



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“QUICKLOOK, HERRAMIENTA PARA LA
TOMA DE DECISIONES E INSERCIÓN
RÁPIDA DE PROYECTOS DE
EXPLOTACIÓN, CASO
AYATSIL-TEKEL”**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

AVENDAÑO SALAZAR CARLOS ALBERTO
STEFFANI SEDANO MICHELLE OCTAVIO

DIRECTOR: M. en I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA,

2011



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 INGENIERIA
DIRECCION

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO		27/05/2011
Vocal	M.L. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA		27/05/2011
Secretario	DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FERREZ		28/05/2011
1o. suplente	ING. ULISES NERI FLORES		28/05/2011
2o. suplente	M.L. GASPAR FRANCO HERNANDEZ		27/05/2011

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

No. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
30410358-0	AVENDAÑO SALAZAR CARLOS ALBERTO	INGENIERO PETROLERO
40701910-2	STEFFANI SEDANO MICHELLE OCTAVIO	INGENIERO PETROLERO

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado. Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

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 HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 27 de Mayo de 2011.

EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN

Aceptación de Trabajo Escrito

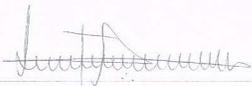
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor STEFFANI SEDANO MICHELLE OCTAVIO registrado con número de cuenta 40701910-2 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,


DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
FECHA DE ACEPTACION: 01/06/2011


M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA
FECHA DE ACEPTACION: 30/05/2011


DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FERREZ
FECHA DE ACEPTACION: 01/06/2011


ING. ULISES NERI FLORES
FECHA DE ACEPTACION: 31/05/2011


M.I. GASPAS FRANCO HERNANDEZ
FECHA DE ACEPTACION: 31/05/2011

FECHA DE EMISIÓN: 27 de Mayo de 2011.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN

Aceptación de Trabajo Escrito

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

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor AVENDAÑO SALAZAR CARLOS ALBERTO registrado con número de cuenta 30410358-0 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

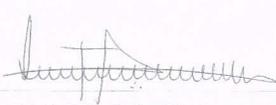
Atentamente,


DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACION: 01/06/2011


M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

FECHA DE ACEPTACION: 30/05/2011


DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FERREZ

FECHA DE ACEPTACION: 01/06/2011


ING. ULISES NERI FLORES

FECHA DE ACEPTACION: 31/05/2011


M.I. GASPAR FRANCO HERNANDEZ

FECHA DE ACEPTACION: 31/05/2011

FECHA DE EMISIÓN: 27 de Mayo de 2011.

Agradecimientos Michelle.

A Dios. Por haberme concedido el privilegio de vivir y haber estado conmigo en cada uno de los momentos de mi vida.

A mis padres. Por haber estado todo este tiempo a mi lado y su amor incondicional, mostrándome siempre el mejor camino hacia la superación. Gracias por haber invertido mucho de su tiempo en mi vida cotidiana, pero más que otra cosa, gracias por la educación que me brindaron y por darme la oportunidad de estudiar.

A mis hermanos. Porque fueron parte de mi inspiración para ser mejor hijo y de esta manera, darles un buen ejemplo a seguir.

A todos mis familiares. Agradezco su cariño y apoyo incondicional que de alguna u otra manera, estuvo presente en algún momento de mi vida.

A Carlos Avendaño. Por ser mi compañero de toda la carrera y elaboración de mi tesis profesional. Gracias por su motivación y empeño para realizar este trabajo. Le agradezco por todos aquellos momentos que pasamos juntos y los consejos sugeridos en momentos críticos.

A Natali Jaramillo. Por haberme motivado y ayudado para culminar exitosamente mi carrera profesional. Le agradezco también por haber participado en la realización de este trabajo.

A mis compañeros de la carrera. Tanto para aquellos que conozco desde el primer semestre, como los que conocí a mitad de la carrera; les agradezco por haber convivido conmigo dentro y fuera de la universidad, así como haberme apoyado en momentos buenos y malos.

A mis profesores. Gracias por haberme transmitido su conocimiento y su experiencia que me sirvió durante toda la carrera y que seguramente me servirá para desempeñarme mejor en la vida profesional.

A mis sinodales. Principalmente porque su ayuda y retroalimentación, hizo posible la conclusión de mi tesis profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería. Por haberme brindado los medios y los recursos para estudiar y culminar mi carrera profesional.

Agradecimientos Carlos.

A Dios. Por obsequiarme el gran regalo de la vida. Por haberme permitido conocer a gente tan maravillosa como la que me ha acompañado desde el inicio de mis días; por no soltarme en los momentos más difíciles.

A mis padres Virginia y Adrián. Su ejemplo de lucha y superación constantes inculcaron en mí ser y mi corazón el deseo por jamás rendirme sin importar las adversidades. Por todo su infinito amor, su cariño, su comprensión; ¡gracias! A pesar de los días difíciles siempre encontré en ustedes una sonrisa que me levantó el ánimo y reavivara mis esperanzas. Ciertamente no existe mejor lugar para llegar que el hogar en el que ustedes siempre me han esperado.

A mi hermana Anabell. Tu ejemplo de lucha incansable y estudio constante fueron virtudes que te he admirado y agradecido toda mi vida. Gracias por tu apoyo y tus palabras en el camino que es la vida.

A mi hermano Adrián. Si a alguien le debo un agradecimiento desde lo más profundo de mí ser es a ti. No me alcanzarían las palabras para poder agradecerte todo lo que has hecho por mí, por preocuparte siempre no solo porque estuviera bien, sino porque además fuera feliz. Gracias por todos los desvelos en los que me acompañaste mientras hacía mi tarea, por la paciencia para explicarme las cosas que no entendía desde pequeño y por regalarme de tu sabiduría para que no cometiera los mismos errores, por extenderme tu mano y ayudarme a levantarme, por creer en mí incluso cuando yo mismo dejé de hacerlo. Este triunfo es tan mío como tuyo.

A Mariana y Natalia. Su llegada a mi vida ha traído luz a mi caminar. Verlas crecer ha dibujado miles de sonrisas en mi semblante que nadie jamás había logrado en tan poco tiempo. Su cariño también ha sido un impulso muy importante para poder concluir esta etapa.

A toda mi familia. Todos ustedes también forman parte de mí ser y sus palabras, sus consejos y su apoyo lo he atesorado en el fondo de mi alma, siempre les estaré muy agradecido por todo.

A Claudio. Creo que no conozco a nadie que pueda presumir de tener una amistad de toda la vida como lo es la nuestra. A pesar del tiempo y la distancia siempre puedo encontrar en tí una persona en quien confiar y compartir grandes momentos de felicidad.

A Ana Verónica. Desde que te conozco siempre ha existido un clic muy particular que ha logrado que a pesar de todos los años que han transcurrido siempre nos llevemos bien. Aunque perdamos comunicación en ocasiones pareciera que el tiempo no pasa y que jamás nos hemos alejado. Tus palabras, tus locuras y tu amistad es invaluable en mi vida. Gracias por acompañarme hasta esta etapa.

A Regina. Gracias por todas las largas pláticas que tuve oportunidad de compartir contigo. Tus consejos y regaños siempre fueron de gran valor para poder llegar hasta esta etapa de mi vida. Tu amistad es un tesoro que la vida me regaló y te quedaré siempre eternamente agradecido por ello.

A Claudia. Por tu amistad, por todos y cada uno de los grandes momentos que hemos vivido, por tus palabras, tu confianza, por ser una mujer que jamás dejó de soñar y enseñarme a mí a que no lo dejara de hacer; no me queda menos que agradecerte por todo.

A los Moros Inc. conformados por: Luis, Ivar, Guillermo, Manuel y Gabriel. Ustedes ciertamente son lo que puedo llamar amigos incondicionales, gracias por los momentos desde la prepa hasta ahora, forman una parte muy importante de mí y con ustedes he compartido muchas cosas las más, felices y otras chistosas, que quedarán grabadas en mi alma el resto de mis días, ustedes también son parte fundamental de este logro.

A Luis. Gracias por tu apoyo desde la prepa y más en la universidad en los momentos en que lo requerí, por brindarme palabras de apoyo para que siguiera adelante a pesar de lo difícil que parecía aquel obstáculo, por ayudarme a recordar que el mundo sigue adelante con o sin nosotros y que depende de nosotros enfrentar los problemas para solucionarlos o dejar que éstos nos consuman. Gracias de corazón por tu apoyo.

A Ivar. Te agradezco mucho todos los momentos que compartimos con los demás, por hacerme reír tanto con tus ocurrencias y con las bromas que te hacían los demás, la felicidad también es parte importante de este camino y formas parte de la construcción de esta etapa. Gracias también por recibirnos innumerables ocasiones en tu casa.

A Guillermo. Tus palabras cuando te enojabas arrebatában carcajadas enormes en mi vida, tus palabras, comentarios y consejos siempre los llevaré dentro de mí. También gracias por acogernos en la comodidad de tu depa incontables veces.

A Manuel. Tus gustos musicales muy variados y habilidad con la guitarra para complacer cualquier sugerencia siempre me hicieron pasar muy buenos momentos. Gracias también por tu apoyo.

A Gabriel. Hemos pasado muy buenos momentos, te agradezco por el tiempo para enseñarme a jugar videojuegos, por platicar cosas siempre tan interesantes y por demostrar perseverancia para todo lo que haces. Tu apoyo también ha sido muy valioso en mi vida.

A mis compañeros de la Facultad de Ingeniería: Mich, Lesly, Juanito, Paquito, Ingrid, Lizbeth, Susana, a todos los Carlos, Christian, Irandy, Morby, Natali, Teresita y a todos los que me apoyaron para poder concluir satisfactoriamente esta etapa; infinitas gracias.

A Mich. Gracias por el apoyo para la elaboración de esta tesis y a lo largo de toda la carrera, por tu amistad, por los buenos momentos y consejos, por hacerme reír tanto en cada ocasión que nos veíamos, por los aztecasos y los viernes de los primeros semestres que pasábamos payaseando con todos, por incentivar me a seguir adelante cuando tenía ganas de bajar los brazos.

A Lesly. Te agradezco infinitamente por todo el tiempo que generosamente me obsequiaste para explicarme todas y cada una de las cosas de la carrera que difícilmente podía entender, por tu amistad, por las risas que sembraste en mi vida, por tus consejos y por todos los detalles que desinteresadamente dibujaste en mi vida.

A Juanito. Por tu amistad y apoyo a lo largo de la carrera, por tus consejos y por siempre conseguir recursos extraordinarios de lugares insospechados.

A Natalí. Te agradezco tu apoyo para la elaboración y conclusión de esta tesis, por tu tiempo para la revisión de este trabajo y tus valiosas aportaciones sin las cuales no hubiéramos podido concluir satisfactoriamente este trabajo.

A mi director de Tesis, el M. en I. Tomás Eduardo Pérez García. Gracias por todos y cada uno de sus consejos a lo largo de toda la carrera, por su apoyo y enseñanzas; así como las facilidades para la elaboración de este trabajo.

A mis sinodales: El Dr. Rafael Rodríguez Nieto, la Dra. Irma del Carmen Glinz Férrez, al M. en I. Ulises Neri Flores y al M. en H. Gaspar Franco Hernández. Les estoy muy agradecido por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo, por sus correcciones, consejos y recomendaciones.

Al Ing. Octavio Steffani Vargas. Le agradezco mucho por todo el apoyo a lo largo de la carrera, por su amistad, sus consejos, por creer en mí y exigirme a dar siempre lo mejor de mí, por los momentos agradables en compañía de varios compañeros de la Facultad y por sus enseñanzas dentro y fuera del aula.

A todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería. Por sus enseñanzas y conocimientos transmitidos a lo largo de esta etapa. En especial a la M. en I. María Sara Valentina Sánchez Salinas. Gracias maestra, por todo su apoyo a lo largo de este periodo, por sus consejos y amistad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, a la Facultad de Ingeniería y a la Escuela Nacional Preparatoria No. 6 "Antonio Caso". Por acogerme en sus filas, brindarme una educación de calidad y porque dentro de esta familia que llamo mi Universidad, pude conocer a muchas de las personas más importantes de mi vida. Gracias de corazón y espero poder regresarte un poco de lo mucho que me has brindado; ya que te estaré agradecido por estos regalos toda mi vida.

A todas las personas que me han apoyado en algún momento de mi vida, a los que están y los que ya no están, a las personas que no mencioné pero que llevo dentro de mis pensamientos. Les agradezco por todo aquello que me ha ayudado a que estuviera en este lugar, en esta vida, a forjar mi carácter y concluir mi formación profesional.

**“QUICKLOOK, HERRAMIENTA PARA LA TOMA DE
DECISIONES E INSERCIÓN RÁPIDA DE PROYECTOS DE
EXPLOTACIÓN, CASO
AYATSIL-TEKEL.”**

ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
CAPÍTULO I. METODOLOGÍA FRONT END LOADING (FEL)	
1.1 Antecedentes de la metodología FEL	1
1.1.1 Metodología tradicional para el desarrollo de proyectos	1
1.1.2 Nueva metodología para el desarrollo de proyectos	3
1.2 Historia de la metodología FEL	5
1.2.1 Origen de la metodología FEL	5
1.2.2 Surgimiento de la Independent Project Analysis Inc. (IPA)	7
1.3 Definición de la metodología FEL	7
1.4 Importancia y objetivos de la metodolgía FEL	9
1.5 Evaluación comparativa de la metodología FEL	10
1.6 Elementos que conforman la metodología FEL	10
1.6.1 Pre-FEL	11
1.6.2 Visualización	12
1.6.3 Conceptualización	13

1.6.4 Definición	14
1.6.5 Esquemas de la metodología FEL	15
1.7 Resultados en la industria petrolera de la metodología FEL	16
1.8 Beneficios de la metodología FEL	18
1.9 El proceso de trabajo de la metodología FEL	19
1.9.1 Desarrollo de proyectos	19
1.9.2 Calendario o cronograma del proyecto	21
1.10 Experiencias internacionales de la aplicación de la metodología FEL	22
1.11 Aplicación de la metodología FEL en México	23

CAPÍTULO II. LA HERRAMIENTA QUICKLOOK

2.1 Definición de la herramienta Quicklook	30
2.2 Consideraciones clave	32
2.2.1 Involucrados en el proceso del Quicklook	32
2.2.2 Adquisición de mejores prácticas	33
2.2.2.1 Métricas de evaluación de proyectos	34
2.2.2.2 Compromisos y responsabilidades del líder del proyecto	36
2.2.2.3 Compromisos y responsabilidades del equipo del proyecto	38
2.2.2.4 Fases críticas para la solución de problemas en etapas de visualización de proyectos	40
2.2.2.5 Desarrollo de una lluvia de ideas	42
2.2.2.6 Reuniones	43
2.2.2.7 Relación con los proveedores	45
2.2.2.8 Otros recursos disponibles a considerar	46
2.2.3 Sinergia profesional	46
2.2.4 Identificación temprana del riesgo y su administración	49
2.3 Etapas de la herramienta Quicklook como metodología de evaluación	50
2.3.1 Etapa 1 - Identificación de oportunidades y aplicaciones	50
2.3.2 Etapa 2 - Identificación de usuarios finales y licencias potenciales	51

Índice	Página
2.3.3 Etapa 3 - Contacto con especialistas y otras compañías	53
2.3.4 Etapa 4 - Preparación de la presentación y formalización de la documentación del proceso	56
2.3.4.1 Presentación final	56
2.3.4.2 Elaboración del reporte final	58
2.4 Comparativa entre las metodologías FEL y Quicklook	59

CAPÍTULO III. ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL

3.1 Marco geológico regional	61
3.1.1 Tectónica regional	61
3.1.2 Marco Estratigráfico	64
3.1.2.1 Jurásico Medio	65
3.1.2.2 Jurásico Superior	65
3.1.2.3 Cretácico	69
3.1.2.4 Cenozoico	71
3.1.2.5 Neozoico	72
3.1.3 Sistema petrolero	73
3.2 Generalidades del Proyecto Ayatsil -Tekel	76
3.2.1 Antecedentes del proyecto	76
3.2.2 Características generales de los Campos Ayatsil-Tekel	78
3.2.3 Geología estructural	81
3.2.4 Estratigrafía	83
3.2.5 Sistema petrolero Ayatsil-Tekel	83
3.2.6 Propiedades petrofísicas	85
3.2.6.1 Estimaciones de permeabilidad, discretización de porosidad y definición de los valores de corte para cálculo de espesores netos	87
3.2.6.2 Modelo de fracturas	88
3.2.7 Sísmica en Ayatsil-Tekel	89
3.2.7.1 Procesamiento sísmico para detección de fracturamiento	90
3.2.7.2 Interpretación sísmica de horizontes y fallas	91

3.2.8 Caracterización de las propiedades de los fluidos	94
3.2.8.1 pVT Express	94
3.2.8.2 Resumen de muestreo	95
3.2.8.3 Propiedades de los fluidos	95
3.2.9 Pruebas de presión	100
3.2.10 Simulación numérica	102
3.2.11 Volúmenes originales y reservas	103

CAPÍTULO IV. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA

“QUICKLOOK” A LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL

4.1 Integración del equipo del Quicklook	106
4.2 Programa de trabajo	106
4.3 Objetivos y alcances	108
4.4 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos	109
4.4.1 Método volumétrico	109
4.4.2 Estimación probabilística del volumen original en sitio y reservas	110
4.4.3 Factor de recuperación	111
4.4.4 Análisis de sensibilidad	112
4.4.5 Valores determinísticos y probabilísticos	114
4.5 Análisis de portafolio	115
4.5.1 Lluvia de ideas	115
4.5.2 Generación de la matriz de visualización de oportunidades y estrategias	117
4.5.2.1 Sub-matriz de yacimientos	118
4.5.2.2 Sub-matriz pozos	120
4.5.2.3 Sub-matriz de instalaciones de superficie	122
4.5.2.4 Matriz integrada de oportunidades y estrategias	128
4.5.2.5 Optimización de la matriz de visualización de oportunidades y estrategias	129
4.5.2.6 Sub-matriz de yacimientos optimizada	130
4.5.2.7 Sub-matriz de pozos optimizada	131

Índice	Página
4.5.2.8 Sub-matriz de instalaciones optimizada	132
4.5.2.9 Matriz final de escenarios de producción	132
4.5.3 Evaluación económica de escenarios de explotación	138
4.5.3.1 Resumen de resultados de los escenarios de explotación	145
4.6 Identificación de riesgos y plan de mitigación	147
4.7 Tecnologías aplicables en los Campos Ayatsil-Tekel	149
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	153
NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA	157
BIBLIOGRAFÍA Y MESOGRAFÍA	161

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1.1 - Método tradicional para desarrollo de proyectos (PEP, 2009)	3
Figura 1.2 - Nueva metodología para desarrollo de proyectos (PEP, 2009)	4
Figura 1.3 - Transformación de la industria (Flores, 2006)	5
Figura 1.4 - Selección y priorización de mejores prácticas existentes (Flores, 2006)	6
Figura 1.5 - Aplicación de la metodología FEL por diferentes compañías alrededor del mundo	8
Figura 1.6 - Modelo FEL en gerencia de proyectos (PEP, 2005)	15
Figura 1.7 - Proceso de análisis y toma de decisión en una fase del FEL	16
Figura 1.8 - Valor del proceso FEL. Valor vs. Esfuerzo (CII, 2006)	17
Figura 1.9 - Disminución de la incertidumbre en el proceso FEL (PEP, 2005)	18
Figura 1.10 - Influencia e inversiones en el tiempo (Modificada de Rajen, 2001)	18
Figura 1.11 - Fases del proyecto (Modificada de Rajen, 2001)	19
Figura 1.12 - Checklist. Herramienta aplicada en la evaluación de proyectos (PEP, 2005)	21
Figura 1.13 - Proceso de implementación metodológica FEL y grado de madurez (Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)	22
Figura 1.14 - Metodología VCDSE (PEP, 2006)	25
Figura 1.15 - Avance VCD Exploración, Explotación y Pozos (Modificado de Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)	25
Figura 1.16 - Avance en la implementación de la Metodología VCD en Explotación (Modificado de Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)	26

Capítulo II

Figura 2.1 - Red de expertos en proyectos petroleros	32
Figura 2.2 - Pilares de la educación para un mejor desempeño individual	47

Figura 2.3 - Integración de una idea	51
Figura 2.4 - Identificación entre solicitantes y prestadores de servicios	52
Figura 2.5 - Contacto entre solicitantes y prestadores de servicios	54
Figura 2.6 - Presentación de la información recolectada	56

Capítulo III

Figura 3.1 - Mapa tectónico del SE de México mostrando las Cuencas, los Horsts y las estructuras de mayor relevancia asociadas a la evolución geológica del Golfo de México y de las Cuencas Terciarias del SE (CV: Cuenca de Veracruz, CSI: Cuenca Salina del Istmo; CC: Cuenca de Comalcalco; CM: Cuenca de Macuspana; SZ: Sierra de Zongolica; SCH: Sierra de Chiapas y la Sonda de Campeche) (Padilla, 2007)	63
Figura 3.2 - Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional (Padilla, 2007)	64
Figura 3.3 - Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008)	66
Figura 3.4 - Columna estratigráfica del Jurásico Superior (Cárdenas, 2008)	68
Figura 3.5 - Columna estratigráfica con las 8 unidades definidas del periodo Cretácico (Cárdenas, 2008)	70
Figura 3.6 - Columna estratigráfica del Terciario y Cuaternario (Cárdenas 2008)	73
Figura 3.7 - Relación de los elementos del sistema petrolero de la Región Marina en la Sonda de Campeche (Hernández, 2008)	74
Figura 3.8 - Localización del Proyecto de Explotación Campeche Oriente (PEP, 2010)	77
Figura 3.9 - Localización de pozos perforados del Proyecto de Explotación Campeche Oriente (PEP, 2010)	77
Figura 3.10 - Ubicación Geográfica de los Campo Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	78

Figura 3.11 - Gráfica que indica todos los eventos presenciados durante la perforación del pozo Ayatsil-1 (PEP, 2010)	81
Figura 3.12 - Configuración estructural de la cima Brecha Cretácico Superior. Campo Ayatsil (PEP, 2010)	82
Figura 3.13 - Configuración estructural de la cima BTPKS del Campo Tekel (PEP, 2010)	82
Figura 3.14 - Columna estratigráfica de la sonda de Campeche, representativa para los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	83
Figura 3.15 - Sección estructural del Campo Ayatsil donde se muestra el contacto agua-aceite (PEP, 2010)	84
Figura 3.16 - Núcleos cortados en el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil, se observa aceite impregnado en el sistema poroso y fracturas (PEP, 2010)	86
Figura 3.17 - Evaluación petrofísica mediante el uso de registros geofísicos del pozo Ayatsil-1 (PEP, 2010)	86
Figura 3.18 - Evaluación petrofísica mediante el uso de registros geofísicos del pozo Tekel-1 (PEP, 2010)	87
Figura 3.19 - Corrección de parámetros emitidos por registros geofísicos mediante la implementación de núcleos (PEP, 2010)	88
Figura 3.20 - Ejemplo de los estudios en diferentes escalas para conformar un modelo integral de fracturas (PEP, 2010)	90
Figura 3.21 - Sección Sísmica con localización (PEP, 2010)	91
Figura 3.22 - Secciones sísmicas representativas de Ayatsil (PEP, 2010)	92
Figura 3.23 - Sección sísmica compuesta, Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	92
Figura 3.24 - Cubo sísmico de la secuencia BTPKS (PEP, 2010)	93
Figura 3.25 - Cubo sísmico de los Campos Ayatil-Tekel (PEP, 2010)	93
Figura 3.26 - Gráfica del factor de volumen (B_o) y la relación de solubilidad (R_s) del aceite. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)	97
Figura 3.27 - Gráfica de la densidad (ρ_o) y viscosidad (μ_o) del aceite. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)	98

Figura 3.28 - Gráfica del factor de volumen (B_g) y factor de compresibilidad (Z) del gas. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)	99
Figura 3.29 - Gráfica de la densidad (γ) y viscosidad (μ_g) del gas. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)	99
Figura 3.30 - Gráfica con valores históricos de presión de Ku-Maloob-Zaap y Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	102
Figura 3.31 - Presentación 3D de un modelo de simulación desarrollado en Eclipse y con un modelo geológico soportado en Petrel.	103

Capítulo IV

Figura 4.1 - Programa de trabajo para el desarrollo del Quicklook aplicado a los Campo Ayatsil-Tekel	107
Figura 4.2 - Análisis de sensibilidad por unidad de flujo de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	113
Figura 4.3 - Análisis de sensibilidad de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	113
Figura 4.4 - Interfaz agua-aceite de una emulsión inversa	124
Figura 4.5 - Diagrama de tubería concéntrica	125
Figura 4.6 - Diagrama de tubería de calentamiento con líquido caliente	125
Figura 4.7 - Resistencia usada para el calentamiento térmico	125
Figura 4.8 - Calentamiento por corriente eléctrica	126
Figura 4.9 - Número óptimo de pozos para los Campos Ayatsil-Tekel (Pemex, 2010)	134
Figura 4.10 - Esquema de instalaciones del escenario 7 (Modificado de PEP, 2010)	136
Figura 4.11 - Gráfica de producción diaria de aceite (MBPD) vs tiempo. Escenario 7 (PEP, 2010)	140
Figura 4.12 - Gráfica de producción de aceite acumulada vs tiempo. Escenario 7 (PEP, 2010)	141
Figura 4.13 - Gráfica de ingresos anuales de aceite diluido con CLM (PEP, 2010)	142

Índice de figuras	Página
Figura 4.14 - Gráfica de inversiones a pozos. Escenario 7 (PEP, 2010)	143
Figura 4.15 - Gráfica de inversiones a instalaciones. Escenario 7 (PEP, 2010)	143
Figura 4.16 - Periodo de recuperación de la inversion para el escenario 7 (PEP,2010)	145
Figura 4.17 - Gráfica de comparación entre los 10 escenarios considerando la eficiencia de inversión y el VPN (PEP, 2010)	146
Figura 4.18 - Gráfica de comparación entre los 10 escenarios considerando el factor de riesgo y la media del VPN (Modificado de PEP, 2010)	147

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo II

Tabla 2.1 - Comparativa entre la metodología FEL y Quicklook	59
--	----

Capítulo III

Tabla 3.1 - Resultados de Pruebas de Pozos Exploratorios y Delimitadores, Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	80
Tabla 3.2 - Detalles de muestreo del Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)	95
Tabla 3.3 - Propiedades de los fluidos del Pozo Ayatsil-1 emitidos por el análisis pVT Express (Modificado de Schlumberger, 2007)	96
Tabla 3.4 - Propiedades del aceite estudiadas en los análisis pVT Express del Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)	97
Tabla 3.5 - Propiedades del gas (Modificado de Schlumberger, 2007)	98
Tabla 3.6 - Datos básicos recopilados de los análisis pVT (PEP, 2010)	100
Tabla 3.7 - Resumen de los resultados obtenidos del análisis y la interpretación de las pruebas de presión realizadas a los Pozos Ayatsil-1, Ayatsil-DL1 y Tekel-1 (PEP, 2010)	101
Tabla 3.8 - Volúmenes originales y reservas de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP,2010)	103

Capítulo IV

Tabla 4.1 - Unidades litoestratigráficas de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	110
Tabla 4.2 - Volúmenes Originales y Reservas para el Campo Ayatsil (PEP, 2010)	114
Tabla 4.3 - Volúmenes Originales y Reservas para el Campo Tekel (PEP, 2010)	114
Tabla 4.4 - Comparación de volúmenes originales y reservas (PEP, 2010)	115
Tabla 4.5 - Sub-matriz de yacimientos	118

Índice de tablas	Página
Tabla 4.6 - Sub-matriz de pozos	120
Tabla 4.7 - Comparativa de sistemas artificiales de producción (PEP, 2010)	121
Tabla 4.8 - Sub-matriz de instalaciones	122
Tabla 4.9 - Tipos de estructuras marinas	126
Tabla 4.10 - Instalaciones de proceso	127
Tabla 4.11 - Matriz integrada de oportunidades y estrategias de yacimientos	128
Tabla 4.12 - Matriz integrada de oportunidades y estrategias de pozos	129
Tabla 4.13 - Matriz integrada de oportunidades y estrategias de instalaciones	129
Tabla 4.14 - Escenarios factibles para los Campos Ayatsil-Tekel; representativos para los Campos del Proyecto Campeche Oriente de crudo extrapesado (Modificado de PEP, 2010)	133
Tabla 4.15 - Indicadores económicos de escenarios de Pozos (PEP, 2010)	133
Tabla 4.16 - Escenario 7	137
Tabla 4.17 - Matriz de escenarios posibles de los Campos Ayatsil-Tekel; Proyecto Campeche Oriente (PEP, 2010)	137
Tabla 4.18 - Premisas económicas (PEP, 2010)	138
Tabla 4.19 - Calendario de actividad física en pozos (PEP, 2010)	140
Tabla 4.20 - Distribución anual de precios de compra de CLM (PEP, 2010)	141
Tabla 4.21 - Distribución anual de los costos de operación (PEP, 2010)	144
Tabla 4.22 - Indicadores económicos del escenario 7 (PEP, 2010)	144
Tabla 4.23 - Indicadores económicos para los 10 escenarios de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)	145
Tabla 4.24 - Tabla de riesgos y plan de mitigación (Modificado de PEP, 2010)	148
Tabla 4.25 - Tecnologías aplicables a los Campo Aytasil-Tekel	150

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la industria petrolera es una de las actividades económicas de mayor importancia y relevancia que existen en el país, siendo la fuente de aproximadamente 40% del total de los ingresos gubernamentales. Además, considerando que al día de hoy, la producción nacional va a la baja debido a que el complejo Cantarell, ha llegado a su máximo histórico y se encuentra en proceso de declinación; la necesidad de incorporar proyectos nuevos para elevar la producción nacional adquiere mayor importancia.

En tiempos pasados, un yacimiento era simplemente descubierto y se comenzaba a explotar sin considerar la mejor manera de desarrollarlo, se perforaban pozos como mejor convenía con el único fin de incorporar producción de aceite, descuidando la del gas; agregando infraestructura con el paso del tiempo de acuerdo a las necesidades; por lo que se omitía un adecuado estudio previo de planeación y evaluación.

Dejar de lado este aspecto, representaba una pérdida económica y tecnológica muy importante al descartar opciones que posiblemente hubieran ayudado a realizar el trabajo de desarrollo del campo con menores recursos económicos, humanos y tecnológicos; además de la posibilidad de haber obtenido un mayor factor de recuperación.

Con el paso de los años, esta idiosincrasia cambió para dar paso a metodologías de evaluación de proyectos como es el caso del proceso FEL (Front End Loading), que busca definir el alcance de un proyecto minimizando variaciones en la parte productiva, de costos y tiempo. Esta metodología logró demostrar su eficacia al conseguir ahorros significativos en compañías petroleras multinacionales tales como: Chevron, DuPont, Exxon-Mobil, Conoco Phillips, Shell, por mencionar algunas; así como identificar y tener un mayor control del riesgo y poseer planes para resolver problemáticas que se pudieran presentar durante la vida del proyecto.

Algunos de los inconvenientes de esta metodología radican en la gran demora y esfuerzos para obtener un diagnóstico sobre la viabilidad de desarrollar o no un proyecto; por lo que fue necesaria la implementación de un nuevo proceso para que el equipo encargado de este estudio pudiera abreviar tiempos y tener una decisión referente a la rentabilidad del proyecto.

Para combatir este problema se desarrolló una metodología denominada Quicklook, cuyo objetivo principal es brindar una temprana indicación de la factibilidad técnico-económica. Esta metodología logra identificar en un corto plazo de aproximadamente 40 días, la visualización rápida de las oportunidades y escenarios de desarrollo del proyecto. Además, logra detectar la mejor tecnología para afrontar los retos presentes y futuros que pudieran convertirse en un riesgo.

El Quicklook es la base de la etapa de Visualización de la metodología FEL (FEL V) y toma en cuenta premisas del mismo tales como: el trabajo en equipo, la selección del

equipo multidisciplinario, el intercambio de ideas, adquisición de mejores prácticas en el modo de trabajar, la búsqueda de información de fuentes rápidas y confiables, la experiencia profesional de sus integrantes y la generación de soluciones potenciales y eficientes.

El trabajo que se lleva a cabo durante este proceso, incluye en sus entregables el planteamiento de la problemática en el proyecto, investigación y procesamiento de información primaria, matrices de visualización de oportunidades, matrices de escenarios, evaluación económica considerando costos clase V, identificación de riesgos y su plan de mitigación, así como la detección de mejoras y retos tecnológicos.

Por ello, la presente tesis se enfoca a las ventajas y aplicaciones del Quicklook para la rápida inserción de proyectos de explotación, considerando el caso de los Campos Ayatsil-Tekel, proyecto de crudo extrapesado en el Golfo de México. Sin que esto represente que posterior al estudio del Quicklook, no se llevará a cabo una evaluación más exhaustiva de los escenarios propuestos, misma que se realizará en la siguiente etapa (FEL V).

CAPÍTULO I. METODOLOGÍA FRONT END LOADING (FEL)

1.1 Antecedentes de la metodología FEL

1.1.1 Metodología tradicional para el desarrollo de proyectos

Una característica fundamental de las empresas exitosas en cualquier giro de negocio, es su capacidad de transformarse para responder a los cambios que demanda el entorno de negocio, como consecuencia de las realidades geopolíticas y económicas globales. En el caso de la industria petrolera, esta característica gobierna la eficiencia de una empresa, ya que como cualquier producto comerciable, el petróleo y el gas están sometidos a las leyes de la oferta y la demanda, caracterizadas históricamente por presentar alta volatilidad.

La mayor demanda de crudo y la caída del precio medio del petróleo desde USD 147 por barril a USD 45 por barril en menos de un año, ha obligado a todas las compañías a revisar las condiciones de riesgo y rentabilidad de los proyectos de Exploración y Explotación.

Anteriormente, en la industria petrolera, debido a la relativa facilidad con la que se descubrían Campos a partir de brotes de crudo en superficie y el auge del descubrimiento de Campos gigantes, provocaron que la abundancia en los recursos y producciones diarias del orden de miles o incluso millones de barriles generaran confianza para la explotación de los yacimientos.

Estos Campos tenían la bondad de ser desarrollados sin un conocimiento técnico especializado, salvo algunos programas de mantenimiento a pozos e instalaciones. La puesta en marcha de un proyecto era simple debido a que se perforaba un pozo exploratorio, se descubría un Campo productor nuevo, se colocaban las instalaciones de producción necesarias, se hacía un estimado de producción y al poco tiempo se recuperaba la inversión y de ahí en adelante toda actividad significaba ganancia; posteriormente se le proporcionaba mantenimiento conforme lo fuera requiriendo la instalación y los problemas se solucionaban cuando se llegaran a presentar.

Había demasiados recursos para explotar y pozos con producciones récord a nivel mundial, además era fácil tomarse el lujo de taponar pozos con baja producción, incluso cuando éstos fueran económicamente rentables y cerrar pozos al menor signo de invasión de agua.

Conforme estos Campos entraron en su fase de declinación y la producción nacional fue disminuyendo, se requirió la incorporación de nuevos Campos. Para ese momento los recursos “fácilmente explotables” iban a menos y había que iniciar urgentemente un estudio de zonas con posibilidades de producción de aceite y gas. Estas nuevas zonas fueron estudiadas y poco a poco se encontraron yacimientos a profundidades cada vez mayores, con crudos más pesados y en condiciones de explotación que

requería diseños más complejos e instalaciones más sofisticadas. Incluso, la búsqueda de opciones productivas para la explotación de Campos maduros.

Es decir, no se llevaba a cabo la correcta evaluación de los alcances del proyecto resultando en estimados de costos y tiempos de ejecución diferentes a los previstos.

Este fenómeno se presentaba, debido a que¹:

- ◆ Existía presión por parte de los mandos superiores para documentar el proyecto.
- ◆ No se llevaba a cabo la visualización de posibles escenarios de Explotación.
- ◆ No existían sustentos técnicos en las propuestas de los proyectos basados en riesgo e incertidumbre.
- ◆ Muchos riesgos que se presentaban en la ejecución y operación no estaban considerados en el plan de Explotación.
- ◆ Los planes de Explotación y las operaciones no involucraban las disciplinas de ingeniería suficientes.
- ◆ Existía un enfoque que tomaba en cuenta la planeación de manera aislada en vez de un enfoque multi-disciplinario.
- ◆ No se actualizaban las decisiones conforme se obtenía nueva información.
- ◆ No se le daba el valor necesario a la actualización de la información.
- ◆ En muchas ocasiones, no se reportaba o publicaba alguna operación o información con el fin de que en otros proyectos pudieran aplicarla.

Estos elementos representaban cierta amenaza directa al éxito de lo previsto, debido a que se dejaba a la deriva el proyecto y no se contaba con un margen de error. Se intentaba corregir sobre la marcha los problemas que se iban presentando a lo largo de la vida productiva del Campo, lo que provocaba tomar decisiones apresuradas que en la mayoría de los casos eran muy caras y no precisamente las mejores, ocasionando pérdidas económicas.

La creación de un proyecto estaba a cargo de un departamento que se encargaba de la planeación, para luego ceder el mando a un equipo que se encargaría de la revisión e integración de los elementos del equipo anterior en el área de yacimientos y la parte de geólogos y geofísicos, modificándolo de acuerdo a los elementos que se detectaban como problemas para realización del proyecto.

Posteriormente, era delegarlo al departamento de perforación, conjuntamente con el área de producción; cada sección solucionaba sus propios problemas sin tomar en cuenta los inconvenientes a los que se enfrentaría el equipo que tomaría la responsabilidad del proyecto sucesivamente.

Como se aprecia en la Figura 1.1, los diferentes departamentos representados por cada número (1,2,3,4,5) trabajaban en forma aislada hasta conjuntar el proyecto.

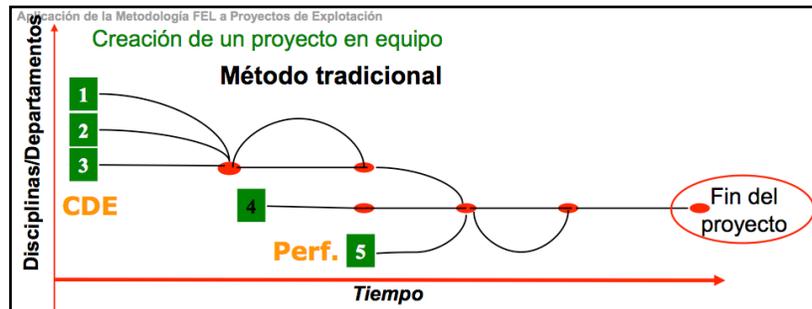


Figura I.1 - Método tradicional para desarrollo de proyectos (PEP, 2009)

1.1.2 Nueva metodología para el desarrollo de proyectos

Como ya fue explicado, en el pasado no se consideraba que una manera diferente de organizar la administración del yacimiento, hubiera tomado en cuenta elementos que permitieran identificar problemas y riesgos para atacarse desde un principio, elevando la probabilidad de éxito del proyecto.

Un plan para revertir estas condiciones representaría la manera de minimizar el riesgo de fracaso del proyecto, permitiendo optimizar los recursos con los que se cuenta y maximizar el valor económico de la inversión.

Por lo que el cambio en la manera de administrar un proyecto, se llevaría a cabo con éxito si se realizaran las siguientes acciones²:

- ◆ Romper con los paradigmas; es decir, cambiar de un enfoque netamente de producción (determinístico) a un enfoque de negocio basado en administración de incertidumbre y riesgo considerando el ciclo de vida del proyecto.
- ◆ Modificación a los procesos funcionales, a procesos integrados multidisciplinarios.
- ◆ Incremento del enfoque en nuevas tecnologías e integración de procesos.
- ◆ La elaboración de multi-escenarios y aproximación estocástica para la planeación y dictamen de los proyectos de inversión de capital.

Es decir, la implementación de una metodología para la evaluación de parámetros técnico-económicos con métodos estocásticos basados en el desempeño histórico, Campos análogos o bases de datos internacionales. Esta metodología representaría un proceso rápido y efectivo para la generación de múltiples escenarios con diversas opciones sustentadas en:

- ◆ La creatividad de los miembros de un equipo multi-disciplinario.
- ◆ Un modelado integrado y simultáneo que pueda resaltar las interdependencias entre el subsuelo y la superficie.
- ◆ La evaluación de opciones cualitativas y cuantitativas.

Además, tendría la ventaja de la retroalimentación entre los miembros del equipo para corregir y evitar los errores pasados, mejorando los procesos exitosos o fallidos, con el fin de minimizar el riesgo y mejorar la toma de decisiones, ésto debido a que cada Campo cuenta con sus propias características. Este proceso se llevaría a cabo con la selección de la información más importante, requerida para actualizar el plan y su valor en el resultado del mismo.

De forma más clara, la nueva metodología para realizar un proyecto puede ser visualizada con la Figura 1.2, en donde hay intercambio de ideas desde el inicio, el equipo es consciente de todos los temas y riesgos del negocio, con un enfoque de colaboración, obteniendo finalmente resultados más rápidos y exitosos.

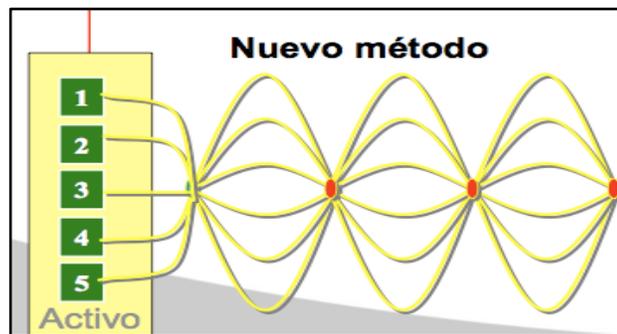


Figura I.2 - Nueva metodología para desarrollo de proyectos (PEP, 2009)

Estas ideas se ven reflejada en la metodología Front End Loading (en lo sucesivo FEL), la cual ha demostrado su eficiencia al documentar proyectos exitosos en algunas compañías petroleras de prestigio internacional tales como: Chevron, DuPont, Exxon-Mobil, Shell, Conoco Phillips, por mencionar algunos; que aumentaron el Valor Presente Neto (en lo sucesivo VPN) de los proyecto respecto a la planeación, organización y ejecución de los proyectos tradicionales antes citados.¹

1.2 Historia de la metodología FEL

1.2.1 Origen de la metodología FEL^{II}

La metodología FEL fue desarrollada e implantada inicialmente en la Agencia Nacional Aeronáutica de los Estados Unidos, (en lo sucesivo NASA por sus siglas en inglés) en la década de los 60. Posteriormente fue adoptada por las empresas dedicadas a la ingeniería, principalmente para el desarrollo de obras civiles y proyectos de gran magnitud en la industria manufacturera y automotriz.

Hacia los años 70 se inició el estudio de las causas de la disminución de productividad que sufría la industria de la construcción en los Estados Unidos, de tal forma que se pudiera resolver para poder solucionar, detener y revertir la tendencia. Se llevaron a cabo ciertas investigaciones que determinaron que la gestión de proyectos no estaba cumpliendo con su objetivo: terminar a tiempo los proyectos y que el presupuesto fuera el adecuado.

Para poder realizar este análisis, se formó una mesa redonda que estaba integrada por contratistas de ingeniería, miembros de prestigiosas universidades y contratistas del ramo de la construcción, por mencionar algunos; con el fin de encontrar estrategias que mostraran mejores resultados en un proyecto. Las observaciones realizadas identificaron problemas que impactaban directamente al éxito de los proyectos tales como: falta de una cultura de seguridad y administración en la construcción y falta de motivación por parte de los trabajadores.

Las conclusiones de esta mesa de negocios fueron publicadas en el “Informe de Efectividad de Costo de la Industria de la Construcción”, cuyas siglas en inglés son: CICE. Con la realización de este evento, se creó un Instituto Nacional que pudiera mejorar la posición competitiva de la industria de la construcción, formando para 1983 el Instituto de la Industria de la Construcción (en lo sucesivo CII por sus siglas en inglés).

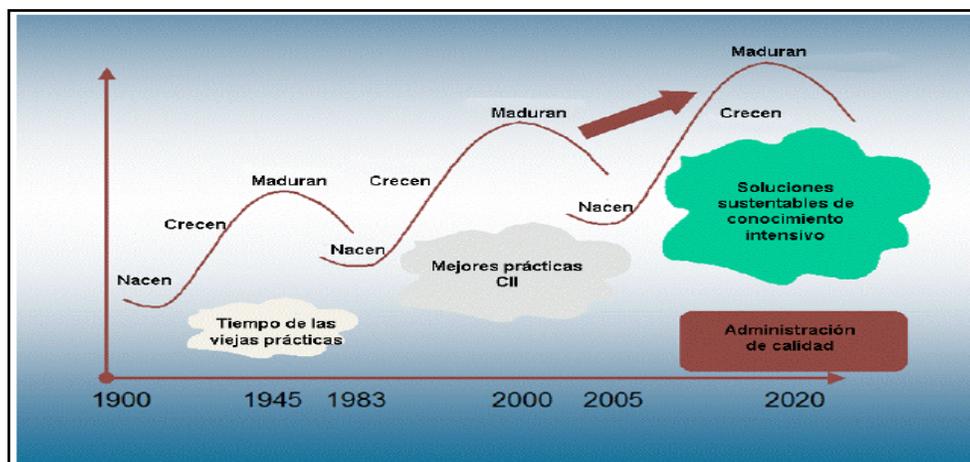


Figura I.3 - Transformación de la industria (Flores, 2006)

En la Figura 1.3 se puede observar un desarrollo de los diferentes modelos que han integrado al CII, destacando las prácticas anteriores y que han ido evolucionando hasta las actuales conocidas como “Mejores prácticas CII”; estas metodologías cuentan con un ciclo de vida durante el cual nacen, crecen, maduran y forman parte de la siguiente generación donde se repite el ciclo de mejora y análisis.

En las mejores prácticas propuestas que el CII reconoce y valida se pueden enumerar:

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

La evaluación del impacto en resultados y aplicabilidad de las mejores prácticas propuestas por el CII mostró que la práctica de definición inicial del proyecto o *Pre-Project Planning* (FEL) fue la que obtuvo la calificación más alta, (Figura 1.4).

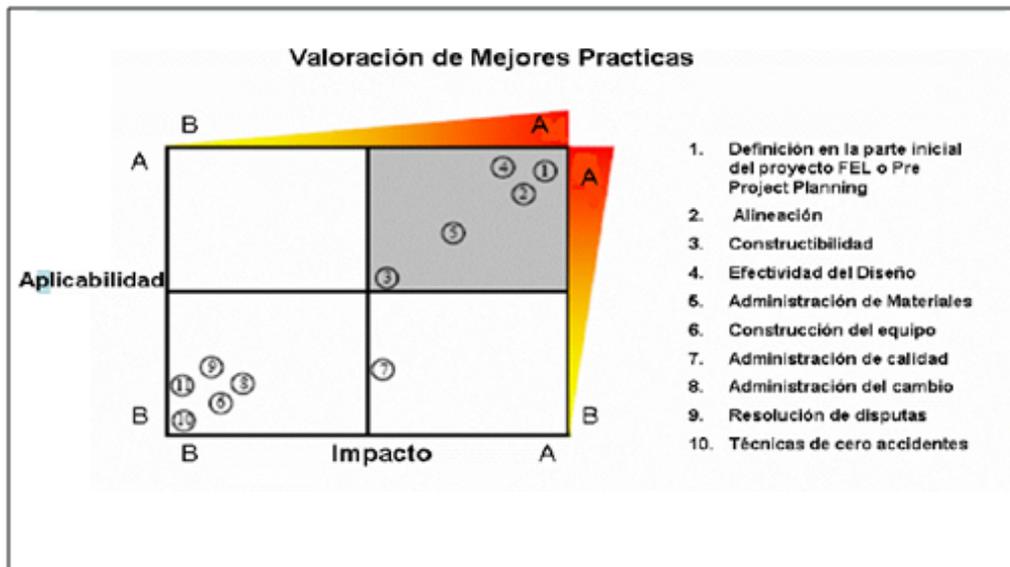


Figura I.4 - Selección y priorización de mejores prácticas existentes (Flores, 2006)

1.2.2 Surgimiento de la Independent Project Analysis Inc. (IPA)

En 1969, el Dr. Edward Merrow comenzó su carrera como asistente de profesor en la Universidad de California, Los Ángeles (UCLA por sus siglas en inglés); posteriormente, fungiendo como docente en la misma institución, impartió materias como modelado matemático de economía y organización industrial. Cuatro años más tarde laboró en una compañía de nombre RAND, dedicada al ámbito químico; en donde desarrolló y dirigió el programa de energía e investigación para procesos químicos industriales.

Retomando los esfuerzos de la CII, para el año de 1987, Merrow abandona *RAND* para fundar la Compañía Independiente de Análisis de Proyectos (en lo sucesivo, IPA por sus siglas en inglés); organización estadounidense que desarrolló el ámbito de la consultoría para la evaluación de proyectos y la evaluación comparativa entre diferentes alternativas aplicadas a proyectos.³

Inicialmente la IPA realizó proyectos de investigación para industrias de procesos químicos y farmacéuticas, posteriormente para las compañías petroleras más grandes del mundo e industrias mineras y de consumo; viendo mejoría en su capital y en su competitividad.

Los resultados de la aplicación del FEL se han visto reflejados en proyectos alrededor del mundo, por ello la metodología y proceso de IPA a FEL fueron adoptados y aceptados como mejor práctica por las principales compañías operadoras petroleras. En la actualidad, se tienen oficinas de esta organización en Estados Unidos, Europa, China y Australia, por mencionar algunas.

El éxito de esta metodología también se sabe que es debido a la extensa base de datos que contiene información sobre más de 2,500 proyectos petroleros de donde se pueden tomar los elementos que llevaron a concluir los planes satisfactoriamente y los pasos que se siguieron para llegar al éxito a partir de la evaluación comparativa.¹

1.3 Definición de la metodología FEL

La definición inicial del proyecto o FEL es un término acuñado por la compañía DuPont hace más de 15 años, el cual es el proceso mediante el cual una compañía define el alcance de un proyecto minimizando las variaciones (producción, tiempo y costo) en el mismo para lograr los objetivos del negocio. O en otras palabras, es la metodología con la que se puede lograr tomar la “mejor decisión” a partir de una serie de opciones, optimizando el proyecto y logrando obtener el mayor valor económico.³

Debido a que el concepto FEL es aplicado por muchas empresas a nivel internacional también se le puede identificar como:

- ◆ *Pre Project Planning.*
- ◆ *Front End Definition.*
- ◆ *Front End Engineering.*
- ◆ *Front End Planning.*

De acuerdo a la compañía que lo aplique, se pueden presentar variaciones en su definición como los siguientes ejemplos, (Figura 1.5):

British Petroleum: FEL es el trabajo que es ejecutado con la finalidad de desarrollar un alcance detallado para la definición de un proyecto, el cual minimiza el costo total del capital, mientras mantiene la operabilidad y mantenimiento requerido de las unidades y minimiza cambios a los alcances del proyecto.

Shell: FEL es un proceso para desarrollo desde los objetivos del negocio hasta la aceptación final de la definición del alcance del proyecto, que minimiza el ciclo de tiempo y reduce el costo del proyecto, con el costo mínimo inicial del proyecto alcanza los requerimientos del negocio.

Conoco Phillips: FEL es el proceso a través del cual Conoco Phillips desarrolla los conceptos del negocio en planes detallados para proyectos de capital alcanzando los objetivos del negocio. FEL mejora la predicción de costo y tiempo y reduce el riesgo del negocio en proyectos de capital.

Y por último, la definición más aplicada operacionalmente, la cual fue establecida por el organismo que sentó las bases para la evaluación comparativa del FEL; la IPA.

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



Figura I.5 - Aplicación de la metodología FEL por diferentes compañías alrededor del mundo

1.4 Importancia y objetivos de la metodología FEL

El FEL juega un papel muy importante para calcular el costo del proyecto y elaborar el programa y el desarrollo de los objetivos. El ciclo de vida del análisis del proyecto toma en cuenta los recursos humanos, tecnológicos y económicos, los costos de operación, mantenimiento y disposición o reemplazo de las instalaciones, para realizar un óptimo costo del proyecto. Por lo que el FEL ofrece la oportunidad de hacer más pequeño el ciclo de vida de los costos con la aplicación de valiosas mejoras a los procesos.

La etapa FEL es importante en la definición del capital del proyecto. Investigaciones por parte del CII, indica una relación entre el éxito del proyecto, los esfuerzos por realizar una pre-planeación y el alcance de un proyecto bien definido durante el FEL. Esta etapa cubre ingeniería básica y conceptual realizada para el proyecto antes de comenzar la ejecución detallada.

El objetivo primordial es proveer un orden detallado en la planificación con un paquete bien definido para minimizar los cambios y las correcciones durante la ejecución del proyecto. Los cambios realizados en las etapas tempranas del proyecto representan gastos mínimos en comparación con la afectación que conllevaría modificación en etapas más avanzadas del proyecto. El potencial de la reducción del costo del proyecto ocurre cuando un enfoque bien organizado y metódico para valuar el proceso de mejora se lleva a cabo en la etapa temprana del diseño del proyecto.

Algunos otros objetivos que persigue la metodología son:

- ◆ Minimizar las desviaciones con respecto a lo planeado.
- ◆ Planear el proyecto con la interacción de un equipo multi-disciplinario para desarrollar una propuesta de diseño, basada en información confiable en términos de incertidumbre, con objetivos compartidos por el equipo; lo cual es la base para una definición precisa del proyecto.
- ◆ Minimizar el índice de riesgo en los proyectos lo que permite:
 - a) Desarrollar un proceso estructurado para la toma de decisiones.
 - b) Coadyuvar en el incremento de la probabilidad de éxito del proyecto.
 - c) Contribuir en el cumplimiento de metas
 - d) Disminuir tiempos y costos.
- ◆ Garantizar la calidad en los análisis y evaluaciones realizadas durante todas las fases de la metodología mediante la generación de la documentación correspondiente que sirva de soporte a un grupo de validación técnica y autorizador para tomar decisiones sobre el proyecto.

1.5 Evaluación comparativa de la metodología FEL

El proyecto de evaluación comparativa es una medida del desempeño del proyecto en relación a otros proyectos. La evaluación comparativa puede ser confusa debido a que incluye una serie de actividades diferentes en torno a una idea simple: ganar ventaja competitiva a partir de cómo otros hacen negocios. En el mejor de los casos, la evaluación comparativa es un proceso de descubrimiento continuo que abre la organización a nuevas e incluso radicales ideas. Sin embargo, ésta no es un elemento que mejorará el desempeño del proyecto inmediatamente.

Los criterios de evaluación comparativa para el FEL, desarrollados por el IPA o el índice de calificación de proyectos desarrollado por el CII, deberán ser identificados al comienzo de la fase FEL. El PDRI es una herramienta relativamente simple que se usa para identificar y describir cada elemento crítico en un paquete de definición de alcance. Se determina la integridad de la definición del alcance, específicamente en proyectos de construcción industrial, antes de la financiación de proyectos. PDRI permite al equipo del proyecto cuantificar, calificar y evaluar el nivel de definición del alcance de los proyectos de capital antes de la autorización para el diseño detallado y la construcción.

Adicionalmente, los criterios de éxito del proyecto deberán ser establecidos durante la fase FEL para enfocar al equipo de trabajo en conocer o superar los objetivos fijados por la empresa. El equipo de trabajo deberá determinar los criterios de éxito basados en los objetivos, la programación, seguridad y calidad. El equipo de trabajo deberá también decidir cómo las metas de desempeño serán medidas y reportadas. Existe relación entre un proyecto exitoso y un proyecto bien planeado de principio a fin, el liderazgo situacional, el trabajo en equipo y un incentivo para un desempeño superior. Estos incentivos podrán incluir el reconocimiento individual, grupal, de carácter económico, reparto de ahorro entre el propietario y el contratista y la estrategia de contratación con los incentivos.

1.6 Elementos que conforman la metodología FEL

El FEL se realiza en tres fases: FEL V (Visualización), FEL C (Conceptualización) y FEL D (Definición); cada una de ellas debe cumplir con una serie de actividades y puntos de verificación y control, así como obtener la autorización de los niveles jerárquicos que corresponda, antes de seguir a la siguiente fase del proceso y comprometer recursos adicionales. Cabe mencionar, que previo a estas tres etapas existe otra nombrada "Pre-FEL", la cual será explicada posteriormente.

Además, para cada fase es necesario que se elaboren los "Documentos de Soporte de Decisión" (en lo sucesivo DSD), los cuales sintetizan la información del avance de cada una de las etapas y contienen un resumen de los aspectos más relevantes de éstas; la función principal de estos entregables es presentar los elementos de juicio que soporten la toma de decisión y de esta manera poder ejecutar cada una de las fases.

Para la elaboración de un DSD, todos los especialistas de cada disciplina documentan todas sus tareas, actividades, investigaciones realizadas e información obtenida para cada fase. Ésto hace posible que se vayan incorporando elementos de información y de análisis adicionales, que permiten mayor definición del proyecto, identificando los riesgos y la incertidumbre, así como la estimación de costos y planes de ejecución más precisos.

Las fases de la metodología son:

- ◆ Pre-FEL.
- ◆ Visualización (FEL V).
- ◆ Conceptualización (FEL C).
- ◆ Definición (FEL D).

1.6.1 Pre-FEL

En esta etapa se realiza una introducción a la metodología FEL con el fin de informar al equipo de trabajo los pasos que se llevarán a cabo subsecuentemente y se capacita a aquellos miembros que no estén familiarizados con la metodología para que se integren al esquema de trabajo que se requerirá en los pasos siguientes.

Dentro de las actividades que se llevan a cabo en esta etapa se encuentran:

- ◆ *Asegurar recursos:* Se verifica que se cuenten con los elementos necesarios para cada etapa del FEL (recursos humanos, sistemas de tecnología informática y soporte, salas de juntas).
- ◆ *Revisión de roles y responsabilidades:* Se cuestiona a los miembros del equipo del proyecto si conocen cabalmente sus roles y responsabilidades para la siguiente etapa del FEL, la visualización. Se asignan tareas macro, la revisión de entregables y los requerimientos de los equipos multidisciplinarios.
- ◆ *Revisión de documentos:* Esta sección considera los requerimientos corporativos, planes estratégicos corporativos, el ciclo de planeación y el proceso FEL.
- ◆ *Preparación de la información requerida:* Se asegura que se cuente con todos los datos (análisis comparativos, históricos, relaciones empíricas y análogos) y la información necesaria para cada etapa de FEL (reservas, producción, perforación y terminación de pozos, instalaciones)

1.6.2 Visualización

Consiste en la definición de los objetivos y del alcance general del proyecto, los cuales deben de estar alineados al proyecto FEL, efectuando análisis de las oportunidades, generación y evaluación técnica-económica preliminar de todas las opciones posibles para su ejecución que cumplan con las expectativas; así como el análisis para identificar las incertidumbres y riesgos mayores que pueden afectar el diseño y consecución de los objetivos.

Debido al bajo grado de profundidad de las opciones visualizadas, a este nivel se elabora para cada opción un estimado de costos clase V. Todas las opciones que resulten técnica y económicamente factibles son propuestas para pasar a la fase siguiente. Finalmente se integra el “Documento de Soporte de Decisión de Visualización” (DSD-V) y se somete a la evaluación técnica-económica correspondiente.

Para el caso de la industria petrolera, en esta etapa se plantean todas las opciones posibles de escenarios a evaluar considerando requerimientos de perforación, producción y la ejecución de la evaluación económica del proyecto teniendo en mente el riesgo e incertidumbre cualitativa y cuantitativa con el fin de obtener los pronósticos de producción probabilísticos (P10, P50, P90); para definir el o los escenarios más factibles que pasarán a la siguiente fase.

En esta fase se consideran las siguientes actividades:

- ◆ *Identificación de oportunidades y escenarios:* Mediante la adecuada jerarquización de escenarios en el ámbito técnico, de complejidad y aspectos económicos. En esta parte se realiza una tormenta de ideas del equipo sobre los escenarios para mejorar el desempeño del proyecto.
- ◆ *Clasificación de riesgos:* Considerando cada uno de los escenarios, se toma en cuenta restricciones o limitaciones en el subsuelo, pozos, instalaciones, etc.
- ◆ *Medición de costos con certidumbre de aproximadamente el 40%:* Para poder realizar comparación de escenarios probables en el ámbito económico y conjuntarla con el aspecto técnico.
- ◆ *Alineación con estrategia regional y corporativa:* Deberá asegurarse que el proyecto que se esté ejecutando sea acorde a las necesidades y los propósitos que requiere la región o la empresa.
- ◆ *Enfoque en rapidez no en precisión:* Debido a que la selección de escenarios factibles es prioridad, se hace revisión de los aspectos que pueden cumplir tomando en cuenta las restricciones antes establecidas, posteriormente en la conceptualización, con un análisis más detallado se desecharán aquellas opciones que no son viables.

1.6.3 Conceptualización

Consiste en realizar una evaluación más detallada a cada una de las opciones visualizadas, en donde se develan los escenarios ganadores de la etapa anterior, optimizando el concepto y seleccionando las alternativas de diseño y tecnología. Realizando un análisis económico de desarrollo y diseño más aproximados a los retos a afrontar, se eligen aquellos que proporcionarán mayor certidumbre de ser exitosos.

Además se cuantifican riesgos, generando los planes de mitigación de éstos, identificados en la fase anterior (Visualización), que permitan seleccionar la mejor opción en lo técnico-económico para el proyecto. A este nivel se elabora un estimado de costo clase IV-III. Se determina la rentabilidad y si el valor esperado del diseño cumple con los objetivos del negocio. Posteriormente se genera el “Documento de Soporte de Decisión de Conceptualización” (DSD-C) y se somete a la evaluación técnica-económica correspondiente.

Las actividades que se desarrollan en esta etapa son:

- ◆ *Evaluación de escenarios desde el ámbito técnico:* Con la identificación de variables inciertas y de decisión, dependencia entre variables, posibilidades para mezclas de opciones y metas. Modelos de pronósticos de producción y optimización de escenarios también se incluyen en este apartado.
- ◆ *Análisis de sensibilidad:* Mediante indicadores económicos e incertidumbres técnicas se realiza la documentación del impacto de parámetros técnicos en los económicos.
- ◆ *Selección de escenario final:* Mediante la jerarquización de escenarios basados en los indicadores económicos y riesgos cuantificados y la documentación de la matriz de jerarquización de escenarios.
- ◆ *Ingeniería conceptual para el escenario seleccionado:* Se lleva a cabo la descripción a detalle de los requerimientos para el proyecto, con un equipo mayor que en las fases anteriores y se considera un estimado de costo mucho más cercano a la realidad, tomando en cuenta los riesgos a los que se enfrentará el equipo y cómo se mitigarán mediante un plan de manejo.
- ◆ *Costo de instalaciones:* Considerando redes de recolección, distribución, inyección, transporte, tratamiento y procesamiento de líquidos y gas, plantas auxiliares, etc.
- ◆ *Estudio de riesgos de seguridad e higiene y ambiental:* Para garantizar el compromiso de la empresa con una industria petrolera que respeta el medio ambiente así como la seguridad y protección para los trabajadores con el mínimo número de accidentes o incidentes de riesgo.

- ◆ *Evaluación económica del escenario seleccionado:* Considerando VPN, Valor, Tasa Interna de Retorno (lo sucesivo TIR), Eficiencia de la Inversión, etc.
- ◆ *Cronograma de ejecución del proyecto:* Resaltando actividades mayores durante el ciclo de vida del proyecto.
- ◆ Dictamen técnico.

1.6.4 Definición

En esta fase se realiza la ingeniería de detalle a la opción seleccionada, se afina el plan de mitigación de los riesgos cuantificados previstos para la etapa de ejecución, se finaliza: el alcance del proyecto, los costos que son de clase II, el cronograma y los planes de ejecución para presentar los ajustes finales a los riesgos principales del escenario seleccionado. Apoyándose en el análisis económico se procede a la solicitud del presupuesto correspondiente para ejecutar la obra.

Después se genera el “Documento de Soporte de Decisión de Definición” (DSD-D), que será sometido al grupo de validación técnica y al grupo de autorización. Una vez autorizado y antes de iniciar la ejecución (siguiente fase), se realiza una reunión con el área operativa y las compañías de servicio, para darles a conocer el objetivo del proyecto, revisar tiempos de ejecución de acuerdo al “Límite Técnico, establecer lapsos de entrega de los servicios necesarios para cada una de las actividades a realizar y generar compromisos con las áreas involucradas en el proyecto.

Es importante mencionar que el Límite Técnico inicia en la fase de definición y termina con la evaluación del proyecto. Este elemento consiste en un esquema de mejoramiento continuo para desarrollar proyectos, describe de manera detallada cada actividad de la ejecución y la manera de cómo debe ser realizada; también se crean compromisos entre las partes involucradas para obtener los mejores tiempos.

El método del Límite Técnico se basa en comparar los tiempos programados en cada actividad del proyecto con actividades similares en otros proyectos ya construidos, con la finalidad de encontrar áreas de mejora. La aplicación del Límite Técnico elimina los “Tiempos No Productivos”(causados por falta de equipo, error humano, eventos no programados, etc.) y permite aplicar la tecnología más adecuada.

Esta fase abarca actividades tales como:

- ◆ *Ingeniería básica:* En ella se incluyen la del subsuelo, de pozos e instalaciones así como la de seguridad industrial y protección ambiental (en lo sucesivo SIPA).
- ◆ *Estimado de costos:* Para el desarrollo del proyecto en el ámbito de perforación, infraestructura, SIPA, bienes, servicios, por mencionar algunos.

- ◆ *Plan para el manejo de riesgos:* Análisis del impacto de riesgos e incertidumbres técnicas en los costos y economía del proyecto con administración del riesgo.
- ◆ *Contratación:* Considerando el análisis de recursos humanos y servicios requeridos presentado, se solicita el personal (si es que no se cuenta con él) así como los servicios requeridos con los que no cuente la empresa.
- ◆ *Dictamen técnico final:* El documento que ampara las necesidades, el plan de acción y los entregables con los que se desea contar.

1.6.5 Esquemas de la metodología FEL

Para tener un entendimiento mejor de lo explicado anteriormente con respecto a las etapas del FEL, a continuación se presenta de forma esquemática y general las partes en las que se divide éste, (Figura 1.6).

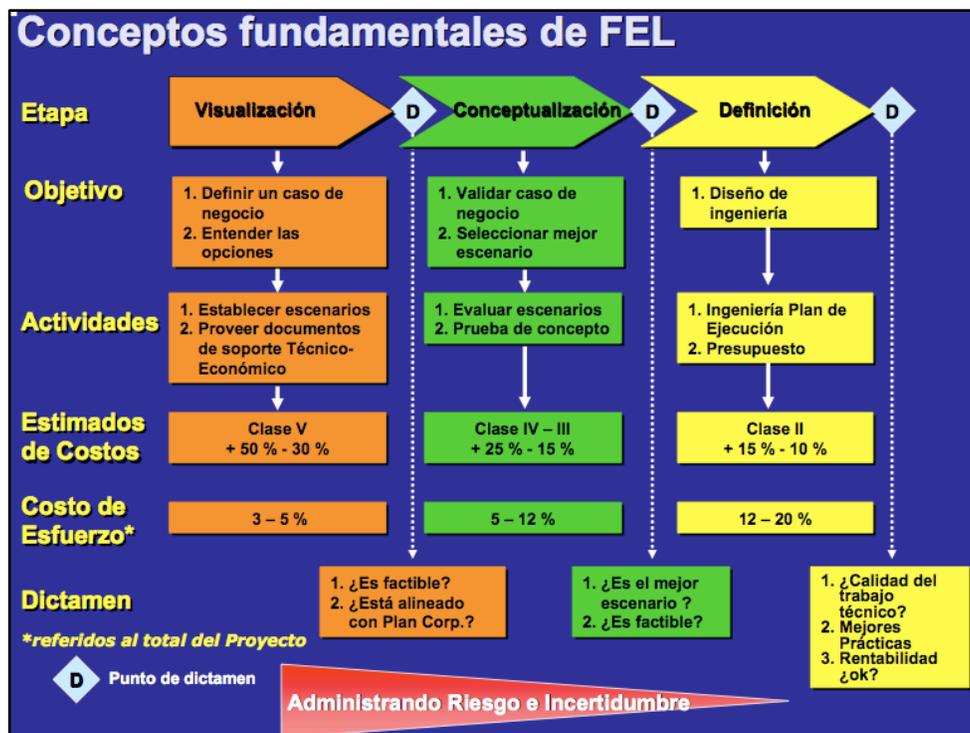


Figura I.6 - Modelo FEL en gerencia de proyectos (PEP, 2005)

Como vemos, los proyectos se dividen en fases con propósitos definidos y para aplicar la metodología FEL, se requiere de la conformación de equipos de trabajo multidisciplinarios de alto desempeño, integrados por personal con los conocimientos requeridos por el proyecto, según las características propias del mismo. El proyecto

debe ser dotado de todos los recursos físicos y financieros, oportunos y suficientes, necesarios para desarrollar las actividades.

El equipo debe ser constituido desde la etapa de Pre-FEL y mantener su integridad durante todo el proyecto para asegurar la continuidad del liderazgo, el enfoque estratégico y la clara definición de roles, responsabilidades y procedimientos de trabajo, durante todo el proceso FEL.

Al finalizar cada fase, existe un “Punto de Control o Decisión” (D o PD) donde un autorizador junto con el equipo del proyecto tomarán la decisión de pasar o no a la próxima fase. Por cada fase se tienen elementos de juicio que soportan la toma de decisión, que están contenidos en DSD, los cuales consisten de una recopilación de los documentos más importantes desarrollados en cada fase y que servirán para obtener la autorización y los recursos necesarios para la ejecución del proyecto, (Figura 1.7).

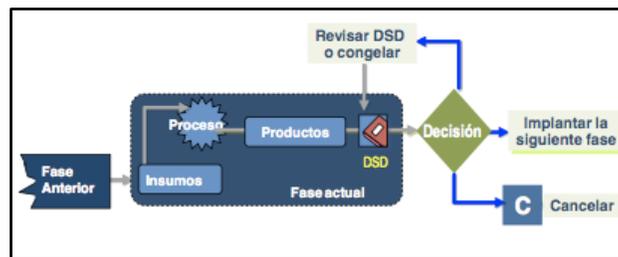


Figura I.7 - Proceso de análisis y toma de decisión en una fase del FEL
(Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)

1.7 Resultados en la industria petrolera de la metodología FEL

En los últimos años, las empresas petroleras se han mostrado interesadas en los excesivos costos de los proyectos. Las estadísticas muestran que una pobre visualización en la definición de financiamiento del proyecto y una pérdida del control del mismo, son los factores que más influyen en costos excesivos y retrasos en los programas de entregas. Los resultados están basados en proyectos de la industria petrolera que involucran aceite, gas y la industria petroquímica.

De acuerdo a datos del CII, producto de investigaciones, muestran que el FEL y la planeación temprana pueden:

- ◆ Reducir los costos en un 20% en comparación con proyecciones pobremente diseñadas.
- ◆ Aumentar el rango de cumplimiento de objetivos ambientales, económicos y sociales.

Por otro lado, datos del IPA muestran que utilizando FEL, podemos obtener:

- ◆ Mejora del índice de ejecución de programas en un 14%.
- ◆ Mejora del índice operacional: 4%.
- ◆ Mejora del índice de costos: 17%.

En la parte intangible es de destacar que:

- ◆ Minimiza el rediseño del proyecto.
- ◆ Mejor capacitación del personal y aumento de valor para la industria.
- ◆ Mejor estimación de costos y pronósticos de producción y de reservas.
- ◆ Incrementos en la creatividad de escenarios, alternativas evaluadas y de escenarios factibles técnicamente.
- ◆ Identificación temprana de riesgos y la administración activa de los mismos.
- ◆ Integrar las oportunidades de alto riesgo y alto retorno en la inversión.

Podemos observar que el índice de costos y el índice de ejecución de programas presentan porcentajes similares, mientras que en el lado operacional, aunque no se menciona puntualmente, también se demuestra mejora notoria en la manera en la cual se desenvuelve el proyecto.

Es decir, que a mayores niveles de planeación, pueden resultar ahorros más significativos de costo y tiempo, (Figura 1.8).

Nivel de esfuerzo del FEL	Costo	Tiempo programado
Alto	-4%	-13%
Medio	-2%	+8%
Bajo	+16%	+26%
Diferencia	+20%	+39%

Figura I.8 - Valor del proceso FEL. Valor vs. Esfuerzo (CII, 2006)

Los ahorros no sólo son tangibles en el área económica, además de ello, se puede contar con una base más sólida al momento de tomar decisiones de carácter técnico debido a que conforme avanzan las fases FEL hasta la definición, éstas reducen la incertidumbre de lo que vaya a suceder, logrando enfocar los esfuerzos necesarios en lo que el proyecto realmente necesita y menos en lo que pudiera llegar a ocurrir en el caso de que no se realizara la metodología FEL.

La gráfica indicada en la Figura 1.9 muestra la evolución de la incertidumbre conforme avanzan las etapas del FEL, hasta llegar a la definición.

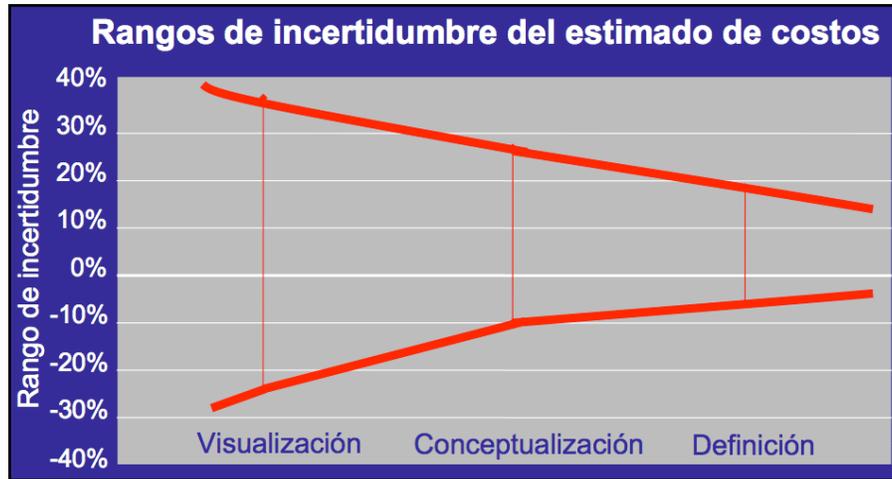


Figura I.9 - Disminución de la incertidumbre en el proceso FEL (PEP, 2005)

1.8 Beneficios de la metodología FEL

El impacto de las decisiones realizadas en las etapas tempranas del proyecto tiene la mayor influencia en costo del proyecto final. La Figura 1.10 muestra la influencia de los costos con respecto a las fases. La curva de inversiones indica que más de la mitad de las oportunidades de influir en el costo del proyecto ocurren antes que el diseño detallado inicie. Esta relación revela la necesidad de una temprana y agresiva decisión y comunicación de los objetivos, así como informar los resultados esperados a los miembros del equipo.

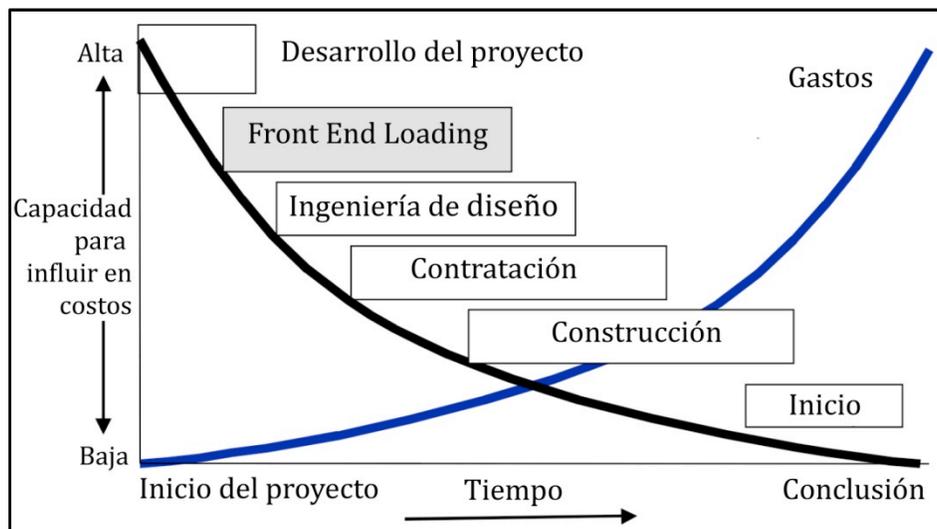


Figura I.10 - Influencia e inversiones en el tiempo (Modificada de Rajen, 2001)

1.9 El proceso de trabajo de la metodología FEL

1.9.1 Desarrollo de proyectos

Las fases del proyecto están descritas en la Figura 1.11. Para asegurar la calidad de los resultados y la integridad de las metas, el FEL deberá ser completado con la calidad de la respectiva etapa antes de proceder con la siguiente fase, diseño detallado. Un inicio prematuro del diseño añade costo con ilusión de ganancia en el tiempo de entrega. Así pues, el control de calidad es el criterio más importante para asegurar que cada fase se cumplirá al pie de la letra. El FEL, cuando es ejecutado apropiadamente, ofrece bajos costos mientras asegura calidad y cumplimiento de las metas.

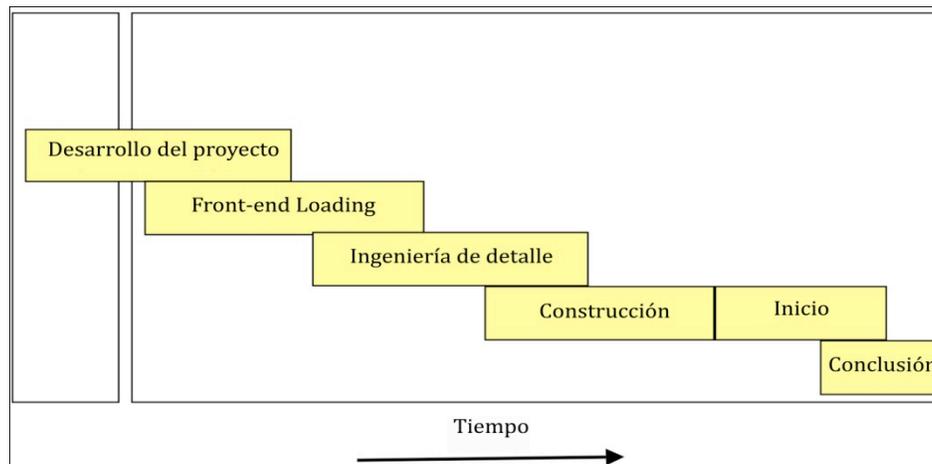


Figura I.11 - Fases del proyecto (Modificada de Rajen, 2001)

El proyecto de liderazgo de la administración y el equipo del proyecto puede ser organizado durante el FEL para maximizar los beneficios de la temprana planeación y proyecciones bien definidas. Algunas de las consideraciones durante la aplicación del FEL son:

- ◆ Metas del negocio bien definidos.
- ◆ Objetivos del proyecto claros.
- ◆ Estrategia de ejecución.
- ◆ Definición del alcance del proyecto y los resultados del FEL.
- ◆ Prácticas de reducción de costos.
- ◆ Análisis del ciclo de vida del costo.
- ◆ Plan de ejecución del proyecto.
- ◆ Estimado de gastos y financiamiento.
- ◆ Programa.
- ◆ Organización del equipo.
- ◆ Evaluación comparativa.
- ◆ Lecciones aprendidas de proyectos similares.

Los documentos que describen el alcance y los requerimientos de instalación del proyecto se llegan a convertir en una herramienta de comunicación clave para el equipo del proyecto. Un proceso típico que plantee una organización con FEL, deberá contener la siguiente información como mínimo:

- ◆ Los objetivos del proyecto por parte de la empresa.
- ◆ Proyecto de la estrategia de ejecución.
- ◆ Encuestas de construcción, abastecimiento y tráfico.
- ◆ Plan de ejecución del proyecto.
- ◆ Estimado del costo del proyecto.
- ◆ Estudios de ciclo de vida de costos.
- ◆ Descripción del proceso.
- ◆ Estudios de proceso y diseño alternativo.
- ◆ Diagramas de flujo de procesos.
- ◆ Estructura del plan.
- ◆ Plan ambiental y de seguridad.
- ◆ Especificaciones de equipo.
- ◆ Alcance del trabajo eléctrico, civil/estructural.
- ◆ Alcance del trabajo para instrumentación incluyendo las especificaciones y la filosofía de control.

La pobre definición del alcance llevará a un exceso de gasto que puede ser explicado como sigue:

- ◆ La empresa no tiene la experiencia ni los recursos para proporcionar la definición del alcance completo.
- ◆ Si el estudio conceptual inicial y la estimación de costos parece favorable, el dueño no debería tener razón alguna para desperdiciar fondos adicionales para el alcance a través del FEL.
- ◆ Conducirse bajo la percepción de que un tiempo menor en ingeniería de diseño llevará a terminar el trabajo más rápido.
- ◆ Las condiciones del mercado hacen que la duración del proyecto sea más corta por lo que no habrá tiempo para desarrollar el FEL.

La pérdida de control sobre los alcances ocupa el segundo lugar en términos de los costos excesivos. Una pobre definición de los objetivos o falta de FEL no proveerá una base clara contra los cambios que se podrían evaluar dentro o fuera del ámbito del proyecto. La manera de controlar el cambio en los objetivos se describe como sigue:

- ◆ *Diseño fijo*: Congelar el diseño es la manera más efectiva para controlar el crecimiento posterior de los objetivos.

- ◆ *El compromiso de la empresa y el equipo de trabajo de cambiar el control:* Un programa de cambio de dirección es mucho más efectivo cuando se conjugan el compromiso de la empresa y el equipo de trabajo.
- ◆ *Justificación formal:* Todos los cambios deberán ser justificados y revisados por el equipo de trabajo; ya que éstos representan obstáculos, por lo que sólo los cambios esenciales o críticos obtendrán aplicación y mejorarán las oportunidades para un nuevo proyecto.

1.9.2 Calendario o cronograma del proyecto

Los esfuerzos de planificación llevados a cabo durante la fase del proyecto FEL aumentarán las posibilidades de alcanzar las metas de programación del proyecto. La técnica de programación del FEL permitirá un desarrollo de ingeniería totalmente integrada: contratación, construcción y calendarización de la puesta en marcha. Esta técnica permitirá una ruta lógica entre todas las actividades que contribuyan a la terminación del proyecto. Las rutas críticas se identificarán en una etapa temprana del proyecto y se les asignará la prioridad para su ejecución.

Uno de los elementos que forman parte de un cronograma eficiente es el “checklist” o lista de pendientes o temas a tratar; en el ámbito petrolero se considera como el conjunto de aspectos de calidad que vamos a verificar, y es un elemento que permite establecer rapidez en el desarrollo de las actividades y que se deben cumplir con los estándares de calidad o en el caso del FEL, si no se han realizado estas actividades en tiempo y forma no se podrá avanzar en el desarrollo del proyecto, (Figura 1.12).

	IMPACTO							
	Sí / No		Def. proy.		Negocio		Costos est.	
			Bajo / Alto	Bajo / Alto	Bajo / Alto	Bajo / Alto	Bajo / Alto	Bajo / Alto
¿La capacidad de producción ha sido determinada y es consistente con las necesidades del mercado?	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>
¿Está finalizado el diseño de los sistemas de flujo en el sistema de recolección y transporte?	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
¿Están identificados todos los puntos de conexión para instalaciones nuevas con las instalaciones existentes?		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>

Figura I.12 - Checklist. Herramienta aplicada en la evaluación de proyectos (PEP, 2005)

1.10 Experiencias internacionales de la aplicación de la metodología FEL

La experiencia internacional en la implementación masiva de la metodología FEL, evaluada desde la perspectiva de los roles de la metodología identificados como Diseño y Seguimiento Operacional, ha servido de base para establecer que el periodo estimado necesario para que una compañía petrolera de la dimensión que tiene la parte de Exploración y Producción de México, disponga de la metodología FEL implantada en su potencia y madurez requerida, es de aproximadamente 10 años.

Es importante realizar esta evaluación con base en los roles de Diseño y Seguimiento Operacional, porque el primero identifica el valor del proyecto, mientras que el segundo garantiza la captura del valor; es decir, asegura el cumplimiento del diseño y en caso de cambios, asegura que se consideren todos los aspectos técnicos necesarios identificados por el equipo multi-disciplinario que realizó el diseño.

La Figura 1.13 ilustra el comportamiento promedio experimentado por una compañía petrolera operadora, en la implementación de la metodología FEL con base en el grado de madurez alcanzado en el tiempo.

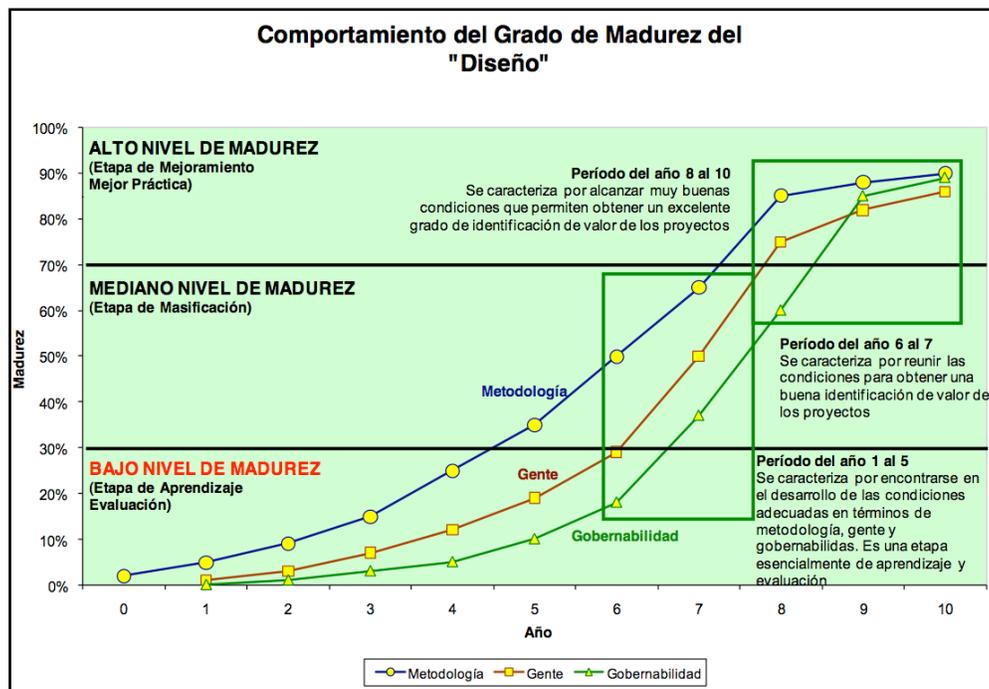


Figura 1.13 - Proceso de implementación metodológica FEL y grado de madurez (Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)

La madurez define el grado en que se encuentra la incorporación de la metodología en la organización. La evolución en la adopción de esta metodología pasa a lo largo del tiempo por 3 niveles de madurez: un nivel bajo caracterizado por el aprendizaje y

evaluación, un nivel medio alcanzado durante la fase de masificación y un alto nivel caracterizado por el mejoramiento e identificación de mejores prácticas.

El éxito en los resultados de la implementación masiva de la metodología, se fundamenta en alcanzar los adecuados niveles de madurez de los tres factores críticos de éxito de la metodología FEL: rigor metodológico, conformación de los equipos con la gente requerida en términos de cantidad y calidad, y el cumplimiento estricto de la gobernabilidad establecida.

En la Figura 1.13 también se observa el comportamiento del grado de madurez que han adquirido con el tiempo los factores críticos de éxito del proceso de implementación de la metodología FEL para los roles de diseño y seguimiento operacional. Se puede observar en la línea señalada con color azul y pequeños círculos, que el componente que presenta un crecimiento más acelerado es el cumplimiento riguroso de la metodología; mientras que la gobernabilidad, señalada en la Figura con la línea verde de triángulos, es el que presenta evolución más lenta.

En términos generales, una organización petrolera alcanza un nivel aceptable de madurez a los años 6 y 7 de haber iniciado el proceso de implementación, con la gobernabilidad, como área de principal atención. Finalmente en los años 8 al 10 se logra obtener un alto nivel de madurez.

Para el caso de México, la metodología FEL comenzó su implementación en el año 2003, por lo que se esperaría que entre el año 2011 y 2013 se alcanzara un alto grado de madurez; que permitiera un excelente grado de identificación de los proyectos.

1.11 Aplicación de la metodología FEL en México

Antes de comenzar a desarrollar este subtema, es importante aclarar que para el caso de México, se ha decidido denominar a la metodología FEL como Visualización, Conceptualización y Definición, (en lo sucesivo VCD). La cual está dividida en tres etapas, que apoyarán la toma de decisiones que la dirección de las empresas petroleras realiza.

Además, para garantizar que los proyectos se realicen en todas sus fases, en México se incorporó a la metodología VCD las fases de Seguimiento y Evaluación, por lo que el nombre completo de la metodología es: Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación, (en lo sucesivo VCDSE).

El VCDSE se realiza en cinco fases: Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación; cada una de ellas debe cumplir con una serie de actividades y puntos de verificación y control, así como obtener la autorización de los niveles jerárquicos que corresponda, antes de seguir a la siguiente fase del proceso y comprometer recursos adicionales. La definición de las dos etapas agregadas en México se presenta a continuación.

a) Seguimiento.

Esta es la fase correspondiente a la ejecución, en donde el equipo VCD realiza un seguimiento estratégico al desarrollo operativo y tomará decisiones sobre el desarrollo del proyecto, con la finalidad de que se cumpla lo programado. De esta manera se asegura que el equipo que diseñó el proyecto, monitoree de cerca su construcción, rectificando que se efectúe el diseño; procurando que el proceso de toma de decisiones operacionales se haga en tiempo real y con base a las prácticas metodológicas del VCD.

De existir desviaciones en lo físico y económico, no contempladas en los planes de contingencia diseñados, éstas son consultadas y resueltas con el equipo VCD que diseñó el proyecto con el fin de garantizar la mejor solución. La comunicación entre el equipo se intensifica en esta fase con el objetivo de prevenir ese tipo de desviaciones.

Para que el equipo tenga un mejor desempeño en esta etapa, se requiere que:

- ◆ Disponibilidad del servicio de información a tiempo real de las operaciones.
- ◆ El programa para el seguimiento estratégico.
- ◆ Efectúen la documentación de las desviaciones al programa original ocurridas durante la ejecución.
- ◆ Minutas y acuerdos de las reuniones efectuadas durante la ejecución.

b) Evaluación.

En esta fase se documentan todas las lecciones aprendidas, las buenas prácticas aplicadas que evolucionarán hacia mejores prácticas; las nuevas tecnologías utilizadas, para poder incorporarlas a los diseños de los próximos proyectos y se realiza la evaluación técnica-económica de lo programado vs. lo real.

La evaluación se realiza en cada una de las especialidades que conforman el equipo VCD y se genera el “Documento de Evaluación del Proyecto”, lo cual permite buena retroalimentación y mejora para el siguiente proyecto. Esta etapa termina con la difusión de las experiencias (buenas y malas) adquiridas tanto en el diseño como en la ejecución para los demás equipos VCD.

El Documento de Evaluación del Proyecto es el entregable en donde todos los especialistas de cada disciplina documentarán todas sus tareas, actividades, investigaciones realizadas, información obtenida para el proyecto y lecciones aprendidas durante el diseño y la ejecución; así como documentar la evaluación final, señalando las conclusiones y recomendaciones.

En resumen, la metodología VCD inicia con las tres primeras fases que corresponden a la fase de planeación, en donde se identifica la mayor captura de valor de los

proyectos, y termina el ciclo con dos etapas que son aquellas donde se materializa el proyecto y se accede a las lecciones aprendidas durante el desarrollo del mismo, (Figura 1.14).

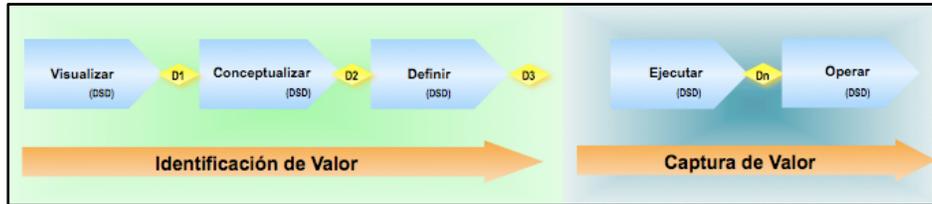


Figura I.14 - Metodología VCDSE (PEP, 2006)

La incorporación de la metodología VCDSE en México se ha visto reflejada en dos tipos de proyectos; los que se encuentran en las etapas de Exploración y Explotación que fueron diseñados de acuerdo con las prácticas existentes en el momento de su inicio y los nuevos proyectos, tipo “grass root”, o que están en etapa inicial de desarrollo de sus actividades y que desde su inicio se diseñaron de acuerdo a la metodología VCD, (Figura 1.15).

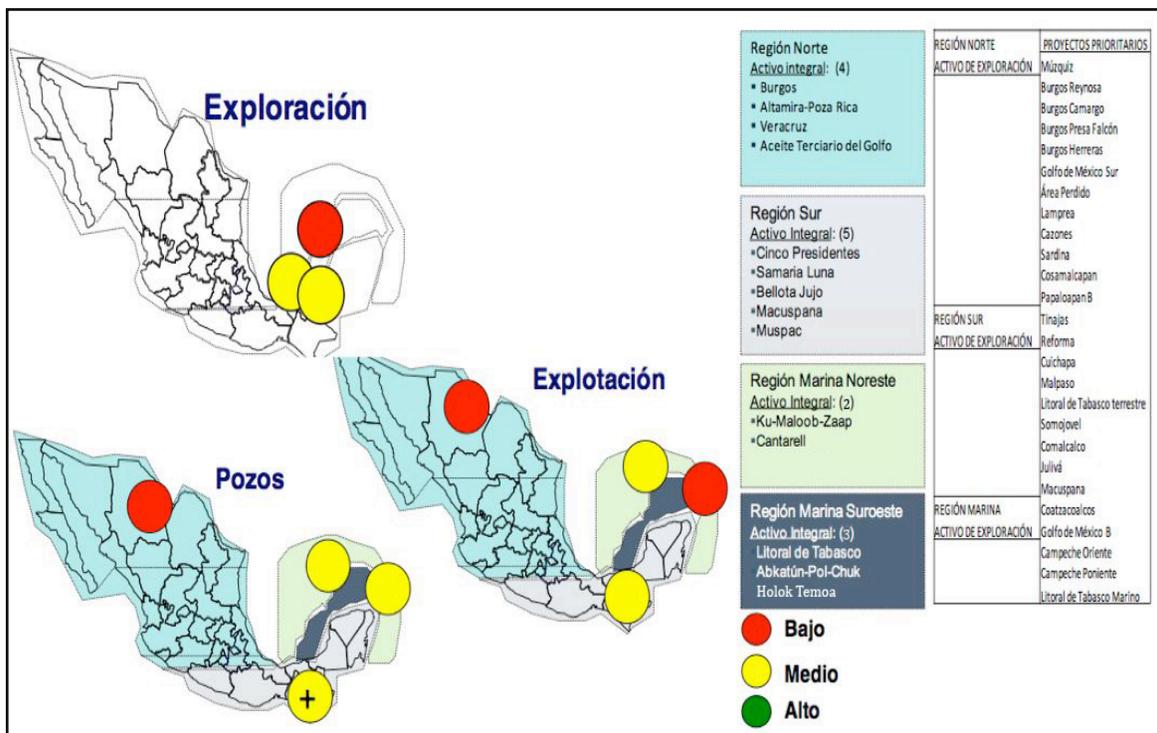


Figura I.15 - Avance VCD Exploración, Explotación y Pozos (Modificado de Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)

En general, las iniciativas para implementar la metodología VCD en México han venido aportando resultados progresivamente. Ésto ha requerido un esfuerzo en términos de personal, tecnología y procesos. También, la Figura 1.15 muestra la visión del avance que en términos generales ha tenido México en la incorporación de la metodología en los proyectos ejecutados hasta la fecha.

A la fecha, se ha aplicado la herramienta en 6 proyectos de inversión incluidos en los 26 proyectos prioritarios del plan estratégico 2007-2015 para el país. Entre ellos se encuentran: Lankahuasa correspondiente a la Región Norte y los proyectos Golfo de México B, Coatzacoalcos, Litoral de Tabasco Marino, Campeche Poniente y Campeche Oriente, donde se localizan los Campos Ayatsil y Tekel, todos pertenecientes a la Región Marina.

Este proceso es uno de los que refleja mayores retos y oportunidades para la aplicación de la metodología, tomando en cuenta la creciente necesidad de incorporación de reservas.

En el área de Explotación se viene aplicando la metodología de manera sostenida con procesos evolutivos importantes en especial en los VCD de proyectos estratégicos distribuidos en 14 secciones de las Regiones Norte, Sur y Marinas. En su mayoría son proyectos que ya están en diferentes estados de avance en su etapa de Explotación; sin embargo, aún no se han realizado la fase de Definición de ninguno de estos proyectos, (Figura 1.16).

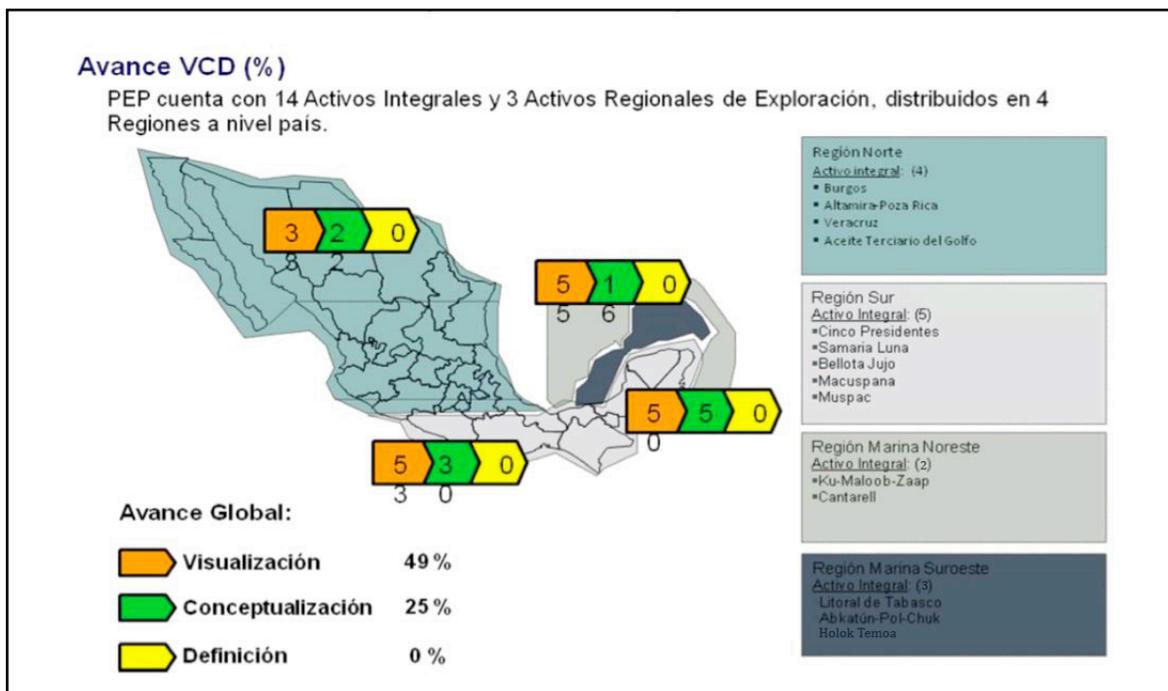


Figura I.16 - Avance en la implementación de la Metodología VCD en Explotación (Modificado de Vielma, Pérez, Castillo, Rojas, 2009)

En el año 2005 se emitieron los procedimientos y lineamientos para la documentación y dictamen de los proyectos de Explotación, los cuales permitieron en el año 2006 iniciar la fase de Visualización de cinco proyectos. Con las experiencias y lecciones aprendidas en los proyectos en ejecución durante el año 2006 se actualizaron los procedimientos y lineamientos de documentación y dictamen de éstos. Esta mejora permitió facilitar el proceso de implementación y dictamen del VCD en los proyectos de Explotación.

En el año 2008, con la finalidad de adaptarse a los requerimientos de la Secretaría de Energía (en lo sucesivo SENER) para la obtención de los permisos de pozos de desarrollo, inyección y de reparaciones mayores, se generó el documento de soporte denominado “VCD – Alcance 1” para los proyectos de Explotación que a la fecha no se habían iniciado en la aplicación de la metodología.

Por otra parte, para los proyectos de Explotación ya iniciados bajo la metodología VCD, los procedimientos y lineamientos de documentación y dictamen fueron actualizados y simplificados con las lecciones aprendidas en el año 2006 los cuales se denominan “VCD- Alcance 2”. Ésto ha permitido cumplir con los requerimientos de la SENER y con la metodología VCD.

En términos generales, de la cartera de proyectos de inversiones de México, durante el periodo 2006-2009 se inició el VCD en 21 de ellos (55%), de los cuales 18 (49%) han sido dictaminados y tienen la fase V culminada y documentada y 8 de ellos (25%) se han dictaminado y tienen la fase C finalizada y documentada. A la fecha no existe un proyecto que haya cerrado el ciclo completo del VCD Explotación con su fase de Definición.⁶

Finalmente, de manera general, los inconvenientes de esta metodología radican en la gran demora (varios meses) y esfuerzos para obtener un diagnóstico sobre la viabilidad de desarrollar o no un proyecto, en especial en la etapa de Visualización; por lo que fue necesario la implementación de un nuevo proceso para que el equipo encargado de este estudio pudiera abreviar tiempos y tener una decisión referente a la rentabilidad del proyecto.

Para combatir este problema se desarrolló una metodología denominada Quicklook, cuyo objetivo principal es brindar una temprana indicación de la factibilidad técnico-económica mediante la Visualización rápida de las oportunidades y escenarios de desarrollo del proyecto; tema que será detallado en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO II. LA HERRAMIENTA QUICKLOOK

Para enfrentar el inconveniente del retraso en la ejecución de la Visualización (de la metodología VCD), se desarrolló una metodología denominada Quicklook, cuyo objetivo principal es brindar una Visualización rápida de las oportunidades y escenarios de desarrollo del proyecto, entregando la temprana indicación de la viabilidad técnico-económica de éste.

El surgimiento de la metodología Quicklook se debió a un convenio integrado por tres principales instituciones: el Mid-Continent Technology Transfer Center (en lo sucesivo MCTTC por sus siglas en inglés), institución que pertenece a la NASA, el Texas Engineering Extension Service (en lo sucesivo TEEEX por sus siglas en inglés), catalogado como una agencia; y el Instituto IC², que depende de la Universidad de Texas A&M.^{IV}

Como se mencionó en el capítulo anterior, a través de los años, la NASA ha administrado proyectos de grandes dimensiones que requirieron altas inversiones, por lo que día a día esta agencia busca la manera de hacer más óptimo el desarrollo de sus proyectos. Es por eso, que de acuerdo a las necesidades que tiene la NASA en el área de planeación y evaluación de proyectos, el MCTTC solicitó a la TEEEX y al Instituto IC² crear una herramienta que permitiera visualizar de manera rápida y precisa, oportunidades estratégicas que produjeran beneficios y riqueza, antes de llevar a cabo un desarrollo más completo del proyecto.

Respecto a la agencia TEEEX, ésta se ha establecido como líder a nivel mundial en el suministro de servicios de capacitación, asistencia técnica y transferencia de tecnología. Afiliada al sistema universitario de Texas A&M, la agencia TEEEX ofrece servicios de capacitación personales y personalizados cuyo impacto, tanto en el ámbito de la seguridad nacional como en el desarrollo de fuerzas laborales y económicas, se siente dentro del propio estado de Texas y más allá de las fronteras estatales también.^{VI}

Referente a el Instituto IC², éste se encuentra ubicado dentro de la Universidad de "Texas A&M", creado con la intención de probar la siguiente hipótesis: "La ciencia y la tecnología son recursos para el desarrollo económico y el crecimiento de una empresa, acompañado siempre de una buena metodología en la elaboración y desarrollo del proyecto". Una de las formas con las que se comprueba esta teoría es la implementación del Quicklook como herramienta importante en la gerencia de proyectos.^V

El área de oportunidad a la que se enfoca esta metodología, señala las opciones más factibles de ser comerciables a un tiempo determinado y una vez identificadas, realizar investigación más extensiva o desarrollo antes de llevar a cabo la ejecución del proyecto.

Existen varios propósitos por los cuales las metodologías de planeación y evaluación de proyectos (VCD y Quicklook) se efectúan, dichas intenciones han sido discutidas en el capítulo anterior y buscan detectar el potencial comercial de un proyecto; sin embargo, a diferente profundidad.

El objetivo primordial de esta herramienta es obtener temprana indicación de la viabilidad técnico-económica de un proyecto, dejando a un lado la investigación secundaria que se basa en documentos existentes o información anterior. Llevando a cabo lo anterior, la identificación a muy corto plazo de elementos y oportunidades que lleven a generar riqueza en la industria, será más sencilla y se detectarán con menor dificultad las opciones que resulten en un proyecto exitoso.

Para el caso de proyectos de la industria del petróleo, enfocando el tema hacia el área de Exploración y Producción, la aplicación del Quicklook es un factor muy importante en el éxito de un proyecto, que requerirá únicamente la visualización rápida de áreas de oportunidad, implementación de mejores prácticas y tecnologías que permitan reducir el riesgo e incrementar la rentabilidad del proyecto

Debido a que el Quicklook realiza una evaluación rápida pero precisa, que permite tomar decisiones lo más pronto posible; se lleva a cabo un menor énfasis en la profundidad de la investigación bibliográfica, para dar paso al trabajo en equipo que producirá las opciones de aprovechamiento de los recursos de los Campos petroleros prospectos a ser explotados con amplias posibilidades de éxito.

Un ejemplo de lo anterior puede ser: un Campo del que poco se tiene documentado y que se quiere desarrollar, la investigación secundaria puede ser usada para obtener información acerca del problema en general, pero es de poca utilidad para poder resolver los problemas que se presenten en específico para este caso.

2.1 Definición de la herramienta Quicklook

El Quicklook es un excelente proceso o herramienta que puede ser aplicada cuando se encuentra deliberando sobre la selección rápida de las mejores soluciones de un listado enorme de posibles recomendaciones, ésta permite obtener mejores resultados que lleven a la incorporación de un número mayor de reservas y su extracción al menor costo y en armonía con el medio ambiente en un espacio donde impere la seguridad.^{vii}

Además, el uso del Quicklook ayudará a identificar rápidamente las opciones óptimas, mediante el uso de la investigación primaria requerida, generando la “matriz de visualización de opciones y posibilidades” existentes, pilar fundamental de una excelente planeación temprana del proyecto.

También conocida como matriz de decisión, ésta es una herramienta básica para la elaboración del modelo general de decisión de una serie de oportunidades y

posibilidades presentes en un proyecto; se compone de un cuadro, donde se ordenan las categorías generales que influyen en el proyecto, con sus respectivas opciones.^{XVI}

Contenido de la matriz de decisión:

- a) Categorías: Representan las filas de la matriz. Existen características necesarias para que una alternativa sea considerada como válida:
 - ◆ Debe ser posible: algo imposible no es una alternativa genuina.
 - ◆ Deben ser mutuamente excluyente: al elegir una, desecho las demás.
- b) Opciones: Son los distintos puntos de atención en los cuales se escribirán las distintas alternativas en la fila correspondiente a cada columna.

El análisis de la matriz de decisión permite en sí, realizar una visualización exitosa de entre varias opciones, tomando en cuenta los diferentes factores que afectan cada una de éstas, considerando todas las opciones posibles y posteriormente, luego de un análisis detallado, eliminar aquellas que no cumplen técnicamente los criterios generales del proyecto.

Una vez que ya se cuenta con las matrices de decisión optimizadas de las diferentes categorías, se procede a construir la “matriz final de escenarios”, en la cual se pueden generar aleatoriamente diferentes rutas, a las cuales se les debe aplicar un rápido estudio económico utilizando modelos de probabilidad con la finalidad de comparar sus indicadores económicos (VPN, Eficiencia de la Inversión, etc.), mitigando el riesgo para la selección de la mejor ruta.

La matriz final de escenarios permite también, la detección de tecnología que demuestre tener la mejor respuesta para afrontar los retos que se presenten, de ahí la importancia de su temprana implementación.

Otros dos valores significativos de la metodología Quicklook son los siguientes: el primero se refiere a que la planeación del proyecto se realiza desde un inicio mediante la implementación de “redes de expertos” de diferentes áreas, tema que será explicado con mayor abundancia posteriormente; el segundo radica en la identificación y comunicación con posibles proveedores, patentes, individuos u organizaciones que pueden brindar varios caminos para seleccionar el que nos lleve a cumplir nuestra meta.

Un aporte adicional del Quicklook radica en la identificación temprana de señales de riesgo para la ejecución del proyecto y con ello la eliminación de opciones que brindarían los mismos resultados que otras pero que traerían consigo un mayor riesgo o que su costo de comercialización es tan alto que no resultarían ser opciones viables. Es por eso, que desde el inicio de esta metodología deben establecerse las “métricas de evaluación de proyectos”, con la finalidad de gestionar eficientemente el proyecto, tema que será explicado con mayor detalle posteriormente.

Además, el Quicklook puede brindar un excelente respaldo para un completo estudio de proyecto, que será requerido para instancias reguladoras; por ejemplo en México: la “Secretaría de Hacienda y Crédito Público”, así como la “Comisión Nacional de Hidrocarburos” para autorizar el financiamiento y arranque del proyecto.

2.2 Consideraciones clave

2.2.1 Involucrados en el proceso del Quicklook

Un aspecto clave y exitoso del Quicklook está directamente relacionado con la creación y administración del conocimiento, así como su capacidad de transformarlo en: soluciones a problemas, optimización de procesos y generación de productos y servicios. Parte de la administración del conocimiento se enfoca en la integración de una red de expertos en diferentes áreas, conformada por ingenieros y personal que estará encargado de la operación. La Figura 2.1 muestra el esquema de la red de expertos aplicada a la industria petrolera.

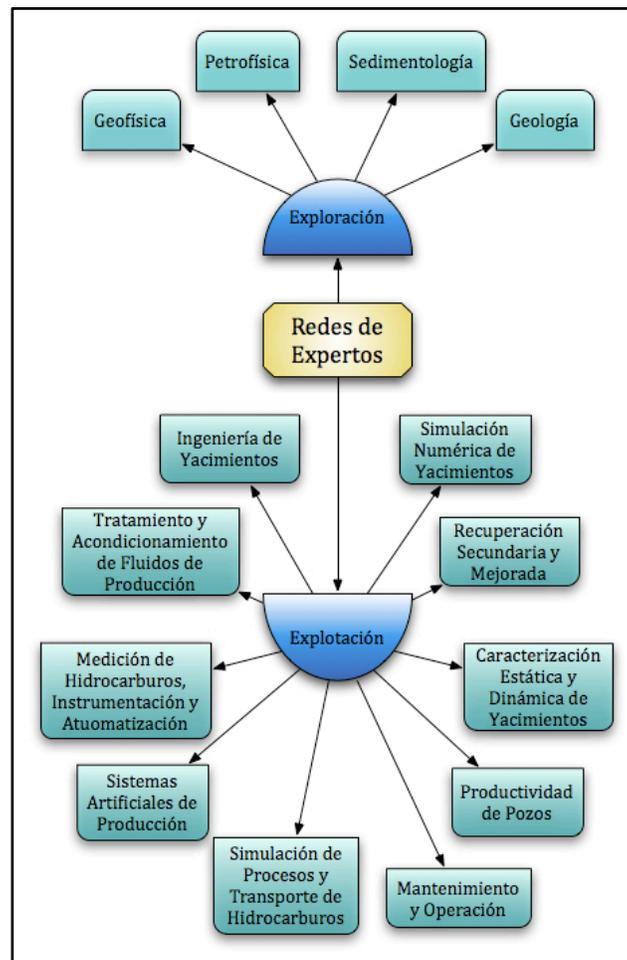


Figura II.1 - Red de expertos en proyectos petroleros

Las redes de expertos logran, como lo indica el proceso del VCD con respecto al aprendizaje de experiencias pasadas, enriquecer la investigación en las áreas que necesitan atención primordial y que en otros proyectos se pudo haber descuidado o que debido a la falta de experiencia se omitieron considerar; todo esto se realiza para disminuir la incertidumbre del proyecto y elevar la calidad en los procesos durante la realización del mismo.

Una característica que considera el Quicklook a diferencia del proceso VCD (en la etapa de visualización), es no sólo la intervención del equipo para proponer soluciones a los problemas que enfrentará el proyecto una vez identificados los obstáculos, sino también la invitación tanto a compañías que presenten sus innovaciones en materia tecnológica como a expertos de instituciones de investigación y de educación superior.

Esto último se hace debido a la gran carga de trabajo que los miembros del equipo Quicklook sostienen, razón por la cual es posible que una gran parte de ellos no dedica tiempo para mantenerse actualizados en materia de nuevas aplicaciones en la ingeniería petrolera, por lo que es conveniente informar al equipo de otras alternativas (que tengan el respaldo de haber sido probadas en otros Campos con antelación); con el fin de que sean consideradas para la aplicación en el Campo y romper el paradigma de que todo lo que ofrecen las compañías no es aplicable a Campos mexicanos, con la debida cautela que los estudios de factibilidad conllevan.

Al favorecer la solución a los problemas aplicando tecnología de instituciones o empresas dedicadas a la rama petrolera, el equipo también podrá considerar en un futuro estos elementos como posibles soluciones a problemas posteriores con la ventaja de la actualización al equipo en materia de tecnología y del tiempo que se ahorra en la documentación de nuevas soluciones, que es fundamental en el proceso de puesta en marcha de un proyecto petrolero.

2.2.2 Adquisición de mejores prácticas

Se sabe que día a día, las empresas buscan el modo de perfeccionar su manera de trabajar, sus productos y los servicios que éstas brindan. Ésto a causa de que existe urgencia por parte de éstas en alcanzar el liderazgo en su mercado. Cuando no se es el líder, se quiere llegar a serlo, y si no se tienen los medios de un líder, no queda más solución que distinguirse mediante la innovación, para encontrar un camino hacia el éxito.¹³

Es por eso, que un elemento muy importante para lograr lo anterior, será la capacidad de innovación, la cual requiere la implementación de mejores prácticas. Sin duda alguna, ante todo se innova porque es necesario hacerlo, para asegurar la supervivencia de la empresa. Cabe señalar que en este trabajo, al mencionar la innovación y adquisición de mejores prácticas, se está refiriendo a optimizar la planeación, más específicamente, a mejorar la manera de visualizar oportunidades

que se pudiesen ejecutar en un proyecto, perfeccionar el modo de trabajar en equipo, así como en la resolución de problemas.

Innovar no es un acto de dirección que se reduce a los aspectos técnicos y financieros. Este término también puede ser aplicado en la forma de trabajar ya sea individual o grupalmente. La innovación genera, en consecuencia, numerosos efectos inducidos en la empresa. La búsqueda de estas ventajas puede incitar a la empresa a acelerar su esfuerzo.

2.2.2.1 Métricas de evaluación de proyectos

Dentro del proceso de gestión de un proyecto, las métricas de evaluación de proyectos, deben establecerse desde el inicio del Quicklook, con la finalidad de tener un control en diferentes ámbitos que se consideran críticos para poder llevar a cabo en tiempo, forma y calidad el programa.

Al inicio, podría parecer que la necesidad de llevar a cabo una medición es imperativa al permitir realizar una cuantificación y por ende una gestión más efectiva del proyecto. Sin embargo, el primer obstáculo aparece con la falta de conocimiento de las métricas apropiadas existentes en el proyecto que se desea ejecutar.

Es por estas razones, que se debe tener conocimiento de los factores críticos a considerarse para poder determinar si un proyecto ha sido exitoso o si las decisiones que se están tomando llevarán al éxito. Las métricas del proceso se recopilan en el transcurso de todos los proyectos y durante largos periodos que conduzcan a la mejora de los procesos de evaluación.

Además, es de destacar, que las métricas se ajustan a las necesidades del tipo de proyecto a ejecutarse, ya que las prioridades en cuanto a tiempo de conclusión, calidad y rentabilidad, varían para cada rama; en el caso de la industria petrolera se considerarán parámetros que ayuden a detectar los obstáculos que impidan el éxito cabal de lo planeado.^{XVIII}

Las métricas críticas para la evaluación de proyectos son:

- a) Tiempo.

La herramienta más común para el manejo de un proyecto es el programa. Esta herramienta nos brindará indicadores sobre si se está llevando el proyecto en tiempo y forma; por ejemplo, si existe una tarea que esté retrasando el tiempo de entrega, se considerará que no existe un peligro potencial que pudiera retrasar el proyecto. En el caso de que tres tareas estén retrasando el avance, se podría proponer un riesgo medio y para el caso de cinco tareas, un riesgo alto.

b) Costos.

Uno de los errores más comunes durante la ejecución del proyecto, es verificar los flujos de efectivo al finalizar un proyecto, en vez de llevar a cabo una evaluación mes a mes que indique si se están presentando gastos excesivos en áreas que no estaban contempladas y por ello se requiere economizar en otras que no afecten la integridad, seguridad y propósito del proyecto.

Mediante el cálculo de los gastos previstos en comparación con los gastos reales, en cualquier momento, se podrá calcular la manera en la cual se está gastando el presupuesto, requiriendo un manejo especial de los costos acumulados.

c) Recursos.

De la manera en la cual se realiza un flujo de caja para el dinero, se puede llevar a cabo una proyección de los recursos humanos requeridos. Para ello se calculará la cantidad días-hombre por cada periodo a utilizarse en el proyecto. Mediante la comparación de las partes horas-hombre, se podrá averiguar si se está empleando más o menos tiempo del proyectado para cada etapa.

Uno de los aspectos que no cubre este aspecto es la calidad de los recursos. La calidad será cubierta en gran medida por el presupuesto. Entre menos recursos sean asignados al proyecto, el costo de éste será menor y por lo tanto los gastos en el presupuesto serán menores. No obstante, si recursos más calificados son usados, el presupuesto puede exceder lo asignado pero el trabajo se esperaría fuera concluido en un tiempo menor. La decisión usualmente se lleva a cabo tomando en consideración la complejidad, costo y tiempo para concluir la o las tareas.

d) Alcances.

Cada proyecto tendrá algunos cambios en el alcance. Un punto débil en la mayoría de las gestiones de proyectos es que los cambios en los alcances no son monitoreados. La aprobación es a menudo verbal y no es registrada.

Una mejor práctica admite cambios en los alcances que se adapten a las necesidades del proyecto. Para ello se requerirá de un sistema de seguimiento de las aprobaciones. Al inicio del proyecto, estimar cuánto se incrementarán los costos derivados de los cambios a los alcances y asignar un presupuesto para estas modificaciones.

e) Calidad.

Una forma de monitorear la calidad del proyecto, es la creación de un plan que garantice la eficacia del proyecto en la fase de planeación. Dentro de las actividades que podría incluir el plan, destacan la supervisión o la inspección basada en parámetros que aseguren que el funcionamiento se está llevando en condiciones óptimas.

Luego de llevar a cabo la inspección, se redactan los problemas en un resumen ejecutivo y posterior a ello, se hace del conocimiento del jefe de departamento en

cuestión, los problemas para buscar la solución más adecuada para trabajar de manera eficiente. De aquí se evaluará la calidad tomando en cuenta los problemas detectados y cómo afectarán a la conclusión del proyecto.

f) Elementos de acción.

Desafortunadamente en muchos proyectos existe mayor énfasis en identificar los problemas en vez de enfocarse en acciones que solucionen el problema. Por ello, esta sección deberá enfocarse en verificar cuántos problemas no han sido resueltos luego de ser detectados, de esta forma se podrá evaluar el retraso o avance en la solución de los problemas que se presentan.

Mediante la vigilancia de estos 6 parámetros, se puede tener una idea bastante concisa de la manera en la cual se está desarrollando el proyecto y de acuerdo a las exigencias o requerimientos propios se ajustarán los criterios.

2.2.2.2 Compromisos y responsabilidades del líder del proyecto

La primera práctica innovadora, relaciona las actitudes, responsabilidades y compromisos que sostiene el líder del proyecto. Su responsabilidad es asegurar que el alcance del trabajo se termine con calidad y a tiempo. Además, debe proporcionar liderazgo en la planeación, organización y control del esfuerzo de trabajo para lograr el objetivo establecido. También coordina las actividades de los distintos miembros del equipo para asegurar que se realicen las tareas correctas en el tiempo adecuado y se lleve a cabo el trabajo como un grupo unido.

En primer lugar, cuando se presenta un problema y se desea resolverlo, el líder del proyecto lo comunica a su equipo de trabajo, de tal manera que se cree una visión de lo que constituirá éste. Al involucrar al equipo en la solución del problema, el líder asegura que el plan sea más amplio que si lo hubiese desarrollado por sí solo. Además, con esta participación, el equipo se compromete a contribuir y realizar aportes a la solución.

En ciertas ocasiones, el líder deberá mostrarse un poco inconforme al escuchar propuestas de los miembros de su equipo o de los especialistas externos para tomar una decisión. Y probar a todos, mediante su ejemplo, que algunas ideas para solucionar algún problema o llevar a cabo cierta operación, ya están algo obsoletas y quizás exista algo más eficiente.

Los líderes de proyectos efectivos tienen capacidad de liderazgo firme, la habilidad para desarrollar personas, relaciones interpersonales, para comunicarse, la capacidad para manejar el estrés, así como habilidades para resolver problemas y de administración del tiempo.

Es de suma importancia que el líder tome conciencia de que la capacidad de innovación del proyecto comienza desde su planeación, y es recomendable que éste adquiriera ciertas actitudes nuevas tales como:

- ◆ Su actitud positiva frente a los cambios, a las tradiciones, a los tabúes.
- ◆ Su escucha positiva a los miembros de su equipo y a los especialistas externos.
- ◆ Proporcionar asesoría a los otros miembros en su papel de vigía y guía del equipo.
- ◆ Reforzar a su equipo y brindarle apoyo cuando éste lo requiera.
- ◆ Reconocer el esfuerzo de los miembros del equipo.
- ◆ Fomentar un ambiente de confianza, altas expectativas y satisfacción. Para hacer esto, el líder da su palabra y cumple sus compromisos; así como tener confianza en las decisiones que tome su equipo.

Durante la planeación del proyecto, cada uno de los integrantes del equipo debería sentirse investido del poder y del compromiso de contribuir a la innovación. Para que se alcance lo anterior, es necesario que el líder del proyecto realice o promueva lo siguiente:

- ◆ Estimule la creatividad de los miembros de su equipo mediante todos los medios apropiados: Publicaciones, viajes de exploración tecnológica, participación en reuniones.
- ◆ Aumentar la rapidez de reacción de decisión mediante la reducción del número de niveles jerárquicos; es decir, que cuando se tenga un problema, que no sea solucionado del mayor al menor nivel jerárquico.
- ◆ Cuando se presente un problema en el proyecto, todos los miembros tratarán de encontrar la solución aportando ideas en conjunto, las cuales deberán estar preparadas por una reflexión y un soporte del emisor de la misma.
- ◆ Estimular a los miembros del equipo a identificar problemas a tiempo y resolverlos por sí mismos; así como generar el tomar la iniciativa, correr riesgos y tomar decisiones, en vez de infundir miedo al fracaso.

Cabe recalcar que el liderazgo requiere que el líder del proyecto proporcione dirección, no que dé órdenes. El líder establece los parámetros y lineamientos para lo

que se debe hacer y los miembros del equipo determinan cómo hacerlo. Un líder efectivo no dice a las personas cómo hacer su trabajo. Los problemas interpersonales entre el líder del equipo y el equipo se pueden dar debido a:

- ◆ Falta de comunicación entre estas dos partes.
- ◆ El líder no especifica los tiempos límites para las tareas asignadas a los miembros del equipo.
- ◆ Llevar a cabo bastantes reuniones improductivas.
- ◆ Asignar a las personas un trabajo que está por debajo de su nivel de competencia y no representa un reto para ellas, reducirá la motivación para los miembros del equipo.

2.2.2.3 Compromisos y responsabilidades del equipo del proyecto

Que el líder del proyecto esté animado por el espíritu de la innovación es una condición previa, pero no suficiente. Hoy en día, otro desafío es saber generar y cultivar esta práctica en otros, ya que el liderazgo también consiste en estimular a las personas asignadas al proyecto para que trabajen como equipo con el fin de implementar el plan y lograr el objetivo de manera satisfactoria.

Es por eso que en la planeación de proyectos, el líder del proyecto, además de crear y organizar su equipo de trabajo, debe fomentar la creatividad, innovación, iniciativa, pensamiento crítico y buena relación entre los miembros del equipo y él mismo.

Un equipo de proyecto es más que un grupo de personas asignadas a trabajar en un proyecto. Es un conjunto de personas interdependientes que trabajan en cooperación para lograr un fin común. Ayudar a que estas personas se desarrollen y crezcan para convertirse en un equipo cohesionado y efectivo requiere esfuerzo por parte del líder y de cada miembro del equipo.

Como ya se sabe, la efectividad (o la falta de ésta) del equipo puede hacer la diferencia entre el éxito o el fracaso de una buena planeación del proyecto. A pesar de que se requieren planes y técnicas de administración de proyectos, las personas (el líder y el equipo) son la clave para el éxito. Entre las características asociadas con equipos de proyecto efectivos se incluyen:

- ◆ Una comprensión clara del objetivo de la planeación y del proyecto.
- ◆ Expectativas claras sobre la función y las responsabilidades de cada persona.
- ◆ Un alto grado de cooperación y colaboración.
- ◆ Un alto nivel de confianza.

En la etapa de visualización de oportunidades en un proyecto, los miembros de un equipo efectivo planean, controlan y se sienten responsables por sus esfuerzos individuales. Tienen altas expectativas de sí mismos y luchan por cumplir con sus tareas antes de la fecha límite. Además, no sólo trabajan en una tarea hasta que se les indique que deben detenerse, sino que también son autónomos y continúan con otras obligaciones y elementos de acción.

Los miembros del equipo efectivo participan y se comunican. No se sientan a esperar a que les pregunten; hablan y participan en las reuniones. Toman la iniciativa, se comunican con otros integrantes y con el líder del proyecto de manera clara, oportuna y sin ambigüedades. Proporcionan retroalimentación constructiva para los demás.

Los integrantes de un equipo efectivo no sólo tienen la responsabilidad de identificar problemas, sino que también deben resolverlos. Para esto, es necesario que sugieran soluciones alternativas y estén listos y dispuestos a colaborar con otros miembros con el fin de resolver el problema, incluso aunque se encuentre fuera de su área de responsabilidad asignada.

La actitud que muestren es de suma importancia, la cual debe incluir respeto por todos los miembros del equipo y por sus puntos de vista. No se permite que el orgullo, la obstinación ni la arrogancia se interponga en el camino de la colaboración, la cooperación y el compromiso.

Por otra parte, a pesar de que cada equipo de proyecto tiene el potencial de alta efectividad, con frecuencia existen barreras que impiden que alcance el nivel del que es capaz. A continuación se presentan las barreras que pueden dañar la efectividad de un equipo de proyecto:

- ◆ Metas poco claras.
- ◆ Falta de claridad en la definición de funciones y responsabilidades.
- ◆ Falta de estructura del proyecto.
- ◆ Falta de compromiso.
- ◆ Mala comunicación.
- ◆ Liderazgo ineficiente.
- ◆ Rotación de los miembros del equipo del proyecto.
- ◆ Comportamiento disfuncional.

2.2.2.4 Fases críticas para la solución de problemas en etapas de visualización de proyectos

Durante la visualización rápida del proyecto (Quicklook), se encontrará el equipo con algunos problemas durante el proceso de evaluación, algunos más graves que otros. Este tipo de problemas de carácter técnico podrían retrasar e incluso poner en peligro el arranque del proyecto.

Por ello, se proponen los siguientes pasos para la solución del problema:

1. *Desarrollar una exposición del problema:* Es importante comenzar con una exposición del problema, lo que proporcionará definición y límites al mismo. Esta explicación proporcionará un vehículo para llegar a un acuerdo y un correcto entendimiento sobre la naturaleza exacta del problema que se está intentando resolver. En ocasiones, debido a que el conflicto no es expuesto de manera correcta, suele llevar a malos entendidos o soluciones que no son las que se requieren para finiquitar el problema.

Un ejemplo de una exposición deficiente es: “Estamos retrasados”. Un ejemplo de una mejor exposición es: “Tenemos un retraso de dos semanas. Debido a problemas climatológicos, parece que no lograremos cumplir por tres semanas la fecha de conclusión prevista en un principio, que es de cuatro semanas a partir de ahora, a menos de que hagamos algo. Si no cumplimos con la fecha establecida, se generarán gastos excesivos que no se tenían presupuestados en un principio”.

Mientras más específica o cuantitativa sea la exposición del problema es mejor, porque cualquier medición se puede utilizar como criterio posterior para evaluar si ciertamente se ha resuelto el problema.

2. *Identificar las posibles causas del problema:* Pueden existir muchas razones por las que ha ocurrido o está ocurriendo un problema. Una técnica que se utiliza con frecuencia para identificar causas potenciales de un problema es la lluvia de ideas, la cual será expuesta con más detalle posteriormente; en este paso se requerirá del apoyo y participación de cada uno de los miembros.
3. *Verificar las causas más probables sustentadas en información de primera mano:* Una vez que se tengan distintas causas en la lista de conflictos es importante que los miembros del equipo de proyecto, incluido el líder, verifiquen rápidamente que sean éstas, efectivamente las que estén originando el conflicto.

De lo contrario se puede desperdiciar mucho tiempo desarrollando propuestas erróneas, en lugar de atacar la causa del problema. Algunas de estas fuentes de información pueden ser: hacer preguntas, entrevistar personas, hacer pruebas, leer informes o analizar información. Sin embargo, se tiene que hacer para centrar el trabajo del equipo en el resto del proceso de solución de problemas.

4. *Identificar posibles soluciones:* Éste es un paso crítico y creativo del proceso de solución de problemas. Los miembros del equipo necesitan tener cuidado de no pasar a la siguiente solución propuesta o incluso a la más obvia. Se sentirán desencantados más adelante cuando esa primer u obvia solución no funcione y se tenga que empezar de nuevo.

Por ejemplo, retomando el ejemplo del retraso de tres semanas, la solución obvia sería pedir una prórroga, misma que al final no sería concedida por compromisos realizados con anterioridad que deberán cumplirse y al final lo único que conseguiría sería alarmar a mandos altos sobre la posibilidad del incumplimiento del plazo y conseguir únicamente más presión sobre el equipo. La técnica de lluvia de ideas, también es muy útil en este paso para ayudar a identificar posibles soluciones.

5. *Evaluar las soluciones alternas:* Una vez que se han identificado varias soluciones en el paso anterior, es necesario evaluarlas rápidamente. Puede haber muchas buenas soluciones, aunque diferentes. Se debe evaluar cada solución viable. En este paso, se dará pie a establecer criterios contra los cuales se evaluarán las soluciones alternas, ya sea en función del tiempo, del precio, los resultados anteriores, tiempo de implementación, etc. Una vez que se han establecido los criterios a considerar, el equipo evaluará en la escala que considere necesaria cada una de las soluciones viables. Cada criterio se pondrá de acuerdo a su importancia.

Por ejemplo, el tiempo de implementación podría pesar más que el económico puesto que los gastos derivados de un retraso podrían ser mayores que los que se requerirían para implementar la solución.

6. *Determinar la mejor solución:* En este paso se utilizan las tarjetas de calificación de evaluación, mismas que deberán ser llenadas por cada uno de los miembros del equipo. Esto se convierte en la base para la discusión entre los miembros del equipo. Las tarjetas de calificación no se aplican como el único mecanismo para determinar la mejor solución; se usan como herramienta para el proceso de toma de decisiones.

Aquí es donde se vuelve importante tener un equipo bien equilibrado en términos de los conocimientos pertinentes. La decisión de cuál es la mejor solución se basa en los conocimientos y la experiencia de los miembros del equipo de solución de problemas, junto con las tarjetas de calificación de la evaluación.

7. *Decisión final:* Finalmente, en esta etapa se revisan las opiniones de los participantes expresadas en las tarjetas y se llega a un consenso para decidir cuál es la mejor solución.

2.2.2.5 Desarrollo de una lluvia de ideas

Otra práctica relativamente innovadora que se recomienda realizar en la planeación de proyectos, es el desarrollo de una lluvia de ideas al momento de querer tomar una decisión ya sea para llevar a cabo una simple operación o solucionar un problema. Al hacer uso de esta técnica, todos los miembros de un grupo contribuyen con ideas espontáneas.

La lluvia de ideas es una forma de generar muchas ideas de manera sencilla, eficaz y rápida. Genera entusiasmo, creatividad, mejores soluciones y un mayor compromiso. Es útil primordialmente en la identificación de las causas potenciales del problema, así como para encontrar las soluciones posibles. La cantidad de ideas generadas es más importante que la calidad de las mismas. El objetivo es que el grupo produzca la mayor cantidad de ideas posibles, incluyendo las novedosas y poco ortodoxas.

El proceso consiste en que el equipo se sienta alrededor de una mesa, con un moderador con un rotafolio o con un pizarrón para registrar las ideas. Para iniciar el proceso, uno de los miembros menciona una idea. El proceso continúa alrededor de la mesa y cada persona sólo menciona una idea a la vez. Cualquier persona a la que no se le ocurra una idea cuando sea su turno, simplemente dirá: "Paso".

A algunas personas se les ocurrirán ideas que incorporan algo mencionado antes por otras personas. La incorporación consiste en la combinación de varias ideas en una sola o mejorar la idea de otra persona. En la medida en que las ideas se mencionan, el moderador escribe en el rotafolio o en el pizarrón. Este proceso en el que todos participan continúa hasta que nadie tiene más ideas o hasta que se acaba el tiempo.

Se deben seguir algunas reglas importantes para que la lluvia de ideas funcione: no discutir y no hacer comentarios sentenciosos. En cuanto un participante presente su idea será el turno de otra persona. Las personas deberán exponer una idea, sin discutirla ni justificarla. Los otros participantes no pueden hacer comentarios, ni a favor ni en contra, y nadie podrá formular preguntas a la persona que expuso la idea; así como evitar utilizar el lenguaje corporal para enviar un mensaje de crítica.

Antes de que los miembros de un equipo y el líder seleccionen una solución para el problema, deben asegurarse de que han explorado una gama amplia de ideas y opciones. De esta manera se asegura que el proceso haya sido efectivo con el objetivo de encontrar la solución al o los problemas planteados.

Una regla básica en la lluvia de ideas es que no se evalúen las ideas producidas, esta evaluación se dejará para más tarde. Si se hace la evaluación en el momento de la reunión, es posible que se presenten discusiones, enfrentamientos de opiniones, y finalmente, bloqueos de creatividad. Ante todo se busca la máxima cantidad de ideas, más que centrar la discusión sobre la evaluación de una idea.

No evaluar, es renunciar a la censura de las ideas emitidas por los demás, sea lo que sea que se piense de ellas. Debe olvidarse la propia experiencia sobre el problema, que

empuja a criticar las ideas emitidas fuera de nuestro campo habitual de reflexión. Está prohibido el “no”, “esto no funcionará”, “el jefe nunca aceptará eso”.

Así como es importante la tolerancia a los demás y no criticar sus opiniones, también se recomienda que cada miembro renuncie igualmente a toda forma de autocrítica. Si tiene alguna idea, por más simple y absurda que parezca, lo ideal es que la exprese hacia los demás. Pues lo que se diga, cualquiera que sea su nivel de factibilidad, es útil en el proceso de asociación de ideas.

En creatividad se hacen rebotar las ideas, se transfieren, la creatividad quiere decir que se toma una idea, la transformo y otro la continúa. Esto impone una atenta escucha, una voluntad de comprender a los demás. De aquí, la importancia de la buena constitución del grupo para iniciar la comunicación.

Para esto, es necesario tener actitud positiva para descubrir soluciones innovadoras del problema planteado. Debemos girar la espalda al problema para volver sobre el mismo con una visión nueva. Este paso es más fácil para los no expertos, por lo cual un grupo de éstos siempre debe ser incluido.

2.2.2.6 Reuniones

Una reunión puede ser un vehículo para fomentar la creación del equipo y reforzar las expectativas, papeles y el compromiso con el objetivo del proyecto de los miembros del equipo. Las reuniones son parte fundamental del trabajo cotidiano, y el punto de referencia prioritario para el flujo e intercambio formal de información. Existen varios tipos de reuniones, las cuales se enumeran a continuación:¹⁰

- ◆ Reuniones para revisión de la situación.
- ◆ Reuniones para solucionar problemas.
- ◆ Reuniones para revisión del diseño técnico.

a) Reuniones para revisión de la situación.

Por lo general, la reunión para la revisión de la situación del proyecto la dirige el líder del proyecto; normalmente incluye a todo el equipo o parte de él, además del proveedor y/o la alta dirección del equipo. Los propósitos principales son informar, identificar problemas e identificar partidas de acción. Este tipo de reuniones se deben realizar sobre una base periódica, programada, para que los problemas y los posibles contratiempos se puedan identificar a tiempo evitando sorpresas que pongan en peligro el logro del objetivo del proyecto. Se pueden llevar a cabo cada semana con el equipo y con menos frecuencia con el proveedor o especialistas.

Algunos de los temas que se pueden estudiar bajo cada una de las partidas de la agenda son:

- ◆ *Logros desde la última reunión:* Se deben identificar los puntos de referencia clave del proyecto que se alcanzaron y se deben revisar las acciones sobre las partidas de las juntas anteriores.
- ◆ *Situación del costo, el programa y el alcance del trabajo:* El desempeño se debe comparar con el plan de línea base. Es importante que la situación se base en información actualizada relacionada con las tareas determinadas y los gastos reales.
- ◆ *Tendencia del costo, el programa y el alcance del trabajo:* Se debe identificar cualquier tendencia positiva o negativa en el desempeño del proyecto. Incluso si va adelantado con relación al programa, el hecho de que éste ha estado retrasándose las últimas semanas puede señalar que ya se debe poner en práctica la acción correctiva, antes de que el proyecto se retrase.
- ◆ *Variaciones en el costo, el programa del trabajo:* Se debe identificar cualquier diferencia entre el avance real y el planeado con relación al costo y al programa para los paquetes y tareas de trabajo del proyecto. Estas variaciones pueden ser positivas, por ejemplo, estar adelantados con relación al programa, o negativas, como haber excedido el presupuesto de acuerdo a la cantidad de trabajo que se ha realizado. Las variaciones negativas pueden ayudar a determinar con exactitud tanto los problemas actuales como los potenciales. Se debe prestar atención particular a aquellas partes del proyecto que han tenido variaciones negativas y que continúan empeorando.
- ◆ *Acciones correctivas:* En algunos casos se pueden llevar a cabo acciones correctivas para resolver problemas y posibles contratiempos en la misma reunión para la revisión de la situación, por ejemplo: recibir la aprobación de la alta dirección para la compra de ciertos materiales o la autorización de tiempo extra para que el proyecto vuelva a estar dentro de lo programado.
- ◆ *Oportunidades para mejoría:* Éstas también se deben identificar, junto con las áreas de problemas y las acciones correctivas necesarias. Por ejemplo, un miembro del equipo quizá señale que se pueden cumplir las especificaciones técnicas con el uso de un material o una pieza de equipo alternativo que es mucho más económica que la que se planeó usar originalmente.

b) *Reuniones para solución de problemas.*

Cuando un miembro del equipo del proyecto identifica un problema o posible contratiempo, debe solicitar de inmediato una reunión para la solución de problemas con las personas apropiadas, no esperar una reunión futura para revisión de la situación. El identificar y resolver los problemas tan pronto como sea posible es crítico para el éxito del proyecto.

El gerente y el equipo de proyecto necesitan establecer pautas al inicio de éste con relación a quién debe convocar las reuniones para la solución de problemas. En estas reuniones, se analizan nuevamente los problemas dándoles un enfoque para la solución de éstos mediante la guía crítica explicada con anterioridad.

c) Reuniones para revisión del diseño técnico.

Los proyectos que incluyen una fase de diseño, como lo es un sistema de información, probablemente requieran de una o más reuniones de revisión del diseño técnico para asegurar que la alta dirección esté de acuerdo o apruebe el enfoque del diseño desarrollado por el equipo.

En muchos proyectos técnicos hay dos reuniones para revisión del diseño:

- ◆ *Una reunión preliminar para revisión del diseño:* El propósito de esta reunión es obtener la aprobación de la dirección en relación al enfoque del diseño que cumple con los requisitos técnicos y obtener la aprobación, antes de que el equipo pida el apoyo necesario a proveedores o especialistas externos.
- ◆ *Una reunión final de revisión del diseño:* El propósito de esta reunión es obtener la aprobación final de la dirección antes de que se ejecute el plan.

Cuando se llevan a cabo las reuniones y/o presentaciones, para tener un buen resultado de éstas, durante la fase de planeación de proyectos o en cualquier etapa del proyecto, es indispensable que se tome en cuenta los siguientes puntos; mismos que serán retomados con mayor profundidad posteriormente.

- ◆ Se comience la reunión a tiempo.
- ◆ Designar a alguien para que tome notas.
- ◆ Revisar el propósito de la reunión y la agenda.
- ◆ Integración del equipo.
- ◆ Resumir los resultados de la reunión al final de la misma.
- ◆ No se rebase el tiempo programado para la reunión.

2.2.2.7 Relación con los proveedores

Es importante considerar la existencia de los proveedores como mejor práctica en la planeación de proyectos. Una de las mayores ventajas competitivas que se pueden aprovechar tiene que ver con la relación que se mantiene con los proveedores y del conocimiento que se tenga de ellos y de su entorno. El poder de negociación de los proveedores puede determinar el éxito para una buena visualización de oportunidades. Es por eso que el líder y el equipo del proyecto deben considerar:

- ◆ Buscar a proveedores que puedan solucionar el problema sin importar el tamaño de su empresa.
- ◆ Hacer el censo de los proveedores con los que se puede contar en materia de investigación y desarrollo.
- ◆ Tener confianza en ellos y proporcionarles los datos necesarios de tal manera que los proveedores puedan ofrecernos soluciones viables.
- ◆ Las ideas y soluciones planteadas por los proveedores deberán ser: suficientes, evolutivas e innovadoras; si no se alcanzaran estos tres elementos, lo recomendable es considerar un cambio de proveedor.

2.2.2.8 Otros recursos disponibles a considerar

Después de haber logrado que los posibles vendedores, distribuidores y proveedores contribuyan, todavía quedan algunas puertas a las que llamar, para descubrir personas dispuestas a participar en la puesta a punto de los proyectos. Las universidades e instituciones de investigación, las grandes empresas, sin olvidar un cierto número de organismos públicos pueden cumplir con esta función. El desarrollo de la innovación pasa por el desarrollo de una cultura de apertura, de cooperación y de redes.

2.2.3 Sinergia profesional

Anteriormente, se había señalado las ventajas del trabajo en equipo y para que no se tome como un proceso separado, el Quicklook toma en cuenta, como parte esencial, el trabajo en equipo donde será necesario documentar la investigación que cada integrante realice y mantener estrecha comunicación con los otros miembros del grupo. Si existe rivalidad o algún problema entre los miembros del equipo, será uno de los factores que altere el orden natural del proceso, generando un posible fracaso en el proyecto.

Esta rivalidad también puede provocar vacíos o huecos en el programa que de otra forma pudieran evitarse con la correcta y respetuosa comunicación con los miembros del equipo. Un ambiente de trabajo que favorezca preguntas, respuestas y una retroalimentación, hará más sencillo el proceso de conjunción de ideas, sin que ello represente que todos deberán tener la misma ideología; al contrario, un grupo con propuestas variadas, logrará decidir la mejor opción entre un conjunto de opciones a elegir, considerando un mayor número de combinaciones y seleccionando de entre ellas, la mejor.

Uno de los factores que hace posible que se dé buena sinergia, es la capacidad individual (de cada integrante) por mostrar un buen desempeño, la cual dependerá primordialmente de los siguientes cuatro pilares de la educación, (Figura 2.2):

- ◆ Saber: conceptos, datos, principios, hechos.
- ◆ Saber hacer: habilidades, destrezas, técnicas.
- ◆ Saber ser: actitudes, normas, valores que lleven a tener convicciones y asumir responsabilidades.
- ◆ Saber convivir: predisposición al entendimiento y a la comunicación interpersonal, favoreciendo un comportamiento colaborativo.



Figura II.2 - Pilares de la educación para un mejor desempeño individual

Cada miembro del equipo deberá estar atento de lo que están realizando los demás integrantes, qué fuentes y personas están contactando y qué han aprendido de cada elemento. Ya que podría irritar de sobremanera que varios miembros del equipo estén contactando al mismo proveedor, haciéndole las mismas preguntas.

Aprovechando la fuerza de trabajo de cada miembro del equipo para diferentes soluciones, se evitan coincidencias y tiempo que pudo haber sido destinado a documentar otra u otras soluciones. Ya que puede darse el caso de que uno de los integrantes domine muy bien alguno de los temas que está documentando y además pretenda documentar otro tema que quizá otro miembro ya esté desarrollando con un mejor dominio.

Este tipo de comunicaciones hará que en vez de trabajos individuales, se realice un intercambio de ideas, favoreciendo la transmisión de conocimientos sobre el o los

temas y se conjunte un verdadero trabajo en equipo que nutra el proyecto, asegurando el aumento de la probabilidad de éxito.

Un parámetro relevante es la división del trabajo contemplado, hecho que hay que calcular cuidadosamente. Se pide que la distribución de actividades se lleve a cabo de acuerdo a las capacidades de cada miembro, si no se consideran las aptitudes y actitudes de cada uno, podría provocar un aumento de tiempo de trabajo de investigación en contraste a si se asignaran las tareas de acuerdo a las especialidades manejadas por cada integrante.

La selección del personal que se empleará en el Quicklook de acuerdo a sus conocimientos, habilidades, aptitudes y experiencia logrará el balance adecuado de las responsabilidades. Por lo regular los miembros con más años de laborar en la empresa han visto más problemas y la manera de solucionarlos a diferencia de los miembros con menos experiencia en el tema, mientras que los miembros más jóvenes están más familiarizados con temas de actualidad o más reciente aplicación que quizá los miembros más veteranos no han considerado o no conocen.

Es importante decir que el líder del proyecto no puede delegar a un miembro de su equipo un conjunto de tareas que requiere más días que la persona que tiene disponible. De igual forma, el líder no puede esperar que las personas realicen tareas para las cuales no tienen la experiencia apropiada.

La delegación, no obstante, proporciona oportunidad para asignar tareas que constituyen un reto o ampliar las tareas para las personas con el fin de desarrollar y ampliar su experiencia y habilidades. Por consiguiente, cuando el líder del proyecto esté delegando, considera no sólo las capacidades actuales de la persona, sino también su potencial. Las tareas ampliadas activan a las personas para asumir el reto y demostrar que pueden cumplir con las expectativas del líder.

Recordemos que lo que deseamos lograr es un vasto acervo de opciones mediante una lluvia de ideas de cada individuo, con el objetivo de poder solucionar el problema que tenemos enfrente y con este abanico de miembros, se alcanzará mayor probabilidad de éxito.

Un Quicklook bien documentado incluirá las notas que el equipo tomó, qué fuentes fueron consultadas y qué información fue recopilada. Es importante anotar los pendientes o las preguntas que no pudieron ser resueltas para buscar una solución con los demás miembros en las juntas y agilizar los pendientes para darles salida. Sin buenas notas, no se podrá realizar una sólida y defendible presentación para los directivos encargados de tomar las decisiones finales.

Adicionalmente, las notas se deberán revisar y entregarse a los directivos. Claras y buenas notas reforzarán la creencia ante los directivos de la eficacia de la evaluación. Es importante este aspecto, ya que puede ser un trabajo impecable y muy bien realizado, pero que no está bien estructurado y que no pueda convencer a nadie que sería una buena opción, por lo que se descartará aunque quizá sea la mejor opción para el problema en cuestión.

2.2.4 Identificación temprana del riesgo y su administración

Como ya se sabe, en un proyecto, uno de los atributos que tiene éste es que implica cierto grado de incertidumbre. Esta falta de certeza puede impactar en su resultado. Durante un proyecto pueden ocurrir sucesos que tienen un efecto adverso en el éxito del mismo. El riesgo es la posibilidad de que ocurra una circunstancia no deseada que provoque cierta pérdida.

La administración del riesgo consiste en identificar, evaluar y responder a los riesgos del proyecto con el fin de reducir al mínimo la probabilidad y el impacto de las consecuencias de sucesos adversos en el logro del objetivo del proyecto. Es importante mencionar, que para el caso del Quicklook y su definición, únicamente se hace la identificación temprana del riesgo de manera general y rápida.

La identificación del riesgo incluye determinar cuáles riesgos podrían afectar de manera adversa el objetivo del proyecto y cuáles podrían ser las consecuencias de cada uno de ellos, si éstos ocurren. El enfoque más común para identificar las fuentes de los riesgos es la lluvia de ideas, proceso que ya fue explicado con anterioridad.

Durante el proceso de la lluvia de ideas, en etapas de planeación, algunos de los riesgos a identificar podrían ser los siguientes:

- ◆ La incorporación de tecnología avanzada que podría volver obsoleta la tecnología seleccionada al principio o que ya se tiene en disposición.
- ◆ Falta de certificación de los avances tecnológicos.
- ◆ Disponibilidad de mano de obra cuando se necesite.
- ◆ La entrega posterior a lo anticipado de herramientas y/o servicios de los proveedores o especialistas que serán contratados.
- ◆ Un aumento considerable no previsto en los precios.
- ◆ Es posible que el departamento de planeación de proyectos o incluso el gobierno no apruebe el monto total del préstamo para el proyecto.
- ◆ Falta de información de lo que abarca el proyecto.

Es recomendable que para cada riesgo, por lo menos se enliste su consecuencia potencial. Estas consecuencias podrían incluir retrasos en el programa, gastos adicionales sustanciales, el incumplimiento con los requisitos técnicos o los efectos adversos.

Es por eso que la evaluación de cada riesgo involucra la determinación de la probabilidad de que el suceso del riesgo ocurra y el grado de impacto que el suceso tendrá en el objetivo del proyecto. A estos dos factores se les puede asignar una calificación de alto, medio o bajo. Durante la lluvia de ideas, el líder del proyecto y su

equipo, junto con las personas externas al proyecto, determinan una calificación para cada riesgo.

Con base en la probabilidad de ocurrencia y en el impacto potencial, los riesgos pueden por tanto priorizarse. Por ejemplo, aquellos con la mayor probabilidad de ocurrencia e impacto pueden considerarse con mayor seriedad en el desarrollo de un plan de respuesta (reducir el impacto del riesgo).

La planeación de la respuesta al riesgo consiste en el desarrollo de un plan de acción para reducir el impacto o la probabilidad de cada riesgo, establecer un punto estratégico para el momento de implementar las acciones para afrontar cada uno de ellos y evaluar la responsabilidad de las personas específicas para implementar cada plan de respuesta.

Un plan de respuesta al riesgo puede evitar, mitigar o aceptar el riesgo. Evitarlo significa eliminar el riesgo al elegir un curso de acción diferente. Mitigar el riesgo significa emprender acciones para reducir la probabilidad de que el suceso de riesgo ocurra o reducir el impacto potencial.

Aceptar un riesgo puede implicar dos situaciones: estar de acuerdo con la consecuencia, en circunstancias donde la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial sean bajos, y luego lidiar con el riesgo si ocurre y cuándo ocurre, o bien, puede optar por desarrollar un plan de contingencia que se deberá ejecutar si se presenta un suceso de riesgo con alta probabilidad.

Finalmente, el plan de contingencia es un conjunto predefinido de acciones que se implementarán si ocurre el suceso de riesgo. La mayoría de los planes de contingencia requiere del gasto de fondos adicionales para emplear nuevos recursos, horas extra, compra de más materia o servicios, etc.

2.3 Etapas de la herramienta Quicklook como metodología de evaluación^{XIV}

2.3.1 Etapa 1 - Identificación de oportunidades y aplicaciones

Para esta fase es necesario realizar y aprovechar lo siguiente:

- ◆ Una lluvia de ideas con aportes de los integrantes del equipo de trabajo, agrupada una matriz de decisión.
- ◆ Identificación de problemas similares y la manera en la que fueron solucionadas, así como detectar cuál tecnología provee beneficios similares en artículos técnicos o en reportes a nivel mundial.



Figura II.3 - Integración de una idea

En la Figura 2.3 se aprecia cómo la lluvia de ideas consiste en el aporte individual de cada integrante con una idea, de tal manera que se pueda llegar a formar una solución consolidada con el fin de resolver algún problema.

La lluvia de ideas es una excelente herramienta para que todo el equipo se involucre y aporte algo al proyecto, recordando que aunque es un equipo multi-disciplinario y existan áreas que desconozcan ciertos miembros del equipo o que no posean la especialización que otros pudieran tener, no se deberá silenciar a los miembros, ya que estos pueden proveer ideas que lleven a un concepto que tengan más claros los encargados del área.

Es importante expresar que en este tipo de trabajos no existe un solo líder en el proyecto, sino un liderazgo situacional, que cambiará conforme se vayan definiendo las maneras de atacar los problemas a partir del modelo geológico, el estudio del subsuelo, hasta la colocación de instalaciones y la comercialización. Sin embargo, debe considerarse una persona que coordine y vigile la realización de lo planeado, así como el cumplimiento de los objetivos para que la fase de Quicklook no se desvíe y los especialistas cumplan con su trabajo adecuadamente.

Un excelente punto de partida es la identificación de productos similares, productos que tienen usos parecidos, o productos que resuelven problemas análogos. Si los productos no son claros o su utilidad es ambigua y desconfiable, una búsqueda en artículos técnicos o en catálogos del fabricante podrían indicar las respuestas que estamos buscando o indicar una nueva línea de investigación que podría arrojar productos con nuevas aplicaciones para la industria petrolera.

2.3.2 Etapa 2 - Identificación de usuarios finales y licencias potenciales

En este paso es necesario aprovechar y realizar lo siguiente:

- ◆ El contacto con miembros de la industria y con investigadores de instituciones de investigación y educación superior.

- ◆ Buscar en la base de datos de proveedores o en los concursos de licitación, los vendedores adecuados para realizar un estimado de costos para la factibilidad inicial del proyecto.
- ◆ Buscar en Internet, en artículos técnicos y en sociedades del área de interés.

En la Figura 2.4 los solicitantes de algún servicio podrían ser los individuos amarillos, y los prestadores de servicios (proveedores, vendedores, fabricantes, expertos y compañías operadoras) los grises o viceversa. Lo importante aquí es que las dos partes ganan, debido a que los que contratan algún servicio, reciben asesoría para solucionar algún problema y los prestadores de servicios venden sus productos, tecnología, conocimiento, etc.



Figura II.4 - Identificación entre solicitantes y prestadores de servicios

Este paso es crítico, debido a que la metodología del Quicklook depende de la investigación primaria. Luego que los problemas han sido identificados en la fase 1, se proseguirá a encontrar la mejor solución al problema como antes se mencionó, en consenso con todo el equipo reunido y posterior a ello, encontrar el o los productos que solucionen el obstáculo encontrado.

El proveedor es frecuentemente una excelente fuente de apoyo en la identificación de soluciones potenciales o nuevas tecnologías para tratar el problema, debido a que los productos usualmente surgieron de algún problema que requería una solución y él aceptó enfocar su investigación y recursos propios a encontrar la manera de resolver el problema.

Otras fuentes importantes son todas aquellas relacionadas a investigadores pertenecientes a instituciones de investigación y de estudios superiores (ejemplo a nivel nacional, “Instituto Mexicano del Petróleo”, “UNAM”, etc.). Otra opción es solicitar asesoría de los colaboradores internacionales, de esta manera se puede conocer sus impresiones sobre el producto que se desea adquirir o que se está comparando.

Un lugar perfecto para obtener opiniones de expertos son las sociedades o asociaciones del área que deseamos obtener una opinión. Estos grupos en ocasiones tienen una lista de compañías con intereses similares y por lo regular brindan información para poder contactar con las compañías que afrontaron dicho problema. Las sociedades, son clave para obtener contactos de manera rápida y económica.

Otra de las alternativas que ha faltado explorar, toma en cuenta la relación con otras compañías operadoras en el mundo para compartir experiencias y poder llegar a despejar dudas sobre la implementación de algún producto. La firma de convenios de colaboración entre compañías operadoras fortalecería el intercambio de información para el desarrollo de proyectos en un futuro.

El conocimiento previo y la experiencia de otras compañías operadoras y de servicios deberán tomarse en cuenta para considerar o descalificar productos para solucionar nuestros problemas particulares.

Recuérdese que la tecnología aplicada siempre ha resultado la que mayores beneficios logra extraer, debido al perfeccionamiento a la que es sujeta durante su creación e implementación; sin embargo, para aquellos productos que no han sido aplicados con anterioridad, lo ideal es llevar a cabo primero una experimentación a menor escala y en caso de ser exitosa esta prueba, llevarla a la ejecución masiva.

Para el caso de información digital, es aconsejable considerar aquella que otras compañías han publicado a través de sus artículos, donde expresan muchas de las inquietudes y resultados que arrojan los estudios, enfatizando en las aplicaciones concretas a problemas específicos. Empero, la restricción al acceso de los miembros de las compañías operadoras a artículos técnicos, dificulta la aplicación de estos datos a los conflictos que se busca resolver.

Una pista para determinar algunos de los productos que se busca aplicar, se puede encontrar en las patentes, conociendo cuántas de ellas se han empleado mayormente para solucionar el problema presente. También es factible solicitar una licencia “temporal” proveniente de los proveedores para uso de alguna tecnología. Esta práctica, puede ser muy útil cuando no se tenga después de búsquedas intensivas datos sobre los productos que parecen ser los más adecuados para la solución del problema.

2.3.3 Etapa 3 - Contacto con especialistas y otras compañías

Aprovechar y realizar:

- ◆ La relación con otras compañías.
- ◆ Las soluciones propuestas por el equipo para vencer las barreras que impiden solucionar el problema



Figura II.5 - Contacto entre solicitantes y prestadores de servicios

La Figura 2.5 ilustra las juntas ejecutivas en las que de manera obligatoria participarán miembros del equipo que contratarán algún servicio; a las que podrán acudir: proveedores, vendedores, fabricantes, expertos, investigadores y compañías operadoras para dar soluciones a los problemas.

Al momento de contactar especialistas, fabricantes potenciales o compañías prestadoras de servicios, es importante recordar que se está en ese momento en contacto con gente que proporcionará información sobre la viabilidad o uso de alguna tecnología. La mayoría de la gente estará contenta de ofrecer respuestas a numerosas inquietudes siempre que se les trate como “expertos” y se les de al menos durante la charla el lugar como tal.

Además, se recurre a los expertos porque potencialmente podrían ayudar en la solución a nuestros problemas y ellos estarán animados debido a que existe la posibilidad de que sus servicios sean contratados. Hay que hacer saber a éstos, que se les toma en cuenta para que proporcionen toda la información respecto a las soluciones planteadas y ello lleve a valorar la información obtenida y verificar la validez de estas soluciones.

Con entrevistas más profundas o más especializadas se podría llegar a obtener el punto de vista del experto. Esto podría ayudarnos al brindar información no tan fácilmente detectable como otros beneficios que el producto tendría, elemento que se podría considerar para futuras experiencias.

Cuando se lleven a cabo juntas de carácter técnico es importante mencionar las especificaciones necesarias para que ellos puedan realizar el análisis pertinente y presenten en el momento adecuado, las soluciones propuestas por ellos comparándolas con las que el equipo sugirió en un principio.

Es de suma importancia mantener toda la información confidencial fuera del alcance ya que podrían desencadenar problemas al exterior del equipo. Es conveniente también, hacer saber que existen competidores en el proceso de selección, esto motiva a que los proveedores hagan trabajar a sus expertos para encontrar solución al problema, respaldando u observando características que pudieran haber pasado por alto.

Es de suma importancia considerar tres aspectos precautorios referentes a los proveedores, tales como:

- ◆ El fabricante o proveedor puede no disponible inmediatamente del producto en el caso de que su tecnología no se haya comercializado de manera intensiva o es de reciente lanzamiento al mercado, por lo que habrá que recurrir a otros proveedores con tecnología más antigua y quizá menos eficiente. La tecnología deberá ser evaluada por el equipo en caso de que decidan aceptar esperar a que el proveedor atienda las dudas e inquietudes.
- ◆ Existen casos en los que los vendedores no están familiarizados con la tecnología o no conocen a detalle las características de los productos y no pueden ver por completo el campo de aplicación del producto o resolver por completo las dudas. Por lo que el equipo deberá ser capaz de identificar usos que el fabricante jamás consideró, estos nichos de oportunidad también podrían generar valor respecto a aquellos que consideran únicamente los propósitos para lo que originalmente fue creado el producto.
- ◆ Es importante realizar estudios previos a contactar con el proveedor y analizar aplicaciones potenciales antes de hablar con él. De esta manera, cuando se converse con él, se tendrá un conocimiento base sobre el producto y la conversación será más fructífera.

Cabe resaltar que el negocio de los vendedores, fabricantes y proveedores es comercializar su producto; debido a que muchos intentan lograr fama para sus productos tomando en consideración sus ventas y no sus resultados, existen muchos que incluso llegan a exagerar las capacidades de sus productos a pesar de las limitaciones del mismo.

Otra actividad relevante es reconfirmar los datos recolectados de los productos de nuestro interés con llamadas telefónicas o en las juntas de carácter técnico confrontándolas en caso que diverjan con las especificaciones que ellos manejan en los catálogos, esto será de gran ayuda para entender cómo los diferentes puntos de vista se relacionan y el por qué podrían diferir. Esta técnica puede ser empleada para determinar la causa de la diferencia de respuestas que cambia de acuerdo a la región en que se establezca el proveedor.

De manera importante, al final de la investigación se elaboran reportes donde se mencionan los puntos clave que se relacionarán entre sí para poder elaborar una solución viable, en vez de soluciones que no se puedan conjuntar para obtener una respuesta concreta.

Una de las secciones más comentadas en los reportes hace mención a las barreras para incluir nueva tecnología dentro de las soluciones. Algunas de estas barreras incluyen el costo para probar la tecnología, la incapacidad para realizar

comparaciones entre diferentes soluciones o la incompatibilidad de las nuevas soluciones con las instalaciones actuales.

Si no se considera un respaldo para probar nuevas tecnologías como experiencias en el mercado, detalles bibliográficos o estadísticas que indiquen más sobre el tema, estas barreras tecnológicas persistirán. Además la descripción del o de los nuevos productos deberá ser entendible para todos los miembros del equipo, sin importar su especialidad, enfocándose en lo que la tecnología hace, no en cómo lo hace.

Será de suma importancia el conocimiento, experiencia y criterio de un Ingeniero Petrolero durante todo el proceso, en conjunto estas características entrarán en acción para evitar engaños por productos que prometen cosas que no pueden hacer así como dejar claro desde el inicio, que la contratación de los proveedores participantes algunas veces es imposible.

2.3.4 Etapa 4 - Preparación de la presentación y formalización de la documentación del proceso

En esta última fase, se aprovecha lo siguiente:

- ◆ La información recolectada en el proceso.

Para esta etapa, la Figura 2.6 muestra cómo al final del Quicklook se lleva a cabo una presentación informando al equipo de la o las soluciones posibles que se hayan contemplado durante todo el proceso de estudio y selección, así como la documentación de la misma con los resultados finales.



Figura II.6 - Presentación de la información recolectada

2.3.4.1 Presentación final

Al momento de elaborar la presentación, es importante notar todos los puntos de vista y llegar a un acuerdo dentro del equipo para respaldar todas las soluciones propuestas, no hay nada más difícil de sostener que aquello que no convence incluso a miembros dentro del equipo. La intervención de todos los miembros arrojará una

evaluación técnico-económica preliminar que será consecuencia de un análisis rápido pero cuidadoso y podrá definir si el Campo en estudio será explotable a un tiempo determinado.

Un estudio en el cual quedan plasmados los esfuerzos de los miembros del equipo y existe interés por parte de todos los integrantes suele ser más viable que aquel en el cual existe un deslinde en el cumplimiento de actividades y un moderado interés por parte del equipo, por lo que involucrar a todos los integrantes del equipo será un elemento vital para el éxito del proyecto.

En el ámbito tecnológico se deberá hacer énfasis en los beneficios que se podrán lograr con la implementación de las nuevas prácticas y productos que pretendemos adquirir. No se deberá hablar de las características de la tecnología, más bien de los problemas que resolverá.

Es de vital importancia para la presentación del Quicklook, realizar algunas consideraciones en cuanto a organización se refiere tomando varios puntos que se consideran muy importantes para el desarrollo final del proceso de toma de decisiones.

- ◆ *Iniciar puntual la presentación:* Debido a la molestia que ocasionaría y la predisposición al rechazo por parte de los asistentes, es muy importante tomar esta consideración. Una persona a la que se le ha pedido desprenderse de sus responsabilidades para asistir a la reunión y se le hace esperar, desarrollará un rechazo al proyecto debido a las molestias que le han ocasionado.
- ◆ *Nombrar a un encargado de tomar notas:* La selección de una persona responsable de tomar notas es vital, ya que las notas deberán ser concisas y abarcar partidas de decisiones y acciones, asignaciones y fechas de terminación estimadas. Las minutas detalladas pueden ser molestas tanto para tomarlas como para leerlas más tarde y por consiguiente se deben evitar.
- ◆ *Revisar el propósito de la reunión y la agenda:* Ser conciso y no hablar durante mucho tiempo mantendrá el interés de los participantes en la presentación y evitará distracciones.
- ◆ *Integración del equipo:* El encargado del proyecto no debe dirigir todas las discusiones, sino más bien, debe permitir que otros integrantes las dirijan sobre los temas que les han sido asignados y que por ende dominan a un grado mayor.
- ◆ Resumir los resultados de la reunión al final de ésta y asegurarse de que todos los participantes tengan comprensión clara de todas las decisiones y partidas de acciones. El líder de la reunión debe expresar en forma verbal estos asuntos para ayudar a evitar cualquier incompreensión.

- ◆ *Evitar que se exceda el tiempo programado para la reunión:* Los participantes quizá tengan otros compromisos u otras reuniones posteriores. Si no se cubren todos los temas de la agenda, es mejor programar otra reunión para las personas involucradas en esas partidas. Al hacer esto se perderá el hilo de la presentación y volver a hacer un resumen de ésta para retomar los puntos pendientes, podrá provocar insatisfacción en los participantes.

Después de la reunión es importante publicar los resultados de la misma dentro de las 24 horas posteriores. El documento de resumen debe ser conciso y si es posible constará de sólo una página. Debe confirmar las decisiones que se tomaron y relacionar las partidas de acción, incluyendo quién es el responsable, la fecha estimada de terminación y las partidas esperadas a entregar. También puede relacionar quiénes asistieron y quiénes estuvieron ausentes.

Los resultados de la reunión se deben distribuir a todas las personas invitadas, tanto si asistieron como si no. Las notas deben incluir una descripción detallada de las discusiones en la misma. Las presentaciones efectivas, al igual que los proyectos exitosos, requieren de buena planeación y buen desempeño.

2.3.4.2 Elaboración del reporte final

Entendiendo que el reporte deberá escribirse en un lenguaje sencillo para que la persona encargada del proyecto, si no es un experto en el tema, lo pueda entender y en su caso, aprobar. Es importante enlistar los beneficios para que se puedan analizar y digerir con mayor facilidad. Si existen comentarios negativos que señalan obstáculos futuros a superar y un fracaso del análisis por consecuencia, se deberán analizar los puntos débiles que hacen que el proyecto no convenza.

Los informes por escrito son tan importantes como los orales para comunicar información sobre un proyecto. En ellos, se plasmarán una serie de medidas a adoptar en el desarrollo del Quicklook. También es relevante recordar que los informes tienen que redactarse para que traten lo que es de interés para los lectores, no lo que es de interés para la persona que redacta el informe.

Por lo general, el informe final del Quicklook es un resumen de éste. No es una acumulación de los informes de avances, ni tampoco una historia paso a paso de lo que ocurrió durante la planeación. El informe final puede incluir lo siguiente:

- ◆ La necesidad original por parte de la compañía.
- ◆ El objetivo original del proyecto.
- ◆ Requisitos originales.
- ◆ Beneficios propuestos como resultado del proyecto.
- ◆ Una breve descripción del proceso del Quicklook.

- ◆ Consideraciones futuras. Esta sección puede incluir las acciones que la gerencia posiblemente quiera tomar en cuenta en el futuro para mejorar o ampliar los resultados del proyecto.

Adicional a los temas que se tocarán en el informe final, el tomar en consideración las pautas siguientes al preparar informes del proyecto ayudará a asegurar su utilidad y valor para quienes lo reciben:

- ◆ *Hacer conciso el informe:* No debe intentarse impresionar con volumen a quienes lo reciben. La extensión de un informe no es equivalente al progreso o los logros del proyecto. Si son breves, hay mayor posibilidad de que se lean y que se entiendan. Además, la preparación de informes puede ser una actividad que requiera de mucho tiempo; por lo tanto, el gerente del proyecto debe intentar minimizar el tiempo que necesita el equipo para desarrollar la información necesaria.
- ◆ *Colocar primeramente los puntos más importantes:* En el informe y en cada párrafo. Algunos lectores tienen la tendencia a leer la primera frase y después ojear el resto del párrafo.
- ◆ *Revisar el contenido:* El informe deberá ser abierto, atractivo y organizado en forma tal que sea comprensible para los lectores. No deberá estar amontonado ni tener un tipo de imprenta muy pequeño que haga difícil su lectura.

2.4 Comparativa entre las metodologías FEL y Quicklook

Recapitulando lo explicado en el Capítulo 1 y 2, para un mejor entendimiento de lo que la herramienta Quicklook aporta respecto a la etapa de visualización de la metodología FEL; se construyó la Tabla 2.1 que muestra las principales ventajas de la herramienta Quicklook sobre la metodología FEL.

Tabla II.1 - Comparativa entre la metodología FEL y Quicklook

Concepto	Front End Loading	Quicklook
Equipo multidisciplinario	Integración de equipo multidisciplinario tradicional	Inclusión de redes de expertos al equipo multidisciplinario
Visualización de soluciones y oportunidades	Proporcionadas únicamente por el equipo multidisciplinario	Participación de externos y redes de expertos, además del equipo multidisciplinario
Tiempo e indicación de la viabilidad técnico-económica	La etapa de visualización puede extenderse desde 8 a 24 meses	Visualización de oportunidades en menos de 2 meses

Rediseño del proyecto	Minimiza cambios en las etapas del proyecto	Aun menor que en la metodología FEL
Matriz de final de escenarios	Se genera un matriz más grande, lo requiere de estudios más complejos y con ello mayores cálculos	La inclusión de redes de expertos y externos proporciona información buena y confiable lo que disminuye la extensión de la matriz
Costos, esfuerzos y recursos	A medida que el estudio se extiende a un periodo mayor, se requerirá más de éstas componentes	Debido a la reducción en los tiempos de visualización, se traduce en menores costos, esfuerzos y recursos

Finalmente, se debe recordar que la metodología Quicklook no pretende ser un análisis profundo y detallado, sino una oportunidad de poner en marcha un proyecto lo más pronto posible con el mejor equilibrio entre riesgo y el VPN. El énfasis en proveer información que será útil para apuntar a la solución más confiable, deberá ser recalado en los miembros del equipo.

CAPÍTULO III. ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL

Se eligieron los Campos Ayatsil-Tekel en razón de que éstos, requerían de una metodología de planeación y evaluación ejecutada en el menor tiempo posible; que permitiera una eficiente toma de decisiones para su explotación, elevando la reserva de hidrocarburos de México; por lo que se recurrió al uso de la herramienta Quicklook, ya que cumple con las características antes mencionadas.

Una de las bases fundamentales de la herramienta Quicklook, considera la etapa Pre-FEL, que incluye la revisión de la información disponible de estos Campos (volúmenes originales, reservas, propiedades de los fluidos, geología regional, sistema petrolero, etc.), dicha documentación será presentada en el presente capítulo.

3.1 Marco geológico regional

Cada uno de los detalles estructurales, estratigráficos y las propiedades del sistema roca-fluido, que distinguen la geología de los Campos Ayatsil-Tekel, son el resultado de acontecimientos geológicos, tectónico-estructurales y geoquímicos, que de forma regional y/o local actuaron en los periodos de la historia geológica de la región donde se localizan estos Campos.

Los eventos geológicos, tectónico-estructurales y geoquímicos que han influido en la zona, están relacionados directamente con los que han ocurrido en la Sonda de Campeche, a la evolución del Golfo de México, y a las Cuencas Terciarias del Sureste.²⁷

Estos acontecimientos generaron fuertes deformaciones, cabalgamientos, sistemas de fracturas, pilares y fosas tectónicas en el área, y de manera local han influido en la arquitectura de las trampas petroleras de los yacimientos de la región. Además, los ambientes de depósito, los procesos geoquímicos y diagenéticos de la región, favorecieron primordialmente la formación de rocas carbonatadas con alta porosidad secundaria, así como rocas terrígenas principalmente arcillosas (lutitas), que cierran delgados cuerpos de arenas con buen potencial petrolero de manera general en la Sonda de Campeche.

3.1.1 Tectónica regional

A través de millones de años de evolución de la tierra, es importante señalar la tectónica como uno de los elementos que contribuyó a la formación de los depósitos que contienen hidrocarburos en la actualidad. El desarrollo al que ha sido sujeto el Golfo de México y en específico la Sonda de Campeche, obedece a diferentes eventos tectónicos tales como:

1. La apertura del Golfo de México en el periodo Triásico, desencadenando un rompimiento de la corteza terrestre que contenía ambientes someros. Esto permitió la acumulación de depósitos continentales y marinos.
2. La subsidencia, así como la generación de grandes fallas normales fueron los eventos que dominaron el Jurásico tardío. Una relativa estabilidad tectónica favoreció el depósito de carbonatos de rampa somera.
3. En el Cretácico, un conjunto de elementos estructurales formados por “Grabens” y “Horst”, dio lugar al acomodo para la depositación de sedimentos del Cretácico Inferior al Cretácico Superior (en lo sucesivo KI y KS respectivamente).
4. En el Paleógeno, un evento tectónico denominado “Orogenia Laramide” formó la Sierra Madre Oriental, esto ocasionó que la depositación cambiara a elementos de tipo clásticos-terrágenos que empezaron a llenar los depósitos del Golfo de México y la sierra recién formada; mientras que para el bloque de Yucatán, la depositación de carbonatos en un ambiente somero continuaba, misma que se abordará con mayor profundidad posteriormente.

La geología regional está directamente influenciada por los elementos que constituyen el Golfo de México, así como aquellos próximos del Sureste (en lo sucesivo SE) mexicano: la plataforma de Yucatán, las cuencas Cenozoicas del SE, y la Sierra de Chiapas; en las cuales se llevaron a cabo diferentes eventos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales relacionados con la evolución del Golfo de México.

La Plataforma de Yucatán es un extenso banco carbonatado, cuyo desarrollo inicia en el Mesozoico y continúa en la actualidad, dicho banco se extiende hasta el escarpe de Campeche, en el que replegados sobre su porción occidental se encuentran grandes cuerpos deformados de sal que han intrusionado a rocas mesozoicas y cenozoicas.

La dinámica del bloque de Yucatán, ha permitido delimitar los depósitos de sal durante el Calloviano-Oxfordiano, además de actuar como un contrafuerte en los procesos de deformación ocasionados por los esfuerzos compresivos que han actuado desde el KS hasta el Reciente; el bloque de Yucatán es un cuerpo levantado desde el Jurásico en el que han imperado ambientes someros restringidos para el KI y KM.¹⁶

La sierra de Chiapas es un elemento orogénico resultado de los movimientos de las placas del Caribe y Norteamérica, a través de un sistema de fallas laterales; las cuales conforman diferentes estilos estructurales que también han deformado a las secuencias sedimentarias de la Región Marina de Campeche, contribuyendo con otra fase de deformación.

La compresión ocasionada por el movimiento lateral del bloque de Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de

Norteamérica a través del sistema de fallas Motagua/Polochic, formo los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas Reforma-Akal; los cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la Sonda de Campeche y por ende que afectan el área donde se encuentran los Campos Ayatsil-Tekel.

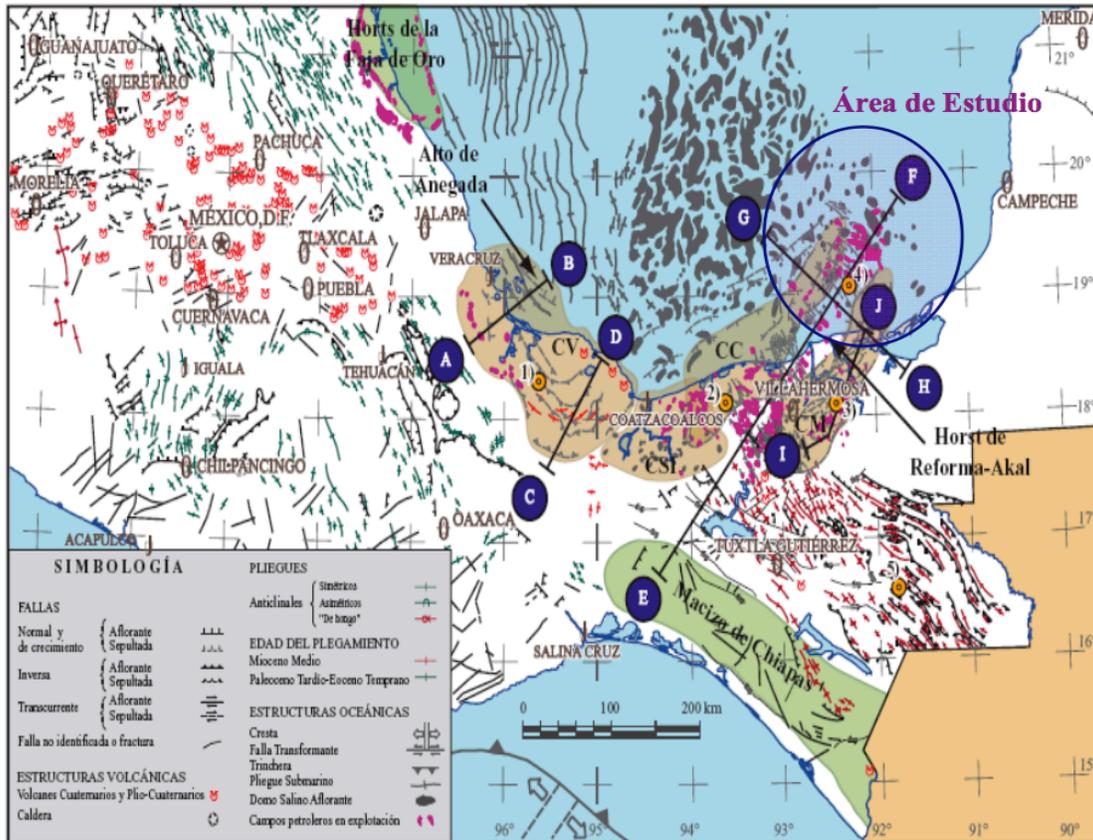


Figura III.1 - Mapa tectónico del SE de México mostrando las Cuencas, los Horsts y las estructuras de mayor relevancia asociadas a la evolución geológica del Golfo de México y de las Cuencas Terciarias del SE (CV: Cuenca de Veracruz, CSI: Cuenca Salina del Istmo; CC: Cuenca de Comalcalco; CM: Cuenca de Macuspana; SZ: Sierra de Zongolica; SCH: Sierra de Chiapas y la Sonda de Campeche) (Padilla, 2007)

La provincia geológica conocida como "Cuencas Cenozoicas" está integrada por las Cuencas de Comalcalco, Macuspana, Veracruz y Salina del Istmo; ellas constituyen grandes depresiones resultado del movimiento de la sal, la arcilla y del evento chiapaneco que deformó a las rocas entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el SE de la República; en las depresiones se acumularon grandes cantidades de sedimentos terrígenos.

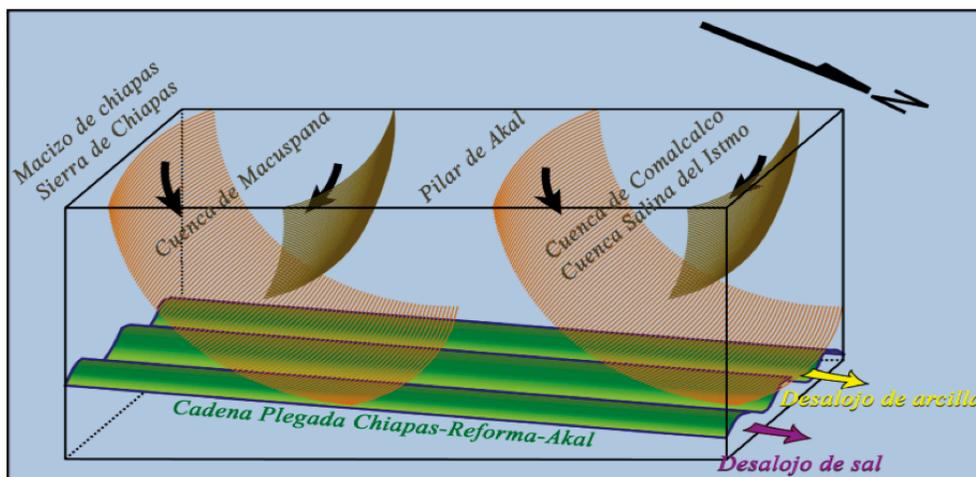


Figura III.2 - Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspama y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional (Padilla, 2007)

Las Cuencas Cenozoicas tuvieron su mayor evolución a partir del Paleógeno; durante este tiempo se incrementó la interacción entre los elementos tectónicos del Bloque de Chortis, Macizo Granítico de Chiapas, Sierra de Chiapas y Bloque de Yucatán y posteriormente durante el Mioceno Inferior el choque ocurrido entre las placas de Cocos, Norteamérica y del Caribe originó plegamientos y fallamientos en toda el área incluyendo sonda de Campeche dentro de la que se encuentra Ayatsil-Tekel.

3.1.2 Marco Estratigráfico

Las rocas que conforman la columna estratigráfica en la Sonda de Campeche fueron depositadas dentro del Golfo de México, las cuales han estado sujetas a varios factores que condicionan sus características, tales como la historia tectónica, los cambios globales del nivel del mar y la configuración y tipo de depósito dentro de la cuenca; así como a los procesos que controlan la sedimentación. El buen entendimiento de estos factores logra buena correlación estratigráfica, que sea confiable y que favorezca en la comprensión de la geometría de las unidades de depósito.¹⁷

De manera general, los depósitos sedimentarios que constituyen la columna sedimentaria de la Sonda de Campeche van desde el Mesozoico (Jurásico) al Cenozoico. Principalmente predominan carbonatos y terrígenos, los primeros están presentes mayormente en el Mesozoico y los segundos en el Cenozoico.

La columna estratigráfica de los Campos está constituida por secuencias que van del Jurásico Superior Oxfordiano (en lo sucesivo JSO) al Cenozoico, los sedimentos del Oxfordiano son principalmente mudstone y wackestone de litoclastos con intercalaciones de lutitas, areniscas e intervalos donde predomina la dolomía; hacia la base presenta horizontes de anhidrita y sal.

Para el Jurásico Superior Kimeridgiano (en lo sucesivo JSK), se tiene de manera generalizada dolomía mesocrystalina con intercalaciones de lutitas, calizas oolíticas recristalizadas y ligeramente dolomitizadas. Mientras que en el Jurásico Superior Tithoniano (en lo sucesivo JST), también se han identificado lutitas negras calcáreas y fosilíferas, y lutitas con intercalaciones de wackestone y mudstone.

El KI está compuesto por dolomía microcristalina, mudstone y wackestone, hacia el Albiano-Cenomaniano predominan los carbonatos mudstone a wackestone arcilloso fracturados; también se tienen dolomías microcristalinas y nódulos aislados de pedernal. En el KS se tiene una secuencia compuesta de Brechas derivadas de calizas dolomitizadas, con cementante arcilloso y calcáreo.

En la Figura 3.3 se aprecia las eras geológicas y sus periodos con sus respectivas unidades estratigráficas.

3.1.2.1 Jurásico Medio

a) *Calloviano.*

Esta unidad es precedida por rocas que constituyen el basamento, así como los depósitos de lechos rojos pertenecientes al Jurásico Inferior-Medio. El Calloviano abarca las rocas sedimentarias más antiguas que fungen con total distribución en la Sonda de Campeche. Corresponden a depósitos evaporíticos constituidos mayormente de sal (NaCl), identificados como sal ístmica; es posible que la depositación ocurriera desde el Calloviano hasta antes del Oxfordiano Superior.

3.1.2.2 Jurásico Superior

a) *Oxfordiano.*

Las rocas del Oxfordiano son de gran importancia en la Región Marina, estas presentan variación de facies, lo cual hace posible que en zonas próximas se tengan buenas características de roca almacén, roca sello y roca generadora. Formaciones de esta edad se han cortado en pozos petroleros en la Sonda de Campeche, tales consisten de areniscas, arenas, limolitas y bentonitas de color gris olivo; generalmente, estas secuencias sedimentarias están acompañadas con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas.

Las rocas de edad Oxfordiana que se encuentran en el subsuelo de la Sonda de Campeche, han sido denominadas como grupo “Ek-Balam”; estas presentan espesores de 57 a 440 m. Además, por sus características litológicas, se han dividido en tres unidades que a continuación se describen.²⁶

EDAD	ERA	SERIE	PISO	UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS	YACIMIENTOS KU-MALOOB-ZAAP
CENOZOICO	PLEISTOCENO	Superior		PLEISTOCENO	
		Inferior			
	PLIOCENO	Medio	Piacenziano	PLIOCENO	
		Inferior	Zancleano		
	MIOCENO	Superior	Messiniano	MIOCENO	
			Tortoniano		
		Medio	Serravalliano		
			Langhiano		
		Inferior	Burdigaliano		
	Aquitano				
	OLIGOCENO	Superior	Chattiano	OLIGOCENO	
		Inferior	Rupeliano		
	EOCENO	Superior	Borixoniano	EOCENO	
		Medio	Luteciano		
Inferior		Ypresiano			
PALEOCENO	Superior	Thanetiano	PALEOCENO		
		Montiano			
	Inferior	Daniano	F. Abkalon		
MESOZOICO	CRETÁCICO	Superior	Maestrichtiano	Contarell	Brechas calcáreas
			Campaniano		
			Santoniano	"KS"	Calizas y calizas dolomitizadas
			Comaciano		
			Turoniano		
		Cenomaniano			
		Albiano	Akal		
		Aptiano			
		Inferior		Borremitano	
				Hauteriviense	
				Volanginiense	
	Berriasiense				
	Tiliense		Edzo	Calizas coliticas	
	Superior	Kimmeridgiense	Akimpech		
		Oxfordiense	Ek-Balam		
		Calloviano	Solomuc		
	JURÁSICO	Medio			

Figura III.3 - Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008)

Miembro inferior: Primordialmente constituido por calizas arenosas de color gris olivo que gradúan hacia la cima a detritos finos constituidos de arcillas y lutitas bentoníticas.

Miembro medio: Se constituye de areniscas calcáreas, mudstone y lutitas bentoníticas, que se alternan continuamente; en la cima existen cuerpos de areniscas que gradúan a areniscas conglomeráticas pobremente consolidadas hacia la base.

Miembro superior: Caracterizado por calizas arenosas que gradúan a areniscas calcáreas y limitas con delgados horizontes de anhidrita.

b) Kimeridgiano.

La caracterización precisa de esta época no se ha realizado debido en gran medida a la falta de información, ya que ha sido insuficiente la penetración de los pozos a tales profundidades. A pesar de que se han cortado pocos núcleos del JSK, se tiene mala calidad de los datos sísmicos, lo cual impide conocer con precisión las variaciones litológicas y la verdadera estructura de esta época.

La formación “Akimpech” fue introducida para distinguir a la secuencia sedimentaria originada por depósitos Oolíticos dolomitizados del JSK en la plataforma de Campeche. Algunos pozos han penetrado a este nivel estratigráfico, cortando espesores que varían desde 95 m hasta 1,260 m.¹⁵

La formación Akimpech está cubierta concordantemente por lutitas ricas en materia orgánica y calizas arcillosas de la formación Ezdna (en la cima). En la parte inferior se encuentran areniscas y anhidritas de la parte superior del grupo Ek-Balam. Sin embargo, esta formación está ampliamente distribuida en toda el área y la constituye una secuencia cíclica de carbonatos y terrígenos, los cuales por sus diferencias han sido divididos en cuatro miembros denominados informalmente B, C, D y E; siendo el miembro E el más importante.

Miembro Terrígeno Inferior “B”: Está constituido principalmente por limolitas y lutitas arenosas bentoníticas, con ocasionales intercalaciones de areniscas y microdolomías bentoníticas con anhidrita. Presenta espesores que van de 75 a 408 m.

Miembro Calcáreo Inferior “C”: Lo conforman rocas carbonatadas, representadas por microdolomías a mesocristalinas, packstone con dolomitización insipiente e intercalaciones marginales de limolitas y lutitas. Presenta espesores que varían desde 37 hasta 267 m.

Miembro Terrígeno Superior “D”: Se compone de terrígenos finos (lutitas) que contienen abundante materia orgánica de tipo algáceo, con austeras intercalaciones de carbonatos. Tiene un espesor que varía desde 23 hasta 387 m.

Miembro Calcáreo Superior “E”: Sus principales constituyentes son dolomías mesocristalinas, que originalmente fueron wackestone y packstone de oolitas. Se tienen espesores desde 52 a 373 m.

c) Tithoniano.

Las rocas pertenecientes a esta formación han sido identificadas en bastantes pozos en la Sonda de Campeche, y a diferencia de los pisos anteriores, este es uno de los más uniformes con un espesor promedio de 265 m. Se componen de calizas arcillosas color oscuro con intercalaciones de lutitas bituminosas ligeramente calcáreas. Contienen abundante materia orgánica vegetal (algas, restos de plantas y animales).

Desde el punto de vista petrolero, esta unidad es una de las más importantes, dado que se considera la principal roca generadora del área Marina en la Sonda de Campeche. Fue denominada informalmente como formación Edzna, por Ángeles-Aquino y Cantú-Chapa (2001). Debido a sus contrastes, la formación se divide en 3 principales miembros.

Miembro calcáreo "F": Está constituido por caliza arcillosa de color gris claro a café claro, con abundante materia orgánica; ocasionalmente contiene delgadas intercalaciones de lutita gris oscuro a negro.

Miembro Arcilloso "G": Predominan las lutitas calcárea-arenosas con intercalaciones de margas y calizas de colores oscuros. Es la unidad generadora de mayor importancia en la Sonda de Campeche ya que contiene abundante materia orgánica. Presenta espesores desde 39 hasta 171 m.

Miembro Calcáreo "H": Las rocas que constituyen esta unidad son principalmente calizas arcillosas y bentoníticas (mudstone). Su espesor varía de 26 a 83 m.

La Figura 3.4 ilustra la columna estratigráfica del Jurásico Superior, mostrando las diferentes unidades y los miembros que fueron explicados con anterioridad.

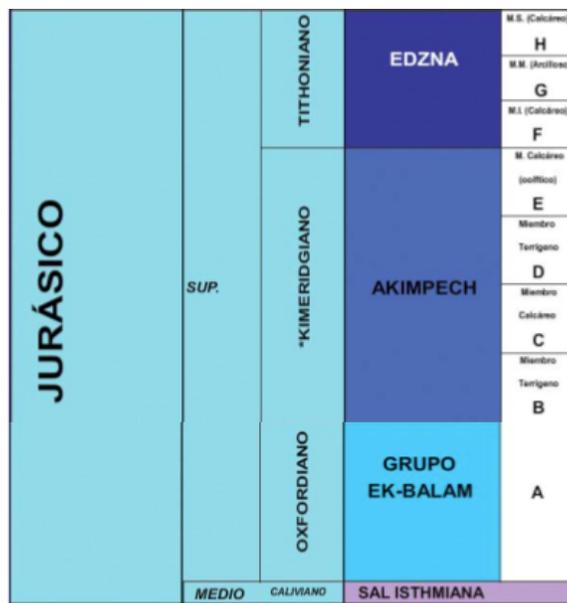


Figura III.4 - Columna estratigráfica del Jurásico Superior (Cárdenas, 2008)

3.1.2.3 Cretácico

El Cretácico está caracterizado en la Sonda de Campeche principalmente por carbonatos propios de aguas profundas en ambientes de baja energía, en contraste con los ambientes de plataforma de alta energía que se presentan en formaciones previas. Las rocas de esta formación son calizas con baja porosidad que producen hidrocarburos principalmente en condiciones fracturadas.

Para la descripción de las unidades litoestratigráficas del Cretácico, únicamente se han identificado dos ciclos sedimentarios: KI y KS; en donde se distinguen 8 unidades, las cuales no tienen distinción precisa en el sentido estrictamente estratigráfico, esto se debe a la carencia de datos paleontológicos y de bioestratigrafía de alta resolución.²⁸

Sin embargo, la subdivisión se apoya en datos de campo, en núcleos existentes y registros geofísicos, así como trabajos realizados en otros Campos de la Sonda de Campeche y por las labores de campo en afloramientos de Chiapas y Tabasco para el Cretácico. Las 8 unidades se agrupan en 3 diferentes categorías:

- ◆ Unidades de Brecha del Cretácico Superior (formación Cantarell): Brecha-1 y Brecha-2 .
- ◆ Unidades del KS (formación Chac): CRT-4, CRT-5 y CRT-6.
- ◆ Unidades del KI (formación Akal): CRT-1, CRT-2 y CRT-3.

a) Unidad KI.

El KI informalmente denominado como formación Akal (Ángeles-Aquino, 1994), está constituido principalmente por carbonatos dolomitizados con intercalaciones de calizas arcillosas bentoníticas, depositadas en aguas relativamente profundas debido a la aceleración del ciclo transgresivo.

Los procesos diagenéticos presentes, son de dolomitización, silicificación y en menor grado estilolitización. La porosidad es pobre a regular de tipo primaria y secundaria (intercristalina, fracturas y cavidades). Es posible encontrar impregnación de aceite en estas rocas.

b) Unidad KS.

De manera general, está dividida en dos bloques principales: el primero es el más antiguo y contiene las formaciones pertenecientes al Albiano-Cenomaniano; el segundo abarca desde el Turoniano hasta el Maestrichtiano , el cual fue denominado informalmente como formación Chac (Angeles-Aquino 1994).

Las características litoestratigráficas son similares para estas dos unidades, las dos presentan carbonatos constituidos por mudstone y wackstone con intercalaciones de lutita. También se observan cuerpos de dolomía microcristalina. Asimismo horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentonitas. La porosidad es pobre a regular, primaria y secundaria, intercristalina, en fracturas, y cavidades. Por otra parte, los procesos diagenéticos están representados por dolomitización, silicificación y cristalización.

c) Unidad de Brecha del KS.

Brecha-1.

Su contacto inferior es discordante, con una secuencia de calizas manifestando un cambio abrupto; su contacto superior es transicional con la unidad Brecha-2. Contiene fragmentos de caliza dolomitizada de diferentes tamaños (desde milímetros hasta varios metros).

La composición original de los fragmentos es variable ya que tiene mudstone, wackestone, packstone y grainstone; el tamaño predominante de los fragmentos de roca oscila entre milímetros hasta decenas de centímetros. Además, los fragmentos individuales pueden estar aislados en la matriz. Las fracturas atraviesan tanto los fragmentos como la matriz; la presencia de vórgulos y fracturas son comunes en la mayor parte de los núcleos cortados en la Brecha.

Brecha-2.

Romero-Peñalosa y García (2001), describen esta unidad como una micro Brecha con abundantes fragmentos de cristal y polvo radiactivo, provenientes del impacto del meteorito Chicxulub, cuyos efectos generaron una arquitectura estratigráfica muy singular en el área. Su contacto inferior es en forma transicional con la unidad Brecha-1 y su contacto superior con las rocas del Paleoceno Inferior es en forma abrupta como un cambio en la litología de la secuencia estratigráfica.

La Figura 3.5 ilustra la columna estratigráfica del periodo Cretácico, mostrando las diferentes unidades y sus subunidades anteriormente explicadas.

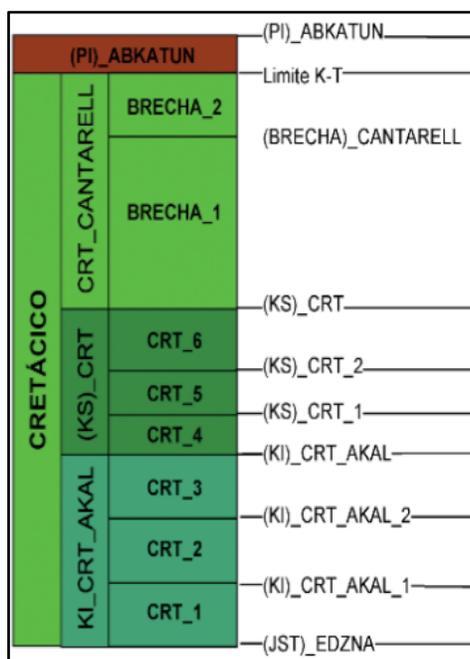


Figura III.5 - Columna estratigráfica con las 8 unidades definidas del periodo Cretácico (Cárdenas, 2008)

3.1.2.4 Cenozoico

En esta era, la estratigrafía fue modificada a consecuencia del gran aporte de sedimentos clásticos de tipo terrígenos, en la parte central de la Sonda de Campeche la subsidencia continuó y se acumularon gruesos espesores de sedimentos. Es notable la presencia de secuencias siliciclásticas. Las épocas que integran esta era son las siguientes:

a) Paleoceno.

Entre los límites del KS y el Paleoceno Inferior se encuentra una unidad constituida por dolomías y calizas clásticas de diferentes tamaños. Desde el punto de vista económico petrolero, son las rocas almacenadoras más importantes en toda la zona marina y posiblemente en el país, ya que la máxima reserva y producción de hidrocarburos proviene de este cuerpo calcáreo. Cabe mencionar que este cuerpo se encuentra en mayor proporción en las unidades de Brecha del KS.

Las rocas de esta época principalmente contienen carbonatos compuestos en su mayoría de fragmentos de wackstone y dolomías cristalinas. La Brecha tiene una matriz calcáreo bentonítica, dolomitizada total o parcialmente. El proceso diagenético predominante es la dolomitización y disolución. Los clastos en ocasiones son tan enormes que pueden ser confundidos con unidades completas, lo cual hace posible que exista buena porosidad.

b) Eoceno.

Litológicamente está constituido por lutitas y limolitas calcáreas gris y gris verdoso que varían a mudstone arcilloso, suaves a semi-duras, alternando con capas delgadas de lutitas bentoníticas de color gris a gris verdoso, suave y plástica. El Eoceno se ha dividido en tres edades: Inferior, Media y Superior.

El Eoceno Inferior se caracteriza por rocas clástica-terrígenas de grano fino. Para el Eoceno Medio se han reportado calcarenitas. Estas rocas están constituidas por grainstone y packstone de bioclastos e intraclastos, de color café a café oscuro con impregnación de aceite. Las rocas características para el Eoceno Superior son lutitas y en algunos casos tienen intercalaciones de mudstone arcilloso, respectivamente, de ambientes de aguas profundas.

c) Oligoceno.

Para esta época existen lutitas calcáreas mudstone arcilloso de color gris claro y gris verdoso, suave, plástica y ligeramente arenosas. Su distribución es de carácter regional en espesores variables, aunque en algunas áreas se ha observado que subyace discordantemente a rocas del Mioceno Inferior. Se ha interpretado que el ambiente de depósito corresponde a talud y cuenca profunda.

d) Mioceno.

La litología está representada por lutitas calcáreas de color gris claro a gris verdoso y café claro. También se observa escasos desarrollos de arenas siliciclásticas, de grano fino a medio, color gris claro. La distribución de estos sedimentos tiene carácter regional en espesores variables y el ambiente de depósito es de Talud-Plataforma. Esta época está dividida de igual forma en 3 edades: Inferior, Media y Superior.

Se han descrito dos formaciones para el Mioceno Inferior-Medio y Mioceno Superior, formación Depósito y formación Encanto respectivamente, las cuales se describen a continuación.

Formación Depósito: En esta formación existe un dominio de lutitas gris verdosas a gris oscuras, ligeramente arenosas. Esta roca es compacta, además presenta intercalaciones de capas delgadas de areniscas, de grano fino a muy fino.

Formación Encanto: Está representada por alternancia de cuerpos de lutita gris verdosa y areniscas calcáreas de grano fino. Su espesor es del orden de los 600 m.

e) Plioceno.

Constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de areniscas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos. Para el Plioceno se han descrito tres formaciones, las cuales se mencionarán a continuación empezando por la base del Plioceno y terminando por la cima del Plioceno.

Formación Concepción Inferior: Existe alternancia de arena y lutita de color gris oscuro, hay intercalaciones aisladas de areniscas. El espesor de la formación es del orden de los 221 m.

Formación Concepción Superior: Consiste en la alternancia de arena arcillosa de grano fino de color gris claro y por lutitas arenosas de color gris verdoso. Su espesor varía de 300 m a 1,000 m.

Formación Filisola: Se caracteriza por un cuerpo de arena de color gris claro de grano fino a medio, el cual presenta esporádicas intercalaciones de lutita, las arenas presentan en algunas partes horizontes ligeramente arcillosos y en ocasiones cementados por carbonato de calcio. Presenta un espesor del orden de los 500 m.

3.1.2.5 Neozoico

En este periodo, se tiene la época del Pleistoceno, en el cual se pueden encontrar rocas representadas por lutitas y limolitas calcáreas de color gris, gris claro y gris verdoso; además presentan horizontes de packstone, grainstone y cuerpos de arenas constituidas por fragmentos calcáreos con cuarzo, el tamaño de esta arena va de grano fino a medio y está cementado por carbonato de calcio.

Las rocas de esta unidad se encuentran distribuidas, presentando espesores variables. El ambiente de depósito, según determinaciones corresponde a ambientes transicionales y de plataforma.

	EDAD	PISO	FORMACION	
CUAT	PLEISTOCENO		RECIENTE	
			CEDRAL	
T E R C I A R I O	P L I O		AGUEGUEXQUITE	
			PARAJE SOLO	
	M I O	SUP		FILISOLA
		MED		CONC. SUP.
		INF		CONC. INF.
				ENCANTO
		OLIGOCENO		SN
	EOCENO		SN KUMAZA	
	PALEOCENO		SN	

Figura III.6 - Columna estratigráfica del Terciario y Cuaternario (Cárdenas 2008)

La Figura 3.6 ilustra la columna estratigráfica de la era Cenozoica o Terciaria y parte de la era Neozoica o Cuaternaria, mostrando las diferentes épocas con sus respectivas formaciones.

3.1.3 Sistema petrolero

Para que pueda llevarse a cabo la generación de hidrocarburos, se requiere de elementos indispensables como lo son:

- ◆ Rocas generadoras.
- ◆ Rocas almacén.
- ◆ Rocas sello.
- ◆ Trampa.

Y además de éstos, se requiere de un elemento clave como lo es la sincronía, ya que esto permitirá el correcto desarrollo, acumulación y preservación de los hidrocarburos.

La Figura 3.7 muestra la ubicación e importancia de los elementos del sistema petrolero en la Sonda de Campeche. Iniciando con la parte baja, se puede localizar el basamento, posterior a ello se tiene un depósito de lechos rojos perteneciente al Jurásico Inferior-Medio, después podemos localizar un depósito de sal de edad JSC. Para el JST se tiene la principal roca generadora; por otra parte, la roca almacén está contenida en secuencias JSO, JSK, la Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior (en lo sucesivo BTPKS) y las areniscas y calcarenitas del Cenozoico. Finalmente, el sello está compuesto por rocas del Paleoceno.²⁷

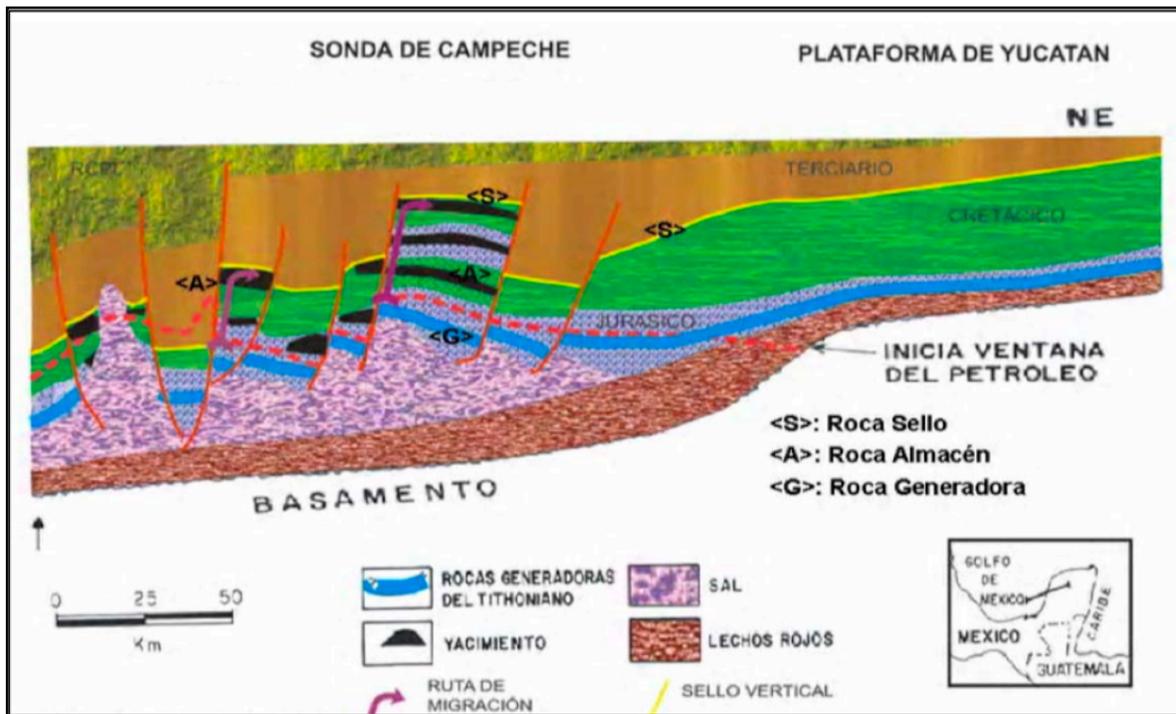


Figura III.7 - Relación de los elementos del sistema petrolero de la Región Marina en la Sonda de Campeche (Hernández, 2008)

a) Roca generadora.

En este rubro podemos destacar las rocas pertenecientes a la edad JST, compuestas de lutitas bituminosas y calizas arcillosas con posibilidades para generar hidrocarburos, debido a su alto contenido de materia orgánica. Dicha materia orgánica está compuesta en su mayoría por algas así como hierbas y leña.

En el caso particular de la Sonda de Campeche, se han identificado, evaluado y caracterizado dos subsistemas generadores de hidrocarburos que han contribuido con volúmenes muy importantes, que en orden estratigráfico son los siguientes:

1. *Subsistema Generador Oxfordiano*: Los aceites están caracterizados por tener entre 21 y 48 grados API.

2. *Subsistema Generador Tithoniano*: Los aceites pertenecientes a esta familia, varían entre 10 y 50 grados API.

Para el caso de la Sonda de Campeche y en específico en las estructuras de Ayatsil y Tekel, el sepultamiento de las rocas Jurásicas inició hace 2.2 millones de años, por lo que se espera encontrar de acuerdo a los parámetros de carga inicial de hidrocarburos (que incluyen cantidad, calidad, tipo de materia orgánica, etc.) aceites pesados y extrapesados de los 10 a los 13 grados API.

b) Roca almacén.

En la secuencia sedimentaria del Mesozoico y Cenozoico existen rocas con capacidad apropiada para almacenar fluidos, estas se ubican en toda el área que ocupa la Sonda de Campeche.

En la Región se consideran cinco secuencias potencialmente almacenadoras. Las más antiguas por orden corresponden a:

- ◆ Las areniscas del JSO.
- ◆ Los bancos oolíticos del JSK.
- ◆ Carbonatos Fracturados del KI.
- ◆ Carbonatos del BTPKS.
- ◆ Rocas Cenozoicas donde se tienen cuerpos arenosos y un horizonte de calcarenitas.

c) Roca Sello.

El siguiente componente esencial del sistema petrolero es la roca sello, la cual tiene secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas en varias unidades de la columna estratigráfica.

Las rocas que actúan como sello del BTPKS corresponden a rocas sedimentarias como lutitas color gris verdoso, Bentónicas, plásticas y parcialmente calcáreas de formaciones pertenecientes al Paleoceno. En el caso de base del Cretácico se cuenta con rocas del JST y JSO, compuesto de lutitas carbonosas, calizas arcillosas y mudstone dolomítico arcilloso.

d) Migración.

En la Sonda de Campeche se ha reconocido la existencia de migración en diferentes niveles estratigráficos, la cual permitió el movimiento de gas y aceite hacia los yacimientos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico; ésta se llevó a cabo a través de unidades porosas y permeables, pero sobre todo a través de los sistemas de fallas producidas como resultado del evento Chiapaneco.

e) Trampas.

Hasta el día de hoy, los yacimientos de la Sonda de Campeche han sido encontrados con trampas combinadas. Por su origen, se pueden considerar como trampas

estratigráficas. No obstante, a través de los procesos tectónicos con el paso de los años, se originó deformación, transformando estos yacimientos en anticlinales desplazados por fallas, producidas por la acción de un sistema combinado de esfuerzos, dando lugar a todas las trampas en los que se ubican los yacimientos que hoy conocemos.

f) Sincronía.

Una vez que se tiene hecho el estudio de cada uno de los elementos del sistema petrolero, se observa cuáles son sus relaciones espacio-temporales. Se interpreta cuándo se formó la roca generadora, posteriormente se interpreta la posición de la roca almacén, la ubicación del sello y la manera en la cual se formaron las trampas; así como las edades en las que se llevaron a cabo todos estos procesos.

3.2 Generalidades del Proyecto Ayatsil -Tekel

3.2.1 Antecedentes del proyecto

El proyecto de Explotación de aceites extra pesados “Campeche Oriente” se remonta al año 1982, cuando fue perforado el primer pozo exploratorio Zazil Ha-1, al Noroeste (en lo sucesivo NW) de Ku-Maloob-Zaap (en lo sucesivo KMZ), correspondiente a la Región Marina Noreste (en lo sucesivo RMNE) en el Golfo de México.

Los Campos del proyecto de aceite extrapesado se encuentran ubicados aproximadamente a 130 Km. al NW de Cd. del Carmen, Campeche, (Figura 3.8); en tirantes de agua que van desde 100 hasta 680 m y abarcan un área total de 1,100 km². Está integrado por los Campos: Ayatsil, Tekel, Baksha, Pit, Chapabil, Kach, Bok, Kayab, Lem, Nab, Numan, Pohp, Tson, Ceeh, Tunich, Utsil, Yaxiltun y Zazil-Ha.

Básicamente estas formaciones están compuestas por rocas carbonatadas altamente fracturadas, que contienen aceites con densidades API en el rango de 6 a 13.6 grados y viscosidades entre 20 y 49.8 cp a condiciones de yacimiento, temperaturas moderadas entre 110 y 122.8 grados Celsius y presiones originales de yacimiento que varían en el rango de 186 Kg/cm² a 259.3 Kg/cm². La Relación Gas Aceite (en lo sucesivo RGA) característica para este tipo de crudo es de 16.6 m³/m³ a 20.38 m³/m³.

Los yacimientos descubiertos corresponden a Brechas del KS y KI, así como del JSK. Sólo se descubrieron dos yacimientos en este último nivel geológico y se encuentran en las estructuras Tson y Pohp. Los aceites descubiertos varían en densidad API, siendo los de los Campos Ayatsil-Tekel, Pit y Tson los que presentan menores viscosidades y mejores densidades API.



Figura III.8 - Localización del Proyecto de Explotación Campeche Oriente (PEP, 2010)

Entre los años 2004 y 2010 se han perforado 17 pozos exploratorios y 4 pozos delimitadores en la porción NW del Proyecto de Incorporación de Reservas Campeche Oriente perteneciente a KMZ. El pozo Nab-1, localizado en el extremo noroccidental del proyecto, se perforó en un tirante de agua de 680 m. siendo éste el primer pozo perforado en un tirante mayor a 500 m. En la Figura 3.9 se ilustran los pozos perforados de la región.

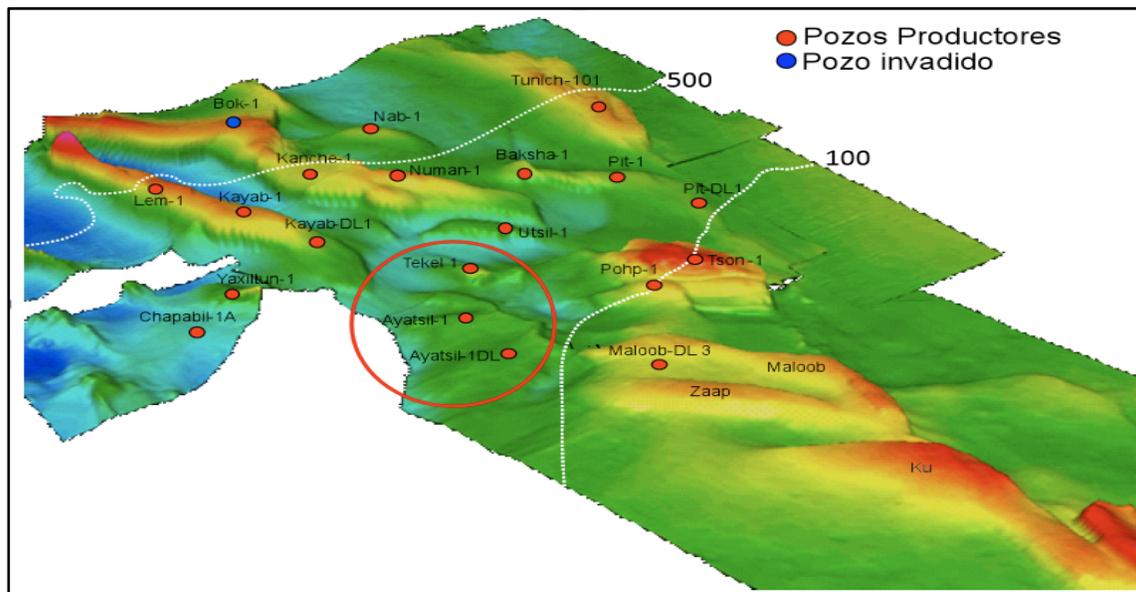


Figura III.9 - Localización de pozos perforados del Proyecto de Explotación Campeche Oriente (PEP, 2010)

3.2.2 Características generales de los Campos Ayatsil-Tekel

Se localizan en aguas territoriales del Golfo de México, el área de Ayatsil-Tekel se ubica aproximadamente a 130 Km. al NW de Cd. del Carmen, Camp., en un tirante de agua de 114 m. para el caso de Ayatsil, y de 125 m. para el Campo Tekel, (Figura 3.10).

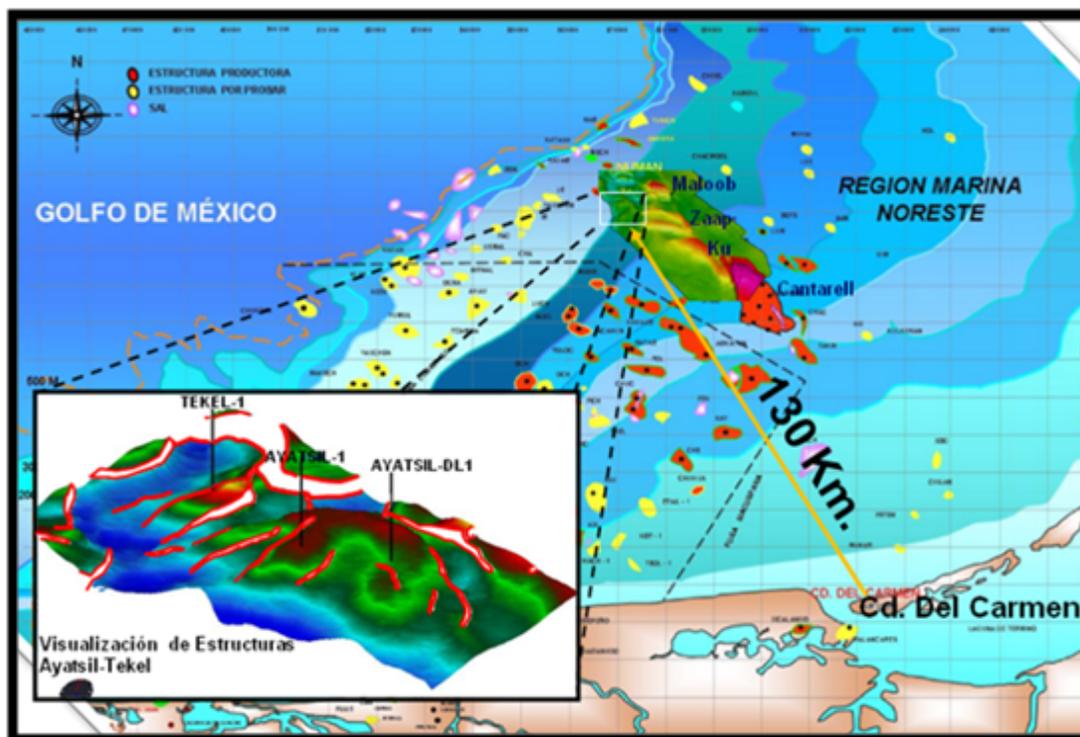


Figura III.10 - Ubicación Geográfica de los Campo Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

El Campo Ayatsil está compuesto por tres altos estructurales cuyo ejes principales están orientados en dirección NW-SE, de edad KI, Cretácico Medio (en lo sucesivo KM) y KS. Por su parte, el Campo Tekel es productor en rocas del KS y KM. Considerando los dos Campos, únicamente se cuenta con tres pozos terminados, el exploratorio Ayatsil-1, el delimitador Ayatsil-DL1 y el Tekel-1.

Fisiográficamente, estos Campos forman parte de la plataforma continental de Yucatán y estructuralmente se encuentran en la porción Noroccidental de la Provincia Geológica conocida como el Pilar Akal-Reforma.

Para la perforación del pozo exploratorio Ayatsil-1, y debido a la falta de información para la correcta planeación del pozo, se determinó el posible riesgo y problemática asociada a la zona, de acuerdo al análisis de la información de los pozos vecinos ya existentes de KMZ.

Con esta información, se concluyó que los posibles escenarios productores para el Campo, se encontrarían en las formaciones del Cretácico (dolomías para BTPKS y calizas fracturadas KM y KI).

Para determinar la posible arquitectura y asentamiento de las tuberías de revestimiento de estos pozos, se tomó en cuenta como se mencionó anteriormente, la información de los pozos con los que se contaba en aquel momento y la experiencia que se tenía al perforar en zonas de características similares.

El pozo Ayatsil-1 fue perforado en el año 2006, con el cual se descubrió este Campo. El pozo resultó productor de aceite de 11 grados API, RGA de $19.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y viscosidad de 20.7 cp a condición de yacimiento. La temperatura del yacimiento es de 119 grados Celsius y presión inicial de $232.87 \text{ Kg}/\text{cm}^2$. Este pozo mostró tener gran potencial al alcanzar una producción diaria de 4,126 bpd y 0.4 mmpcd de gas.¹⁹

Dada la magnitud de la trampa y el área de oportunidad que ofrecía en cuanto a reclasificación e incremento en el volumen de aceite, en el año 2007 se inició la perforación del pozo delimitador Ayatsil-DL1 y se terminó en el año 2008 con una producción diaria de 4,150 bpd. Éste confirmó la presencia de hidrocarburos a nivel del BTPKS.

Con la realización de pruebas de presión y producción se confirmó la existencia de reservas Probadas, Probables y Posibles en volúmenes explotables altamente atractivos. Estas pruebas indicaron la producción de aceite de 11 grados API, $25.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de RGA y viscosidad de 42 cp a condiciones de yacimiento, con temperatura de yacimiento de 122.8 grados Celsius y presión de $259.3 \text{ Kg}/\text{cm}^2$.

El equipo instalado para conocer el potencial productor de los dos pozos (Ayatsil-1 y Ayatsil-DL1) consistió de un sistema de Bombeo Electrocentrífugo (en lo sucesivo BEC) con una bomba modelo GN4000 de 190 etapas, accionada por un motor de dos cuerpos de 720 Hp. La diferencia radica en la profundidad a la cual se ubicaron las bombas.

En el caso del pozo Ayatsil-1 la bomba se instaló a una profundidad de 3,361 m, y aparejo de producción de 4-1/2 pg. de diámetro. Mientras que para el pozo Ayatsil-DL1, la bomba del equipo fue instalada a una profundidad de 3,440 m con aparejo de producción de 4-1/2 pg.

Para el caso del Campo Tekel, se observa la presencia de hidrocarburos en el BTPKS y KM a través del pozo descubridor Tekel-1 perforado y terminado en el año 2008. Posteriormente se procedió a la ejecución de las pruebas de presión y producción en dicho yacimiento.

Analizando entonces los resultados de las pruebas, se determinó que el pozo arrojó una producción de aceite de 6,429 bpd para el BTPKS y 3,627 bpd para el KM, con 10 y 13.6 grados API respectivamente, con $16.6 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de RGA para el BTPKS y $20.38 \text{ m}^3/\text{m}^3$ para el KM. Para el BTPKS se tiene viscosidad de 28.9 cp, temperatura de yacimiento 110 grados Celsius y presión de $186 \text{ Kg}/\text{cm}^2$; y para el KM, la viscosidad es

de 49.8 cp, a temperatura de yacimiento de 113 grados Celsius y presión de 198.5 Kg/cm².¹⁸

Para el pozo Tekel-1 se evaluaron tres intervalos. El primero (más profundo) sirvió para evaluar la presencia del acuífero, el segundo y tercero se evaluaron con el sistema artificial BEC portátil en los intervalos (3,340-3,425 mv) y (3,200-3,285 mv).

En la Tabla 3.1 se muestra las principales propiedades de los fluidos y características de los yacimientos en estudio.

Tabla III.1 - Resultados de Pruebas de Pozos Exploratorios y Delimitadores, Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

	Ayatsil-1	Ayatsil-DL1	Tekel-1	
	BTPKS	BTPKS	BTPKS	KM
Pb (kg/cm²)	48	54.63	42	50.75
RGA (m³/m³)	19.2	25.5	16.6	20.38
Bo (Vol/Vol)	1.154	1.16	1.099	1.106
°API (corregido)	10.5	11	13.6	10.9
μ cp @ c.y	20.70	41.82	28.24	49.80
C₁₂₊	56.8	50.12	51.46	51.46
Qo (bpd)	4121	3822	6429	3627
Intervalo Productor (m)	3730-3810 3864-3874	4200-4235	3200-3285	3340-3425
Pi (kg/cm²)@ PMIP	232.87	259.3	186	198.5
T °C, @ PMIP	119	122.8	110	113

Durante la perforación de los pozos Ayatsil-1, Tekel-1 y Ayatsil-DL1, se graficaron los avances en la perforación con respecto al tiempo y una serie de eventos como:

- ◆ Densidades de lodo utilizadas.
- ◆ Eventos ocurridos durante la perforación:
 - Atrapamientos.
 - Brotes.
 - Derrumbes.
 - Pescados.

La Figura 3.11 tiene como objetivo mostrar todos los eventos ocurridos durante la perforación del pozo Ayatsil-1, con el fin de calibrar el modelo geomecánico e identificar posibles eventos problemáticos durante la perforación de nuevos pozos para los Campos Ayatsil-Tekel; e incluso para los Campos de la RMNE.

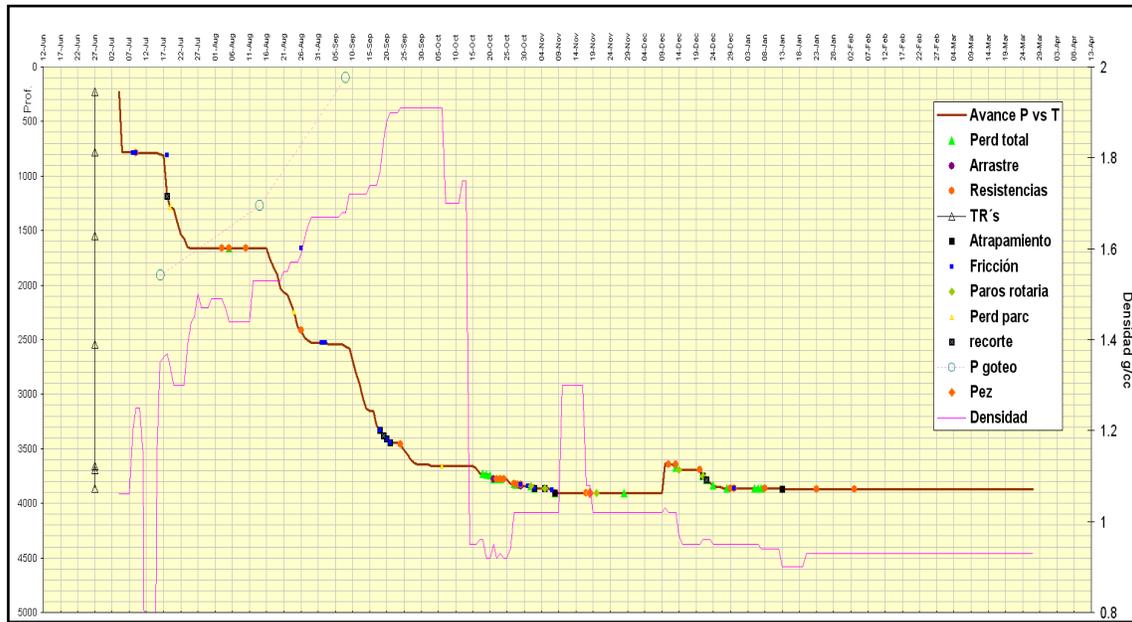


Figura III.11 - Gráfica que indica todos los eventos presenciados durante la perforación del pozo Ayatsil-1 (PEP, 2010)

La importancia del modelo geomecánico radica en la aplicación del análisis de estabilidad del agujero y de sensibilidad con el fin de evaluar el riesgo e incertidumbre asociado a cada trayectoria propuesta, así como definir las profundidades de asentamiento de las TR's; además permite determinar o establecer la ventana operacional del fluido de perforación.²⁴

En conclusión, la planeación y perforación del pozo delimitador Ayatsil-DL1 contribuyó a incorporar volumen original de hidrocarburos y en consecuencia reservas (1p, 2p y 3p). La perforación y terminación del pozo exploratorio Tekel-1, contribuyó a que este volumen adquiriera mayor certidumbre, ocasionando que parte de las reservas probables y posibles se reclasificaran a probadas.

3.2.3 Geología estructural

La estructura del Campo Ayatsil a nivel Cretácico, se define como una estructura compuesta por tres altos estructurales cuyos ejes principales están orientados en dirección NW a SE. Estas tres estructuras se encuentran unidas hacia el Oriente, (Figura 3.12).

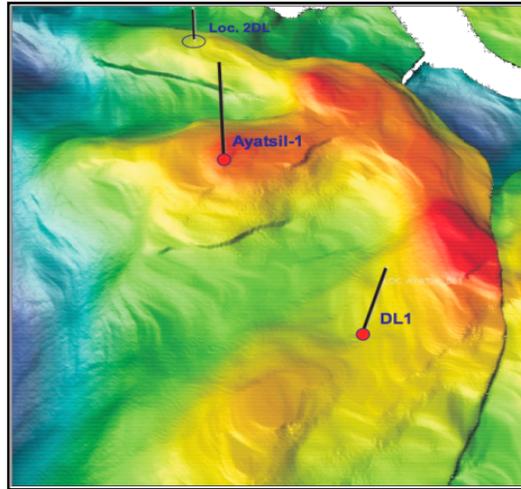


Figura III.12 - Configuración estructural de la cima Brecha Cretácico Superior. Campo Ayatsil (PEP, 2010)

El área estructural de Ayatsil mide aproximadamente 91 km² y se encuentra limitada hacia el Este por una falla de tipo lateral de rumbo NE, por fallas inversas de rumbo NW al SE y Este a Oeste. Al Occidente tiene cierre por buzamiento y la limita la falla de Comalcalco.

El Campo Tekel está conformado por una estructura de tipo anticlinal cuyo eje principal está orientado en dirección NW-SE. Hacia el Norte está limitada por una falla inversa que también presenta orientación NW-SE, hacia el Sur y el Este por una falla inversa y hacia el Oeste la estructura tiene cierre propio, (Figura 3.13).

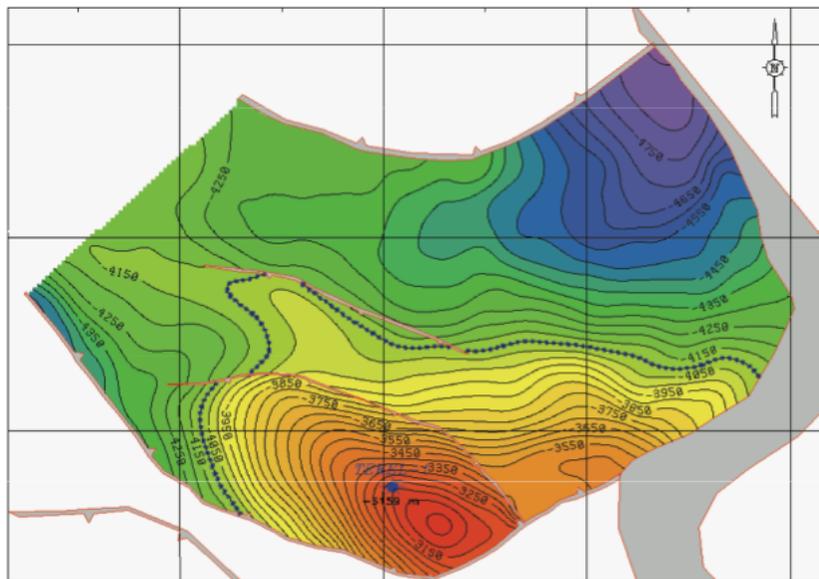


Figura III.13 - Configuración estructural de la cima BTPKS del Campo Tekel (PEP, 2010)

3.2.4 Estratigrafía

La columna estratigráfica en el pozo Ayatsil-DL1 Y Tekel 1 está constituida por sedimentos que van del JST al Reciente.

- ◆ El Tithoniano consta de mudstone arcilloso y bituminoso, representando un ambiente de depósito profundo y de circulación restringida.
- ◆ A nivel KI predominan los carbonatos de textura mudstone-wackestone de bioclastos y litoclastos, con presencia de pedernal como accesorio.
- ◆ El KM se caracteriza por calizas arcillosas bentónicas, con pedernal como accesorio, incluso en el pozo Ayatsil-DL1 se le observa dolomitizado y con fracturamiento moderado.
- ◆ En el KS predominan las Brechas, así como calizas de textura mudstone-wackestone, dolomitizadas y fracturadas, con impregnación de aceite pesado móvil.
- ◆ En la cima del KS se depositaron Brechas dolomitizadas de litoclastos y bioclastos, con porosidad intercrystalina y vugular.
- ◆ El Terciario consiste en intercalaciones de lutitas con delgadas alternancias de areniscas de grano fino a medio.

3.2.5 Sistema petrolero Ayatsil-Tekel

La Figura 3.14 muestra la estratigrafía y el sistema petrolero para la Sonda de Campeche; sin embargo, es posible utilizar esta columna geológica porque es representativa para los Campos Ayatsil-Tekel debido a la fuerte similitud que presentan.

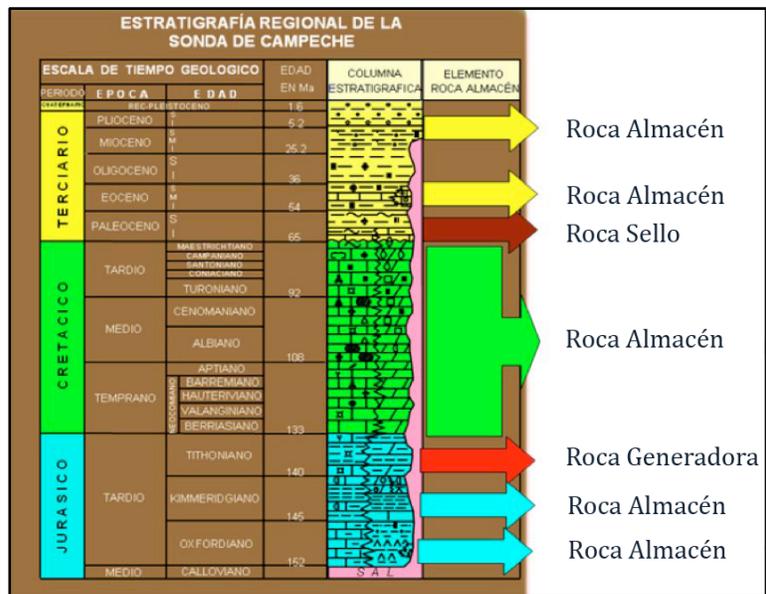


Figura III.14 - Columna estratigráfica de la sonda de Campeche, representativa para los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

a) Roca generadora.

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en muestras de aceite y núcleos, se determinó que la principal roca generadora de hidrocarburos para estos Campos data del JST, constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas, con abundante materia orgánica.

b) Roca almacén.

Está representada principalmente por una Brecha sedimentaria de edad KS, dolomitizada, constituida por fragmentos de mudstone-wackestone, con porosidad secundaria en fracturas y cavidades de disolución, las fracturas probablemente se encuentren selladas por calcita y otras presentan impregnación de aceite. En el caso de rocas del KM, las rocas presentan menor cantidad de vóculos y la porosidad es principalmente por fracturas con regular a buena impregnación de aceite.

c) Roca Sello.

Las rocas que actúan como sello del BTPKS corresponden a 85 metros de rocas sedimentarias como lutitas color gris verdoso, bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas de formaciones pertenecientes al Paleoceno. En el caso de base del Cretácico se cuenta con rocas del JST, compuesto de lutitas carbonosas, calizas arcillosas y mudstone dolomítico arcilloso.

d) Yacimiento.

Es un yacimiento de aceite bajosaturado con presión inicial de 229.4 kg/cm² y presión de saturación de 40.6 kg/cm², temperatura de 104 grados Celsius. En la sección estructural de la Figura 3.15, se ilustra la posición del contacto agua-aceite para los Campos, ubicado a 4,228 metros verticales bajo nivel del mar (en los sucesivo mvbnm). La porosidad varía de 2 a 16%.

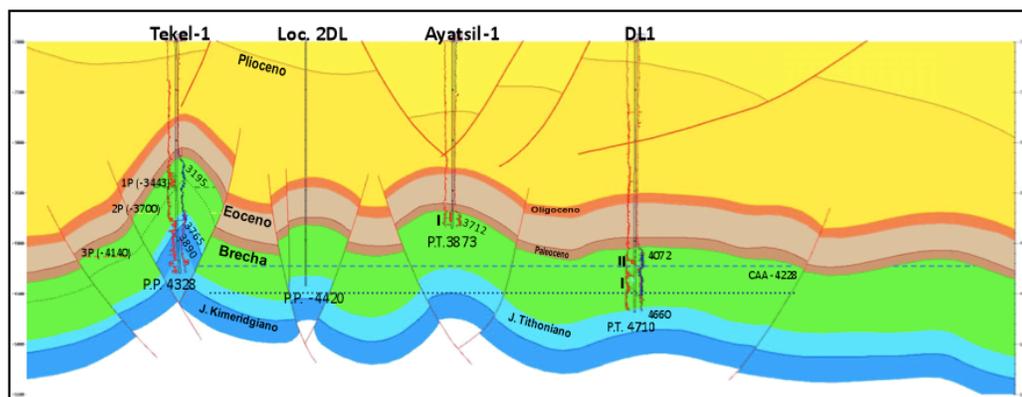


Figura III.15 - Sección estructural del Campo Ayatsil donde se muestra el contacto agua-aceite (PEP, 2010)

La cima se ubica a 3,175 mvbnm y la base a 3,415 mvbnm, el espesor alcanza 240 m. Este yacimiento litológicamente está compuesto principalmente por una Brecha sedimentaria con porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y en microcavidades de disolución, con porosidades del orden de 8 a 10%.

En la prueba de presión-producción efectuada en el intervalo 3,340-3,425 metros verticales bajo mesa rotatoria (mvbmr), se registró presión estática de yacimiento de 195.5 kg/cm², temperatura de 113 grados Celsius y permeabilidad de 4,890 milidarcies (en lo sucesivo md), resultando productor de aceite pesado de 10 grados API; con un gasto inicial de 3,737 bpd de aceite y 0.3 mmpcd.

En la segunda prueba de presión-producción, realizada en el intervalo 3,200-3,285 mvbmr, se registró presión estática de yacimiento de 186 kg/cm², temperatura de 110 grados Celsius, permeabilidad de 9,762 md, resultando productor de aceite pesado de 12 grados API. Las productividades del pozo fueron de 5,996 bpd y 0.3 mmpcd.

e) *Trampa.*

La trampa en la sección de Ayatsil es una estructura anticlinal que incluye tres lóbulos alargados orientados sensiblemente de Este a Oeste y limitados cada uno por fallas inversas. El pozo Ayatsil-1 fue perforado en el lóbulo central, mientras que el Ayatsil-DL1 en el lóbulo Sur, a 3,900 m. al SE del primero. La estructura está afectada por fallamiento inverso en sus flancos N y NE, (Figura 3.15).

Para el Campo Tekel, la trampa es de tipo netamente estructural formada por un anticlinal largo con orientación NW-SE, delimitado por dos fallas inversas que convergen entre sí, tiene cierre estructural propio y está ubicado en una terraza próxima a la fosa de Comalcalco. El pozo Tekel-1 fue perforado cercano a la cresta de la estructura, ligeramente hacia el flanco NW.

3.2.6 Propiedades petrofísicas

La evaluación petrofísica recopila datos principalmente de la interpretación de registros geofísicos de pozo, apoyándose en estudios y pruebas de núcleos y muestras de canal.

En el caso del pozo Ayatsil-1, se realizó la extracción de un núcleo en el intervalo de 3,732-3,738 mvbnm recuperando sólo el 16.6% del núcleo (aproximadamente 1 metro). En dicho núcleo se pudo constatar la presencia de Brecha conformada por fragmentos de mudstone-wackestone de edad BTPKS. El sistema poroso manifiesta fracturamiento y cavidades de disolución, además de porosidad intercrystalina por dolomitización y micro-porosidad en los fragmentos que constituyen la Brecha. En cuanto a presencia de hidrocarburos, se observa impregnación de aceite pesado principalmente en fracturas y cavidades de disolución, (Figura 3.16).²¹

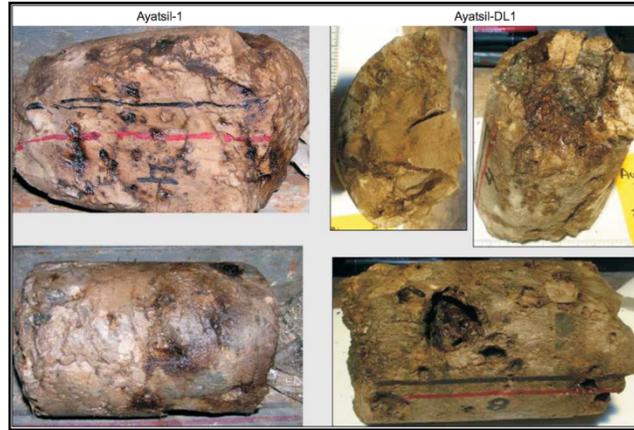


Figura III.16 - Núcleos cortados en el yacimiento Cretácico del Campo Ayatsil, se observa aceite impregnado en el sistema poroso y fracturas (PEP, 2010)

Los registros geofísicos obtenidos para el pozo Ayatsil-1 se consideran con calidad que va de regular a buena, debido a que uno de los factores que alteran las mediciones proviene de los derrumbes; con la calibración necesaria, se obtuvo buena estimación de las formaciones que atravesó el pozo. Anteriormente se tenía un límite convencional a 4,000 mvbnm, una vez perforado el pozo la evaluación petrofísica identificó el contacto agua-aceite a 4,228 mvbnm, (Figura 3.17).

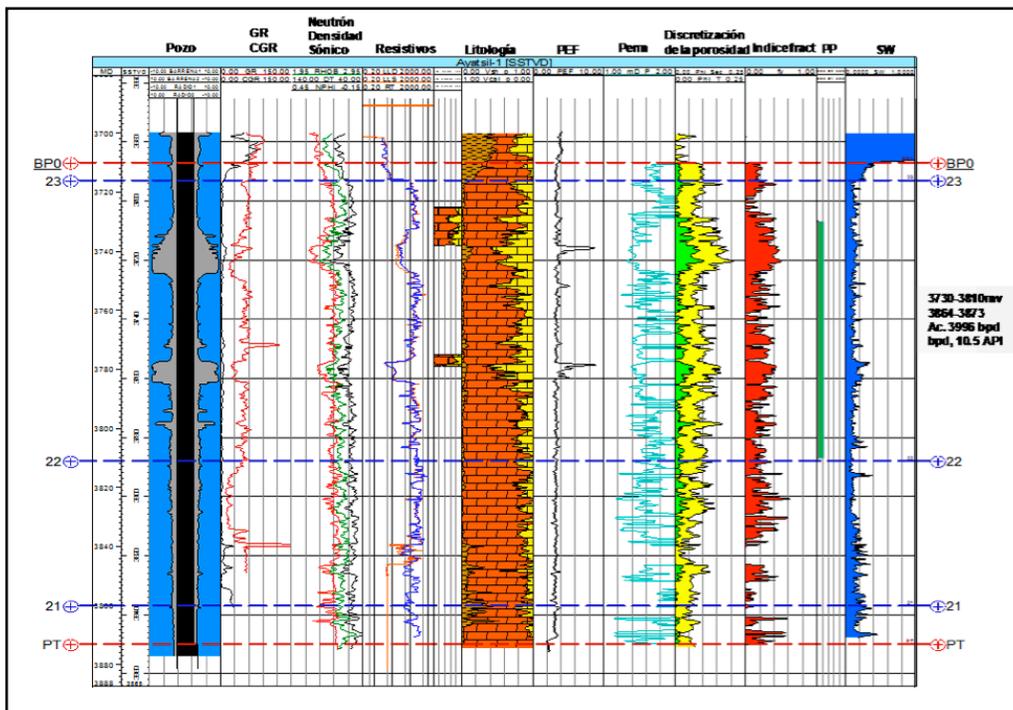


Figura III.17 - Evaluación petrofísica mediante el uso de registros geofísicos del pozo Ayatsil-1 (PEP, 2010)

Para Tekel se definieron 3 límites convencionales: 3,445; 3,700 y 4,140 mvbnm, correspondientes a las reservas 1P, 2P y 3P, (Figura 3.18).

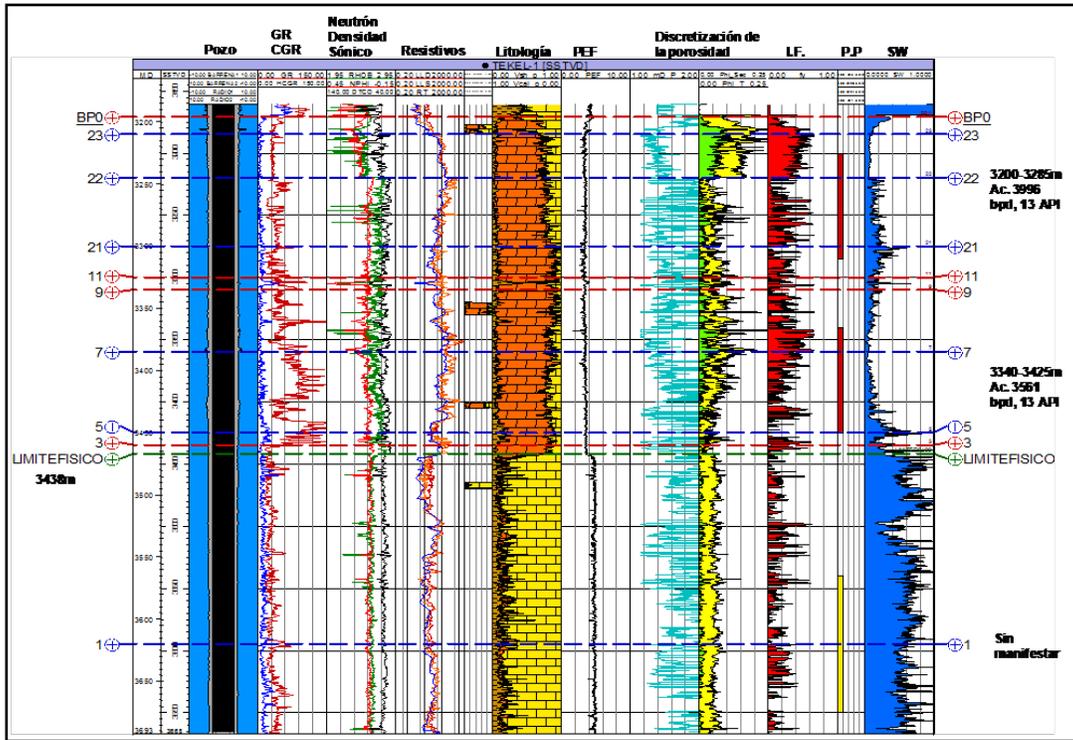


Figura III.18 - Evaluación petrofísica mediante el uso de registros geofísicos del pozo Tekel-1 (PEP, 2010)

3.2.6.1 Estimaciones de permeabilidad, discretización de porosidad y definición de los valores de corte para cálculo de espesores netos

Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados se han caracterizado por un fuerte contraste existente entre la matriz y la fractura, presentando diferentes permeabilidades y capacidades de almacenamiento. Cada uno de estos medios porosos tiene sus características propias.

Para cada pozo se construyeron gráficas de porosidad-saturación de agua (Sw) y Arcilla-Profundidad para identificar los valores de corte; es decir, los valores que discriminan aquellas zonas que no aportan de aquellas con posibilidades de hacerlo. Las zonas que no aportan son aquellas cuya porosidad efectiva es muy pequeña y que presentan al mismo tiempo saturaciones de agua muy altas (irreducibles) y/o aquellas zonas que debido al volumen de arcilla pueden ser impermeables.

Por tal motivo, los valores de corte resultan de correlacionar los datos arrojados por los registros geofísicos y los pertenecientes a las pruebas de núcleos, (Figura 3.19).

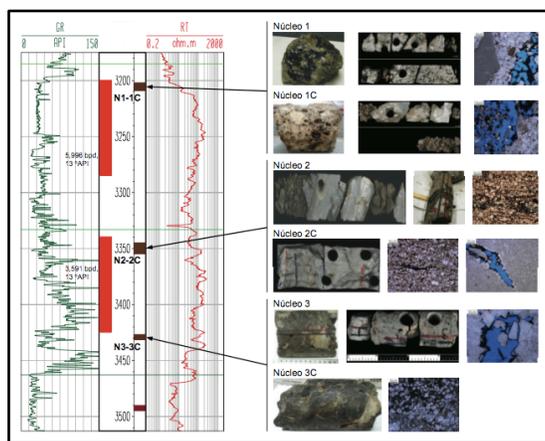


Figura III.19 - Corrección de parámetros emitidos por registros geofísicos mediante la implementación de núcleos (PEP, 2010)

El análisis de estas gráficas dio como resultado los siguientes valores de corte:

- ◆ Porosidad > 2.5%
- ◆ Saturación de agua (S_w) < 35%
- ◆ Arcilla < 25%

3.2.6.2 Modelo de fracturas

Para la elaboración adecuada del modelo de un yacimiento naturalmente fracturado, se deberán considerar el modelo integral de fracturas que para su mejor estudio se suele dividir en tres grupos: escala macro, escala meso y escala micro.

El reto que lleva este tipo de modelos consiste en establecer la forma en la que se desarrollan las fracturas en tres dimensiones, en un principio, las más grandes generadas por eventos geológicos hasta llegar a las más específicas de la zona de interés a explotar.

El modelo de fracturas debe ser concebido como una metodología que contempla el análisis integral de la información para documentar los fenómenos geológicos, los cuales para su mejor estudio se dividen en:

- ◆ Macro: Se refiere a estudios relacionados a los eventos geológicos regionales, considerando el ámbito tectónico que ha logrado alterar la distribución de la columna geológica y deformado el área en estudio.

- ◆ Meso: Considera los estudios sísmicos para detectar anomalías.
- ◆ Micro: A partir del análisis de núcleos, registros de imágenes, muestras de pared y láminas obtenidas en el estudio petrográfico.

Es importante mencionar, que el modelo de fracturas también tiene aplicación en el ámbito de la perforación, debido a que una vez obtenidos datos de los primeros pozos, se puede planear de mejor manera la perforación de pozos inyectores y productores, con lo que se puede simular el comportamiento de la producción en diferentes escenarios.

3.2.7 Sísmica en Ayatsil-Tekel

Debido a la necesidad de incorporar un marco estructural-estratigráfico que permita mejor comprensión del comportamiento del subsuelo, se llevó a cabo un análisis de horizontes y fallas mediante el uso de estudios sísmicos.

El primer estudio realizado en la zona de Campeche Oriente data del año 1999 mediante la técnica OBC (por sus siglas en inglés Ocean Bottom Cable), en el cual se depositan los receptores de las ondas (hidrófonos) en el fondo del mar. En un inicio, el estudio había sido planeado únicamente para la zona de KMZ, pero se identificó un área de interés y el estudio se extendió hacia la zona que hoy conocemos como Ayatsil-Tekel.

Los primeros esfuerzos de obtención de mejores datos se remontan a los años 2004 y 2005 con el cubo sísmico “Yaxiltun 3D”, obtenido con sísmica de tipo Streamer que consiste en sumergir los receptores aproximadamente 7 m. bajo el agua y en posición fija. A partir de estos datos se han reprocesado otras versiones nuevas cuyo objetivo general es obtener datos más limpios de los objetos subsalinos y de zonas complejas.

De este procesamiento sísmico del 2005 se mejoró la resolución y continuidad sísmica en los horizontes del Terciario, se limpiaron datos para obtener datos estructurales de nuevas localizaciones propensas a ser exploradas. De ahí la localización inicial de Ayatsil-Tekel como un prospecto.

Sin embargo, a nivel del Mesozoico, existían ruidos que dificultaban la interpretación y elaboración clara de una imagen estructural, por este motivo, se aplicaron “tecnologías de migración”, las cuales mejoran sísmica en ambientes subsalinos y de zonas complejas; ésto para obtener resultados ligeramente más claros.

Con estos estudios y las respectivas correcciones del nivel señal-ruido se puede obtener mejor caracterización tanto de la geología estructural, como de propiedades de la roca. A pesar de la limpieza y los esfuerzos que se realizaron para obtener datos más certeros, se deberá tener cuidado al tomar los elementos sísmicos para la realización del modelo estructural y de la columna geológica.

3.2.7.1 Procesamiento sísmico para detección de fracturamiento

Como parte de los esfuerzos para la determinación de la orientación e intensidad de las fracturas, se ha decidido realizar un procesamiento sísmico que requiere la integración de elementos como:

- a) *En datos sísmicos*: Calibración y análisis de direcciones de las fracturas.
- b) *Registros de imágenes del pozo*: Con esta herramienta no sólo podemos obtener patrones que expliquen el comportamiento de las fracturas, sino que también sirven para diferenciar cambios en las estructuras.
- c) *Núcleos de pozos*: Como se ha mencionado con anterioridad, nos ayuda a determinar el tipo de roca, la existencia de fracturas e incluso si hay impregnación de aceite.
- d) *Metodología del estudio diagenético estructural*: A partir de cortes delgados de láminas, es posible determinar ciertos patrones de micro-fracturamientos que hablen de los esfuerzos a los que fue sometida la roca.

La Figura 3.20 ejemplifica los 4 pasos mencionados anteriormente.

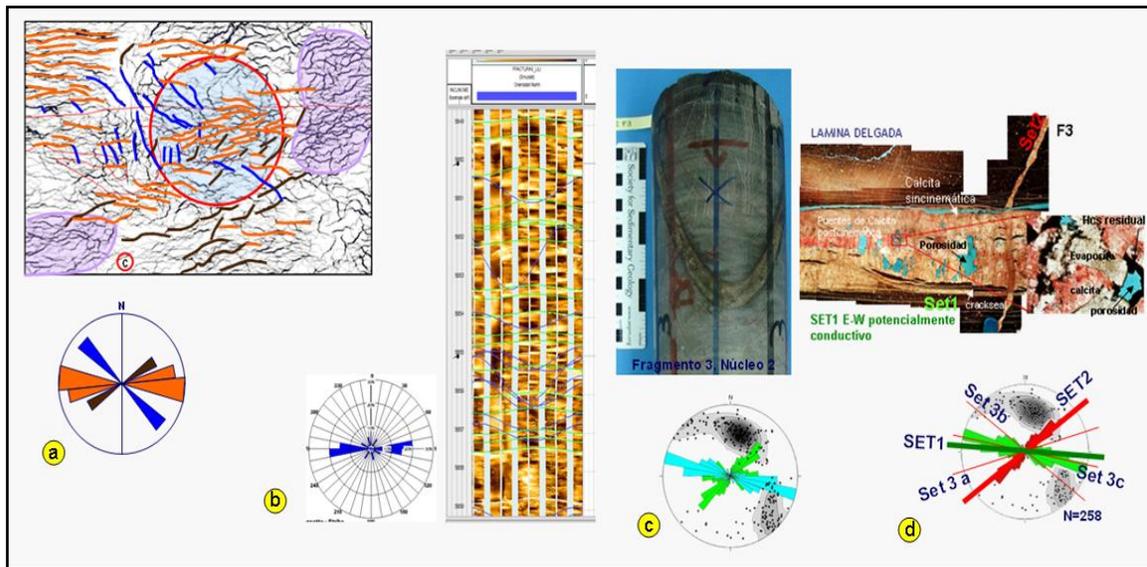


Figura III.20 - Ejemplo de los estudios en diferentes escalas para conformar un modelo integral de fracturas (PEP, 2010)

Luego de realizar este estudio, se disminuyó la incertidumbre en el conocimiento de los sistemas de fracturas y del grado de influencia en el modelado estático y dinámico del yacimiento Ayatsil-Tekel. También, se conoció la dirección preferencial del fracturamiento en el yacimiento. Estos hechos son analizados en la etapa de planeación de perforación de pozos para aumentar significativamente la posibilidad de que un pozo intercepte fracturas.

El no realizar este tipo de estudios afectaría la explotación del Campo en el ámbito técnico y económico ya que es bien sabido que en este tipo de yacimientos naturalmente fracturados es conveniente determinar los patrones que nos ubiquen en zonas donde el flujo de aceite es mayor debido a las fracturas.

3.2.7.2 Interpretación sísmica de horizontes y fallas

Al final del proceso que se requiere para interpretar los estudios sísmicos, se detectaron diferentes horizontes sísmicos pertenecientes al Terciario y al Mesozoico, en un área de 1,840 km². De igual forma, se detectaron las fallas principales actuando en los Campos Ayatsil-Tekel.

La importancia de las fallas radica en el ámbito de los límites estructurales principales. Con la adecuada interpretación de fallas se pueden definir los rasgos estructurales propios del área. En el caso de Ayatsil-Tekel, los estudios arrojaron un fallamiento de tipo normal asociado con los eventos mencionados en la parte de geología regional.

La estructura de Ayatsil se encuentra en una rampa, que se considera una zona de despegue donde se deslizan las fallas inversas apoyadas por la presencia de sal; se observa un cierre propio hacia el SW (Fosa de Comalcalco) y limitado al NE con una falla inversa con componente lateral. Cabe aclarar que la Figura 3.21 es un corte transversal del Campo Ayatsil-Tekel que va de SW-NE.

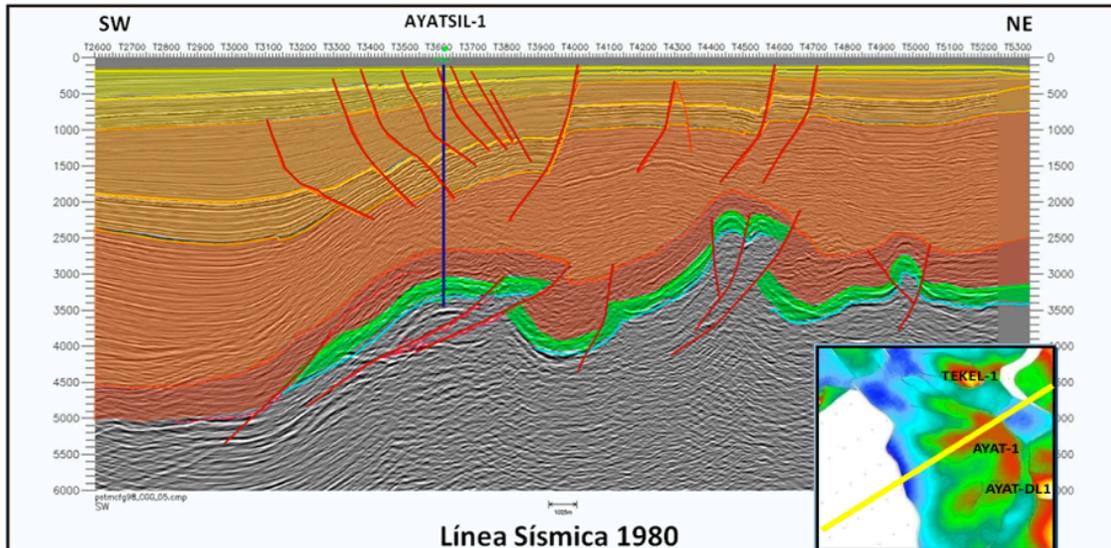


Figura III.21 - Sección Sísmica con localización (PEP, 2010)

En la Figura 3.22 se muestra una columna sedimentaria del Reciente hasta el Mioceno inferior que muestra una distribución de fallas normales en una sección transversal de localización NW-SE.

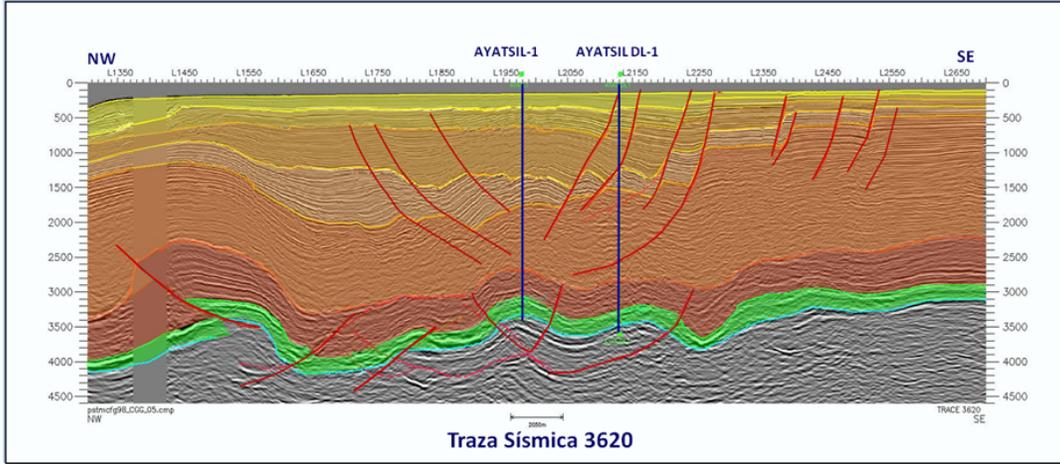


Figura III.22 - Secciones sísmicas representativas de Ayatsil (PEP, 2010)

En la Figura 3.23 se aprecian las fallas inversas a nivel Mesozoico, en donde el esfuerzo de la carga del Terciario ha favorecido el movimiento salino, provocando bloques expulsados y creando las estructuras de las trampas de los pozos, Tekel-1, Ayatsil-1 y Ayatsil-DL1, quedando limitados por fallas.

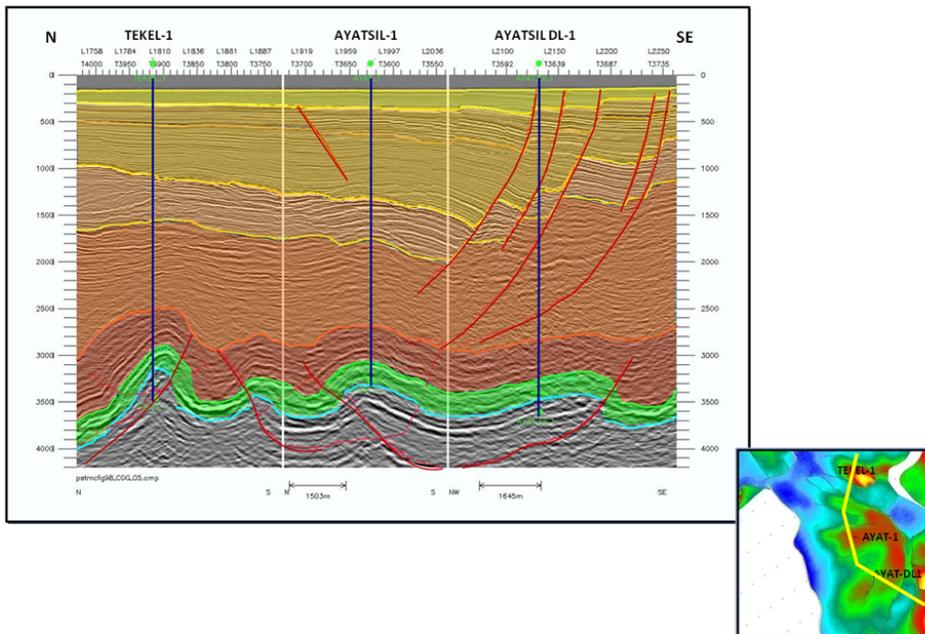


Figura III.23 - Sección sísmica compuesta, Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

Las fallas lístricas terciarias muestran una importante actividad sísmica y la falla principal llega hasta la fosa de Comalcalco precedida de varias fallas que pudieran ser sísmicamente activas. En la Figura 3.24 se aprecian el conjunto de fallas existentes en la Brecha perteneciente al KS.

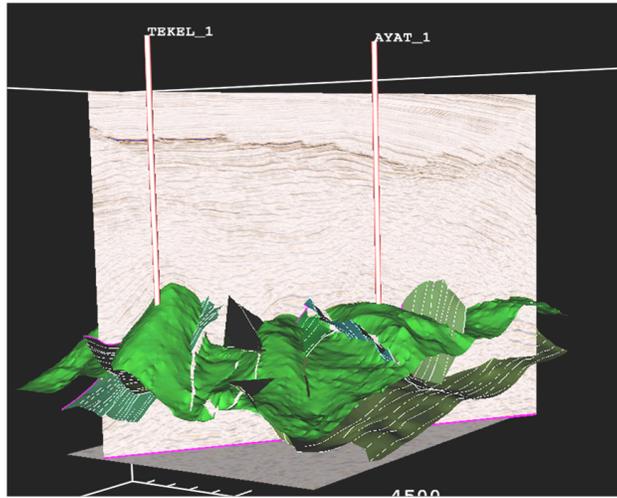


Figura III.24 - Cubo sísmico de la secuencia BTPKS (PEP, 2010)

Para el caso de la Figura 3.25, se ilustra tanto la Brecha del KS, como la formación perteneciente al Mioceno, mostrando las fallas que se tienen en el Campo.

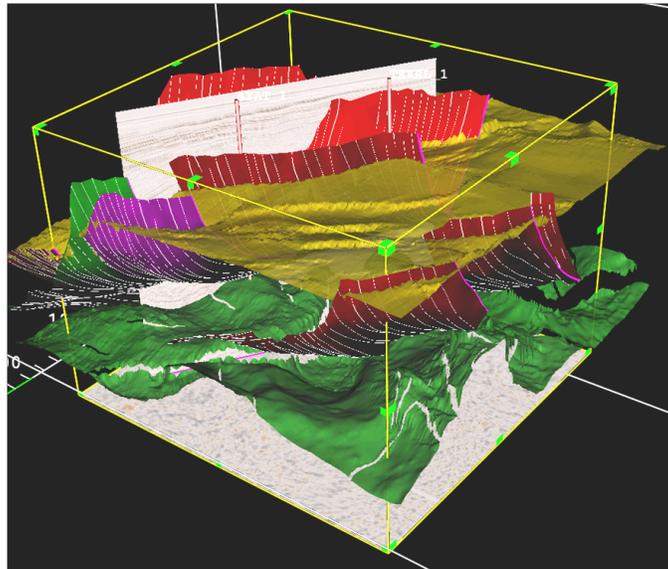


Figura III.25 - Cubo sísmico de los Campos Ayatil-Tekel (PEP, 2010)

3.2.8 Caracterización de las propiedades de los fluidos

3.2.8.1 pVT Express

El análisis de laboratorio de fluidos presión-Volumen-Temperatura (en lo sucesivo pVT), está orientado a determinar con exactitud el comportamiento de fases de los fluidos, la volumetría a diferentes niveles de presión y temperatura (Bo, Bg, Rs, etc.) y la composición de hidrocarburos.

Un factor importante en el análisis, predicción del comportamiento del yacimiento, selección, diseño de la terminación de un pozo y los sistemas de producción a emplearse, es el conocimiento pleno de las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento, sus variaciones de éstas durante la explotación y la manera de cómo los fluidos son producidos en la superficie.

Adicionalmente, los análisis pVT en la etapa inicial de desarrollo y explotación de un Campo son complemento de la información requerida para definir el tipo de mecanismo de producción, el volumen original en sitio y el volumen de reservas. Es por eso que durante las pruebas de producción se tomaron muestras de aceite de fondo para elaborar un análisis denominado "pVT Express". Cabe mencionar que el análisis pVT que posteriormente será explicado pertenece al pozo Ayatsil-1.

Un pVT Express es un sistema para análisis de fluidos en campo, que podría proveer datos del fluido del yacimiento rápidos y confiables. Mediante esta técnica se pueden analizar diferentes muestras provenientes de cualquier fuente, tales como:²²

- ◆ Muestras de agujero descubierto.
- ◆ Muestras de pozo entubado.
- ◆ Muestras de cabezal de pozo (bajo condiciones monofásicas).

El pVT Express consta de cuatro diferentes módulos:

1. *pVT-XPM*: Este consiste de la celda pVT y una unidad de transferencia de alta presión, la cual permite obtener las propiedades del fluido a presión y temperatura del yacimiento.
2. *pVT-XPI*: Muestra los datos del pVT-XPM y los convierte en una señal digital para que puedan ser registrados en tiempo real por una computadora.
3. *pVT-XPC*: Cromatógrafo portátil, el cual puede analizar hidrocarburos; gases hasta C12 y líquidos hasta C36+.
4. *pVT-XGOR*: Sistema para medición de RGA.

En adición a estos módulos, un densímetro y un viscosímetro son usados para obtener las propiedades del aceite a condiciones de tanque.

El propósito de este equipo es realizar las mediciones básicas, RGA de la liberación instantánea, análisis composicional del fluido del yacimiento hasta C36+, densidad y viscosidad a condiciones de tanque. Subsecuentemente todos estos datos son procesados a través de un modelo de redes neuronales artificiales (pVT expert) para producir el conjunto completo de datos pVT medidos y presentados en los reportes.

3.2.8.2 Resumen de muestreo

En la toma de muestra se recuperaron 5 muestras de fondo, de las cuales se tomó una de ellas para proseguir con el estudio. En la Tabla 3.2 se muestran los detalles más importantes del muestreo.

Tabla III.2 - Detalles de muestreo del Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)

Detalles de Muestreo	Valor	
Volumen del Muestrero	600 cm ³	
Profundidad de Muestreo	11037 ft	3364 m
Presión a Profundidad de Muestreo	2731 psia	192.05 kg/cm ²
Temperatura a Profundidad de Muestreo	224.6 °F	107 °C

3.2.8.3 Propiedades de los fluidos

La Tabla 3.3 es un resumen general de las propiedades de los fluidos obtenidas posterior al análisis pVT.

Tabla III.3 - Propiedades de los fluidos del Pozo Ayatsil-1 emitidos por el análisis pVT Express
(Modificado de Schlumberger, 2007)

Resumen de las Propiedades de los Fluidos		
Condiciones del Yacimiento		
Presión Inicial (Pi)	3257 psia	229 kg/cm ²
Temperatura Inicial (Ti)	244.4 °F	118 °C
Condiciones Estándar		
Presión (Pcs)	15.0 psia	1.05 kg/cm ²
Temperatura (Tcs)	60 °F	15.55 °C
Estudio de la Muestra @ T de Yacimiento		
Presión de Burbuja (Pb)	683 psia	48 kg/cm ²
Compresibilidad a Pb	9.473E-06 psia ⁻¹	
Densidad del Aceite a Pi	0.874 g/cm ³	874.3 kg/m ³
Densidad del Aceite a Pb	0.854 g/cm ³	854.0 kg/m ³
Liberación Flash		
RGA	114.2 scf/bbl	20.3 m ³ /m ³
Factor Volumétrico del Aceite a Pb	1.186 vol/vol	
Densidad Medida del Aceite a 60 °F	0.982 g/cm ³	982 kg/m ³
Gravedad API medida	12.5 API	
Contaminación del Aceite		
Contaminación STL	8.40%	
Contaminación en el fluido del yacimiento	8.20%	
Gravedad API corregida	10.5 API	
RGA corregida	133 scf/bbl	
Estudio de Liberación Diferencial a 118 °C		
FVF (Bo) a Pi	1.159 vol/vol	
FVF (Bo) a Pb	1.186 vol/vol	
RGA a Pb	120.0 scf/bbl	
Viscosidad del Aceite a Pi	20.7 cp	
Viscosidad del Aceite a Pb	19.8	
Estudio de Prueba de Separación a 125 psia y 60 °C		
FVF(Bo)	1.154 bbl/stb	
RGA total	108.scf/bbl	19.2 m ³ /m ³

Los resultados anteriormente mostrados surgen de los diferentes procesos que se realizan en un análisis pVT. La Tabla 3.4 ejemplifica las principales propiedades del aceite a diferentes presiones; posteriormente se presenta gráficamente el comportamiento de estas propiedades.

Tabla III.4 - Propiedades del aceite estudiadas en los análisis pVT Express del Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)

Propiedades del aceite.					
	Presión (psia)	Bo (bbl/stb)	RGA (scf/bbl)	Densidad aceite (g/cm ³)	Viscosidad del Aceite μ (cP)
Pi	3257	1.159	120	0.874	20.71
	3000	1.161	120	0.873	20.15
	2800	1.163	120	0.871	19.72
	2500	1.166	120	0.869	19.22
	2300	1.167	120	0.868	18.69
	2000	1.17	120	0.866	18.23
	1800	1.172	120	0.864	17.75
	1500	1.176	120	0.862	17.19
	1200	1.179	120	0.859	16.81
	1000	1.182	120	0.857	16.34
Pb	683	1.186	120	0.856	15.91
	600	1.174	108	0.86	16.99
	500	1.159	92	0.869	19.12
	400	1.143	74	0.879	21.61
	300	1.126	57	0.888	25.82
	200	1.109	38	0.899	32.81
	115	1.093	20	0.908	39.05
	15	1.071	0	0.92	46.28

◆ Factor de volumen del aceite (Bo) y Relación de Solubilidad (Rs), (Figura 3.26).

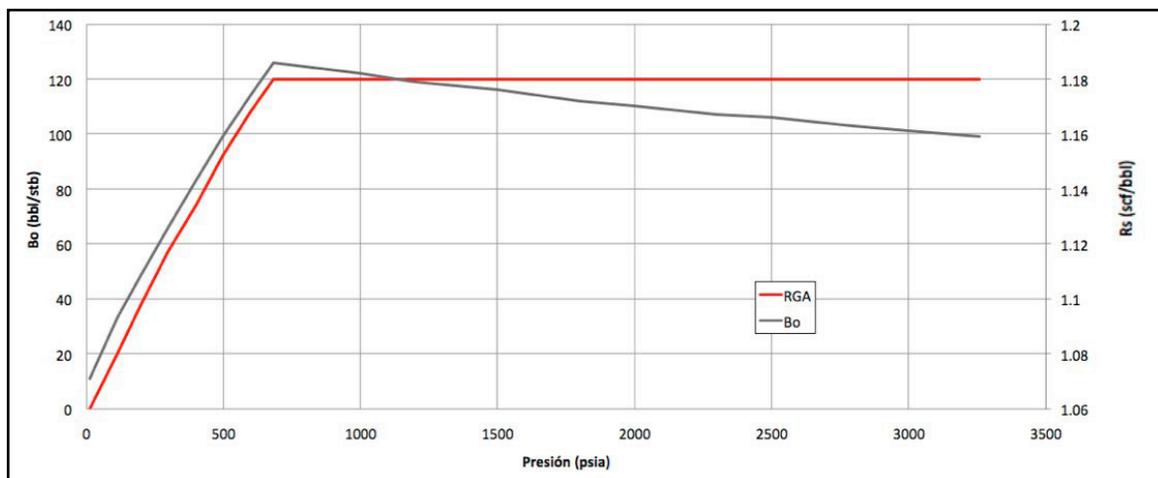


Figura III.26 - Gráfica del factor de volumen (Bo) y la relación de solubilidad (Rs) del aceite. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)

- ◆ Densidad del aceite (ρ_o) y viscosidad del aceite (μ_o), (Figura 3.27)

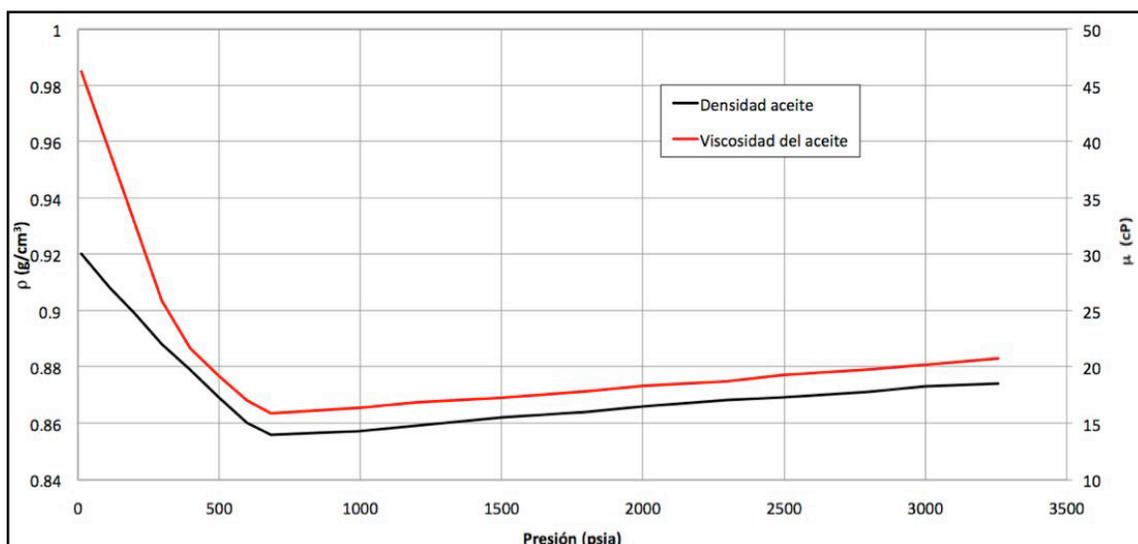


Figura III.27 - Gráfica de la densidad (ρ_o) y viscosidad (μ_o) del aceite. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)

En cuanto al gas, podemos destacar las siguientes propiedades, (Tabla 3.5).

Tabla III.5 - Propiedades del gas (Modificado de Schlumberger, 2007)

Propiedades del Gas.					
	Presión (psia)	Bg (bbl/stb)	Factor Z	Viscosidad del Gas μ (cP)	Densidad Relativa γ (aire=1)
Pb	683				
	600	5549	0.916	0.0134	1.051
	500	6741	0.928	0.0131	1.063
	400	8541	0.94	0.0128	1.081
	300	11556	0.954	0.0125	1.109
	200	17617	0.97	0.0122	1.158
	115	31100	0.985	0.0117	1.251
	15	242183	1		

- ◆ Factor de volumen del gas (B_g) y factor de compresibilidad del gas (Z), (Figura 3.28).

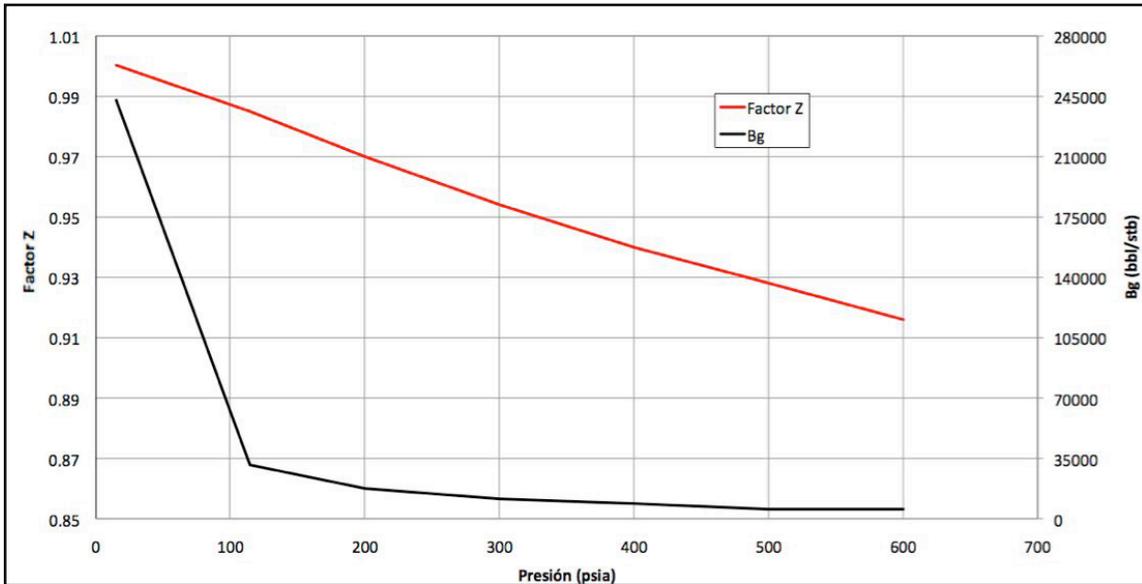


Figura III.28 - Gráfica del factor de volumen (B_g) y factor de compresibilidad (Z) del gas. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)

- ◆ Viscosidad del gas (μ) y densidad relativa del gas (γ), (aire=1), (Figura 3.29).

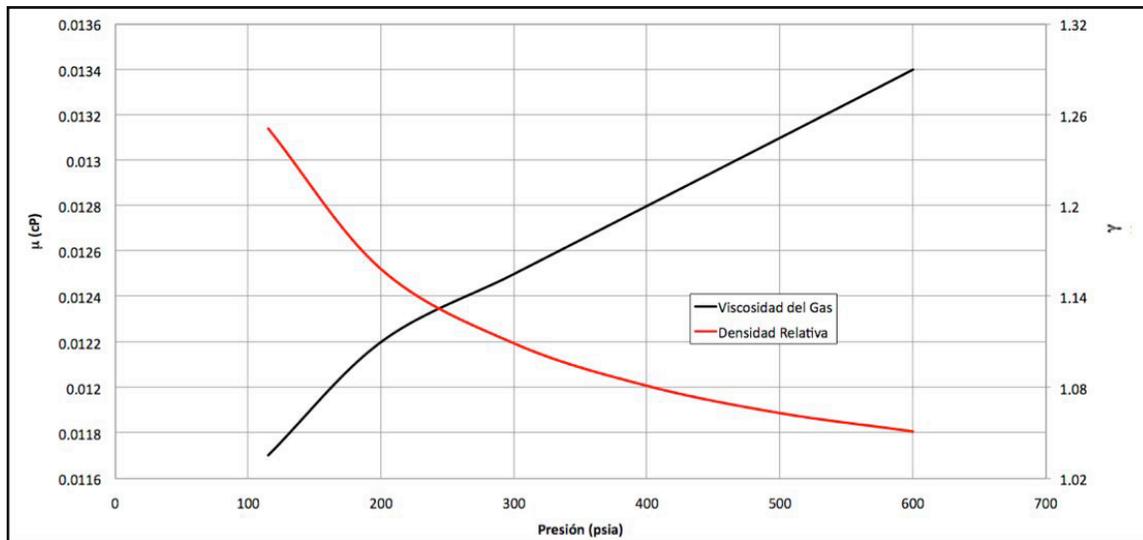


Figura III.29 - Gráfica de la densidad (γ) y viscosidad (μ_g) del gas. Pozo Ayatsil-1 (Modificado de Schlumberger, 2007)

Debido al grado de contaminación, los datos volumétricos presentados en el reporte no son representativos del yacimiento. Además, una vez que se conocieron las propiedades de los fluidos del pozo Ayatsil-1, se prosiguió a hacer mediante el mismo proceso, los análisis pVT Express para los pozos Ayatsil-DL1 y Tekel-1. La Tabla 3.6 contiene las propiedades de los fluidos.

Tabla III.6 - Datos básicos recopilados de los análisis pVT (PEP, 2010)

POZO	FECHA	Intervalo (mts)	NMD	Pb (kg/cm ²)	Condiciones Iniciales				Condiciones del STO				
					Pi (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Dens. (g/cm ³)	Visc. (cp)	Dens °API	Boi	Rs (m ³ /m ³)		
AYATSIL 01-BTPKS	mar-07	3730 -3810	3770	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
AYATSIL DL1-BTPKS	01-jun-08	4200 - 4235	4217	55.05	259	122.8	0.909	41.82	11.1	1.116	27.1	seps	
TEKEL-1-KM	23-nov-08	3340 - 3425	3382.5	50.76	199	113	0.925	49.776	10.9	1.106	20.4	seps	
TEKEL-1-BTPKS	10-dic-08	3200-3285	3242	42.09	186	110	0.912	28.24	13.6	1.099	16.6	seps	

3.2.9 Pruebas de presión

Para la consideración de las presiones en el Campo Ayatsil-Tekel, se debe tener en mente que se está tratando con yacimientos bajosaturados, de crudo extrapesado. No se tiene un historial de producción debido a que aún no se han puesto a producir y sólo se cuenta con los datos recolectados de las pruebas de presión-producción realizadas con equipos BEC portátiles en los tres.

Únicamente, se han realizado 3 pruebas de presión-producción, de incremento y de decremento de presión. Con estas pruebas se pudo realizar la estimación de presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo y de producción. Con el ajuste de un modelo de doble porosidad y los resultados más importantes, se midió p_i de 162.4 kg/cm² a la profundidad de 2,990 mv, permeabilidad de 7,714.6 md y un daño (S) de valor unitario.²⁰

Para los dos pozos restantes, se realizó un análisis similar, cuyos resultados se muestran en la Tabla 3.7.

Tabla III.7 - Resumen de los resultados obtenidos del análisis y la interpretación de las pruebas de presión realizadas a los Pozos Ayatsil-1, Ayatsil-DL1 y Tekel-1 (PEP, 2010)

Pozo	Tipo prueba	Fecha prueba	Intervalo Prob (mbMR)	Formacion	KH (mD-pie)	K (mD)	S (adim)	DpS (psi)	P inicial @ NMD (psia)
AYATSIL-1	C.D. BEC	Mar-07	3730-3810	BTPKS	3.63E+06	7714.57	1	0.0018	2273.8094
AYATSIL-DL1	C.I.- BEC	Jun-08	4200-4235	BTPKS	5.02E+06	9283.53	-3.30	-17.85	2792.79
TEKEL-1	CI-BEC	Dic-08	3200-3285	BTPKS	7.01E+06	15956.6	14.7191	59.8347	2338
	CI-BEC	Nov-08	3340-3425	KM	3.80E+06	10476.3	9.7323	75.4954	2352.1824

Considerando que la presión inicial en Campos como KMZ y Cantarell se ha registrado de aproximadamente 350 Kg/cm², al comparar este valor con los medidos en Ayatsil y Tekel, se puede observar que no conservan similitud en su presión inicial. Sin embargo, las actuales presiones de los Campos pertenecientes a KMZ y Ayatsil-Tekel, tienen valores entre 100 y 150 Kg/cm², llevados al mismo plano de referencia (3,000 mvbnm):

Esta condición revela que los Campos Ayatsil-Tekel podrían estar comunicados por condiciones estructurales y/o estratigráficas con otros Campos vecinos que se encuentran en explotación, que han restado de estos bloques su nivel de presión original. También existe cierta probabilidad de que se tenga un acuífero común de extensión regional, que está actuando en la redistribución de la energía de cada bloque, tratando de equilibrar la presión en estos Campos.

A través de estudios posteriores y mediante la gráfica de presión de yacimiento medida en los Campos Ayatsil y Tekel sobre la gráfica de comportamiento de las presiones promedio de los Campos de KMZ, es notable que hay alineación de valores de presión de Ayatsil-Tekel con la tendencia de la presión de los Campos de KMZ, para la misma fecha y a la misma referencia de profundidad; por lo que podría pensarse que existe comunicación hidráulica entre estos Campos, (Figura 3.30).

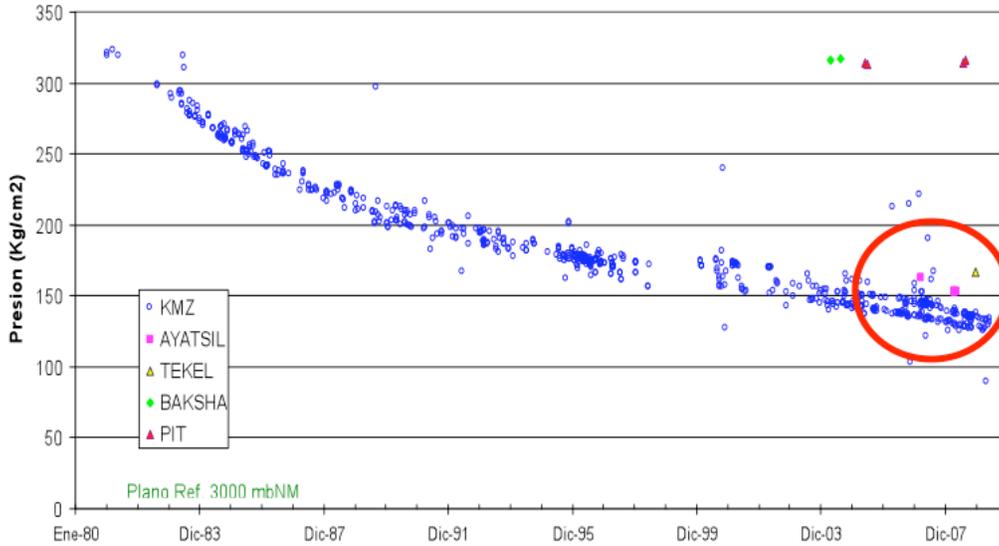


Figura III.30 - Gráfica con valores históricos de presión de Ku-Maloob-Zaap y Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

3.2.10 Simulación numérica

El modelo de simulación numérica brinda las herramientas necesarias para poder realizar la adecuada planeación de los diferentes escenarios posibles, bajo diferentes condiciones de explotación y predicción del comportamiento de la producción y presión del yacimiento.

La aplicación de la simulación numérica, proporcionará mejoras en los tiempos para la toma de decisiones estratégicas de explotación. Permite además, realizar pronósticos de producción con diversas tecnologías de recuperación adicional para crudos extrapesados; esto sin considerar la ventaja que representa para la evaluación económica, la información que arroja el proceso de simulación.

Actualmente, se lleva a cabo la construcción del modelo de simulación de aceite negro con el uso del software *Eclipse 100 o Black Oil* y el soporte del modelo geológico 3D diseñado en Petrel. Este modelo en la actualidad se encuentra en espera de ajuste e incorporación de datos más representativos de los Campos Ayatsil-Tekel que permitan mayor certidumbre en los resultados arrojados por el simulador.

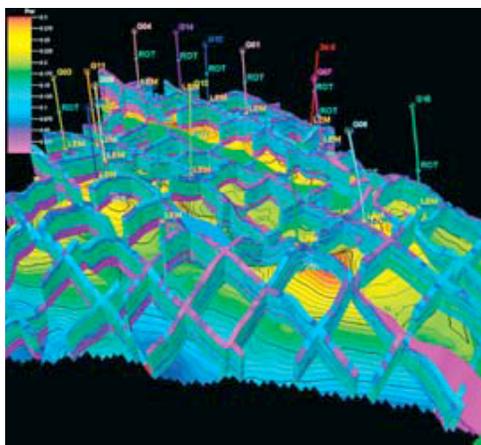


Figura III.31 - Presentación 3D de un modelo de simulación desarrollado en Eclipse y con un modelo geológico soportado en Petrel.

3.2.11 Volúmenes originales y reservas

El uso adecuado de la información (geofísica, geológica, petrofísica y propiedades de los fluidos del yacimiento) explicada en el presente capítulo, hace posible el cálculo de volúmenes originales y reservas originales para los campos Ayatsil-Tekel, (Tabla 3.8). Estos dos parámetros se determinaron a partir del uso del método volumétrico, mismo que será explicado con mayor detalle en el siguiente capítulo.²⁵

Tabla III.8 - Volúmenes originales y reservas de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP,2010)

	Volúmenes originales Ayatsil/Tekel	Reservas originales Ayatsil/Tekel
1P		
Aceite (mmb)	963.6/144	88.6/13.2
Gas (mmmpc)	100.1/16.7	9.2/1.5
PCE (mmb)		90.4/13.5
2P		
Aceite (mmb)	2989.3/359.7	275.0/32.9
Gas (mmmpc)	310.5/41.8	28.6/3.8
PCE (mmb)		280.5/33.6
3P		
Aceite (mmb)	3171.5/926.1	578.7/129.7
Gas (mmmpc)	329.4/107.6	60.1/9.8
PCE (mmb)		590.3/131.5

Concluida la revisión de la información disponible de los campos Ayatsil-Tekel y dado el potencial observado en la Tabla 3.8, se procede a aplicar la herramienta Quicklook para determinar la factibilidad técnico-económica de explotar estos recursos; proceso que será detallado en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO IV. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA “QUICKLOOK” A LOS CAMPOS AYATSIL-TEKEL

Se sabe que dentro del marco del plan de negocios para cualquier industria petrolera, se definen tres principales principios básicos: misión, visión y objetivos; para cumplir con éstos, es fundamental integrar un portafolio de proyectos de inversión. Esta iniciativa cobra relevancia cuando se trata de evaluar proyectos de gran complejidad, tales como el Proyecto Campeche Oriente, del cual únicamente se estudiará en este trabajo a los Campos Ayatsil-Tekel.

La complejidad de este tipo de proyectos y las expectativas generadas por los mismos, exigen el diseño y/o selección de planes óptimos de Explotación sustentados en la metodología VCD, cuyo objetivo fundamental es visualizar todas las posibles opciones factibles (técnicas y económicas) de desarrollo de un proyecto de Explotación, evaluando todo el horizonte de vida del proyecto, desde la etapa de estudios preliminares hasta la desincorporación de instalaciones y abandono del Campo; e identificar de manera secuencial y metódica las incertidumbres y riesgos asociados.

Es por eso, que en la etapa de visualización del VCD, se debe hacer uso de la herramienta Quicklook con el fin de seleccionar de manera rápida la mejor opción de un listado enorme de posibles recomendaciones; de este modo se identifica la ruta crítica del proyecto y la tecnología que indique poseer la mejor respuesta para confrontar los retos que se presentan; esto mediante el uso de la investigación primaria requerida.

El Quicklook también permite diseñar la estrategia que logra reducir los riesgos identificados y apunte a elevar la recuperación y rentabilidad de los Campos y prospectos; aumentando la Eficiencia de la Inversión, maximizando las reservas e incorporando recursos prospectivos.

Durante la fase del Quicklook, el trabajo se orientará a identificar las oportunidades de mejora y los retos tecnológicos a ser resueltos durante la ejecución del proyecto, incluyendo la factibilidad de aplicación de procesos de recuperación mejorada, perforación y terminación de pozos no convencionales, aseguramiento de flujo y mejoramiento de crudos, además del modelo integral.

La aplicación de esta metodología implica entender los conceptos de ambiente de trabajo colaborativo, riesgos e incertidumbres, análisis multi-escenarios, aplicación de mejores prácticas e identificación de nuevas tecnologías, para la formulación, dictamen y evaluación de proyectos.

4.1 Integración del equipo del Quicklook

Como primera iniciativa para cumplir el objetivo del proyecto Ayatsil-Tekel, la gerencia de KMZ ha integrado un equipo multi-disciplinario, el cual ha presentado un plan para iniciar el desarrollo a corto plazo de los Campos Ayatsil-Tekel.

Debido a lo anterior y como soporte a las actividades que realiza el grupo de diseño de este proyecto, se ha conformado la red de expertos externos de diferentes áreas del conocimiento, los cuales son los especialistas más calificados en ámbitos tales como: Exploración, Planeación y Evaluación, Perforación y Mantenimiento de Pozos, Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas, Seguridad Industrial y Protección Ambiental, Distribución y Comercialización, Operación y Mantenimiento, por mencionar algunas.

Esta red de expertos se integró, teniendo como objetivo principal, apoyar en la realización de un Quicklook del proyecto Ayatsil-Tekel, que brinde sustento documental y normativo de acuerdo a la metodología VCDSE.

4.2 Programa de trabajo

En este apartado se presenta de manera resumida las fases que se plantearon para realizar y ejecutar el Quicklook de los Campos Ayatsil-Tekel, Campos representativos del Proyecto Campeche Oriente, (Figura 4.1).

- 1 Identificación y planteamiento de la problemática actual.
- 2 Reunión de inicio y formación del equipo del Quicklook.
- 3 Etapa del Pre-FEL. Inventario de información disponible (volúmenes originales, reservas, modelo estático y dinámico, históricos de producción, instalaciones, estudios, etc.).
- 4 Validación del problema.
- 5 Análisis determinístico y probabilístico de Volúmenes Originales (VOES).
 - ◆ Análisis de portafolio.
 - ◆ Lluvia de ideas.
 - ◆ Elaboración de matriz de decisión.
 - ◆ Diseño de matriz de escenarios.
 - ◆ Evaluación económica de escenarios.
- 6 Identificación de riesgos y plan de mitigación.
- 7 Identificación de mejoras y retos tecnológico

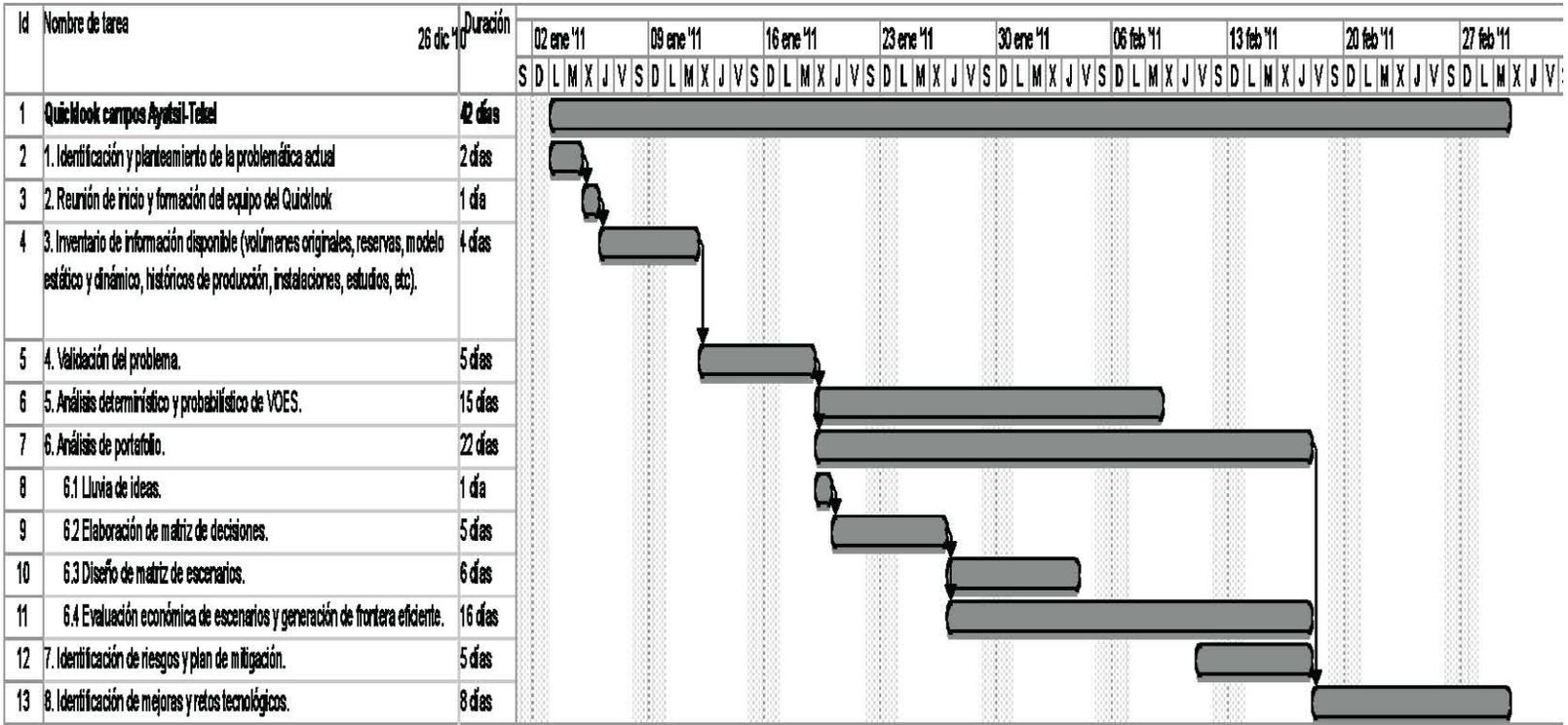


Figura IV.1 - Programa de trabajo para el desarrollo del Quicklook aplicado a los Campo Ayatsil-Tekel

4.3 Objetivos y alcances

Para el proyecto Campeche Oriente de la Región Marina Noreste (en lo sucesivo RMNE), el objetivo general es generar un plan de Explotación mediante el desarrollo de los Campos Ayatsil-Tekel, que permita acelerar el desarrollo de las reservas de aceite extrapesado e impulsar el desarrollo del resto de los Campos de crudos extrapesados en la región; maximizando el factor de recuperación de los Campos involucrados, mediante la aplicación de tecnologías disponibles, así como asegurar la disponibilidad de producción, maximizar el valor económico del proyecto en armonía con el medio ambiente y la comunidad, bajo un marco de desarrollo sustentable.

Otros objetivos más específicos del proyecto se plantean a continuación:

- ◆ Analizar y evaluar mejores prácticas y tecnologías para su posible implementación en el plan de Explotación.
- ◆ Identificar y caracterizar la incertidumbre de las variables técnico-económicas que impactan al proyecto.
- ◆ Llevar a cabo la identificación temprana de riesgos y cuantificación de su impacto en el resultado de la explotación de los Campos.
- ◆ Establecer un plan de incorporación de producción temprana para los Campos descubiertos.

Dentro de los alcances se tienen los siguientes:

- ◆ Evaluar los escenarios de instalaciones más factibles para el manejo de la producción dentro de las cuales se incluye la implantación de estrategias de dilución de crudo para elevar la calidad del producto extraído.
- ◆ Evaluar y proponer todas las opciones tecnológicas, para la selección de sistemas artificiales de producción.
- ◆ Considerar todos los procesos factibles para recuperación adicional.
- ◆ Incorporar todas las opciones viables para perforación y terminación de pozos convencionales y no convencionales.
- ◆ Asegurar que el escenario seleccionado cumpla con los términos y normatividad en materia de riesgo.
- ◆ Evaluar y proponer todas las opciones técnicamente viables para el aseguramiento de flujo de la producción de crudos extrapesados en ambientes marinos.

4.4 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos

4.4.1 Método volumétrico

El volumen original se determinó con el método volumétrico, considerando información geofísica, geológica, petrofísica y datos de fluidos del yacimiento; en donde se analizó e interpretó la sísmica 3D y las heterogeneidades que presenta. Se calcularon en forma detallada los parámetros petrofísicos. Los valores de porosidad y saturación de agua fueron calculados para los intervalos de espesores netos y brutos. Los valores petrofísicos promedios fueron utilizados para estimar el volumen original de aceite.

El procedimiento se inicia con la selección del método volumétrico para la estimación del volumen original y reservas, el cual viene representado por los siguientes modelos matemáticos:

$$N = \frac{6.29 \cdot A \cdot h_{prom} \cdot \phi_{prom} \cdot (1 - Swi_{prom})}{Boi} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\text{Reserva} = N \cdot FR \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

N= Volumen original en sitio, mmbbls.

A= Área del yacimiento, m².

h_{prom}= Espesor neto promedio, m.

φ_{prom}= Porosidad promedio, fracción.

Swi_{prom}= Saturación de agua inicial promedio, fracción.

Boi= Factor volumétrico inicial.

El método volumétrico es uno de los métodos más usados para la estimación de volúmenes originales, empleándose en las etapas iniciales en que se comienza a caracterizar al Campo o yacimiento. Y como ya se mencionó, éste se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento.

4.4.2 Estimación probabilística del volumen original en sitio y reservas

La metodología VCD sustenta sus resultados en análisis cuantitativo de riesgo, lo cual implica la rigurosa caracterización probabilística de las variables con el objetivo de cuantificar y propagar las incertidumbres que se traducen en riesgos para el proyecto. En la evaluación de un proyecto de Explotación en yacimientos de aceite, gran parte de la incertidumbre y su riesgo consecuente, están atrapados en los estimados de volúmenes originales y de las reservas remanentes.

Los modelos expresados en las Ecuaciones 1 y 2 permiten la estimación de volúmenes originales y reservas de manera “determinística”; pero como se mencionó con anterioridad, la metodología VCD exige la estimación “probabilística” de reservas, en la búsqueda de dimensionar la incertidumbre del estimado de las mismas.

La estimación probabilística de reservas debe considerar la dispersión de los parámetros involucrados en el modelo y sus posibles correlaciones probabilísticas, así mismo, la propagación de la incertidumbre de los parámetros a través del modelo matemático, el cual debe hacerse utilizando la simulación de Montecarlo.

Tabla IV.1 - Unidades litoestratigráficas de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

KI		KM			BTP-KS				
C1	C3	C5	C7	C9	C11	C21	C22	C23	BP0

Es importante mencionar que el análisis probabilístico de volúmenes originales y reservas para los Campos Ayatsil-Tekel se realizó siguiendo un procedimiento que será descrito a continuación, aplicado para cada una de las unidades litoestratigráficas prospectivas de los Campos Ayatsil-Tekel; por lo que volumen total está representado por la suma de los volúmenes calculados por cada unidad de flujo, (Tabla 4.1).

El procedimiento de cálculo probabilístico de reservas se resume en las siguientes etapas:

- ◆ *Etapa 1:* Caracterizar probabilísticamente las variables de entrada al modelo: área (A), espesor promedio (h_{prom}), porosidad promedio (ϕ_{prom}), saturación de agua inicial promedio (Swi_{prom}), factor volumétrico inicial (Boi).
- ◆ *Etapa 2:* Proponer el uso de información análoga o representativa de Campos vecinos, que permita la combinación probabilística de ambas muestras.
- ◆ *Etapa 3:* Verificar la existencia y dimensionar la similitud de las correlaciones probabilísticas entre las variables de entrada al modelo.

- ◆ *Etapa 4:* En cada unidad litoestratigráfica, realizar las distribuciones probabilísticas para cada una de las variables; en donde se analiza primordialmente la media y la desviación estándar.
- ◆ *Etapa 5:* De acuerdo a la opinión de los expertos, se acotan los valores mínimos y máximos en las distribuciones probabilísticas.
- ◆ *Etapa 6:* Aplicación del teorema de Bayes como herramienta matemática que permite la combinación de la información de evidencia e información análoga. Esta combinación da como resultado una distribución mejorada para cada una de las variables analizadas.
- ◆ *Etapa 7:* Propagar mediante la simulación de Montecarlo la incertidumbre de A , h_{prom} , ϕ_{prom} , SWI_{prom} y Boi en las ecuaciones 1 y 2, para encontrar la distribución de probabilidades de los volúmenes originales y las reservas recuperables. Una vez conocidas las distribuciones de probabilidades del volumen original y la reserva recuperable, se calcularán parámetros de interés como la media, la moda y los percentiles 10, 50 y 90.
- ◆ *Etapa 8:* Realizar un análisis de sensibilidad a las distribuciones resultantes, para dimensionar la contribución de la incertidumbre de cada una de las variables de entrada, en la variable de salida.

4.4.3 Factor de recuperación

Este concepto se puede entender como la relación existente del volumen de aceite acumulado producido a un tiempo determinado, entre el volumen original de aceite en sitio.

$$Fr = \frac{Np}{N} * 100 \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

Fr= Factor de recuperación, %.

Np= Producción acumulada de aceite, mmbls.

N= Volumen original de aceite en sitio, mmbls.

La recuperación de hidrocarburos del yacimiento depende de factores tales como: variaciones en las propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, tipo de mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento, ritmo de extracción, localización y el número de pozos, los gastos y el proceso de explotación.

Dado que no existe historia de presión-producción que nos permita identificar los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento, se considera por analogía que estarán presentes la expansión del sistema roca-fluidos y un acuífero asociado.

Para yacimientos de la RMNE similares en la formación BTPKS, el factor de recuperación es muy variable, ya que se tienen Campos con larga vida y diferentes procesos de explotación, lo que nos lleva a tener un rango de factores de recuperación que van desde el 4% hasta recuperaciones máximas de 67%.

Sin embargo, cuando se analizan los gráficos de factor de recuperación vs. Volumen original para los Campos vecinos de KMZ, vemos que los Campos más similares a los Campos Ayatsil y Tekel, que son Maloob y Zaap, presentan en su etapa inicial de explotación un factor de recuperación de 5.8 y 4.9% respectivamente. Este criterio se considera válido para extrapolarlo con los correspondientes ajustes por ser un hidrocarburo más pesado.

Para Ayatsil-Tekel, considerando los grados API y las alta viscosidad del aceite, junto con los resultados preliminares obtenidos de modelos de simulación, se ha podido determinar un factor mínimo de recuperación de 7%, un factor promedio o más probable de recuperación con explotación primaria de 11% y un factor máximo de 15%. Se estima que este último factor de recuperación máximo se puede sostener con el desarrollo de un posible mantenimiento de presión.

4.4.4 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite identificar el impacto que tienen las incertidumbres asociadas a las variables de entrada sobre la dispersión de la variable de salida. Estos diagramas son herramientas claves para atender áreas y variables específicas que influyen en la incertidumbre de las estimaciones, permitiendo así identificar las áreas donde se tiene que poner mayor atención para minimizar el riesgo.

En la Figura 4.2 se puede observar que la unidad de flujo de mayor impacto sobre el cálculo de volumen original de hidrocarburos, es la unidad C23 del Campo Ayatsil, con un aporte del 70.5%.

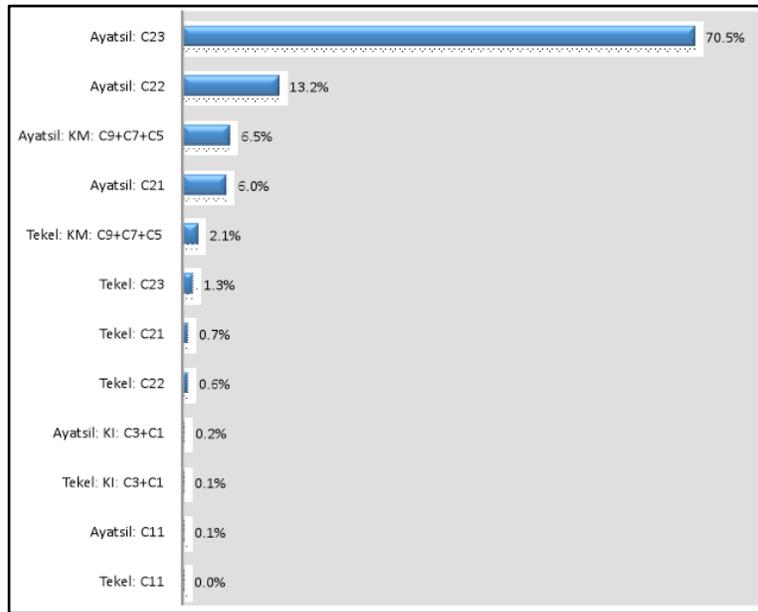


Figura IV.2 - Análisis de sensibilidad por unidad de flujo de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

También a partir del análisis de sensibilidad a la unidad C23 perteneciente al Campo Ayatsil, se puede concluir que el espesor es la variable que aporta mayor incertidumbre al volumen original, con un aporte del 51%, seguido por el factor de recuperación con un 28%, (Figura 4.3).

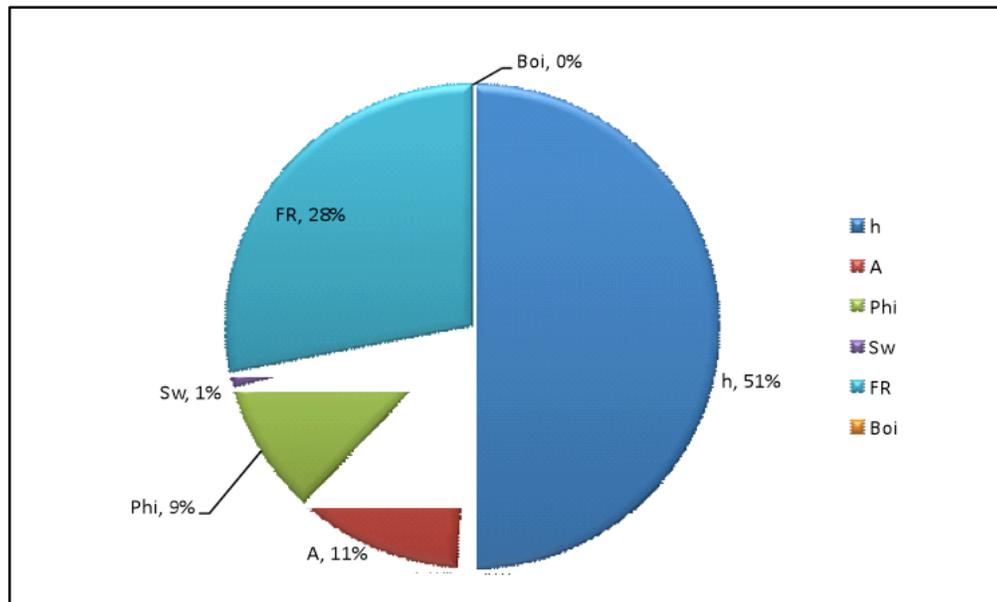


Figura IV.3 - Análisis de sensibilidad de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

4.4.5 Valores determinísticos y probabilísticos

A continuación se muestran las Tablas 4.2 y 4.3, las cuales contienen valores determinísticos de volúmenes originales y reservas de los Campos Ayatsil-Tekel. El cálculo se llevó a cabo mediante el método volumétrico para su emisión.

Tabla IV.2 - Volúmenes Originales y Reservas para el Campo Ayatsil (PEP, 2010)

	Volúmenes	Factores de	Reservas
	Originales	recuperación	Originales
	(mmb/mmmpc/mmb)	(%)	(mmb/mmmpc/mmb)
1P	AYATSIL	AYATSIL	AYATSIL
ACEITE	963.6	9.0	88.6
GAS	100.1	9.8	9.2
PCE			90.4
2P	AYATSIL	AYATSIL	AYATSIL
ACEITE	2989.3	9.2	275.8
GAS	310.5	10.0	28.6
PCE			280.5
3P	AYATSIL	AYATSIL	AYATSIL
ACEITE	3171.5	18.2	578.7
GAS	329.4	19.9	60.1
PCE			590.3

Tabla IV.3 - Volúmenes Originales y Reservas para el Campo Tekel (PEP, 2010)

	Volúmenes	Factores de	Reservas
	originales	Recuperación	originales
	(mmb/mmmpc/mmb)	(%)	(mmb/mmmpc/mmb)
1P	TEKEL	TEKEL	TEKEL
ACEITE	144.0	9.1	13.2
GAS	16.7	9.1	1.5
PCE			13.5
2P	TEKEL	TEKEL	TEKEL
ACEITE	359.7	9.1	32.9
GAS	41.8	9.1	3.8
PCE			33.6
3P	TEKEL	TEKEL	TEKEL
ACEITE	926.1	14.0	129.7
GAS	107.61	14.0	15.0
PCE			131.5

La Tabla 4.4 presenta un resumen comparativo entre los valores de volumen original y reservas reportadas en la cédula al 01 de enero del 2010 de los Campos Ayatsil-Tekel y los valores medios de las distribuciones respectivas estimadas con la metodología VCD, a través del análisis probabilístico.

Tabla IV.4 - Comparación de volúmenes originales y reservas (PEP, 2010)

Campo: Ayatsil + Tekel	Cálculo Determinístico (1P / 2P / 3P) (mmbls)	Cálculo Probabilístico (3P) (mmbls)
Volúmenes Originales (N)	1107.6 / 3349 / 4097.6	4627.12
Reservas Originales	101.8 / 308.7 / 708.4	508.86

Es importante mencionar que la delimitación de límites horizontales y verticales se llevó a cabo de manera convencional, estos límites son los siguientes: el límite vertical empleado para las reservas 1P es de 4,220 mvbnm correspondiente a la base del intervalo disparado número 2 del pozo Ayatsil DL1; para las reservas 2P y 3P el límite vertical se consideró 4,228 mvbnm obtenido por su registro geofísico (disminución de la curva de resistividad) del pozo Ayatsil 1.

4.5 Análisis de portafolio

4.5.1 Lluvia de ideas

Para la elaboración de la tormenta de ideas, se requirió la participación del equipo multi-disciplinario y de los expertos externos. El equipo a cargo del desarrollo del Quicklook del proyecto Ayatsil-Tekel, señaló las opciones que se mencionan a continuación como iniciativas técnicamente factibles, las cuales se evaluarán posteriormente.

- ◆ Adquisición de nueva sísmica 3D y reprocesamiento de la existente.
- ◆ Definición y caracterización de los modelos de yacimientos.
- ◆ Determinación del modelo de fractura para cada Campo.
- ◆ Delimitación de los Campos Ayatsil-Tekel a nivel de yacimientos.
- ◆ Perforación de pozos delimitadores.
- ◆ Actualización y mejora continua de los modelos geológicos.
- ◆ Determinación de la extensión lateral de las unidades litoestratigráficas que conforman los yacimientos.
- ◆ Identificación de la profundidad del contacto agua-aceite.
- ◆ Establecimiento de una estrategia para toma de información acelerada por cada Campo.

- ◆ Inicio de producción y toma de información a pozos.
- ◆ Toma de muestras de fluidos para análisis pVT.
- ◆ Incorporación de nuevas tecnologías y mejores prácticas en el corte y recuperación de núcleos en Brecha y el Cretácico.
- ◆ Construcción de un modelo de simulación numérica que incluya ambos Campos.
- ◆ Arranque de la explotación por agotamiento natural para evaluar comportamiento real de producción, presión y temperatura.
- ◆ Caracterización del tipo y actividad del acuífero.
- ◆ Elaboración de modelos de pozos que interactúen con los modelos de yacimientos.
- ◆ Ubicación de pozos altamente desviados lejos del contacto agua-aceite.
- ◆ Implementación de recuperación secundaria para lograr un factor de recuperación adicional o como mantenimiento de presión.
- ◆ Predicción con ensayos de laboratorio del comportamiento roca-fluido bajo escenarios de inyección de diferentes fluidos.
- ◆ Realización de proyectos pilotos que permitan evaluar la implantación de la recuperación mejorada a través de la inyección de químicos, inyección de fluidos inmiscibles, inyección de fluidos miscibles, inyección de vapor, inducción de calentamiento, etc.
- ◆ Terminación de pozos no convencionales como pozos horizontales en agujero descubierto o entubado.
- ◆ Aprovechamiento de la información que registran los sensores para el monitoreo de presiones de fondo.
- ◆ Instalación de sensores de fondo permanente para el monitoreo de la presión y la temperatura dentro del acuífero.
- ◆ Integración de los datos de yacimiento, datos de producción y presiones, con herramientas modernas de gestión de información especializada para el seguimiento y control de yacimientos.
- ◆ Uso de terminaciones inteligentes.
- ◆ Determinación e implantación de sistemas artificiales.
- ◆ Documentación del estudio previo de la infraestructura del sistema artificial.
- ◆ Toma de pruebas presión-producción en todos los pozos.
- ◆ Definición del aparejo óptimo para su explotación.
- ◆ Instauración del mejor método de estimulación.
- ◆ Aplicación de fracturamiento.
- ◆ Optimización de esquemas de contratación de equipos de perforación.
- ◆ Optimización de tiempos de perforación.
- ◆ Perforación con fluidos que minimicen los problemas de toma de registros.
- ◆ Perforación de pozos orientados al sistema de fracturas.
- ◆ Perforación bajo balance.
- ◆ Uso de pozos convencionales.
- ◆ Perforación de pozos altamente desviados.
- ◆ Uso de instalaciones existentes.
- ◆ Construcción de infraestructura para Ayatsil-Tekel.
- ◆ Instalación de sistemas de superficie confiable.

- ◆ Automatización de plataformas.
- ◆ Automatización de las instalaciones superficiales.
- ◆ Disponibilidad de instalaciones de manejo de agua y gas.
- ◆ Instalación de plantas de endulzamiento de gas.
- ◆ Evitar la quema de gas.
- ◆ Control de productos tóxicos.
- ◆ Perforación de pozos multilaterales.
- ◆ Aumento de la efectividad de disparo.
- ◆ Uso de registros PLT.
- ◆ Estimación de gastos de producción.
- ◆ Contar con disponibilidad de equipos/materiales.
- ◆ Realizar la caracterización de fluidos.
- ◆ Evaluación de tiempos y costos de reparaciones mayores y menores.
- ◆ Aumento de calidad de cementación.
- ◆ Llevar a cabo el mantenimiento de ductos.

En este ejercicio se definen múltiples opciones para cada una de las categorías de decisión de acuerdo a cada uno de los aspectos técnicos analizados. Como resultado, se genera una matriz de visualización de oportunidades y estrategias propuesta por el equipo multi-disciplinario, que será detallada a continuación.

4.5.2 Generación de la matriz de visualización de oportunidades y estrategias

Se sabe que en los proyectos de Exploración y Producción, es común que se solicite identificar y evaluar la factibilidad técnico-económica de forma preliminar de nuevas oportunidades de desarrollo para Campos de Explotación; este proceso es soportado por la “matriz de visualización de oportunidades y estrategias”, que surge a través de una lluvia de ideas.

Como ya se ha mencionado, en el proceso de la lluvia de ideas participan tanto los miembros del equipo base del Quicklook, como los especialistas externos, en el cual se definen categorías de decisión para cada una de las áreas que determinan las características de un plan de Explotación como son, el subsuelo, pozos e instalaciones.

La matriz de visualización de opciones es, en el contexto de la metodología VCD, la herramienta fundamental para tomar decisiones que considera el escenario óptimo para desarrollar un proyecto de Explotación. La cual deberá incluir las siguientes características:

- ◆ La identificación, evaluación y jerarquización de múltiples posibilidades de desarrollo.
- ◆ El análisis cuantitativo de riesgo que implica la rigurosa caracterización probabilística de las variables, así como la cuantificación y propagación de las incertidumbres que se traducen en riesgos para el proyecto; tales como: las

variables físicas que gobiernan el yacimiento, las variables asociadas a la extracción, transporte y almacenamiento de la producción y las financieras que regulan la rentabilidad del negocio.

Para un mejor análisis, la matriz se dividirá en tópicos que permitan desarrollar de manera ordenada y confiable el desarrollo del proyecto Ayatsil-Tekel:

- ◆ *Yacimientos:* Campo, unidad de producción, estrategia de Explotación, fluidos de inyección.
- ◆ *Pozos:* Estructura marina, tipo de equipo, arquitectura, sistema artificial de producción, técnicas de perforación, tipo de pozo, tipo de terminación, aseguramiento de flujo, estimulación.
- ◆ *Instalaciones:* Instalaciones de producción, equipos de proceso, ductos, servicios auxiliares, aseguramiento de flujo, comercialización, esquema de abandono.

4.5.2.1 Sub-matriz de yacimientos

Las opciones aquí señaladas buscan abarcar todas las estrategias que permitan maximizar la recuperación de reservas de acuerdo a las características del yacimiento asegurando una productividad adecuada en cada uno de los pozos, (Tabla 4.5)

Tabla IV.5 - Sub-matriz de yacimientos

YACIMIENTOS				
Campo	Unidad de Producción	Estrategia de Explotación	Fluidos de Inyección	Recuperación Mejorada
Ayatsil+Tekel	BTPKS+KM	Primaria	Gas	Inyección de CO ₂
Ayatsil	BTPKS	Primaria + Secundaria	Agua	Inyección de Polímeros
Tekel	KM	Recuperación Mejorada	N ₂	Inyección de soluciones alcalinas.

a) Campo.

En razón de que el Campo Ayatsil y el Campo Tekel guardan similitud en su estructura geológica, tipo de roca, fluidos y profundidad como se ha mostrado en las características del capítulo anterior; se ha decidido un diseño de Explotación que conjunte instalaciones de superficie similares para cubrir las necesidades de ambos Campos, debido a que son productores de crudo extrapesado, sin historia de producción y con aspectos de la caracterización geológica y de yacimientos aún por definir. Por ello, se considerará la integración de los Campos Ayatsil y Tekel a un mismo proyecto de Explotación.

Ayatsil: Cobra importancia como el Campo mejor estudiado del proyecto Campeche Oriente y con mayor volumen original de aceite y de reservas asociadas.

Tekel: A pesar de sus características de roca y fluidos similares a los de Ayatsil, cuenta con un anticlinal de buzamiento más profundo y volumen original de aceite menor que el de Ayatsil.

b) Unidad de producción.

De acuerdo al estudio geológico, en ambos Campos las unidades litoestratigráficas de BTPKS y el KM conforman las unidades de producción BTPKS + KM.

c) Estrategia de producción.

Considerando que el proyecto aún se encuentra en fase temprana de desarrollo, se deberán considerar todas y cada una de las opciones de explotación para los Campos Ayatsil y Tekel.

Primaria: Esta opción de explotación considera únicamente el agotamiento natural del yacimiento.

Primaria + secundaria: Con el fin de reducir el agotamiento natural del yacimiento se inyecta un fluido inmiscible para adicionar energía al yacimiento manteniendo o reiniciando el movimiento del aceite hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Además del agotamiento natural del yacimiento, incluye la inyección de fluidos que interactúan con las propiedades roca-fluidos.

d) Fluidos de inyección.

Inyección de gas: Con el fin de lograr un mantenimiento de presión, se realiza un proceso de inyección de gas (hidrocarburo) para mejorar la recuperación de aceite.

Inyección de agua: Se lleva a cabo con el fin de obtener un mejor barrido de aceite.

Inyección de Nitrógeno: Como un gas inmiscible, se emplea en el mantenimiento de la presión del yacimiento.

e) Recuperación mejorada.

Inyección de CO_2 : Con el fin de obtener un desplazamiento miscible en aceite por reducción de viscosidad y en especial hinchamiento en crudos pesados se realiza esta inyección a alta presión.

Inyección de polímeros: Considerando la temprana irrupción de agua, este método ayudaría a mejorar la relación de movilidad agua-aceite, aunque estos compuestos son muy sensibles a altas temperaturas.

Inyección de soluciones alcalinas: En el caso de tener que mejorar la eficiencia de desplazamiento en una eventual inyección para barrido de aceite, esta solución ayudará cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión intersticial.

4.5.2.2 Sub-matriz pozos

El diseño del pozo en esta sección, se verá afectado por las características de la formación, profundidad, tipo de crudo, tecnología disponible, entre otros, (Tabla 4.6).

Tabla IV.6 - Sub-matriz de pozos

POZOS						
Estructura Marina	Tipo de Equipo	Arquitectura	Sistema Artificial de Producción	Técnicas de Perforación	Tipo de Pozo	Tipo de Terminación
Árbol Seco	Fijo	Convencional	BEC	Bajo-balance	Agujero Entubado	Sencilla
Árbol Mojado	Auto Elevable	Horizontal	Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	En Balance	Agujero Descubierto	Selectiva
	Semisumergible	Altamente Desviado	Bombeo Neumático (BN)			Doble Aparejo
		Multilateral	BEC + BN			
			BEP			
			BM			

a) Estructura marina.

Árbol seco: Se define como la instalación empleada para manejar sistemas de producción convencionales, instalada al final de la perforación y terminación del pozo, generalmente localizada a nivel del mar.

Árbol mojado: Es la instalación empleada en sistemas de producción submarinos al final de la perforación y terminación del pozo mediante sistemas remotos en el fondo marino.

b) Tipo de equipo.

Fijo: En esta categoría se incluyen aquellos que se pueden mover de una localización a otra mediante el apoyo de barco grúa y/o remolcadores.

Autoelevable: Estos equipos se pueden mover de una localización a otra mediante el apoyo de remolcadores y con el uso de sus patas, autoelevarse por encima del tirante de agua.

Semisumergible: Estas estructuras están compuestas por pontones y columnas que les permiten mantenerse flotando sobre el nivel del mar. Se pueden mover de una localización a otra mediante el apoyo de remolcadores.

c) Arquitectura.

En esta se mencionan las trayectorias que tendrá el pozo para alcanzar el objetivo.

Convencional: Pozos perforados en forma vertical o direccional tipo S o J, que alcanzan el objetivo en ángulo menor de 35°.

Horizontal: Pozos tipo J que culminan en 90° de inclinación o paralelo al echado productor.

Altamente Desviado: Pozos tipo J con ángulos mayor de 55° y 70°.

Multilateral: Cualquier pozo que tenga dos o más ramales con posibilidades de ser producidos.

d) Sistemas artificiales de producción.

En la Tabla 4.7 se mencionan todos los sistemas artificiales y sus características generales de operación.

Tabla IV.7 - Comparativa de sistemas artificiales de producción (PEP, 2010)

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.					
Características	BM	BCP	BN	BH Jet	BEC
Profundidad (m)	30-4247	610-1830	1524 - 4572	1524 – 4572	1524-4572
Gasto (bpd)	ene-00	may-00	200 - 30000	300 – 15000	200 - 30000
Temperatura de Operación (°C)	37-370	24-122	37 - 204	38 – 280	38 - 204
Mantenimiento, Corrosión, % H2S	Excelente	Pobre	Excelente	Excelente	Bueno
Manejo Gas	Regular	Bueno	Excelente	Bueno	Muy Pobre
Manejo Sólidos	Regular	Regular-Bueno	Bueno	Bueno	Muy Pobre
°API	>8	>8	>15	>8	>10
Servicio a Pozos	Reparación/Línea de Acero	Reparación/Línea de Acero	Reparación/Línea de Acero	Hidráulica/ Línea de Acero	Reparación
Movimiento Primario	Gas/Electricidad	Gas/Electricidad	Gas	Gas/Electricidad	Electricidad
Aplicación en Mar	Limitado	Bueno	Excelente	Excelente	Excelente
Eficiencia Sistema	45 - 80%	40 - 70%	10 - 30%	10 - 30%	35 - 60%

e) Técnicas de perforación.

Bajo Balance: Se realiza cuando la presión hidrostática del lodo es menor que la presión de poro o de los fluidos de la formación.

En Balance: Principalmente se aplica en los casos de formaciones naturalmente fracturadas, las cuales son perforadas por arriba de la presión de fractura, por lo que existen pérdidas de fluido de perforación.

f) Tipo de pozo.

En esta sección se define cómo será la condición final del pozo frente a la zona productora.

Agujero Descubierto: Es la terminación más básica y es usada en formaciones consolidadas estables, que no colapsan cuando el pozo se pone en producción.

Agujero Entubado: La zona productora se aísla con tubería cementada para luego ser disparada en las secciones de interés.

g) Tipo de terminación.

Sencilla: Se caracteriza por producir una o varias formaciones con una sola tubería de producción.

Selectiva: En esta terminación, los intervalos se aíslan con empacadores y se les colocan camisas para producir por separado si así se requiere.

Doble aparejo: Mediante este diseño es posible producir cualquier zona a través de la tubería de producción. Esto se lleva a cabo mediante una herramienta de cruce que permite que la zona superior pueda ser producida por la tubería de producción y la zona inferior por el espacio anular.

4.5.2.3 Sub-matriz de instalaciones de superficie

Otro de los aspectos importantes a considerar radica en las instalaciones que se emplearán para garantizar la comercialización, tratamiento y correcto envío del crudo recién extraído, (Tabla 4.8).

Tabla IV.8 - Sub-matriz de instalaciones

INSTALACIONES					
Comercialización	Aseguramiento de Flujo	Estructuras	Equipos de Proceso	Servicios Auxiliares	Ductos
Sitio	Dilución con Hidrocarburos ligeros	Plataformas Fijas	Sistemas de Separación	Generación Eléctrica	Rígidos
FPSO YKN	Emulsión Inversa	Sistemas Flotantes	Sistemas de Bombeo	Insumos Producción	Flexible
TMDB	Calentamiento	Desarrollo Submarino	Sistemas de Compresión de Gas	Medición	
	Flujo Lubricado		Deshidratación y Desalado	Automatización y Control	
	Reductores de Viscosidad		Tratamiento de Gas		
			Tratamiento de Agua Congénita		

a) Comercialización.

En sitio: Se considera la instalación de sistemas flotantes:

- ◆ FSO (Floating, Storage and Offloading).
- ◆ FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading).

Estos sistemas tienen como propósito el manejo, recolección y/o almacenamiento de la producción de los Campos Ayatsil-Tekel para su posterior dilución con crudos ligeros y venta.

FPSO Yuum Kak Naab (En lo sucesivo YKN): Por la cercanía del FPSO YKN a los Campos Ayatsil-Tekel, se considera el uso del mismo para su almacenamiento y venta bajo las siguientes limitantes.

- ◆ Las condiciones contractuales limitan un máximo de 0.5% en cuanto a contenido de agua y 50 libras de sal por cada mil barriles de aceite (PTBs) de sal.
- ◆ Contenido de 1% de H₂S máximo en manejo de gas de compresión.
- ◆ Límite de batería de separación y compresión de 200 mbpd y 120 mmpcd.
- ◆ Máxima capacidad de almacenaje de 600 mbpd.

Terminal Marítima Dos Bocas (en lo sucesivo TMDB): Se manejan dos escenarios para esta opción:

- ◆ *Vía directa*: La distancia aproximada hacia la TMDB es de 157 Km en línea recta por lo cual se considera la implementación de una línea hacia este punto de comercialización.
- ◆ *Vía instalaciones existentes*: A través del empleo de las instalaciones de KMZ y las instalaciones de recolección y distribución existentes con destino a la TMDB.

La distancia aproximada a la PP-Zaap D y a la PP-Maloob-B es de 13 y 15 Km respectivamente, siendo éstas las más cercanas a estos Campos.

Sin embargo, para esta última opción deberá considerarse la capacidad de manejo de crudo de estas instalaciones para tomarlas en cuenta como opción.

b) Aseguramiento de flujo.

Aseguramiento de flujo es conocido como el conjunto de prácticas para identificar, cuantificar y mitigar los riesgos asociados al flujo de fluidos en tuberías y sistemas de procesamiento.

Debido a las características del crudo pesado producido en los Campos Ayatsil y Tekel, el transporte de este tipo de crudo es difícil a través de las redes de distribución submarinas y superficiales.

Considerando los riesgos más severos a considerar se encuentra el flujo multifásico de: agua, aceite y gas. Éstos, al fluir simultáneamente dentro de la tubería puede ocasionar problemas como:

- a) Las parafinas y asfaltenos se pueden depositar en las paredes y eventualmente bloquear la tubería.
- b) Con altos cortes de agua la corrosión de los ductos aumenta.
- c) Las mezclas de hidrocarburos con agua incompatible forman incrustaciones que se depositan dentro de la tubería y restringen el flujo de hidrocarburos.
- d) Baches de líquidos que se forman dentro de la tubería, causando problemas en la operación de las instalaciones del proceso corriente abajo del sistema.

Por lo cual, se proponen las siguientes prácticas:

Dilución con hidrocarburos ligeros: Con el fin de reducir la viscosidad del crudo extraído de Ayatsil-Tekel, se sugiere la implementación de diluyentes del aceite para aumentar los grados API y reducir la viscosidad del mismo, obteniendo menores pérdidas de fricción y por ende, menores costos de operación y mantenimiento. Se han empleado estos diluyentes exitosamente en otras partes del mundo en proporciones del 10 al 50% del volumen.

Emulsión inversa: Es aquella donde la fase continua está formada por el agua, la fase dispersa está formada por gotas de aceite, favoreciendo el transporte de la producción, teniendo menor viscosidad que la del crudo pesado y extrapesado. Lo que se desea obtener con esta técnica es un flujo de núcleo continuo, (Figura 4.4).

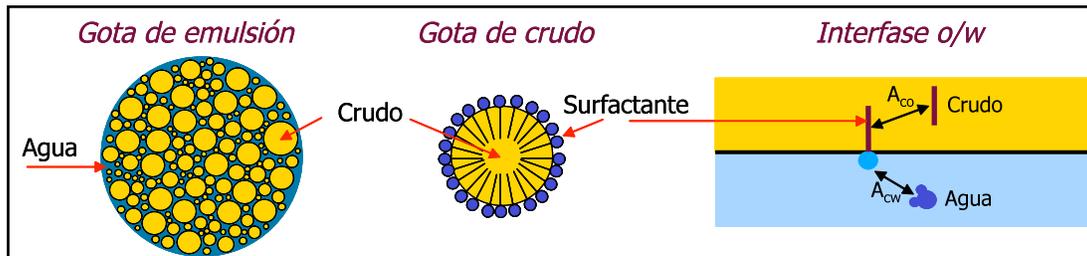


Figura IV.4 - Interfaz agua-aceite de una emulsión inversa

Calentamiento: Al aplicar métodos de calentamiento, se busca mantener la temperatura del crudo por arriba del punto de solidificación, reduciendo la viscosidad en rangos permisibles para una operación normal, minimizando las pérdidas de presión en las líneas de transporte. De esta forma, se evitarán además problemas al volver a poner en funcionamiento las instalaciones, posterior a un paro prolongado.

Entre las tecnologías aplicables a este rubro se pueden mencionar:

- ◆ Tubería concéntrica. A través de un material aislante colocado dentro del espacio anular, se evita la disminución de la temperatura del aceite de manera abrupta, (Figura 4.5).

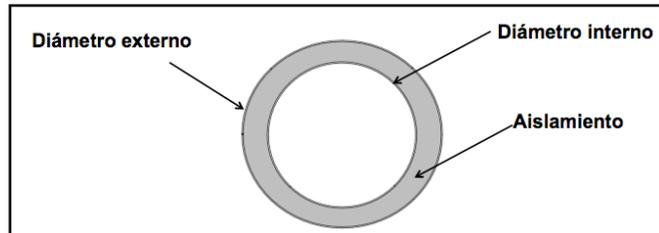


Figura IV.5 - Diagrama de tubería concéntrica

- ◆ Calentamiento con líquido caliente. Además del material aislante, se crea una sección a través de la cual se hace fluir un líquido caliente para mantener una temperatura constante durante el flujo de aceite, (Figura 4.6).

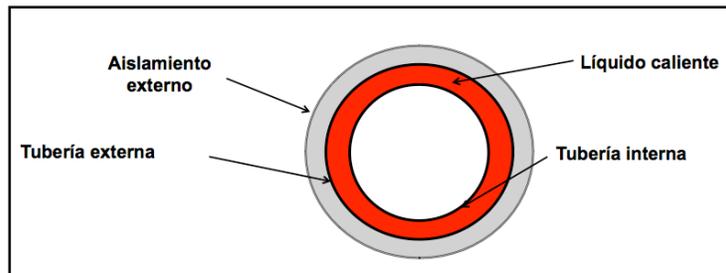


Figura IV.6 - Diagrama de tubería de calentamiento con líquido caliente

- ◆ Calentamiento eléctrico. Con la inserción de una sección metálica que hace las veces de resistencia, se genera un calentamiento en la tubería por donde fluye el hidrocarburo, (Figura 4.7).

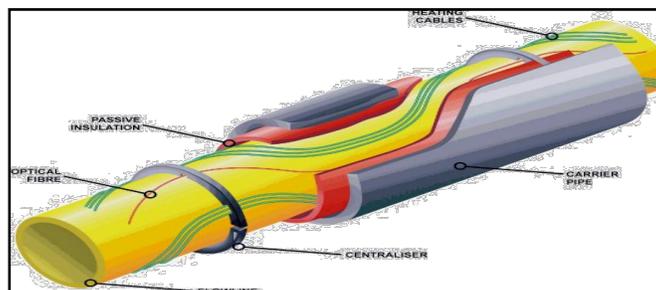


Figura IV.7 - Resistencia usada para el calentamiento térmico

- ◆ Calentamiento por corriente directa. Con la inclusión de un cable eléctrico mediante un fleje a la tubería por la cual se transporta el hidrocarburo se hace correr una corriente eléctrica por el cable que genera una elevación en la temperatura de la tubería por donde viaja el aceite, (Figura 4.8).

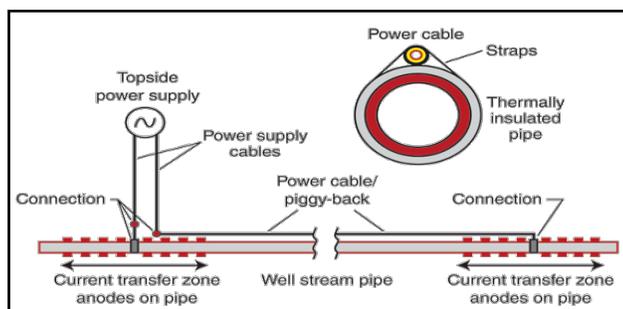


Figura IV.8 - Calentamiento por corriente eléctrica

Flujo lubricado: Se lleva a cabo mediante la inclusión de un fluido lubricante que se encuentra dentro de la tubería, reduciendo la fricción que se generaría normalmente entre la tubería y el crudo pesado. Para su implementación se requiere de un flujo monofásico lo cual en el caso de crudos pesados representaría una disminución en la temperatura y un aumento en la viscosidad.

Reductores de viscosidad: Con el uso de productos químicos, se logra reducción de viscosidad y punto de escurrimiento así como dispersión de parafinas y asfaltenos.

c) Estructuras.

Es importante destacar las siguientes instalaciones marinas en la Tabla 4.9 para la explotación de los Campos Ayatsil-Tekel.

Tabla IV.9 - Tipos de estructuras marinas

Estructuras Fijas	Estructuras Flotantes	Desarrollo Submarino
Sea Pony	Autoelevable	Manifold
Jack Up	Semisumergible	Plantilla Submarina
Compliant	FPSO	Umbilicales
Trípode	FSO	Árboles Mojados
Tetrápodo		Líneas de flujo
Octápodo		
Dodecápodo		
Infraestructura existente		

Medición: Debido a la importancia que representa este rubro en la explotación y producción de hidrocarburos, los medidores deberán ser elegidos tomando en consideración las normas API.

Automatización y control: Como parte de los esfuerzos para la modernización y disminución de accidentes por causas humanas, se considera la automatización de procesos.

Ductos: Para el transporte de la producción de los Campos Ayatsil-Tekel, se considera el diseño de líneas de distribución tomando en cuenta:

- ◆ Profundidad del lecho marino.
- ◆ Las corrientes marinas a las que estarán expuestas las líneas.

De ahí se seleccionará entre ductos rígidos o flexibles.

4.5.2.4 Matriz integrada de oportunidades y estrategias

Incorporando las sub-matrices pertenecientes a las diferentes categorías se obtiene la matriz integrada, (Tabla 4.11-4.13).

Tabla IV.11 - Matriz integrada de oportunidades y estrategias de yacimientos

YACIMIENTOS				
Campo	Unidad de Producción	Estrategia de Explotación	Fluidos de Inyección	Recuperación Mejorada
Ayatsil+Tekel	BTPKS+KM	Primaria	Gas	Inyección de CO ₂
Ayatsil	BTPKS	Primaria + Secundaria	Agua	Inyección de Polímeros
Tekel	KM	Recuperación Mejorada	N ₂	Inyección de soluciones alcalinas

Tabla IV.12 - Matriz integrada de oportunidades y estrategias de pozos

POZOS						
Estructura Marina	Tipo de Equipo	Arquitectura	Sistema Artificial de Producción	Técnicas de Perforación	Tipo de Pozo	Tipo de Terminación
Árbol Seco	Fijo	Convencional	BEC	Bajo-balance	Agujero Entubado	Sencilla
Árbol Mojado	Auto Elevable	Horizontal	Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	En Balance	Agujero Descubierta	Selectiva
	Semisumergible	Altamente Desviado	Bombeo Neumático (BN)			Doble Aparejo
		Multilateral	BEC + BN			
			BCP			
			BM			

Tabla IV.13 - Matriz integrada de oportunidades y estrategias de instalaciones

INSTALACIONES					
Comercialización	Aseguramiento de Flujo	Estructuras	Equipos de Proceso	Servicios Auxiliares	Ductos
Sitio	Dilución con Hidrocarburos ligeros	Plataformas Fijas	Sistemas de Separación	Generación Eléctrica	Rígidos
FPSO YKN	Emulsión Inversa	Sistemas Flotantes	Sistemas de Bombeo	Insumos Producción	Flexible
TMDB	Calentamiento	Desarrollo Submarino	Sistemas de Compresión de Gas	Medición	
	Flujo Lubricado		Deshidratación y Desalado	Automatización y Control	
	Reductores de Viscosidad		Tratamiento de Gas		
			Tratamiento de Agua Congénita		

4.5.2.5 Optimización de la matriz de visualización de oportunidades y estrategias

Con la finalidad de reducir la cantidad y complejidad de las posibles combinaciones de escenarios a generar en esta etapa, se analizan cada una de las sub-matrices y sus respectivas opciones, con el objeto de simplificar las mismas. A continuación se presentan las justificaciones por las cuales se han descartado algunas opciones para cada una de las sub-matrices.

4.5.2.6 Sub-matriz de yacimientos optimizada

a) Eliminación de la opción de recuperación mejorada.

Se descarta recuperación mejorada como opción aplicable en la explotación del proyecto, por no disponer hasta ahora de suficiente información y debido a la falta de experiencias similares a nivel mundial que permitan visualizar la aplicación con resultados económicos favorables, de algún proceso ejecutado en un yacimiento no convencional de crudo extrapesado, sin embargo no se elimina esta opción totalmente, ya que se deberán llevar a cabo estudios para su implementación a largo plazo.

Sin embargo, no se descarta en esta etapa de visualización la opción de incluir de la alternativa recuperación primaria + secundaria, ya que podría presentarse el caso en el que el yacimiento no contara con el soporte de energía por parte del acuífero esperado y requiera de la inyección de algún fluido para el mantenimiento de la presión que permita la recuperación de las reservas de hidrocarburos estimadas.

b) Eliminación de la opción del Campo.

Con el objeto de incluir los mejores escenarios de reservas de aceite a recuperar, se elimina esta categoría, por solo ser un identificador de los Campos y para tomar en consideración la explotación en conjunto de los yacimientos por poseer características similares.

c) Eliminación de la opción de unidad de producción.

En función de los riesgos asociados a producir con alto corte de agua en la formación perteneciente al KM, se ha decidido descartar hasta no poseer datos más representativos de esta zona que permitan detallar mejor las características de la roca y su alta saturación de agua inicial (Swi). Queda como única opción en esta categoría la explotación de reservas asociadas a la unidad litoestratigráfica BTPKS.

d) Eliminación de la opción de fluidos de inyección.

Se visualizó que no hay condiciones en los yacimientos, para el corto y mediano plazo, que requieran de la inyección de fluidos, químicos, o inducir efectos térmicos sobre el mismo. Sin embargo, en función del comportamiento de la producción y la presión, se podrá reevaluar la aplicación de estas tecnologías. Dentro de las alternativas más atractivas que se recomiendan evaluar a futuro podría estar la inyección de CO₂ o N₂ a alta presión, haciendo de un proceso miscible.

- ◆ Inyección de gas natural: Se elimina en función de la indisponibilidad de volúmenes representativos de gas natural generados por estos Campos y en las áreas vecinas.
- ◆ Inyección de agua: Se elimina por los altos costos asociados y por los problemas que genera tener un buen control del avance del frente de inyección, en yacimientos de rocas carbonatadas naturalmente fracturadas.

- ◆ Inyección combinada: En esta opción se considera sólo la inyección simultánea de nitrógeno en la cima y agua de forma periférica dentro del acuífero. Sin embargo se descarta por los costos relacionados.
- ◆ Inyección de nitrógeno: A pesar de que existe la disponibilidad de este elemento y que en México se ha tenido buenas experiencias en su generación y manejo, el bajo impacto que significa esta opción en comparación con la categoría de Estrategia de Explotación, hace posible suprimir esta opción de la Sub-Matriz.

4.5.2.7 Sub-matriz de pozos optimizada

- a) Eliminación de la opción de tipo de equipo.

Se decidió emplear el equipo fijo, por ser el que representa menor costo dentro de las opciones de tipo de equipo por su disponibilidad en la zona.

- a) Eliminación de la opción de técnicas de perforación.

Debido a que esta opción pertenece a la planeación de la perforación y se refleja en la arquitectura del pozo, se descarta.

- b) Eliminación de la opción de tipo de pozo y tipo de terminación.

Como forman parte integral de la arquitectura del pozo, se eliminan de esta Categoría.

- c) Justificación de la opción de arquitectura de pozos.

Para esta categoría no se elimina exactamente una opción, sino que la arquitectura de los pozos puede ser tanto convencional como no convencional.

- d) Eliminación de la opción de sistemas artificiales de producción.

- ◆ Bombeo Hidráulico (BH): Aplicable técnicamente pero se descarta su uso por demandar altos volúmenes de fluido motriz, altas presiones y elevada demanda de energía eléctrica.
- ◆ Bombeo Neumático (BN): Aplicable técnicamente pero se descarta su uso porque requiere de altas presiones en la red de BN y altos volúmenes de gastos de gas de inyección.
- ◆ Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP): No es posible aplicar técnicamente esta opción debido a la profundidad de asentamiento de la bomba y por los altos volúmenes de líquido manejados.
- ◆ Bombeo Mecánico (BM): No es posible aplicar técnicamente esta opción debido a las altas cargas que se generarían para producir altos volúmenes de líquidos a las profundidades existentes en los Campos.

4.5.2.8 Sub-matriz de instalaciones optimizada

- a) Eliminación de la opción de comercialización.

Debido a que cada uno de los escenarios seleccionados considera la comercialización ya sea en sitio (sistemas flotantes) o en instalaciones existentes (sistemas flotantes, centros de proceso en tierra), no se considera como categoría de decisión puesto que las opciones analizadas deben apegarse al plan regional de acondicionamiento de aceite y gas de la RMNE, determinando así el punto de comercialización.

- b) Justificación de la ampliación y cambio de las estructuras.

Se reemplaza el nombre de “estructuras” por “instalaciones de producción”, cambiando cada una de las opciones: fijas por plataformas, flotantes por plataforma con proceso; manteniendo la opción de desarrollo submarino, y por último se agrega la opción híbrido por la combinación de las diferentes estructuras en la generación de los posibles escenarios.

- c) Justificación de la condición del barco (nuevo o existente).

Se incluyen esta opción para considerarla en la selección de los posibles escenarios según la disponibilidad de las estructuras de instalación.

- d) Justificación de simplificación de aseguramiento de flujo.

De acuerdo a los criterios de evaluación de tecnologías para cada categoría, se eliminan las opciones de flujo lubricado y reductores de viscosidad debido a los pobres resultados, respecto al resto de las opciones de esta categoría.

- e) Justificación de simplificación de equipos de proceso.

Se agrupan los sistemas y tratamientos en equipos de procesos de acuerdo a su localización, tanto superficiales como submarinos, y por último la combinación de ambos, para ser considerados en la generación de los posibles escenarios.

- f) Eliminación de la opción de servicios auxiliares.

Debido al impacto financiero que producen los servicios auxiliares (insumos para la producción), no es significativo para la evaluación económica del proyecto, por tal motivo se descarta de la matriz.

4.5.2.9 Matriz final de escenarios de producción

Es importante recordar que por medio del consenso técnico se logró realizar la simplificación de la matriz de oportunidades y estrategias integrada al inicio de la lluvia de ideas; después se definió la matriz optimizada y posteriormente se generó la

matriz de escenarios posibles para los Campos Ayatsil-Tekel; ésta última dividida en tres categorías (yacimientos, pozos e instalaciones) y once sub-categorías, (Tabla 4.14).

Tabla IV.14 - Escenarios factibles para los Campos Ayatsil-Tekel; representativos para los Campos del Proyecto Campeche Oriente de crudo extrapesado (Modificado de PEP, 2010)

Escenario	Yacimiento	Pozos				Infraestructura					
	Estrategia de Explotación	Estructura Marina	Tipo de Equipo	Arquitectura	SAP	Instalaciones de Producción	Tipo de Barco	Barco	Equipos de Proceso	Ductos	Aseguramiento de Flujo
1	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma con Proceso	FPSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
2	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma con Proceso	FSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
3	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma con Proceso	FPSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
4	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma con Proceso	FPSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Químicos
5	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma con Proceso	Sin Barco	NA	Superficiales	Rígidos	Emulsión Inversa
6	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma	FPSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
7	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma	FPSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
8	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Plataforma	FPSO	Existente	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
9	Primaria	Árbol Mojado	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Desarrollo Submarino	FPSO	Existente	Híbrido	Híbridos	Dilución y Calentamiento
10	Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional y No Convencional	BEC	Híbrido	FPDSO	Nuevo	Superficiales	Híbridos	Dilución y Calentamiento

Cabe señalar que para el análisis del número de pozos se evaluaron 5 escenarios con 12, 24, 36, 48 y 60 pozos convencionales del tipo vertical y desviado, con su respectivo requerimiento de inversión en plataformas y el restante componente de instalaciones (ductos, suministro eléctrico, etc.). Los pronósticos se hicieron en un escenario de producción de 13 años, hasta el año 2025.

Tabla IV.15 - Indicadores económicos de escenarios de Pozos (PEP, 2010)

Indicadores Económicos	Escenarios				
	12 Pozos	24 Pozos	36 Pozos	48 Pozos	60 Pozos
VPN (MMM Pesos)	20.4	41.2	48.5	47.1	56.7
VPI (MMM Pesos)	12	21.6	31.4	42.5	51.1
VPN/VPI	1.69	1.9	1.54	1.11	1.11
TIR %	46	50	50	37	46
Np (mmbbls)	117.2	229.8	257.2	257.2	255.3

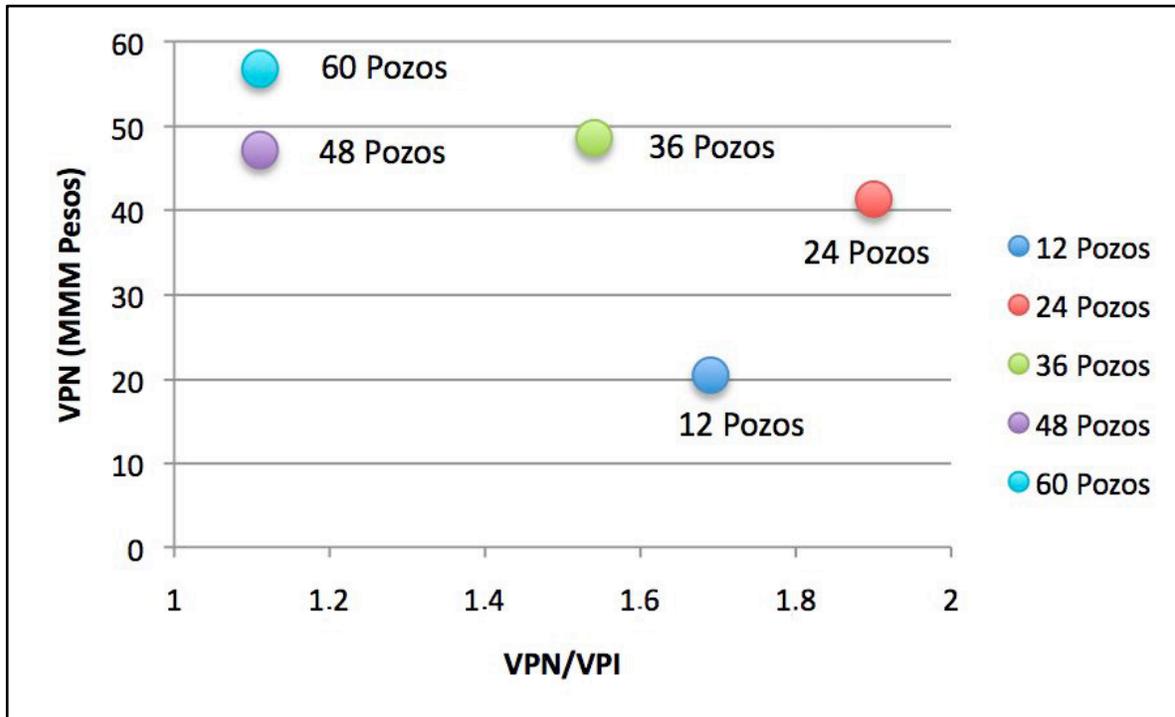


Figura IV.9 - Número óptimo de pozos para los Campos Ayatsil-Tekel (Pemex, 2010)

En la Tabla 4.15 y Figura 4.9, se observan los resultados de la evaluación en relación a los indicadores VPN y VPN/VPI, en la cual se aprecia que el desarrollo basado en un rango de número de pozos entre 24 y 36 proporciona el beneficio de una mejor eficiencia de inversión y VPN para el proyecto; por lo que se considerará para los 10 escenarios la perforación de 29 pozos como valor promedio.

En este trabajo, se explicará el escenario 7 de manera representativa, lo cual no quiere decir que sea éste el único que será estudiado con mayor detalle en las fases de Visualización y Conceptualización de la metodología VCD.

a) Escenario 7.

Yacimientos:

Estrategia de Explotación: Agotamiento primario.

Pozos:

Perforación: Incluye la perforación de 29 pozos productores (22 Ayatsil y 7 Tekel), 1 pozo inyector y la recuperación de 2 pozos existentes en Ayatsil. Con equipo fijo y terminación con árbol seco.

Sistema artificial de producción: BEC.

Instalaciones: considera la instalación de cuatro plataformas tipo octápodo de perforación (PP-Ayatsil-A/B/C/D), una plataforma tipo tetrápodo habitacional con capacidad para 60 personas, un puente con quemador elevado, ductos de transporte y el aprovechamiento de infraestructura existente dentro de las que se considera: la PP-Maloob-C/B, los Centros de Proceso-Ku-H, Zaap-C; además se utiliza Crudo Ligeró Marino (en lo sucesivo CLM) proveniente del Centro de Proceso-Akal-J para elevar la calidad del aceite.

La mezcla gas-aceite producida en los pozos de las PP-Ayatsil-B/C/D, previa inyección de antiespumantes, inhibidores de corrosión y desemulsificantes se enviará a la PP-Ayatsil-A, sin considerar equipo de bombeo fluyendo solo con la presión que generaran los equipos BEC instalados en los pozos. A estas corrientes, se les integrará la mezcla producida en la PP-Ayatsil-A. Cabe mencionar que la mezcla producida en cada plataforma se diluirá con CLM, con el objetivo de elevar la calidad a 14 grados API previo a su traslado de cada plataforma periférica y recolección en PP-Ayatsil-A.

La corriente recolectada en la PP-Ayatsil-A será alineada a un sistema de separación bifásica, donde el gas será comprimido e inyectado a un pozo inyector o alineado a quemador. En tanto que el aceite, en caso de no contar con un corte de agua mayor al 0.5% de agua, será enviado hacia el FPSO YKN y si la corriente contiene más del 0.5% de corte de agua, el aceite es conducido hacia KMZ y después a la TMDB. Cabe mencionar que la corriente eléctrica requerida para las instalaciones y los pozos será suministrada desde el CP-Zaap-C.

Para tener una idea de la infraestructura de instalaciones para este escenario, se presenta la Figura 4.10.

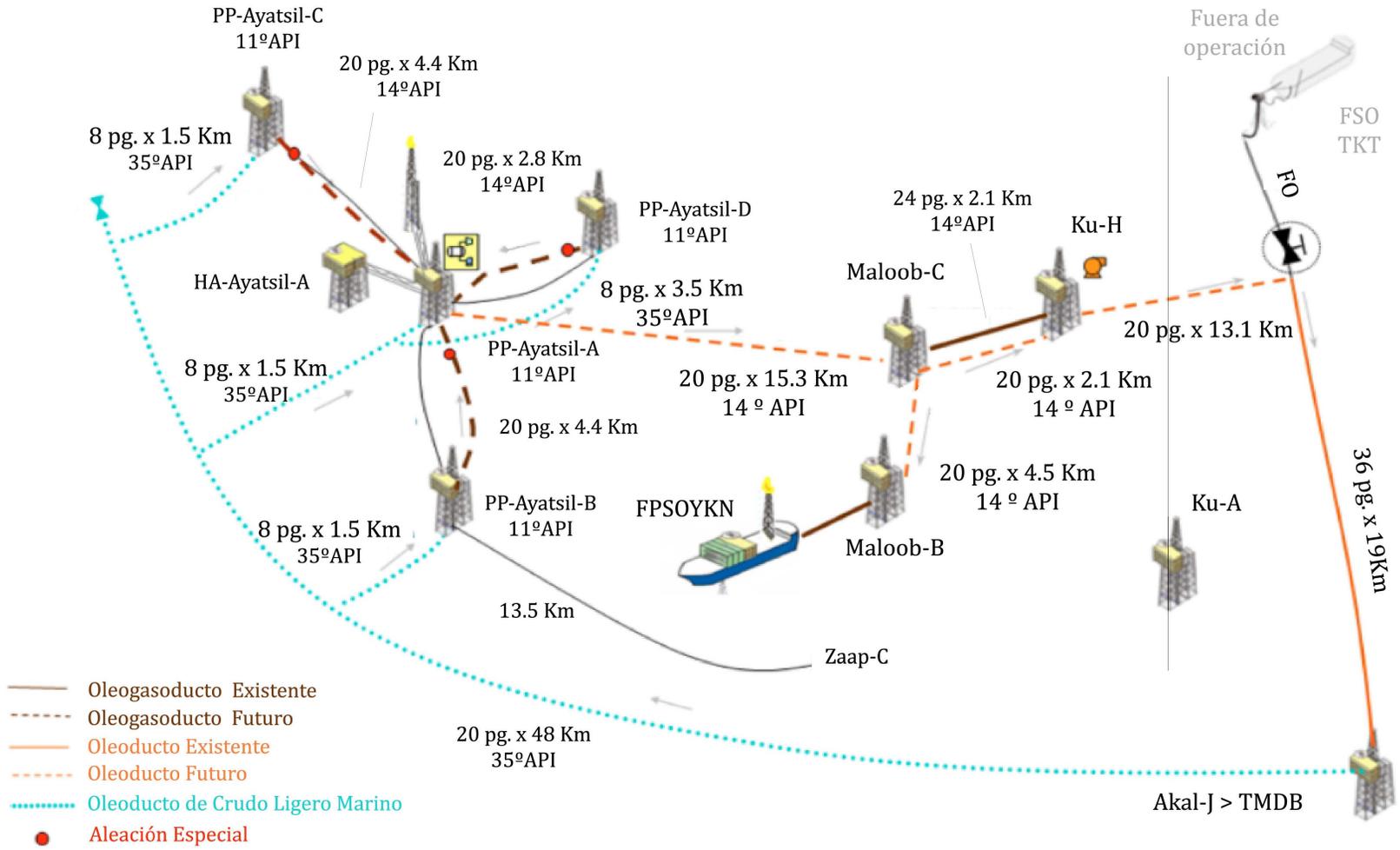


Figura IV.10 - Esquema de instalaciones del escenario 7 (Modificado de PEP, 2010)

Finalmente, la ruta que sigue el escenario 7 se aprecia en la Tabla 4.16.

Tabla IV.16 - Escenario 7

Yacimiento	Pozos				Infraestructura					
	Estrategia de Explotación	Estructura Marina	Tipo de Equipo	Arquitectura	Sistema Artificial de Producción	Instalaciones de Producción	Tipo de Barco	Barco	Equipos de Proceso	Ductos
Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional	BEC	Plataforma	FPSO	Nuevo	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
Primario + Secundaria	Árbol Mojado		No Convencional		Plataforma con Proceso	FSD	Existente	Submarinos	Flexibles	Químicos
			Convencional + No Convencional		Desarrollo Submarino	FPSO	No Aplica	Híbrido	Híbrido	Emulsión Inversa
			Multilateral		Híbrido	Híbrido				
						Sin Barco				

De la misma manera que fue generado y explicado el escenario 7, el proceso se realiza para los otros 9 escenarios. Sería recomendable primero, hacer el estudio para los escenarios 4, 5 y 7, debido a que entre éstos existe mayor diferencia de su ruta en la matriz de escenarios, en comparación con los otros. A continuación se presenta la matriz completa de los escenarios con sus respectivas rutas, (Tabla 4.17).

Tabla IV.17 - Matriz de escenarios posibles de los Campos Ayatsil-Tekel; Proyecto Campeche Oriente (PEP, 2010)

Yacimiento	Pozos				Infraestructura					
	Estrategia de Explotación	Estructura Marina	Tipo de Equipo	Arquitectura	Sistema Artificial de Producción	Instalaciones de Producción	Tipo de Barco	Barco	Equipos de Proceso	Ductos
Primaria	Árbol Seco	Fijo	Convencional	BEC	Plataforma	FPSO	Nuevo	Superficiales	Rígidos	Dilución y Calentamiento
Primario + Secundaria	Árbol Mojado		No Convencional		Plataforma con Proceso	FSD	Existente	Submarinos	Flexibles	Químicos
			Convencional + No Convencional		Desarrollo Submarino	FPSO	No Aplica	Híbrido	Híbrido	Emulsión Inversa
			Multilateral		Híbrido	Híbrido				
						Sin Barco				

4.5.3 Evaluación económica de escenarios de explotación

A efectos de evaluar la fortaleza técnica-económica de los planes de desarrollo derivados de los escenarios visualizados a partir de la matriz de decisiones, en esta sección se presentan las premisas económicas, los insumos requeridos y los resultados obtenidos del análisis económico de los diferentes escenarios.

A grandes rasgos, los insumos requeridos por escenario para la evaluación técnica-económica son los siguientes:

1. Estimado de ingresos, soportado en los pronósticos de producción de cada escenario.
2. Estimado de inversiones asociadas a los pozos.
3. Estimado de inversiones asociadas a las instalaciones.
4. Estimado de costos de operación.

Es importante mencionar que en este modelo de evaluación económica se integran las componentes de producción probabilistas con el manejo de los costos e inversiones de pozos e instalaciones en términos probabilistas, considerando además las premisas financieras corporativas; es decir que para cada una de estas componentes se llevan a cabo estudios estocásticos utilizando las diferentes variables que las componen, así como su posterior análisis de sensibilidad.

El objetivo primordial de esta práctica es identificar y reconocer las fuentes principales de riesgo e incertidumbre en todas las variables que intervienen en el proyecto, tanto de carácter operacional como económicas.

Por tal motivo este proceso deberá ser realizado para cada uno de los 10 escenarios de Explotación resultantes; sin embargo en esta sección sólo se presentarán los resultados generales que se obtienen para el escenario 7; con la finalidad de ilustrar cómo se desarrolla la evaluación económica. Los pasos a seguir son los siguientes:

- a) Definición y establecimiento de las premisas económicas a utilizar en la evaluación financiera, (Tabla 4.18).

Tabla IV.18 - Premisas económicas (PEP, 2010)

Concepto	Valor	Unidades
Precio del Aceite 21°API	62.53	usd/bl
Precio del Aceite 35°API	73.2	usd/bl
Precio del Gas	7.01	usd/MPC
Precio de los Condensados	74.26	usd/bl
Relación Condensado-Gas	38.68	bl/MMPC
BOE	3963.68	PC/bl
Paridad	13.770	pesos/dl
Tasa de Descuento (anual)	12	%

b) Estimación probabilística del gasto inicial por pozo.

Esta metodología se basa en la estimación del gasto inicial de aceite (Q_{oi}) a través del modelo de flujo en medio poroso propuesto por Darcy modificada por el Dr. Roberto Aguilera para yacimientos naturalmente fracturados (YNF), para pozos convencionales. Para pozos no convencionales se puede hacer uso de los modelos de Joshi y/o Renard Dupuy.

Para el cálculo del gasto inicial se toman en cuenta variables tales como: permeabilidad de la matriz, permeabilidad de la fractura, intervalo disparado, presión estática del yacimiento, presión de fondo fluyendo, viscosidad del aceite, radio de drene, radio del pozo, factor de daño y el coeficiente de partición.

c) Determinación del perfil de producción por pozo, a partir del gasto inicial y el factor de declinación de yacimiento, tomando como base un modelo de declinación exponencial. El perfil de producción resultante es afectado por la probabilidad de éxito de la actividad de pozos, la indisponibilidad del pozo y la indisponibilidad de instalaciones; con el objetivo de estimar la posible producción perdida o diferida.

El perfil de producción en el ciclo de vida útil del pozo se obtiene a partir de un gasto inicial, que declina a una velocidad equivalente a un factor (D) conocido como “factor de declinación”. El perfil resultante es también conocido como “curva de declinación del pozo”.

Para la aplicación del método se debe contar con una historia de producción que permita establecer una tendencia del comportamiento del yacimiento, lo cual permite realizar una predicción de las reservas remanentes y vida productiva del yacimiento mediante la extrapolación de dicha tendencia. En general se busca un tipo de gráfico que presente un mejor ajuste al comportamiento real del pozo, Campo o yacimiento.

Por la razón previamente descrita y debido a que los Campos Ayatsil y Tekel solo cuentan con 2 pozos exploratorios y 1 pozo delimitador (Ayatsil-1, Ayatsil-DL1 y Tekel-1), que no disponen de historia de producción, se define el uso de información historia de producción del complejo Ku-Maloob- Zaap.

En el caso en estudio se empleó la ecuación de la declinación exponencial para estimar el factor de declinación, por ser el modelo que mejor representa el comportamiento histórico de la producción de los pozos.

d) Estimación probabilística del perfil de producción del plan de Explotación por escenario, con base al movimiento de equipos.

La Tabla 4.19 resume la actividad física de los pozos calendarizada que constituye la base para la construcción del pronóstico de producción y como consecuencia la estimación de los la producción diaria (Figura 4.11) y la producción acumulada, (Figura 4.12).

Tabla IV.19 - Calendario de actividad física en pozos (PEP, 2010)

Campo	Actividad	Tipo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Ayatsil	PERF	D	3	4	4	4											15
		H		4	3		1										8
	REC	V	2														2
	RBEC								4	8	6	5		1	4	1	29
Tekel	PERF	D			1	1	1	2	2								7
	RBEC										1	1	1	2	1		6
Total			5	8	8	5	2	2	6	8	7	6	1	3	5	1	67

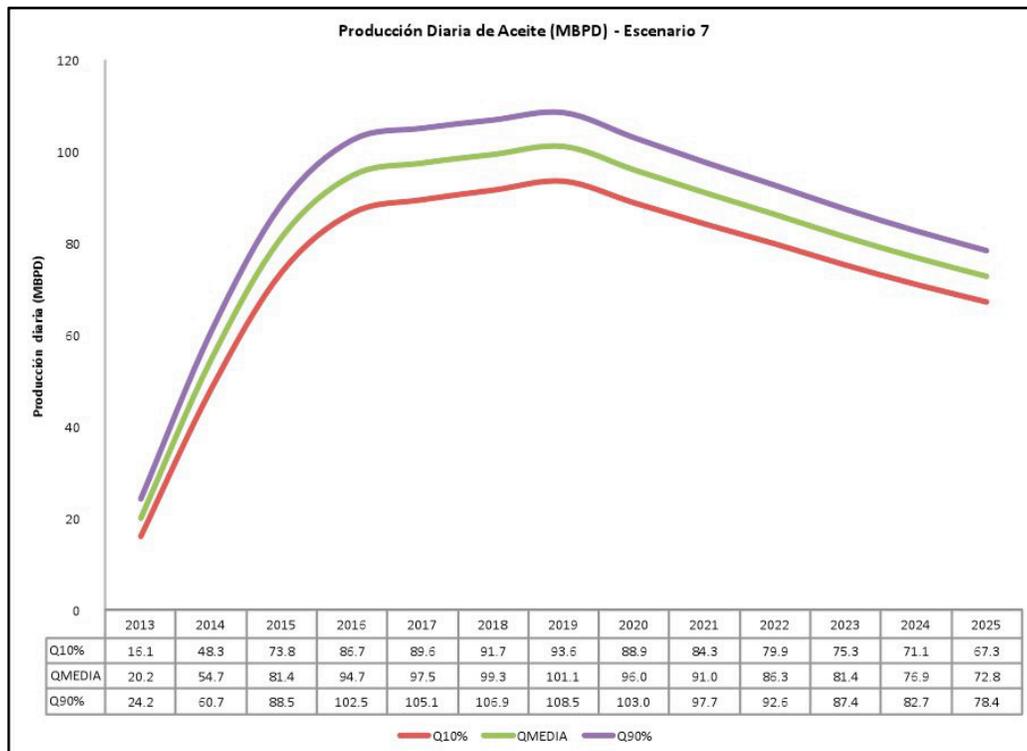


Figura IV.11 - Gráfica de producción diaria de aceite (MBPD) vs tiempo. Escenario 7 (PEP, 2010)

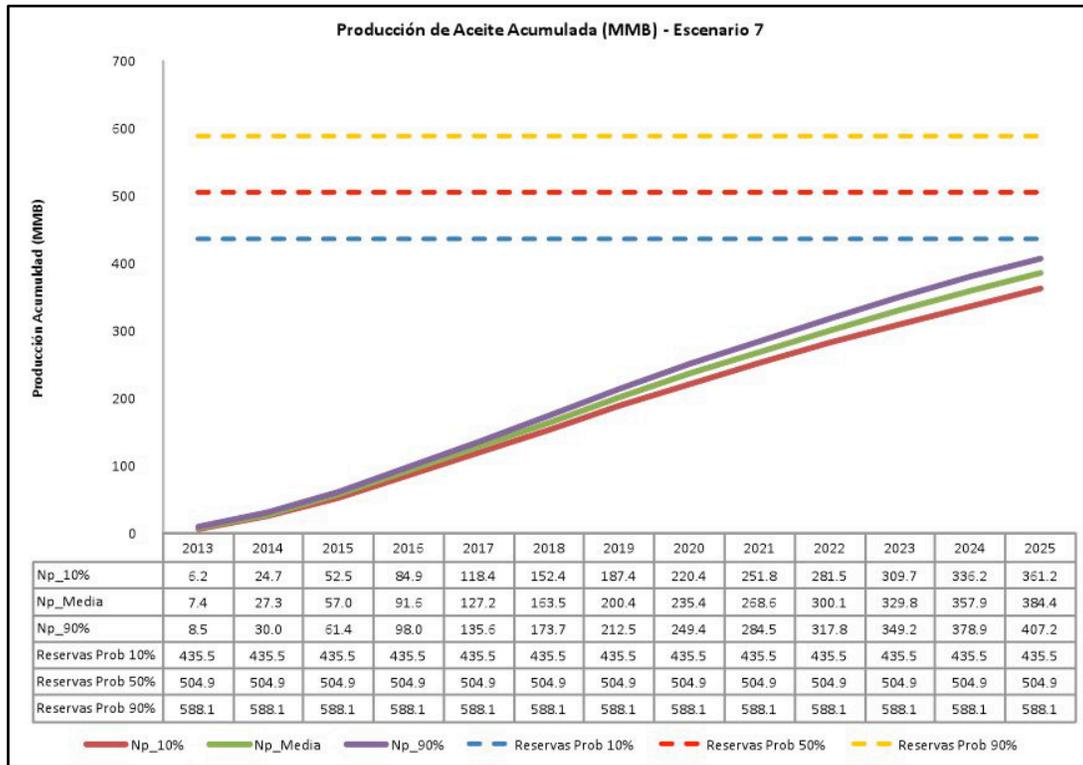


Figura IV.12 - Gráfica de producción de aceite acumulada vs tiempo. Escenario 7 (PEP, 2010)

e) Estimación probabilística del CLM necesaria para la mezcla de crudo, en este punto deben incluirse los costos requeridos para la compra del CLM.

Este escenario considera la compra de CLM (35 grados API) que se utilizará para diluir el crudo de Ayatsil-Tekel y elevar su calidad a 21 grados API. La relación requerida es aproximadamente 0.75 de crudo ligero por cada barril de aceite pesado. Los costos del CLM se muestran en la Tabla 4.20.

Tabla IV.20 - Distribución anual de precios de compra de CLM (PEP, 2010)

Costo compra de Crudo Ligero Marino (MMPesos)													
Estadística	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
P10	4707	13800	20848	24409	25198	25740	26295	24953	23662	22425	21143	19966	18894
Media	5561	15105	22451	26143	26899	27411	27895	26484	25120	23804	22451	21216	20088
P90	6447	16396	24014	27788	28514	28986	29482	27985	26544	25160	23746	22448	21275

- f) Estimación probabilística del perfil de ingresos esperados con base al pronóstico de producción de cada escenario.

Los ingresos quedan definidos como el producto entre la producción y el precio de venta del aceite. En este punto ya se toma en cuenta el precio del crudo maya (62.53 usd) debido a la previa mezcla del CLM con el crudo de los Campos Ayatsil-Tekel, (Figura 4.13).

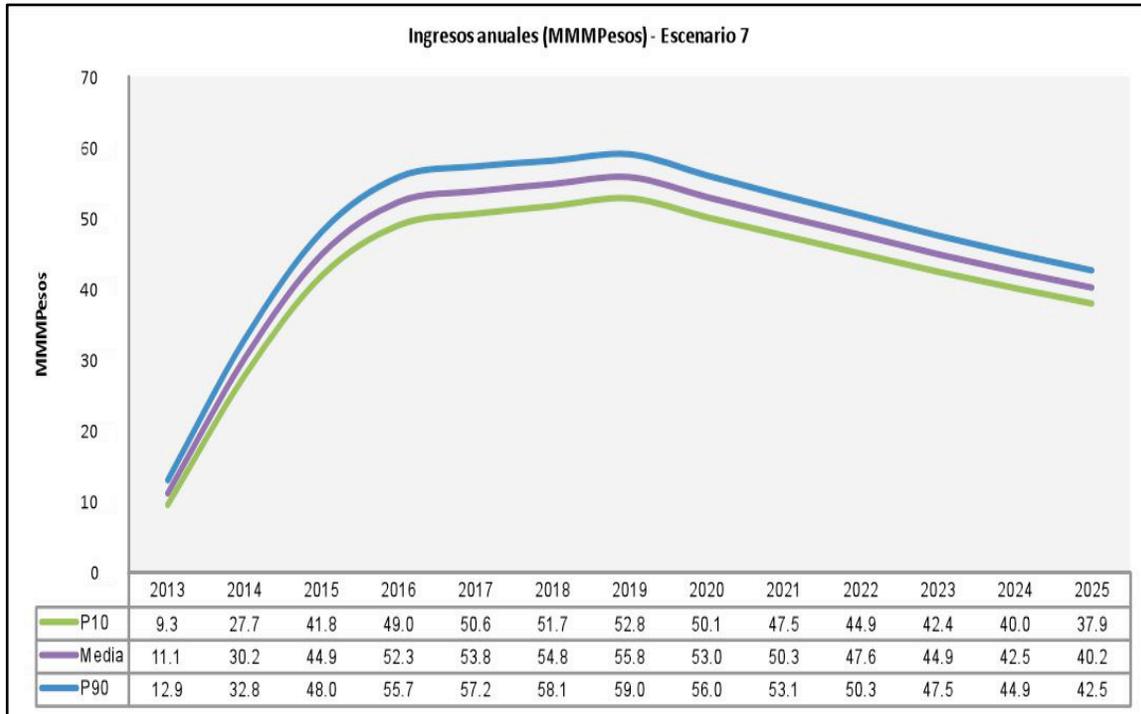


Figura IV.13 - Gráfica de ingresos anuales de aceite diluido con CLM (PEP, 2010)

- g) Estimación probabilística de las inversiones requeridas para pozos (perforación-terminación, reparaciones menores).

A partir de la actividad calendarizada correspondiente al escenario analizado, se generan los siguientes perfiles de inversión asociadas a pozos, tal como lo muestra la gráfica de la Figura 4.14.

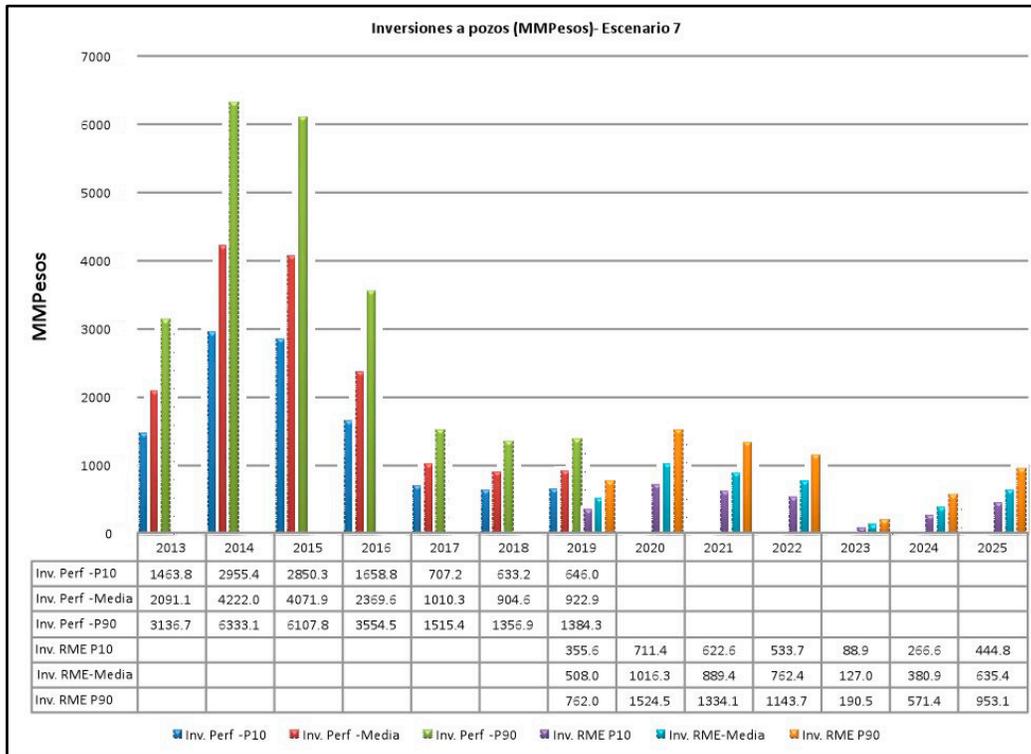


Figura IV.14 - Gráfica de inversiones a pozos. Escenario 7 (PEP, 2010)

h) Estimación probabilística de las inversiones requeridas para instalaciones.
 El perfil de inversiones asociadas a las instalaciones se presenta en la Figura 4.15.

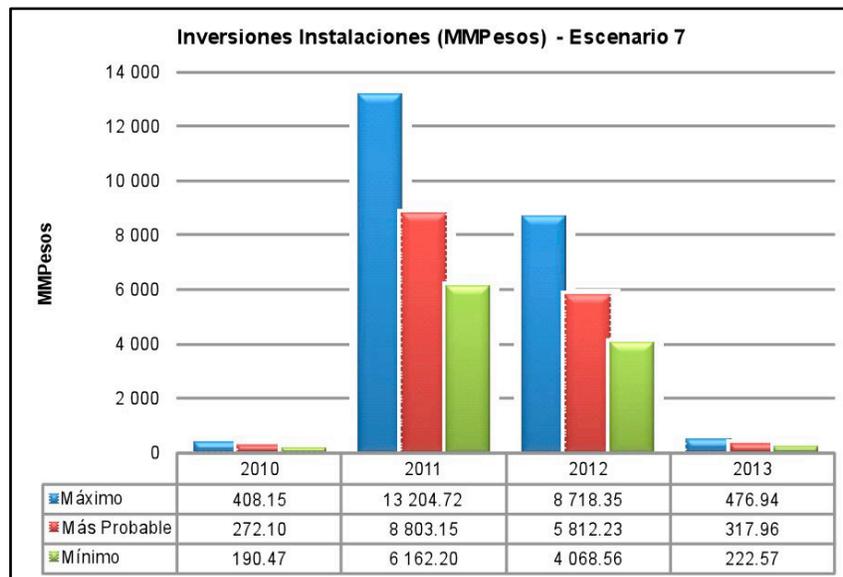


Figura IV.15 - Gráfica de inversiones a instalaciones. Escenario 7 (PEP, 2010)

- i) Estimación probabilística del perfil de costos operativos y de mantenimiento, (Tabla 4.21).

Tabla IV.21 - Distribución anual de los costos de operación (PEP, 2010)

Costos de Operación y Mantenimiento (MMPesos)													
Estadística	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
P10	61.8	182.6	294.0	387.4	459.1	543.6	657.3	719.3	786.4	840.2	886.1	828.2	853.2
Media	73.0	199.9	316.7	414.9	490.0	578.9	697.3	763.4	834.9	891.9	940.9	880.1	907.1
P90	84.6	217.0	338.7	441.0	519.5	612.1	737.0	806.7	882.2	942.7	995.2	931.2	960.7

- j) Estimación de los indicadores económicos claves por escenarios, (Tabla 4.22):

- ◆ VPN: Valor Presente Neto del escenario.
- ◆ VPNING: Valor Presente Neto de los Ingresos.
- ◆ VPI: Valor Presente Neto de las Inversiones.
- ◆ VPC: Valor Presente Neto de los Costos Operativos.
- ◆ VPN/VPI: Eficiencia de la Inversión.
- ◆ RBC: Relación Costo-Beneficio ($VPING/(VPI+VPC)$).
- ◆ TIR: Tasa Interna de Retorno.

Tabla IV.22 - Indicadores económicos del escenario 7 (PEP, 2010)

Np_media (MMB)	VPN_media (MMMPesos)	VPN_Desviación Estándar (MMMPesos)	Prob (VPN<0)	VPING (MMMPesos)	VPI (MMMPesos)	VPC (MMMPesos)	VPN/VPI	RBC	TIR
384.4	82.0	5.1	0.0%	204.5	23.1	110.6	3.55	1.5	56.66%

La Figura 4.16 indica el tiempo o periodo de pago del proyecto, observando ganancias aproximadamente a partir del año 2014, en otras palabras, existe un periodo de pago aproximado de 2 años, partiendo de la premisa que la producción de hidrocarburos para este escenario inicia en el año 2013.

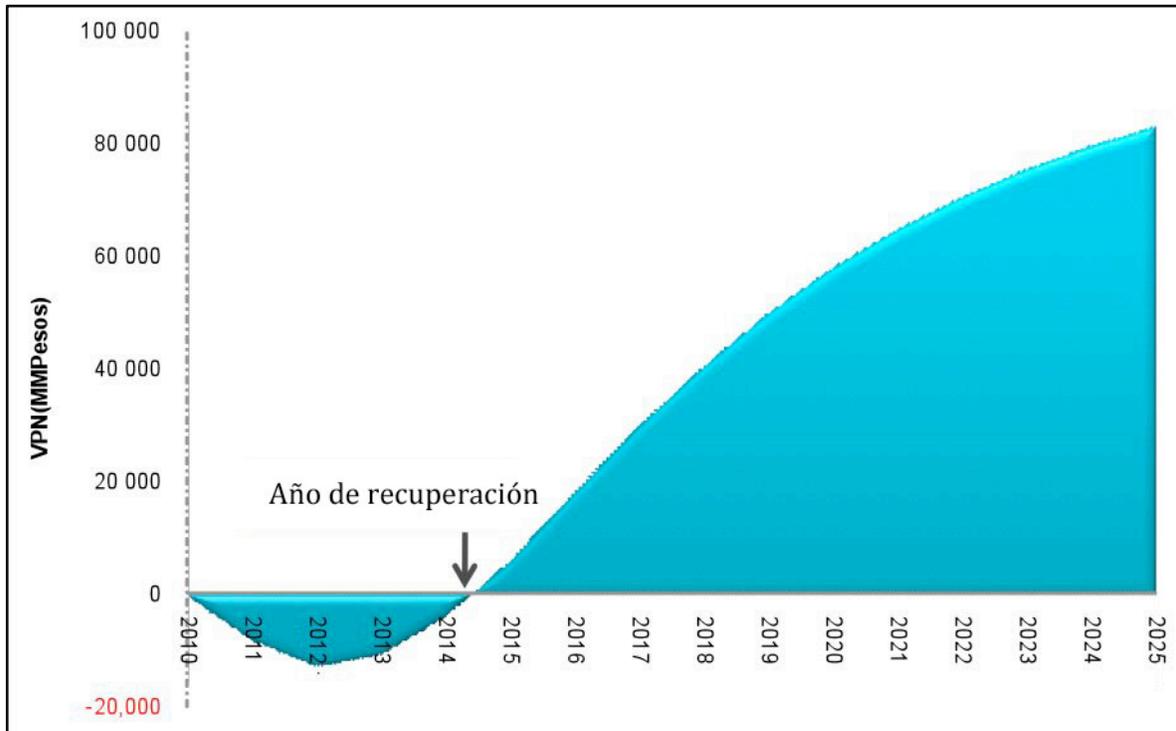


Figura IV.16 - Periodo de recuperación de la inversión para el escenario 7 (PEP,2010)

4.5.3.1 Resumen de resultados de los escenarios de explotación

El proceso de evaluación económica anterior fue realizado para los 10 escenarios; de donde se obtienen los principales indicadores económicos, (Tabla 4.23).

Tabla IV.23 - Indicadores económicos para los 10 escenarios de los Campos Ayatsil-Tekel (PEP, 2010)

Escenario	Np_media (MMB)	VPN_media (MMMPesos)	VPN_Desviación Estándar (MMMPesos)	Prob (VPN<0)	VPING (MMMPesos)	VPI (MMMPesos)	VPC (MMMPesos)	VPN/VPI	RBC	TIR
Esc 1	348.8	70.6	4.2	0.0%	184.3	21.5	96.8	3.18	1.6	54.72%
Esc 2	345.7	36.9	4.6	0.0%	189.8	54.2	98.5	0.68	1.2	23.92%
Esc 3	369.5	77.2	4.6	0.0%	209.7	23.4	105.9	3.31	1.6	58.85%
Esc 4	382.2	81.9	5.0	0.0%	206.8	22.1	110.4	3.70	1.6	60.61%
Esc 5	386.5	78.6	5.0	0.0%	229.1	27.1	116.6	2.90	1.6	52.48%
Esc 6	365.9	77.3	4.6	0.0%	204.9	21.2	111.5	3.65	1.5	60.63%
Esc 7	384.4	82.0	5.1	0.0%	204.5	23.1	110.6	3.55	1.5	56.66%
Esc 8	349.5	72.1	4.1	0.0%	200.7	20.2	106.0	3.57	1.6	62.18%
Esc 9	402.2	77.5	5.3	0.0%	229.0	35.9	114.2	2.15	1.5	54.77%
Esc 10	369.5	73.0	4.6	0.0%	214.3	27.9	110.7	2.6	1.5	50.69%

Consecuentemente, la Tabla 4.23 nos permite realizar una gráfica en donde se compara el VPN contra la eficiencia de inversión, (Figura 4.17).

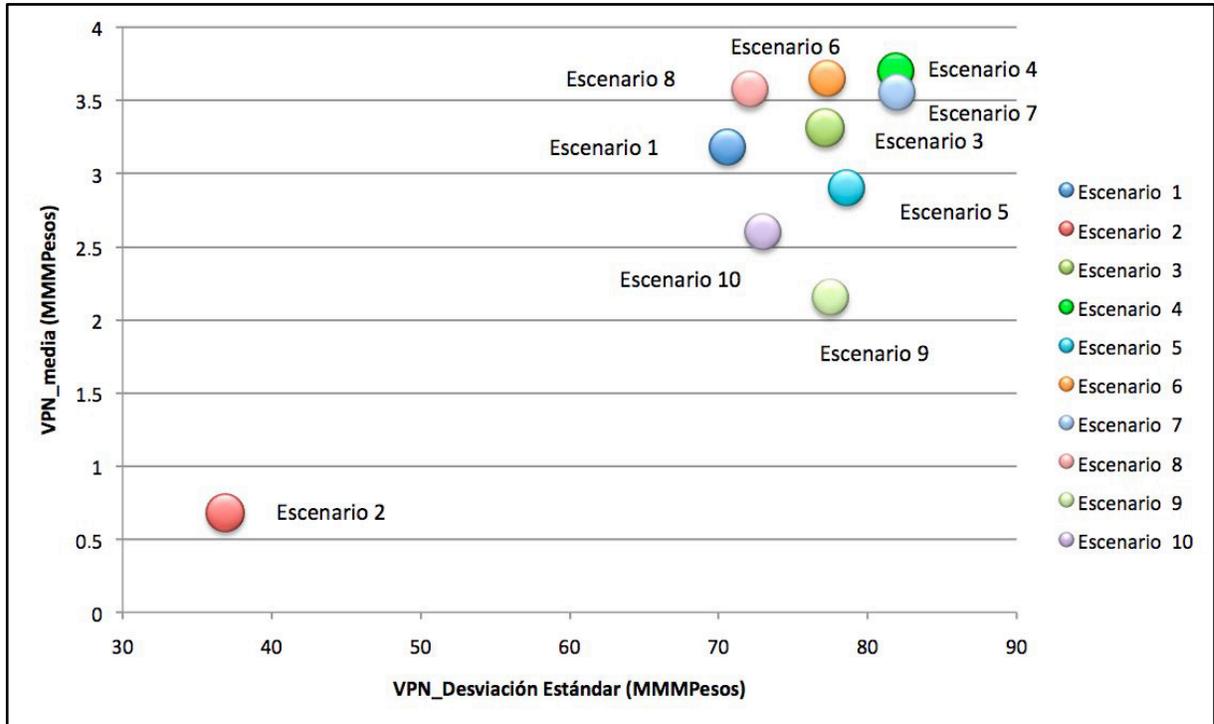


Figura IV.17 - Gráfica de comparación entre los 10 escenarios considerando la eficiencia de inversión y el VPN (PEP, 2010)

De la Figura 4.17 se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- ◆ En general; todos los escenarios evaluados tienen valores esperados de rentabilidad positiva ($VPN_media > 0$). El escenario 2 es aquél cuyo valor de VPN y VPN/VPI resulta más bajo, en comparación con el resto de los escenarios, por lo tanto podría descartarse a este punto del análisis fácilmente.
- ◆ Es posible decir que los escenarios 3, 4, 5, 6 y 7 son aquellos que lucen como mejores escenarios desde el punto de vista cualitativo, y de ellos los escenarios 4 y 7 como los que presentan mayor rentabilidad y mejor Eficiencia de la Inversión.

Sin embargo, para poder determinar una mejor preselección de escenarios, es necesario determinar el factor de riesgo; el cual está representado por la desviación estándar de la distribución del VPN. Este parámetro informa cuan alejado está el valor de rentabilidad esperado del VPN, debido a la influencia de las múltiples incertidumbres que afectan el proceso de explotación, (Figura 4.18).

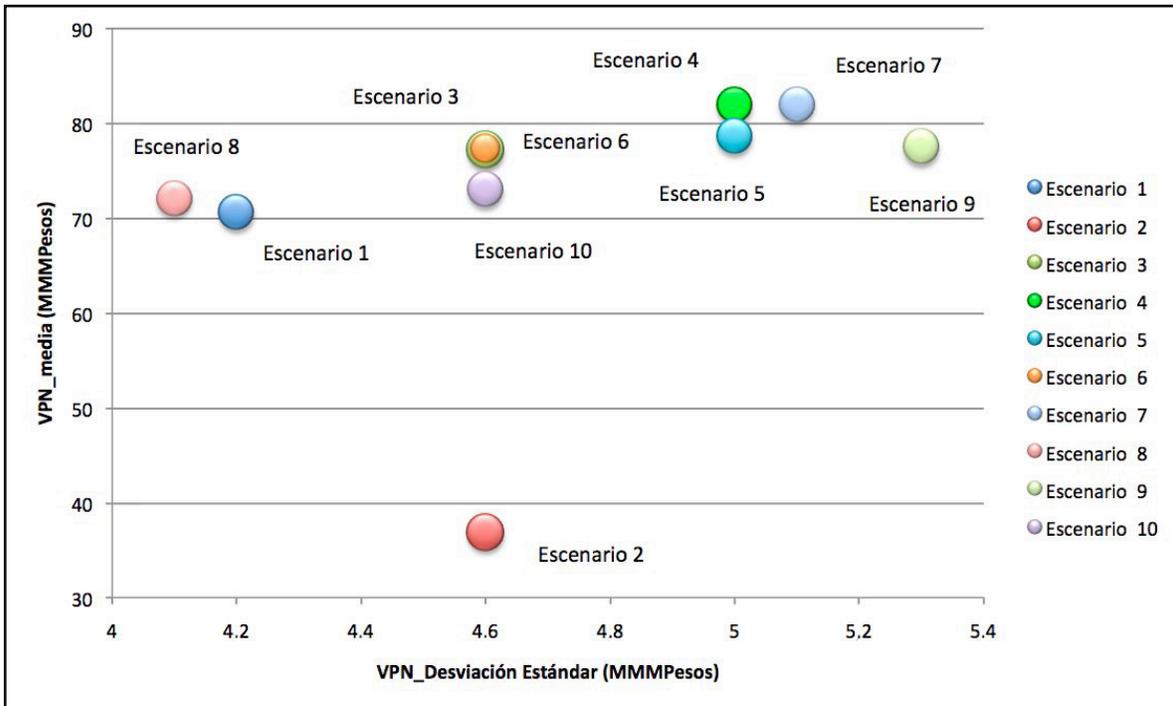


Figura IV.18 - Gráfica de comparación entre los 10 escenarios considerando el factor de riesgo y la media del VPN (Modificado de PEP, 2010)

4.6 Identificación de riesgos y plan de mitigación

Uno de los elementos que agrega valor a la evaluación de cualquier proyecto tomando como guía el Quicklook, considera la identificación de riesgos y el plan de mitigación de los mismos. Al dedicar espacio para la planeación y administración del riesgo se efectúa un plan que en caso de requerirse, se tendrá a la mano y se podrá solucionar cualquier problema tomando como base los estudios realizados previamente.

Es especialmente útil para prevenir afectaciones futuras producto de una mala determinación del alcance de alguna variable como lo podría ser no determinar adecuadamente la distribución de facies sedimentarias, trayendo como consecuencia la mala caracterización del sistema petrolero.

El enfoque en el plan de mitigación está destinado a encontrar soluciones que hagan que los riesgos se minimicen y permitan mayor certidumbre en los resultados posteriores que se emitan, producto del análisis y la investigación del proyecto.

Por tal razón, se han determinado los principales riesgos e incertidumbres con su respectivo plan de mitigación expuestos en la Tabla 4.24.

Tabla IV.24 - Tabla de riesgos y plan de mitigación (Modificado de PEP, 2010)

Variable Crítica	Riesgo	Plan de Mitigación
Porosidad, Saturación de agua, Área del proyecto	Sobrestimación o subestimación del VOA	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Captura de información en pozos nuevos: corte y análisis de núcleos especiales a núcleos completos. ◆ Toma de registros de imágenes, sónico bipolar y caliper de seis brazos para análisis de fracturamiento. ◆ Toma de Registros Resonancia Magnética. ◆ Caracterización de las propiedades petrofísicas (porosidad). ◆ Determinación de la saturación de agua. ◆ Perforación de pozos estratégicos: <ul style="list-style-type: none"> ○ Pruebas de Presión de Fluidos y evaluación de registros Geofísicos. ○ Desarrollo estratégico de Explotación del Campo que incluya el monitoreo del avance progresivo de los contactos. ○ Re-evaluación de espesores y Volumen Original de Aceite.
Compresibilidad de la fractura	Pronósticos poco confiables de la recuperación de aceite	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Realización de pruebas de presión para validación de información. ◆ Evaluación comparativa con información análoga disponible en el Golfo de México.
Actividad del acuífero	Alta producción de agua y bajo factor de recuperación	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Creación de un modelo de analogía con Campos vecinos y monitoreo de la presión del yacimiento.
Capacidad de bombas BEC requeridas	Sobreestimación o subestimación de equipos para manejo del gasto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Investigación de capacidades mínimas requeridas para manejo del gasto crítico. Analogías con equipos de bombeo usados en Campos análogos.
Distribución de permeabilidad relativa y presión capilar de matriz y fractura por tipo de roca	Transferencia de fluidos entre matriz y fractura, y factor de recuperación	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Caracterización de permeabilidades relativas y presiones capilares por tipo de roca y redistribución en el modelo por Facies. ◆ Realización de pruebas de desplazamiento en núcleos.
Zonas de alta presión, derrumbes, cierre de pozo, rocas frágiles (ventana de operación)	Aumento de tiempos y costos, problemas durante la perforación: derrumbes, pérdidas de circulación, cierre de pozo, etc.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Calibración de modelo geomecánico: toma de núcleos, pruebas experimentales, registros especiales.
Lito-estratigrafía del Terciario	Interacción fluido de perforación lutitas reactivas.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Calibración del modelo y actualización conforme se perforan pozos y se adquiere información. ◆ Monitoreo en tiempo real.

Presencia de H ₂ S, CO ₂	Corrosión de tubería, falla, pérdida de pozo.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Diseño riguroso de tuberías y selección de materiales. ◆ Toma de muestras representativas y preservación para su procesamiento en laboratorio.
Irrupción temprana de agua en pozos	Alta producción de agua y reducción en la producción del pozo, cierre de pozo.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Diseño de tipo de pozo y terminación. ◆ Implementación del modelo de fracturas.
Caracterización de aceite	Poseer un fluido con mayor o menor viscosidad.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Toma de muestras representativas y preservación de las mismas para su procesamiento en el laboratorio.
Precipitación de asfaltenos en el pozo	Taponamiento.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Uso de diluyentes en el pozo.
Compatibilidad de las mezclas de diluyentes y crudos pesados	Precipitación de asfaltenos y otros productos semisólidos.	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Estudios de laboratorio.

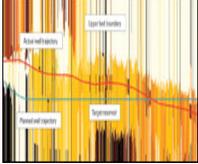
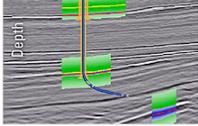
4.7 Tecnologías aplicables en los Campos Ayatsil-Tekel

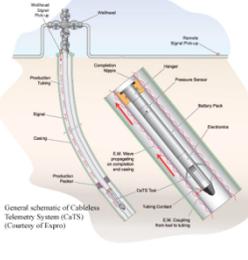
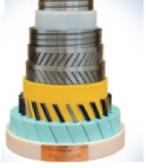
Una de las partes esenciales del Quicklook radica en la búsqueda y posible implementación de nuevas tecnologías con el fin de reducir los costos de operación y aumentar la rentabilidad del proyecto.

Aunque el uso de alguna de las propuestas que se enlistan a continuación dependerá del grado de asimilación que se tenga de la tecnología, no se deberá descartar el uso gradual de alguna de ellas para mejorar la explotación de los Campos.

En la Tabla 4.25 se mencionan algunas de las tecnologías disponibles, mismas que posteriormente (Visualización) serán analizadas a mayor detalle en caso de que se requiera de su aplicación:

Tabla IV.25 - Tecnologías aplicables a los Campo Aytasil-Tekel

Tecnología	Descripción	Aplicación	Ilustración	Nivel de Riesgo de implementación
Periscope	Generación de imágenes durante la perforación con reducción de riesgos de efectuar desviaciones forzadas (side-track) para corrección de la trayectoria y entrar nuevamente en el yacimiento	Perforación		Medio
Ecoscope	Medición de parámetros de formación y de perforación	Perforación		Bajo
SeismicVision	Determinación de eventos geológicos a perforar	Perforación		Bajo
Tubería expandible	Tubería que incrementa su diámetro por medio de presión, tensión y temperatura sin exceder su límite de cedencia	Perforación		Medio
Controladores de flujo de fondo	Permiten un mayor control del contacto agua-aceite y/o gas-aceite y reduce el riesgo de la irrupción temprana de agua	Producción		Medio
Dispositivo Híbrido MAZE	Controla la entrada de flujo del yacimiento al pozo mediante un orificio más grande. Ideal para aceites pesados	Producción		Medio

<p>Sensores permanentes</p>	<p>Brinda información en tiempo real con un mínimo de interferencia debido a su cercanía con el intervalo productor</p>	<p>Producción</p>		<p>Medio</p>
<p>Automatización Inalámbrica</p>	<p>Mejora el control sobre las instalaciones al sustituir procedimientos que requerían la presencia de algún operador en sitio por un manejo vía inalámbrica</p>	<p>Producción</p>		<p>Bajo</p>
<p>Bombeo multifásico</p>	<p>Elimina la necesidad de separar la fase líquida de la gaseosa, al añadir energía a la mezcla para trasportarla por la misma línea</p>	<p>Producción</p>		<p>Alto</p>
<p>Línea de transporte flexible</p>	<p>Mediante fabricación a base de capas, es más resistente a la corrosión, fugas y alta presión</p>	<p>Transporte</p>		<p>Bajo</p>
<p>Riser flexible</p>	<p>Proporciona aislamiento térmico, monitoreo con fibra óptica y calentamiento por resistencias eléctricas</p>	<p>Producción</p>		<p>Bajo</p>

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- ◆ El objetivo primordial del Quicklook es hacer una visualización rápida de las oportunidades presentes en un proyecto con la finalidad de obtener una temprana indicación de la viabilidad técnico-económica de éste, a partir de información primaria; este tiempo dependerá de la magnitud del proyecto y de los recursos que se necesiten tanto para su estudio, como para su ejecución.
- ◆ El Quicklook aplicado a proyectos petroleros es de suma importancia, ya que brindará información sobre áreas de oportunidad, implementación de mejores prácticas y tecnologías que permitan reducir el riesgo e incrementar la rentabilidad del proyecto.
- ◆ Al inicio de la solución de problemas mediante la metodología Quicklook a diferencia del FEL, se incluirá además del equipo base multi-disciplinario, compañías y expertos de instituciones de investigación y de educación superior, con el fin de que ellos presenten todas las posibles soluciones para que el proyecto se desarrolle con mejor eficiencia.
- ◆ La adquisición de mejores prácticas que considera el Quicklook, se enfoca a mejorar la manera de:
 1. Visualizar oportunidades que se pudiesen ejecutar en un proyecto.
 2. Mejorar el modo de trabajar en equipo.
 3. Resolver problemas mediante la identificación de nueva tecnología y/o mejores procesos en la implementación de la ya existente.
- ◆ El éxito de la metodología Quicklook radica en la división de la evaluación del proyecto en 4 etapas:
 1. Identificación de oportunidades y aplicaciones.
 2. Identificación de usuarios finales y licencias potenciales.
 3. Contacto con especialistas y otras compañías.
 4. Preparación de la presentación y formalización de la documentación del proceso.
- ◆ Uno de los pilares que asegura el éxito del Quicklook descansa en el liderazgo situacional, mismo que permitirá atacar los problemas conforme se avance en el estudio. Este proceso será supervisado por un coordinador que verificará que los objetivos se cumplan y el trabajo se mantenga en la dirección deseada.

- ◆ Haber aplicado el Quicklook a los Campos Ayatsil-Tekel, representó inversión de gran impacto al mejorar las condiciones de evaluación del proyecto, señalando algunas opciones comerciables a un tiempo determinado; una vez identificadas, se proseguirá a hacer un estudio más exhaustivo de éstas en la etapa de Visualización, siendo el Quicklook base de esta última.
- ◆ El Quicklook permite generar en un periodo corto, la matriz de visualización de opciones y de oportunidades de un proyecto, la cual está subdividida para fines prácticos en 3 principales submatrices en áreas tales como: yacimientos, pozos e instalaciones. Estas submatrices deben ser optimizadas eliminando opciones que estén muy lejos de ser viables para posteriormente generar la matriz de escenarios factibles a ser preseleccionados.
- ◆ Una vez generados los escenarios, se procede a realizar la evaluación económica de éstos, haciendo uso de procesos en donde se modelan probabilísticamente todas las variables que influyen en los siguientes insumos:
 1. Estimado de ingresos, soportado en los pronósticos de producción de cada escenario.
 2. Estimado de inversiones asociadas a los pozos.
 3. Estimado de inversiones asociadas a las instalaciones.
 4. Estimado de costos de operación.
- ◆ Técnicamente, los 10 escenarios planteados podrían ser factibles; sin embargo, al hacer la evaluación económica, los escenarios 4, 5 y 7 presentan mejores indicadores económicos. Entre éstos, se escogió el 7 para ejemplificar el estudio técnico y económico debido a que presenta mayor variación de su ruta en la matriz de escenarios con respecto a los demás.
- ◆ El Quicklook ofrece resultados en un periodo aproximado de 40 días para el caso de los Campos Ayatsil-Tekel, mientras que el estudio de FEL-V lo hace en un periodo de varios meses, tiempo en el cual no se puede obtener diagnóstico alguno sobre la posibilidad de explotar el Campo a diferencia de la metodología Quicklook.

Recomendaciones

- ◆ La gradual implementación de esta metodología en otros proyectos de explotación petrolera, logrará maximizar su rentabilidad, por lo que se sugiere su inserción como base de la planeación, en otros proyectos que se tienen contemplados para el país.
- ◆ Al interior del equipo multi-disciplinario se sugiere contemplar a los especialistas de cada área de estudio, así como la red de expertos. Estos grupos aseguran un proceso que reduzca la posibilidad de errores de interpretación de la información y por ende, problemas en el diagnóstico final. También es importante que el equipo esté conformado tanto por personal con amplia experiencia en los temas, como de integrantes recién ingresados en la industria y que quizás tengan más conocimientos respecto a tecnologías recientes.
- ◆ Tomar en cuenta la opción de firma de convenios de colaboración con otras compañías operadoras en el mundo, resultaría en el mejoramiento del intercambio de información y mejor capacitación del personal para la superación de retos futuros.

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

Simbología

API	Grados API.
μ_o	Viscosidad del Aceite.
ρ_o	Densidad del Aceite.
μ_g	Viscosidad del Gas.
γ_g	Densidad Relativa del Gas.
ϕ	Porosidad.

Nomenclatura

1P.	Reserva Probada.
2P.	Reserva Probada + Reserva Probable.
3P.	Reserva Probada + Reserva Probable + Reserva Posible.
A.	Área del Yacimiento
BEC.	Bombeo Electrocentrífugo.
Bg.	Factor de Volumen del Gas.
Bo.	Factor de Volumen del Aceite.
Boi	Factor de Volumen Inicial del Aceite
bpd.	Barriles por Día.
BTPKS.	Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior.
CC.	Cuenca de Comalcalco.
CII.	Construction Industry Institute.
CLM.	Crudo Ligero Marino.
CM.	Cuenca de Macuspana.
CV.	Cuenca Salina del Istmo.
DSD-C.	Documento de Soporte de Decisión de Conceptualización.
DSD-D.	Documento de Soporte de Decisión de Definición.
DSD-V.	Documento de Soporte de Decisión de Visualización.
DSD.	Documentos de Soporte de Decisión.
FEL.	Front End Loading.
FPSO.	Floating Production Storage and Offloading.
FR.	Factor de Recuperación.
FSO.	Floating Storage and Offloading.
h.	Espesor Neto del Yacimiento
IPA.	Independent Project Analysis Inc.
JSC.	Jurásico Superior Calloviano.
JSK.	Jurásico Superior Kimeridgiano.
JSO.	Jurásico Superior Oxfordiano.
JST.	Jurásico Superior Tithoniano.
kg/cm ² .	Kilogramo Sobre Centímetro Cuadrado.
KI.	Cretácico Inferior.

KM.	Cretácico Medio.
Km.	Kilómetros.
KMZ.	Ku Maloob Zaap.
KS.	Cretácico Superior.
m.	Metros.
MCTTC.	Mid-Continent Technology Transfer Center.
md.	Milidarcies.
mmbbls.	Millones de Barriles de Aceite.
mmmpc.	Miles de Millones de Pies Cúbicos.
mmpcd.	Millones de Pies Cúbicos Diarios.
mv.	Metros Verticales.
mvbmr.	Metros Verticales Bajo Mesa Rotatoria.
mvbnm.	Metros Verticales Bajo el Nivel del Mar.
N.	Volumen Original de Aceite @ c.y.
NASA.	Nacional Aeronautics and Space Administration.
NE.	Noreste.
NW.	Noroeste.
OBC.	Ocean Bottom Cable.
P10	Percentil Diez.
P50.	Percentil Cincuenta.
P90.	Percentil Noventa.
Pb.	Presión de Burbuja.
PCE.	Petróleo Crudo Equivalente.
Pcs.	Presión @ c.s.
PD.	Punto de Control o Decisión.
PDRI.	Project Definition Rating Index.
PEP.	Pemex Exploración y Producción.
pi.	Presión Inicial.
PP.	Plataforma de Producción.
PTB.	Pounds of Salta per Thousand Barrels of Crude Oil.
pVT.	Presión Volumen Temperatura.
RBC.	Relación Costo Beneficio.
RGA.	Relación Gas Aceite.
RMNE.	Región Marina Noreste.
Rs.	Relación Gas Disuelto-Aceite.
S.	Factor de Daño a la Formación
SCH.	Sierra de Chiapas.
SE.	Sureste.
SENER.	Secretaría de Energía.
SIPA.	Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
Sw.	Saturación de Agua.
SW.	Suroeste.
Swi.	Saturación de Agua Inicial.
SZ.	Sierra de Zongolica.
Tcs	Temperatura @ c.s.
TEEX.	Texas Engineering Extension Service.

Ti.	Temperatura Inicial.
TIR.	Tasa Interna de Retorno.
TR.	Tubería de Revestimiento.
UCLA.	University of California, Los Angeles.
USD.	United States Dollar.
VCD.	Visualización, Conceptualización y Definición.
VCDSE.	Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación.
VOES.	Volumen Original de Aceite en Sitio.
VPC.	Valor Presente de los Costos.
VPI.	Valor Presente Neto de las Inversiones.
VPING.	Valor Presente de los Ingresos.
VPN.	Valor Presente Neto.
YNF.	Yacimientos Naturalmente Fracturados.
YKN.	Yuum Kaak Naab.
Z.	Factor de Compresibilidad del Gas.

BIBLIOGRAFÍA Y MESOGRAFÍA

Bibliografía

1. “Introducción al FEL,” *Taller de inducción sobre documentación y dictamen de proyectos de explotación*. Pemex Exploración y Producción, 2005.
2. “Introducción a la metodología FEL,” *Aplicación de la metodología FEL a proyectos de explotación*. Pemex Exploración y Producción, 2009.
3. “The Owner’s Role in Project Management and pre Project Planning,” *National academies, 2002 Proceedings of Government/industry Forum*, 2006.
4. Flores, A. C.: “Definición Inicial del Proyecto (FEL), una mejor práctica para incrementar el desempeño en los proyectos,” *Tesis Profesional*, UNAM, 2006.
5. Rajen, B.: “Front-End Loading For Life Cycle Success,” artículo OTC 12980 presentado en la *Offshore Technology Conference*. Betchel Corporation, 2001.
6. Vielma, L. L., Pérez, D. F., Castillo, N. y Rojas L.: “La aplicación de la Metodología VCD como herramienta de creación de Valor y fundamento de la transformación de las organizaciones,” *Congreso Mexicano del Petróleo*, 2009.
7. “Llevando la Excelencia Operativa al Mercado Global. Una Estrategia de Sistemas Integrados de DuPont,” *DuPont*, 2005.
8. González, B. F.: “Diseño de la productividad de un pozo petrolero aplicando la metodología Front End Loading (FEL),” *Tesis Profesional*, UNAM, 2010.
9. “Metodología VCD,” *Conceptos Básicos y Guía General VCD PEP*. Pemex Exploración y Producción, 2006.
10. Domingo, A. A.: “Dirección y Gestión de proyectos. Un enfoque práctico,” Alfaomega-RaMa, 2000.
11. Kerner, H.: “Project Management, A Systems Approach to Planning, Scheduling, and Controlling,” John Wiley & Sons, Inc., 2001.
12. Gido, J. y Clements, J. P.: “Administración exitosa de proyectos,” CENGAGE Learning, 2009.
13. “Fundamentos de la dirección de proyectos,” Project Management Institute, Inc., 2004.

14. Prouvost, B.: "Innovar en la empresa," Alfaomega, 1995.
15. Ángeles-Aquino F.: "Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche," *Tesis de Posgrado*, IPN, 1996.
16. Padilla y Sánchez, R. J.: "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México," *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 2007.
17. Ortiz, P. C. A.: "Secuencias estratigráficas en la Sonda de Campeche," *Tesis Profesional*, UNAM, 2010.
18. "Anuario Estadístico," Pemex, 2010.
19. "Anuario Estadístico," Pemex, 2009.
20. "Campo Ayatsil," Pemex, 2010.
21. "Descripción integrada de núcleo, pozo: Ayatsil 1, núcleo-1," Pemex Exploración y Producción, Región Marina Noreste, 2007.
22. "PVT Express. Reporte de propiedades del fluido. Ayatsil 1," Schlumberger, 2007.
23. Arellano, G. J.: "Apuntes de Geología de Yacimientos," UNAM, 2000.
24. Carrillo, G. L. A., García, G. y Moreno, M. V. H.: "Generación e implementación de un modelo geomecánico integral para el desarrollo del Campo Ayatsil," *Ingeniería de Perforación y Mantenimiento a Pozos*, Pemex Exploración y Producción, 2010.
25. "Proyecto: Campeche Oriente, Crudo Extrapesado, Ayatsil-Tekel," Pemex Exploración y Producción, 2010.
26. Ángeles-Aquino, F. y Cantú, C. A.: "Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico," *AAPG Memoir 75*.
27. Hernández, J. A.: "Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la Sonda de Campeche," *Tesis Profesional*, UNAM, 2008.
28. Cárdenas, V. G.: "Evaluación petrolera y métodos de explotación en el complejo Ku-Maloob-Zaap," *Tesis Profesional*, UNAM, 2008.
29. "Desarrollo del Campo Ayatsil-Tekel," *Congreso Mexicano del Petróleo*, 2010.

Mesografía

- I. Página web del IPA
<http://www.ipaglobal.com/inside%20pages/Conferences/index.htm>
- II. The Construction Industry Institute (CII, 2006)
<http://www.construction-institute.org/scriptcontent/Index.cfm>
- III. http://www.portalcalidad.com/foros/69-que_es_check_list
- IV. [http://www.acronymfinder.com/Mid_Continent-Technology-Transfer-Center-\(MCTTC\).html](http://www.acronymfinder.com/Mid_Continent-Technology-Transfer-Center-(MCTTC).html)
- V. <http://www.ic2.utexas.edu/about-ic2.html>
- VI. <http://teexweb.tamu.edu/teex.cfm?pageid=EntrenamientoEnEspañol&area=teex&templateid=1015>
- VII. <http://www.ic2.utexas.edu/global/innovative-products-solutions/quicklooks-methodology.html>
- VIII. <http://www.usrttc.org/training.html>
- IX. <http://academiasefcnayarit.blogspot.com/2009/10/planeacion-proyectos.html>
- X. <http://juventudytiempolibre.blogspot.com/2011/01/por-que-una-tormenta-de-ideas-se-le.html>
- XI. http://www.elsalvadorcompite.gob.sv/portal/page/portal/ESV/Pg_Desarro_provee_2
- XII. <http://thebackline.net/contenido/?tag=ibm>
- XIII. <http://miniemprendedores.com/index.php/tag/objetivos/>
- XIV. http://www.fau.edu/graduate/facultyandstaff/.../docs/MAN_6874_ALL.pdf MBA TECH TRANSFER CHALLENGE , “Quicklook Commercialization Assesment”
- XV. <http://www.nap.edu/catalog/10343.html>, 2006
- XVI. <http://franc.net16.net/Documents%20Economia/MATRICES%20DE%20DECISION.pdf>
- XVII. http://www.projectperfect.com.au/info_project_health.php
- XVIII. <http://es.scribd.com/doc/17727554/Metricas-de-Procesos-y-Proyecto>