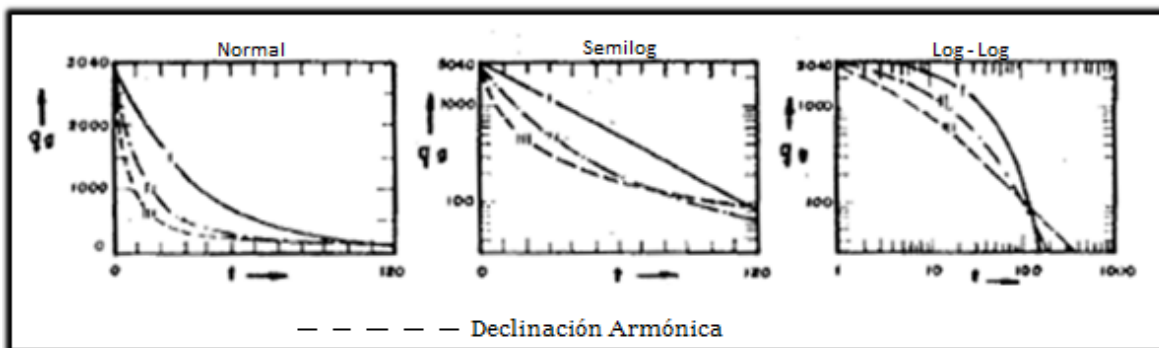


Figura X.4 - Gráficas resultantes de estudios realizados bajo distintos tipos de curva.

X.III.III Curvas tipo

Las curvas tipo, consisten en combinar en una sola gráfica el resultado de la declinación armónica e hiperbólica. Estas curvas son diferentes a aquellas que usan para analizar las presiones de fondo.

La resolución de las gráficas, se lleva a cabo aplicando una solución analítica, empleando variables adimensionales unitarias. En la figura X.5 (pág. 83), se observa la forma más común para usar este tipo de gráficas.

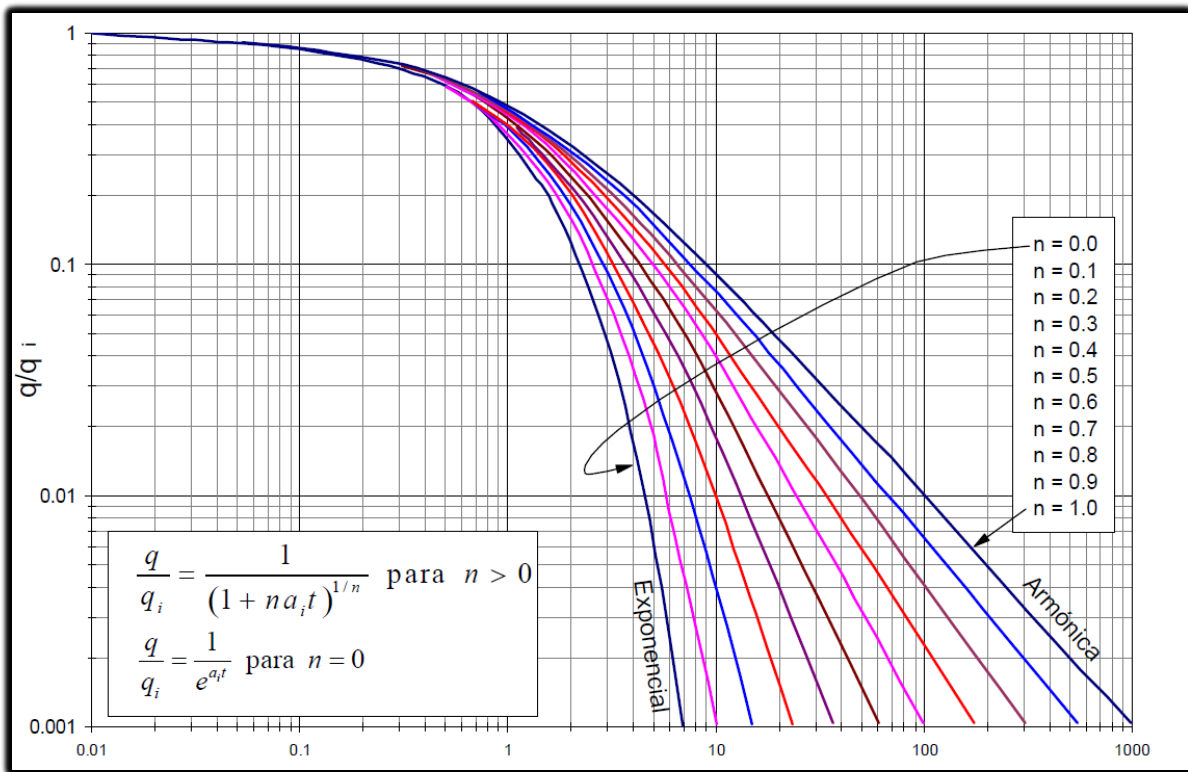


Figura X.5 - Representación de una curva tipo (Arps)

X.III.IV Ecuación balance de materia (EBM)

La expansión de los fluidos como resultado de una caída de presión del yacimiento, establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos.

Consideraciones para aplicar balance de materia:

- Volumen poroso constante.
- El PVT es representativo del yacimiento.
- Proceso isotérmico.
- Se considera equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento.
- Dimensión cero.

X.IV Guía de modelos de simulación

De acuerdo a las características que deberá reunir conforme a la tabla X.1, y donde se muestren algunos de los aspectos generales de la información del yacimiento (agregar datos si esto se considera necesario), esto es solo para tener una idea general de datos puntuales que se requieren para saber con qué tipo de yacimiento se cuenta. Cabe destacar, que es importante dar información para cada yacimiento junto con la información a desarrollar en esta guía.

Descripción General del yacimiento	
Región	
Activo	
Campo	
Yacimiento	
Edad	
Formación Productora	
Tipo: Terrestre	Marino
Prod. Acumulada (MMBLs)	
Presión promedio (psia)	
Profundidad promedio (m)	
Porosidad (%)	
Permeabilidad (md)	
Temperatura (°F)	
Prod. Actual (MBD)	
Gravedad API	

Tabla X.1 - Información práctica para el yacimiento (entregar una por yacimiento en estudio) falta tipo de hidrocarburo

Una vez completada la información de la tabla anterior, se elaborará el escrito de manera detallada sobre las características del yacimiento, de esta manera, contendrá la siguiente información útil para la Comisión.

- Información relevante del yacimiento
 - a) Tipo de recuperación mejorada o secundaria
 - ✓ Volumen de inyección,
 - ✓ Costos de los volúmenes a inyectar,
 - ✓ Volumen que se genera debido al proceso de inyección.
 - b) Tipo de yacimiento
 - i. Arenas, Carbonatos o Arcillas.
 - ii. Fracturado o no fracturado.
 - c) Tipo de empuje que presenta

- i. Asimismo se adjunta gráfica (figura X.6) con la presencia de los mecanismos de empuje, así como el porcentaje con el cual actúa cada uno de los mecanismos sobre la producción del mismo.

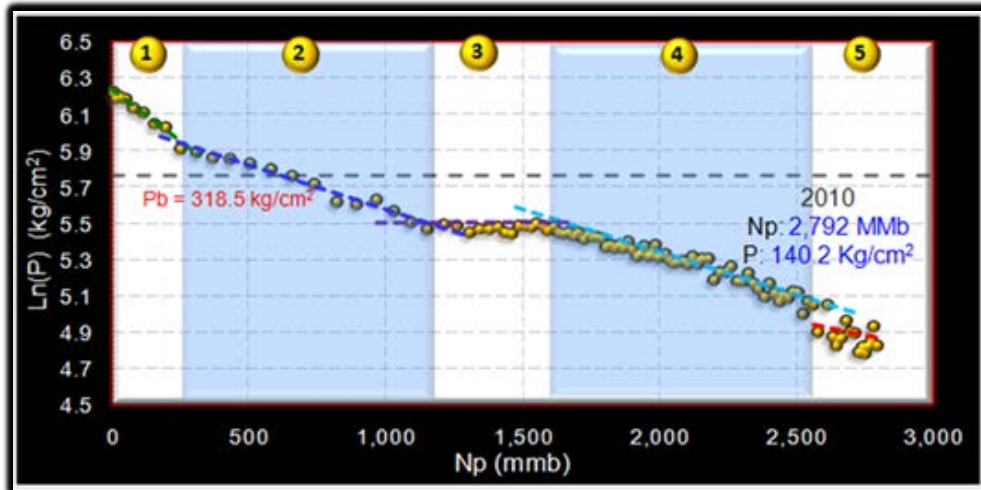


Figura X.6 - Presencia de mecanismos de producción, tomado de CAJB a manera de representación.

- ii. Tipo de prueba con la cual fue determinado el mecanismo. Este punto es uno de los más importantes, ya que es imprescindible saber el porcentaje de contribución de cada uno de los mecanismos en la producción de hidrocarburos, y por consiguiente conocer el historial de explotación para cada campo.
- iii. Gráfica de comportamiento histórico de producción y presión.

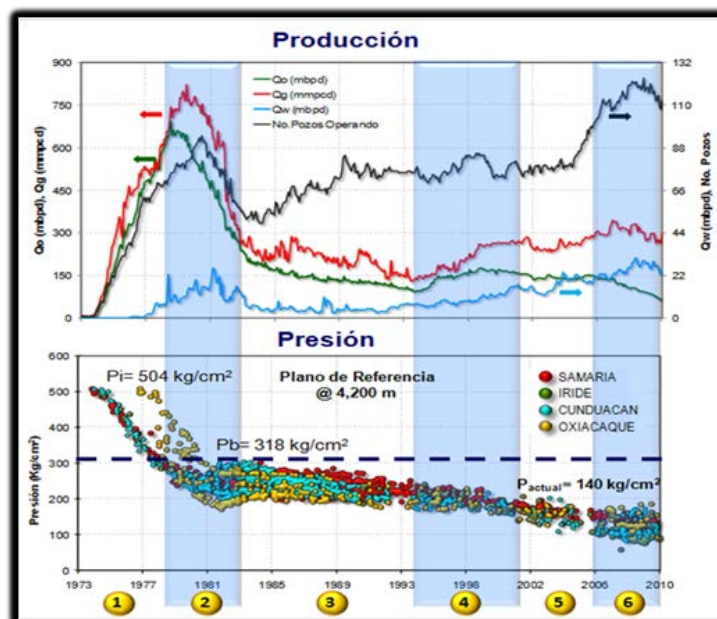


Figura X.7 - Histórico de producción tomado, donde se hace el comparativo de la producción vs presión del campo.

d) Cotejar la información proporcionada por las pruebas realizadas anteriormente para presentar tablas con propiedades roca-fluido. Tabla X.2

Propiedad	Yacimientos			
	Yacimiento 1	Yacimiento 2	...	Yacimiento N
Porosidad [%]				
Permeabilidad [mD]				
Presión inicial [kg/cm ²]				
Temperatura [°C@c.y.]				
Densidad [°API]				
Viscosidad [cp@c.y.]				

Tabla X.2 - Propiedades roca-fluido

Nota: Las propiedades de la roca (k , S y ϕ) pueden presentarse en una tabla similar, presentando los datos de los pozos por yacimiento.

- Análisis PVT
 - a) Debe contener el número de pozos a los cuales se les ha realizado una prueba PVT, además incluir el mapa donde se representa la ubicación de los pozos. Tabla X.3 y figura X.8.

Campo:		Yacimiento:				
Pozo	Formación	Tipo de estudio	Fecha de muestreo	Fecha de análisis	Profundidad [mbmr]	Temp [°C]

Tabla X.3 - Datos proporcionados por análisis PVT

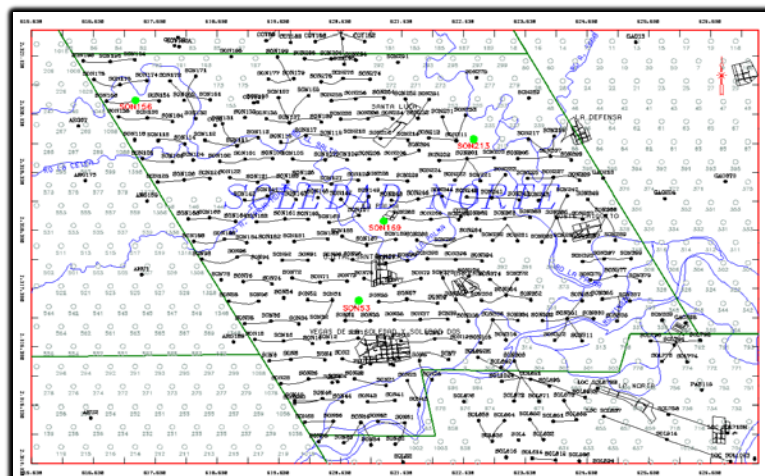


Figura X. 8 - Distribución de pozos con análisis PVT para un campo.

Nota: Para validar técnicamente la información proporcionada por el laboratorio PVT, es recomendable realizar estudios como:

- ✓ **Representatividad de la muestra.** (Formación, estado del pozo, profundidad total, profundidad del muestreo, intervalo disparado y presión de saturación)
- ✓ **Prueba de linealidad (función Y).** (Obtener datos de la expansión del fluido)
- ✓ **Balance de materiales.** (determinar relación gas-aceite)
- ✓ **Prueba de densidad** (Determinar la densidad del petróleo saturado a la presión de burbujeo)

b) De acuerdo con la información PVT del laboratorio, se adjuntará una tabla de los datos representativos que indiquen las propiedades del fluido, de acuerdo al pozo evaluado.

Donde la Comisión recomienda que se agreguen las gráficas de los valores mostrados en la tabla X.4 y figura X.9.

Yacimiento	(nombre del yacimiento)		Pozo (nombre del pozo)						
	Presion [psi]	RGA [scf/stb]	Bo [Rb/stb]	μ_o [cp]	ρ_o [gr/cm3]	Bg [cf/stcf]	Z [Adim]	μ_g [cp]	ρ_g [gr/cm3]

Tabla X.4 - Información PVT de laboratorio para yacimientos

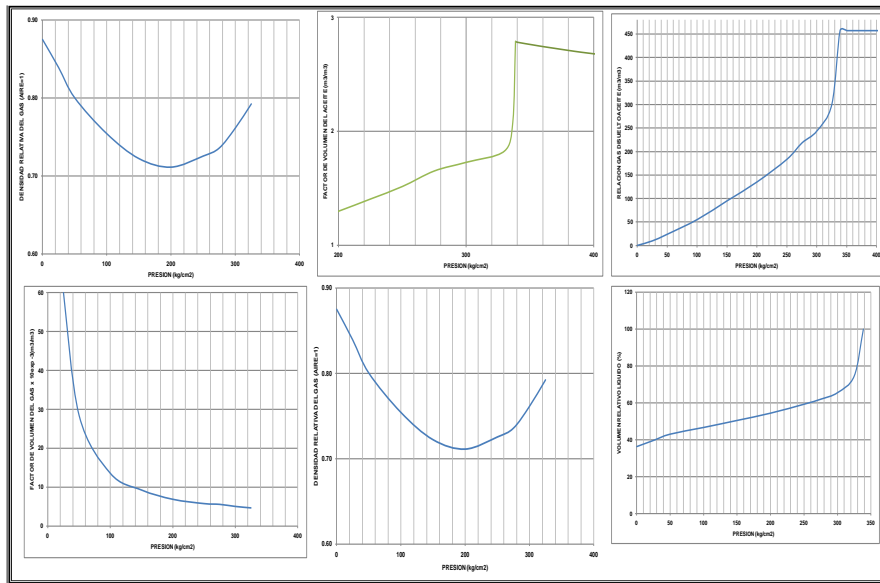


Figura X.9 - Resultados gráficos de los análisis PVT (Proyecto Bellota – Chinchorro)

Nota: Con la información de los análisis PVT se puede obtener el comportamiento y características del fluido durante su explotación. Con ello se consigue una ecuación de estado, la cual será una muestra representativa del yacimiento.

- Pruebas de laboratorio
 - Los análisis petrofísicos de los núcleos extraídos de las formaciones productoras de hidrocarburos, se toman con el objetivo principal de obtener la información de las características petrofísicas, por ejemplo: la porosidad y permeabilidad del sistema. A continuación se enlistan las propiedades que cumplen con el objetivo de esta guía.
 - a) Estimación de las propiedades de:
 - ✓ Porosidad,
 - ✓ Permeabilidad, y
 - ✓ Saturación de fluidos.

En la tabla X.5 y figura X.10 se indican las propiedades para cada muestra así como su variación.

Yacimiento: (Nombre del yacimiento)				
No. De Núcleo	Intervalo [m]	Perm. [mD]	Porosidad [%]	Litología

Tabla X.5 - De acuerdo a un análisis petrofísico de análisis de núcleos

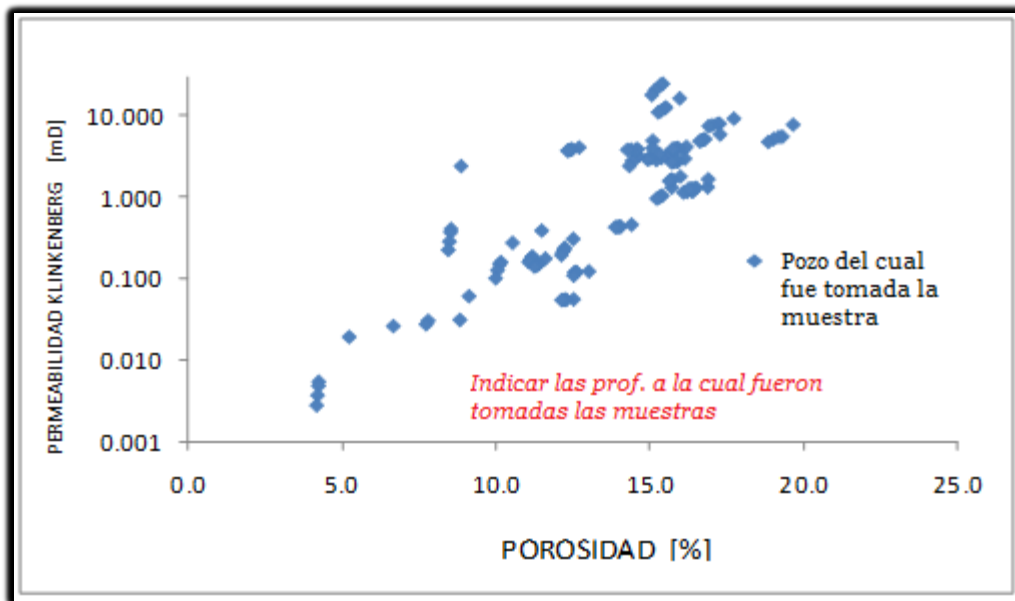
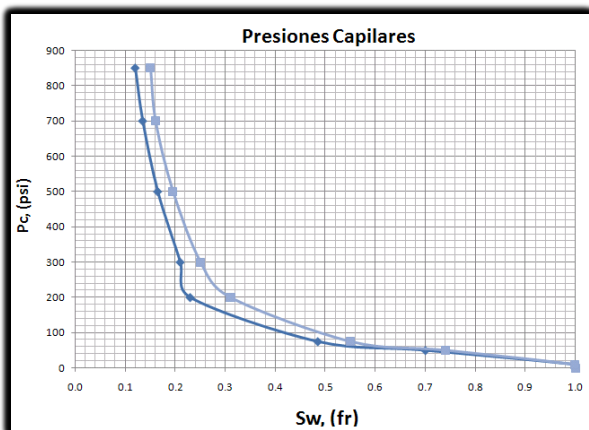


Figura X.10 - Porosidad y permeabilidad de las muestras tomadas en el pozo de muestra (tomado de: Och – Uech – Kax).

b) Datos de presiones capilares y permeabilidades relativas. Por tal motivo hay que adjuntar gráficas para su análisis de:

✓ **Presión Capilar (fracturados)**



UNAM-FI

Es importante recalcar que el estudio de la presión capilar es de gran utilidad para distinguir la calidad de la roca, basándose en el tamaño de la garganta de poro.

Figura X.11 - Presión capilar, en donde se observa que las curvas pegadas a la izquierda de la gráfica, son grupos de familias la cual muestran buen tamaño de garganta de poro, homogénea y limpia

✓ **Permeabilidad Relativa**

Es la facilidad con la que un fluido se mueve a través de la roca y se relaciona directamente con la productividad de pozos. Al igual que la porosidad, la permeabilidad puede ser medida en muestras de núcleo de las formaciones de interés. Comportamiento en la figura X.12.

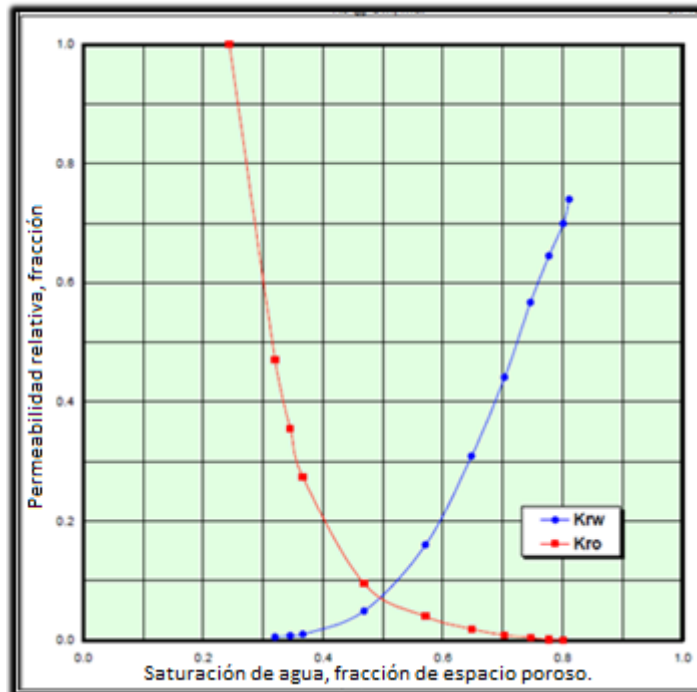


Figura X.12 - Permeabilidad relativa Gas-Aceite (Campo Ixtal-Manik)

Nota: Para una información completa y bien detallada, la Comisión recomienda que se adjunte información, como:

- En el caso de la presión capilar (P_c), identificar con que pruebas de laboratorio se obtuvieron los datos, los más usados son: Centrifugación e inyección de mercurio y gas. (con la utilización de aceite del yacimiento a temperatura del mismo).
- Realizar estas pruebas de campo con el único objetivo de caracterizar adecuadamente el yacimiento para generar un plan de explotación que logre (enfocados a fracturados):
 - ✓ Incrementar el éxito volumétrico y mecánico.
 - ✓ Incrementar el factor de recuperación.
 - ✓ Introducir nuevas arquitecturas de drenaje.
 - ✓ Incrementar la productividad de los pozos.
 - ✓ Incrementar la rentabilidad del desarrollo y producción.
 - ✓ Minimizar riesgos e incrementar incertidumbre.

- Estudios en núcleos de doble desplazamiento. (Fracturados y recuperación mejorada).
 - a) Compresibilidad de la roca (arenas no sementadas).

La compresibilidad es uno de los parámetros más importantes en el comportamiento del yacimiento, ya que cualquier variación de este parámetro en el análisis de balance de materia, nos indicara un cambio en los volúmenes originales y la determinación de los mecanismos de empuje.

Además, los resultados de la prueba indican como el volumen de poro de la muestra disminuye a medida que se aumenta la presión de sobrecarga. Datos en la tabla X.6.

Compresibilidad		
Presión [psi]	Volumen de poro [%]	Presión de sobrecarga [psi]

Tabla X.6 - Resultados obtenidos para la muestra

Para apreciar de una mejor forma el cambio de la compresibilidad, puede ajustarse la relación entre el volumen de poro y la presión de sobrecarga para y dar como resultado una gráfica como la siguiente figura X.14.

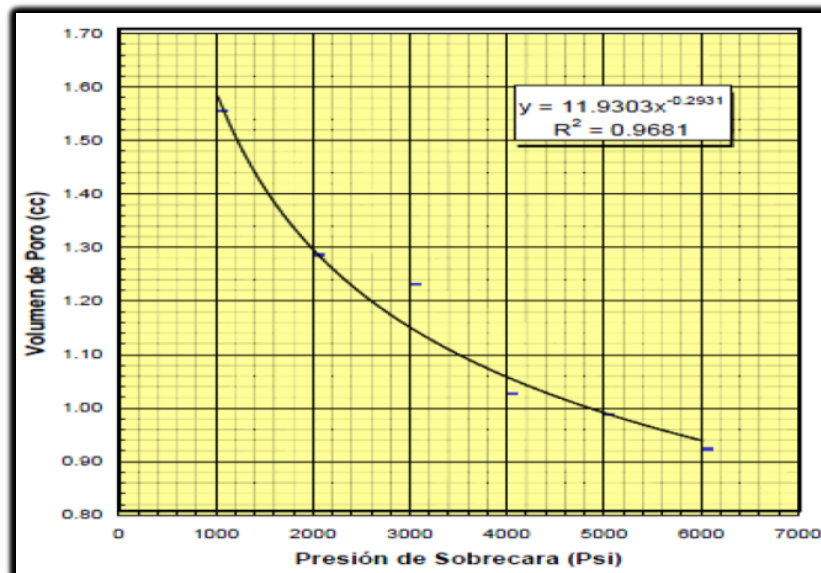


Figura X.13 - Ajuste del volumen de poro y la presión de sobre carga (Tajín- Corralillo).

b) Propiedades eléctricas de la roca.

De los estudios petrofísicos, es recomendable obtener la resistividad de la muestra, ya que de la resistividad pueden obtenerse valores de la porosidad y saturación residuales de aceite y gas. Presentar los datos obtenidos a diferentes saturaciones de salmuera.

c) Mojabilidad de la Roca.

Es la tendencia que tiene un fluido al adherirse y por lo tanto a dispersarse en una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, por lo anterior influye en los procesos de recuperación de aceite primaria, secundaria y mejorada.

Existe un número importante de métodos para determinar la mojabilidad:

- ✓ Amott (1959),
- ✓ USBM (Donaldson y col; 1969),
- ✓ Correlación de Brownell-Katz (1947),
- ✓ Entre otros.

Por otra parte, la determinación de mojabilidad con los métodos Amott y USBM, requiere de tiempos muy largos para poder medir los volúmenes de agua y aceite mediante imbibición y desplazamientos de un fluido por otro, aún así los resultados obtenidos de la prueba pueden ser erráticos. Se recomienda identificar el tipo de estudio y sus principales datos.

- Técnicas empleadas para obtener los perfiles de producción.
 - a) Identificar técnica empleada y razones de porque se ha decidido por esa opción. (Balance de materia, Curvas de declinación, Curvas Tipo, etc.)

Ejemplo: Modelo Balance de Materia.

Si la técnica se ha realizado por una compañía, presentar el nombre de esta y el tiempo de realización.

Modelo Balance de Materia.

- Análisis PVT – Información adquirida en pozos
Debe contener cierta información, tal como se ilustra en la tabla X.4,
- Historial de producción (desde sus inicios),
- Compresibilidad de la formación,
- Modelo del acuífero,
- Ajuste histórico,

- Pronósticos – Donde se determinará el precio del hidrocarburo a futuro)
Productividad y permeabilidades relativas / Producción de agua.

- b) Contar con información estadística del comportamiento histórico de la producción, como:
 - ✓ Gasto inicial de producción (por pozo o yacimiento),
 - ✓ Producción acumulada (por pozo o yacimiento),
 - ✓ Porcentaje de éxito volumétrico,
 - ✓ Proceso de recuperación y/o mantenimiento, y
 - ✓ Gasto de límite económico.

La información utilizada en cada una de las técnicas de los perfiles de producción será distinta, por lo que se recomienda, se indique la información necesaria, así como los datos que correspondan para cada campo.

XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)

Anteriormente se han mencionado los diferentes tipos para realizar un pronóstico de producción, lo cual hace de cada método un propósito diferente, esto es porque no en todas las regiones se tiene la misma cantidad de información. La calidad de la información se basa en el grado de desarrollo del campo, conocimiento estático y dinámico de cada una de las formaciones del yacimiento, la cantidad y calidad de la información obtenida y del comportamiento actual de los pozos, así como las limitaciones económicas serán diferentes de una región a otra.

La calidad de la información obtenida se detallará con datos como:

- Gasto inicial de producción por pozo,
- Producción acumulada por pozo,
- Porcentaje de éxito volumétrico,
- Proceso de recuperación y/o mantenimiento,
- Gasto de límite económico,
- Determinación del diámetro del estrangulador y gasto óptimo (análisis nodal), y
- Información de los pozos en consideración y los vecinos más cercanos.

Los estudios para realizar un pronóstico conllevan a la predicción bajo diferentes condiciones de operación, lo cual brinda la oportunidad de visualizar el comportamiento futuro de un yacimiento o pozo bajo las distintas estrategias consideradas.

El principal uso de la predicción se ha tenido en la evaluación de la declinación de los yacimientos, aunque también se puede utilizar en el estudio de la inyección de agua para controlar la surgencia (surgencia es un aporte de fluidos de la formación –petróleo, gas, agua salada- al pozo por una formación que fue perforada.¹⁷)

Con la realización de las predicciones se pueden asegurar modelos de yacimientos las cuales incluyan las características que se apeguen al cumplimiento del objetivo de cada estudio, al igual que para identificar información que no esté disponible en ese momento.

Las principales restricciones para realizar predicciones serán el tiempo y los límites económicos impuestos por cada proyecto. Es importante realizar estas acciones en un intervalo de tiempo determinado, para que la toma de decisiones en cuestión operativa sean útiles.

Por otra parte, contemplar el límite económico de nuestro proyecto es esencial, ya que no se puede entregar un flujo económico negativo, esto quiere decir, que se vuelve no

¹⁷ Apuntes de simulación número de yacimientos, Dr. Arana, ing. Trujillo. Pag185

rentable al momento de que el valor de la producción de gas o aceite es igual al costo de la producción. Donde, para calcular el límite económico de tal proyecto será necesario excluir costos de abandono, reclamo y depreciación e impuestos a las ganancias, tanto como cualquier gasto fijo por encima de lo requerido para operar la propiedad de interés¹⁸. Además de que si se continúa con la explotación del yacimiento, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

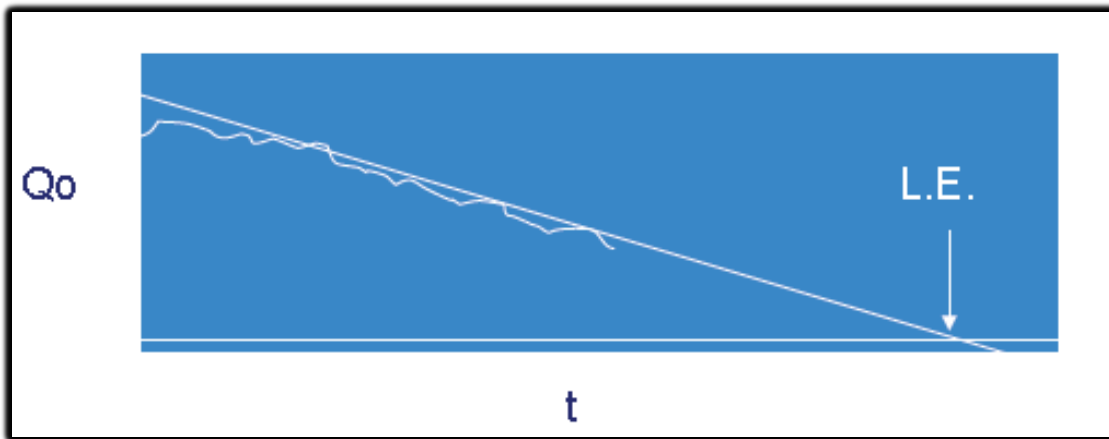


Figura XI.1 - Límite económico, donde no es posible seguir con la producción.

Aunque los costos de producción pueden ser reducidos y de esta forma extender la vida del proyecto, ya sea compartiendo instalaciones de producción, combinando contratos de mantenimiento o con la venta de no-hidrocarburos asociados (Helio, Azufre, etc.).

Procedimiento:

- Análisis de curvas de declinación y la simulación numérica de yacimientos.
- Programas de cómputo especializado para determinar el factor de declinación para aceite y gas.
- Dependiendo del comportamiento de producción del pozo, se realiza un ajuste de declinación exponencial, hiperbólica o armónica.
- Definición de límite económico (producción-operación).
- Como resultado, el pronóstico de producción.

Hoy en día los simuladores numéricos juegan un papel importante en la etapa de la administración de yacimientos, ya que estos son usados para desarrollar las estrategias de explotación, monitorear y evaluar el comportamiento de los yacimientos, mismos que consisten en determinadas ecuaciones las cuales están basadas en el principio de

¹⁸ PRMS 2009 español pag. 20

conservación de masa y/o energía, en conjunto de ecuaciones de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de fluidos en el medio poroso.

a) Comportamiento del o los yacimientos.

Para los pronósticos de producción se necesita un gran aporte de información, ya sea para complementar lo ya obtenido o para realizar un estudio de manera eficaz y que los resultados puedan ser los más precisos posible.

Ahora bien, actualizar la información de los campos resulta útil al momento de realizar los pronósticos de producción, lo cual destaca la siguiente información:

- Histórico de presiones de yacimientos: Esto con la finalidad de saber cómo ha ido declinando la presión del yacimiento a lo largo de su producción, con la finalidad de extrapolar los datos, se podrá calcular un comportamiento futuro del o los yacimientos.
- Curvas de declinación: Con el fin de determinar la producción acumulada del campo a través de su tiempo de producción.
- Índice de productividad: Con las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.¹⁹

b) Comportamiento de los pozos.

Una vez evaluado el comportamiento del o los yacimientos, el análisis de los pozos es esencial, de esta forma se podrá evaluar las zonas donde hay pérdidas de presiones o se necesite la perforación de pozos para aumentar la presión en dichas zonas.

Para realizar un análisis, se necesita de:

- Representativo de presiones,
- Producción acumulada por pozo, y
- IPR: Dependiendo del elemento a optimizar (diámetro de estrangulador, tubería de producción, % de agua, etc.) se determina el gasto de aceite que la formación puede aportar bajo diferentes escenarios del sistema de producción. Se recomienda que por medio de software especializado, se determine un modelo de pozo donde se podrá determinar un gasto esperado con el diámetro del estrangulador adecuado.

¹⁹ Productividad de pozos, Ing Jetzabe pag19

- Existen diferentes procesos para realizar un pronóstico de producción. Los que se muestran a continuación son los más comunes, comentar el proceso justificando cada una de las acciones realizadas.
 - a) Análisis de curvas de declinación y la simulación numérica de yacimientos. Figura XI.2.

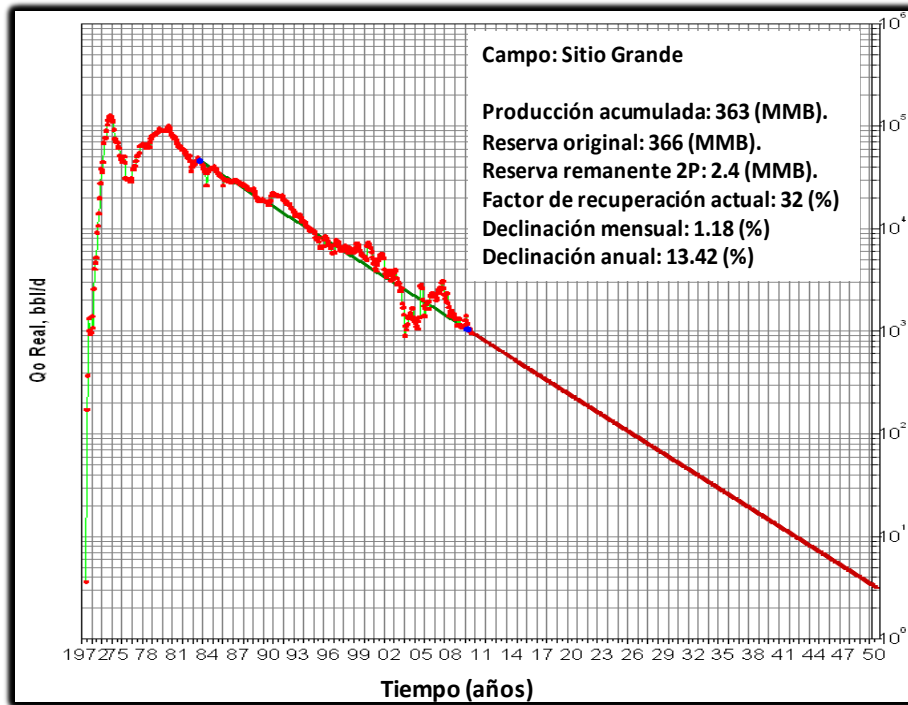


Figura XI.2 - Análisis de declinación de aceite. Ejemplo tomado de campo Sitio Grande

- ✓ Una vez realizado el perfil de producción, en donde se realiza un ajuste de la historia de producción de los pozos y el factor de declinación. Se recomienda anexar información como la de la tabla XI.2.

Dicha información requiere que sea analizada y los datos obtenidos representados en una tabla, al menos el contener estos datos representativos, será de mucha utilidad.

Información por campo	
Producción acumulada [MMB]	
Reserva original [MMB]	
Reserva remanente [MMB]	
Factor de recuperación actual [%]	
Declinación mensual [%]	
Declinación anual [%]	

Tabla XI.2 - Información del análisis obtenido por campo

- ✓ Después de obtener los datos respecto a la declinación, y dependiendo del comportamiento de la producción del pozo, se realiza un ajuste a la declinación, ya sea, exponencial, hiperbólica o armónica. Posteriormente se define un límite económico de producción-económico y se obtiene un pronóstico de producción. Figura XI.3

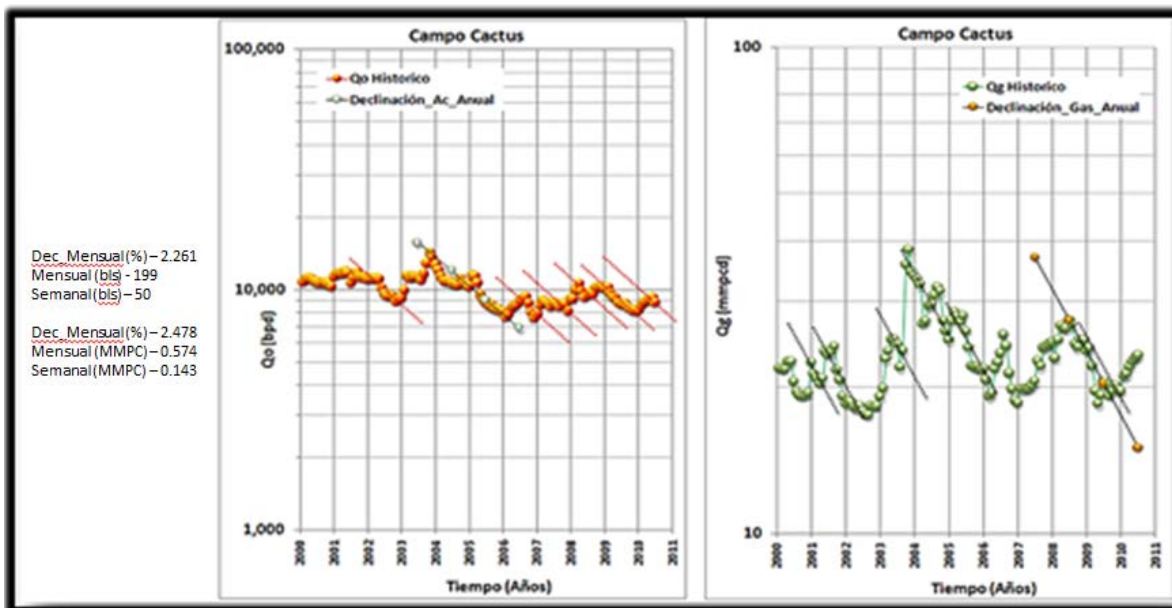


Figura XI.3 - Análisis de la declinación, pronóstico de producción para campo sitio grande.

- b) Si el análisis anterior es cotejado mediante un modelo numérico, es necesario incluir la información del estudio, aunque antes se recomienda:
 - 1) Actualizar modelo de simulación,
 - 2) Ajustar el comportamiento real de presión-producción del campo efectuando corrida del modelo,
 - 3) Obtener IP a condiciones actuales de operación,

- 4) Pronosticar comportamiento futuro bajo diferentes esquemas de producción: Agotamiento natural, explotación y mantenimiento, desarrollo, recuperación secundaria y/o mejorada con el simulador.
- 5) Determinar el factor de declinación a partir del comportamiento histórico, de información estadística de campos vecinos y/o analogía con campos de características similares como el tipo de roca y/o fluido.
- 6) Determinar el perfil de producción.

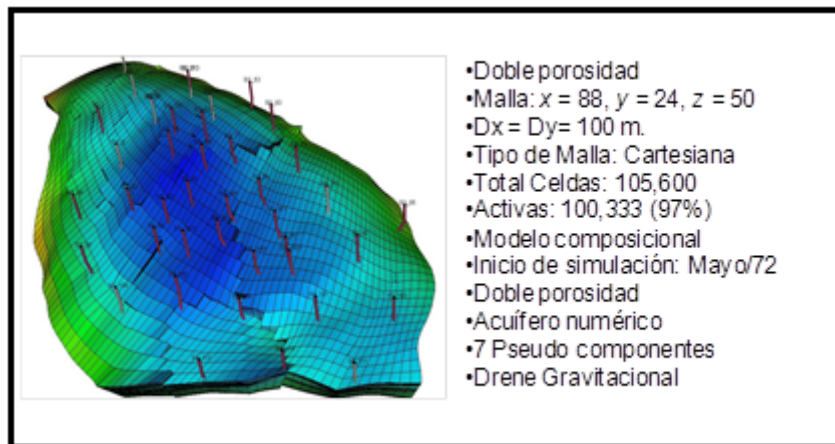


Figura XI.4 - Características de la malla de simulación ejemplo tomado de Sitio Grande

Detalles acerca del modelo de simulación, indicar por lo menos alguno de los puntos enlistados en la siguiente tabla XI.3.

Información de modelo de simulación	
Modelo predictivo	
Número de celdas	
Número de celdas activas	
Tipo de malla	
Características adicionales	<ul style="list-style-type: none"> - Doble porosidad - Tipo de simulador - Componentes

Tabla XI.3 - Información del modelo de simulación

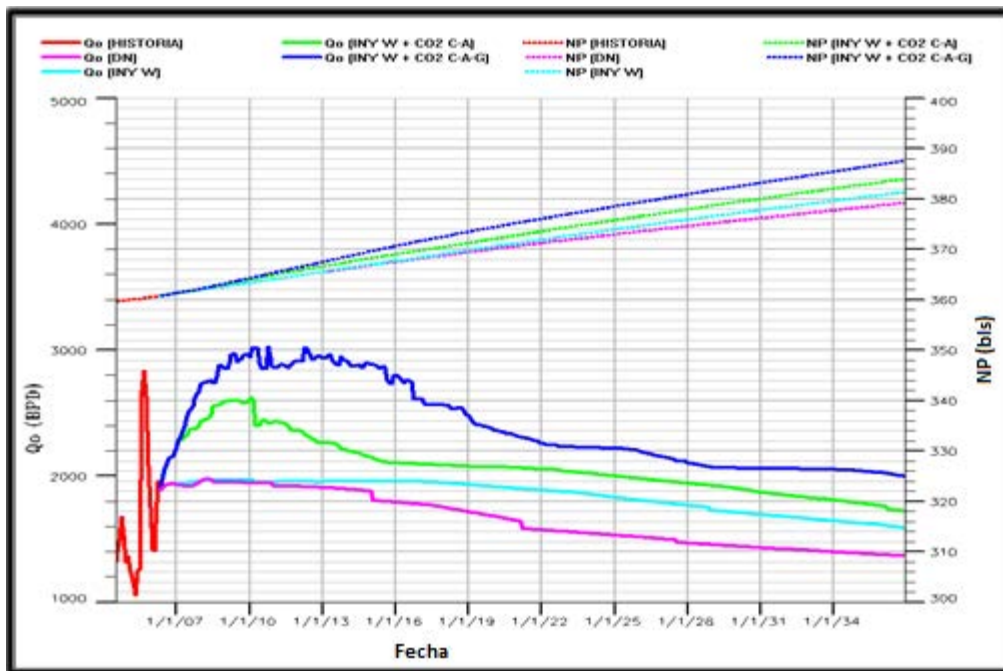


Figura XI.5 - Características del modelo de simulación, campo sitio Grande

a) Comportamiento del o los yacimientos

Indicar información de todo el desarrollo de la historia del o los yacimientos del campo, cabe resaltar que las pruebas que se presentan serán todos los análisis representativos del o los yacimientos. Tabla XI.4 ejemplo de cómo indicar la información.

Indicar por lo menos la siguiente información:

- i. Las distintas fases de producción del proyecto.
- ii. Estrategias y técnicas durante la vida productiva del proyecto (sistemas artificiales, procesos de recuperación, entre otros) (puede presentarse la información por año o según sea el caso más representativo).
- iii. Relación gas-aceite (RGA).
- iv. Presión del punto de burbuja (Pb).
- v. Histórico de presiones (kg/cm²).

Estrategias y técnicas	
Presión real	
Producción acumulada	
Tiempo de recuperación monetaria	
Inyección de fluidos	
Técnicas de perforación	
Estimación de reservas	

Tabla XI.4 - Datos representativos del análisis

b) Comportamiento de los pozos

Para tener un análisis extenso del comportamiento de los pozos, es importante no perder de vista los siguientes aspectos, ya que la Comisión los requiere para saber qué tan minuciosos son los estudios referentes a cada pozo representativo y así obtener la información de mayor utilidad, estos puntos son:

- i. Fechas de cuando inició la perforación, así como el número contemplados de pozos para el proyecto.
- ii. Especificar el índice de productividad de pozos (IP) representativos del proyecto.

Para el análisis representativo del flujo multifásico para cada pozo, se recomienda el siguiente procedimiento para obtener mayor información característica de los pozos:

- I) Construcción del modelo de pozo, con base a la información de la trayectoria del pozo, PVT, características petrofísicas, presión de formación, daño, registros de presión y diseño de fractura.
- II) Corridas de modelo de flujo para determinar las IPR que se puedan alcanzar
- III) Determinación del diámetro de estrangulador y gastos óptimos (análisis Nodal)

En la figura XI.6 se observa el análisis representativo del flujo multifásico de un pozo, la cual irá acompañada de la información antes mencionada.

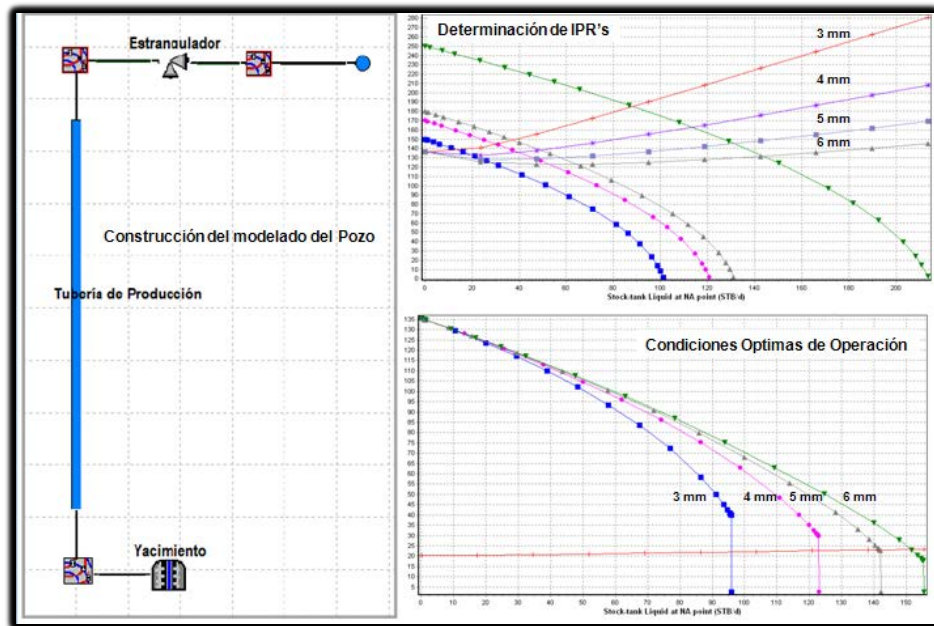


Figura XI.6 - Metodología de flujo multifásico

XII. Productividad de pozos

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente, es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para la determinación de capacidad de producción de un pozo, es necesario tener los conocimientos adecuados de los fluidos que contiene, así como la información del yacimiento.

Debemos tener en cuenta que la variación de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento, afectará notablemente a la producción de un pozo, ya que no es lo mismo producir un pozo de aceite poco viscoso, a un pozo de aceite muy viscoso, en este caso, es necesario la utilización de métodos de recuperación que impliquen la utilización de temperatura para poder producir.

Es siempre recomendable realizar pruebas de potencial, que es lo mismo, una prueba para saber el gasto máximo que aporta el pozo, y verificar si la producción es la adecuada o es necesario imponer distintas condiciones, las cuales cambiarían el gasto de producción. Al momento de analizar los problemas de producción que pueden afectar de manera crítica un pozo, es necesario tener en cuenta aspectos relacionados tanto de la formación productora que presenta valores promedios bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, de depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

La caracterización de yacimientos es indispensable para la predicción de su comportamiento de producción. En la producción del yacimiento es necesario el control de su comportamiento y la evaluación de las condiciones de los pozos productores, las pruebas hechas en pozos deben ser diseñadas, realizadas y evaluadas de acuerdo con la información que se desee obtener, tomando en consideración las limitaciones existentes.

XII.I Pruebas de presión-producción y su utilidad

Durante el análisis de pruebas de variación de presión, la velocidad con la que se transmite el cambio de presión a través de un medio poroso al realizar una variación en gasto, es en función de los parámetros, tales como permeabilidad, compresibilidad, porosidad, viscosidad, etcétera., por consiguiente, durante las pruebas es posible obtener propiedades del sistema pozo-yacimiento que permitan definir una mejor caracterización del yacimiento y de los modelos de flujo multifásico.

Las pruebas de presión-producción tienen distintas utilidades, las cuales dependiendo del yacimiento y su comportamiento de producción, se obtendrán diferentes respuestas a los distintos tipos de pruebas, de acuerdo a la información que se desee obtener, las pruebas deben ser diseñadas, realizadas y evaluadas, tales como:

- Evaluar principalmente en yacimientos naturalmente fracturados el sistema de doble porosidad.
- Evaluar el potencial productivo del yacimiento.
- Determinar la permeabilidad efectiva de la formación.
- Cuantificar el daño a la formación.
- Delimitar el área de drene del pozo, identificando las barreras de flujo.
- Conocer la presión inicial del yacimiento.
- Analizar el conjunto de datos obtenidos para definir el esquema óptimo de explotación.
- Confirmar presencia de casquete de gas.
- Estimar los factores de pseudo daño (penetración parcial, perforación, desviación, fractura).
- Detectar heterogeneidades del yacimiento.
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
- Límites del yacimiento y comunicación entre pozos.

La finalidad de las pruebas de presión-producción es determinar de manera indirecta las características dinámicas del yacimiento, y obtener toda la información dinámica del yacimiento.

XII.II Tipos de prueba de presión-producción

Como se ha mencionado anteriormente, existen diferentes tipos de pruebas, según el tipo de prueba utilizada, podremos saber algunas características del yacimiento, ya sea la permeabilidad, presión estática del yacimiento o conocer simplemente parámetros del yacimiento.

XII.II.I Prueba de decremento de presión (drawdown)

La prueba es realizada por un pozo productor lo cual resulta una ventaja económica, es conveniente que la prueba comience en su etapa inicial de producción del pozo donde el gasto y la presión son registrados como funciones del tiempo (figura XII.1), la dificultad de esta prueba es mantener un gasto constante durante la prueba, y por este motivo es conveniente utilizar una prueba Multi-Test.

Las principales estimaciones realizadas para tal prueba son:

- Permeabilidad [K],
- Factor de daño [S], y
- Volumen de yacimiento (continuidad de la arena).

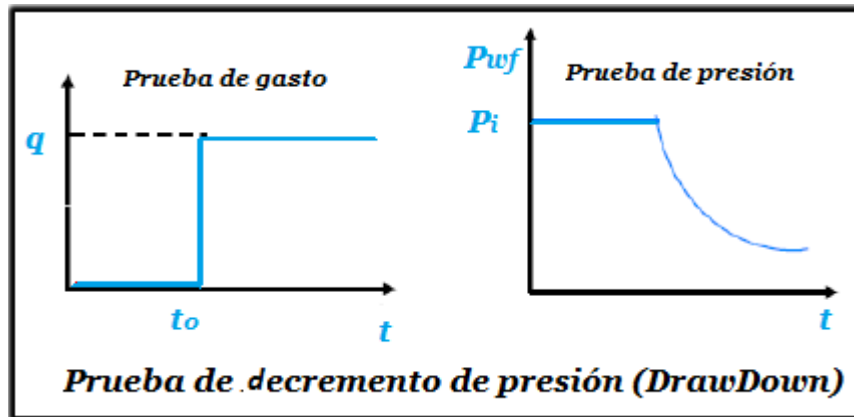


Figura XII.1 - Prueba de decremento para el inicio de producción.

XII.II.II Prueba multi-test (gasto)

Se realiza con un gasto variable para una presión de fondo, la cual determina la presión por periodos continuos de flujo. En la figura XII.2 se ejemplifican los diferentes tipos de pruebas, estas pruebas pueden determinar el índice de productividad del pozo y realizar un análisis nodal del pozo.

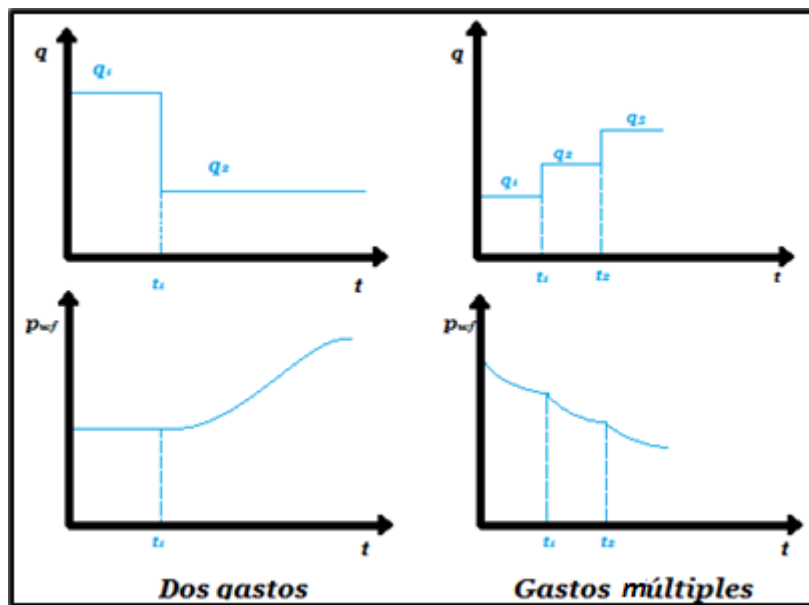


Figura XII.2 - Pruebas multi-test para gastos múltiples.

XII.II.III Prueba de incremento de presión (Build up Test)

Las pruebas se realizan generalmente a un pozo productor con un gasto constante durante cierto tiempo (tiempo de flujo), esto para lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre, al momento de cerrar la producción del mismo (generalmente en superficie), se mide la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) en función del tiempo de cierre (DT). En la figura XII.3 se muestra el proceso de la prueba.

A partir de la presente información es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión en el área de drenaje real, el daño o estimulación de la formación y las heterogeneidades del yacimiento.

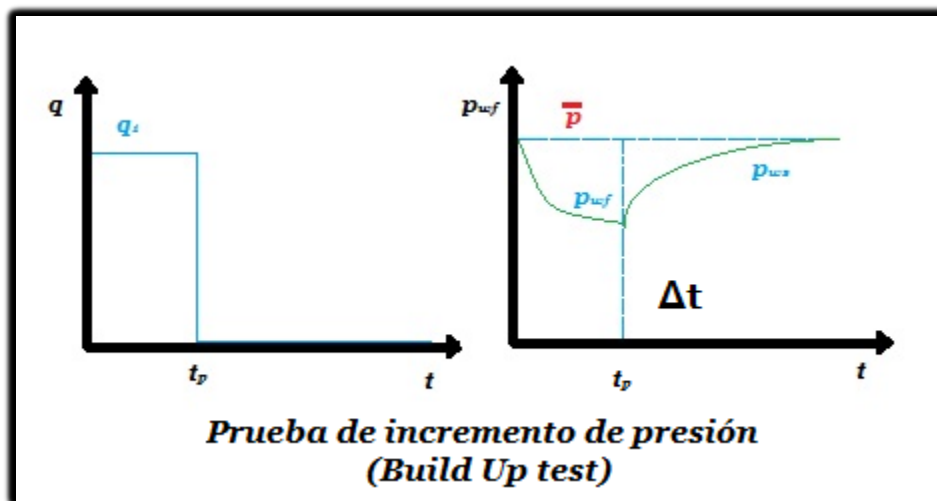


Figura XII.3 - Prueba de incremento de presión.

XII.II.IV Pruebas de cierre (Fall-off Test)

Pruebas realizadas para pozos inyector, la cual consiste en cerrar el pozo inyector a un gasto constante, realizando un seguimiento a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en función del tiempo (figura XII.4).

Este tipo de pruebas es similar a las pruebas de incremento (Build-up Test), además con estas pruebas es posible determinar:

- Las condiciones del pozo inyector,
- Continuar con la inyección de agua o en los casos de recuperación mejorada,
- Estimar la presión promedio del yacimiento,
- Determinar fracturas,
- Daño en la formación (S) y,
- Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento por inyección de fluidos.

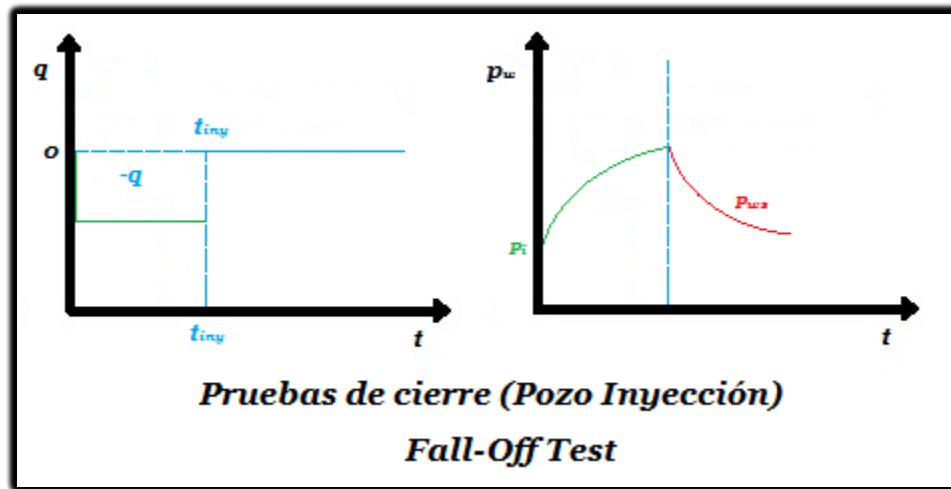


Figura XII.4 - Pruebas de cierre.

XII.II.V Pruebas de interferencia

Pruebas realizadas en pozo de observación, en las que se buscan los cambios en los gastos de flujo de uno o varios pozos con el único objetivo de determinar la comunicación entre ellos.

Las pruebas de interferencia se llevan a cabo inyectando o produciendo a través de un pozo activo y observando la respuesta de presión en uno o varios pozos denominados pozos de observación (figura XII.5).

Si existe comunicación entre los pozos, se puede estimar la permeabilidad y el factor de la porosidad-compresibilidad.

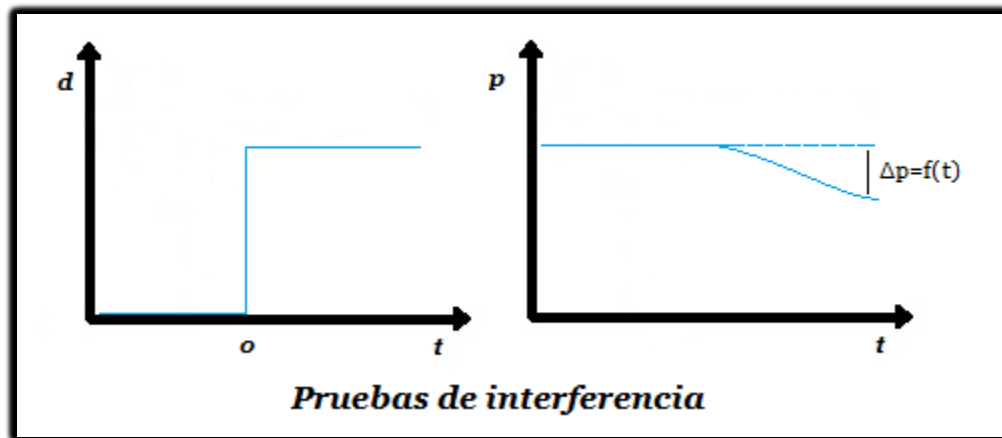


Figura XII.5 - Pruebas de interferencia.

a) Análisis de pozos IPR

El análisis de pozos es un método sumamente flexible, el cual nos podrá indicar de una mejor manera el comportamiento del pozo, en el cual el estudio del flujo de fluidos de un sistema se divide en tres etapas, que son: El flujo en yacimiento, flujo en tubería vertical y flujo en la tubería horizontal. La finalidad de realizar este estudio, es predecir el gasto y la presión de los nodos de unión de los subsistemas

b) Monitoreo de pozos

Son el uso de tecnologías para el análisis constante de los pozos y las metodologías que se comparan para obtener los perfiles de producción correctos, y donde se hace la comparación del pronóstico calculado con lo obtenido; si hay discrepancia entre resultados, se analiza el origen de la diferencia de datos obtenidos.

XII.III Guía de productividad de pozos

Las pruebas de presión-producción son de gran importancia para la elaboración del modelo dinámico, sobre todo para proporcionar información acerca de la recuperación mejorada y/o secundaria.

La Comisión requiere de un análisis exhaustivo para conocer a fondo las propiedades del sistema roca-fluido y el sistema matriz-fractura, esto con el fin de apoyar la caracterización de los yacimientos, estudios de productividad y los diseños de estimulaciones y pruebas pilotos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- Indicar el análisis completo de las pruebas de presión y justificar por qué se ha seleccionado la metodología empleada con sus respectivos resultados, a continuación se muestra uno en particular.
 - a) Incluir una tabla con información básica del pozo donde se están realizando las pruebas (tabla XII.1). La Información puede ser completada según se requiera.

Pozo representativo	
Campo	
Yacimiento	
Pozo	
Presión promedio	
Formación productora	
Profundidad	
Tipo de pozo	
Producción acumulada	
Prueba realizada	

Tabla XII.1 - Información para el pozo representativo

Ejemplo: Se requiere realizar pruebas de variación de presión que sirven para el diseño de fracturas (Fall-off) para conocer parámetros de la fractura como longitud media y conductividad, se realizan pruebas pos-fractura (incremento o multi-test) para conocer propiedades de los yacimientos, como permeabilidad, daño y presión inicial.

El estudio se combinó con un análisis de declinación convencional y el ajuste de la historia de producción usando un simulador tipo tanque.

b) Integrar las gráficas del comportamiento

En la figura XII.6 que representa el comportamiento de un pozo, donde se explica cómo varía la presión respecto del tiempo en una gráfica Log-Log. Y en la tabla XII.2 toda la información a recabar en las pruebas de presión-producción, muy útiles al momento de dar la información que se requiere en este apartado.

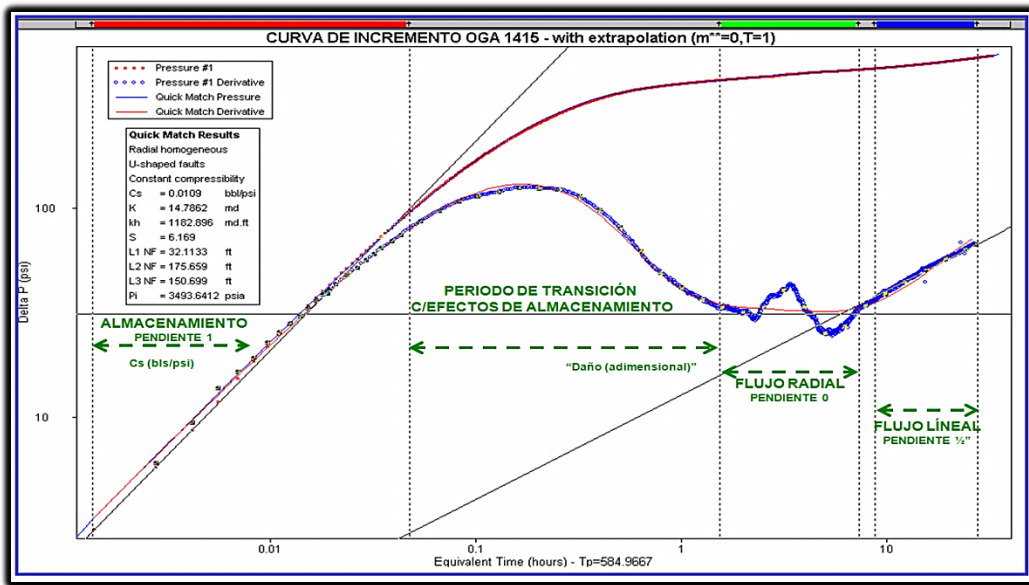


Figura XII. 6 - Derivada de la presión vs tiempo. Log-Log Plot dp' y dp (psi) vs dt de pozo Ogarrio de Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez

Pruebas de presión-producción				
Pozo	K [md]	s [adim[Front. Ext [pies]	Fecha de muestreo
1				
2				
.				
.				
.				
n				

Tabla XII.2 – Información pruebas de presión-producción

a) Comportamiento de pozos

- En el caso de ser pozos nuevos, indicar la metodología con la que se han obtenido datos de producción de pozos, de campos vecinos, y así determinar un pronóstico para dichos pozos con información existente.
- Además la metodología utilizada en los pronósticos de producción de aceite, agua y gas para determinar el flujo multifásico.
- Indicar las tablas de gastos y variables que se representan en los pozos por campo. Anexar gráficas.

b) Monitoreo de pozos

- En este caso, comparar los perfiles obtenidos con los pronosticados, adjuntar gráficas de sus comportamientos.

XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar

Después de realizar la evaluación para cada uno de las alternativas presentadas en los proyectos, se tomarán las premisas económicas que son emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, en donde se establecerán los precios promedios de la mezcla del crudo y el gas natural.

Además, se evaluarán cada uno de los criterios para seleccionar al menos una alternativa, donde se determinarán si las estrategias de desarrollo y producción, así como los planes de explotación son los adecuados para llevar todas las actividades fundamentales, de los mantenimientos respectivos y que la infraestructura cumpla con los aspectos óptimos para generar un mayor valor al proyecto y una máxima recuperación económica.

Las variables que presentan mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto para cada una de las alternativas documentadas son:

- Precio.
- Producción.
- Inversión.
- Gasto de operación.

a) Aspectos técnicos

Estos indican de qué manera se va a realizar el proyecto, es decir, la infraestructura y técnicas o simplemente la optimización de la infraestructura actual. Así como las técnicas de perforación (tipos) o los mecanismos de recuperación que se puedan utilizar. (Perforación y terminación de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura entre otros elementos).

b) Justificación del mejor escenario integral de explotación

Para seleccionar una alternativa, es necesario realizar un estudio de las variables que incrementarán o disminuirán la rentabilidad del proyecto, para seleccionar una alternativa, se deben de tomar las siguientes consideraciones:

- Mayor valor presente neto después de impuestos.
- Mayor reservas de hidrocarburos a recuperar.
- Alta eficiencia de la inversión después de impuestos.
- Factibilidad técnica.
- Disponibilidad de los fluidos a inyectar.

- Previsión y mitigación de los riesgos asociados al proceso de mantenimiento de presión.
- Tomar en cuenta los perfiles de producción.
- Comportamiento, declinación y comportamiento esperado de los pozos.

En virtud de lo anterior, seleccionar el mejor escenario, permitirá el mejor esquema de inversión, cuyo resultado es producir de forma significativa los yacimientos, bajo óptimas condiciones de operación obteniendo una utilidad que permita la pronta recuperación de la inversión.

c) Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación

- a) **Riesgo:** El riesgo supone un hecho externo al sujeto económico, que puede acontecer o no al momento determinado. Por lo que el riesgo puede ser contemplado como el elemento de incertidumbre que puede afectar a la actividad empresarial, motivado por causas externas o internas a la empresa.

Existen diferentes técnicas para la incorporación del riesgo, las cuales son:

- Análisis probabilístico.
- Análisis de sensibilidad y de escenarios.
- Ajuste simple en la tasa de descuento.
- Simulación.

- b) **Incertidumbre:** Supone cuantificar hechos mediante estimaciones para reducir riesgos futuros, y aunque su estimación sea difícil no justificará su falta de información. La incertidumbre existe cuando no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro. La elaboración de estados financieros servirá para la incorporación de incertidumbre de las operaciones.

Las fuentes básicas para la toma de información son:

- Información incompleta, inexacta, sesgada, falsa o contradictoria,
- Dinámica de los mercados,
- Errores de interpretación de datos,
- Errores en la manipulación de información.

Como parte de la identificación de los riesgos asociados al escenario ganador, es necesario que se determinen sus impactos dentro de la promesa de valor esperado, que resulta proporcional al perfil de producción e indicadores de rentabilidad.

XIII.I Guía de descripción del escenario de explotación a desarrollar

- Breve Resumen de los aspectos más relevantes de la alternativa, estos pueden presentarse en forma de tabla (tabla XIII.1), o bien como resumen con datos puntuales (para cada campo).

Alternativa: (nombre de la alternativa)	
Región	
Campo	
Director de proyecto	
Objetivo	
Alcance	
Tecnología seleccionada	
Tipo de recuperación	
Información actualizada	

Tabla XIII.1 - Resumen general de la alternativa que se ha seleccionado

Nota: La tabla anterior (XIII.1). Es solo para reconocer rápidamente cual es la situación con respecto a la alternativa seleccionada.

- Aspectos Técnicos

Identificar cada uno de los aspectos que caracteriza la alternativa, como:

- a) Infraestructura (modificación o adquisición) (de un análisis exhaustivo) de:
 - Aumentar el grado de confiabilidad de las instalaciones actuales,
 - Instalación de Optapodos u oleogasoductos (líneas de descarga),
 - Plataformas,
 - Construcción de (macro) peras,
 - Construcción de baterías
- b) Tecnología utilizada en:
 - Sistemas artificiales de producción,
 - Recuperación secundaria y mejorada,
 - Perforación convencional y no convencional,
 - Tipos de terminaciones,
 - Medición durante la perforación (LWD y MWD),
 - Software de vanguardia,
 - Técnicas para la deshidratación del aceite,
 - Mantenimiento de presión,
 - Procesos para las reparaciones menores y mayores de los pozos
- c) Metodologías:
 - Características del yacimiento (Geología, mecanismos de recuperación, permeabilidades, propiedades de los fluidos, flujo de fluidos y comportamiento de la historia de producción).
 - Modelo Analítico (elaboración de pronósticos de producción).
 - Análisis Nodal (IPR, flujo de tuberías verticales).
 - Escenario de menor riesgo técnico.

Nota: La Comisión considera que es importante que la información se entregue por campo, cuidando siempre de actualizar datos como: Modelos, estimulación y estudios de recuperación secundaria y/o mejorada. (En el siguiente cuadro XIII.2 se presenta la tecnología usada en el proyecto Carmito Artesa, con la alternativa de presentarlo de esta manera, según sea el caso.)

Tecnología	Descripción
Bombeo hidráulico tipo jet	Utiliza fluidos del yacimiento como fluido motriz: Pozos Secadero 1 y 1001.
Bombeo neumático autoabastecido	Utiliza el propio gas del pozo: Pozos Gaucho 10 y 3.
Tubería capilar	Utiliza espumantes y desincrustantes: Pozos Agave 52, 62, 612 y Artesa 22.
Toma de información en tiempo real	Registros de producción y de presión de fondo en tiempo real.
Medición durante la perforación	Registros LWD y MWD (equipo con motor de fondo).
Macroperas	Evita impacto ambiental y posibles afectaciones.
Sistemas de cementación de TR's	Utiliza microcementos y geles de última generación para aislar intervalos y reducir el flujo de agua.
Software de vanguardia	Simuladores numéricos de yacimientos, de caracterización geológica, análisis de redes.
Batería de separación	Separadores elevados, trifásicos.
Bombas	Deshidratación de aceite.
Turbocompresor	Operan con gas combustible: dos en la estación de compresión Agave y 6 en la estación de compresión Giraldas.
Motocompresor	Opera con gas combustible: cinco en la estación de compresión Artesa.
Deshidratación de aceite	Separador trifásico.
Medición multifásica	Aplicación del sistema de medición multifásico para aforar pozos.
Sistemas de seguridad	Sistemas de detección y supresión gas-fuego, sistema de paro de emergencia.

Tabla XIII.2 - Tecnología aplicada en los campos del proyecto Carmito Artesa, según su alternativa seleccionada

- Justificación del mejor escenario de producción
 - a) Indicar los factores económicos del proyecto, así como las expectativas de explotación que justifican la alternativa seleccionada. En la siguiente tabla XIII.3 se presentan los principales indicadores operativos.

Indicadores operativos (alternativa seleccionada)	
Volumen original de hidrocarburos [MMBPCEE]	
Producción acumulada [MMBPCE]	
Volumen de hidrocarburos a recuperar [MMBPCE]	
Crudo equivalente [MMPCE]	

Tabla XIII.3 - Indicadores operativos

Indicadores financieros (alternativa seleccionada)		
Concepto	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor presente neto (VPN[MMpesos])		
Valor presente inversión (VPI[MMpesos])		
Eficiencia de la inversión (VPN-VPI)		
Relación beneficio costo (RBC[peso/peso])		
Recuperación de inversión (TRI [años])		
Periodo de recuperación con descuento [años]		

Tabla XIII.4 - Indicadores Financieros

- b) Anexar tablas que indiquen la inversión, ingresos, producción, costos operativos de la alternativa seleccionada. Ver tabla XIII.5.

Año	Inversión [MMPESES]	Inversión estratégica [MMPESES]	Ingresos antes de impuestos [MMPESES]	Qo [MMB]	Qg [MMPCD]	Costos operativos [MMPESES]
2012						
n...						

Tabla XIII.5 - Indicadores económicos y producción del hidrocarburo

- c) Indicar el volumen original y los factores de recuperación para la alternativa seleccionada (tabla XIII.6).

Concepto	Volumen original (Tipo de reserva)	Factor de recuperación [%]
Aceite [mmb]		
Gas [mmmpc]		

Tabla XIII.6 - Volumen original y factor de recuperación

- d) Las premisas asociadas al momento de la evaluación de la alternativa.
- ✓ Precio promedio de la mezcla de crudos de exportación y gas natural,
 - ✓ La tasa de descuento y el tipo de cambio.

- Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación
 - a) Riesgos
 - ✓ Resumen de los principales riesgos del proyecto.
 - b) Las incertidumbres asociadas a la ejecución del proyecto deben estar plenamente identificadas ya que debido a la naturaleza diversa, intensa y compleja de las actividades que se realizan, resultarán del impacto técnico, económico, social y ambiental, los cuales podrían influir en la consecución de las metas del proyecto.

Estos son algunos puntos a identificar:

- ✓ Incertidumbre sobre el nivel de disponibilidad del presupuesto requerido por la empresa.
- ✓ Efectos en la variación macroeconómicas.
- ✓ Variaciones en los precios de los hidrocarburos.
- ✓ Incremento en los costos de los equipos de perforación y reparación de pozos.
- ✓ Demora en los tiempos de construcción y variaciones en la estimación de costos de infraestructura.
- ✓ Problemas operativos en la planeación y ejecución de la perforación y terminación de pozos.
- ✓ Fenómenos naturales que interrumpan la continuidad operativa de los campos.
- ✓ Incremento en los costos de herramientas, materiales, servicios y tecnologías.

Nota: Para el caso de los riesgos e incertidumbres, en esta parte se podrán mencionar, ya que en los puntos XV y XVI, tendrán que realizarse de manera detallada.

XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación

La estrategia de explotación seleccionada, debe garantizar de manera eficiente la ejecución del proyecto, y dependerá de cada uno el seguimiento de las acciones principales para consolidar el trabajo de cada una de las áreas que participan en el proyecto.

Dentro del desarrollo de proyectos, se encuentran cuatro líneas que dan seguimiento a la estrategia de explotación del proyecto. A continuación se enlistan las más comunes:

- Equipo de trabajo,
- Tecnología y mejores prácticas,
- Crecimiento y optimización de explotación, y
- Administración integral.

XIV.I Guía de estrategia de administración del proyecto de explotación

Plantear la estrategia a seguir para administrar el proyecto de explotación. Es fundamental considerar los siguientes puntos:

- Restricciones derivadas de las características del yacimiento y la tecnología seleccionada.
- Organización del equipo de proyecto (referirse a la información del Capítulo XVI).

Se recomienda tener una clara visión de la estrategia seleccionada para el desarrollo del campo. Para el horizonte de desarrollo de dicho proyecto, a continuación se muestra un esquema del plan estratégico, donde se señalan las principales actividades que se implementarán para llevar a cabo con eficiencia cada uno de los diferentes plazos del desarrollo del proyecto. (Figura XIV.1)

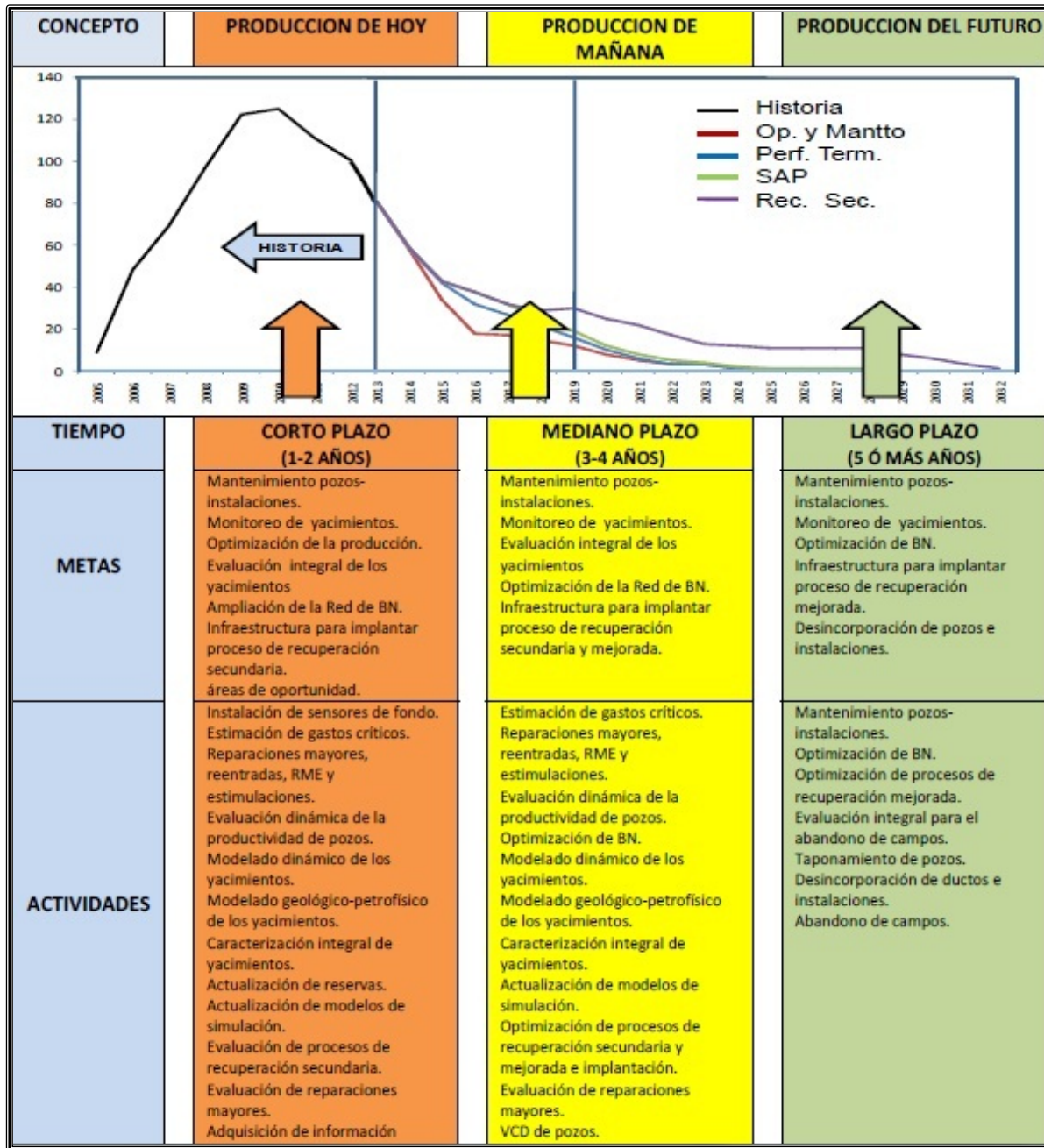


Figura XIV.1 - Esquema del plan estratégico para las principales actividades

La descripción de las estrategias dependerá de cada proyecto, en caso de añadir nuevas actividades o de modificarlas, en la siguiente lista se podrán efectuar todos los cambios que cada activo considere adecuadas para realizar el proyecto, adecuando los recursos y necesidades de cada uno.

- Equipo de trabajo.
 - ✓ Consolidar equipo de trabajo.
 - ✓ Generar y fortalecer habilidades técnicas.
 - ✓ Cierre de brechas y competencias.
- Tecnología y mejores prácticas.
 - ✓ Perforación de largo desplazamiento y alto ángulo a bajo costo.
 - ✓ Terminación no convencional.
 - ✓ Documentación de los proyectos bajo la metodología FEL.
 - ✓ Masificar el uso de sistemas artificiales.
- Crecimiento y optimización de explotación.
 - ✓ Actividades de caracterización de yacimientos.

a) Programas de actividades para la caracterización. Ejemplo figura XIV.2.

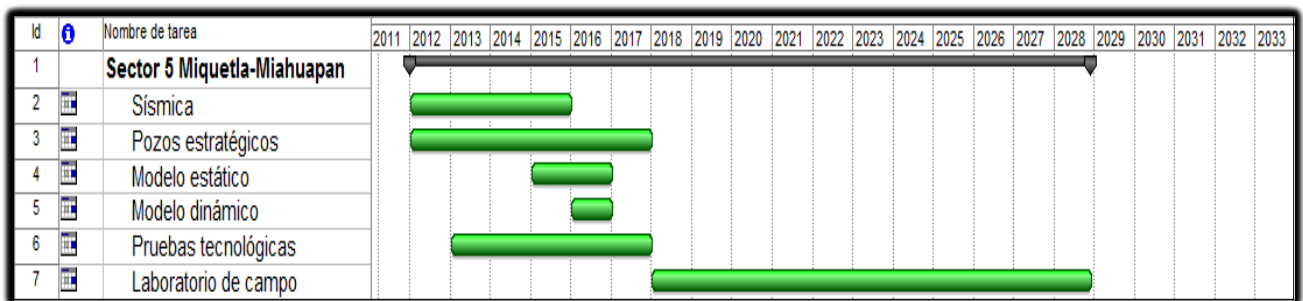


Figura XIV.2 - Programa de actividades de caracterización del yacimiento (Miquetla Miahupan)

- ✓ Adquirir sísmica 3D en ambientes y campos que lo requieran,
- ✓ Actualizar modelos dinámicos de yacimientos,
- ✓ Acelerar el desarrollo de campos,
- ✓ Aumentar la producción de aceite,
- ✓ Reactivar campos cerrados,
- ✓ Restricciones del programa de actividades para la caracterización, así como de la tecnología seleccionada

En la siguiente tabla XVI.1 se ejemplifica la forma más adecuada de presentar la información que en líneas antecede.

Concepto	Restricciones	Solución
Caracterización de yacimientos		
Tecnología seleccionada		
Técnico-económico		

Tabla XIV.1 - Restricciones de la alternativa seleccionada

- Administración integral
 - ✓ Hitos principales del proyecto (programa de actividades del proyecto).
 - a) Identificar las actividades de la alternativa, para una mejor resolución de las mismas, es importante incluir un diagrama de Gantt como se muestra en la siguiente figura XIV.3.

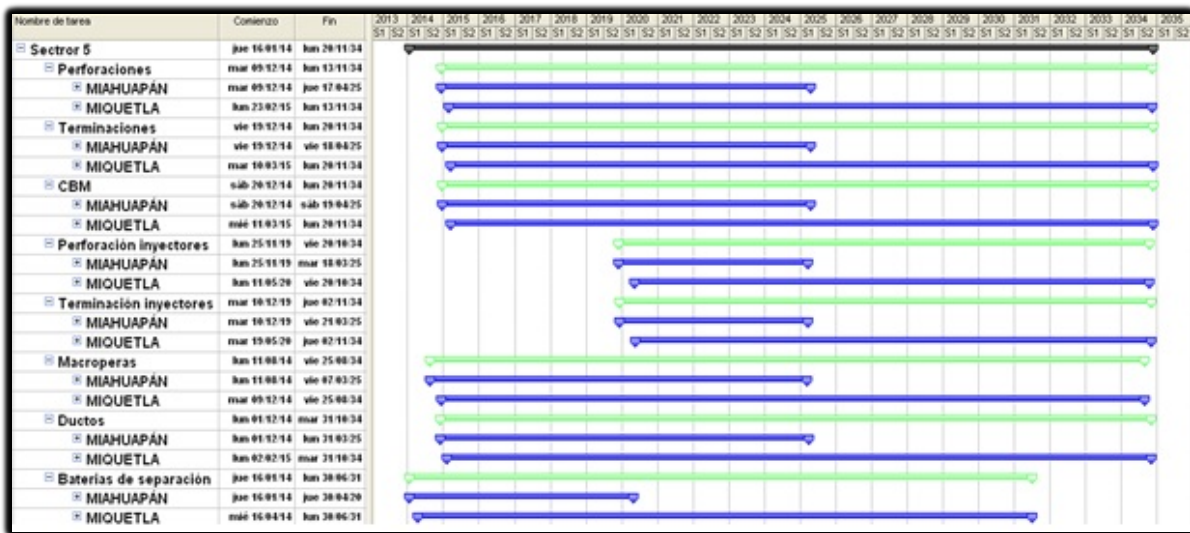


Figura XIV.3- Diagrama de Gantt (Minequetla-Miahuapan)

- b) Incluir las actividades de la figura XIV.3, y las compañías, las cuales prestan el servicio para llevar a cabo la secuencia de actividades.
 - ✓ Cuidado del medio ambiente.
 - ✓ Optimizar el costo de desarrollo y de producción.
 - ✓ Simplificar la infraestructura de transporte y manejo de hidrocarburos.
 - ✓ Monitoreo de operaciones.
 - ✓ Principales acciones de mitigación de riesgos.

A manera de resumen, y para efectos didácticos, se presenta la información requerida en este apartado, toda vez que en el punto XVII se detallada de manera específica todo lo referente en cuestión de riesgos. Véase tabla XIV.2.

Principales acciones de mitigación	
Riesgo	Acciones de mitigación

Tabla XIV.2 - Principales riesgos, este tema se presenta a detalle en el punto XVII de esta guía

XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II

Son todas las acciones que se llevarán a cabo para realizar el proyecto, en donde la mayor importancia de llevar este control, es darle seguimiento y jerarquizar las estrategias de mayor importancia.

a) Plan integral de explotación

Establecer explícitamente la forma en la que se planea llevar a cabo la explotación, es decir, completando y detallando cada uno de los puntos por rubro.

- Estrategia de explotación
Indicar los hitos y actividades de inicio a fin, la probabilidad para alcanzar tal programa y los comentarios que se consideren apropiados al respecto.
- Desarrollo inicial
Esto será dependiendo del tipo de proyecto que se tenga, siempre habrán de contemplar las consideraciones más importantes para los proyectos nuevos y las modificaciones que así se consideren para proyectos viejos.
- Plataforma de producción
Definir el ritmo de explotación del campo, con la finalidad de optimizar su producción y un buen ritmo de explotación.
- Declinación
Indicar que modelo se utilizó para obtener dichos datos y presentar las gráficas del comportamiento del yacimiento o pozos.
- Abandono
Indicar porque el abandono del campo o pozo, detallando los motivos o circunstancias.
- Monitoreo de explotación del yacimiento
Se utiliza el monitoreo para obtener oportunamente la información necesaria para ir adecuando los planes de explotación y procurar la mayor recuperación de las reservas de aceite, además de un estudio de los mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento.
- Tecnología a utilizar
Indicar el tipo de tecnología seleccionada y justificar el porqué de su utilización y cuáles son las etapas que están comprendidas en el desarrollo del proyecto.

b) Ingeniería básica y detalle de pozos

Establecer las actividades, indicando la fecha de inicio a fin y la probabilidad de que se logre tal programa, así como los comentarios que se consideren al respecto.

- Programa direccional

Es el proceso de dirigir un pozo en una trayectoria predeterminada para interceptar un objetivo localizado a determinada distancia de la localización superficial del equipo de perforación. El programa puede incluir información como: tecnología de pozos horizontales de alcances extendidos y multilaterales, límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación o desplazamiento horizontal con respecto a la vertical.

- Programa de fluidos

Indicar los fluidos ocupados para la perforación y terminación de los pozos con su respectiva descripción de cada uno de los fluidos. Al perforar un pozo se altera el equilibrio de los esfuerzos a los que está sometida la formación en estado natural, si el estado de esfuerzo de la formación (vertical y horizontal), es tal que, sobrepasa la resistencia de la compresión y/o tensión, pueden ocurrir diferentes condiciones de inestabilidad cuando se supera la resistencia máxima a la tensión, debido a un exceso en la presión hidrostática del fluido de perforación, la formación se fracturará.

Esto conlleva a detallar las propiedades de los fluidos que se han utilizado en este proceso.

Las propiedades de los fluidos para cada etapa, deben ser:

- ✓ Fluidos de perforación

- Profundidad,
- Tipo,
- Densidad (gr/cc), y
- Observaciones.

- ✓ Fluidos de terminación

- Fluido,
- Densidad (gr/cc), y
- Observaciones.

- Programa de tuberías de revestimiento y producción

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación constituye una tecnología incipiente que permite bajar los costos de construcción de pozos, mejorar la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental.

- Selección de cabezales y árboles

- ✓ Cabezas y árbol
 - Tipo,
 - Marca,
 - Diámetro (pg), y
 - Presión de trabajo (kg/cm²).
- Programa de toma de información

La planeación de los pozos se realiza de abajo hacia arriba y partiendo de la terminación que se requiera, o sea, del diámetro del aparejo de producción requerido para obtener una óptima producción y un máximo aprovechamiento del yacimiento. Los aspectos que debemos tomar en cuenta y analizar para una buena planeación son:

 - ✓ Objetivos geológicos
 - Profundidad total,
 - Cima estimada de las formaciones a perforar (del modelo estructural),
 - Profundidad y posibles formaciones productoras, y
 - Tipo de muestreo (canal, núcleos, etc.).
 - ✓ Información de pozos vecinos
 - Columna estratigráfica,
 - Registros de barrenas,
 - Datos sobre presiones de fondo, y
 - Registro de zonas con problemas.
 - ✓ Costos de inversión
 - Tuberías,
 - Fluidos de perforación,
 - Barrenas,
 - Logística, y
 - Renta del equipo.
 - ✓ Costos de operación
 - Pagos de mano de obra,
 - Mantenimiento del equipo.
- Diseño de la terminación:

Para elaborar un diseño, se toma en cuenta el ángulo de inclinación del pozo, el fluido de terminación, peso y grados de las tuberías de producción. Cada diseño puede variar dependiendo del proyecto en cuestión, en el cual se consideran las características geológicas del yacimiento, y las propiedades de los fluidos, entre otras.

- ✓ Objetivo de la terminación
 - ✓ Estado Mecánico
 - Profundidad total,
 - Profundidad interior,
 - Descripción y asentamiento de tuberías.
 - ✓ Diseño del aparejo de producción:
 - Diámetro (pg),
 - Grado,
 - Peso (lbs/pie),
 - Rosca,
 - Diámetro interior (pg),
 - Drift (pg),
 - Apriete,
 - Presión interna (lb/pg²),
 - Presión colapso (lb/pg²),
 - Resistencia a la tensión (lbs), y
 - Profundidad (m).
 - Riesgos de la terminación
Indicar cuál es la probabilidad de los eventos dentro de la terminación de pozos que tienen más incidencia, estos pueden ser:
 - ✓ Sociales.
 - ✓ Ecológicos.
 - ✓ Al momento de realizar las operaciones.
 - Riesgos mayores y plan de manejo
Indicar riesgos, acciones de mitigación y ponderación una vez mitigados.
 - Tiempo de perforación y terminación
Incluir diagrama de Gantt típico de las actividades requeridas para perforación y terminación, con los tiempos que se consideren esperados. Para determinar los tiempos de perforación y terminación se consideran las estadísticas de dicha actividad de acuerdo al campo.
 - Costos de perforación y terminación
Indicar los principales conceptos de costo de la perforación y terminación del monto promedio esperado.
- c) Plan de perforación, operación y mantenimiento de pozos
Indicar la estrategia considerada para dar mantenimiento a los pozos de perforación y operación. Para una muestra de información detallada, es importante verificar si se requiere de maquinaria o de servicios especiales.

d) Ingeniería básica de instalaciones

Indicar la infraestructura existente así como las acciones que se llevan a cabo dentro de las instalaciones para que se obtenga el éxito del proyecto.

- Redes de recolección, distribución, inyección y transporte,
- Tratamiento y procesamiento de líquido y gas,
- Plantas auxiliares,
- Tratamiento y acondicionamiento de agua,
- Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega,
- Estimado de costos,
- Riesgos mayores y plan de manejo, y
- Automatización integral subsuelo-superficie.

e) Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura

Con el fin de optimizar o complementar la infraestructura existente durante la realización del proyecto, se harán ciertas mejoras o modificaciones de los equipos o planes de trabajo.

f) Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie

Indicar la tecnología y equipos que serán utilizados, y su programa, en relación al programa general de proyecto.

g) Plan de mitigación de riesgos

Después de un análisis exhaustivo de las incertidumbres y riesgos de la alternativa seleccionada, se debe realizar otro estudio ponderando el grado de incidencia de cada uno de los riesgos encontrados.

Etapas a analizar:

- ✓ Detección de riesgos.
- ✓ Acciones de mitigación.
- ✓ Riesgos mitigados.
- ✓ Listas de riesgos.

h) Plan de desincorporación de activos y/o abandono

Considerar las acciones correspondientes para cada caso, es importante aclarar el (por qué) y asegurar que todas las conclusiones coincidan con el inciso a.

i) Planes detallados para la administración

Donde se definirá la optimización de los tiempos y recursos para recuperar el hidrocarburo lo antes posible

j) El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad

Indicar las tablas correspondientes para el estimado de costos, las tablas deberán contener forzosamente los requerimientos antes anunciados

k) Costos de inversión, operación y mantenimiento

Indicar la tabla de los costos totales, para la inversión, operación y mantenimiento.

l) Programa de erogaciones

- Costos de inversión, operación y mantenimiento: Llenar tabla de la etapa de definición
- Programa de erogaciones: Junto con la tabla anterior, entregar las erogaciones para cada año.

m) Derechos

Corresponde al pago de impuestos establecido por la Ley de Ingresos de la Federación del año correspondiente.

n) Guías para el control del proyecto

En la etapa de ejecución del proyecto, se dispone de un manual de la organización donde se describe la estructura organizacional de las diferentes unidades relacionadas con el proyecto; asimismo se cuenta con la definición de las funciones de dichas unidades, con lo cual se facilita el seguimiento y la verificación de que cada uno de los entes involucrados estén cumpliendo con sus responsabilidades.

XV.I Guía del plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II

a) Plan integral de explotación

- Estrategia de explotación

La estrategia del proyecto incluye el desarrollo y explotación de los campos (campos según el proyecto). Esta estrategia está alineada a los tiempos de construcción de obras y el movimiento de equipo para la perforación de los pozos, la masificación de los sistemas artificiales, la simplificación de las instalaciones superficiales, así como la disponibilidad de recursos bajo un programa de ejecución el cual permitirá el logro de las metas de producción propuestas. Además de integrar las actividades de incorporación de reservas y al desarrollo de nuevos campos productores de gas/aceite.

- ✓ En tres campos se contempla la instalación de tres plataformas tipo octápodo, la instalación de sistemas artificiales y la implementación de sistemas de recuperación mejorada en 7 pozos. La información anterior ejemplifica de qué forma se entrega la información por campo.

- Desarrollo inicial

Esto dependerá del estado del proyecto, en caso de ser un proyecto nuevo, indicar el año en que se darán inicio las actividades de perforación y terminación, de los pozos contemplados y todas las actividades relacionadas con el plan de desarrollo hasta la vida útil del proyecto.

En caso de ser un proyecto con cierta antigüedad (figura XV.1), indicar las formaciones donde se ha iniciado la extracción del hidrocarburo, las fechas de inicio de explotación y los pozos a los cuales se le atribuyeron los volúmenes extraídos, indicar las gráficas o tablas de la producción acumulada así como los cambios en la producción debido a la implementación de sistemas o métodos de recuperación.

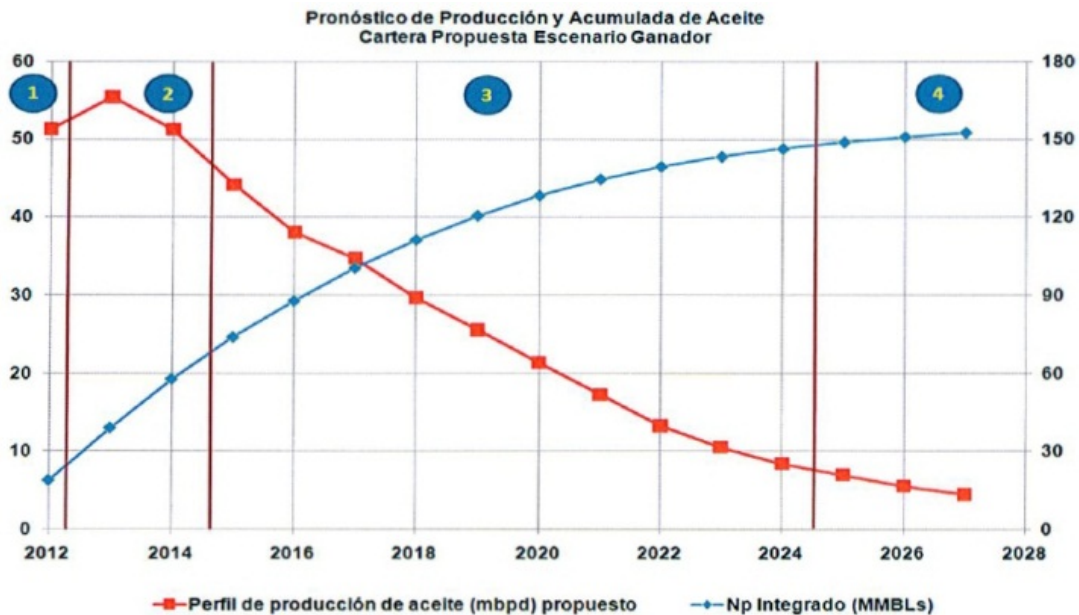


Figura XV.1 – Desarrollo de proyecto con antigüedad

- Plataforma de producción
A través de la administración de los yacimientos y con la finalidad de optimizar y mantener una producción de aceite y gas, se pretende alcanzar una plataforma de producción superior a los 90 [MBPD] en los siguientes años, mediante la estrategia de control de pozos, para retardar la irrupción de agua y gas en los yacimientos; así como la diversificación y masificación de sistemas artificiales de producción. Si es el caso del proyecto, en el cual sea necesario establecer métodos de recuperación mejorada y/o secundaria, anexarlo a su plataforma de producción.
- Declinación
Indicar el tipo de yacimiento, si son en arenas, carbonatos o naturalmente fracturados, el tipo de mecanismo de empuje y la presencia de ciertos factores, los cuales interferirán en el ritmo de declinación según sea el caso.
Ejemplo:
Los campos () y () se caracterizan por tener yacimientos naturalmente fracturados, en donde se presentan mecanismos de empuje como la expansión del sistema roca-fluido, empuje por casquete de gas, gas en solución y en menor proporción empuje hidráulico(véase tabla XV.1). El efecto de la presencia de acuíferos asociados y la existencia de canales de alta conductividad debido al fracturamiento en diferentes escalas, se

traduce en afluencia de agua de la formación, muchas veces irrumpiendo en forma temprana, lo cual va a acelerar los ritmos de declinación.

En lo posible, adjuntar algunas de las implementaciones técnicas consideradas para optimizar la explotación de los campos en caso de contar con una declinación rápida, por ejemplo:

- ✓ Incremento en el número de reparaciones mayores y menores
- ✓ Pozos no convencionales (horizontales, Multilaterales)
- ✓ Pozos estratégicos
- ✓ Instalación de sistemas artificiales

Campo	Declinación anual	
	Aceite (%)	Gas (%)

Tabla XV.1 - Declinación anual para campo

- **Abandono**
Indicar cuáles son las medidas que se tomarán para iniciar el abandono de activos o campos, con el propósito de saber cuáles serán las medidas de abandono apegados a un proceso, algunos han realizado estas actividades con base a los pronósticos de producción estimados y determinados. Algunas acciones como:
 - ✓ Taponamiento de pozos, conforme se vaya agotando la producción de los mismos o que han sido definidos sin posibilidades de explotación.
 - ✓ Abandono de ductos.
 - ✓ Abandono de plataformas.
 - ✓ Garantizar la seguridad social y protección ambiental.
- **Monitoreo de explotación del yacimiento**
El objetivo de utilizar el monitoreo de explotación del yacimiento, cambia respecto al proyecto con el que se cuente, en dicha guía se enlista la aplicación general que tiene el monitoreo, cuando menos debemos indicar, los propósitos y herramientas utilizadas para sus distintos objetivos.

Objetivo de utilizar el monitoreo:

- ✓ Analizar el comportamiento histórico y predecir el mejor esquema de explotación de un yacimiento.
- ✓ Establecer el número óptimo de localizaciones considerando el espaciamiento entre pozos y las reservas a recuperar.
- ✓ Definir el mejor diseño de instalaciones superficiales, con base en los volúmenes a producir y la ubicación de los puntos de drene.

Las herramientas utilizadas para el monitoreo:

- ✓ Sensores permanentes de presión y temperatura en 23 pozos en los campos () y ().
- ✓ Medición de presión y temperatura con fibra óptica para calcular parámetros dinámicos de yacimiento.
- ✓ Sensor de condición de operación de equipos de sistemas artificiales.
- ✓ Toma de información posterior a una intervención de pozo para determinar la efectividad de la misma.

Los Resultados obtenidos de la toma de información:

- ✓ La determinación de la presión del yacimiento.
 - ✓ La determinación de contactos gas-aceite y agua-aceite.
- Tecnología a utilizar
Indicar cuales son las aplicaciones de nuevos conceptos y metodologías de interpretación y el uso de la tecnología de vanguardia que beneficien la búsqueda de aceite y gas del proyecto, donde las opciones tecnológicas analizadas puedan aplicarse según la etapa de explotación del campo o su fase de desarrollo, indicando cuales son las tecnologías aplicables en las diversas áreas del proyecto.
Para lo cual, resulta importante que se enlisten las tecnologías aplicadas y las tecnologías que se implementarán a lo largo del desarrollo del campo. Véase figura XV.2 donde se muestra el uso de tecnología aplicada para cada etapa del sistema integral de producción.

Tecnología	Iniciativa	Impacto
Relacionada con el Yacimiento	1. Sistema de mantenimiento de presión.	Incremento el factor de recuperación.
	2. Estudios experimentales para soporte de recuperación secundario y/o mejorada.	Incremento en el factor de recuperación.
	3. Modelos integrales yacimiento-pozo-instalaciones.	Documentación de diferentes alternativas de explotación.
Relacionada a los pozos	4. Terminación de pozos nuevos con sistemas artificiales.	Prolongación de la vida productiva del pozo. Incremento en la producción acumulada (Np).
	5. Aplicación de sistemas artificiales.	Prolongación de la vida productiva del pozo.
	6. Aceleración del ritmo de perforación.	Cumplimiento de las metas físicas de cartera.
	7. Instalación de estranguladores de fondo.	Prolongación de la vida productiva del pozo, incremento de la Np, control de corte de agua.
Relacionada a la superficie	8. Optimización en el diseño de pozos.	Reducción de tiempos y costos de la intervención.
	9. Instalaciones de deshidratación en los complejos de producción.	Asegurar la calidad de los hidrocarburos, eliminar la emisión de contaminantes.
	10. Adquisición de equipos e instalaciones para el aprovechamiento de gas amargo.	Reducción de emisiones de gases emitidos a la atmósfera.

Figura XV.2 - Tecnologías aplicadas al proyecto Ixtal-Manik

b) Ingeniería básica y detalle de pozos

El objetivo de evaluar todas las posibilidades técnicas es con la finalidad de reducir el riesgo y la incertidumbre durante la perforación y terminación de pozos, es altamente recomendable dar a conocer un proceso para la selección y proposición de las actividades de perforación de localización consistente en la reserva que dispone el campo, la etapa de explotación en la cual se encuentra, las profundidades esperadas, contactos agua-aceite y gas-aceite (en caso de ser parte del proyecto) y los niveles de fluidos sustentados en los modelos estáticos y dinámicos. Aunado a esto, la utilización de lecciones aprendidas y las mejores prácticas, ayudarán a garantizar el éxito de intervención y mitigar los riesgos inherentes a la operación. Indicarlas. Ver tabla XV.2.

Pozos a perforar	
Campo	Horizonte (2012 - 20xx)

Tabla XV.2 - Pozos a perforar del proyecto

- Programa direccional

En general, el direccionamiento del pozo obedece principalmente a la mejora de la productividad como a la reducción del impacto ambiental y social respecto a las lecciones aprendidas y mejores prácticas, tal y como se presenta en el programa direccional para pozos representativos del campo. Tabla XV.3.

Programa direccional	
KOP (desviación)	980
Inclinación	45.05
Desplazamiento	1,598.77 mV
Azimut	76.02
PT programada	2,570 mV

Tabla XV.3 - Programa direccional resumido (Cantarell)

- Programa de fluidos

Indicar los fluidos que se ocupan para la perforación y terminación de los pozos con su respectiva descripción de cada uno de los ellos.

Este diseño debe obedecer a las características de cada etapa que se va a perforar y el proceso se tiene que controlar por medio de estudios y análisis completos de la presión de formación, presión de poro, presión de sobre carga y fractura. Véase tabla XV.4 y XV.5 para su ejemplificación.

Programa de fluidos de perforación y terminación			
Agujero	Prof. Inicio [md]	Tipo de fluido	Densidad [gr/cc]

Tabla XV.4 - Programa de fluidos

Intervalo (m)	Tipo Fluido	Densidad gr/cc	VISC. (SEG)	Filtrado (cc)	Rel. (Ac/Ag)	MBT (Kg/cm3)	Sólidos %	Vp. cps	Yp lb/100p ²	E.E. Volts	PH	Salinidad ppm	
0	200	A.MARY BACHES BENT.	1.04-1.08	80-100	<15	****	60-80	2-5	10-22	18-22	N/A	9-10	1000/1500
200	800	Bentonítico polimérico	1.04 - 1.10	45-65	<15	****	30-40	4-8	15-28	16-22	N/A	9-10	8000/12000
800	3000	E.I	1.45-1.47	55-70	<5	75/25	N/A	18-24	24-35	16-22	>500	N/A	190000/200000
3000	3162	Baja densidad	0.90	65-90	<8	60/40	8-15	2-3	12-20	18-25	N/A	9-10	600/1000
ALTERNATIVAS DE FLUIDO PARA LA ETAPA 8 ½"													
3000	3162	FLOWDRILL HD	1.03	45-65	<15	N/A	N/A	3-5	11-22	12-22	N/A	9-10	25000/30000

Tabla XV.5 - Ejemplo detallado de etapa de fluidos de perforación

- Programa de tuberías de revestimiento y producción

El objetivo de revestir un agujero es proteger zonas perforadas, aislar zonas problemáticas que se presentan durante la perforación, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las zonas productoras, controlar las presiones durante la perforación y durante la vida productiva del pozo, proporcionar el medio para instalar las conexiones superficiales de control (cabezales y preventores), los empacadores y la tubería de producción.

Indicar el programa mediante una tabla XV.6 con todas sus características.

	20" 129.3 lb/ft X-52 DRILQUIP	13 3/8" 68 lb/ft P-110 DINO VAM	13 3/8" 68 lb/ft TAC-110 DINO VAM	9 5/8" 53.5 lb/ft TRC-95 BTC	9 5/8" 53.5 lb/ft TAC-110 HYD513	9 7/8" 62.8 lb/ft TAC-110 HYD513	7 5/8" 39 lb/ft P-110 HYD513	Liner 5" 18 lb/ft N-80 VAMFJL
Profundidad (md)	500	1000	2980	1500	3600	4480	4582	5000
Profundidad (mv)	500	1000	2979	1500	3599	4369	4409	4481
Criterio PI	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	NA
Mínimo FS PI	2.37	3.15	2.61	1.81L	1.77	1.72	2.26	NA
Criterio Colapso	1.00	1.00	1.00	1.125	1.125	1.125	1.125	NA
Mínimo FS al colapso	1.56	1.10	1.03	1.87	1.14	1.15	1.73	NA
Criterios de tensión	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
Mínimo FS a la tensión	5.01	3.24	(3.50)C	1.93F	2.01C	(2.02)C	(3.63)C	2.26C
Criterios Triaxial	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Mínimo FS Triaxial	3.02	3.41	2.67	1.94	1.39	1.27	2.30	2.77

Tabla XV.6 – Programa de tuberías de revestimiento

- Selección de cabezales y árboles
 - ✓ Cabezal y árbol. Ver ejemplo tabla XV.7.

Selección de cabezales y árboles				
Descripción	Tamaño nominal [pg]	Presión de trabajo [PSI]	Prueba de TR [PSI]	Temperatura [°C]

Tabla XV.7 - Selección de cabezales y árboles, información básica

- Programa de toma de información

La planeación de los pozos se realiza de abajo hacia arriba y partiendo de la terminación requerida, o sea, diámetro del aparejo de producción necesaria para obtener una óptima producción y un máximo aprovechamiento del yacimiento. Los aspectos que debemos tomar en cuenta y analizar para una buena planeación son (véase tabla XV.8 y XV.9):

 - ✓ Objetivos geológicos
 - Profundidad total.
 - Cima estimada de las formaciones a perforar (del modelo estructural).
 - Profundidad y posibles formaciones productoras.
 - Tipo de muestreo (canal, núcleos, etc.).
 - ✓ Información de pozos vecinos
 - Columna estratigráfica.
 - Registros de barrenas.
 - Datos sobre presiones de fondo.
 - Registro de zonas con problemas.

Etapa	Intervalo [m.d.b.m.r.]	Registro	Observaciones

Tabla XV.8 - Información de registros geofísicos en tiempo real

Programa de muestreo de los pozos	
Muestras de canal	
Núcleos de fondo	
Muestreo de fluidos a boca de pozos	

Tabla XV.9 - Programa de muestreo de pozos

- Diseño de la terminación

La productividad de los pozos y su futura vida de producción es afectada por el tipo de terminación y los trabajos efectuados durante la misma, la selección de la terminación tiene como objetivo primordial obtener la producción óptima de hidrocarburos en la forma más eficiente y al menor costo.

Debe indicar los elementos que conforman el aparejo de producción y sus componentes para la terminación, usar tablas y diagramas como las siguientes (ejemplos, figura XV.3 y tablaXV.10):

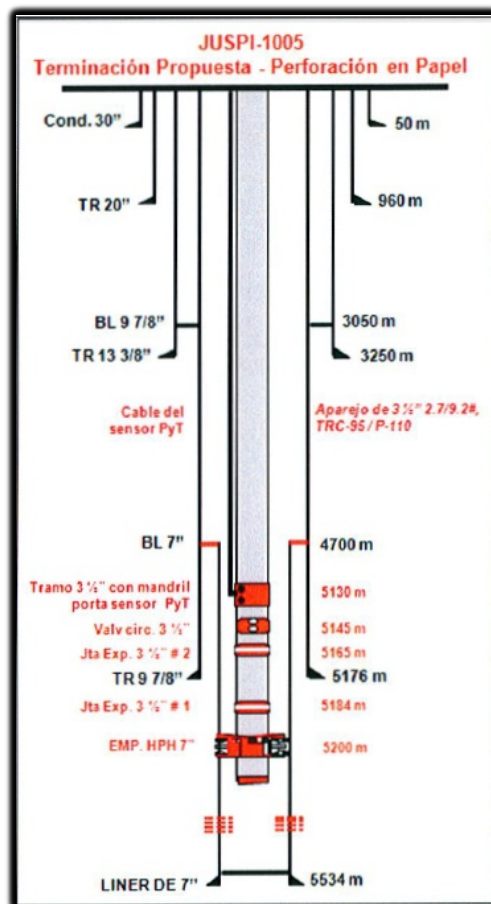


Figura XV.3 - Diseño de terminación para determinado campo

DESCRIPCION	diam (pg)	OD (pg)	DI (pg)	drift (pg)	Peso lb/pie	Grado	Long (m)	Intervalo (md)	
								De	A
Zapata Guía con Asiento de Canica expulsable, Vamtop	3.5	4.07	2.75	2.625	12.7	P110	0.6	4890.2	4890.8
1 TTP 3 ½" P110, 9.2 #/p vamtop	3.5	3.5	2.75	2.625	12.7	P110	9.6	4880.6	4890.2
Empacador hidráulico Recuperable para TR 7" 35 lb/pie, Vamtop	7	5.83			35	Alloy 80 Myl/22RC	3.0	4877.6	4880.6
2 TTP 3 ½" P110, 12.7 #/p vamtop	3.5	3.5	2.75	2.625	12.7	P110	19.2	4858.4	4877.6
Junta de Expansión (50% abierta), vamtop	3.5	5.03	2.75	2.652	12.7	9Cr	4.6	4853.8	4858.4
2 TTP 3 ½" P110, 12.7 #/p vamtop	3.5	3.5	2.75	2.625	12.7	P110	19.2	4834.6	4853.8
Camisa deslizable 3 ½", tipo CMD vamtop	3.5			2.562	12.7	A4140	1.3	4833.3	4834.6
2 TTP 3 ½" P110, 12.7 #/p vamtop	3.5	3.5	2.75	2.625	12.7	P110	19.2	4833.6	4852.8
Comb 3 ½" P-110 Vamtop 9.2 lb/p (C) x 12.7lb/p (P)	3.5	3.5	2.75	2.625	9.2-12.7	P110	0.3	4833.3	4833.6
N TTP 3 ½" P110 9.2 #/p vamtop	3.5	3.5	2.992	2.867	9.2	P110	2833.0	2000.3	4833.3
Comb 3 ½" P-110 Vamtop 12.7 lb/p (C) x 9.2 lb/p (P)	3.5	3.5	2.992	2.867	12.7-9.2	P110	0.3	2000.0	2000.3
N TTP 3 ½" TRC-95 12.7 #/p vamtop	3.5	3.5	2.75	2.625	12.7	TRC-95	1000.0	0.3	2000.0

Tabla XV.10 - Diseño de terminación

- Riesgos mayores y plan de manejo

El proceso de planeación para la producción es una actividad compleja y de gran impacto económico, pues se considera el comportamiento y aporte de producción particular de cada uno de los pozos, de tal manera que se puedan contemplar y evaluar los riesgos inherentes a estas actividades. Para un buen manejo de las variables, se recomienda que las mismas sean analizadas y monitoreadas durante el desarrollo de las actividades.

Los riesgos mayores y su plan de manejo, además de la metodología empleada para obtener los resultados, se deben presentar de la siguiente forma (ver tabla XV.11 y XV.12).

Etapa	Riesgo	Descripción	Acción de mitigación

Tabla XV.11 - De principales riesgos

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (md)	Problemática	Alternativas de Solución
1	26	800 - 1000	Pérdidas de Circulación	Ajustar densidad de lodo de acuerdo a la ventana operacional que recomienda el modelo del análisis geomecánico Bombear material obturante, debe preverse el nivel de profundidad donde se espera la pérdida de circulación y adicionar antes, el bache de lodo con la concentración determinada del material obturante Ajustar gasto.
			Resistencias	Monitorear las condiciones reológicas del fluido de perforación para evitar problemas de inestabilidad mecánica en el agujero y mantener una hidráulica adecuada para una limpieza eficiente del agujero. Usar el diseño óptimo del fluido de perforación.

Tabla XV.12 - Metodología HAZOP, empleada en la jerarquización de riesgos

- Tiempo de perforación y terminación
Este apartado se ejemplifica con tablas o figuras las cuales muestran los tiempos de las actividades comprendidas a cada campo. (Ver tabla XV.13)

Campo	Formación	Actividad	Índice de perforación [m/día]	Pozos [pozo/día]
Akal	Cretácico	Perforación	350	30
	JSK		150-260	

Tabla XV.13 - Tiempo de actividades para el campo

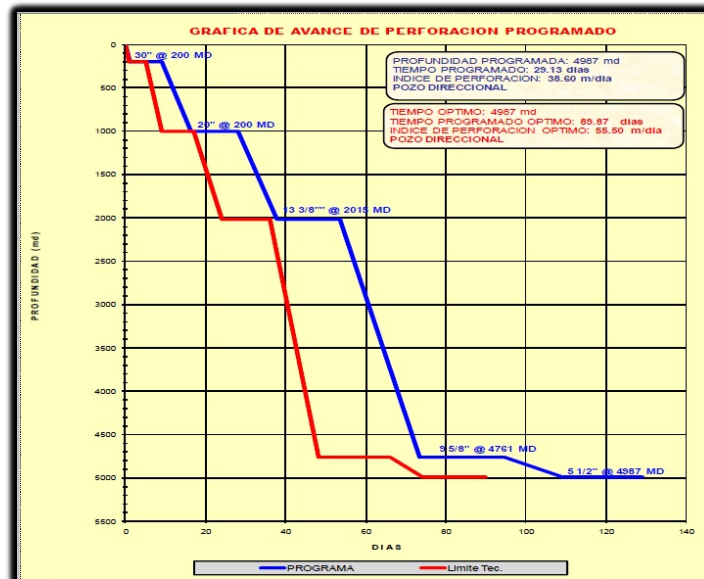


Figura XV.4 - Muestra de gráfica de profundidad vs tiempo en la perforación de pozo tipo

- Costos de perforación y terminación

Cabe mencionar que los costos de perforación y terminación se estiman mediante el uso de datos estadísticos de pozos ya perforados en el campo, sin embargo la terminación de pozos varía dependiendo el número de intervalos a probar.

Indicar los costos proyectados de las actividades de perforación de pozos con la finalidad de verificar la relación de costos con la profundidad. Ver tabla XV.14.

Campo	Perforación [MMpesos]	Tiempo [días]	Costo [MMpesos]	Terminación [MMpesos]	Tiempo [días]	Costo [MMpesos]

Tabla XV.14 - Costos de actividades de perforación

- c) Plan de perforación, operación y mantenimiento de pozos

Durante su vida productiva es necesario el reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción. Para ello se requiere realizar reparaciones mayores y menores, estimulaciones, inducciones e inclusive perforaciones.

Indicar el programa de actividades durante la vida productiva del proyecto, así como la localización de las intervenciones que se van a realizar. Véase tabla XV.15.

Actividad	2012	n	Total
Perforación					
Reparaciones mayores					
Reparaciones menores					

Tabla XV.15 - Actividad de perforación y reparación de pozos

Asimismo, indicar la ubicación de los pozos a perforar en los bloques adyacentes a los actualmente en producción, mismos que se representan en figura XV.5 pág. 144. Mientras que en la tabla XV.16 calendarizar la operación de los pozos, según sea su actividad.

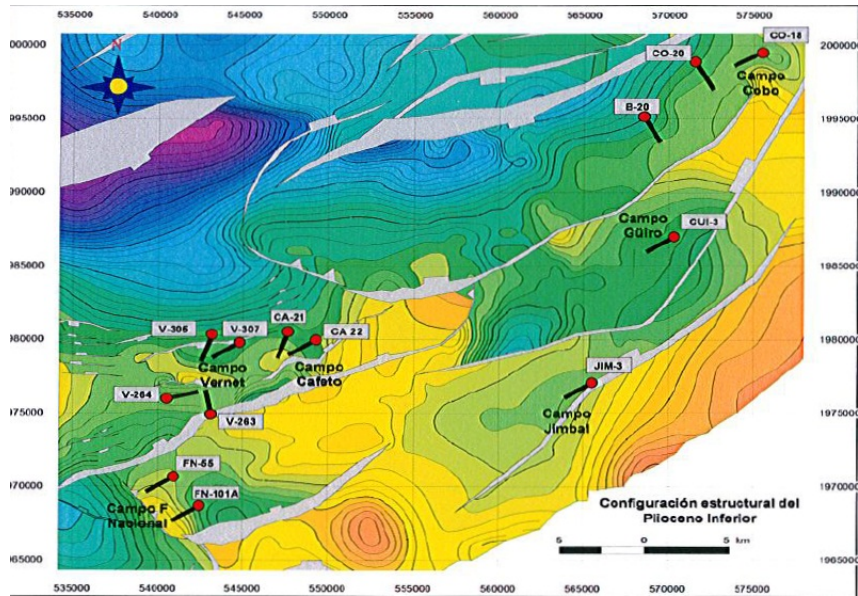


Figura XV.5 - Ubicación de pozos en campo de proyecto cuenca Macuspana

Pozo	Inicio	Tipo de actividad	Inició de producción

Tabla XV.16 - Calendarización plan de actividades para un campo

d) Ingeniería básica de instalaciones

En este apartado indicar cada uno de los elementos que conforman la ingeniería conceptual del escenario seleccionado, para el manejo y proceso de la producción, por lo que se requiere el anexo de figuras que muestren la localización ocupada por las instalaciones superficiales, relacionadas con las estaciones de compresión. (Figura XV.6 pág.145)

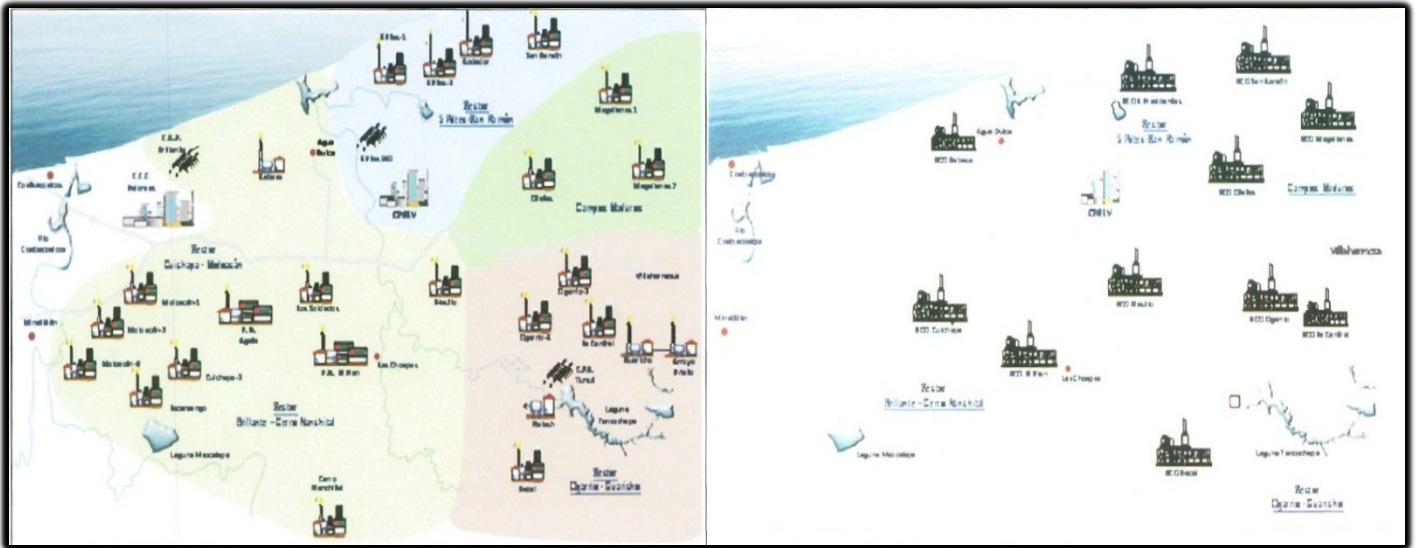


Figura XV. 6 - Ubicación de las instalaciones del proceso de aceite y gas

- Redes de recolección, distribución, inyección y transporte
 Descripción de la infraestructura disponible para el manejo de gas y aceite, según sea el caso del proyecto. A manera de resumen presentar las instalaciones que componen la infraestructura del proyecto. Véase figura XV.7, tabla XV.17 y XV.18.

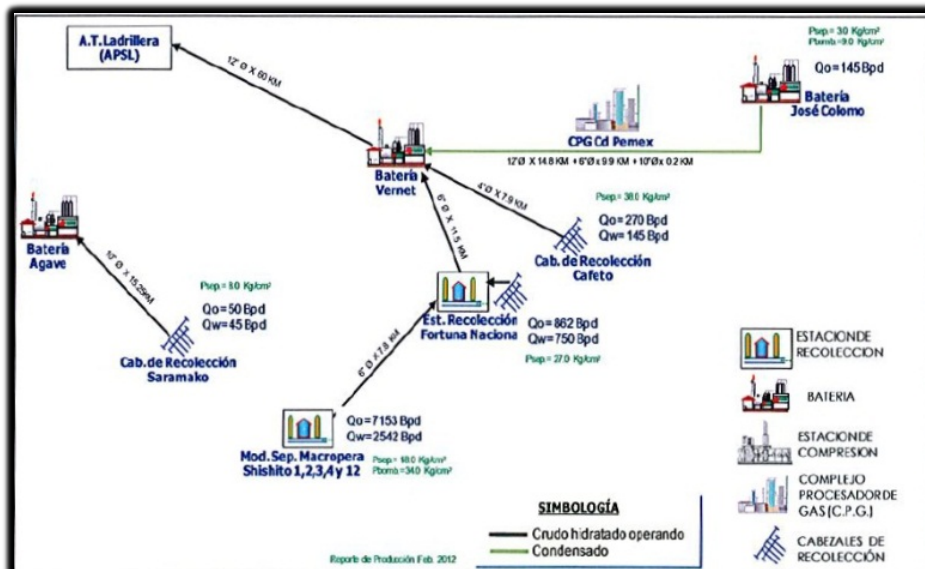


Figura XV.7 - Infraestructura de transporte y manejo para la producción de aceite del proyecto cuenca Macuspana

Tipo	Descripción	Cantidad	Capacidad nominal		Capacidad utilizada	
			Aceite [mbpd]	Gas [MMpcd]	Aceite [mbpd]	Gas [MMpcd]
Separación						
Rectificación de gas						
Compresión						
Estabilización						
Almacenamiento						

Tabla XV.17 - Resumen de las instalaciones que componen el proyecto

Tipo de fluido	Volumen [bpd]

Tabla XV.18 - Información de Inyección de fluidos

- Tratamiento y procesamiento de líquido y gas
 Presentar una descripción de las instalaciones para el manejo de gas y aceite, donde se presenten las características de la infraestructura existente para cada campo, destacando la capacidad requerida para el manejo de la producción actual. Como se muestra en la figura XV.7 las capacidades de transporte. Véase tabla XV.19.

Origen	Destino	Cantidad	Φ (pulg.)	L (km)	Cap. Inst. (mbpd)	Cap. Actual (mbpd)	Cap. Máj. Req. (mbpd)
Delta	Bateria Oxiacaque	2	16	30.8	203	160	206
Bateria Oxiacaque	Bateria Iríde	2	20 y 24	4.2	300	165	214
Bateria Iríde	CAB Cunduacan	2	16 y 20	2.0	320	180	232
CAB Cunduacan	Complejo Samaria II	1	24	7.0	200	169	232
Bateria Cunduacán	Complejo Samaria II	1	16	7.1	40	14	16
Bateria Samaria III	Complejo Samaria II	1	16	4.4	30	8	9

Figura XV.7. Capacidad de transporte de oleogasoductos

Instalaciones de producción (Líquido)	Capacidad instalada [MMPCD]	Capacidad procesada [MMpcd]	Capacidad utilizada (%)	Comentarios
Total				

Tabla XV.19 - Capacidad instalada para la producción de gas

Además, si el procesamiento de fluidos que se utiliza en las instalaciones es realizada en baterías de separación gas-aceite, centrales de almacenamiento y bombeo, plantas de tratamiento e inyección de agua residual y estaciones de compresión, debe indicarse cuales son los campos que cuentan con estos equipos y su información por campo, por ejemplo: Diagrama de red de baterías y la información de procesamiento, presión, volumen que se envía y tipo de gas.

- Plantas auxiliares

Indicar las plantas auxiliares como:

- ✓ Cuartos con medición de niveles y maniobras de arranque y paro de los diferentes equipos de bombeo,
- ✓ Sistema de medición de pozos, sistemas de combate de incendios, sistema de gas/aire para instrumentos y planta de generación de energía eléctrica para respaldo del cuarto de control en compresoras.

Nota: Las plantas auxiliares varían de región a región y de yacimiento a yacimiento, entonces los puntos antes mencionados sólo son a manera de ejemplificación.

- Tratamiento y acondicionamiento de agua

En caso de ser plataforma, señalar la capacidad [m³/día] para el tratamiento de aguas negras y jabonosas y un breve resumen para la utilización de las mismas, además de la capacidad para el manejo de agua potable [m³/día].

En el caso de la utilización de agua congénita provenientes de los pozos, indicar los campos, y el volumen de agua congénita inyectada [bpd], la salinidad [ppm] y PH. Ver tabla XV.20 y XV.21.

Parámetro	Concentración	Unidades
Ph		
Salinidad		
Conductividad		
Sólidos sedimentales		
Sólidos suspendidos totales		
Sulfuros		
Cloruros		
Sulfatos		

Tabla XV.20 - Características físico-químicas del agua inyectada referentes a los parámetros mínimos permisibles que indican las normas vigentes

Campo	Capacidad Instalada almacenamiento [bls]	Agua inyectada [bpd]

Tabla XV.21 - Capacidad instalada y utilizada de los sistemas de inyección de agua congénita

- Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega
Es importante mencionar los tiempos de entrega para los equipos especiales, ya que cuando el tiempo de entrega es mayor se contabiliza a partir del suministro de materiales, ya que posteriormente se procederá a su construcción. En la tabla XV.22 se ejemplifica el tiempo de entrega.

Equipos mayores	Tiempo de entrega [meses]
Separadores	
Bombas	
Válvulas	
Compresores	
Tuberías	

Tabla XV.22 - Listado de equipos mayores

- Estimado de costos
Indicar el tipo de costo (esto muy importante para la Comisión)
Ejemplo: Se toma como premisa el nivel de los estimados de costos provenientes de esta fase de conceptualización que corresponde a un

estimado de costos clase II para la actividad de pozos y clase III para el caso de la ejecución de obras de infraestructura.

Incluir las categorías de costos de inversión que a su vez se dividen en costos de inversión y costos de operación y se evalúa basándose en el concepto de “Unidad de Inversión”, considera como la unidad de análisis más pequeña, ya que por sí sola puede generar valor económico. Véase figura XV.8 donde se desglosa por año los costos clase tipo II.

Programa NEP	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	24-34	Total
Desarrollo de campos	370	509	119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	997
Ductos	108	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163
Equipo de cómputo y periféricos	2	6	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	13
Infraestructura de equipos de perforacion	0	0	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	22
Infraestructura de mobiliario y equipo de oficina	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5
Infraestructura mayor de servicios generales	9	17	0	2	3	1	1	1	0	4	0	10	49
Instalaciones de producción	22	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
Intervenciones mayores a pozos	44	71	23	12	0	0	0	0	0	0	0	0	150
Moder. modif. y sust. de ductos	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49
Moder. modif. y sust. de edificios admin y bienes inmuebles	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Moder modif y sust de instalaciones de producción	26	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32
Modernización de infr de equipos de perforacion	3	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	11
Modernización y optimizacion de infraestructura	119	324	89	82	86	41	35	32	21	19	15	59	924
Protección ecológica estratégica	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Sistemas artificiales de explotación	17	17	17	16	12	3	0	0	0	0	0	0	82
Vehículos de transporte o de trabajo	14	1	3	0	6	0	0	0	0	0	0	0	25
Total Inversión Estratégica	793	1,025	259	114	134	46	37	33	21	24	15	70	2,571

Figura XV.8 - Inversiones estratégicas proyecto propuesto [MMP]

Los costos de inversión operacional implican el mantenimiento de la infraestructura; están orientados a garantizar el transporte, separación y tratamiento de la producción. Figura XV.9.

Programa NEP	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	24-34	Total
Abandono de campos	13.9	13.9	9.2	11.2	27.1	18.8	17.0	12.2	7.4	9.9	6.8	26.1	174
Apoyo a la comunidad	30.0	30.5	15.0	15.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	106
Capacitación y actualización	7.4	7.4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39
Conservación de pozos	69.3	69.2	63.2	58.5	42.7	28.8	25.2	17.2	14.0	11.0	9.0	15.5	423
Desarrollo tecnológico de explotación	39.5	44.8	30.7	30.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	145
Gestión de activos	232.0	234.9	111.3	73.6	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	748
Mantenimiento de ductos	134.5	144.5	144.4	119.8	120.1	50.5	50.1	40.2	29.8	25.5	23.9	51.3	936
Mantenimiento de infraestructura de equipos de perforación	22.0	19.9	13.0	10.0	6.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76
Mantenimiento de infraestructura de servicios generales	39.2	36.1	50.7	46.4	44.5	22.2	21.0	19.5	16.9	17.4	17.2	66.1	397
Mantenimiento de instalaciones de producción	63.3	69.0	57.1	59.3	58.8	30.0	25.7	18.6	17.1	17.7	16.3	63.7	496
Protección ecológica	27.9	25.1	17.6	16.5	17.8	13.6	14.4	12.6	12.9	12.6	12.9	60.9	245
Seguridad industrial	4.8	4.9	4.9	4.9	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22
Total Inversión Operacional	683.8	700.2	521.0	449.4	434.5	172.9	157.4	124.4	98.0	94.0	86.0	283.6	3,807

Figura XV.9 - Inversión operacional proyecto propuesto [MMP]

- Riesgos mayores y plan de manejo
 Descripción y desarrollo de la metodología seleccionada para la identificación de los riesgos.
 Son usadas principalmente para:
 - ✓ Revisar el diseño existente y plan del proyecto para identificar los peligros potenciales.
 - ✓ Evaluar los peligros de forma lógica y consistente.
 - ✓ Lograr una comprensión primaria de tales riesgos.
 - ✓ Identificar y capturar las lecciones aprendidas de experiencias previas a trabajos similares.
 - ✓ Procesos de perforación.
 - ✓ Operación de producción.
 - ✓ Proceso de compresión.
 - ✓ Inyección de fluidos y,
 - ✓ Procesos de doble desplazamiento.
- Automatización integral subsuelo-superficie
 Es preciso, indicar que tipo de tecnología se usa para el monitoreo continuo de pozos, como presión y temperatura, sistemas de automatización en baterías de separación y estaciones de compresión (monitoreo de los

niveles en los tanques de almacenamientos de medición y deshidratación), (tabla XV.23 y figura XV.10).

Proceso	Tipo de tecnología	Riesgos

Tabla XV.23 - Equipos que cuentan con un proceso de monitoreo y sus mayores riesgos

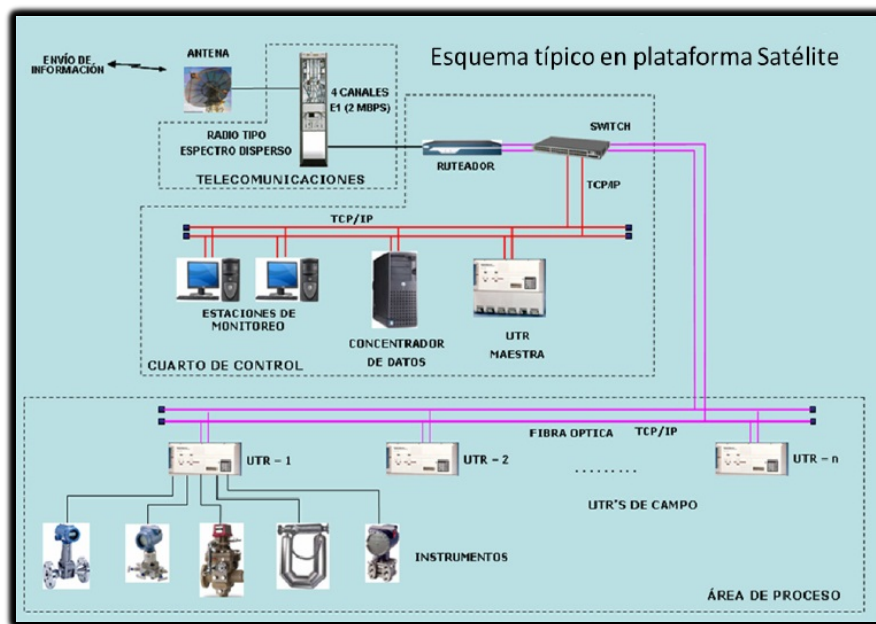


Figura XV.10 - Esquema típico de monitoreo en plataforma

e) Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura

Con el fin de minimizar el impacto al medio ambiente y reducir las afectaciones a las comunidades, así como optimizar el desarrollo de los yacimientos y los costos de infraestructura, se debe desarrollar de acuerdo al programa, todas aquellas actividades que requieran de implementación de equipos o metodología para el desarrollo de campos y así maximizar la recuperación de hidrocarburos.

- Indicar tabla la cuál detallará el programa de obras. Figura XV.24, pág. 152 e infraestructura de desarrollo figura XV.25 pág. 152.

Tipo de obra	Total de obras
Instalaciones	23
Oleo gasoductos	5
Total	28

Tabla XV.24 - Programa de obras para el desarrollo del campo

Infraestructura	Tipo	Cantidad	Principales características

Tabla XV.25 - Infraestructura para desarrollo

- Detallar los procesos de infraestructura o plan de construcción, además añadir un diagrama de Gantt (figura XV.11) el cual indique las fechas en que se van a realizar dichas actividades.

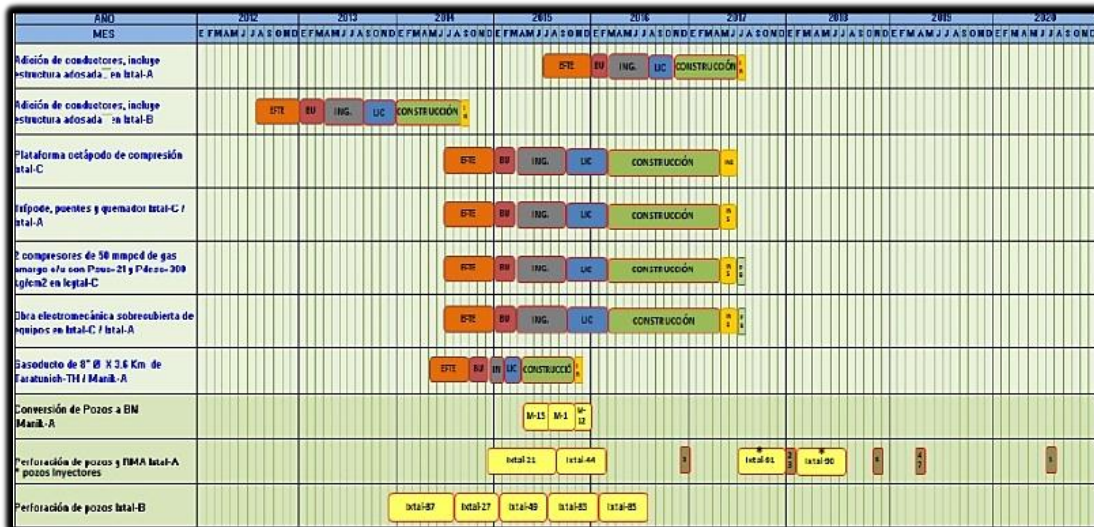


Figura XV.11 - Programa de infraestructura para desarrollo del proyecto

- f) Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie
- Siendo el monitoreo una de las principales variables que definen el comportamiento de producción de pozos en la estrategia del escenario propuesto, se considera la base fundamental de la administración integral de los yacimientos, así como la producción, motivo por el cual el seguimiento y medición de los parámetros de operación de pozos como presión y temperatura, son de carácter primordial para el estudio y análisis del comportamiento de los yacimiento.

Por lo que se deberá detallar el proceso de monitoreo con sensores en el fondo del pozo, el comportamiento de los pozos, así como evaluar las aperturas y cierres de los mismos. Todo esto, para efectuar intervenciones de estimulación o limpieza, además de evaluar los límites del yacimiento con monitoreo de larga duración.

a) Todos los procesos de monitoreo que se tengan en el proyecto, o al menos los más representativos; en la siguiente figura XV.12 se muestra un diagrama obtenido del Software utilizado para el monitoreo y control de los pozos.

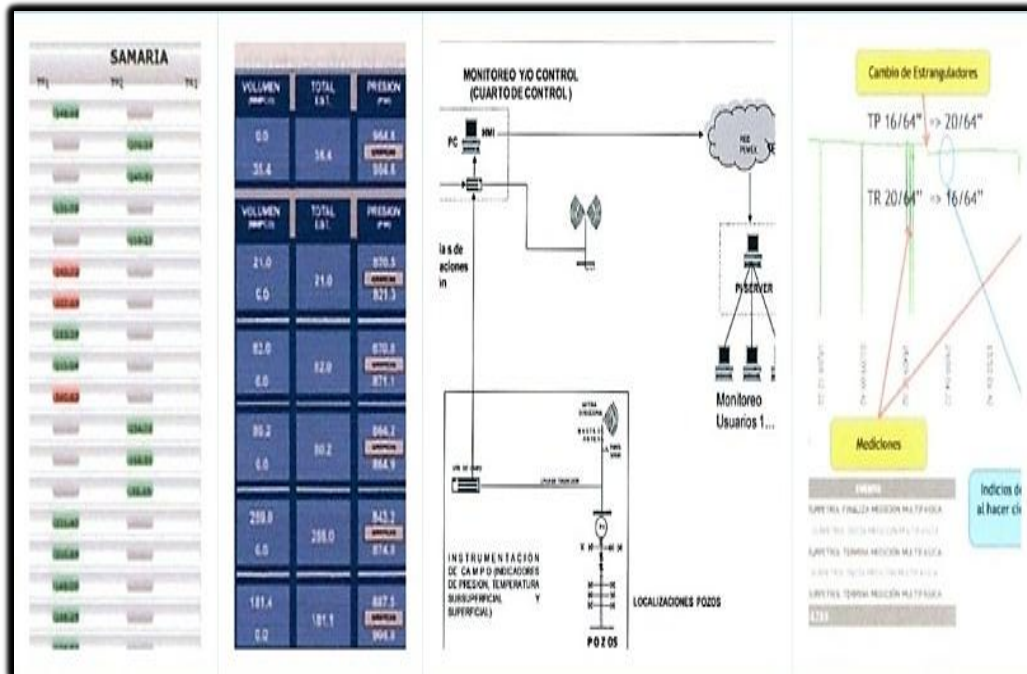


Figura XV.12 - Monitoreo del comportamiento de presión-temperatura y monitoreo de alarmas

g) Plan de mitigación de riesgos

Los planes de mitigación de riesgos están en función de las variables de incertidumbre, que pueden afectar el escenario propuesto, desde el punto de vista de modelo geológico y de ingeniería básica de yacimientos, instalaciones superficiales y de impacto ambiental: Por consiguiente se deben analizar los siguientes rubros (figura XV.13 pág. 154):

- ✓ Detección de riesgos,
- ✓ Acciones de mitigación,
- ✓ Riesgos mitigados,
- ✓ Probabilidad de ocurrencia, y
- ✓ Listas de riesgos.

Área	Sub-Área	Incertidumbre Mayor	Plan de Mitigación	Tiempo	Costo	
Modelo Estático	Sísmica	Imagen sísmica (Campo Kax)	Nueva sísmica de alta resolución o acimutal.	9-11 meses		
			VSP (Walk-Away, 3D).	3 a 4 meses		
	Modelo Sedimentológico, Estratigráfico y de Fracturas.	No existen modelos sedimentológicos, estratigráficos y de fracturas.	Hacer los modelos sedimentológicos, estratigráficos y de fracturas.			
	Modelo Petrofísico	Curva de permeabilidad.	Asegurar la toma de núcleos y registros especiales programados en los pozos Kax-58, Och-24, Uech-36 y Kax-16. Ajuste de los modelos petrofísicos con los datos de núcleos y curvas de presión capilar para la saturación de agua.			
Modelo Dinámico	Yacimientos	Recuperación Primaria			Incluido en la terminación.	Incluido en la terminación.
		Distribución de Presiones (área y vertical).	Instalación de sensores de fondo en los pozos en el Kax-58, Och-24, Uech-36 y Kax-16.			
		Saturación Residual de Aceite.	Adecuar un pozo para cada campo a fin de monitorear avance de los contactos y saturaciones residuales (registros eléctricos, neutrones)			
		Localización de zonas no drenadas.	Revisar, diseñar y ejecutar de ser factible; una prueba de inyección de trazadores en el pozo Och-22, Uech 34-A, con el fin de evaluar las direcciones preferenciales de flujo, tiempo de surgencia y saturaciones residuales en el campo Och.	Consultar al personal del IMP especialista en el tema para el diseño.		
		Flujos preferenciales en los yacimientos.				
		Recuperación Secundaria			8 meses	76'000,000
		Daño a la formación por el proceso de inyección.	Realizar pruebas especiales de laboratorio a los núcleos			
Pruebas de desplazamiento. Monitoreo y control de la inyección de agua o CO2.						
	Presión mínima de Miscibilidad (PMM) en Och y Kax.	Análisis de PMM en laboratorio para el campo Och y Kax.	8 meses (incluye otros estudios).	2'000,000		
		Pruebas de presión e Interferencia				

Figura XV.13 - Identificación de riesgos y su plan de mitigación

Nota: Detallar los riesgos de mayor importancia y forma de mitigación.

h) Plan de desincorporación de activos y/o abandono

Dentro de las consideraciones para el escenario seleccionado, se contemplan las actividades asociadas al proceso de abandono debidamente alineadas con el perfil de producción hasta alcanzar su límite económico, se consideran tres líneas de acciones principales para el desmantelamiento y abandono de las instalaciones, y son:

- ✓ Taponamiento de pozos,
- ✓ Inertización y abandono de pozos,
- ✓ Abandono de plataformas.

1) Indicar las actividades en el horizonte del proyecto. Tabla XV.26.

Campo	Actividad	2013	n	Total

Tabla XV.26 - Programa de actividades para el plan de abandono

2) Inversión requerida para las actividades anteriormente mencionadas. Tabla XV.27.

Actividad	2013	n	total
Inversión [MMp]					

Tabla XV.27 - Inversiones económicas

i) Planes detallados para la administración

Especificar el plan de actividades de cada una de las áreas participantes del proyecto, donde la premisa más importante es la optimización de tiempos y recursos para recuperar el hidrocarburo lo antes posible, a continuación se muestran los planes detallados del proyecto Ixtal Manik. La finalidad de presentar estos esquemas de seguimiento, es precisar las actividades a fin de verificar atrasos para cumplir con el objetivo de las obras. Véase figura XV.14.

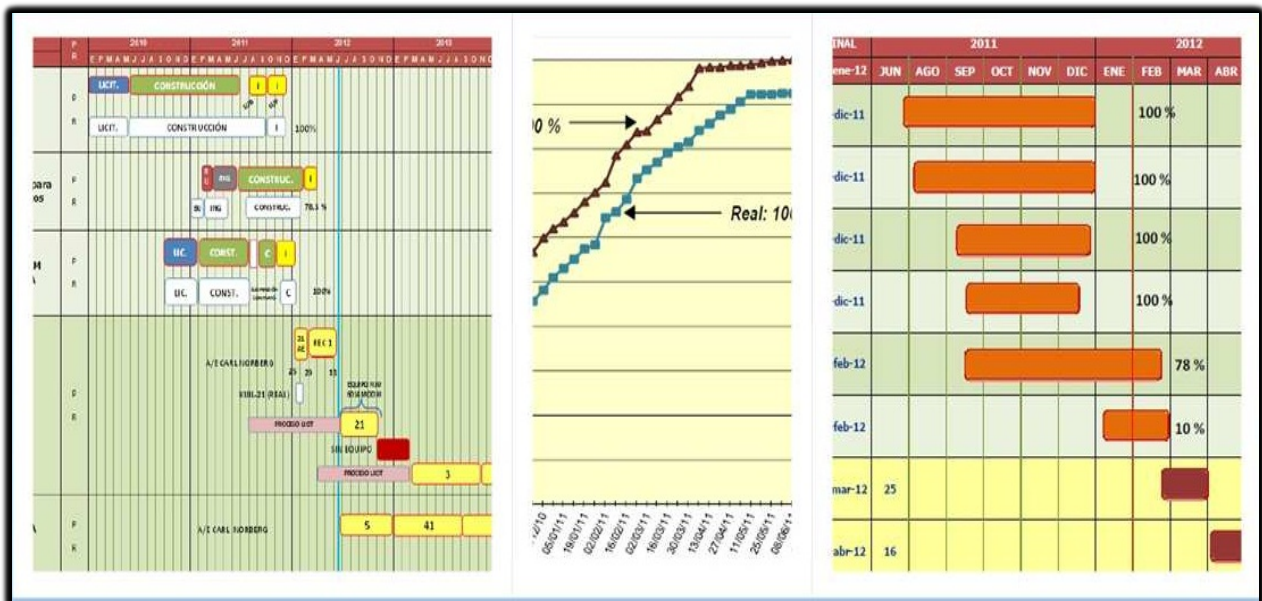


Figura XV.14 - Plan general de desarrollo, seguimiento gráfico de avances de desarrollo y seguimiento de programa de actividades

- j) El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad

La siguiente tabla, solo es a manera de ejemplo para el punto XV localizable en la página 126. Dependiendo del proyecto, es el tipo de programas que se especificarán en la tabla aclarando cada una de las actividades del proyecto.

Programa	2013	n	Total
Abandono de campos					
Administración					
Conservación de pozos					
Desarrollo de campos					
Ductos					
Estructuras marinas					
Infraestructura					
Intervenciones mayores					
Mantenimiento					
Otros					
Recuperación secundaria					
SIPA					
SAP					
Inversión Total					
Gastos de operación					
Costo total					

Tabla XV.28 - Inversión total por cada una de las actividades del proyecto

- k) Costos de inversión, operación y mantenimiento

Rubros que deben plasmarse como a continuación se ilustra:

Concepto	Total [MMpesos]
Inversión	
Estratégica	
Operacional	
Gastos de operación	
Total	

Tabla XV.29 - Inversión y costos totales de operación y mantenimiento

- l) Programa de erogaciones (como se gastan los bienes (dinero))
- Costos de inversión, operación y mantenimiento. Tabla XV.30.

Concepto	2013	n	SubTotal	Total [mmpesos]
Inversión						
Estratégica						
operacional						
Gastos de						
operación						
Total						

Tabla XV.30 - Inversión y gastos de operación del proyecto propuesto

- Programa de erogaciones
Corresponden al desglose de inversiones operacionales y de mantenimiento programadas para el escenario propuesto.
- m) Derechos
Corresponde al pago de impuestos establecido en la Ley de Ingresos de la Federación del año correspondiente.
Tales como:
- ✓ Derecho para el fondo de investigación tecnológica.
 - ✓ Derecho para la fiscalización petrolera (ASF).
 - ✓ Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.
 - ✓ Derecho ordinario sobre hidrocarburos.
 - ✓ Derecho extraordinario sobre exportaciones de petrolero crudo.
- n) Guías para el control del proyecto.
- ✓ Control del avance físico,
 - ✓ Control de avance financiero,
 - ✓ Control de reembolsos,
 - ✓ Control de proveedores de servicios,
 - ✓ Ruta crítica del proyecto.

XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación

En este apartado es imprescindible tomar en consideración los siguientes puntos:

- a) Estructura de precios: Son todos los costos asociados respecto a la venta del hidrocarburo, alguno de estos son:
 - ✓ Precio de venta,
 - ✓ Costos de perforación,
 - ✓ Costos de mantenimiento y operación,
 - ✓ Tasa de impuestos, y
 - ✓ Ganancias.
- b) Consideraciones y premisas:
 - ✓ Precio aceite [dls/bl],
 - ✓ Precio gas [dls/mpc],
 - ✓ Tasa de descuento [%], y
 - ✓ Paridad [pesos/usd].
- c) Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC).
 - ✓ VPN: nos indica la utilidad o la pérdida que se obtendrá de un proyecto de inversión (determinado número de flujos de caja futuros), para esto, nos conviene conocer las siguientes los siguientes casos:
 - Si el $VPN > 0$ el proyecto es rentable (se esperan ganancias).
 - Si el $VPN = 0$ el proyecto no pierde, tampoco gana. (al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa empleada).
 - Si el $VPN < 0$ el proyecto no es rentable (se esperan pérdidas).

Este valor es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente.
 - ✓ Flujo de efectivo: Es el estimado financiero proyectado de las entradas y salidas de efectivo en un período determinado. Se requiere conocer la cantidad de efectivo que necesita el negocio para operar durante un periodo de tiempo determinado.

Con esto se puedo conocer si habrá un excedente de efectivo, y tomar la decisión del mejor mecanismo de inversión a corto plazo.
 - ✓ VPN / VPI: Nos indica la utilidad por cada unidad monetaria invertida y este concepto se conoce como índice de utilidad. Donde VPI es el valor presente de la inversión.

- ✓ TIR: La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero. Este es un indicador de rentabilidad del proyecto, y se considera que entre más grande sea la TIR, mayor rentabilidad tendrá dicho proyecto.
- ✓ TIRc: La tasa interna de retorno corregida, calcula la TIR entre las inversiones, valoradas en tiempo presente y los flujos positivos, valorados a un tiempo futuro.
- ✓ RBC: Se define como la Relación Beneficio-costo al cálculo del valor monetario y no monetario de un proyecto o actividad, consiste en comparar diferentes opciones bajo el criterio del beneficio neto obtenido y perdido; es decir, contraponiendo los costos de oportunidad de una decisión económica a sus beneficios. La relación beneficio-costo es una razón de los beneficios descontados con respecto a los costos descontados.
 - Consiste en obtener la razón entre los beneficios de los costos actualizados del proyecto.
 - Si la razón antes mencionada es mayor que uno, es decir que los beneficios actualizados son mayores a los costos actualizados.
- ✓ TRI: Su propósito es determinar el tiempo en que se recuperará la inversión inicial, por lo tanto se tomarán en cuenta las entradas y salidas reales del efectivo actualizado.

Se calcula de la siguiente forma:

$$TRI = \frac{\textit{Inversión total}}{(\textit{utilidad neta} - \textit{amortizaciones}) + \textit{depreciaciones}}$$

- d) Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios.
Son los análisis donde se indica las variables que presentan una mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto para cada uno de los escenarios documentados en el mismo.
- e) Riesgos mayores y plan de manejo (los mismos que en punto XV pág. 126):
Durante el desarrollo de los proyectos, específicamente en la etapa de explotación se consideran los mayores riesgos, tales como: Técnicos, económicos, sociales y ambientales, lo cual requiere de la realización de estrategias para reducir o mitigar dichos riesgos, aunque muchas de estas variables, resultan inherentes o no controlables, como es el caso del factor ambiental.
- f) Impacto técnico de los riesgos e incertidumbre.
Cuantificación y ponderación de riesgos asociados a la ejecución.

XVI.I Guía de evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación

Para conocer rápidamente los datos de donde pertenece el proyecto, podemos agregar una tabla en la cual se indiquen datos puntuales del mismo, aunque estos datos ya se han proporcionado en puntos anteriores, esto es sólo con la finalidad, de que si alguien externo quiere obtener los datos únicamente de esta sección.

Datos del proyecto
Región
Campo
Proyecto
Director del proyecto
Alternativa seleccionada
Aspectos importantes

Tabla XVI.1 - Datos de proyecto y la alternativa seleccionada

a) Estructura de precios

Durante la realización de un proyecto es necesario establecer las listas de precios que se presentarán mientras el proyecto esté en marcha, estos costos pueden variar de acuerdo a la fecha en curso. (Mantenerlos actualizados según sea el caso).

Estructura de precios
Inversión total [mdp]
Costos de perforación [USD/bbl]
Costos de operación y mantenimiento [USD/bbl]
Tasa de impuestos [%]

Tabla XVI.2 - Estructura de precios para la alternativa seleccionada

- Precio promedio de la mezcla de crudos de exportación por barril.
- Precio promedio del gas natural por millar de pie cúbico.

Campo:							
Producción	2013	n	Total		
Aceite (USD/b)							(USD/b)
Gas (USD/Mpc)							(USD/Mpc)

Tabla XVI.3 - Precio de hidrocarburos

b) Consideraciones y premisas

Es posible que en este apartado, además de llenar la tabla XVI.4, se entregue un pequeño resumen con las siguientes premisas:

- Calidad y poder calorífico del hidrocarburo.
- Los ingresos por condensados (en caso de contar con ello).
- La tasa de descuento.
- Paridad.

Consideraciones:

- Niveles de inversión requeridos, así como los perfiles de producción relativos a la opción seleccionada.
- Ingresos por condensados (en caso de contar con ello).

Consideraciones y premisas de la alternativa	
Precio aceite [USD/bbl]	
Precio condensado [USD/bbl]	
Precio gas natural [USD/MMpcd]	
Precio fluido de inyección [USD/unidad]	
Paridad [peso/dólar]	
Tasa de descuento [%]	
Consideraciones	

Tabla XVI.4 - Consideraciones y premisas de la alternativa seleccionada

c) Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC)

Aunque estos indicadores ya se han mencionado antes, es importante analizarlos a fondo, ya que éstos darán la pauta de que tan rentable es la alternativa seleccionada, y saber si es la mejor técnicamente para explotar el campo, ya que

en ocasiones no siempre será lo más rentable, debido, selección y utilización de la tecnología. Llenar tabla XVI.5.

Concepto	Antes de impuestos	Impuestos [MMpesos]	Después de impuestos
Valor presente neto (VPN) [mmpesos]			
Valor presente de inversión (VPI) [mmpesos]			
Relación (VPN/VPI) peso/peso			
Relación beneficio-costos (RBC) [peso/peso]			
Tasa interna de retorno (TIR) [%anual]			
Tasa de recuperación de inversión (TRI) [años]			

Tabla XVI.5 - Indicadores económicos horizonte del proyecto

d) Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios

Indicar las variables que presentan mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto para cada uno de los escenarios documentados, los cuales son: La inversión y precios. En la siguiente tabla (XVI.6), se muestran las variables con mayor influencia.

Análisis de sensibilidad (Indicadores económicos)	Variación (%)		
	Valor actual	Antes de impuestos	Después de impuestos
Inversión: Millones de pesos			
Volumen: Aceite [MMB] Gas [MMMpc] Condensados [MMB]			
Precio: Aceite [dls/bl] Gas [\$/MPC] Condensados [dls/bl]			

Tabla XVI.6 - Análisis de la sensibilidad

Además de analizar la tolerancia, así como la rentabilidad a los cambios de las variables, es recomendable analizar las variables con mayor impacto y su cambio en el valor presente neto (VPN) por medio de un diagrama tornado.

Ejemplo: La figura (XVI.1). Muestra un análisis de sensibilidad de las variables de mayor impacto y como se refleja en los resultados del valor presente neto. Es importante mencionar que las variables que representan una mayor influencia en los resultados los constituye el precio de venta del aceite, gas y la inversión del proyecto

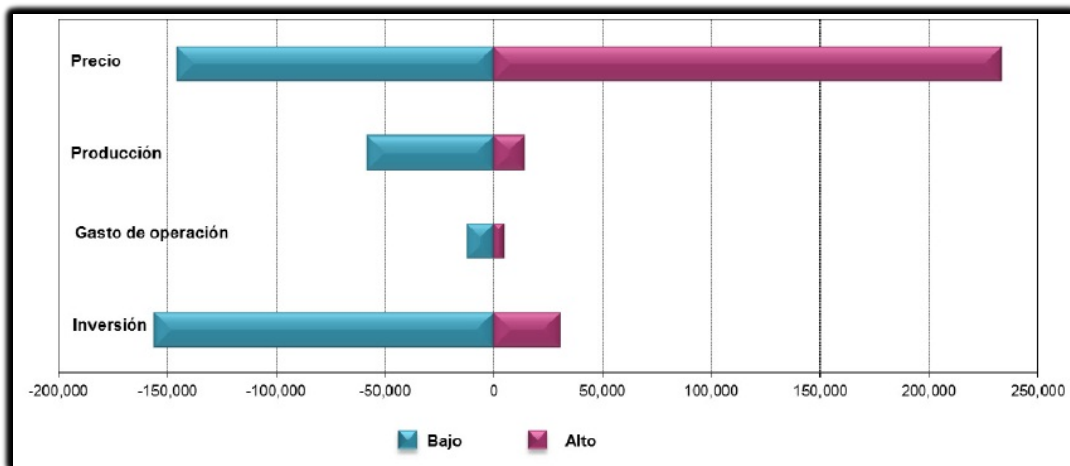


Figura XVI.1 - Diagrama de tornado

e) Riesgos mayores y plan de manejo

La gráfica de tornado de la figura anterior (XVI.1), se utiliza como apoyo para identificar todas aquellas variables que constituyen un mayor riesgo para el proyecto. Indicar la tabla de los riesgos encontrados, el área a la que pertenecen esos riesgos y su plan de manejo.

Área	Parámetro de incertidumbre	Impacto	Plan de mitigación

Tabla XVI.7 - Riesgos mayores y plan de mitigación

f) Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres

Indicar los riesgos técnicos encontrados en el proyecto que muestran la variabilidad e impacto. Pueden referirse al capítulo XIII de esta guía.

Descripción del riesgos	Impacto técnico	Variabilidad

Tabla XVI.8 – Descripción de los riesgos

XVII. Aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental

Durante las etapas de un proyecto, ya sea V, C o D, es inevitable que exista la presencia de riesgos de incertidumbre los cuales harán que los proyectos sufran modificaciones durante su realización. Estos riesgos o incertidumbres suelen presentarse durante la fase de la operación del proyecto y por ende, la jerarquización de estos será importante para clasificarlos conforme a su impacto y probabilidad.

a) Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas.

En cuanto a la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas, se posicionan de acuerdo a la siguiente matriz de riesgo, figura (XVII.1).

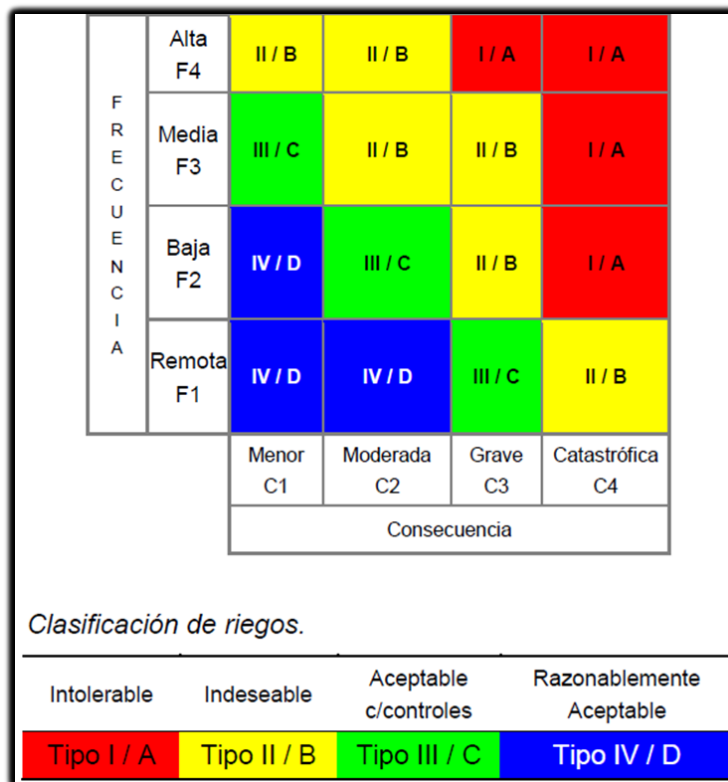


Figura XVII.1 - Matriz de asignación de riesgo

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgo, es donde se aplican los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias.

Los riesgos operativos se identifican y/o asocian como anomalías de seguridad o ambientales y se clasifican por medio de un mecanismo por el cual se detectaron,

(Tabla XVII.1), asignando las mismas a la severidad correspondiente, la corrección de estas se programan atendiendo los criterios de clasificación del riesgo.

Mecanismo de detección de anomalías	
1	Comisión local mixta de seguridad e higiene
2	Auditorías nivel integral de seguridad y ambiental de la instalación (NISAI).
3	Industria limpia.
4	Inspección de seguridad.
5	Análisis de riesgos de los procesos (ARP).
6	Atlas de riesgos

Tabla XVII.1 - Mecanismos de detección de anomalías recomendado por CNH

✓ Administración del riesgo

Una buena administración del riesgo de proyectos a menudo pasa desapercibida, pero si de alguna forma nos enfocamos en la administración para crear un efecto positivo, se reflejará en un menor número de riesgos. Y de tal forma, tendríamos un buen equipo de trabajo realizando las mejores actividades.

Para la correcta administración de riesgos, se ha planteado la siguiente metodología:

i. Planificación de la administración de riesgos

Es como la administración de los riesgos será ejecutada por un proyecto en particular, los pasos son:

- Metodología: ¿cómo?, determinar herramientas y fuentes de información aplicables al proyecto.
- Cargos y responsabilidades: Responsables de las tareas adjudicadas a las labores específicas en relación a la administración del riesgo.
- Presupuesto y plazos: Costos y plazos estimados para ejecutar las acciones.
- Categorías de riesgos: Categorías de riesgos a identificar.
- Probabilidad de riesgo e impacto: Técnicas que serán usadas para evaluar los riesgos.
- Documentación de los riesgos: Determinar formatos y procesos para documentar las actividades.

- vi. Identificación de riesgos
Se procede a identificar los riesgos potenciales lo más pronto posible los cuales podrían causar grandes daños a un proyecto en particular, aunque es posible enfatizar la búsqueda de riesgos por cambios de entorno del proyecto.
Una vez identificados los riesgos potenciales, los administradores podrán analizar con más profundidad con diferentes técnicas, tales como: Storm brain (Lluvia de ideas), Método Delphi, Análisis de causa y efecto, FODA (Fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas), HAZOP, WHAT IF y listas de verificación.
 - vii. Análisis cualitativo de riesgos
Estos análisis involucran la probabilidad y el impacto de la identificación de riesgos, con el fin de determinar su magnitud y prioridad, los métodos más utilizados son: matriz de probabilidad e impacto para calcular factores de riesgo, la técnica del seguimiento de los diez factores de riesgo más importantes y la evaluación de juicio de expertos.
 - viii. Análisis cuantitativo de los riesgos
Dependiendo del tamaño del proyecto, debido a la disponibilidad de tiempo y dinero, se llevan a cabo los estudios de análisis cuantitativos, los principales análisis son: análisis de árboles de decisiones, la simulación y el análisis de sensibilidad.
 - ix. Planificación de la respuesta de los riesgos
Después de haber identificado los riesgos y la cuantificación de los mismos, se deben establecer estrategias para poder mitigarlos o reducirlos, estas estrategias dependerán de cada compañía.
 - x. Monitoreo y control de riesgos
Esto es asegurar el reconocimiento de los riesgos en una actividad permanente ejecutada por todo el personal a lo largo del proyecto.
- b) Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica. Los riesgos operativos se identifican como anomalías de seguridad y/o ambientales y se clasifican por medio del mecanismo por el cual se detectaron, asignando a estas la severidad.

- c) Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental
Verificar el nivel de implementación es muy importante, ya que de esta verificación podrá realizarse una evaluación de que tan efectivos son los métodos aplicados y resultados en el ámbito laboral.

- d) Estudios de sitio, marino y terrestre
Se deberán evaluar sus riesgos operativos con la región de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normatividad de seguridad aplicable, de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Conforme a lo establecido en la norma API75-L y API74-RL.

- e) Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros.
La información requerida en este punto, corresponde al análisis de riesgos, donde se identificarán, evaluarán y se determinarán las prioridades y el impacto que tienen cada uno de los problemas identificados.

- f) Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales)
Pasivo ambiental: Daños que generalmente han sido ocasionados por las actividades realizadas del hombre, ya sea por desconocimiento, negligencia, o por accidentes, a lo largo de la realización de un proyecto, donde es claramente diferenciable de los posibles riesgos ambientales que se pueden presentar. En el cual un análisis exhaustivo de prevención y control llevarán a la prevención exitosa de los hechos.

- g) Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales
Denotar los permisos y/o autorizaciones correspondientes para el desarrollo de las obras y actividades.

XVII.I Guía de aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental

a) Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y a la comunidad, así como la definición de objetivos y metas

Información básica para el análisis y evaluación de riesgos operativos

- *Diagramas de procesos.*
- *Diagramas de tubería e instrumentación.*
- *Modalidades energéticas requeridas para el proceso, transporte y/o almacenamiento.*
- *Balance de materia y energía.*
- *Información histórica operativa de los pozos en relación a fugas, derrames, condiciones operativas (normales y anormales), modificaciones, incidentes y accidentes de los pasados 12 meses, así como el análisis y causas raíz de los mismos, estudio de riesgos anteriores e historial de pérdidas de los pasados años cercanos.*
- *Información de las características del medio (aire, agua, suelo) potencialmente afectable, uso del suelo (compatibilidad o concordancia con las políticas) y antecedentes de las condiciones del medio.*

Tabla XVII.2 - Información básica de análisis y evaluación

- ✓ Identificación de peligros y manejo de los riesgos operativos e integridad, basados en el SSPA (Sistema de Administración en Seguridad, Salud y Protección Ambiental)
 - Indicar con que técnicas se han detectado los riesgos más comunes. (Lista de verificación [de acuerdo a ciertas normatividades] y HAZOP).
 - Tipo de riesgos identificados y causas.
 - Planes de mitigación.
- ✓ Evaluación de riesgos, jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas de posición según la matriz de riesgos. Indicar los riesgos.
- ✓ Evaluación de salud e impacto al medio ambiente y comunidad.
 - Aspectos considerados desde el punto de seguridad industrial y protección ambiental, como: Calidad del aire (Dióxido de Carbono [CO₂], Monóxido de carbono [CO], Bióxido de Azufre [SO₂], Óxidos de Nitrógenos), emisión de sustancias tóxicas, uso y calidad del agua, contacto del personal con fauna nociva, ruido (niveles máximos permitidos y distancias), maquinaria causante del ruido, impacto potencial al medio ambiente (principales riesgos al medio ambiente

ocasionados durante el desarrollo del proyecto), la revisión, actualización e instalación de sistemas de emergencia, etc.

- ✓ Definición de objetivos y metas
 - Contemplar la definición de objetivos y metas para dicha etapa, así como los riesgos que podrían afectar el cumplimiento de los mismos.

b) Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores del proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica

Los riesgos operativos se identifican como anomalías de seguridad o ambientales y se clasifican por medio del mecanismo por el cual se detectaron, asignando a estas la severidad. Las anomalías y recomendaciones se identifican de acuerdo al mecanismo que las origina, como son:

- ✓ Comisión Local Mixta de Seguridad e Higiene (CMSH).
Se encarga de conocer, comunicar y vigilar el estándar de las medidas de seguridad, salud y protección al medio ambiente de trabajo.
- ✓ Auditorías de Nivel Integral de Seguridad y Ambiental de la Instalación (NISAI).
Permite encontrar áreas de oportunidad y de mejora para identificar, prevenir, controlar y eliminar riesgos que dañen al personal, instalaciones, medio ambiente y a la comunidad.
- ✓ Industria limpia
Procesos de certificación, el cual brindará confianza a las instalaciones de los proyectos para realizar sus actividades bajo un estricto nivel de limpieza y proteger el medio ambiente.
- ✓ Inspección de seguridad
Estas inspecciones tienen la particularidad de detectar anomalías físicas que puedan dañar al personal, instalaciones, medio ambiente o a la comunidad.
- ✓ Análisis de riesgo de los procesos (ARP)
Estudio metódico para identificar, evaluar y controlar los riesgos de los procesos.
- ✓ Atlas de riesgo
Permite ubicar físicamente las zonas de riesgo y exposición del personal a agentes dañinos en el ambiente laboral, así como las recomendaciones para eliminar y/o mitigar los mismos.

- ✓ Emisiones de gases (durante la perforación y construcción de ductos), Emisiones de agua (descarga de aguas residuales), manejo de residuos (si son desechos sólidos, líquidos o gaseosos)

c) Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental

El avance de la implementación del Sistema de Administración de la Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental (SSPA)

Ejemplo:

- ✓ 12 Mejores Prácticas Internacionales (12 MPI) nivel1: 100%; nivel2: 100%
- ✓ Subsistema de Administración Ambiental (SAA). Consta de 15 elementos para prever y controlar la contaminación, administrando eventos de impactos ambientales de procesos operativos y productivos. Nivel1: 100%
- ✓ Subsistema de Administración de la Salud en el Trabajo (SAST). Consta de 14 elementos que están dirigidos a proteger y promover la salud de los trabajadores eliminando riesgos que ponen en peligro su salud. Nivel: 100% nivel2: 75%
- ✓ Subsistema de Administración de Seguridad de los Procesos (SASP). Consta de 14 elementos a través de controles administrativos (programas, procedimientos, evaluaciones, auditorías) donde se involucran materiales peligrosos. Nivel1: 100%; nivel2: 100%; nivel3: 3.83%.

d) Estudios de sitio: marino y terrestre

Indicar en donde se está realizando el proyecto y las zonas delimitadas. Además de la información relacionada con su Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA)

Ejemplo:

- ✓ Los MIA representan la mejor estrategia para poder cumplir oportunamente con la responsabilidad en la legislación ambiental en materia de impacto y riesgo. Asimismo permite contar con un marco de referencia ambiental desde la planeación de las obras.

El proyecto cuenta actualmente con la manifestación de impacto ambiental modalidad regional del proyecto (nombre del proyecto y años), el cual es autorizado mediante del oficio resolutivo (no. de oficio y fecha) con una vigencia de (años vigentes) para las actividades de preparación del sitio y construcción y (años) para la operación y mantenimiento de las obras. Tabla XVII.3 y figura XVII.2 que indica la extensión territorial.

Datos de Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA)	
Área evaluada:	[km ²] [hab]
Área autorizada:	[km ²] [hab]
Términos:	[términos]
Condicionantes:	[condicionantes]
Cartera autorizada:	[obras]
Estados involucrados:	[estados]
Vigencia de autorización:	Desglosar años

Tabla XVII.3 - Datos de Manifestación de Impacto Ambiental (MIA)

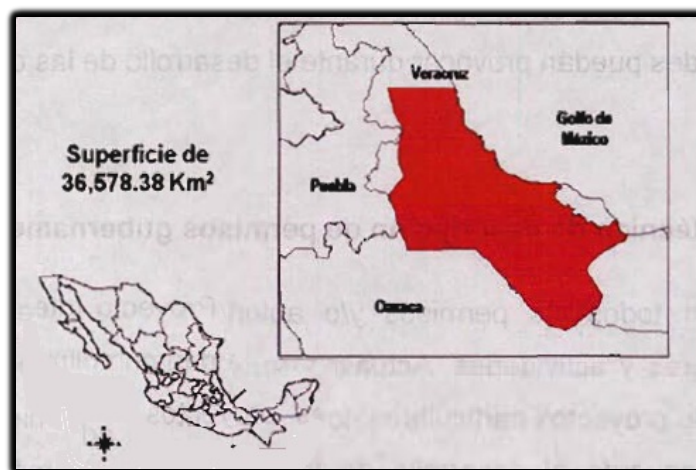


Figura XVII.2 - Polígono del proyecto integral cuenca de Veracruz

- e) **Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros.**

Para el costo estimado del conjunto de recomendaciones contemplado para cada escenario crítico se deben considerar los estudios pertinentes para la evaluación de riesgo en los procesos y reposicionamientos, en donde se deberá anexar una tabla, en la cual se indiquen los riesgos y los costos asociados a estos.

Escenario	Consecuencia	Recomendación	Costo estimado
Fuga alta presión	Explosión	Análisis de fuga	24,000 [mil pesos]

Tabla XVII.4 - Estimación de costos en caso de accidentes

- f) **Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales)**

Todas aquellas actividades que tengan cierto impacto significativo en el cumplimiento del plan de actividad física que este incluido en el escenario propuesto, se tendrán que analizar para evitar se afecten nuevos terrenos o áreas. Por ejemplo, donde existen asentamientos humanos en las franjas de seguridad de las instalaciones, especialmente en ductos y líneas donde el riesgo representa un gran peligro, se evaluará de manera específica para determinar sus consecuencias y acciones de mejora.

El diseño y cumplimiento de programas de comunicación sobre el alcance y beneficios para la comunidad del proyecto, difusión de los planes de emergencia y simulacros de evaluación a sitios seguros, entre otros.

Nota: Las acciones varían de proyecto a proyecto, dependerá si el proyecto pertenece a tierra o mar, y las evaluaciones y recomendaciones serán explicadas para cada tipo de proyecto.

g) Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales

Denotar los permisos y/o autorizaciones correspondientes para el desarrollo de las obras y actividades. Donde SEMARNAT será quién en cumplimiento a los términos y condicionantes para el desarrollo de proyectos regionales y particulares. Llenar la tabla (XVII.5). Con los permisos gubernamentales correspondientes al proyecto.

No.	Nombre de la obra	No. de resolutivo	Vigencia

Tabla XVII.5 - Listado de autorización de proyectos

XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto

XVIII.I Metodología PDRI (grado de un proyecto)

En la actualidad existe una tendencia muy marcada hacia la planificación y control de proyectos, ya que estas áreas en la gerencia, han demostrado que son fundamentales para conseguir el éxito de la ejecución de cualquier tipo de proyecto.²⁰

El método PDRI por sus siglas en inglés (Project Definition Rating Index), es una herramienta creada por la CII (Construction Industry Institute), con el fin de mejorar la seguridad, calidad, tiempo de ejecución y efectividad del proceso de la inversión, básicamente ayuda a cumplir con las necesidades de cada proyecto y definir el grado de alcance del mismo. Es una herramienta que fácilmente indicará cuales son los aspectos en los que el proyecto deba enfocarse, así como los puntos que necesiten detallar información o algunos trabajos adicionales para su completación.

El PDRI, es una herramienta que ofrece un listado, el cual cuenta con 70 preguntas para proyectos industriales (1996) y 64 para proyectos de edificaciones (1999), de tal manera, que la evaluación completa el grado de madurez del proyecto.

Para cada una de las herramientas se contará con una máxima puntuación de 1000 puntos, lo que indica que entre menor sea la puntuación, las probabilidades de éxito siempre serán mayores. Se ha demostrado que proyectos que han logrado puntuaciones menores a 200 puntos, han alcanzado sus objetivos en costo, tiempo y calidad.

XVIII.II Estructura básica del PDRI

El PDRI consta de tres secciones, quince categorías y un total de 70 elementos a evaluar, los cuales se muestran en la siguiente figura XVIII.1:

²⁰ VILLALOBOS Quintero, Mónica Beatriz y YAMÍN, Rene. ADAPTACIÓN DEL PDRI PARA PROYECTOS IPC EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas, Junio 2002.

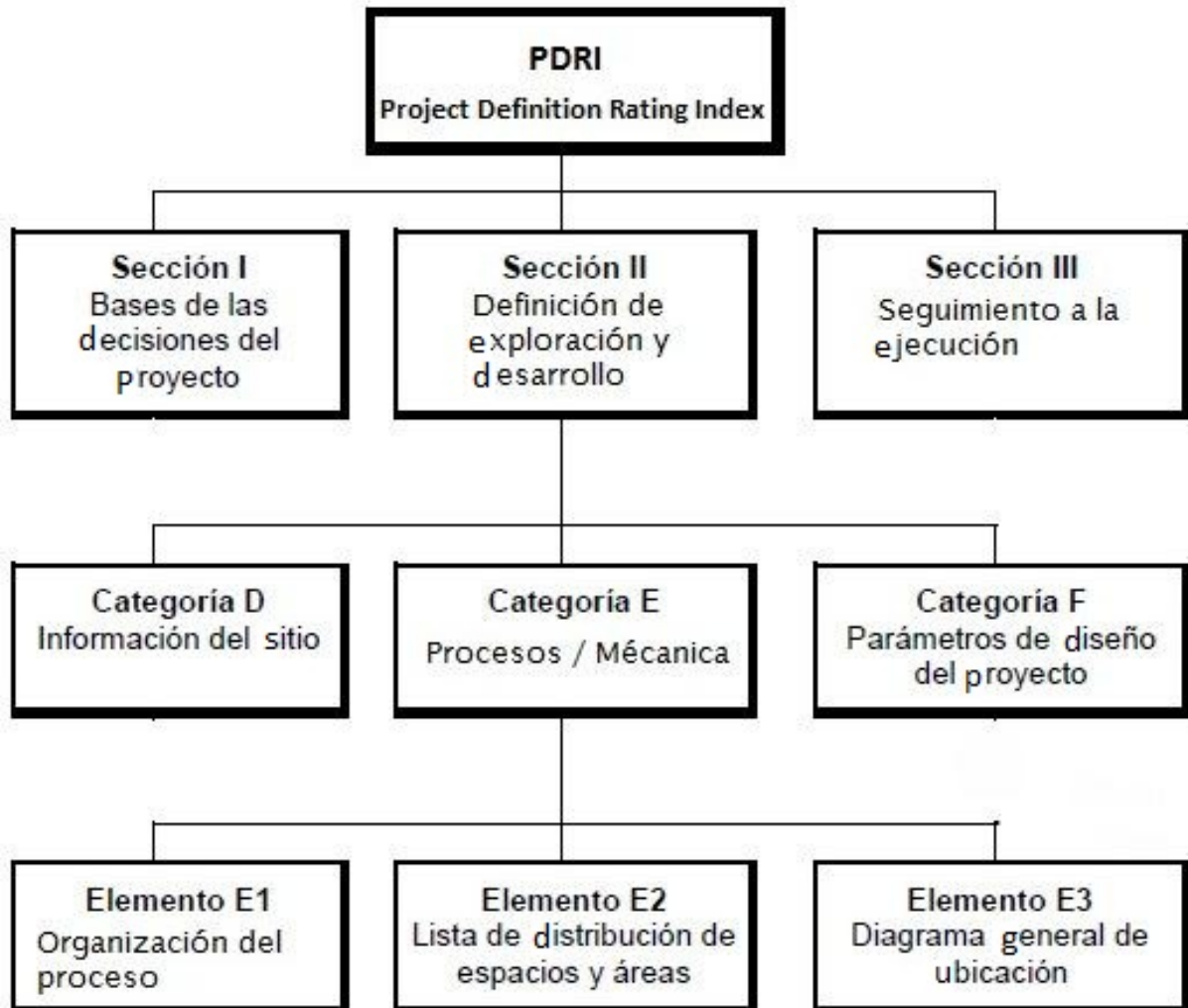


Figura XVIII.1 – Categorías método PDRI

Donde se mencionan los puntos correspondientes a cada sección:

Sección I – Bases para la decisión de proyecto

Categorías:

- a) Criterios de manufactura.
- b) Objetivos del negocio.
- c) Datos básicos de investigación y desarrollo.
- d) Alcance del proyecto.
- e) Ingeniería de valor.

Sección II – Definición y desarrollo

Categorías:

- f) Información del sitio
- g) Procesos / Mecánica
- h) Alcance de estudios
- i) Civil, estructural y arquitectónico
- j) Infraestructura
- k) Instrumentación y eléctrica

Sección III – Ejecución

Categorías:

- l) Estrategias de compras
- m) Entregables
- n) Control del proyecto
- o) Plan de ejecución del proyecto.

XVIII.III Proceso de evaluación del grado de definición de proyecto

Después de conocer la estructura para PDRI Industriales y PDRI Edificaciones que comprende 70 y 64 elementos respectivamente, es importante saber de qué manera se determina el nivel de definición de cada uno de los elementos, de dicha forma, se cuantifica de cero a cinco (0 – 5).

Para los elementos que cuenten con una buena definición, se les deberá cuantificar con un valor de “uno” (1), lo que quiere decir, que su definición es perfecta. En el caso de que

los elementos no se encuentren definidos, que no cumplan con el objetivo del proyecto, se les asignara un valor de “cinco” (5) en la hoja de calificación del PDRI.

Para los elementos que no se encuentren completamente definidos, se les podrá cuantificar dentro del rango de “uno” (1) a “cinco” (5), y así determinar las definiciones de los elementos restantes, que a continuación se mencionan:

- “dos” (2): El elemento se encuentra definido, pero en su evaluación tiene deficiencias menores (70% y el 90%).
- “tres” (3): El elemento se encuentra definido, pero en su evaluación se encontraron algunas deficiencias (40% y el 70%).
- “cuatro” (4): El elemento se encuentra definido, pero en su evaluación se encontraron deficiencias mayores (20% y 40%).

De forma resumida, en la siguiente tabla XVIII.1 se muestran los valores de acuerdo a la definición de cada elemento:

Nivel de definición
0 = No aplicable
1 = Definición completa
2 = Deficiencias menores
3 = Algunas deficiencias
4 = Deficiencias menores
5 = Incompleta o definición pobre

Tabla XVIII.1 - Nivel de definición del PDRI

XVIII.IV Guía de evaluación del grado del proyecto

A continuación se indica la forma en la que deberán ser llenadas las tablas siguientes, y en donde la información recabada en esta sección, será utilizada en la áreas que necesitan ser atendidas o modificadas.

En los pasos siguientes se explica cómo deben llenarse los formatos:

1. Leer la descripción para cada elemento de la siguiente tabla, donde estas contienen elementos para evaluar los grados de definición. Estas listas serán usadas como listas verificadoras.
2. Recabar la cantidad de información necesaria para evaluar cada uno de los puntos de cada categoría, donde posiblemente será necesaria información adicional para el desarrollo de los puntos anteriores.
3. Seleccionar el nivel de definición para cada uno de los elementos de las categorías.
4. Para cada elemento, escribir en la columna de “puntos” que correspondan al nivel de definición.
5. Sumar los puntos de cada elemento para obtener la suma total de la categoría, este proceso se repetirá para cada una de las categorías contenidas en las tablas.
6. Dependiendo de la cantidad de puntos obtenidos en cada una de las categorías, se decidirá si se necesita realizar un trabajo más completo o simplemente se quede como está.

Las tablas que se presentan a continuación, deberán llenarse bajo las condiciones antes mencionadas.

Proyecto:

Renglón:
 Fecha:

SECCIÓN I - BASES DE DECISIÓN DEL PROYECTO										
CATEGORIA Elemento		Niveles de Definición					Nivel de Definición Proyecto	PUNTOS		
		0	1	2	3	4			5	
A. CRITERIOS / OBJETIVOS DE MANUFACTURA / FABRICACIÓN (Puntuación Máxima = 45)										
A1. Filosofía de la Confiabilidad	S	0	1	5	9	14	20	1	1	
A2. Filosofía de Mantenimiento	S	0	1	3	5	7	9	1	1	
A3. Filosofía de Operación	S	0	1	4	7	12	16	1	1	
TOTAL CATEGORIA								3		
B. OBJETIVOS DEL NEGOCIO / FILOSOFÍA EMPRESARIAL (Puntuación Máxima = 213)										
B1. Productos	S	0	1	11	22	33	56	1	1	
B2. Estrategia de Mercadeo	S	0	2	5	10	16	26	1	2	
B3. Estrategia del Proyecto	S	0	1	5	9	14	23	1	1	
B4. Grado de Consecución del Proyecto / Vialidad	S	0	1	3	6	9	16	1	1	
B5. Capacidades	S	0	2	11	21	33	55	1	2	
B6. Consideraciones para futuras expansiones	N	0	2	3	6	10	17	1	0	
B7. Ciclo de Expectativa de Vida del Proyecto	S	0	1	2	3	5	8	1	1	
B8. Aspectos Sociales	N	0	1	2	5	7	12	1	0	
TOTAL CATEGORIA								8		
C. DATOS BÁSICOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO (Puntuación Máxima = 94)										
C1. Tecnología	S	0	2	10	21	39	54	1	2	
C2. Procesos	S	0	2	8	17	28	40	1	2	
TOTAL CATEGORIA								4		
D. ALCANCE DEL PROYECTO (Puntuación Máxima = 120)										
D1. Declaración de los Objetivos del Proyecto (S/N)	S	0	2				25	1	2	
D2. Criterios de diseño del Proyecto	S	0	3	6	11	16	22	1	3	
D3. Características del sitio Disponible vs. Requerido (S/N)	S	0	2				29	1	2	
D4. Requerimientos para Desmantelamiento y Demolición	S	0	2	5	8	12	15	1	2	
D5. Alcance de las guías y disciplina del trabajo	S	0	1	4	7	10	13	1	1	
D6. Programación del Proyecto (S/N)	S	0	2				16	1	2	
TOTAL CATEGORIA								12		
E. INGENIERÍA DEL VALOR (Puntuación Máxima = 27)										
E1. Simplificación de los Procesos	S	0	0				8	1	0	
E2. Diseño y Materiales Alternativos considerados	N	0	0				7	1	0	
E3. Análisis de Diseño para Constructibilidad	S	0	0	3	5	8	12	1	0	
TOTAL CATEGORIA								0		
SECCIÓN I Puntuación Máxima =		499					TOTAL		27	
SECCIÓN I PDRI META =		99,8								

Tabla XVIII.2 - Formato PDRI para proyectos industriales.²¹

²¹ VILLALOBOS Quintero, Mónica Beatriz y YAMÍN, Rene. ADAPTACIÓN DEL PDRI PARA PROYECTOS IPC EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas, Junio 2002.

SECCIÓN II - DEFINICIÓN DEL ALCANCE TÉCNICO											
CATEGORIA Elemento		Niveles de Definición						Nivel de Definición Proyecto	PUNTOS		
		0	1	2	3	4	5				
F. INFORMACIÓN DEL SITIO (Puntuación Máxima = 104)											
F1.	Localización del Sitio	N	0	2				32	1	0	
F2.	Reconocimiento y estudios de suelos	N	0	1	4	7	10	13	1	0	
F3.	Evaluación del Medio Ambiente	N	0	2	5	10	15	21	1	0	
F4.	Requerimientos de Permisos	S	0	1	3	5	9	12	1	1	
F5.	Fuentes provenientes de servicios públicos y condiciones de suministro	S	0	1	4	8	12	18	1	1	
F6.	Protección contra fuego y consideraciones de Seguridad	S	0	1	2	4	5	8	1	1	
TOTAL CATEGORIA									3		
G. INGENIERÍA MECÁNICA Y DE PROCESOS (Puntuación Máxima = 196)											
G1.	Hoja de Flujo de Proceso	S	0	2	8	17	26	36	1	2	
G2.	Balace de Masas y Energía	S	0	1	5	10	17	23	1	1	
G3.	Diagrama de Instrumentación y Tuberías (P&ID's)	S	0	2	8	15	23	31	1	2	
G4.	Gerencia de Seguridad de los Procesos	S	0	1	2	4	6	8	2	2	
G5.	Diagrama de Flujo de Servicios	S	0	1	3	6	9	12	1	1	
G6.	Especificaciones	S	0	1	4	8	12	17	1	1	
G7.	Requerimientos de los Sistemas de Tuberías	S	0	1	2	4	6	8	1	1	
G8.	Planos de Planta del Conjunto (Plot Plan)	S	0	1	4	8	13	17	1	1	
G9.	Lista de Equipos Mecánicos	N	0	1	4	9	13	18	2	0	
G10.	Lista de Líneas	S	0	1	2	4	6	8	1	1	
G11.	Lista de Puntos de Conexión	S	0	1	2	3	4	6	1	1	
G12.	Lista de Tuberías Especiales	N	0	1	1	2	3	4	2	0	
G13.	Índice de Instrumentos	S	0	1	2	4	5	8	1	1	
TOTAL CATEGORIA									14		
H. DEFINICIÓN DE EQUIPOS MAYORES (Puntuación Máxima = 33)											
H1.	Estado de Equipos	N	0	1	4	8	12	16	1	0	
H2.	Diagramas de Ubicación de Equipos	N	0	1	2	5	7	10	1	0	
H3.	Requerimientos de Servicios para los Equipos	N	0	1	2	3	5	7	2	0	
TOTAL CATEGORIA									0		
I. INGENIERÍA CIVIL, ESTRUCTURAL Y ARQUITECTURA (Puntuación Máxima = 19)											
I1.	Requerimientos Estructurales y Civiles	S	0	1	3	6	9	12	1	1	
I2.	Requerimientos de Arquitectura	N	0	1	2	4	5	7	2	0	
TOTAL CATEGORIA									1		
J. INFRAESTRUCTURA COMPLEMENTARIA (Puntuación Máxima = 25)											
J1.	Tratamiento de agua requerido	N	0	1	3	5	7	10	2	0	
J2.	Requerimientos de facilidades de carga, descarga y almacenamiento	N	0	1	3	5	7	10	1	0	
J3.	Requerimientos de Transporte (S/N)	N	0	1				5	1	0	
TOTAL CATEGORIA									0		
K. INGENIERÍA DE INSTRUMENTACIÓN Y ELÉCTRICA (Puntuación Máxima = 46)											
K1.	Filosofía de Control	S	0	1	3	5	7	10	1	1	
K2.	Diagramas Lógicos	S	0	1				4	5	4	
K3.	Clasificación Eléctrica de Areas	S	0	0	2	4	7	9	1	0	
K4.	Requerimientos para Subestaciones / fuentes de poder Identificadas	N	0	1	3	5	7	9	2	0	
K5.	Diagramas Unifilares	N	0	1	2	4	6	8	1	0	
K6.	Especificaciones Eléctricas y de Instrumentación	S	0	1	2	3	5	6	1	1	
TOTAL CATEGORIA									6		
SECCION II Puntuación Máxima =			423						TOTAL		24
SECCION II PDRI META =			84,6								

Tabla XVIII.3 - Formato PDRI para proyectos industriales categoría F a K.²²

²² Ibídem

SECCIÓN III - APROXIMACIÓN DE LA EJECUCIÓN										
CATEGORIA Elemento		Niveles de Definición						Nivel de Definición Proyecto	PUNTOS	
		0	1	2	3	4	5			
L. ESTRATEGIA DE PROCURA (Puntuación Máxima = 16)		(Puntuación Máxima = 16)								
L1. Estrategia de Procura	S	0	1	2	4	6	8	1	1	
L2. Procedimiento de Procura y Planes	S	0	0	1	2	4	5	1	0	
L3. Matriz de Responsabilidades de Procura (S/N)	S	0	0				3	1	0	
TOTAL CATEGORIA									1	
M. ENTREGA DE DOCUMENTACIÓN (Puntuación Máxima = 9)		(Puntuación Máxima = 9)								
M1. Diseño asistido por Computadora / Requerimientos del Modelo	S	0	0	1	1	2	4	1	0	
M2. Documentos con entregas definidas	S	0	0	1	2	3	4	1	0	
M3. Matriz de Distribución de documentos (S/N)	S	0	0				1	5	1	
TOTAL CATEGORIA									1	
N. CONTROL DEL PROYECTO (Puntuación Máxima = 17)		(Puntuación Máxima = 17)								
N1. Requerimientos de Control de Proyectos	S	0	0	2	4	6	8	1	0	
N2. Requerimientos de Contabilidad del Proyecto	S	0	0	1	2	2	4	1	0	
N3. Análisis de Riesgos Costo y Tiempo (S/N)	S	0	1				5	1	1	
TOTAL CATEGORIA									1	
P. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO (Puntuación Máxima = 36)		(Puntuación Máxima = 36)								
P1. Requerimientos de Aprobación del Custodio	S	0	0	2	3	5	6	1	0	
P2. Ingeniería / Plan de Construcción (aproximación)	S	0	1	3	5	8	11	1	1	
P3. Requerimientos de Parada y Arranque (S/N)	S	0	1				7	1	1	
P4. Pre-Arranque / Secuencia de Requerimientos	S	0	1	1	2	4	5	2	1	
P5. Requerimientos de Arranque	S	0	0	1	2	3	4	5	4	
P6. Requerimientos de Entrenamiento	S	0	0	1	1	2	3	1	0	
TOTAL CATEGORIA									7	
SECCIÓN III Puntuación Máxima =		78						TOTAL		10
PDRÍ META SECCIÓN III		16								
TOTAL PDRÍ PROYECTO (I+II+III) =								61		
PDRÍ Puntuación Máxima =		1000								
PDRÍ META Puntuación =		200								
% NIVEL DE DEFINICION CON RESPETO A PDRÍ META =		117,4%				al		00-Ene-00		

Tabla XVIII.4 - Formato PDRÍ para proyectos industriales categoría L a P.²³

²³ Ibídem

XVIII. Uso de prácticas de mejoramiento del valor (PMV)

Para lograr los objetivos planteados durante el desarrollo del proyecto, es importante que las acciones que se pretendan realizar, o las modificaciones a la infraestructura así como las adecuaciones estén alineadas a los ejes estratégicos del proyecto. Donde se incluye la aplicación de las mejores prácticas en la ejecución de los procesos de negocio como elemento clave para asegurar la creación del valor para la nación.

Estas prácticas serán diferentes para cada proyecto, por lo que la gerencia será la encargada de verificar cuales técnicas de mejoramiento serán utilizadas para cada una de las áreas comprendidas dentro del proyecto, lo que se pretende es realizar un crecimiento rentable, organizacional y de conocimiento; planeación y excelencia operativa; y responsabilidad social.

XIX.I Guía de uso de prácticas de mejoramiento del valor

Como se ha mencionado con anterioridad, cada una de las prácticas de mejoramiento serán distintas para cada proyecto, ya que sabemos que un proyecto no es igual que otro. Por lo tanto se tendrá que describir cada una de esas prácticas lo mejor posible.

Algunas prácticas utilizadas en este tipo de proyectos son:

- Uso de modelos numéricos de simulación de yacimientos, pozos y redes.
- Cuantificación de riesgo e incertidumbre.
- Confiabilidad operativa.
- Optimización de la energía del yacimiento.
- Simulación del proceso de subsuelo, a través de la aplicación de la plataforma, utilizando balance de materia, análisis nodal y análisis de capacidad de transporte de hidrocarburos, donde se simuló el comportamiento de producción desde el yacimiento hasta el punto de entrega del aceite.
- Optimización del uso de la energía (yacimiento).
- Mantenimiento y confiabilidad del modelo.
- Cuantificación de riesgos e incertidumbre.
- Identificación de nuevas tecnologías en la perforación de pozos de alto ángulo y de alto desplazamiento.

XIX. Administración del conocimiento

La administración del conocimiento tiene indicios de surgir cerca de la década de los 90's, en la cual, la necesidad de esta herramienta, era dar a conocer y aceptar que el conocimiento generado dentro de instituciones u organizaciones, era simplemente colectivo.

*“El objetivo de la administración del conocimiento es poner a disposición de cualquier empleado toda la información y experiencia de la organización, sin limitaciones de lugar o tiempo”.*²⁴

*“La administración del conocimiento es el proceso sistemático de encontrar, seleccionar, organizar, destilar y preservar la información que mejore la comprensión de un empleado, de un grupo, o de una organización completa, en un área específica de interés”.*²⁵

*“... la identificación y mapeo de los activos intelectuales dentro de la organización, generando nuevos conocimientos para una ventaja competitiva dentro de la organización, haciendo accesible grandes cantidades de información corporativa, intercambio de mejores prácticas y tecnología que haga factible lo anterior, incluyendo “groupware” e intranets”.*²⁶



Figura XX.1 – Administración del conocimiento y sus enfoques.

²⁴ www.media-access.com/whatis.html

²⁵ Ibidem

²⁶ Ibidem

Cuando hablamos de administración del conocimiento, hablamos de la gestión de todos los archivos intangibles que aportan valor a la organización como tal, ya que al momento de mejorar capacidades, o competencias esenciales estamos tratando de manipular esos recursos para llevarlos a un mejor nivel. Esto implica la adecuada explotación de datos e información para transformarlos en conocimiento y entendimiento.

El correcto manejo de la información, nos servirá para promover el mejoramiento de los procesos del negocio, así como evaluar los logros obtenidos mediante la aplicación del conocimiento.

Sabemos que para llegar al éxito de la empresa, en los trabajadores debe desarrollarse un “talento” lo cual indica que una persona o grupo de personas, deba estar comprometida para obtener resultados positivos dentro de su ambiente laboral. El éxito obtenido estará formado por la suma de capacidades, compromisos y acciones, lo cual dará como resultado una pirámide de jerarquización de los elementos que lo conforman (figura XX.2).



Figura XX.2 – Jerarquización de los elementos de la administración del conocimiento

En donde:

- Datos e Información: Todo lo referente a los procesos, y responde a preguntas como, ¿qué?, ¿cuándo?, ¿cuánto?, ¿a qué hora?.
- Conocimiento: Es todo aquello que algunos miembros de la organización sabe, pero que en su momento, aún no ha sido transformado en conocimiento explícito.
- Entendimiento: Es lo que permite mejorar de manera continua todos los procesos cuando ya se entendió el ¿por qué?, donde se toman en cuenta las acciones para poder corregir o minimizar deficiencias y fomentar una mejor eficiencia laboral.

- Sabiduría o Talento: Es el uso adecuado de todo el conocimiento generado en las etapas anteriores, en esta etapa, la toma de decisiones estratégicas garantiza el mejor de los éxitos.

XX.I Lecciones aprendidas y mejores prácticas

Los términos lecciones aprendidas y mejores prácticas, hoy en día han tenido una gran importancia dentro de cualquier campo laboral, ya que estos conceptos nos ayudarán a evitar y tratar de no repetir los mismos errores una y otra vez, que ya con anterioridad otros han encontrado. Las lecciones aprendidas y mejores prácticas existen y por lo tanto aportan conocimiento a través de la experiencia.

Las lecciones aprendidas pueden considerarse como el conocimiento obtenido por medio de la reflexión de alguna experiencia, o como de la conclusión que se obtiene después de realizar una actividad con un fin específico que pueda generar resultados positivos o negativos.

Existen criterios para determinar si una lección aprendida es o no útil, estos son:

- Válidas, deben ser basadas en hechos fehacientes.
- Aplicables, deben tener un impacto potencial en las operaciones.
- Significativas, que al momento de identificar una falla, puedan producirse resultados positivos al momento de darle solución.

“Además, las lecciones aprendidas deben generarse cuando sean útiles, cuando menos deben servir para revisar y aprender del resultado del proyecto.” PMBOK Guide.

De las mejores prácticas podemos definir, que es la parte necesaria del aprendizaje de una organización, en busca de una mejora o simplemente llegar a la excelencia de la misma. La obtención de resultados positivos se llevará a cabo desde la supervisión y evaluación continua de ciertos aspectos para saber de qué manera funciona, cómo y en qué condiciones.

“Son las acciones o recomendaciones publicadas, tecnologías empleadas o destrezas industriales instrumentadas en el mundo, las que permiten elevar la eficiencia para alcanzar un objetivo o resultado con un mejor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre para alcanzar un objetivo o resultado claramente definido, ambas, eficiencia y efectividad, considerando la

disminución de riesgos de daños o perjuicios a las personas, o a los bienes o a la naturaleza.”²⁷

La forma en la que se identificaran las mejores prácticas será de la siguiente manera:

- Su ejecución ha demostrado su efectividad.
- La expectativa de entrega ha sobrepasado los objetivos fijados con anterioridad.
- Perduran a través del tiempo (incluyendo mejoras).
- Pueden ser utilizadas en diferentes contextos.

XX.II ¿Cómo documentar las lecciones aprendidas?

Para documentar de forma correcta las lecciones aprendidas, es necesario definir de manera correcta los objetivos que se persiguen de las lecciones aprendidas, ya que en base a un buen objetivo se podrá organizar la información y los datos necesarios para su administración.

Se deben definir previamente algunos aspectos, que ayudarán a lograr una correcta estructura de como documentar las lecciones aprendidas:

- Conocimiento o lección aprendida a la cual se le quiere dar seguimiento.
- Pruebas fehacientes del nuevo conocimiento o lección aprendida.
- El contexto específico en base a la lección aprendida.
- Si el documento quiere ser presentado a nivel público o privado y con qué propósito.

Las ideas generales que se deben presentar en la propuesta para la evaluación de un documento de una nueva lección aprendida, deberán abarcar los siguientes puntos (solo de manera general):

- Antecedentes (descripción y contexto de la lección aprendida),
- Resultados obtenidos,
- Costos y otros recursos financieros y no financieros involucrados,
- Lecciones identificadas y factores críticos para el logro de resultados,
- Obstáculos presentados durante la realización del objetivo,
- Supuestos para la implementación de estas lecciones en otros contextos, y
- Conclusiones y referencias.

²⁷ RESOLUCIÓN CNH.09.001/09 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS DA A CONOCER LAS DISPOSICIONES TÉCNICAS PARA EVITAR O REDUCIR LA QUEMA Y EL VENTEO DE GAS EN LOS TRABAJOS EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.

XX.III Plan de brechas de competencia

El aprendizaje a lo largo de la vida se convertirá en una herramienta estratégica, la cual impulsará el nivel de excelencia en las competencias individuales, dependiendo de las necesidades de cada una de las instituciones que necesiten de un entorno laboral exitoso.

Las competencias son características observables y medibles de una persona, que incluyen la utilización de destrezas, habilidades, conocimientos y de la demostración de comportamientos que correctamente combinados frente a una situación de trabajo, contribuyen a un desempeño excelente.

Si para el proyecto se establecieron competencias requeridas para los miembros del equipo y estas fueron medidas (por una empresa especializada), la brecha entre lo medido y lo requerido debe proporcionar un plan de desarrollo del equipo y sus individuos para cerrar tal brecha.

Tipos de competencia

- Competencias Básicas: Los requerimientos básicos que debe cumplir un trabajador para ocupar cualquier cargo dentro de la institución.
- Competencias distintivas: Basadas en sus estrategias y plan de negocios, en los cuales se toman las claves del negocio y cultura que la institución quiera impulsar.
- Competencias del cargo:
 - a) Técnicas: Referidas al contenido específico del cargo u ocupación más especializado.
 - b) De gestión: Referidas a actividades orientadas a ordenar, mejorar, enriquecer y controlar el trabajo en el cargo. Son aplicables a las diversas áreas y cargos de la organización.

XX.IV Guía de administración del conocimiento

Las siguientes tablas, tendrán que ser llenadas conforme a la información que se requiera. En cuanto al formato de la tabla, este puede ser libre siempre y cuando se cumpla con cada uno de los requerimientos.

Con este valor, es aconsejable seguir el formato para entregar un buen proyecto.

a) Lecciones aprendidas: La siguiente tabla contiene un ejemplo.

Objetivo	Lección	Tipo	Tipo de difusión
Optimizar un buen programa de medición	Los perfiles de producción no correspondían		Documentos electrónicos a otros activos.

Tablas XX.1 – Lecciones aprendidas

b) Mejores prácticas: La siguiente tabla muestra un ejemplo sencillo de como representar rápidamente los temas que se abarcarán en la documentación. Véase XX.2.

Práctica	¿Usada?	Etapa VCD
Selección de la tecnología	Si	D
Simplificación de procesos		
Clases de calidad de la instalación	Si	V
Minimización de residuos		
Estudio de construibilidad	No	D
Simulación de confiabilidad de procesos		
Adaptación de normas y especificaciones		
Mantenimiento predictivo		
Diseño de capacidad		
Optimización de energía		
CAD 3D		
Ingeniería de valor		
V= Visualización, C= Conceptualización, D= Definición.		

Tablas XX.2 - Mejores practicas

- c) Plan de brechas de competencia: La tabla XX.3 se anexa para mostrar un ejemplo sencillo de como documentar las brechas de competencia. Si así se requiere, puede agregarse un resumen de cada una de ellas para explicarlas de forma detallada.

Competencia requerida	Brecha			Acciones para cerrar la brecha
	Max	Min	Prom	

Tablas XX.3 - Plan de brechas

Capítulo IV

Conclusiones y recomendaciones

IV.I Conclusiones

Desde los inicios de la Comisión, a la cual se le han otorgado diversas atribuciones a través de distintos documentos como: la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en virtud de la cual se le otorga la capacidad de regular distintos aspectos como, la incorporación de reservas o la disminución de la quema y venteo de gas, que en la industria petrolera mexicana, no se le ha tomado la debida importancia para llevar acabo la documentación de un buen proyecto.

Durante la realización de esta guía, así como de los antecedentes de la Comisión, se ha entendido que las atribuciones con las que cuenta la dependencia son diversas, sin embargo, derivado de factores económicos, sociales y ambientales por citar solo algunos, dichas atribuciones no han podido concretarse, aunque la Comisión tiene la facultad de solicitar información a Petróleos Mexicanos (PEMEX) en base a su estatuto, ley o ejemplo, esta información requerida para su evaluación formal, ha sido denegada según comentarios de los mismos funcionarios de la CNH, toda vez que la principal explicación deriva de la falta de capacidad de la Comisión para realizar el análisis de dicha información (un ejemplo es el caso de los modelos estáticos) y por consiguiente el rechazo en todas sus etapas de la solicitud planteada.

La presente guía a pesar de ser la base de un proyecto, la información empleada es diversa y a su vez compleja, pues dar un formato/guía en los cuales pueda ayudarse o apoyarse es bastante complicada, toda vez que la información contenida en este documento de Soporte de Decisión de Explotación DSD-III, debe ser puntual y fehaciente. Al menos el 20 por ciento de la información presentada en cada uno de los proyectos que las gerencias envían a la Comisión, es errónea o la información que se maneja en tablas o textos no coincide con los datos que se están manejando, por tal circunstancia la finalidad de esta guía es mejorar continuamente el uso de la información, no solo para enriquecer el trabajo de equipo entre órganos del mismo gobierno, sino para mejorar la entrega de proyectos día a día.

El uso de la guía puede simplificar significativamente el tiempo para la documentación de cada proyecto, lo que se traduce en grupos de trabajo destinados a un área en específico que visualicen que el entregar un proyecto extenso, no significa que contenga la

información requerida por la Comisión ni mucho menos que sea la correcta, el resultado de admitir un proyecto con estas características sería indudablemente atrasar el proceso de dictamen. Cabe mencionar que el trabajo en equipo es sumamente importante para el desarrollo del proyecto, con ello propongo que la Comisión, PEMEX incluso la Facultad de Ingeniería aporten ideas, sugerencias, comentarios para poder mejorar la presente guía y poco a poco ir complementando las bases de esta información, inclusive analizar o verificar si la información presentada es susceptible de ser aún más práctica con datos puntuales que sean de mayor utilidad y llevar el uso de guías con información complementaria no solo en nuestro país, sino como una práctica internacional.

Dicho trabajo, se presenta como una alternativa para mejor la presentación de los proyectos, con lo cual se reduce el solicitar información constantemente, y someterse a trámites legales y administrativos rigurosos y tardíos.

IV.II Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones son producto de diversas eventualidades presentadas a lo largo del presente trabajo, en la mayoría de sus casos, relacionadas con la información y parte de la infraestructura de la Comisión.

Por tal motivo, es altamente recomendable crear un grupo de trabajo multidisciplinario Petróleos-Comisión, cuyo objetivo principal es establecer una forma de trabajo ardua y paralela, donde el resultado tendría un impacto en la información solicitada por la Comisión, asegurando que toda información sea presentada previo cotejo y análisis del personal de ambas instituciones y de esta forma conseguir proporcionandola de forma constante, impecable y sin demora alguna, a los empleados de la Comisión, así como a las entidades que la requieran o soliciten, tales como universidades e institutos públicos y privados.

Implementar el uso de esta guía en las organizaciones privadas o de gobierno que por algún motivo necesiten entablar relaciones laborales en conjunto con la Comisión, por tal motivo este método de trabajo facilita la forma y la estructura de los proyectos o puntos que se necesiten entregar, para que la información pueda ser resumida, leída claramente y de esta forma emitir comentarios lo más rápido posible, obteniendo como resultado el de crear un excelente trabajo para la Comisión.

Es de suma importancia el uso de esta guía en la facultad de ingeniería, toda vez que la carrera comprende asignaturas tales como planeación y administración de proyectos en ciencias de la tierra, evaluación de proyectos y administración integral de yacimientos, mismas donde resulta indispensable y de gran utilidad conocer las características principales o la estructura de una documentación de calidad, así como orientar a los

alumnos a utilizar información correcta y concreta, consecuentemente el alumno podrá identificar los problemas que comúnmente se presentan en la elaboración de proyectos, y a la Comisión en la revisión de documentación, así como a las gerencias de proyectos al momento del análisis y revisión de toda la información recabada.

Quizá la recomendación más importante para la revisión de los documentos a detalle, es hacer crecer a la Comisión con más personal capacitado, que vigile, supervise y analice la información susceptible de ser presentada, para evitar en lo posible, errores en la información solicitada que retrasen el proceso de dictamen.

Nomenclatura



°C	Grados centígrados.
°F	Grados Fahrenheit
Boi	factor volumétrico de aceite inicial.
BTU/ ft3	Unidad calórica por cada pie cúbico.
dls/bl	Dólar por barril.
dls/mpc	Dólar por miles de pies cúbicos.
Ft3	Pies cúbicos.
g/mol	Gramos de un mol de molécula.
gr/cc	Gramos por centímetro cuadrado.
hab	Habitantes.
kg/cm2	kilogramos por centímetro cuadrado.
Kg/m3	Kilogramos por metro cúbico.
KOP	profundidad de inicio de desviación.
Lb	Libras.
lb/pg2	Libra por pulgada cuadrada.
M	Metros.
m3/día	Metros cúbicos por día.
m/día	Metros por día.
mbd	Miles de barriles diarios.
mbmr	Metros bajo mesa rotatoria.
mdbmr	Metros desarrollados bajo mesa rotaria.
mD	Milidarcys.
mmb	Miles de millones de barriles.
mmmpc	Miles de millones de pies cúbicos.
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios.
mmmpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
mmpesos	Millones de pesos.
mV	Metros verticales.
Pesos/uds	Pesos por dólar.
pg	Pulgadas.
ppm	partes por millón.

Psia	Presión en libras por pulgada cuadrada.
Sgi	Saturación de gas inicial promedio.
1P	Reserva probada.
2P	Reserva probada más probable.
3P	Reserva probada más probable más posible.
API	American Petroleum Institute.
B/C	Beneficio Costo.
CII	Construction Industry Institute.
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos.
DSD	Documento de Soporte de Decisión.
FEL	Front End Loading.
EBM	Ecuación Balance de Materia.
GOES	Gas Original En Sitio.
GTI	Grupo de Trabajo de Inversión.
HAZOP	Hazard and operability.
KOP	Profundidad inicio de desviación.
MIA	Manifiesto de Impacto Ambiental.
MIP	Manifiesto de Impacto Petrolero.
P10	Percentil diez.
P50	Percentil cincuenta.
P90	Percentil noventa.
Pb	Punto de burbuja.
PDRI	Project Definition Rating Index.
PEG	Programa Estratégico de Gas.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PMBOK	Guide to the Project Management Body of Knowledge.
POES	Petróleo Original En Sitio.
Qo	Ritmo de producción de aceite.
Qc	Ritmo de producción de condensados.
Qg	Ritmo de producción de gas.
RGA	Relación gas aceite.
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
SENER	Secretaria de Energía.

NOMENCLATURA

SHCP	Secretaria de Hacienda y Crédito Público.
Sw	Saturación de agua.
PDRI	Project Definition Rating Index.
PVT	Estudios Presión Volumen Temperatura.
Uds/b	Dólares por barril.
VCD	Visualización-Conceptualización-Definición.
VPI	Valor presente de la inversión.
VPN	Valor presente neto.

Bibliografía



Decretos:

1. DECRETO por el que se expide la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. DOF: 28/11/2008
2. DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. DOF: 28/11/2008
3. DECRETO por el que se reforma y adiciona el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. DOF: 28/11/2008
4. DECRETO por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. DOF: 28/11/2008
5. DECRETO por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos; se adicionan el artículo 3o. de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; el artículo 1° de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y un párrafo tercero al artículo 1° de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. DOF: 28/11/2008
6. DECRETO por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. DOF: 28/11/2008
7. DECRETO por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. DOF: 28/11/2008.

Lineamientos:

8. LINEAMIENTOS TÉCNICOS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS. RESOLUCIÓN CNH.06.001/11. SECRETARIA DE ENERGÍA, COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.

Documentos:

9. BACHMALER Johanning, Carlos. GESTIÓN DE RIESGO CORPORATIVO. Academia. Abril 2007.
10. BASCUÑAN, Sophia. MODELO GEOLÓGICO. MAPTEK SUDAMERICA.
11. DEL CARPIO Gallegos, Javier. ANALISIS DEL RIESGO EN LA ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS DE TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN. Mayo-Junio 2006.
12. DIAZ Viera, Martín A. y CASAR González, Ricardo Cesar. GEOESTADÍSTICA APLICADA. Caracterización de Yacimientos. Instituto Mexicano del Petróleo. 2004.
13. DIAZ Viera, Martín A. MODELOS ESTOCASTICA DE YACIMIENTOS PETROLEROS. SEMINARIOS DE MODELACIÓN COMPUTACIONAL. INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. Septiembre de 2006.
14. ECK, Joseph, MOHAMMED, Jafar y otros. MONITOREO EN EL FONDO DEL POZO: SU EVOLUCIÓN. Houston, Texas, EE.UU. OILFIED REVIEW.

15. FOR APPLICATION OF THE PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM. Auspiciado por Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).
16. GARCÍA Juárez, GABRIELA. REGISTRO ESTRATIGRÁFICO Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES DEL PASADO GEOLÓGICO.
17. GEOLOGÍA DEL PETROLEO. Sesión Regular. Geos, Vol. 26, No. 1, Octubre, 2006.
18. LECCIONES APRENDIDAS Y BUENAS PRÁCTICAS- Una aproximación.- Agencia Española de cooperación internacional.
19. MARIN Moreno, Miguel. DIPLOMADO EN ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS. ITAM. Marzo-Abril 2012.
20. MODELO INTEGRADO DE SUBSUELO. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Octubre 2010.
21. MOUSALLI, Victoria. INTERPRETACION DE FACIES A TRAVÉS DE PERFILES. Julio, 2010.
22. NOTAS DE LECCIONES APRENDIDAS. Sector de conocimiento y aprendizaje. Octubre 2008. BID (Vicepresidencia de sectores y conocimiento).
23. ORTEGA Benavides, Horacio Andrés. PRODUCTIVIDAD DE POZOS. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. POSGRADO. INGENIERÍA.
24. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO. 2011
25. -----GUÍA VCD, PEP. COMPAÑÍA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S.A. DE C.V. COMESA. México.
26. R. Tomas, CUENCA, A., DELGADO J. y DOMENECH C. DISEÑO DE UN MODELO GEOLÓGICO-GEOTECNICO 3D DE LA VEGA BAJA DEL RIO SEGURA (ALICANTE, SE ESPAÑA). XVI CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA GRÁFICA.
27. SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS PETROLÍFEROS. Auspiciado por Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).
28. TOLSON Jones, Gustavo. CÓDIGO ESTRATÉGICO NORTEAMERICANO. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Geología. Boletín 117. México, D.F. 2010.
29. VAZQUEZ Castro, Gabriel. ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS.
30. VILLAFAÑA Figueroa, Ricardo. ADMINISTRACIÓN DEL CONOCIMIENTO. CONCEPTOS BÁSICOS. Conferencia de Knowledge Advantage. 1997.
31. VILLALOBOS, Airogla. MODELO ESTÁTICO. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Maturín/Monagas.
32. ZAMARRÓN, Berenice. DIPLOMADO EN ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS. ITAM

Libros:

33. ADMINISTRACIÓN DEL CONOCIMIENTO PARA EL SECTOR PÚBLICO EN MÉXICO. Consideraciones para facilitar su diseño e implementación. Consejo Ejecutivo de la Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de Gobierno Electrónico. México, D.F. 2006.

34. E. BARNERII, Efrain. EL POZO ILUSTRADO. EDICIONES DE LAGOVEN S.A., 1982-1983, 1983, 1985; Caracas, 1998.
35. ESCOBAR Macualo, Freddy Humberto. ANÁLISIS MODERNO DE PRESIONES DE POZOS. Neiva, Huila. Colombia, 2003.
36. -----FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Primera Edición. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila. Colombia.
37. INSTITUTO DE DESARROLLO PROFESIONAL Y TÉCNICO. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS YACIMIENTOS. CIED (CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., 1997.
38. MIRANDA Miranda, Juan José. GESTIÓN DE PROYECTOS. Cuarta Edición.
39. MONTEALEGRE Tovar, Mauricio Andrés. DEFINICIÓN DE PROYECTO. Centro de Servicios Administrativos. Regional Distrito Capital. Bogotá. 2008.
40. OVIEDO Tejada, Luis. LECCIONES APRENDIDAS. Perú.
41. PEMEX Exploración y Producción y la SECRETARIA DE ENERGÍA. LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO. 2009.
42. RODRIGUEZ DE LA Garza, Fernando. FUNDAMENTOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS. "APUNTES". UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA. SECCIÓN INGENIERÍA PETROLERA. ENERO 2000.
43. SAPAG Chain, Nassir y SAPAG Chain, Reinaldo. PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS. Segunda edición. Editorial MC GRAW HILL. México, 1991.
44. SOTO, Carlos. GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN. UNIVERSIDAD CORPORATIVA. CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. VENEZUELA, 1998.

Decretos:

45. RESOLUCIÓN CNH.E.03.001/10, POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS DETERMINA LOS ELEMENTOS NECESARIOS PARA DICTAMINAR LOS PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, ASÍ COMO PARA EMITIR LA OPINIÓN SOBRE LAS ASIGNACIONES ASOCIADAS A ÉSTOS, CONFORME AL ARTÍCULO QUINTO TRANSITORIO DEL REGLAMENTO DE LA LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO. SECRETARIA DE ENERGÍA. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.
46. RESOLUCIÓN CNH.09.001/10, POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS DETERMINA EL PROCEDIMIENTO PARA LA EMISIÓN DE LA OPINIÓN PARA EL OTORGAMIENTO, MODIFICACIÓN O CANCELACIÓN DE ASIGNACIONES PETROLERAS. SECRETARIA DE ENERGÍA. COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.
47. RESOLUCIÓN CNH.06.002/09, POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS DA A CONOCER LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO DE LOS PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SU DICTAMINACIÓN. DIARIO OFICIAL (SEGUNDA SECCIÓN) LUNES 21 DE DICIEMBRE DE 2009.

Tesis:

48. ARANA Ortiz, Víctor Hugo, TRUJILLO Escalona, David y SÁNCHEZ Vela, Juventino. APUNTES DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. FACULTAD DE INGENIERÍA.
49. ARANJO Cartas, Juan Luis. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD A UN CAMPO PETROLERO PARA LA SELECCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN ÓPTIMA. UNIVERSIDAD DEL ISTMO. Oaxaca, Abril, 2010.
50. AVENDAÑO Salazar, Carlos Alberto y Michelle Octavio, Steffani. QUICKLOOK, HERRAMIENTA PARA LA TOMA DE DECISIONES E INSERCIÓN RÁPIDA DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN, CASO AYATSIL-TEKEL. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. 2011.
51. BRIONES Hernández, Norberto Tarcisio y NUÑEZ Díaz, Jorge Enrique. YACIMIENTOS PETROLEROS EN SECUENCIAS ARENO-ARCILLOSAS. México, 2011.
52. CUASPUD Flores, Fernando y SAEZ Martínez, Lenin Gonzalo. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO AUCA. UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR. FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETROLEOS Y AMBIENTAL. Julio 2011.
53. HUERTA Medina, Hugo Enrique. APLICACIÓN DE LAS T-COPULAS A LA MODELACIÓN ESTOCÁSTICA CONJUNTA DE POROSIDAD-PERMEABILIDAD EN 3D RESTRINGIDA POR PRUEBAS DE PRESIÓN. Instituto Mexicano del Petróleo.
54. PUY y Alquiza. CARACTERIZACIÓN DE FACIES, AMBIENTES, SEDIMENTARIOS Y PROCESOS DE DEPÓSITO DE LA SUCESIÓN VOLCANOS DESIMENTARIA EL COYOTE, BAJA CALIFORNIA SUR, MÉXICO. INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL, CENTRO INTERDISCIPLINARIO DE CIENCIAS MARINAS DEPARTAMENTO DE OCEANOLOGÍA. La Paz, B.C.S. Mayo 2006.
55. VILLALOBOS Quintero, Mónica Beatriz y YAMÍN, Rene. ADAPTACIÓN DEL PDRI PARA PROYECTOS IPC EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas, Junio 2002.