



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

Metodología de selección de opciones técnicas-
económicas aplicadas a innovaciones tecnológicas
de bombeo mecánico

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presenta:

Leonel Isael Badillo Santos

Director de Tesis:

M.C. Ulises Neri Flores



Ciudad Universitaria, México, 2015

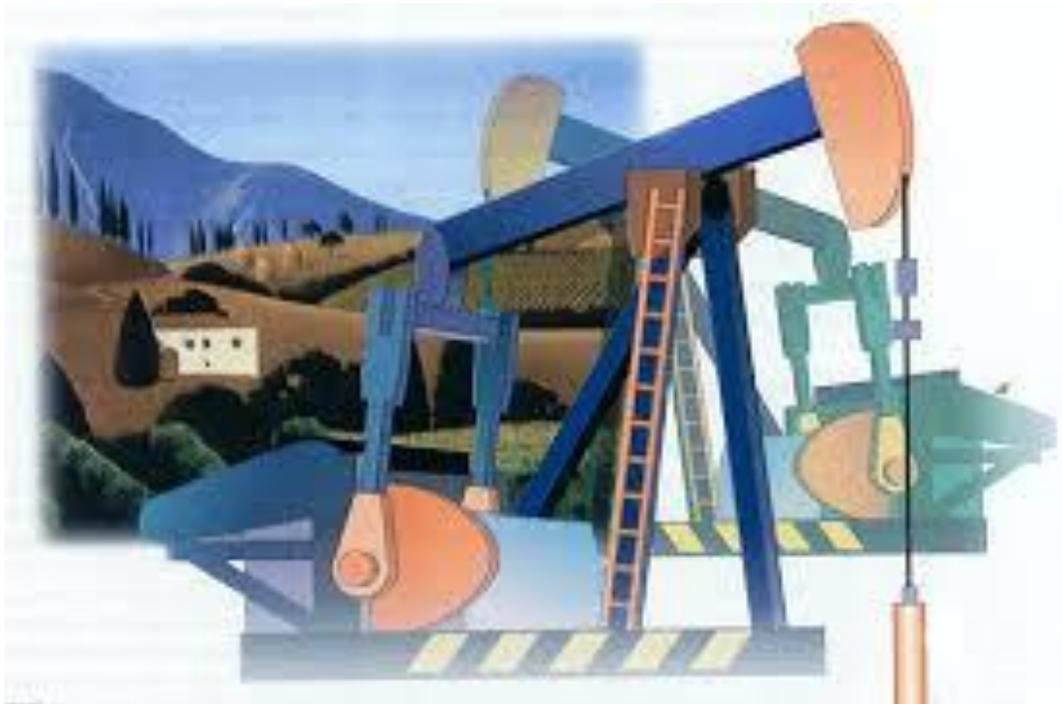
INGENIERÍA PETROLERA

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE
OPCIONES TÉCNICAS-ECONÓMICAS
APLICADAS A INNOVACIONES
TECNOLÓGICAS DE BOMBEO MECÁNICO**

Leonel Isael Badillo Santos

DIRECTOR:

ULISES NERI FLORES



**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE
OPCIONES TÉCNICAS-ECONÓMICAS
APLICADAS A INNOVACIONES
TECNOLÓGICAS DE BOMBEO MECÁNICO**

UNAM- FACULTAD DE INGENIERÍA

Título de tesis que PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO presenta:

Leonel Isael Badillo Santos

Asesor:

M.C. Ulises Neri Flores



Reservados todos los derechos. La reproducción total o parcial de esta obra, por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante cualquier alquiler o préstamo públicos, quedan rigurosamente prohibidas sin la autorización escrita de los titulares del copyright, bajo las sanciones establecidas por las leyes.

©LEONEL ISABEL BADILLO SANTOS, 2015

©UNAM FI, 2015

Impreso en México
Registro editorial en trámite.
ISBN- II |

Índice

AGRADECIMIENTOS	IX
PRÓLOGO	X
OBJETIVOS	2
INTRODUCCIÓN	3
DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD	5
CONSIDERACIONES Y OBJETIVOS DEL VCD	6
PROCESO PRE-VCD	7
PROCESO VCD APLICADO	8
PROCESO DE VISUALIZACIÓN	8
PROCESO DE CONCEPTUALIZACIÓN	10
PROCESO DE DEFINICIÓN.....	10
FLUJO DE TRABAJO PARA EL DESARROLLO DE ESCENARIOS	11
RESULTADOS ESPERADOS DEL VCD	14
RESUMEN DE LA METODOLOGÍA VCD	15
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	16
HEMEROGRAFÍA DEL CAPÍTULO	16
1 OPCIONES TÉCNICAS Y ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN MEDIANTE METODOLOGÍA VCD	17
1.1 REVISIÓN DE LA VIDA PRODUCTIVA DE POZOS	20
1.1.1 EXPLORACIÓN	20
Métodos geofísicos de exploración	24
Métodos comunes de exploración	26
Métodos petrofísicos modernos	27
Métodos geoquímicos modernos.....	28
1.1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	29
Ambiente sedimentario.....	29
Estructuras sedimentarias	30
Procesos diagenéticos	31
Estructuras geológicas generales y locales	32
Facies.....	32
Estratigrafía	33
1.1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS	37

Caracterización estática	38
Caracterización dinámica	38
Clasificación de yacimientos	38
Adelantos en técnicas de descripción de yacimientos	40
1.1.4 LAS 5 HERRAMIENTAS DE LA CARACTERIZACIÓN	40
1.1.5 PERFORACIÓN.....	59
Clasificación de los pozos por su forma.....	59
1.1.6 CEMENTACIÓN	66
Cementación primaria y secundaria.....	67
Cementación forzada	67
1.1.7 REVESTIMIENTO	68
Funciones de las sartas de revestimiento	68
Clasificación de las sartas de revestimiento	69
1.1.8 TERMINACIÓN	70
Consideraciones previas.....	70
Tipos de terminación	72
1.1.9 PRODUCCIÓN.....	75
1.1.10 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS.....	76
1.1.11 ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	77
1.1.12 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS, SU INCERTIDUMBRE Y RIESGO ASOCIADOS	79
1.1.13 RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA.....	82
1.2 OPCIONES TÉCNICAS	83
1.3 ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN.....	84
1.3.1 INCERTIDUMBRES DEL YACIMIENTO.....	86
1.3.2 ÁREAS DE OPORTUNIDAD DE LA INDUSTRIA MEXICANA.....	87
1.3.3 APLICACIÓN DEL VCD	87
1.3.3.1 Actividades para la Visualización	88
1.3.3.2 Actividades para la Conceptualización	88
1.3.3.3 Actividades para la Definición	88
1.3.4 ÁREAS DE ENFOQUE. PROCESO VCD CASO MEXICANO	89
1.3.5 CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS	94
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO.....	96
2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.....	99
2.1 BOMBEO MECÁNICO.....	101
2.1.1 ANTECEDENTES TEÓRICOS.....	102
2.1.2 COMPONENTES PRINCIPALES	104
2.1.3 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA.....	104
2.1.4 VENTAJAS	104
2.1.5 DESVENTAJAS	104
2.1.6 OPTIMIZACIÓN	105

2.1.7	TIPOS DE VARILLAS.....	105
2.1.8	CÁLCULOS DEL BM	106
2.2	BOMBEO HIDRÁULICO.....	108
2.2.1	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	108
2.2.2	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET(A CHORRO).....	110
2.3	BOMBEO NEUMÁTICO.....	111
2.3.1	VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO	111
2.3.2	DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO	112
2.3.3	CÁLCULOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO	112
2.4	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....	114
2.4.1	FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP.....	114
2.4.2	TIPOS DE BCP	117
2.4.3	VENTAJAS.....	118
2.4.4	DESVENTAJAS	118
2.5	FACTIBILIDAD CUALITATIVA DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	119
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	124
3	INNOVACIONES TECNOLÓGICAS EN BOMBEO MECÁNICO.....	127
3.1	VARILLA PULIDA	130
3.2	USO DE VARILLAS DE FIBRA DE VIDRIO PARA BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PROFUNDOS	130
3.2.1	FUERZA MOTRIZ.....	131
3.2.2	EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO.....	132
3.2.3	DISEÑO DE LA VARILLA PULIDA Y TUBERÍA	133
3.2.4	BOMBA DE FONDO.....	134
3.2.5	FENÓMENO DE GOLPETEO.....	134
3.2.6	TEMPERATURA	134
3.2.7	RESULTADOS.....	135
3.3	BOMBEO MECÁNICO PARA POZOS CON AGUJERO REDUCIDO	136
3.3.1	SECUENCIA DE INSTALACIÓN	137
3.3.2	VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	137
3.3.3	RESULTADOS.....	138
3.4	SISTEMA DE BOMBEO ROTAFLEX.....	139
3.4.1	CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD ROTAFLEX	139
3.4.2	ANÁLISIS Y BALANCEO DEL TORQUE MECÁNICO DEL ROTAFLEX	141
3.4.3	NOMENCLATURA	143
3.4.4	ANEXO 1 ILUSTRACIONES.....	144
3.5	SISTEMAS DE BOMBEO DE BAJO VOLUMEN	146
3.5.1	DELICUEFACCIÓN DEL VOLUMEN LÍQUIDO DE POZOS DE GAS	146
3.5.2	COMPONENTES DEL EQUIPO	146

3.5.3	DISEÑO COMPARADO CON SIMULADORES.....	147
3.5.4	RESULTADOS.....	147
3.5.5	ANEXO 1 ILUSTRACIONES.....	148
3.6	DIAGNÓSTICO DEL DESEMPEÑO DEL BM EN POZOS DESVIADOS.....	150
3.6.1	ECUACIÓN DEL MODELO.....	150
3.6.2	ANÁLISIS DE LA ECUACIÓN Y APROXIMACIÓN DE LA SOLUCIÓN	151
3.6.3	EFFECTO DE LA DEFORMACION LATERAL.....	155
3.6.4	RESULTADOS.....	158
3.6.5	NOMENCLATURA.....	159
3.7	MODELO DE DESEMPEÑO DEL BM USANDO LA CURVA TUBERÍA-VARILLA-PISTÓN	160
3.7.1	NOMENCLATURA.....	166
3.8	INSTALACIÓN DE SAP DUAL EN POZOS ULTRAPROFUNDOS	168
3.8.1	DISEÑO PARA LA ESTRUCTURA DE LA PRESIÓN	168
3.8.2	DISEÑO CONCEPTUAL.....	169
3.8.3	DISCUSIÓN	173
3.8.4	NOMENCLATURA.....	173
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO.....	175
	179
4	ANÁLISIS DE DECISIÓN Y RIESGO TÉCNICO ECONÓMICO.....	179
4.1	ESTUDIO ECONÓMICO INTEGRAL.....	181
4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	182
4.2.1	BENEFICIOS DE REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	183
4.2.2	COSTOS.....	183
4.2.3	INVERSIONES.....	184
4.2.4	DEPRECIACIÓN.....	184
4.2.5	LÍMITE ECONÓMICO.....	184
4.2.6	PRECIOS	185
4.2.7	FLUJO DE EFECTIVO	185
4.2.8	VALOR PRESENTE NETO	186
4.2.9	TASA INTERNA DE RETORNO	186
4.2.10	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO	186
4.2.11	PERIODO DE RECUPERACIÓN	187
4.3	FUNDAMENTOS DE ESTADÍSTICA Y PROBABILIDAD.....	187
4.3.1	DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD.....	187
4.3.2	MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL	188
4.3.3	MEDIDAS DE DISPERSIÓN	190
4.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	195
4.4.1	ESCENARIOS.....	196
4.4.2	DIAGRAMA DE TORNADO	197
4.5	ANÁLISIS DE RIESGO.....	198

4.5.1	PRUEBA DE RESISTENCIA O SOLVENCIA	199
4.5.2	PRUEBA DE ESCENARIOS	200
4.5.3	MODELO DE PRECIOS DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS (MoPAF)	201
4.5.4	VALOR EN RIESGO (VeR)	202
	Método del VeR paramétrico	205
	Método del VeR con simulación de datos históricos.....	209
	Método del VeR con simulación de Monte Carlo	210
4.6	ANÁLISIS DE DECISIÓN	212
4.6.1	ANÁLISIS DEL ÁRBOL DE DECISIONES	212
4.7	SUMARIO	213
4.8	APLICACIÓN	220
4.8.1	ESTUDIO DE SENSIBILIDAD Y APLICACIÓN DE LA CDTV.....	221
4.8.2	INSTALACIÓN DE SISTEMA DUAL.....	225
4.8.3	SIMULACIÓN DEL FLUJO DE ACEITE EN EL YACIMIENTO	226
4.8.3.1	ESQUEMAS DE SOLUCIÓN NUMÉRICA.....	228
4.8.3.2	GENERALIDADES DEL SIMULADOR BADILLO-SIM 3.0	236
4.8.3.3	COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN	237
4.8.3.4	ANÁLISIS DEL ERROR GLOBAL.....	240
4.8.3.5	ESTABILIDAD DEL MÉTODO EXPLÍCITO	242
4.8.3.6	RESULTADOS DEL ESTUDIO.....	242
4.8.3.7	ANEXO 1 SIMULADOR Badillo-Sim 3.0. ©2015 D.R.	243
4.8.3.8	ANEXO 2. SIMULADOR EN MATLAB SOLUCION ANALITICA	245
4.8.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	246
4.8.5	ANÁLISIS DEL RIESGO Y DE LAS OPORTUNIDADES	254
4.8.5.1	Riesgo operativo.....	255
4.8.5.2	Riesgo de Mercado y sus oportunidades	257
4.8.5.3	Valor en riesgo.....	259
4.8.5.4	Riesgo operativo y de factibilidad.....	260
4.8.5.5	Riesgo de liquidez	261
4.8.5.6	Árbol de decisiones	264
4.8.6	VCD APLICADO AL CASO	265
4.8.7	TABLA DE ESCENARIOS APLICADA AL CASO	266
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	267
	CONCLUSIONES	269
	CONCLUSIONES Y RESULTADOS.....	270
	RECOMENDACIONES	271
	ÍNDICE DE TABLAS Y ECUACIONES.....	274

AGRADECIMIENTOS

Un proyecto culmina siempre por la virtud de compartir y convivir todo el conocimiento, todo el beneficio y todo el ser.

Agradezco a mis padres el compartir la vida; su belleza y su simplicidad, todo su amor incondicional: el vínculo sagrado trascendental.

Agradezco a todos mis hermanos, tanto de sangre como de vida, el compartir su generosidad y su bondad: el vínculo sagrado de estima y valor.

Agradezco a todos mis maestros; sus enseñanzas, su conocimiento y su sabiduría: el vínculo sagrado del cambio.

Agradezco a mis amigos, de las escuelas, de la carrera, de los tantos trabajos pasados, de los muchos lugares trotados por el mundo, de las fascinantes y tan hermosas artes marciales, del deporte y de sus múltiples formas de hacer equipo; todos ellos son el vínculo del desarrollo.

Agradezco a todos mis estudiantes, alumnos y discípulos; su compañerismo, su respeto y su confianza: el vínculo de la benevolencia y de la generosidad.

A todos mis compañeros y pacientes con los que comparto el vínculo de la empatía.

A mi hijo por su tiempo, su cariño y su compañía: el vínculo del gozo.

A todos los que colaboraron leyendo y revisando o en el desarrollo de ésta obra directa o indirectamente, sus ideas son invaluableles por su visión de apoyo y de mejora.

Afortunado de poder tener un gran vínculo con todos ustedes, el gran gozo empático y benevolente para el desarrollo sagrado de la vida en el cambio.

PRÓLOGO

La industria petrolera mexicana moderna ha logrado un desarrollo sin precedentes: a lo largo de la última década del siglo XX y los principios del siglo XXI contamos con los recursos financieros necesarios para mantener y aumentar la producción, se han reducido costos y se han aumentado los ingresos netos, se produce mayor volumen de hidrocarburos con excelente calidad, se ha extendido su cobertura enfocada a la protección del medio ambiente y se mantiene la demanda interna y la exportación a nuestros socios comerciales. Sin embargo la aplicación de la tecnología y de la experiencia adquirida, no son sinónimos de una utilización adecuada de los mismos, sea porque no tenemos los suficientes recursos humanos altamente capacitados para todas las distintas áreas o sea que en la toma de decisiones no llegan a incidir factores, que según creemos, no afectan el desarrollo de cualquier proyecto de la industria petrolera. Entonces, ¿cómo poder seguir satisfaciendo la demanda de hidrocarburos?

El ingenio mexicano, mediante sus esfuerzos por tener más conocimientos científicos y técnicos, posee la capacidad para extraer, refinar y manufacturar cientos de derivados del gas natural, del petróleo y del carbón mineral, mediante la exploración y explotación de yacimientos, mediante el diseño de nuevos procesos, de nuevas formas de planeación y de la construcción y puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de almacenamiento, transporte y de plantas de

tratamiento. Y con la reforma petrolera, se tendrá un nuevo esquema de explotación que resultará en nuevas relaciones de negocios con diferentes actores externos.

A lo largo de la revisión de las tecnologías en las operaciones y de su selección adecuada, surge lo que llamo “la cultura petrolera mexicana”, producto de más de un siglo de experiencias relacionadas con la búsqueda, ubicación, cuantificación, producción, transporte, transformación, mercadeo y comercialización de los hidrocarburos en México.

Muchos años de experiencia han conformado una escuela de trabajo que se renueva y se ajusta a las exigencias de los tiempos para garantizar el éxito de los negocios, pero en lo que va del presente siglo, la industria petrolera nacional está rezagada en conocimientos y en tecnologías de explotación. Las nuevas propuestas, la experiencia y los retos conformados deberán ser el motor para trabajar en equipos multidisciplinarios que amplíen y fortalezcan a la “cultura petrolera mexicana”.

Para entender dicha cultura, veamos que las técnicas de exploración para ubicar los pozos se basaban en la creencia general de que el petróleo seguía el curso natural del agua. Por tanto, valles y lechos de riachuelos y ríos eran sitios favoritos para explorar y perforar. El auge exploratorio con taladro de percusión que se perfilaba, en principio en los Estados Unidos alrededor de la segunda mitad del

siglo XIX, se vio fortalecido por la audacia de algunos exploradores que con éxito ubicaron pozos en sitios más altos y en las cimas de las colinas: como en el caso del cerro del Tepeyac en 1962. De esta manera hacia el principio del siglo XX, México tuvo un gran auge en la industria petrolera al descubrir la Faja de Oro y el campo El Ébano en San Luis Potosí, que representaron amplios y claros conceptos aplicados sobre la teoría anticlinal y aumentando, desde diez mil barriles diarios a cinco millones de barriles diarios de petróleo, como producción nacional neta.

Con las experiencias acumuladas, se afianzó el concepto del anticlinal, que es un pliegue arqueado de rocas estratificadas cuyos estratos se inclinan en direcciones opuestas desde la cresta o eje del pliegue para formar una estructura en forma de bóveda. Durante la primera década del siglo XX y a medida que los pozos se hacían más profundos y el ritmo de las actividades de exploración se intensificaba en las cuencas del sureste, se empezó a complicar la interpretación de muestras de los sedimentos extraídos de los pozos, la correlación entre pozos y la determinación de factores que permitiesen tener mayor control sobre el pozo mismo y sobre sus objetivos. Como se trabajaba y aplicaban conocimientos prácticos sobre la marcha, los expertos empezaron a ofrecer su asesoría y servicios. La teoría anticlinal rindió sus frutos al revelar las razones del éxito de la perforación en tierras altas.

Como parte de las Ciencias de la Tierra, la Geología fue la primera ciencia utilizada para ayudar a la naciente industria petrolera mexicana a interpretar las pistas e indicios encontrados en la naturaleza y de las posibilidades de encontrar yacimientos de hidrocarburos en otros sitios que, como

ejemplos destacables tenemos a los más de nueve mil pozos perforados dentro de los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Coahuila, Veracruz y de Tabasco, en la segunda mitad del siglo XX.

Por observaciones y estudios de la topografía del área se asentaban los rasgos remanentes de la erosión; el afloramiento de estratos y sus características; el curso y lecho de los ríos; la apariencia y tipos de rocas; descripción de fósiles recogidos; aspecto y variedad de la vegetación y todo un sinnúmero de detalles que finalmente aparecían en láminas y mapas de los primeros informes de evaluación.

Toda esta información, junto con la que se recogía de la perforación, servía para correlacionar el suelo con el subsuelo y aplicar así los conocimientos adquiridos para proyectar futuras operaciones. Así, las correlaciones habrían ayudado a ensamblar datos que permitiesen visualizar, ordenar y clasificar escenarios de comportamiento de yacimientos, perforación y explotación a fin de elegir el más conveniente tomando sus propias características y capacidades financieras de acuerdo al momento histórico, social y político de la industria petrolera mexicana.

Al correr de los años, se expandió la aplicación de las diferentes ramas de la Geología a la exploración para esclarecer las incógnitas del subsuelo. Entraron a formar parte de las herramientas del explorador la Geología física, histórica y estructural; la Paleontología, la Petrografía, la Geomorfología, la Mineralogía, la Sedimentología y la Estratigrafía. De toda la información recopilada y de todos los estudios realizados, se llegó a apreciar cuánto podía saberse acerca del subsuelo. Faltaba todavía la aplicación de otros métodos y conocimientos

científicos que antes de la perforación ofreciesen al explorador información anticipada acerca de las formaciones, su distribución, posición, profundidad, espesor y otros detalles que habrían de ayudar a programar con mayor certeza a la primera etapa: a la exploración.

La Geofísica, representada por la Gravimetría, la Magnetometría y la Reflexión Sísmica se desarrollaría muchos años más tarde, como también otras que se aplicaron bastante tiempo después como la Fotogeología Aérea, Geoquímica y más recientemente, a partir de la década de los setenta, la Computación y la Sismografía Digitalizada, así como los Registros y las pruebas de presión. Todas estas técnicas son ahora más efectivas, gracias a mejores procedimientos de adquisición, procesamiento e interpretación de datos, los cuales fueron transmitidos con mayor velocidad y nitidez mediante modernos sistemas de comunicación: satélites, televisión, fax, e impresoras con una increíble capacidad y selección de la tipografía y gran definición a color. Así, hacia la década de los setenta se llega a aumentar el porcentaje de éxito de pozos productores de un 40% a un 85% e incursionando en proyectos marinos, encontrados frente a las costas de Tuxpan, como la formación “el Abra”; además se descubre el área Cretácica Chiapas-Tabasco, el campo Chac y el complejo Cantarell en el mar de la Sonda de Campeche.

A la par se desarrolla la perforación rotatoria, que se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas. Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con

cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación. Pero a la larga se impuso y hasta hoy, pese a los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento sigue siendo el mismo. Las innovaciones más marcadas de este sistema fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación. Dentro de las operaciones en nuestro país, el nuevo sistema fue incorporado gradualmente y con gran impacto en la era de la perforación de los grandes yacimientos en México, entre 1960 y 1980, convirtiéndose de país importador a uno exportador.

Y con el desarrollo de los pozos, surgió la inquietud de optimizar la producción. La explotación de la Sonda de Campeche requería no sólo la incorporación de equipos de exploración y explotación, sino que requerían extender su vida productiva por encontrarse en lugares muy apartados o en aguas someras y profundas. Los sistemas artificiales aparecieron, como un recurso más para retrasar el inevitable cierre de un pozo en cualquier momento. También, con el tiempo, se asimilaron los conceptos de recuperación secundaria y mejorada, resultados del complejo desarrollo de los pozos, de sus diversos problemas, desde mecánicos hasta químicos, todos llevados por el único objetivo de recuperar los recursos habidos, de su manera de optimizar los recursos usados y de la manera de cómo usarlos.

En la actualidad, todas las herramientas modernas son usadas de manera que han reducido drásticamente el tiempo de desarrollo y explotación de un pozo. Además, la efectividad con que se encuentran los

recursos hidrocarburos ha superado toda expectativa con respecto a cómo se hacía en los años ochenta.

En los años por venir, se mantendrá una demanda creciente de fuentes de energía, confiables y accesibles a gran escala. El petróleo y el gas son las fuentes de energía más demandadas y por lo tanto, deberán estar disponibles con las características requeridas para su uso industrial, deben ser seguros de obtener y considerar restricciones ambientales cada vez más exigentes, siempre con la ayuda de infraestructura más sofisticada.

En general, se tiene que los impulsores de la industria petrolera moderna alrededor del mundo son los yacimientos maduros y los yacimientos nuevos que cada vez son más pequeños, las aguas profundas, los crudos pesados, el manejo del agua y de los gases ácidos, así como el desarrollo sustentable.

En México se tiene especial atención en áreas como la recuperación mejorada y secundaria, los sistemas artificiales para implementación inmediata en pozos cuyos campos ya son maduros, los crudos pesados y el manejo de arenas bituminosas, el desarrollo de yacimientos en aguas profundas y la aplicación de tecnologías mejoradas para su explotación, los yacimientos naturalmente fracturados, los hidratos de carbono, la reducción de emisión de gas dióxido de carbono, la extracción de gas denominado 'shale' o gas de esquisto, el mejoramiento en el transporte de los hidrocarburos, la aplicación de nuevas metodologías de planeación y explotación y, de estudios más completos de factibilidad, de riesgo y de sustentabilidad de proyectos.

La demanda actual se ha sostenido por la restitución de reservas y por la venta de la mezcla mexicana de petróleo a un precio alto (que se ha vendido hasta mediados del 2014, a un precio mayor de noventa dólares por barril).

Actualmente se tiene una gran incertidumbre con respecto al precio de la mezcla mexicana de petróleo, el cual se estableció en 79 dólares de acuerdo a la proyección de la SHCP, al cierre y proyección del presupuesto para 2015. Sin embargo, las proyecciones y los conflictos internacionales (el asunto en Ucrania, la sobreproducción en países árabes, el conflicto con Arabia Saudita, el reacomodo en la UE, la puesta en producción del gas shale en EUA, entre otros), así como los asuntos internos, pueden hacer que el precio de la mezcla mexicana se proyecte hacia la baja (donde se estima vaya por debajo de los 40 dólares por barril a lo largo del año 2015).

¿Y el panorama actual?: la demanda de energía en aumento, la posible independencia de compra de hidrocarburos por parte de EUA en la próxima década, la situación económica mundial inestable, los conflictos políticos, escasos recursos humanos altamente calificados, problemas de seguridad nacional, epidemias y pandemias, nuevas políticas de obtención de recursos, nuevas formas de hacer negocios y las reformas hacendaria, educativa, social y petrolera en México.

Y regresamos a la pregunta: ¿cómo satisfacer la demanda de hidrocarburos en México? Y agregamos: ¿Cómo mantener el negocio del petróleo con nuestros socios comerciales? Pues bien, se requiere que el desarrollo de proyectos en la industria petrolera y las decisiones tomadas para la prosperidad de México estén fundamentados hacia una

buena forma de hacer negocios, cuidando a todos los recursos humanos, reduciendo costos innecesarios con la incorporación de más equipos multidisciplinarios y con una gran sinergia entre las organizaciones, universidades y empresas involucradas.

Se requieren de nuevas metodologías como la presentada con la metodología VCD que toma en cuenta la historia de exploración y de producción de pozos, enriqueciendo nuestra “cultura petrolera mexicana”. Se pone énfasis en la aplicación de Sistemas Artificiales de Bombeo Mecánico (SABM) y de sus innovaciones, como un ejemplo de incorporación de la metodología presentada. Se estudia su factibilidad, los riesgos asociados, su relación con las nuevas prácticas de solvencia (las cuales se aplican a partir del 4 de abril de 2015 y de las nuevas

leyes secundarias según la reforma petrolera) y se despliegan las interrelaciones que pueden ayudar a tomar mejores decisiones.

Esta es la nueva metodología para estudiar y a desarrollar en pos del aprovechamiento de proyectos ya existentes así como de los nuevos que conllevarán problemas más complejos. Es la nueva red que conecta a la ciencia y a la tecnología asociada con el estudio económico integral, y que deberá ser analizada por los grupos multidisciplinarios en sus contextos histórico y social, y que habrán de generar una visión más amplia o bien totalitaria de los proyectos, considerando a todos los actores involucrados; por lo que lleva consigo el cambio necesario para afrontar las necesidades de la industria y de “la cultura petrolera mexicana” en el curso de la primera mitad del siglo XXI.

* * *

OBJETIVOS

- ✓ Obtener una nueva metodología para el estudio y delimitación de toda la vida productiva del pozo. Estudiar la metodología para un caso general y para un caso particular de la vida productiva del pozo.
- ✓ Proponer la filosofía y ontología de la nueva metodología y acoplarla a la realidad de la industria petrolera mexicana.
- ✓ Delimitar la vida productiva de un pozo de manera técnica y obtener la clasificación general para cada etapa.
- ✓ Obtener una metodología de trabajo y un generador de escenarios para la aplicación de dicha metodología a la industria mexicana y al caso particular del SAP-BM.
- ✓ Presentar a los SAP más importantes.
- ✓ Exponer las innovaciones tecnológicas más recientes del Sistema Artificial de Producción de Bombeo Mecánico (SAP-BM).
- ✓ Estudiar las innovaciones más recientes para el control del desempeño del BM.
- ✓ Hacer un estudio económico integral (factibilidad, riesgo, sensibilidad) de las opciones técnicas y escenarios presentados para instalar el BM.
- ✓ Presentar una tabla de la metodología propuesta.
- ✓ Presentar un generador de escenarios detallado.
- ✓ Presentar una tabla de los aspectos mínimos para generar escenarios.
- ✓ Conclusiones e innovaciones a partir de los resultados del BM



INTRODUCCIÓN

La época del petróleo fácil... se terminó. Y la época en que implementamos los mismos métodos y las mismas tecnologías de extracción del petróleo también deben de terminar. No es suficiente con adquirir tecnologías nuevas, sino que debemos asimilarlas, aprenderlas y desarrollar a nuevas en función del negocio y de las necesidades actuales. Es necesario la implementación de una metodología que incluya toda la información de exploración y de producción, sus tecnologías e innovaciones dentro de un estudio económico integral que lleve a un plan de ejecución efectivo.

El problema de la explotación de hidrocarburos no se reduce a la aplicación de la tecnología; aunque influyan en mayor medida en las decisiones que se toman en cada etapa de la exploración y de la explotación de hidrocarburos. Veamos que en la actualidad, los estimados de tiempos y costos difieren por mucho de los reales. Muy probablemente se

deba a la presión que se tiene por producir determinada cantidad de hidrocarburos sea por decisiones políticas o sociales o, del lado práctico, a que se tomen en cuenta números determinísticos como el caso P90 para producción y el caso P10 para costos y tiempos.

Por otro lado, se tiene que las actividades ejecutadas no están en el plan, puesto que las empresas no las contemplan en sus planes corporativos o de desarrollo ya que evalúan escenarios sin más opciones imprevistas que las que marcan el desarrollo de campos o bien, no existe sustento técnico en las propuestas de los proyectos, sin estudios económicos integrales. Este último es de especial atención: muchos riesgos encontrados en las operaciones y en la ejecución de los proyectos no se contemplaron en los planes de consolidación y desarrollo debido a que no se prevé una interrelación entre los sucesos del subsuelo y de las instalaciones u operaciones en superficie y, en otros casos, los datos e información para el desarrollo de proyectos sólo lo integran y los formulan dos o tres personas.

El desarrollo de las tecnologías aplicadas en el manejo de las operaciones en los pozos ha marcado otra brecha: se tiene nueva información cada momento que, incluso, muchas veces ni se integran a los planes originales o en ejecución.

Así llegamos a una área de oportunidad en donde se pueda implementar un método que incluya a la ciencia, a la tecnología y a la ingeniería para la explotación de hidrocarburos, manteniendo las responsabilidades sociales, económicas y políticas y, tomando en cuenta un estudio económico integral, la actualización y el manejo de toda la información con equipos multidisciplinarios y diseñando un plan para que contemple diversos escenarios de operación antes y durante el desarrollo, así como los aspectos preventivo y correctivo. Esta metodología debe contemplar la identificación de las necesidades, delimitar las áreas de desarrollo y orientar la toma de decisiones.

* * *

Definición y delimitación de la metodología VCD

VCD se define como la metodología para el desarrollo de los objetivos de cualquier proyecto integrado, minimizando las variables de tiempo y costo y maximizando la producción.

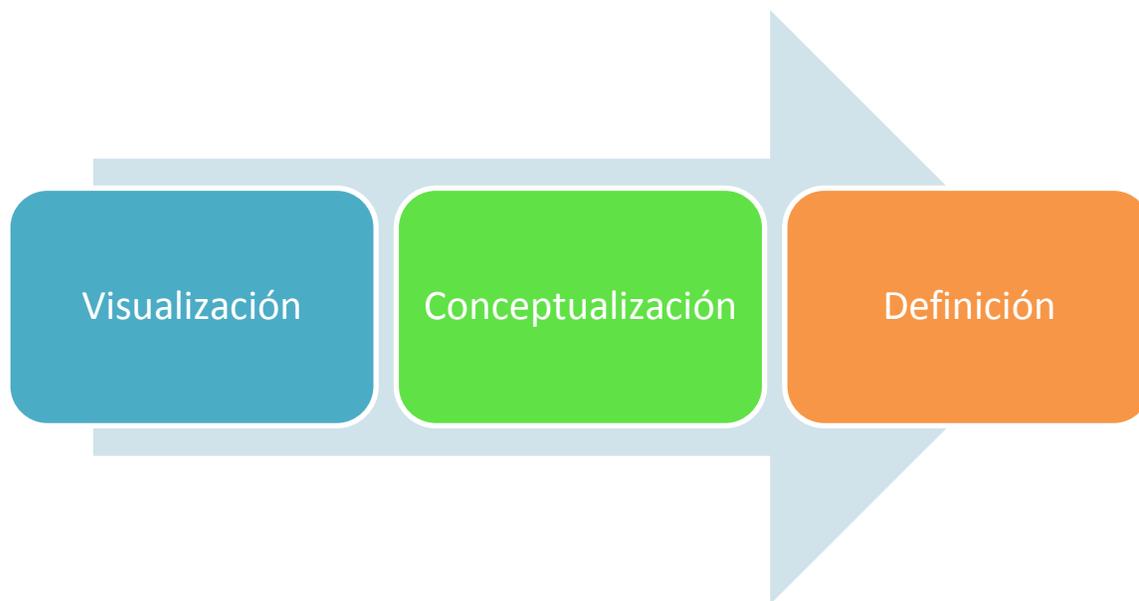


Ilustración 1 Proceso VCD

La primera parte es la identificación de todas las partes que están involucradas en los objetivos del negocio. Debe considerar todo lo que se necesita para generarlo y todas las partes posibles que puedan acoplarse, así como las oportunidades de desarrollo y los resultados posibles, probables y probados de obtener. Visualizar su inicio y final, sus interrelaciones, los factores que influyen, las herramientas disponibles, los recursos y la finalidad del proyecto. Es decir, se deben visualizar escenarios de factibilidad técnico-económica que deben estar alineados con las estrategias de negocio.

La segunda parte de la metodología, es la selección de los mejores escenarios y optimización de las partes importantes o cruciales para obtener opciones y criterios de desarrollo que ayuden a la toma de decisiones. Para ello se deben establecer los vínculos entre lo que se puede hacer y lo que se quiere alcanzar: conceptualizar la factibilidad.

La tercera parte de la metodología marca la pauta para realizar la ingeniería básica hasta de tres escenarios (o más según se requiera), aunque se recomienda que sólo se realice a partir del mejor escenario, y obtener su evaluación económica integral. Su estudio debe abarcar todas las responsabilidades que conlleva el proyecto: responsabilidad ambiental, social, técnica, eventualidades, criterios de decisión, criterios de desarrollo, tecnología, recursos,

inversiones, economía. Dicho de otra manera, es definir la ingeniería del proyecto y la ingeniería del plan de ejecución. (Ilustración 2)



Ilustración 2 Delimitación de cada etapa de la metodología VCD

En la Ilustración 2 se muestra la delimitación de cada etapa del VCD. La tabla es una manera sencilla de presentar las interrelaciones de cada etapa. La metodología VCD es *Visualizar* las opciones técnicas, tecnológicas y de recursos que van de acuerdo a la finalidad del proyecto y del negocio que resultará en *Conceptualizar* y en seleccionar cualquier escenario a desarrollar considerando sus diversas variables y posibilidades, lo que llevará a la construcción y la *Definición* de la ingeniería del proyecto, estudio económico integral y específico y el plan de ejecución.

Consideraciones y objetivos del VCD

Para implementar la metodología se considera que dentro de la evaluación de un proyecto de ingeniería petrolera se encuentran ciertas variaciones debido a las siguientes causas:

- a) Condiciones geológicas asociadas al proyecto
- b) Comportamiento del yacimiento
- c) Capacidad de ejecución (obras y pozos)
- d) Disponibilidad presupuestal

- e) Estimación de costos de construcción
- f) Problemática social
- g) Problemas normativos y contractuales

Esto nos lleva a tener variaciones en el volumen producido o incorporado, inversión requerida, indicadores económicos y alcances.

Todo esto se resuelve con la metodología VCD que evalúa los parámetros técnico-económicos con métodos estocásticos basándose principalmente en el desempeño histórico, campos análogos o bases de datos internacionales ya estandarizadas para visualizarlos en un entorno global. Es un proceso rápido y efectivo para la generación de múltiples escenarios con diversas opciones basado en la creatividad de un equipo interdisciplinario que, creando sinergia entre los mismos miembros del equipo, lleva a una evaluación de las opciones de manera cualitativa y cuantitativa.

De acuerdo a lo anterior, se han generado diversos objetivos del proceso VCD y se llega a los siguientes puntos en común, en lo sucesivo denominado *filosofía VCD*:



Ilustración 3 Filosofía VCD

Proceso pre-VCD

Las actividades específicas para la industria petrolera, requieren con urgencia la implementación de la metodología VCD. Su complejidad también requiere un proceso pre-VCD que ponga una base para la concertación y definición de toda la metodología VCD.

Para el caso de la industria petrolera en México, el proceso pre-VCD está fundamentado en tres puntos:

- 1) Estudio de la metodología VCD
 - a) Delimitar áreas de trabajo
 - b) Entrada a equipos multidisciplinarios
- 2) Preparación y revisión de toda la información
 - a) Requerimientos corporativos
 - b) Planes estratégicos individuales y en asociación estratégica
 - c) Ciclo de planeación multidisciplinaria
 - d) Proceso VCD general
 - e) Yacimientos
 - i) Reservas
 - ii) Perforación y terminación
 - iii) Producción
 - iv) Instalaciones
 - v) Seguridad industrial y protección ambiental
 - vi) Sistemas artificiales y Recuperación secundaria y mejorada
 - vii) Nuevas tecnologías e innovaciones
 - viii) Nuevos horizontes y oportunidades en México
- 3) Asegurar los recursos para el proyecto
 - a) Recursos económicos
 - b) Recursos humanos
 - c) Equipos de comunicación y consolidación de la información
 - d) Bases de datos y experiencias previas

El pre-VCD es la etapa de capacitación necesaria para implementar ésta metodología en cualquier proyecto de la industria petrolera mexicana.

Proceso VCD aplicado

Ya se definió la metodología, las consideraciones a la hora de aplicarlo así como sus objetivos para una acertada implementación. Para la industria que manejamos, se define el pre-VCD para considerar todas las áreas de oportunidad e implementar el VCD en la situación actual. A continuación revisamos cada una de las partes del proceso VCD.

Proceso de Visualización

La visualización empieza por responder cuál es el objetivo primordial del proyecto, si todo el equipo está listo para la implementación del proceso y, si no es así, qué haría falta para implementarlo. El inicio de la visualización tendrá como origen las tareas de asignación y

búsqueda de sus propósitos en sus áreas correspondientes. Ello conlleva a identificar las actividades en el pre-VCD y su conexión con la fase de Visualización.

Todos los participantes deben tener claro los requerimientos, el manejo de las variables técnicas, manejo de probabilidades, construcción de escenarios, manejo de variables y su identificación como dependientes o independientes de los diferentes procesos, manejo e identificación de riesgos, economía, desempeño histórico, indicadores financieros, presupuestos y el caso base del proyecto.

La fase de Visualización (VCD-V) lleva a seis puntos principales:

- 1) Visualizar ideas y oportunidades
 - a) Identificar toda la vida productiva del pozo
 - b) Establecer indicadores de jerarquización
 - c) Identificar oportunidades factibles y específicas
 - d) Proyectar ideas en equipo multidisciplinario
 - e) Establecer dependencias
 - f) Identificar restricciones
 - i) Límites financieros y corporativos
 - ii) Complejidad de los escenarios
- 2) Clasificación de los riesgos
- 3) Medición
 - a) Equipo
 - b) Capacidades tecnológicas
 - c) Técnicas: subsuelo y superficie
 - d) Económica
- 4) Alineación con estrategia regional y corporativa
 - a) Objetivos compartidos
 - b) Requerimientos de producción
 - c) Presupuesto
 - d) Instalaciones y equipo disponible
- 5) Identificación de retos
 - a) Indicadores clave de desempeño
 - b) Problemas específicos de los pozos
- 6) Enfoque en rapidez, no en precisión
 - a) Enfoque por objetivos
 - b) Enfoque por beneficios
 - c) Enfoque por margen de riesgo manejable
 - d) Enfoque por acuerdo normativo o contractual

Todo el proceso de visualización debe terminar con una revisión de los documentos que le dan soporte, evaluación de los indicadores que estructuran y miden el desarrollo del proyecto, una retroalimentación de parte de equipos multidisciplinarios pares al proyecto y terminar con un dictamen final del VCD-V.

Proceso de Conceptualización

Una vez tenido el dictamen final del VCD-V se tiene que el producto de este trabajo ya tendrá disponible la visión de éxito del proyecto, así como una matriz de escenarios y la revisión con retroalimentación de otros pares.

Para la fase de Conceptualización (VCD-C) tenemos que considerar lo siguiente:

- 1) Identificación y evaluación de escenarios
 - a) Basado en parámetros técnicos
 - i) Identificar variables inciertas y de decisión
 - ii) Identificar correlaciones
 - iii) Posibles mezclas de opciones (híbridos)
 - iv) Puntos de enfoque para la optimización
 - b) Pronósticos de producción
 - c) Análisis de indicadores económicos
 - d) Análisis de escenarios
 - e) Optimización de escenarios
 - f) Evaluación
- 2) Selección de escenarios
 - a) Jerarquización de escenarios basados en parámetros económicos
 - b) Cuantificar riesgos
 - c) Documento de jerarquización de escenarios
 - d) Convergencia de análisis de riesgos, incertidumbre e indicadores económicos
- 3) Ingeniería conceptual del escenario seleccionado
 - a) Ingeniería técnica y conceptual
 - b) Costos (equipo subsuelo y superficie, equipo, eventualidades posibles)
 - c) SIPA
 - d) Evaluación económica (VPN, VPI, TIR, VPN/VPI,...)
 - e) Evaluación financiera integral
- 4) Dictamen VCD-C
 - a) Cronograma del proyecto
 - b) Ingeniería del plan de ejecución

Los productos del VCD-C serán el escenario seleccionado con la cuantificación de parámetros técnico-económicos, su desarrollo y cronograma de ejecución, así como el análisis de factibilidad, riesgo e incertidumbre.

Proceso de Definición

Una vez terminado el proceso VCD-C, se tiene que identificar la clase de estimación de certeza de los parámetros. Se debe identificar su desempeño y cuál sería el mayor riesgo relacionado con el escenario seleccionado y cómo vincularlo con otro escenario para no detener el proyecto y cuáles son los criterios de evaluación, implementación y retroalimentación.

Así la fase de Definición (VCD-D) tiene los siguientes puntos a desarrollar:

- 1) Ingeniería básica estructurada
 - a) Comportamiento de yacimientos
 - b) Estrategia de explotación
 - c) Productividad
 - d) Sistemas artificiales
 - e) Programas de cementación
 - f) Programas de fluidos
 - g) Tuberías de revestimiento y válvulas
 - h) Prevención de problemas
 - i) SIPA
 - j) Transporte del equipo
 - k) Ingeniería de instalaciones
 - l) Plan de ejecución
- 2) Estimado de costos detallado
 - a) Costos de activación, desarrollo, mantenimiento
 - b) Incidencia de factores económicos
 - c) Factibilidad
 - d) Riesgos, incertidumbres y oportunidades
 - e) Sensibilidad y Solvencia
 - f) Escenarios y Decisiones
- 3) Plan de manejo de riesgos y oportunidades
 - a) Impacto de riesgos, incertidumbres y oportunidades
 - b) Administración del riesgo
- 4) Contratación
- 5) Dictamen VCD final
- 6) Participación de personal operativo
- 7) Resultados de análisis técnicos-económicos para la ejecución

Los resultados estarán concretados en una revisión total del proyecto, una evaluación exhaustiva de todo el proyecto interrelacionado en ingeniería, administración, riesgos y factibilidad, planes en administración de riesgos, revisión por parte de otros equipos multidisciplinarios y por último un dictamen resolutivo que indicará todo lo investigado, las recomendaciones y la ejecución del proyecto.

Flujo de trabajo para el desarrollo de escenarios

Desarrollar toda la metodología para el caso que nos ocupa, rebasa el objetivo de la presente obra. Sin embargo, al hacer toda la revisión de la metodología VCD, encuentro práctico proponer un diagrama que presente un flujo de trabajo para el desarrollo de escenarios de explotación de cualquier proyecto para la industria petrolera en México.

Las tres áreas que han tenido gran desarrollo y que además influyen en todo el proceso de explotación de yacimientos en México se integran como sigue:



Ilustración 4 YPI, la triada de influencia y de oportunidad en México

Las tres áreas de influencia particular y de oportunidad lo denomino en lo sucesivo YPI (Yacimientos, Producción, Innovación) y es parte del pre-VCD para la presente obra. Conforman las tres áreas de influencia sin las cuáles no se podría entender el desarrollo en la industria mexicana.

Y la metodología VCD aplicada al YPI corresponde a un proceso integrado e interrelacionado, al flujo de trabajo anteriormente referido. Es conveniente dividir el flujo de trabajo en cuatro grandes modelos. Estos cuatro modelos se agrupan para dar capacidad de decisión al *visualizar* y *conceptualizar* los escenarios, *definir* sus beneficios y las oportunidades asociadas.

El primer modelo es el geológico, que permite ubicar a los recursos que se podrían extraer; el segundo modelo es el de yacimiento, que permite saber cuánto podría haber y qué podría haber bajo qué condiciones y/o riesgos; el tercer modelo es el de los escenarios de explotación, el cual permite delimitar cómo se obtendrán dichos recursos y tomando en cuenta la naturaleza de su extracción, así como poder encontrar nuevas oportunidades de explotación; y el último modelo es el económico, que permite conjugar el proyecto con los costos asociados y las incertidumbres, con los beneficios buscados.



Ilustración 5 Flujo de trabajo para el desarrollo de escenarios de explotación de la industria petrolera mexicana FTPM

El esquema considera que el modelo geológico deberá alimentar enteramente al modelo de yacimiento y éste a los diferentes escenarios de explotación: con la tecnología disponible, los recursos a usar, la interacción subsuelo-superficie, equipo y posibles problemas. Todo ello nos llevará a modelos económicos, la incertidumbre de poder desarrollarlos y su correspondiente análisis económico integral y específico. En caso de no satisfacerlos, se revisan de nueva cuenta los modelos a fin de visualizar mejores escenarios de explotación y llevar a conceptualizar la ingeniería de los procesos. Estos cuatro modelos constituyen el primer punto del VCD-V y son la conexión, complementación y sirven de marco para la Evaluación de Escenarios del VCD-C. Establecen la ingeniería básica estructurada del VCD-D.

Como ejemplo: para el desarrollo de cualquier proyecto petrolero, en el modelo geológico podemos ubicar la estructura y comportamiento del yacimiento, tipo de fluido a manejar, profundidades, espesores con posible producción, porosidad, permeabilidad y su distribución así como la simulación matemática.

En el modelo del yacimiento podemos ubicar estudios de permeabilidad relativa, estudios PVT y las propiedades relativas más significativas: R_s , B_o , B_g ..., registros. (Se revisan los modelos geológico y de yacimientos con mayor detalle en el siguiente capítulo)

En cuanto a los escenarios de explotación ubicamos el cronograma de producción, históricos de producción, la red de producción, los objetivos requeridos y los objetivos posibles, así como equipo, tecnología y números de pozos, su vida productiva y estrategias de recuperación secundaria y mejorada, sistemas artificiales y sustentabilidad, posibles

eventualidades durante la perforación y durante la explotación. (Se revisan en los capítulos segundo y tercero)

En el modelo económico, debemos considerar los costos de producción, los índices de precios, inflación, regalías, las tasas de descuento, los estudios de factibilidad, entre otros (Revisados en el capítulo cuarto).

Resultados esperados del VCD

La metodología VCD tiene, de acuerdo a las necesidades de planeación de los proyectos de la industria y de una mejor ejecución de los mismos, un modo de evaluación de los parámetros técnico-económicos basados en el yacimiento en cuestión y de sus características, en la tecnología disponible, la experiencia acumulada, el desempeño histórico regional e internacional, la seguridad, cuidado ambiental y los objetivos de negocio.

Por ello, debe ser un proceso rápido y efectivo para la generación de múltiples escenarios y con diversas opciones que tiene los tres ejes primordiales de generación de planes de ejecución:

1. Un modelado integrado abarcando toda la vida productiva de un yacimiento o pozo y de toda la información disponible y pertinente, que resalte las interdependencias entre el subsuelo y la superficie
2. Participación en la integración de los escenarios con equipos multidisciplinarios
3. Evaluación de las opciones y escenarios de manera cualitativa y cuantitativa

Los resultados se encuentran al implementar el método, a mediano plazo, porque contempla un mayor número de posibles escenarios de desarrollo, por lo que debe hacer análisis de riesgos y económico integral considerando una constante retroalimentación para minimizarlos y mejorar la toma de decisiones; por lo que se debe estimar el valor de la información necesaria para actualizar el plan y el valor en su resultado.

Como un paso adicional, deberá vincular aún más a la industria petrolera y a la Universidad. Su vínculo primario es la de capacitación de los nuevos ingenieros en la metodología, en su mejora continua y en el colaboración conjunta con proyectos venideros.

Resumen de la metodología VCD

El VCD es una nueva manera de enfrentar y resolver proyectos de la industria petrolera en México. Muy en particular, para esta tesis, se muestran los vínculos técnicos básicos, los principios de ingeniería básica y los análisis económicos tanto integral y específico interrelacionados creando escenarios (Metodología VCD general) que sobresalten el uso de sistemas artificiales de bombeo mecánico, así como de algunas de sus innovaciones (Metodología VCD aplicada).

Con ello se asegura la necesidad de su aplicación para proyectos actuales en México, por la situación de yacimientos en etapas maduras y por la proliferación de este sistema artificial en México y de la necesidad de optimizarlos.

El VCD permite ver el valor de los diferentes escenarios posibles de desarrollo de cada proyecto y, por tanto, de la identificación temprana de riesgos, la jerarquización de escenarios posibles y de su administración y desempeño, así como el desarrollo de un plan de administración de riesgos. Además se amplían la visión y horizontes de aplicación, al considerar situaciones o estudios que pueden y deben de considerarse para la toma de decisiones en todo el proceso VCD: como las oportunidades y otros estudios económicos.

El estudio de los escenarios múltiples debe estar asociado a los estudios de tipo estocástico e histórico, que son claves para el VCD aplicado en proyectos de exploración y producción.

Hay que empezar por vincularlos con la situación actual de la industria mexicana. El tiempo verificará que es un cambio necesario y correcto; concretado en mayor producción, en la extensión de la vida productiva de los pozos, en un mayor índice de recuperación, adquiriendo más experiencia y generando un mayor desarrollo tecnológico. El cambio debe ser propuesto y puesto en práctica.

Bibliografía del capítulo

1. CHITKARA, K: “*Construction project management. Planning Scheduling and controlling*”, Ed. Tata McGraw-Hill, 2009.
2. CNH: “Factores de recuperación de aceite y gas en México”, México, 2010.
3. DE LA VEGA NAVARRO, A.: “La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México”, Ed. UNAM, 1999.
4. FMEA, “*Procedure for performing a failure mode effect and critical analysis*”, 1949
5. GRUBERT T. R.: “*A translation approach to portable ontologies*”, Knowledge Acquisition, 1993.
6. MARTELL, José Bernardo: “Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM”, México, 2008.
7. SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES: “100 años de la industria petrolera en México”, Houston, Texas, EUA, 2004.
8. SKINNER W. C.: “*A quarter century of production practices*”, JPT 25(12): 1425-1431, SPE-4701-PA, 1973
9. SMITH, N.: “*Project cost estimating*”, American Society of Civil Engineers, 1995.
10. TISSOT, Bernard: “El petróleo en México y en el Mundo”, México, CONACyT, 1976.

Hemerografía del capítulo

11. REVISTA> Newsweek en español: “¿Estamos listos para administrar la abundancia?”, Newsweek magazine, número 17.2.14, México, 2014.
12. REVISTA> Foreign Affairs: “Next Tech: Data protection, Health Care, Internet, Mobile Finance, Conservation”, Artículos revisados: (Mis)leading indicators, America’s energy edge, Vol. 93, número 2, Marzo/Abril 2014, Nueva York, EUA
13. PERIÓDICO> Reporte Índigo: “Gas Shale: la nueva mina de oro”, Número 415, Lunes 16 de diciembre 2013, México.
14. PERIÓDICO> El Economista: Números 6600,6610-20,6668, 2014-2015, D.F., México.
15. PERIÓDICO> Diario Oficial de la Federación: ediciones de 4 de abril de 2014, junio y julio de 2014, D.F., México



1 OPCIONES TÉCNICAS Y ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN MEDIANTE METODOLOGÍA VCD

El presente capítulo se refiere a la revisión del conjunto de factores que inciden para generar el modelo geológico, el modelo de yacimiento y los escenarios de explotación, que pertenecen al flujo de trabajo del VCD.

La primera pregunta que tiene que responder la exploración de yacimientos es: ¿dónde se encuentran los hidrocarburos? Esta abarca la exploración primaria, la localización geográfica, en qué formación y litología es encontrado el recurso hidrocarburo, el área, la profundidad y el espesor de las formaciones que los contienen, así como la geología específica del lugar.

La segunda pregunta que debe ser respondida es: ¿cuánto está almacenado y cuánto puede ser extraído? Esta pregunta es una de las más difíciles de responder. Y para responderla con

la mayor veracidad posible se debe apoyar en las herramientas modernas y usar métodos indirectos de integración de datos, a través de simulación computacional y matemática. Se debe usar la sísmica 2D o la 3D que permita medir la extensión areal, registros geofísicos que midan características diversas del medio y que, al ser correlacionadas con información geológica y de análisis de fluidos, se pueda determinar el volumen de los fluidos contenidos. Se usan las pruebas de presión: que permiten obtener información del sistema roca-fluidos, así como el análisis de núcleos: que permite dar a conocer de primera mano el comportamiento del sistema y generar posibles escenarios de perforación y explotación.

La tercera pregunta es: ¿qué tipo de fluidos están contenidos? Con el análisis de núcleos, el de obtención de propiedades petrofísicas y del análisis de fluidos se puede responder ésta pregunta. Además dan un preámbulo de cómo se comporta el sistema roca-fluidos, su calidad, las interacciones físico-químicas que podrían ocurrir al ser explotados y hacer que la vida productiva del pozo sea lo más larga posible.

Para responder las tres preguntas anteriores, se deben de describir los aspectos que ayudarán a encontrar y a extraer los hidrocarburos que buscamos. Su conocimiento es de vital importancia para ser relacionados con etapas avanzadas de producción, con las herramientas e innovaciones, con los estudios de oportunidades, a fin de tomar las mejores decisiones de acuerdo al enfoque del beneficio (negocio, eficiencia, eficacia, experiencia, desarrollo, integración nacional, regional o internacional, expansión o bien, su combinación).

El capítulo está dividido de manera progresiva y de acuerdo a las etapas que todo pozo debe pasar. Incluye la exploración de yacimientos, al revisar las técnicas de exploración más empleadas en la industria petrolera. Se revisa de manera clara y estructurada la descripción geológica, tomando los aspectos más importantes que la geología aporta al estudio de yacimientos en la exploración primaria y en la etapa de explotación del campo. Se incluye a la descripción de yacimientos, que considera las propiedades que deben ser identificadas, sus tipos de caracterizaciones, la clasificación de los yacimientos y la manera de obtener reservas siempre con la ayuda de los cinco elementos de la caracterización: registros geofísicos, análisis de núcleos, pruebas de presión, análisis de fluidos y de la simulación matemática. También contiene la perforación con los tipos de pozos, el revestimiento y la cementación incluyendo sus funciones, factores técnicos y económicos así como sus clasificaciones. Además se tienen como apartados finales la terminación, la producción, la clasificación e incorporación de las reservas y los tipos de pozos según sus etapas de exploración y objetivos. La recuperación secundaria y mejorada son dos aspectos que se revisan al nivel de utilidad. Se incluyen los métodos de estimación de reservas y del orden de su incorporación.

La estrategia de ejecución primaria es la revisión de los aspectos que pueden incidir en la generación de escenarios, se selecciona la información mínima para generar un modelo óptimo y funcional geológico (MOG) y un modelo óptimo y funcional de yacimiento (MOY). Estos dos modelos delimitan la información necesaria y suficiente para obtener los escenarios de explotación base (EEB) que se vinculan con los escenarios de explotación de decisión (EED), los cuales incluyen la posibilidad de implementar un SABM con o sin sus innovaciones.

Por último, tenemos el proceso VCD aplicado a todo el estudio desarrollado en éste capítulo, donde se identifican las incertidumbres que pueden presentarse en el yacimiento, las áreas que la industria petrolera mexicana debe mejorar, las áreas en las que nos enfocamos para cumplir con nuestros objetivos de estudio y los criterios de optimización para visualizar los escenarios que nos permitirán compararlos con las formas actuales de explotación.

* * *

1.1 REVISIÓN DE LA VIDA PRODUCTIVA DE POZOS

1.1.1 EXPLORACIÓN

La exploración es la primera actividad que la industria petrolera lleva a cabo para encontrar los recursos hidrocarburos que se requieren extraer para satisfacer la demanda interna y externa de cualquier país productor de hidrocarburos. Se requiere de información previamente recabada para saber discernir en qué lugares hay grandes posibilidades de encontrarlos y en cuáles no. Además se requiere de experiencia y de trabajo en equipo entre diversos profesionales, así como el acoplamiento de tecnología que lleve a una mayor asertividad en los descubrimientos.

Para ello se tiene que documentar cualquier caso; si fueron casos exitosos, se debe recabar toda la información que llevó al descubrimiento de un yacimiento, así como de su desarrollo; si fueron casos en los que no se descubrió fuente alguna de hidrocarburos, estos también se tienen que documentar, al menos en el nivel geológico, geofísico y petrofísico. La exploración es una actividad que se va complementando conforme se van descubriendo más yacimientos y se van estudiando la perforación y comportamiento de los pozos.

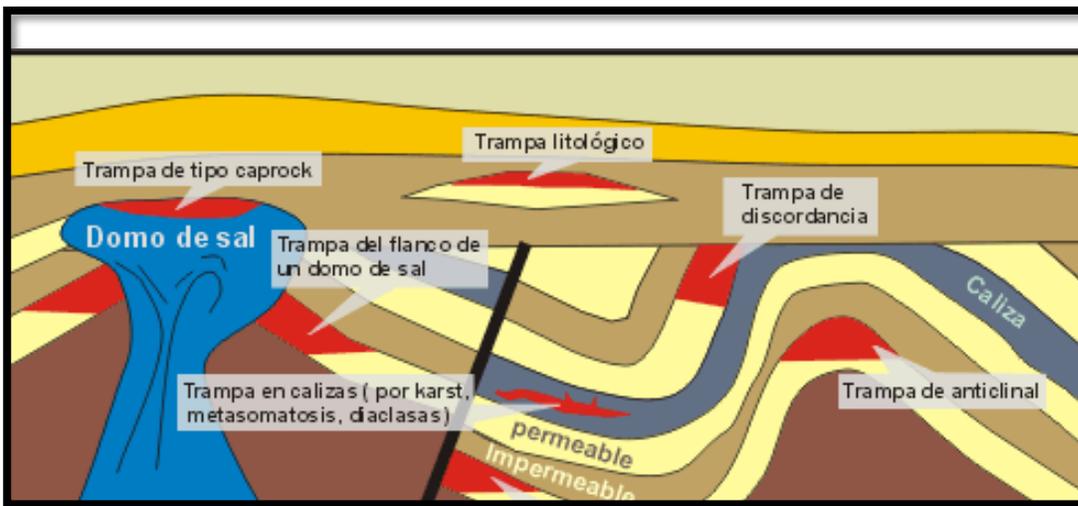


Ilustración 1-1 Tipos de trampas estructurales y estratigráficas más comunes

De toda la información y experiencia obtenidas de la perforación de pozos en los primeros años de la industria petrolera mexicana, se empezó a desarrollar conocimiento y experiencia de la geológica estructural en el subsuelo que conforman el depósito natural o yacimiento petrolero. La estructura anticlinal empezó a entenderse en todos sus aspectos y detalles de simetría o asimetría. La configuración estructural de los anticlinales que perforaron sirvió para estudiar y apreciar sus características geológicas-estructurales. Apareció por otro lado el sinclinal, cuyos flancos convergen hacia la parte inferior o fondo de la estructura, parecido a un anticlinal, pero invertido. Se detectaron domos y diapiros

salinos, que muestran acumulaciones petroleras en las formaciones sobre su tope y/o en los flancos. También se detectaron discontinuidades en la secuencia de depósito de los estratos. Lentes de arenas impregnadas de petróleo enterradas en los estratos, en la que sus características forman trampas estratigráficas. Muchas de estas trampas mostraron fallas, es decir, cortes o deslizamientos en los estratos, debido a las fuerzas de compresión (fallamiento normal), distensión (fallamiento inverso) o cizalla (fallamiento dextral o sinistral) que pliegan a los estratos. Las características propias de las fallas en conjunto de la constitución de las formaciones geológicas, ejercen influencia sobre el confinamiento o la fuga del petróleo (Ver Ilustración 1-1).

A medida que, ante la vista de los expertos y de operaciones de campo se dibujaba la penetración de la corteza terrestre por la barrena, se empezaron a entender muchas preguntas y también surgieron muchas que tendrían que esperar adelantos científicos y aplicaciones tecnológicas novedosas.

Trampa \ Reservorio	Estructura		Estratigráfico		Litológico	
	<i>Pliegue</i>	<i>Pantalla tectónica</i>	<i>Estructural-estratigráfico</i>	<i>Estratigráfico</i>	<i>Estructural - litológico</i>	<i>Litológico</i>
<i>Estratiforme</i>						
<i>Intermediario</i>						
<i>Masivo</i>						
<i>Delimitado litológicamente</i>	---	---	---	---	---	

Ilustración 1-2 Relación entre trampas y los yacimientos y su configuración resultante / Vasile Lăzărescu Physical 1980

Se avanzó mucho en la apreciación sobre los agentes mecánicos y químicos responsables por el origen, desintegración y transporte de las rocas, sus características físicas y composición. Fueron identificados aspectos y agentes influyentes sobre el depósito de los sedimentos, su estratificación y compactación. Se empezó a entender la transformación de la materia orgánica vegetal y animal en hidrocarburos y las condiciones necesarias para esa transformación: volumen de material orgánico, bajo las acciones de presión, temperatura y tiempo, su origen, estabilidad, desplazamiento y final entrapamiento del petróleo en su depósito o yacimiento natural definitivo (las primeras configuraciones se aprecian en la Ilustración 1-2).

Para comprender mejor la evolución geológica del sureste mexicano es conveniente considerar el marco tectónico regional del Golfo de México y del Caribe. Los geólogos obtienen mapas de las zonas de interés, configurando la cuenca y la relación que tienen las trampas estructurales y estratigráficas que están en la misma, que después se estudian para ubicar la menor zona de incertidumbre de los recursos potenciales y determinar qué pasos y herramientas usar para su prospección, estos mapas son muy parecidos a [la Ilustración 1-5](#).

Después, se constató que el petróleo proviene de formaciones o estratos de diferentes edades geológicas, más en el caso de rocas productoras que de formaciones generadoras. Al sur de México, el petróleo viene del Tithoniano para luego emigrar al Kimmeridgiano o a formaciones más jóvenes; y las arenas del Terciario son muy buenas productoras. Respecto a los hidrocarburos, es interesante el hecho de que en varias partes del mundo, formaciones de la era Paleozoica han contribuido con significativas acumulaciones y volúmenes de producción de gas y petróleo. En México, los yacimientos de la edad geológica más antigua son del Mesozoico (Jurásico y Cretácico). También son muy abundantes y extensos, los yacimientos de los períodos Eoceno, Oligoceno y Mioceno (Ver Ilustración 1-6). “Desde el punto de vista geológico el sureste mexicano es una de las áreas más complejas de Norteamérica. Esta complejidad se debe a que los movimientos de las placas tectónicas Norteamericana, del Caribe y de Cocos, aunadas a la sal que ha deformado el subsuelo convergen en esta región desde el Oligoceno Tardío (Morán-Zenteno et al., 2000); la Placa Norteamericana tiene un movimiento relativo hacia el oeste respecto a la del Caribe, mientras que la de Cocos se mueve hacia el noroeste en dirección hacia las dos primeras. Las estructuras resultantes de esta actividad tectónica durante el Mesozoico y Cenozoico presentan tendencias estructurales diversas, así como también edades de deformación diferentes.”¹

Una síntesis cronológica de los eventos tectónicos que afectaron el Golfo de México meridional y occidental se puede ver en la Ilustración 1-6. Finalmente, además del interés geológico, el sureste mexicano tiene una importancia económica muy grande para el país, porque en las estructuras de la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal y en las Cuencas del Sureste se ubican el 89% de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente y el 92% de la producción total de petróleo crudo equivalente del país². Las rocas del Tithoniano fueron las generadoras de hidrocarburos, mismos que se almacenaron en trampas estratigráficas y estructurales del Jurásico (Kimmeridgiano), Cretácico Superior-Paleoceno y del Neógeno. Así mismo, los geólogos obtienen columnas lito-estratigráficas de las zonas de interés como se ve en la Ilustración 1-7.

¹ Padilla y Sánchez, Ricardo, 2007.

² Pemex 2005

El interés de los geólogos está centrado en las rocas sedimentarias. Son de interés las calizas, dolomitas, conglomerados, areniscas, yeso y anhidrita. El gas se puede encontrar en lutitas. Todas las anteriores constituyen la mayoría de las grandes cuencas donde se han descubierto los yacimientos y campos petroleros de México. Por su capacidad como almacenadoras y extensión geográfica y geológica como rocas productoras sobresalen las areniscas, algunas calizas (Las calizas mudstone y las wackestone producen por el fracturamiento o por procesos diagenético; la caliza wackestone tiene más porosidad y por lo tanto mayor permeabilidad) y dolomitas; aunque también constituyen fuentes de producción, en ciertas partes del mundo, las lutitas fracturadas y la arcosa. Las rocas sedimentarias forman estratos y tienen varias características que ayudan a correlacionar e indagar más sobre los yacimientos.

De la acumulación de datos teóricos y aplicaciones prácticas, tanto en el laboratorio como en trabajos de campo, se ha logrado catalogar una variedad de propiedades, de constantes y de relaciones acerca de las rocas que componen esos estratos geológicos. Tenemos que la exploración requiere la aplicación de métodos sísmicos de reflexión y refracción que son la propagación de ondas, gracias a la elasticidad del medio donde se propagan. Por ejemplo, la velocidad longitudinal, en metros/s de ondas en algunos tipos de rocas, puede ser variable debido a que las rocas no son perfectamente elásticas: aluvión: 300 - 610; arcillas, arcillas-arenosas: 1.830 - 2.440; lutitas: 1.830 - 3.960; arenisca: 2.400 - 3.960; caliza: 4.880 - 6.400; granitos: 5.030 - 5.950.

También se aplica el fenómeno de la proporcionalidad (Ley de Hooke) que existe entre la fuerza (por unidad de área) que causa desplazamiento elástico y la fuerza (por unidad de longitud o por unidad de volumen) que causa deformación. Por tanto, se puede indagar si los estratos resisten, se elongan, se comprimen o se deforman, según fuerzas de tensión, de compresión, de presión, de cimbra, de cizalla.

Una vez descrita la zona a su nivel geológico al detalle, que incluye la determinación del ambiente sedimentario, la columna lito-estratigrafía, sus estructuras sedimentarias y las características geológicas de las cuencas, también es importante conocer: el origen de las rocas, la edad geológica, su estructura, composición, granulometría, características externas, propiedades mecánicas (revisadas en el siguiente subtema: Descripción Geológica) y todo cuanto pueda abundar para interrelacionar mejor las deducciones geológicas y geofísicas, apoyadas con la caracterización de yacimientos: que abarcan los registros geofísicos, pruebas de presión, núcleos y análisis de fluidos.

La exploración de hidrocarburos debe apoyarse en gran medida de todas las experiencias previas de desarrollo de yacimientos, del trabajo multidisciplinario y de la aplicación de métodos geofísicos, petrofísicos, geoquímicos y aéreos tanto tradicionales como modernos que conduzcan en definitiva al descubrimiento, ubicación, delimitación y caracterización de

acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Y es así como debemos conocer los métodos de exploración más usados:

Métodos geofísicos de exploración

Los métodos y equipos geofísicos empezaron a formar parte de los recursos técnicos disponibles al explorador petrolero en la segunda década del siglo XX. Sus aplicaciones en la resolución de la posible presencia de estructuras favorables a la acumulación de petróleo en el subsuelo han servido para completar el aporte de los estudios geológicos regionales de superficie.

El gravímetro

El objetivo principal de los estudios de gravimetría es medir la atracción gravitacional que ejerce la Tierra sobre un cuerpo de masa determinada. Pero como la Tierra no es una esfera perfecta y no está en reposo ni es homogénea y tiene movimientos de rotación y de traslación, la fuerza de gravedad que ejerce no es constante. Por tanto, las medidas gravimétricas en exploración son representación de anomalías en las que entran la densidad de los diferentes tipos de rocas: sedimentos no consolidados, areniscas, sal, calizas, granito, etc. En representación esquemática, el instrumento consta de una masa metálica que, suspendida de un resorte súper-sensible, registra la elongación del resorte debido a la atracción producida por lo denso de la masa de las rocas subterráneas. Las medidas son anotadas y posteriormente se confeccionan mapas que representan la configuración lograda.

La unidad gravimétrica terrestre, en honor a Galileo Galilei, es el GAL, y se expresa en cm/seg/seg o cm/seg². También puede ser expresado en submúltiplos como el miligal (10⁻³ GAL) o el microgal (10⁻⁶ GAL). El gravímetro de los tipos de balanza de torsión y péndulo se empezaron a utilizar en la industria petrolera a principios del siglo XX para la detección de domos salinos, fallas, intrusiones, estructuras del tipo anticlinal, rumbo y continuidad de las estructuras.

El magnetómetro

Aprovechando la fuerza de atracción que tiene el campo magnético de la Tierra, es posible medir esa fuerza por medio de aparatos especialmente contruidos que portan magnetos o agujas magnéticas, magnetómetros, para detectar las propiedades magnéticas de las rocas. La unidad de medida magnética es el Gauss, en honor al matemático alemán Karl Friedrich Gauss. En la práctica se usa la gamma, medida que es 100.000 veces menor que el Gauss. Un Gauss es equivalente a la fuerza necesaria de una dina para mantener una unidad magnética polar en posición en un punto definido. El levantamiento magnetométrico se hace tomando medidas de gammas en sitios dispuestos sobre el terreno. Luego las medidas

son indicadas en un mapa y los puntos de igual intensidad son unidos por curvas isogamas que representan la configuración y detalles detectados. El magnetómetro se ha utilizado ventajosamente para detectar estructuras, fallas e intrusiones. Durante el proceso y desarrollo del equipo se ha logrado mucho perfeccionamiento en sus aplicaciones. El uso del magnetómetro aéreo ha facilitado la cobertura de grandes extensiones, mucho más rápidamente que el levantamiento hecho sobre el propio terreno. Además, la medición magnetométrica aérea no es afectada por campos magnéticos creados por instalaciones de líneas eléctricas, oleoductos y gasoductos y otras construcciones metálicas.

El Sismógrafo

El sismógrafo es un aparato de variado diseño y construcción empleado para medir y registrar las vibraciones terrestres a niveles someros o profundos que puedan producirse por hechos naturales como temblores y terremotos o explosiones inducidas intencionalmente o por perturbaciones atmosféricas, como en el caso de disparos de artillería. Su elemento principal consiste en un dispositivo muy bien balanceado y en suspensión que puede oscilar con gran sensibilidad bajo el impulso de vibraciones externas. En un extremo, el dispositivo lleva una plumilla que marca sobre papel especial las oscilaciones. El papel va dispuesto sobre un elemento que gira accionado por un mecanismo de reloj. Los estudios y aplicaciones del sismógrafo para medir la propagación de ondas artificiales en la investigación de las características de las rocas de la corteza terrestre se originaron a mediados del siglo XIX en Europa. Científicos ingleses y alemanes fueron pioneros en medir la relación velocidad-tiempo de las ondas y sus variaciones con respecto a la profundidad de las rocas. En Estados Unidos se publicaron resultados de estudios y aplicaciones de sismología en 1878. La adaptación de esta nueva tecnología a los estudios geológicos y exploración petrolera comenzó en la segunda década del siglo XX en Europa y Estados Unidos. Para la década de los treinta, la sismología había ganado ya suficiente aceptación como técnica de exploración y su desarrollo y alcances teóricos y prácticos han estado desde entonces, en continua evolución.

Sismología de refracción

El fundamento físico de funcionamiento de refracción sismológica está asociado a la teoría óptica. La propagación de la onda cambia de dirección cuando hay un cambio de propiedades físicas en la masa que recorre. La geometría de los rayos sigue las reglas que controlan la propagación de la luz. Hasta los años treinta se utilizó el sismógrafo de refracción con buen éxito en la detección, principalmente, de domos salinos, aunque también se aplicó para delinear anticlinales y fallas, pero poco a poco empezó a imponerse el método de reflexión.

Sismología de reflexión

El principio básico de la sismología de reflexión semeja al cálculo de la distancia a que se encuentra un cañón, si se mide el tiempo en que se ve el fogonazo y se oye el sonido del disparo y se toma como base para el cálculo la velocidad del sonido, 300 metros/seg. Sin embargo, la semejanza se complica y conlleva dificultades técnicas porque las ondas inducidas desde la superficie viajan a través de un medio complejo como son las rocas y se reflejan como un eco al haber cambio de continuidad en los estratos. No obstante, los adelantos técnicos han logrado que este método se haya refinado al extremo de proporcionar una mejor interpretación del subsuelo que cualquier otro método de prospección.

En la práctica, se dispone de una fuente de ondas inducidas que se proyectan en profundidad y al rebotar son recogidas en la superficie por geófonos dispuestos a distancias críticas. Las señales son registradas en la superficie. La relación velocidad-tiempo-profundidad es interpretada para deducir de la malla de líneas levantadas sobre el terreno las correlaciones obtenidas de las secciones y finalmente producir mapas del subsuelo.

Métodos comunes de exploración

En la búsqueda y aplicación de métodos para detectar las posibles acumulaciones de minerales e hidrocarburos, los científicos e investigadores no cesan en sus estudios de las propiedades naturales de la Tierra. Con este fin han investigado las corrientes telúricas, producto de variaciones magnéticas terrestres. O han inducido artificialmente en la tierra corrientes eléctricas, alternas o directas, para medir las propiedades físicas de las rocas.

De todos estos intentos, el de más éxito data de 1929, realizado en Francia por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, conocido genéricamente hoy como registros o perfiles eléctricos de pozos, que forman parte esencial de los estudios y evaluaciones de petrofísica, aplicables primordialmente durante la perforación y terminación de pozos. Básicamente el principio y sistema de registros de pozos originalmente propuesto por los Schlumberger consiste en introducir en el pozo una sonda que lleva tres electrodos (A, M, N). Los electrodos superiores M y N están espaciados levemente y el tercero, A, que transmite corriente a la pared del hoyo, está ubicado a cierta distancia, pozo abajo, de los otros dos. Los electrodos cuelgan de un solo cable de tres elementos que va enrollado en un tambor o malacate que sirve para meter y sacar la sonda del pozo, y a la vez registrar las medidas de profundidad y dos características de las formaciones: el potencial espontáneo que da idea de la porosidad y la resistividad que indica la presencia de fluidos en los poros de la roca.

La corriente eléctrica que sale de A se desplaza a través de las formaciones hacia un punto de tierra, que en este caso es la tubería (revestidor) que recubre la parte superior de la pared del pozo. El potencial eléctrico entre los electrodos M y N es el producto de la

corriente que fluye de A y la resistencia (R) entre los puntos M y N. La influencia del fluido de perforación que está en el hoyo varía según la distancia entre M y N. Si la distancia es varias veces el diámetro del hoyo, la influencia queda mitigada y la resistividad medida es en esencia la resistividad de la roca en el tramo representado.

Como la conductividad eléctrica de las rocas depende de los fluidos electrolíticos que ellas contengan, entonces la resistividad depende de la porosidad de las rocas y de las características de los fluidos en los poros y muy particularmente de la sal disuelta en los fluidos. Si los poros de la roca contienen agua salada, la resistividad será baja; con agua dulce será alta, y si están llenos de petróleo será muy alta. Como podrá darse cuenta, el registro eléctrico es una herramienta de investigación que requiere ser introducida en el pozo. El perfil y características de las formaciones atravesadas por la barrena pueden ser utilizados para estudios de correlaciones con perfiles sísmicos. El pozo también puede ser utilizado, en casos requeridos, para cotejar la velocidad de reflexión, de acuerdo a los tiempos de reflexión, desde la profundidad de los diferentes horizontes seleccionados como referencia. Este tipo de cotejo se emplea para casos de correlación con el sismógrafo.

El pozo puede utilizarse de dos maneras. La propagación de ondas generadas desde la superficie puede ser captada en el pozo o la propagación hecha desde el pozo puede ser captada en la superficie.

Métodos petrofísicos modernos

El desarrollo y los adelantos hasta ahora logrados, tanto teóricos como prácticos, en la toma de perfiles de los pozos han acrecentado enormemente el poder de investigación de los geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros para interpretar las características de las rocas y los fluidos depositados en el fondo terrestre, desde el punto de vista cualitativo y cuantitativo.

Esta parte de la Geofísica, por sus fundamentos científicos y tecnológicos, se ha convertido en una rama especializada que en la industria se le denomina Petrofísica. Tiene aplicación en muchos aspectos de los estudios y trabajos de campo de exploración, perforación y producción. “Petrofísica es la ciencia que se dedica a la descripción y medida directa y/o analógica de las propiedades físicas de las rocas, incluyendo los efectos que puedan producir los fluidos contenidos en ellas o en sus alrededores” (H. León, 1982).

La variedad de instrumentos disponibles para hacer perfiles o registros de pozos permite que puedan hacerse en agujero descubierto o en agujeros entubados totalmente, gracias a que no sólo se dispone de los registros eléctricos sino también del tipo nuclear.

En resumen, la Petrofísica ofrece la posibilidad de estudios y verificación de una cantidad de datos fundamentales para las operaciones. Ejemplos:

- Control de profundidad del pozo.
- Verificación de velocidades de reflexión de los estratos.
- Determinación del tope y base: espesor de un estrato.
- Medición del potencial espontáneo y resistividad de las rocas y fluidos.
- Deducción de valores de porosidad, saturación y permeabilidad de las rocas.
- Deducción de la presencia de fluidos en las rocas: gas, petróleo, agua.
- Perfil de la circularidad del hoyo (diámetro).
- Registros de temperatura.
- Registros de efectividad de la cementación de tubería de revestimiento (temperatura).
- Registros de buzamiento.
- Registros de presiones.
- Toma de muestras de formación
- Toma de muestras de fondo (fluidos).
- Registros de densidad (roca).
- Detección de fallas.
- Detección de discordancias.
- Detección de fracturas.
- Correlaciones pozo a pozo, local y regional (litología).
- Control de dirección y profundidad desviada y vertical del pozo (perforación direccional u horizontal).

Métodos geoquímicos modernos

El análisis químico de muestras del suelo, con el propósito de detectar la presencia de hidrocarburos, ha sido empleado como herramienta de exploración.

La teoría se basa en que emanaciones de hidrocarburos no visibles en la superficie pueden manifestarse en concentraciones que, aunque muy pequeñas, son susceptibles al análisis químico micrométrico para detectar gas (metano, etano, propano o butano) y residuos de hidrocarburos más pesados.

Muestras de suelo, obtenidas muy cuidadosamente a profundidades de 1,50 a 5 metros, son examinadas y procesadas en el laboratorio por métodos especiales. Con la información obtenida se preparan tablas, curvas y mapas de las concentraciones y residuos detectados.

Los especímenes de aguas, gases, betunes y suelos para tales fines son sometidos a análisis cualitativos y cuantitativos por medio de la fluorescencia, luminiscencia, espectrografía, geobotánica, hidrogenoquímica, bioquímica o bacteriología, con el fin de indagar sobre la generación, migración, presencia, entrapamiento y acumulaciones petrolíferas en tierra o áreas submarinas. Aunque la geoquímica no ha constituido un método preponderante de exploración, ha sido utilizado esporádicamente en la búsqueda de hidrocarburos y ha dado resultados en algunos casos.

1.1.2 DESCRIPCION GEOLÓGICA

La descripción geológica debe responder a la necesidad de aclarar la cuestión de dónde pueden ser encontradas las condiciones bajo las cuales se formaron hidrocarburos y luego saber dónde están almacenados.

Por ello tenemos que revisar las características del ambiente sedimentario en donde se formaron, los procesos diagenéticos que dieron lugar a las rocas que generarían hidrocarburos, las estructuras sedimentarias y geológicas que se presentaron y que generarían o almacenarían a los hidrocarburos, las distribuciones de las facies y la estratigrafía que presentan las zonas y que son “radiografías de la zona” que nos dicen la historia abreviada del lugar y la información necesaria para rastrear a los hidrocarburos a través de comportamientos característicos de los yacimientos. Y aunque los yacimientos tienen un comportamiento característico, la exploración de yacimientos requiere identificar características particulares de la zona, como su geometría y relieves, que son el enlace directo para responder las siguientes preguntas, en la localización y caracterización de yacimientos.

Ambiente sedimentario

Mediante la comprensión de las condiciones bajo las cuales se forman las rocas sedimentarias, los geólogos pueden deducir la historia de una roca, obteniendo información sobre el origen de los sedimentos que las componen, el tipo y la duración de su transporte y la naturaleza del lugar donde los sedimentos acabaron por depositarse: lo que es llamado como ambiente de depósito.

Se puede definir un ambiente de depósito como el conjunto de factores físicos, químicos y biológicos que actúan sobre un organismo, asociación u objeto de una región dada controlando su desarrollo o existencia.

Los sedimentos conservan muchas claves sobre las condiciones físicas, químicas y biológicas que existían en las áreas donde los materiales se acumularon. Aplicando el conocimiento minucioso de las condiciones presentes, los geólogos reconstruyen los ambientes antiguos y las relaciones geográficas de un área en el momento en que un conjunto concreto de capas sedimentarias se depositaron. Los análisis llevan a la creación de mapas y estructuras de las zonas estudiadas que sirven de guía para identificar las características físicas y químicas así como su posterior uso para determinar el potencial de los yacimientos y de sus reservas. (Ver Ilustración 1-3).

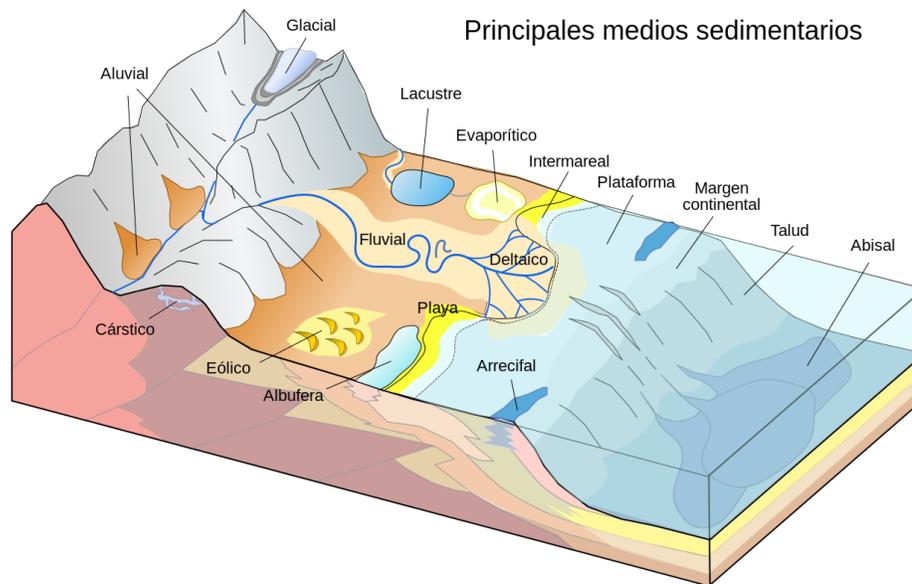


Ilustración 1-3 Principales ambientes sedimentarios. Su estudio minucioso permite seguir a las rocas generadoras y sello de los yacimientos petroleros

Para la caracterización y validación de reservas de los yacimientos es necesario describir su ambiente sedimentario, pues dependiendo de su naturaleza podemos saber si es adecuado para almacenar hidrocarburos y seguir con otros estudios.

Estructuras sedimentarias

Las estructuras sedimentarias se han definido como características de las rocas sedimentarias que fueron adquiridas o bien se formaron cuando el sedimento se depositó.

Las estructuras sedimentarias se pueden dividir básicamente en inorgánicas y orgánicas; las de mayor interés en la explotación de los yacimientos petrolíferos son principalmente las inorgánicas.

La estructura más obvia de las rocas sedimentarias y la más característica es la disposición en capas, denominada estratificación, la cual se puede observar en casi todos los afloramientos de rocas sedimentarias. Algunas estructuras primarias son el resultado de la energía que ejerce el medio ambiente sobre los sedimentos durante su depósito. Por ejemplo, si en el medio prácticamente no existe energía y si los sedimentos son de diferente tamaño, la clasificación es por gravedad, originándose estratificación graduada; si la energía es alta, origina estratificación cruzada en una o en dos direcciones, dependiendo de la dirección del agua o viento que genera la energía.

Los tipos más importantes de las estructuras primarias relacionadas con la estratificación, son: estratificación cruzada y rizaduras. El tipo de estratificación y su identificación serán importantes en la delimitación de zonas y espesores de los yacimientos y también inciden en la naturaleza física y química de los hidrocarburos en el yacimiento.

Procesos diagenéticos

La diagénesis de una roca se inicia poco después de su depósito y consiste en una serie de procesos que acompañan a los sedimentos durante su litificación. Los procesos diagenéticos más importantes son:

1. **Compactación.** Es una reducción en el volumen que ocupan los sedimentos y se expresa como un porcentaje del volumen del cuerpo original. La magnitud de la compactación es por consiguiente una función de la porosidad, del contenido de agua intersticial en los sedimentos originales, del tamaño y forma de las partículas; de su ritmo de depósito; de la potencia o espesor de la sobrecarga de sedimentos, y del tiempo.
2. **Cementación.** La precipitación de los minerales en los intersticios de los sedimentos es uno de los cambios diagenéticos más comunes. El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado en solución por las aguas circulantes. La cementación puede ocurrir en forma simultánea o ser posterior al depósito.
3. **Recristalización.** Es el cambio de textura cristalina, causada por el crecimiento de cristales pequeños, dentro de un agregado de cristales más grandes.
4. **Reemplazamiento.** Es un proceso mediante el cual un nuevo mineral puede crecer a expensas de otro, tomando su lugar.
5. **Solución diferencial.** Es el proceso en el cual se tiende a destruir y eliminar varios minerales inestables y, se crean otros.
6. **Autigénesis.** Es la ocurrencia de nuevos minerales en un sedimento durante o después del depósito, ya sea por introducción directa o por alteración de los constituyentes originales.

Se puede decir en general, que las zonas de rocas almacenadoras presentaron en gran medida los procesos de compactación y en algunos casos otros procesos como los de solución diferencial. En el caso de las rocas sello, se presenta en general los procesos de compactación, cementación o reemplazamiento.

Para el caso de estudio de los yacimientos conocer el proceso diagenético determinará la naturaleza de las rocas y si hay zonas donde se presenta la litología adecuada para la generación de hidrocarburos, para atrapar los hidrocarburos y para sellarlos.

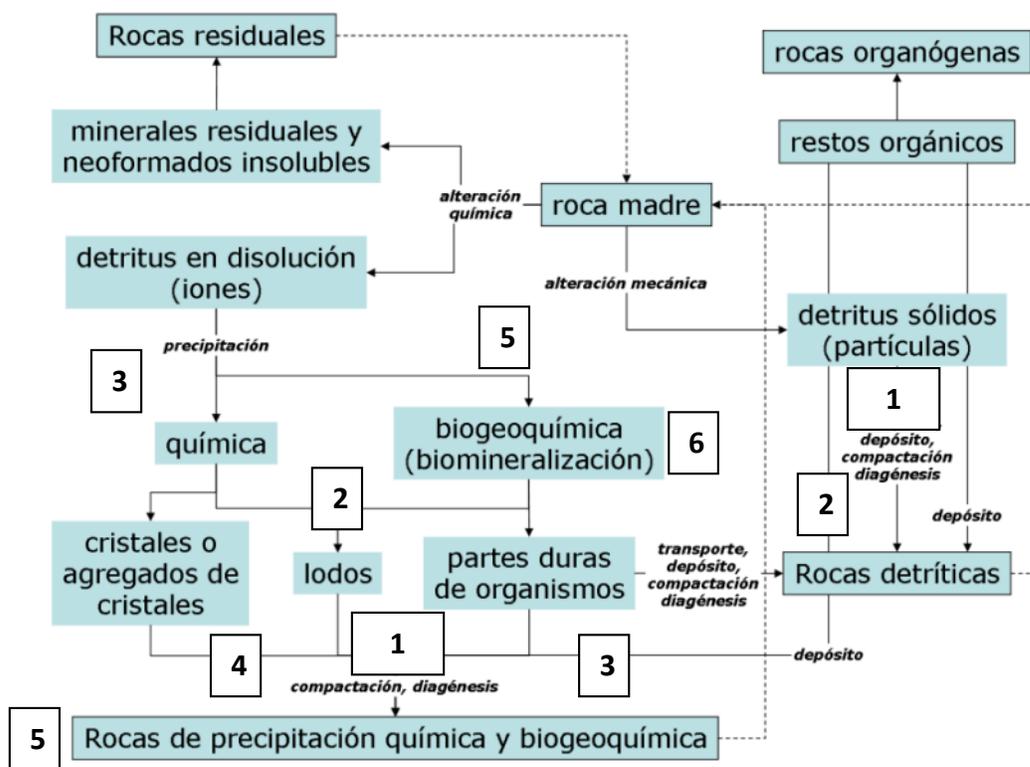


Ilustración 1-4 Esquema de los procesos diagenéticos

Estructuras geológicas generales y locales

Para una buena evaluación estructural (Ver Ilustración 1-5, Ilustración 1-6 e Ilustración 1-7, áreas, espesores, límites, intervalos, volumen, propiedades petrofísicas) de los campos productores, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Características de las estructuras productoras
- Fracturas y sus características
- Fallas geológicas
- Bloques estructurales
- Tipo de trampa.
- Litología y zonificación.
- Tipo de límites Y Geometría de los yacimientos.
- Profundidad, relieve estructural y buzamiento.
- Heterogeneidad.
- Distribución original de los fluidos.

Facies

Se denomina facie al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos y que permiten diferenciarlas de las demás. El uso de este método es extensivo para denominar al conjunto de características genéticas reinantes durante el depósito, las cuales quedan reflejadas en los materiales y pueden ser deducidas de su estudio litológico y paleontológico.

Las facies son un parámetro muy usado durante la exploración y explotación para hacer correlaciones acertadas de las zonas que delimitan o describen a un yacimiento. El estudio de las facies es usado durante la perforación, cuando los recortes son estudiados para determinar qué zonas se han perforado y qué tipo de equipos se deben preparar para poder llegar a los objetivos particulares del programa de perforación.

Estratigrafía

La estratigrafía es una rama de la geología que estudia a las rocas, sus capas, su forma de depositarse, así como la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, levantamiento cartográfico y correlación de las unidades de roca. A continuación se presentan algunos parámetros estratigráficos que constituyen una importante fuente de información.

- Espesor, carácter, edad y distribución de las rocas
- Columna estratigráfica (ver Ilustración 1-7)
- Variaciones laterales en espesor y carácter de las rocas (cambio de facies)
- Discordancias, áreas de acuñaamiento de los estratos
- Horizontes índice o clave
- Horizontes productores

El conocimiento de las estructuras geológicas y de la estratigrafía son factores muy útiles dentro de la delimitación de los cuerpos que almacenan los hidrocarburos. Las fracturas y fallas serán canales naturales de circulación de los fluidos que contenga el yacimiento y serán fundamentales para determinar las características físicas de la roca así como determinar los mecanismos de extracción de los mismos tanto en la etapa primaria de explotación como en la etapa secundaria de la explotación. Los bloques estructurales son requeridos para determinar, a través de la experiencia, si son factibles de contener hidrocarburos o si son guías para seguir buscando otros bloques que contengan el hidrocarburo potencial.

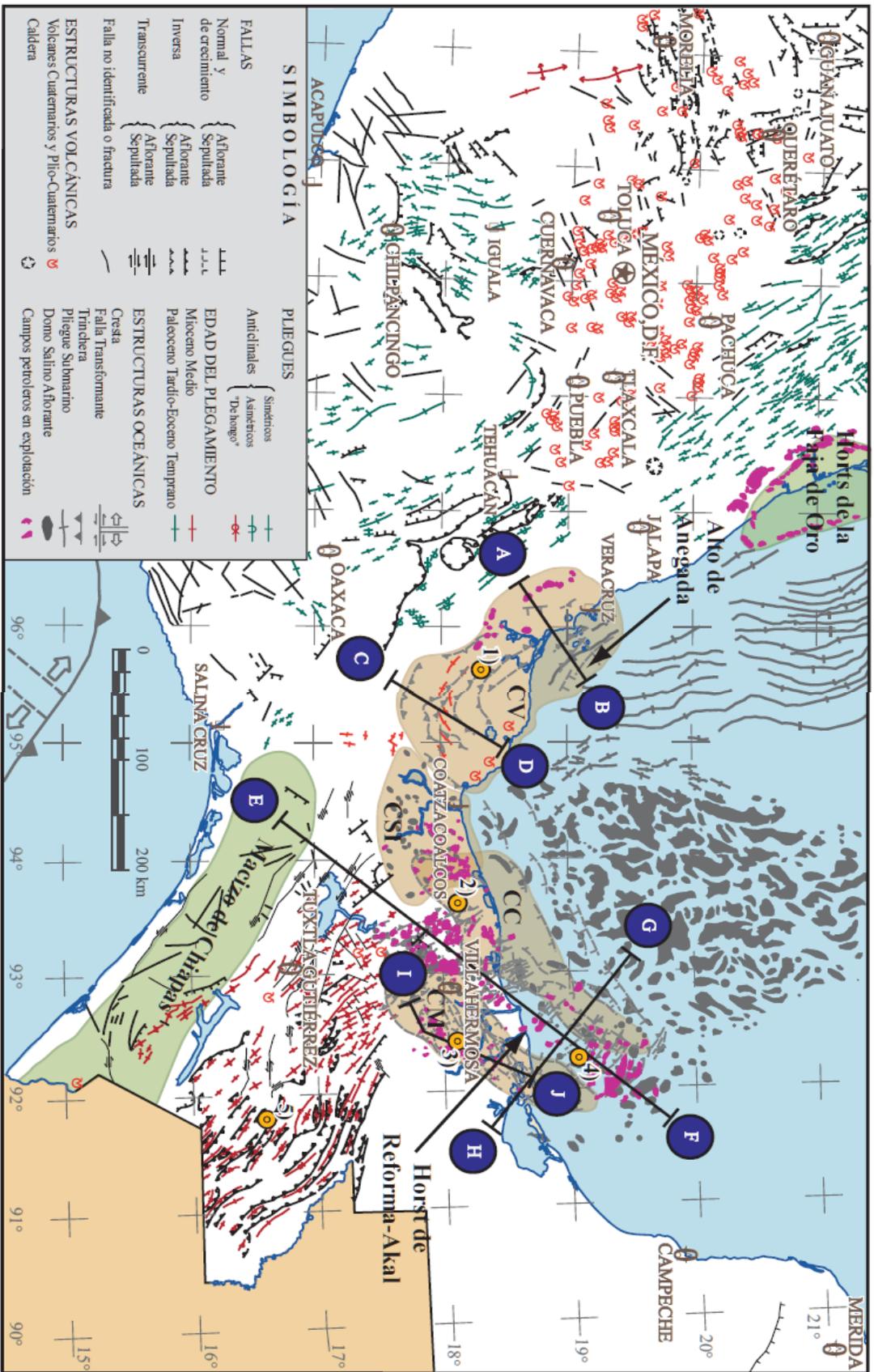


Ilustración 1-5 Mapa tectónico del sureste de México mostrando las cuencas, los horsts y las estructuras más relevantes, las masas de sal que afloran en el fondo marino de la porción meridional del Golfo de México y la localización de secciones en las cuencas Terciarias del sureste mexicano. CV, Cuenca de Veracruz; CSI, Cuenca Salina del Istmo; CC, Cuenca de Comalcalco; CM, Cuenca de Macuspiana; SZ, Sierra de Zongolica; SCH, Sierra de Chiapas; Los incisos 1) al 5) corresponden a secciones litológicas que se muestran a detalle en la **Ilustración 1-7** / Padilla y Sánchez, 2007

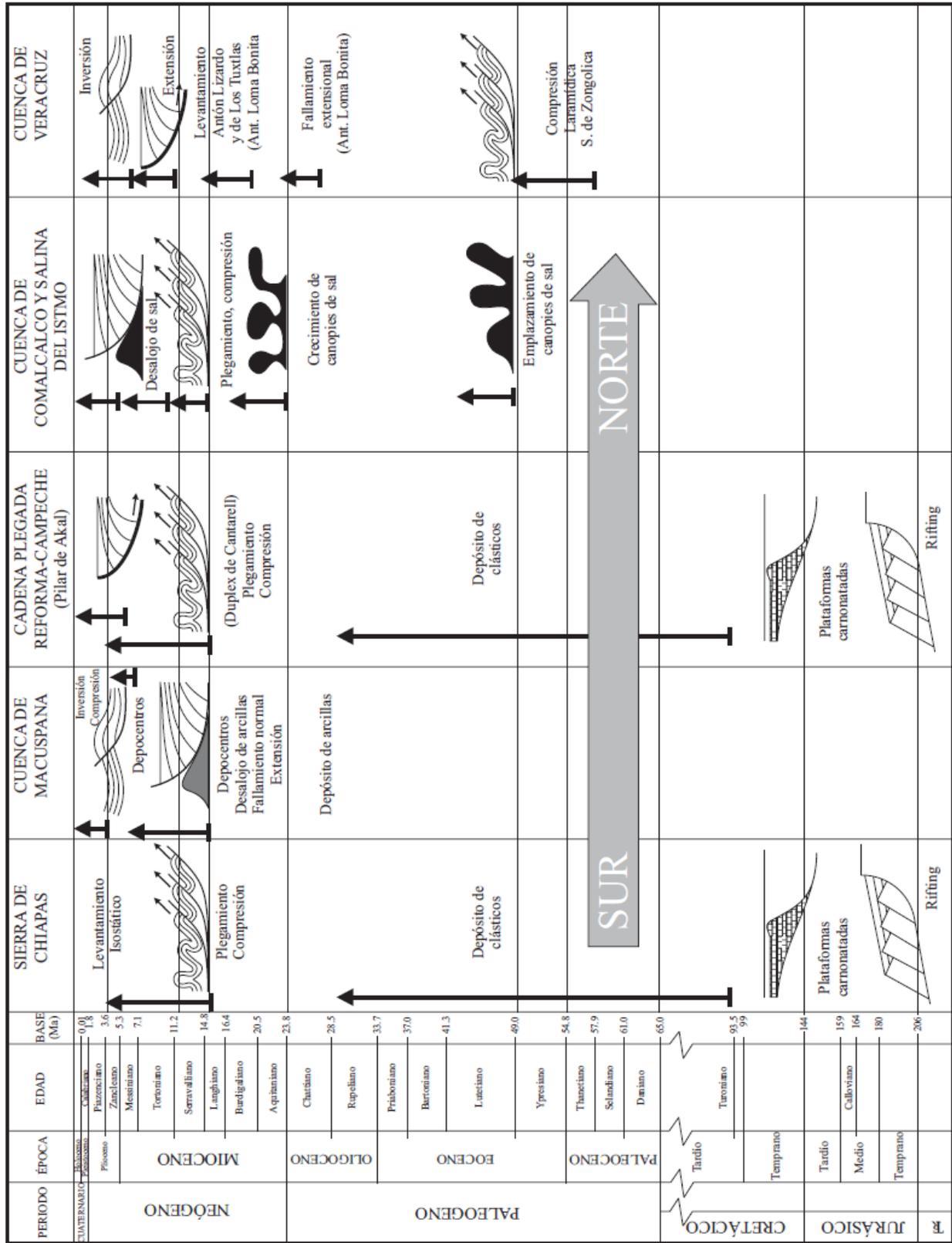


Ilustración 1-6 Representación esquemática cronológica de los eventos tectónicos que afectaron la región del sureste mexicano y la porción meridional del Golfo de México. / Idem.

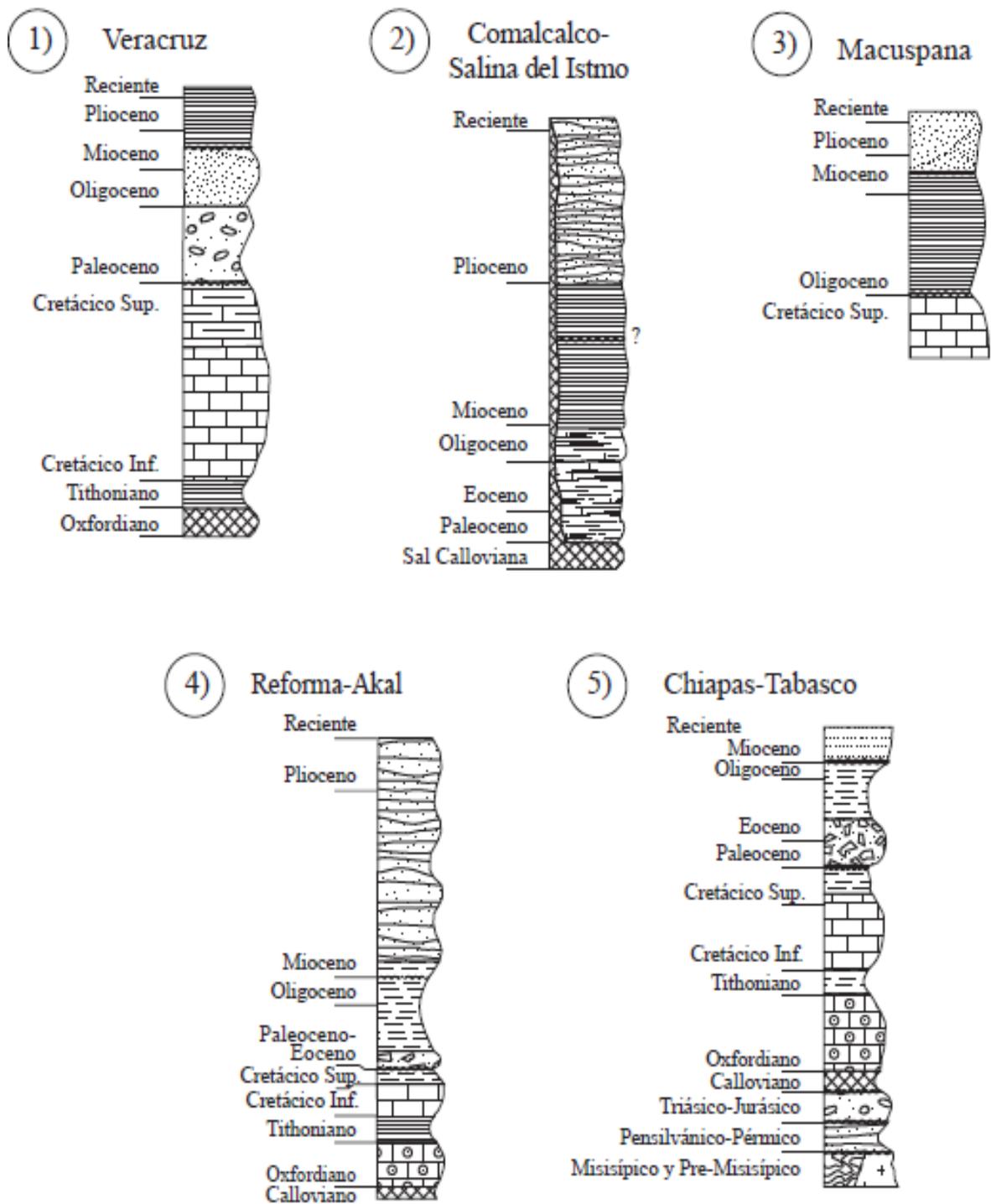


Ilustración 1-7 Litoestratigrafía regional del sureste mexicano / Padilla y Sánchez, 2007

1.1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS

La descripción de los yacimientos responde directamente a la segunda pregunta formulada en la exploración: ¿qué está almacenado y qué se puede extraer? Y para ello la descripción de yacimientos tiene que ver directamente con la caracterización estática y la caracterización dinámica.

En esta etapa debemos de integrar la información de exploración y de descripción geológica con información de los registros geofísicos y de los núcleos, así como también de la información sísmica para hacer una caracterización estática. Por otro lado si a lo anterior integramos información de pruebas de presión y análisis de fluidos podemos decir que obtenemos una caracterización dinámica.

Entonces definimos la descripción de yacimientos, como la aplicación de principios científicos para estudiar los yacimientos y conocer sus comportamientos bajo escenarios de descripción y de explotación. Es poder desarrollar y explotar los campos para obtener una alta recuperación económica al considerar: la seguridad, el cuidado ambiental y su impacto social y político.

Así se considera a un yacimiento como una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos de ellos están asociados a acuíferos. Los hidrocarburos atrapados ocupan parcialmente los poros de la roca almacenadora y normalmente están a presión y temperatura propias de las profundidades a las que se encuentra el yacimiento caracterizado. Así, la descripción de los yacimientos responde directamente a la cuestión planteada:

- Determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimientos
- Determinar las propiedades de la roca y su relación con los fluidos
- Determinar y analizar el cambio de las propiedades físicas que sufren los fluidos con la presión y la temperatura
- Predecir el comportamiento primario de los yacimientos al considerar diferentes programas de explotación
- Predecir su comportamiento de acuerdo a diversas configuraciones de explotación
- Predecir su comportamiento económico de acuerdo a su comportamiento primario y de acuerdo a los diferentes escenarios de explotación
- Determinar reservas de aceite, gas y condensado
- Efectuar estudios de recuperación mejorada

La caracterización de yacimientos debe auxiliarse de información adquirida a través de los registros geofísicos, el análisis de núcleos, las pruebas de presión y los análisis de fluidos que también se integran en análisis PVT. Por toda la información que integra, ésta etapa también es conocida como ingeniería de yacimientos.

Caracterización estática

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos consiste en generar un modelo geológico del yacimiento (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo. Por ello la caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento de petróleo. La etapa inicial de un proceso de caracterización de yacimiento consiste en la generación de un modelo estático inicial basado en información previa (Estática). Esta información previa se consigue a partir de la interpretación de datos sísmicos 2D y 3D, registro de pozos, pruebas de laboratorios, análisis de ripios (muestras obtenidas durante la perforación), análisis de núcleos (muestras compactas tomadas en el yacimiento), entre otros.

Otra alternativa es la aplicación de los métodos estadísticos para generar más de un modelo inicial del yacimiento basado en la información previa (Estática). Estos buscan estimar la distribución de los parámetros a lo largo de todo el yacimiento conocidos los valores en los pozos de forma que se ajusten al resto de información que se tiene de la zona donde se encuentra el yacimiento, como puede ser la obtenida por métodos sísmicos o por otro tipo de estudios geológicos de la zona. Por otra parte con los métodos estocásticos (basados en información estática) se consigue una gran cantidad de “realizaciones equivalentes-probables” (es decir, posibles mapas de los parámetros en el área del yacimiento que tienen la misma probabilidad de ser correctos en función de criterios basados en la información conocida).

Caracterización dinámica

Para completar la caracterización también se usan medios dinámicos que detectan y evalúan los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento. Las herramientas usadas son las pruebas de presión, datos de producción, registros de producción y pruebas muy especializadas, como son las pruebas de trazadores que sirven para detectar líneas de preferenciales de desplazamiento de fluidos.

Tiene como propósito investigar, desarrollar y adecuar metodologías que expliquen la interacción dinámica del sistema roca-fluido del yacimiento, tratando de reflejar y comprender de la mejor manera cómo se desplazan los fluidos a través de las rocas. Los parámetros que se obtengan servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos, integrando de manera congruente el modelo estático.

Clasificación de yacimientos

La diversidad de los yacimientos hace que incluso su clasificación se clasifique. Ello se debe a que debemos de tomar diversos factores de modelo como el tipo de roca almacenadora que contiene a los hidrocarburos, la trampa, los fluidos que contienen, el empuje predominante, la presión original del yacimiento y por el comportamiento de yacimiento

resultante. Estas clasificaciones se toman en cuenta para hacer fácil su modelo y correlación con otro tipo de datos que deben ser correlacionados para poder tomar las mejores decisiones para perforar las zonas con mayores probabilidades de descubrir y desarrollar al campo.

Por roca almacenadora

- Areniscas: Pueden ser limpias o sucias.
- Calizas porosas cristalinas: con porosidades primarias muy bajas.
- Calizas eolíticas: que tienen porosidad intermodular
- Calizas detríticas: que están formadas por fragmentos de material calcáreo
- Calizas fracturadas: que son sumamente atractivas por su alta permeabilidad
- Calizas dolomíticas: que se combinan con carbono o magnesio
- Areniscas: que están cementadas por materiales calcáreos o con sílice
- Lutita: con porosidad baja pero donde se puede encontrar gas

Por tipo de trampa

- Anticlinal: la gravedad originó el entrapamiento de los hidrocarburos
- Domo salino: los fluidos penetraron al domo salino y ligado a fallas y discordancias
- Fallas: ocasionan discontinuidad y desplazamiento en las propiedades de flujo de la roca y acumula hidrocarburos
- Estratigráfico: la acumulación de hidrocarburos se debe al cambio de facies o discordancias, por disminución de la permeabilidad o por acuñamiento
- Combinados: interviene más de un tipo de trampa

Por fluido almacenado

- Aceite y Gas disuelto: donde $P_i > P_b$. Aquí todo el gas está disuelto. También se le llama yacimientos bajosaturados
- Aceite, Gas disuelto y Casquete de gas: donde $P_i < P_b$. Tendrá gas libre desde el inicio de su explotación. También se les llama yacimientos saturados.
- De Gas seco: por su composición y condiciones PVT el yacimiento siempre tendrá gas.
- De Gas húmedo: por su composición y condiciones PVT, es gas a condiciones de yacimiento y es gas y líquido a condiciones de superficie.
- De Gas y condensado retrógrado: donde a condiciones originales de P y T es gas, pero al declinar la presión se forma la fase líquida.

Por empuje predominante

- Expansión de roca y fluidos ($P_i > P_b$)
- Expansión de gas disuelto liberado ($P_i < P_b$ o P_{sat})
- Expansión del gas libre
- Por segregación gravitacional
- Por empuje hidráulico
- Por empujes combinados y por empujes artificiales

Por comportamiento del yacimiento

- Homogéneos: significa que solo hay porosidad media y es la que produce en el pozo.
- Doble porosidad: significa que dos medios homogéneos porosos de distinta porosidad y permeabilidad están interactuando. Esta describe los sistemas siguientes: yacimiento naturalmente

fracturado, yacimientos de capas múltiples con alta permeabilidad, yacimientos de una sola capa con alta variación de permeabilidad del espesor del yacimiento y penetración parcial.

- Doble permeabilidad: Se refiere a dos distintas porosidades medias, cada una aporta fluidos al pozo. Puede describir los siguientes sistemas: yacimientos de capas múltiples, con contraste bajo de permeabilidad, zonas múltiples separadas por capas impermeables, terminación parcial

Adelantos en técnicas de descripción de yacimientos

La electrónica y la computación, con su casi ilimitada capacidad de procesamiento de datos, permite que los resultados de los levantamientos sísmicos se tengan en muchísimo menor tiempo que lo acostumbrado en años atrás, cuando geofísicos y geólogos requerían meses cotejando, verificando, correlacionando y ajustando datos utilizando la regla de cálculo o calculadoras mecánicas manuales para luego elaborar los planos o mapas del subsuelo de las áreas estudiadas. Además, la nueva tecnología ha permitido reestudiar y reinterpretar información sísmica antigua de áreas que en el pasado no fueron catalogadas como atractivas y, en muchos casos, los nuevos resultados han sido sorprendentes. Otra contribución técnica de nitidez y rapidez es la elaboración en blanco y negro o a color de los planos o mapas del subsuelo mediante las procesadoras o copiadoras electrónicas programadas específicamente para tales labores. Hoy, la diferencia en productividad es notable. La idea de sobreponer información de los registros o perfiles petrofísicos a los datos sísmicos de los levantamientos o a la sísmica adquiridos específicamente en un pozo, y hasta “en tiempo real” amplió la cobertura de correlación. Sin embargo, es oportuno mencionar que todas las técnicas y herramientas de exploración en la búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos (reservas) no son infalibles. La interpretación de los datos y de los resultados obtenidos conducen a predecir el grado de probabilidad (alto, medio, bajo) de las condiciones y características del subsuelo conducentes a la existencia de yacimientos de interés comercial. En la industria existe un dicho que decisivamente abarca todas las expectativas y es: “...pues la barrena dirá”.

1.1.4 LAS 5 HERRAMIENTAS DE LA CARACTERIZACIÓN

Aquí se revisan las cinco elementos que inciden directamente en la ingeniería de yacimientos, al identificar propiedades del sistema roca-fluidos así como de su comportamiento primario. También inciden en la perforación, al definir modelos de distribución de pozos y caracterizar los fluidos, así como del comportamiento de todo el sistema al momento de ser explotados.

Y por último inciden en la producción de pozos puesto que su utilización debe ser considerada al correlacionarlo no sólo para tomar decisiones en cómo explotar al yacimiento sino en cómo prolongar su vida productiva al pensar desde las primeras etapas qué recuperación secundaria y/o mejorada se deberá instalar y qué sistema artificial de

producción será el más eficaz. Su planificación reducirá la incertidumbre en la producción y maximizará la inversión a mediano plazo.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Son todas aquellas características o atribuciones físicas que posee el sistema en cuestión, las cuales ayudan a describir y entender el comportamiento de las interacciones entre la roca y los fluidos, a través del período de explotación de un yacimiento. A continuación se presentan sus definiciones y los tipos de propiedades que ayudan a describir con mayor detalle aquellas interacciones entre la roca y los fluidos.

POROSIDAD (ϕ).

La porosidad de un material representa un porcentaje que relaciona el volumen que ocupan los poros en un volumen unitario de roca; esto es si la porosidad es del 50 % significa que la mitad de la roca está constituida por poros y la otra mitad por partículas sólidas. Pero no nos habla de cómo están conectados los poros, por lo que recurrimos a otros conceptos complementarios que cuantifican otras configuraciones de porosidad. Entre esas encontramos.

- Porosidad total (ϕ_t): que representa solo el porcentaje de poros. Es decir, mide el volumen total que no ocupa la roca y que potencialmente estaría ocupado por fluidos.
- Porosidad interconectada (ϕ_c): es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.
- Porosidad potencial (ϕ_p): es el porcentaje de volumen total de espacios “nulos” en la roca, que se encuentran conectados por pasajes o umbrales, donde los fluidos no fluyen.
- Porosidad efectiva (ϕ_e). La porosidad efectiva es ese volumen poroso el cual está interconectado y no sellado, por donde pueda ceder el petróleo o gas. La porosidad efectiva es usada en cálculos de reservas.

PERMEABILIDAD (k).

Es la capacidad que tiene un material para permitirle a un líquido que lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es *permeable* si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e *impermeable* si la cantidad de fluido es despreciable. Para la permeabilidad tenemos los siguientes conceptos que describen con mayor detalle el que un fluido atraviese un material:

- Permeabilidad absoluta (k_a): es la propiedad del medio que permite el paso de un fluido, cuando éste lo satura al 100%. Esta depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

- Permeabilidad efectiva (k_e): es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. Y de ésta permeabilidad podemos encontrar permeabilidad efectiva al aceite, al agua y al gas. En otras palabras, es la capacidad de la roca de transmitir un fluido en presencia de otro fluido no inmiscible, como por ejemplo dejar fluir el petróleo o el gas en presencia del agua.
- Permeabilidad relativa (k_r): es el cociente de la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación determinada entre la permeabilidad absoluta de ese mismo fluido a saturación total de ese fluido. Las mediciones de la permeabilidad relativa son usadas para describir cuantitativamente el transporte simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles a través de una roca de formación. Estas mediciones dependen principalmente de las saturaciones de los fluidos.

SATURACIÓN (S)

Es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra lleno con fluido (aceite, agua o gas). Se obtiene al dividir el volumen del fluido "f" (V_f) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos intercomunicados del medio poroso.

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

Ecuación 1 Ecuación de Saturación

Donde: V_f es el volumen del fluido (aceite, gas o agua) a condiciones del medio poroso.

V_p es el volumen de poros del medio poroso.

Los poros en un yacimiento siempre estarán saturados de fluidos, nunca habrá poros vacíos.

$$S_o + S_w = 1$$

$$S_o + S_g = 1$$

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

Ecuación 2 Saturación total como la suma de saturación de los tres fluidos en yacimiento

MOJABILIDAD Y PRESIÓN CAPILAR

La mojabilidad es la capacidad que tiene un líquido de extenderse y dejar una traza sobre un sólido.

El ángulo de contacto θ , es el ángulo que forma el líquido respecto a la superficie de contacto con el sólido, y está determinado por la resultante de las fuerzas adhesivas y cohesivas.

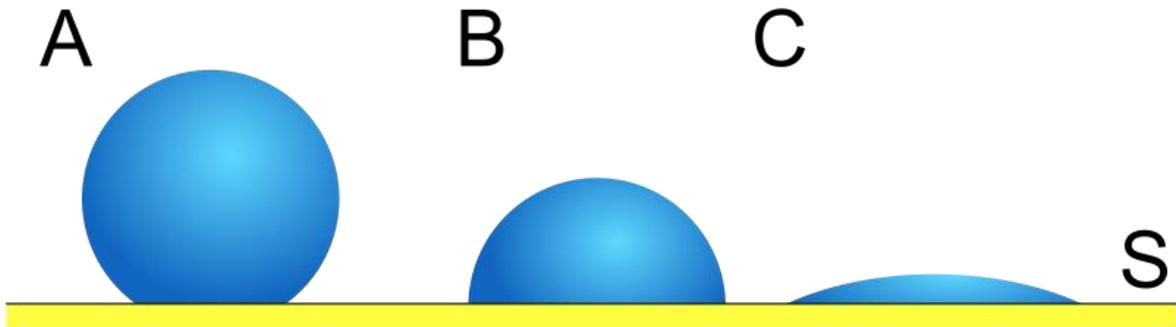


Ilustración 8 Mojabilidad de diferentes fluidos. El fluido A posee una mojabilidad muy pequeña y un ángulo de contacto muy grande (ángulo obtuso), mientras que la mojabilidad del C es muy grande y su ángulo de contacto muy pequeño (ángulo agudo).

Como la tendencia de una gota a expandirse en una superficie plana aumenta con la disminución del ángulo de contacto, este ángulo proporciona una medida de la inversa de la mojabilidad: a menor ángulo de contacto, mayor mojabilidad (ver Ilustración 8).

La mojabilidad depende de las fuerzas intermoleculares de los materiales en contacto; las fuerzas adhesivas entre el líquido y el sólido que provocan que el líquido se extienda por la superficie, mientras que las cohesivas del líquido hacen que éste se abulte y tienda a evitarla.

La mojabilidad está relacionada con otros efectos, como la capilaridad. Independientemente del valor de la mojabilidad, cualquier líquido sobre una superficie sólida forma un casquete esférico. Algunas sustancias disueltas en el agua pueden modificar su tensión superficial y por tanto su mojabilidad.

Ángulo de contacto	Grado de mojabilidad	Fuerzas intermoleculares:	
		S/L interacciones	L/L interacciones
$\theta = 0$	Perfecta	fuerte	débil
$0 < \theta < 90^\circ$	Alta	fuerte	fuerte
		débil	débil
$90^\circ \leq \theta < 180^\circ$	Baja	débil	fuerte
$\theta = 180^\circ$	Nula	débil	fuerte

Tabla 1 Mojabilidad. Ángulos de contacto e interacciones sólido/líquido y líquido/líquido

Un ángulo de contacto pequeño ($< 90^\circ$) indica que la mojabilidad es muy alta, y el fluido se extenderá sobre la superficie; ángulos de contacto grandes ($> 90^\circ$) significan que la mojabilidad es baja y el fluido disminuirá el contacto con la superficie, formando una gota compacta (VerTabla 1).

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca es mojable por agua, la permeabilidad al aceite es muy superior al caso en que la roca sea mojable por aceite. Esto es debido a que la fase mojante (en este caso el agua) está adherido a la roca del yacimiento, disminuyendo de esta manera su movilidad. Por lo tanto es muy importante que el medio poroso esté o quede mojado por agua para que el aceite tenga mayor movilidad dentro del medio poroso.

Típicamente los fluidos no son miscibles, por ejemplo, al poner en contacto físico aceite y agua, exhiben una interfase, con una presión diferencial alrededor de ésta. Esta diferencia de presión entre las dos fases inmiscibles (en este caso aceite y agua) es referida como presión capilar.

La presión capilar normalmente es definida como la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Ecuación 3 Ecuación general de presión capilar

En el caso de aceite (o) y agua (w):

$$P_c = P_o - P_w$$

$$P_c = (\rho_o - \rho_w)gh$$

Ecuación 4 Presión capilar entre aceite y agua

RESISTIVIDAD (R) y FACTOR DE FORMACIÓN (F)

La resistividad de una sustancia o de un material es la medida de su oposición al paso de la corriente eléctrica. La resistividad de una corriente depende de:

- 1) La cantidad de agua presente
- 2) La resistividad del agua que se encuentra en los poros
- 3) La mojabilidad
- 4) La litología
- 5) La textura de la roca

- 6) La temperatura
- 7) La presión

Es un parámetro necesario para determinar el factor de formación. La resistividad no es precisamente una propiedad petrofísica, pero conocer su valor es de gran importancia para conocer las saturaciones de agua mediante análisis cuantitativos de registros eléctricos.

La saturación de una roca saturada 100% con agua se denomina R_o y la podemos escribir:

$$R_o = f (R_w, \phi)$$

Ecuación 5 Resistencia de la roca saturada al 100% de agua

Donde: R_w es la resistividad del agua, en $\Omega\text{-m}$

ϕ es la porosidad, en fracción.

Es decir, R_o está relacionado con R_w por un factor de formación F , tal que:

$$R_o = F R_w$$

Ecuación 6 Resistividad de la roca función del factor de Formación (F)

Archie encontró un valor de f para diferentes muestras mediante experimentos de laboratorio, de donde pudo relacionar a F con la siguiente expresión:

$$F = a / \phi^m$$

$$F = 1 / \phi^2 \quad (\text{Carbonatos})$$

$$F = 0.62 / \phi^{2.15} \quad (\text{Formaciones suaves})$$

$$F = 0.81 / \phi^2 \quad (\text{Arenas})$$

Ecuación 7 Factor de formación para distintos medios (carbonatos, formaciones suaves y arenas)

REGISTROS GEOFÍSICOS

Son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica necesaria para el proceso de caracterización de los yacimientos.

Los principales parámetros físicos necesarios en la evaluación de los yacimientos, son: la porosidad, la saturación de hidrocarburos, los espesores de capas permeables, la permeabilidad y el factor de formación.

Así tenemos que un registro de pozo es una representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La obtención de éste se realiza a partir de una sonda que va recorriendo la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que traduce la información enviada por la sonda a través de un cable que se registra en una cinta magnética o película fotográfica.

Las sondas son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y varían de acuerdo con la propiedad que miden, a las necesidades de investigación, condiciones y profundidad del pozo.

La manera de medir las distintas propiedades de las rocas parte de un sistema básico común: un emisor (electrodo, bobina, emisor de radiactividad, emisor de neutrones, emisor de ondas acústicas) que envía una señal (corriente eléctrica, campo electromagnético, radiactividad, neutrones u ondas acústicas) hacia la formación. Uno o varios receptores miden la respuesta de la formación a cierta distancia del emisor.

Los registros de pozos no identifican cuantitativamente el tipo de roca atravesada por el pozo, miden propiedades químicas y físicas de las rocas, las cuales se correlacionan con las muestras de canal y núcleos extraídos durante la perforación. Entre las utilidades de los registros se tienen:

- Correlación y límites entre capas
- Diferenciación entre rocas duras y blandas
- Determinación de cuerpos permeables
- Discriminación entre capas acuíferas petrolíferas
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos
- Determinación cuantitativa de la porosidad y de la saturación de agua
- Determinación de productividad
- Pronóstico de fluidos a producir
- Determinación de la litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Verificación de características estructurales y sedimentarias
- Volumen de arcilla
- Permeabilidad
- Salinidad de agua de formación
- Determinación de temperatura

REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el agujero y un potencial fijo en un electrodo superficial, contra la profundidad.

El SP es útil para:

- Detectar capas permeables.
- Localizar límites de capas para permitir la correlación entre ellas.
- Correlacionar estratos
- Determinar valores de resistividad de agua de formación.
- Proporcionar indicaciones cualitativas del contenido de lutita.

El SP se muestra generalmente en el primer carril, conocido como *track* del registro, usualmente junto con algún registro de resistividad, aunque también puede estar junto a registros tales como el sónico.

REGISTRO ELÉCTRICO CONVENCIONAL

Durante los primeros veinte años de los registros geofísicos de pozos, los únicos estudios eléctricos disponibles fueron los registros eléctricos convencionales (ES) y el SP. Miles de ellos se corrieron cada año en pozos perforados alrededor del mundo.

Desde entonces se han desarrollado nuevos métodos para medir valores cercanos de R_{xo} (resistividad de zona lavada por el filtrado de lodo) y R_t (resistividad de la zona no invadida). Sin embargo, el convencional: el ES (por sus siglas en inglés: *Electrical Survey*), aún se usa en muchas partes del mundo.

En este tipo de registros se hace pasar corriente por la formación a través de ciertos electrodos, y los voltajes son medidos con otros electrodos. Estas mediciones de voltajes proporcionan las mediciones de resistividad de la formación que es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos.

REGISTROS ELÉCTRICOS ENFOCADOS

Las influencias que genera la formación son minimizadas por una familia de herramientas de resistividad, las cuales usan corrientes enfocadas para controlar el camino tomado por la corriente medida. Estas corrientes son proporcionadas por electrodos especiales en las sondas.

Las herramientas de electrodos enfocados incluyen el *Laterolog* y los registros esféricos enfocados (*SFL*). Estas herramientas son muy superiores a los dispositivos *ES* en presencia de relaciones R_t/R_m más grandes y para contrastes resistivos grandes con capas adyacentes. Son mejores para la solución de capas delgadas.

Los sistemas que usan este principio tienen como aplicación cualitativa la determinación de R_t (Resistividad verdadera de la Formación) y R_{xo} (R de zona invadida).

REGISTROS DE INDUCCIÓN

El registro de inducción fue desarrollado para medir la resistividad de la formación en agujeros conteniendo lodos base aceite. Los sistemas de electrodos no trabajan en estos

lodos no conductivos. Se ha visto que las herramientas de inducción tienen muchas ventajas sobre los convencionales para este tipo de pozos

Estos registros también son muy útiles en la medición de la resistividad de la formación y su consecuente uso en la determinación de la saturación de agua e hidrocarburos. Los registros de inducción son enfocados con el propósito de minimizar la influencia del agujero y de las formaciones vecinas. También están diseñados para investigaciones profundas y la reducción de influencia de las zonas invadidas

Las sondas de inducción incluyen un sistema de varios transmisores y receptores. Se envía una corriente alterna de alta frecuencia de intensidad constante a través del transmisor. El campo magnético alterno así creado, induce corrientes secundarias a la formación. Estas corrientes fluyen en direcciones circulares, en forma de anillos, alrededor del agujero, las cuales crean campos magnéticos que inducen señales a un receptor. Las señales recibidas son esencialmente proporcionales a la conductividad de la formación.

REGISTROS DE MICRORESISTIVIDAD

Los registros de microresistividad son utilizados para:

- Medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- Delinear los estratos permeables mediante la detección de la capa del enjarre.
- Ayuda en la determinación de la porosidad.

Estos registros son los siguientes: *microlog*, *microlaterolog* y el *proximity*. Con la herramienta de microlog se tienen dos elementos de medición con un ligero espaciado. Estos elementos tienen diferente profundidad de investigación, los cuales proporcionan la resistividad de un pequeño volumen de enjarre y formación, inmediatos a la pared del agujero.

REGISTRO SÓNICO

Este tipo de herramienta registra el tiempo requerido de viaje de una onda sonora a través de una parte de la formación. La mayoría de los registros son la respuesta del recíproco de la velocidad de la onda compresional como un registro continuo. La velocidad de la onda registrada, la matriz de la roca y el fluido in-situ, pueden ser relacionados de tal forma que proporcione un valor del espacio fraccional poroso (porosidad).

Este espacio poroso disminuye la velocidad de las ondas sonoras. En una formación porosa, pero llena en su espacio poroso con algún tipo de fluido, existirá una relación lineal entre la porosidad y la velocidad del sonido.

Si existe porosidad secundaria, tal como cavernas o fracturas, la onda no viajaría a través de la barrera si el ángulo de intersección no es el adecuado. Los registros sínicos sólo

consideran la porosidad intergranular y ayudarán en la determinación de la porosidad de manera indirecta.

REGISTRO PARA MEDICIÓN DE DENSIDAD

Es un registro radiactivo, de los denominados de pared. Puede tomarse tanto en agujeros llenos con lodo como en agujeros vacíos.

Los registros de densidad son herramientas de detección de porosidad. Otros usos de las mediciones de densidad, incluyen:

- Identificación de minerales en depósitos de evaporitas.
- Detección de gas.
- Determinación de la densidad de los hidrocarburos.
- Evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.
- Determinación de producción en lutitas.

REGISTRO NEUTRÓN

Los registros neutrón se utilizan principalmente en:

- La delineación de formaciones porosas.
- La determinación de la porosidad.

Estos registros responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros se encuentran saturados con aceite y/o agua, el registro neutrón refleja la cantidad de porosidad saturada de algún líquido.

Las zonas de gas pueden ser identificadas mediante la comparación de registros neutrón con otro tipo de registros de porosidad.

REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Los registros de rayos gama consisten en mediciones de la radiactividad natural de la formación. De esta forma, el registro es útil en la detección y evaluación de depósitos minerales radiactivos, tales como el potasio y el uranio. En las formaciones sedimentarias los registros de rayos gama normalmente reflejan el contenido de arcilla de las formaciones. Esto se debe a los elementos radiactivos concentrados (y sobre todo por los feldespatos que contienen potasio en su estructura molecular) en este tipo de litología.

ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Son parte de los estudios integrados que proporcionan información detallada sobre los procesos, condiciones de depósito y diagénesis que ocurren en rocas sedimentarias. Por

otro lado, ésta información es de utilidad en la actualización del modelo geológico del campo en estudio.

Así el estudio de sedimentos y rocas sedimentarias se inicia con la observación megascópica en el lugar donde se colecta la muestra y en el laboratorio. Un estudio completo incluye desde simples observaciones macroscópicas (examen detallado de las estructuras sedimentarias, litología, contenido de fósiles) hasta la aplicación de una serie de técnicas instrumentales que en conjunto permiten definir los ambientes de depósito; así como los eventos físicos y químicos que han ocurrido en un ambiente sedimentario en particular. La metodología completa incluye la recepción de las muestras, identificación, registros fotográficos, estudios geológicos específicos y entrega del informe de resultados

La mayoría del personal especializado prefiere clasificar el análisis de núcleos en dos partes: análisis convencional y análisis especiales de núcleos.

Análisis convencional

Para los análisis que son de tipo convencional se tiene que se toman muestras cortadas o erosionadas que sirven a propósitos específicos según se enlistan a continuación:

- i. Muestras recién cortadas o preservadas para determinar:
 1. Porosidad.
 2. Permeabilidad.
 3. Saturación de gas, aceite y agua.
- ii. Muestras erosionadas o dañadas para determinar:
 1. Porosidad.
 2. Permeabilidad.

Análisis especiales

En el caso de los análisis especiales, tan sólo un número limitado de muestras son analizadas, sean éstas frescas o no, las cuales son seleccionadas en función de sus propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad). Los análisis importantes en el estudio de problemas de yacimiento, consisten de:

- i. Estudio de presiones capilares.
- ii. Mediciones del factor de formación y la razón de resistividad.
- iii. Flujo de dos fases y el estudio de las permeabilidades relativas.
- iv. Estudios de pruebas de mojabilidad.

Técnicas empleadas en el estudio de núcleos

Hacemos una descripción del alcance de las metodologías empleadas en estudios geológicos de núcleos obtenidos en la perforación de pozos petroleros.

Selección de muestras

Se toma en cuenta el número de muestras consideradas en la propuesta técnica y el tipo de estudio requerido. Una vez llevado a cabo el registro de las muestras, se selecciona el material que será destinado a los distintos estudios. Esto es, se toman fragmentos con fracturas, con hoquedades significativas, material que muestre la presencia de minerales arcillosos; en lo posible, materiales y muestras con características contrastantes. La descripción macroscópica general de los núcleos se realiza considerando: color, lustre, reacción al HCl, textura, tamaño de fragmentos, tamaño de granos, tipos de matriz, descripción de aspectos relevantes como puede ser la presencia de estilolitos, macrofósiles, fallas, fracturas, entre otros.

Corte y preparación de muestras

Cortes longitudinales. Estos cortes se realizan a un tercio del diámetro del núcleo. De este corte se obtienen rebanadas gruesas de ellas se preparan láminas delgadas y superficies pulidas para llevar a cabo las observaciones en el microscopio petrográfico. La parte restante del núcleo, aproximadamente dos tercios, se pule para ser escaneada y emplearla para la descripción granulométrica, descripción megascópica y cuantificación de fracturas. Los recortes sobrantes de los cilindros completos y demás fragmentos se seleccionan para los estudios de difracción de rayos X y microscopía electrónica.

Petrografía sedimentaria

La petrografía sedimentaria es el análisis microscópico de los ambientes diagenéticos y de depositación que incluyen la composición mineralógica, el origen de los sedimentos y clastos, así como la secuencia de eventos diagenéticos ocurridos.

El estudio petrográfico de láminas delgadas constituye la base de investigación de rocas sedimentarias, siliciclásticas, volcánicas, carbonatadas y evaporíticas. La información obtenida de un análisis petrográfico proporciona un gran soporte a las observaciones de campo y en el caso de rocas sedimentarias es la fuente de información que será complementada con los resultados obtenidos al aplicar otras técnicas de estudio: la difracción de rayos X, microscopía electrónica de barrido y el análisis químico elemental cuantitativo de minerales presentes en la roca.

Las muestras se preparan de acuerdo a los procedimientos institucionales P-UG-009 y P-UG-010. La petrografía se lleva a cabo en un microscopio óptico Carl Zeiss y la minerografía se realiza en un microscopio convencional de luz reflejada.

Difracción de rayos x

La difracción de rayos X es un método convencional instrumental particularmente útil en el análisis de material cristalino de grano muy fino. Existe una variedad de aplicaciones usados para caracterizar los componentes sedimentarios. Se puede mencionar el análisis de roca

total, donde se detectan minerales que están a muy baja proporción. También se pueden realizar análisis de la fracción arcillosa presente en la roca total, determinar el grado de cristalinidad de illitas; al igual que el contenido de hierro y magnesio en cloritas. Cuando la cantidad de illita lo permite, se estima el potasio presente en la estructura de la mica. Cada determinación tiene siempre un objetivo específico.

Como parte de la caracterización geológica de los núcleos únicamente se analiza la fracción arcillosa de los mismos. La preparación de muestras se lleva a cabo de acuerdo con el procedimiento P-UG-007.

El análisis mineralógico de la fracción arcillosa se lleva a cabo en un difractor Siemens D500 con radiación filtrada de cobre. LA identificación de minerales se realiza por medio del archivo de identificación de “*Powder diffraction file*” que pertenece al *International Centre for Diffraction Data*.

Microscopio electrónico de barrido

Este microscopio es otra técnica de análisis instrumental de gran utilidad cuando se requiere revisar superficies a alto aumento. Brinda la posibilidad de tener una resolución excelente a grandes aumentos sin destruir la muestra; como es el caso de las preparaciones para estudios petrográficos, donde al desbastar la superficie de la muestra se pierden rasgos importantes de la misma. Actualmente, el MEB es reconocido como un instrumento importante en estudios sedimentológicos, ya que proporciona información e ilustración de superficies en tercera dimensión y a una escala del orden de cuantas micras.

La principal contribución del MEB en sedimentología es el campo de la diagénesis, donde la textura de la roca, poros y delicado material que rellena los poros pueden ser examinados sin destruir la superficie de la muestra. Otras aplicaciones son: la identificación de minerales por su morfología, diferenciación entre una matriz y un cemento, recubrimiento de granos y otros.

Además su acoplamiento permite llevar a cabo el análisis químico in situ de una superficie específica. Este análisis puede ser total o puntual.

El análisis morfológico semicuantitativo se lleva a cabo en un microscopio electrónico de barrido Carl Zeiss, modelo DSM96D; que tiene acoplado un espectrómetro dispersivo de energía de rayos X.

Análisis de fracturas

El análisis de fracturamiento constituye una valiosa herramienta desarrollada en la Gerencia de Geotermia para el análisis y cuantificación de hoquedades y microfracturas en los

núcleos. El estudio se realiza en cortes longitudinales de los núcleos con un grosor de un tercio de diámetro total del núcleo, éstos son pulidos con abrasivos muy finos. Finalmente, se realiza un pulido a espejo con cada muestra.

El procesamiento digital consiste en producir la superficie pulida de cada muestra con un scanner a 1400 puntos por pulgada a color. Se calibra la imagen de cada muestra. Se aplica un filtrado de bordes y ecuación de imagen. Se vectorizan las hoquedades, fracturas y áreas de muestras. Finalmente, se cuantifican áreas, longitudes e intersecciones mediante el programa elaborado para tal fin.

El resultado se presenta en un formato digital que incluye datos de identificación de la muestra y un resumen que incluye: área de la muestra, área de hoquedades, área de fracturas, número total de fracturas, número de intersecciones, número de fracturas por área, número de intersecciones por fractura y número de intersecciones por área.

PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los pozos, a partir del análisis de las variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye el daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades; los cuales son esenciales para la exploración y caracterización de yacimientos, pasando por una buena planeación de la perforación y hacer una buena planeación de explotación, que incidirá directamente en la selección de maquinaria adecuada para la explotación secundaria y mejorada.

Los objetivos de las pruebas de presión son:

- Estimar los parámetros del yacimiento
- Calcular la presión promedio del área de drenaje
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento
- Hallar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento
- Determinar el estado de un pozo (Daño)
- Estimar el volumen poroso del yacimiento
- Estimar las características de una fractura que intercepta al pozo
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación
- Determinar las condiciones de entrada de agua
- Confirmar la presencia de un casquete
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común
- Estimar el coeficiente de alta velocidad de pozos de gas
- Estimar los factores de pseudo-daño (penetración parcial, perforación, desviación, fractura)
- Estimar el avance del frente de desplazamientos en procesos de inyección

PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN

Teniendo en cuenta lo anterior vamos a presentar los fundamentos de las pruebas de incremento de presión. Ésta se basa considerando la variación de la presión es dependiente del flujo de fluidos que hayan circulado durante un periodo de $t-t_1$ y que dependerá de las condiciones de los fluidos y de las condiciones de la roca.

Aplicando la siguiente ecuación:

$$\Delta P(t) = \frac{q_1 \mu B}{2\pi kh} P_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2\pi kh} P_D(t - t_1)$$

Ecuación 8 Variación de la presión dependiendo del tiempo

Donde:

$$q_1 = q; q_2 = 0; t - t_1 = \Delta t = t - t_p; t = t_p + \Delta t$$

$$\Delta P(t_p + \Delta t) = \frac{q \mu B}{2\pi kh} P_D(t_p + \Delta t) - \frac{q \mu B}{2\pi kh} P_D(\Delta t) = \frac{q \mu B}{2\pi kh} [P_D(t_p + \Delta t) - P_D(\Delta t)]$$

Si se considera que se puede usar la aproximación logarítmica, usando \log_{10} y las unidades del sistema inglés, se obtiene lo siguiente:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

Ecuación 9 Presión de fondo fluyendo

Donde la ecuación anterior también se puede escribir como sigue:

$$P_{ws} = P_i - m \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

Ecuación 10 Modelo de la variación de la presión como línea recta

Se puede obtener una gráfica de la ecuación anterior, la cual describirá una línea recta con intersección en P_i y con una pendiente $-m$ (es importante que la ecuación y su gráfica se realicen bajo un sistema cartesiano semilogarítmico, donde el eje de las ordenadas está representado por P_{ws}), donde:

$$m = \frac{162.6 q B \mu}{kh}$$

Del cual se puede obtener k :

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

Ecuación 11 Obtención de la permeabilidad función de la pendiente

De esta manera, la prueba de incremento de presión es útil para obtener la permeabilidad de la roca en determinada zona, con ayuda de información empleada en la misma prueba y con información de los fluidos. Este modelo es muy útil pues sus resultados son muy confiables y relativamente sencillos de obtener para evaluar el potencial del sistema.

PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN

La etapa ideal para efectuar esta prueba es al principio de la explotación, se pueden determinar la permeabilidad, el factor de daño y el volumen drenado. La principal ventaja en este tipo de prueba es: económica (no hay cierre), la mayor desventaja es la dificultad de tener un gasto constante.

Una curva de decremento es simplemente una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo hechas durante un período de flujo a ritmo de producción constante.

ANÁLISIS DE FLUIDOS

Los análisis de fluidos son los métodos más precisos para estimar las propiedades físicas y químicas de una muestra de un fluido en particular. En la ausencia de datos de laboratorio, algunas correlaciones empíricas desarrolladas presentan buenas alternativas para estimar las propiedades de los fluidos.

Las fases más importantes que se presentan en los yacimientos petroleros son la fase líquida (por ejemplo, aceites crudos o condensados) y la fase gas (por ejemplo, el gas natural). Las condiciones bajo las cuales estas fases existen son de suma importancia en el estudio de la explotación de los yacimientos, permitiendo conocer el comportamiento del yacimiento y mejorar las prácticas de producción y manejo de los fluidos en superficie y así optimizar la recuperación de los hidrocarburos. El comportamiento de un fluido en un yacimiento a lo largo del período de explotación se determina por la forma de su diagrama de fase y la posición de su punto crítico.

SIMULACIÓN MATEMÁTICA

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero, con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir, con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

Los simuladores numéricos de yacimientos juegan un papel muy importante en los procesos modernos de administración de yacimientos. Son usados para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como para monitorear y evaluar su comportamiento.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o de energía, acoplados con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través del medio poroso. Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua.

Esta no-linealidad de las ecuaciones obedece a lo siguiente:

1. La heterogeneidad en el yacimiento.
2. La relación que tiene la saturación con la permeabilidad relativa y con la presión capilar, es de tipo no lineal.
3. Las propiedades *PVT* de los fluidos, como función de la presión, composición y temperatura, no son lineales.

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad enorme de cálculos que se realizan al efectuar una simulación. Con la ayuda de un simulador se puede:

1. Conocer el volumen original de aceite.
2. Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
3. Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada o secundaria así como cuando se hace una instalación de sistemas artificiales.
4. Optimizar los sistemas de recolección.
5. Determinar los efectos de la colocación de los pozos y su espaciamiento.
6. Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
7. Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
8. Realizar estudios individuales de pozos.
9. Conocer la cantidad de gas almacenada.
10. Hacer programas de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento y determinar los métodos más convenientes a implantar para mejorar la recuperación final de los hidrocarburos. La simulación numérica está basada en los principios de balance de materia, tomando en consideración las heterogeneidades del yacimiento y la dirección del flujo de los fluidos en el medio poroso, así como las localizaciones de los pozos productores e inyectores y sus condiciones de operación. Se manejan, además, la ubicación de los intervalos productores e inyectores, los ritmos de producción, sus presiones en el fondo y

en la cabeza de los pozos. Para introducir todo este detalle, es necesario dividir al yacimiento, tanto horizontal como verticalmente, en pequeños bloques, llamados “celdas”. Los cálculos se llevan a cabo mediante el uso de balance de materia y de flujo de fluidos en el medio poroso, para las fases aceite, gas y agua, en cada una de las celdas y a etapas de tiempo, a partir de unas condiciones iniciales.

CLASIFICACION DE SIMULADORES MATEMATICOS

Se ha desarrollado una gran cantidad de simuladores, los cuales pueden clasificarse en función de las características del yacimiento que se piensa estudiar o, bien, el proceso físico que se quiere reproducir.

Cuando se desea predecir el comportamiento de un yacimiento sujeto a un determinado proceso de recuperación, es preciso seleccionar el modelo que cumpla con ciertas características de diseño, que le permitan realizar el trabajo de manera adecuada

A continuación se definen los siguientes parámetros de clasificación:

Tipo de yacimiento. Dependiendo de las características físicas de la mecánica de las rocas de los yacimientos, pueden dividirse en: yacimientos no fracturados y yacimientos fracturados, siendo estos últimos los de más difícil estudio de simulación.

Nivel de simulación. Los estudios de simulación pueden realizarse a los siguientes niveles:

1. Pozos individuales.
2. Sector del yacimiento.
3. Todo el yacimiento.

Simulador. Los diferentes tipos de simuladores pueden dividirse en dos grupos:

1. Los que se definen según el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento:
 - Simuladores de gas.
 - Simuladores de aceite negro.
 - Simuladores de aceite volátil.
 - Simuladores de gas y condensado.
2. Los que se utilizan en procesos de recuperación mejorada.
 - Simuladores de recuperación química.
 - Simuladores de recuperación con miscibles.
 - Simuladores de recuperación térmica.

Tipo de flujo en el yacimiento. En el yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo como función del número de fluidos en movimiento y éstos son:

1. Flujo monofásico (un sólo fluido: aceite, gas o agua).
2. Flujo bifásico (dos fluidos: aceite y agua, gas y agua o aceite y gas).

3. Flujo trifásico (tres fluidos: aceite, agua y gas).
4. Composicional (gas y condensado, condensación retrógrada y de aceite volátil).

Geometría. La geometría de flujo es una consecuencia del número de dimensiones y tipo de coordenadas que maneje el simulador, tal como lineal, rectangular, cartesiano o cilíndrico.

Número de dimensiones. En función del número de dimensiones éstos pueden ser:

1. Simulador de cero dimensiones. Se dice que es de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de la presión no varían de un punto a otro; se consideran valores promedio a lo largo de todo el yacimiento.
2. Simulador de una dimensión. Hay variación de las propiedades petrofísicas, de los fluidos y de la presión, en una dirección.
3. Simulador de dos dimensiones. Se presenta variación de las propiedades petrofísicas, de los fluidos y de la presión, en dos direcciones.
4. Simulador de tres dimensiones. Hay variación de las propiedades petrofísicas, de los fluidos y de la presión, en tres direcciones.

PRINCIPIOS Y ECUACIONES FUNDAMENTALES DE LA SIMULACIÓN

La discretización entre los bloques del yacimiento depende del tamaño y complejidad del yacimiento, calidad y cantidad de la información, objetivo del estudio de simulación y de la exactitud de la solución deseada.

En la práctica, el número de bloques estará limitado principalmente por el costo de los cálculos y el tiempo disponible para preparar la información e interpretar los resultados. El modelo debe contener suficientes celdas y dimensiones para representar al yacimiento y simular su comportamiento en forma adecuada.

La vida del yacimiento también debe ser dividida en incrementos de tiempo y llevar a cabo los cálculos para todas las fases en cada bloque y para todas las etapas de tiempo. En general, la exactitud con la que se calcula el comportamiento del yacimiento, dependerá del tamaño de los incrementos de tiempo y el número de bloques de la malla.

Al aplicar las reglas de conservación de masa y la ley de Darcy para el flujo de cada fase (aceite, gas y agua) a cada celda, conduce a un juego de ecuaciones diferenciales parciales, involucrando saturaciones, presiones, propiedades de la roca y de los fluidos y el tiempo.

Las soluciones analíticas de estas ecuaciones para las distribuciones de saturaciones y presiones como función del tiempo, son imposibles de obtener. Sin embargo, éstas pueden resolverse mediante el uso de esquemas de diferencias finitas.

Los avances tecnológicos en técnicas de computación, el manejo de datos, el uso de paquetes de diseño, etc., han hecho que la simulación de yacimientos sea más práctica y ampliamente usada.

Una descripción matemática del flujo de fluidos en un medio poroso puede ser obtenida a partir de los siguientes principios físicos:

1. La ley de conservación de masa o balance de materia.
2. Ley de flujo de fluidos, tal como la ley de Darcy.
3. Comportamiento *PVT* de los fluidos, como una ecuación de estado.
4. Ley de la conservación del momento.
5. Ley de la conservación de la energía (primera ley de la termodinámica).

1.1.5 PERFORACIÓN

El perforar pozos de agua, con implementos rudimentarios manuales, se remonta a tiempos inmemoriales. En ocasiones, la búsqueda de aguas subterráneas tropezaba con la inconveniencia de hallar acumulaciones petroleras someras que trastornaban los deseos de los interesados; el petróleo carecía entonces de valor. Con el inicio (1859) de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de la industria. La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos, deducidas de la variedad de informaciones obtenidas a través de la aplicación de conocimientos de exploración, descripción y caracterización de yacimientos: Ciencias de la Tierra.

Clasificación de los pozos por su forma

La utilización y las experiencias logradas con la perforación rotatoria han permitido que, desde 1901 y durante el transcurso del siglo XX, la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones técnicas beneficiosas.

POZO VERTICAL

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

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de barrena; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la barrena, para que ésta muerda, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas de la barrena para garantizar la limpieza del fondo del pozo y el arrastre del ripio hasta la superficie. Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza, que influye mucho sobre el avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influye en que la trayectoria de la barrena sea afectada en inclinación y dirección. Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del pozo, mediante registros y análisis de los factores mencionados. En la práctica se acepta una cierta desviación del pozo (Ver Ilustración 1-9, Izquierda). Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un pozo sea razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la colisa, toca las cuatro patas de la cabria.

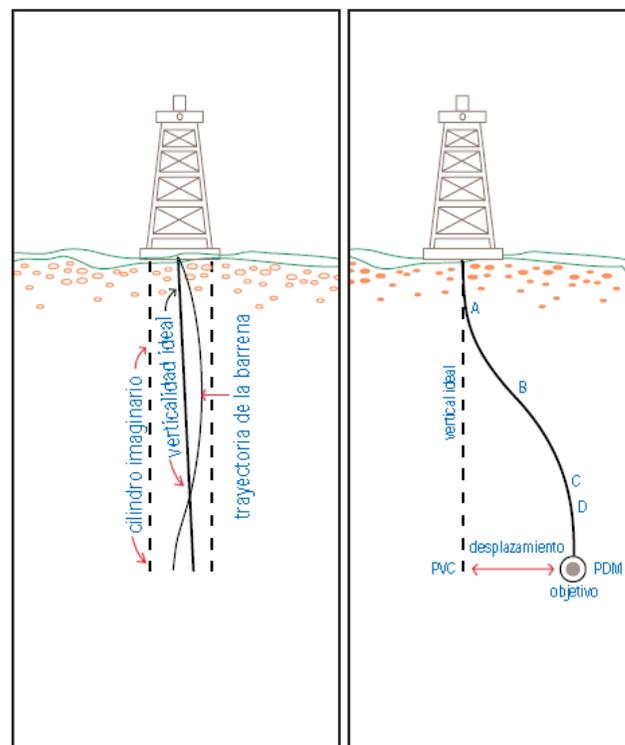


Ilustración 1-9 Izquierda: Trayectoria de un pozo; Derecha: Trayectoria de un pozo intencionalmente desviado

POZO DIRECCIONAL

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del agujero durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de seguir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado (Ver Ilustración 1-9, Derecha). Los conceptos y prácticas de hacer hoyos desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de los años treinta. Nuevos diseños de herramientas desviadoras o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida. Los elementos componentes de la sarta (barrena, lastra-barrena, estabilizadores, centralizadores, tubería de perforación) y la selección de magnitud de los factores necesarios para la horadación (peso sobre las barrenas, revoluciones por minuto de la sarta, caudal de descarga, presión y velocidad ascendente del fluido de perforación) empezaron a ser combinados y ajustados debidamente, lo cual redundó en mantener el debido control de la trayectoria del pozo.

En la Ilustración 1-9, derecha, los puntos A, B, C y D representan los cambios de rumbo e inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria del pozo con respecto a la vertical, hasta llegar al objetivo. En cada punto se opta por el cambio de inclinación, lo cual requiere una posible desviación de 3 ó 5 grados por 30 metros perforados, o de mayor número de grados y tramos de mayor longitud, según el caso. Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del pozo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del pozo. En la práctica, para mostrar el rumbo, inclinación y desplazamiento lateral, se hace un dibujo que incluye la profundidad desviada medida, PDM, y la profundidad vertical correspondiente, PVC (Ilustración 1-9). El refinamiento en el diseño y la fabricación de equipos y herramientas para la desviación de pozos en los últimos veinte años, conjuntamente con las modernas aplicaciones de la computación en las operaciones petroleras, han contribuido eficazmente a la perforación y terminación de pozos direccionales, inclinados, y horizontales.

Tanto en operaciones en tierra, cerca de la costa o costa afuera, la perforación direccional se utiliza ventajosamente en las siguientes circunstancias:

- En casos de impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para que desde allí se pueda hacer el pozo direccional hasta el objetivo requerido.

- Cuando sucede un reventón incontrolable, generalmente se ubican uno o dos taladros en la cercanía para llegar con un pozo direccional hasta la formación causante del reventón y por medio del bombeo de fluido de perforación contener el flujo desbordado.
- Cuando por razones mecánicas insalvables se tiene que abandonar la parte inferior del pozo, se puede, en ciertas ocasiones, aprovechar la parte superior del pozo para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo, nuevas inversiones y ciertos gastos.
- En el caso de la imposibilidad de reacondicionamiento de un pozo productor viejo se puede intentar terminarlo otra vez en el intervalo original u otro horizonte superior o inferior por medio de la perforación direccional.
- En el caso de que por sucesos geológicos no detectados, como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el pozo intencionalmente.
- En el caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos, se podría optar por la perforación desviada para profundizarlo e investigar las posibilidades de otros objetivos.
- En tierra y costa afuera, la perforación direccional moderna se ha utilizado ventajosamente para que desde una misma locación, plataforma acuática o isla artificial se perforen varios pozos, que aunque se ven muy juntos en la superficie, en el fondo mantienen el espaciamiento reglamentario entre uno otro. A esto se le llama perforación multidireccional

POZO DESVIADO

En la década de los años setenta, investigadores y laboratorios privados y gubernamentales y las empresas petroleras comenzaron en varios países a obtener buenas respuestas a sus esfuerzos en la adopción de nuevos conceptos económicos y aplicaciones avanzadas de los pozos desviados. Razones: la posibilidad de obtener más producción por pozo; mayor producción comercial acumulada por yacimiento; fortalecimiento de la capacidad competitiva de la empresa en los mercados y, por ende, aumento de ingresos con menos inversiones, costos y gastos de operaciones corriente arriba del negocio petrolero.

La perforación multidireccional permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo punto se pueden perforar varios pozos. Además, se logran economías en construcción de caminos, en instalaciones, en utilización del transporte de carga y personal y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto. La perforación rotatoria normal permite penetrar verticalmente el estrato petrolífero pero la capacidad productiva del pozo depende del espesor del estrato, además de otras características geológicas y petrofísicas. Así que en igualdad de condiciones, la capacidad de producción del pozo está muy relacionada con el espesor del estrato, por lo que a mayor espesor, habrá mayor producción.

Planteada así la cuestión, la respuesta la dio la perforación direccional o desviada como método para penetrar más sección productiva en el mismo estrato.

En las ilustraciones presentadas en la Ilustración 1-10 se puede apreciar que la magnitud del ángulo de desviación que debe mantener la sarta es factor muy importante al penetrar y deslizarse por el estrato productor.

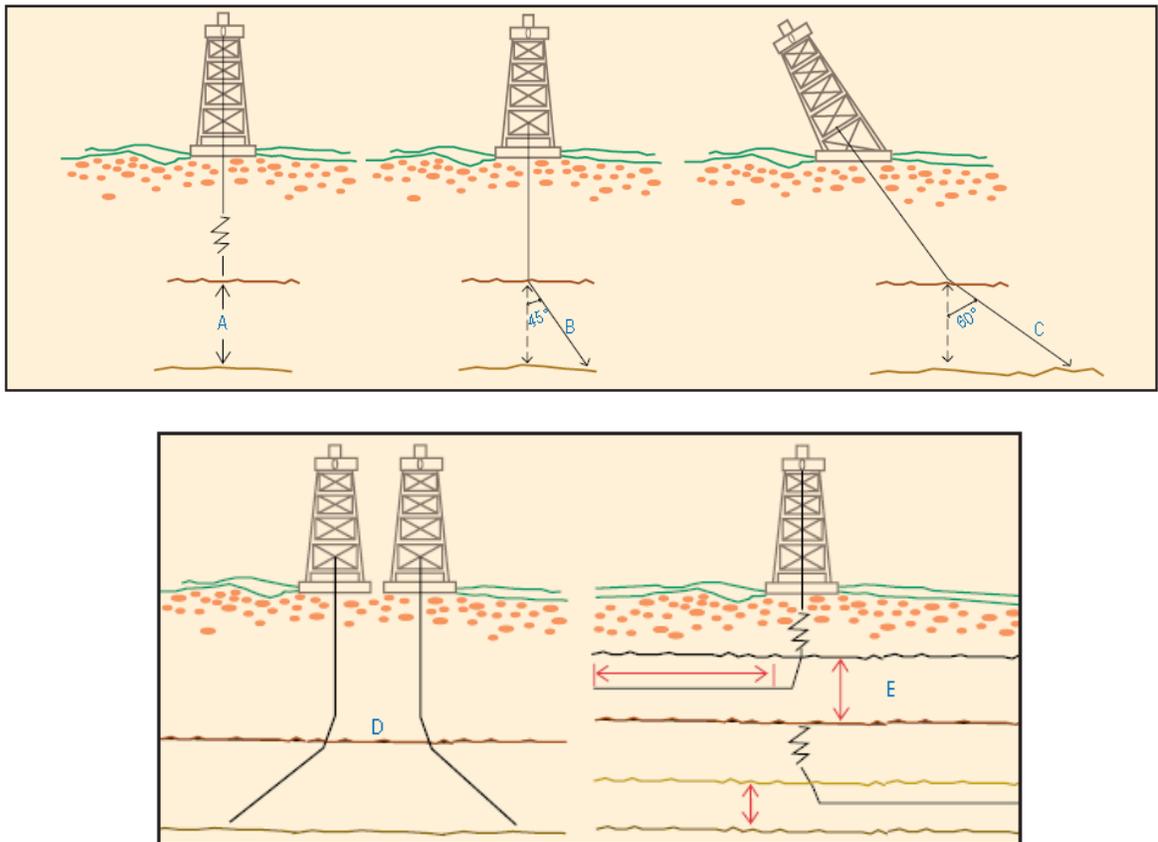


Ilustración 1-10 Diferentes tipos de pozos; A: pozo vertical; B: pozo desviado; C: pozo con equipo desviado; D: pozo multidireccional; E: pozo con terminación múltiple y pozo horizontal

Las experiencias y los resultados obtenidos en varios campos petroleros del mundo dan fe del progreso de la tecnología disponible para seleccionar la profundidad a la cual debe instalarse cada etapa de revestimiento; la profundidad a la cual debe comenzarse el desvío del pozo después de instalado cada etapa de revestimiento; magnitud del ángulo de desvío que debe imprimirse y longitud del tramo que debe perforarse con determinado ángulo, 3 a 6 grados por cada 30 metros, hasta lograr la trayectoria deseada del pozo o cambiar de rumbo y/o inclinación para llegar al objetivo con el ángulo final acumulado, según el programa de perforación. Estas consideraciones determinan si el pozo será clasificado de radio largo de curvatura de 854 a 305 metros con ángulo de 2 a 6 grados por tramo de 30 metros; o de radio medio entre 90 y 38 metros y 20 a 75 grados por tramo de 30 metros o finalmente de radio corto de curvatura cuya longitud es de 6 a 12 metros y 1,5 a 3 grados por tramo de 30 metros. Estas tres clasificaciones permiten, respectivamente, que la perforación horizontal en el estrato productor tenga longitudes de 305 a 915 metros, de 305 a 610 metros, y de 122 a 213 metros. Pues, son muy importantes los aspectos

mecánicos que facilitan o entorpecen la entrada y salida de la sarta de perforación del pozo y finalmente la inserción de la tubería de revestimiento.

La necesidad de extender muchísimo más allá de 900 metros el desplazamiento del pozo desviado con respecto a la trayectoria vertical del pozo normal ha producido varias innovaciones en la tecnología de perforación.

Son muy significativas las diferencias y las relaciones aritméticas entre profundidad vertical total a profundidad total (PVT a PT) con el desplazamiento a profundidad total y la profundidad desviada medida a profundidad total (PDM a PT) como también el valor del ángulo máximo acumulado alcanzado para extender lateralmente lo más lejos posible de la vertical la trayectoria del pozo. Para hacerlo posible, en los pozos se contó con nuevos equipos, herramientas, materiales y renovados procedimientos de planificación, organización, supervisión, seguimiento y evaluación de resultados. Es importante mencionar los varios factores que deben ser atendidos en este tipo de operaciones.

- En primer término está la ubicación del objetivo que desea alcanzarse, en tierra o costa afuera; y la selección del tipo de pozo más apropiado: desviado, ultra-desviado, inclinado u horizontal.
- El tipo de taladro requerido dependerá de la trayectoria del pozo y de las condiciones y características de la columna geológica que se perforará, sus aspectos petrofísicos y la profundidad final.
- La profundidad del objetivo guiará la elaboración del programa de perforación y las especificaciones e instrumentos para los siguientes aspectos de la perforación:
- Diámetro y tipo de barrenas para las respectivas profundidades del pozo primario, de los pozos intermedios y del pozo final.
- Composición de la sarta de perforación: barrena, lastra-barrena, estabilizadores, sustitutos, tubería de perforación, junta kelly.
- Tipos de fluidos de perforación y especificaciones de sus propiedades y características para perforar cada pozo y mantener las presiones del subsuelo bajo control; recomendaciones sobre las condiciones y estado físico de cada pozo, particularmente respecto a la colocación y cementación de cada TR.
- Programa de desviación del pozo. Punto de arranque y cambios de rumbo, inclinación y trayectoria. Mantenimiento del curso del pozo, grados de desviación por tramo perforado y ángulo máximo acumulado requerido para llegar al objetivo. Control de todos los parámetros de medida del pozo desviado y su correspondiente en profundidad y desplazamiento con respecto al hoyo vertical hipotético.
- Programa de medición de todos aquellos parámetros que deben registrarse mientras se hace el pozo, utilizando equipo de superficie y/o en la parte inferior de la sarta de perforación para apreciar sobre la marcha: las especificaciones y características del fluido de perforación que entra y sale del pozo y detectar si contiene trazas o volúmenes apreciables de gas y/o petróleo o agua, si la hay; avance y efectividad cortante de la barrena según el tipo de formaciones perforadas; la circularidad o redondez de la pared del pozo para evitar derrumbes y estar alerta ante posibles atascos de la sarta de perforación.
- Opción de utilizar los últimos modelos de registros o perfiles de evaluación de las formaciones durante el mismo proceso de perforación de éstas para obtener valores de resistividad, los cuales

denotan cambios de una formación a otra; valores de porosidad o densidad de las formaciones y tipos de rocas.

- Programa de TR para cada uno de los pozos y especificaciones de la cementación de cada uno de las etapas de revestimiento.
- Pruebas de las formaciones, a pozo descubierto o revestido, para evaluar las posibilidades/ capacidad productiva de gas y/o petróleo de cada una para posteriormente diseñar el tipo de terminación más adecuada para poner a producir el pozo.

POZO HORIZONTAL

El 28 de agosto de 1996 se cumplieron 137 años del nacimiento de la industria de los hidrocarburos en los Estados Unidos como gestión comercial. Desde entonces, la manera normal de perforar y terminar el pozo gasífero o petrolero ha sido verticalmente. Sin embargo, como ya se mencionó antes, la desviación fortuita del pozo, resultante de las condiciones geológicas de las formaciones y de los factores mecánicos de la perforación, hizo tomar nota a los petroleros de la utilidad de hacer intencionalmente un pozo desviado, técnica que se comenzó a perfeccionar desde los años 30's y se utiliza ventajosamente en determinadas situaciones.

La utilización de la técnica más avanzada de perforación y terminación horizontal del pozo ha traído adelantos y cambios con respecto al pozo vertical, empezando por la nueva nomenclatura hasta los aspectos mecánicos de cada parte de la operación. Podemos notar lo siguiente:

- El pozo vertical atraviesa todo el espesor de la formación, mientras que en el horizontal la barrena penetra por el centro del espesor de la formación hasta la longitud que sea mecánicamente aconsejable.
- El ángulo de penetración del pozo horizontal en la formación tiene que ver con la facilidad de meter y sacar la sarta de perforación.
- A medida que la longitud del pozo horizontal se prolonga, la longitud y el peso de la sarta que descansa sobre la parte inferior del pozo son mayores. Esto crea más roce, más fricción, más esfuerzo de torsión y más esfuerzo de arrastre al extraer la sarta de perforación.
- Condiciones similares de esfuerzos se presentan durante la inserción y cementación de la tubería de revestimiento, de terminación y durante la toma de registros u de otros componentes de la sarta de perforación.
- En el pozo vertical, el desplazamiento del flujo del gas y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo es radial; la permeabilidad horizontal (KH) y la permeabilidad vertical (KV) se miden en la dirección indicada en la Ilustración 1-11 IZQ.
- En el pozo horizontal hay un giro de 90° con respecto a lo que sería un pozo vertical y las designaciones de permeabilidad radial y horizontal cambian de sentido. Así se pueden calcular reservas extraíbles, potencial y tasa de producción; comportamiento de la presión de flujo y la estática; desarrollo de las relaciones gas/petróleo, agua/petróleo; manera y procedimiento para hacer pruebas de flujo, limpieza, rehabilitación o reacondicionamiento del pozo; posible utilización del pozo para otros fines (ver Ilustración 1-11 DER.)

POZO CON AGUJERO REDUCIDO

La tecnología y las prácticas de perforación revelan la creatividad que se aplica en las operaciones con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más beneficios. Tal es el caso de la perforación de pozos de diámetro reducido, o sea los de diámetro igual o menor de 178 milímetros, o equivalente a barrenas de 7 pg o menos pulgadas. La utilización de este método es muy efectiva en exploración para pozos de exploración o descubridor y para la obtención de núcleos continuos para determinar las características y estratigrafía de los estratos en pozos someros y hasta bastante profundos, de hasta unos 1.800 metros. Sin embargo, aunque la técnica no es nada nueva, proviene de la minería, su aplicación en la industria petrolera no ha progresado mucho pero tampoco ha sido descartada ya que en ocasiones surge interés por experimentar más y perfeccionar más sus aplicaciones.

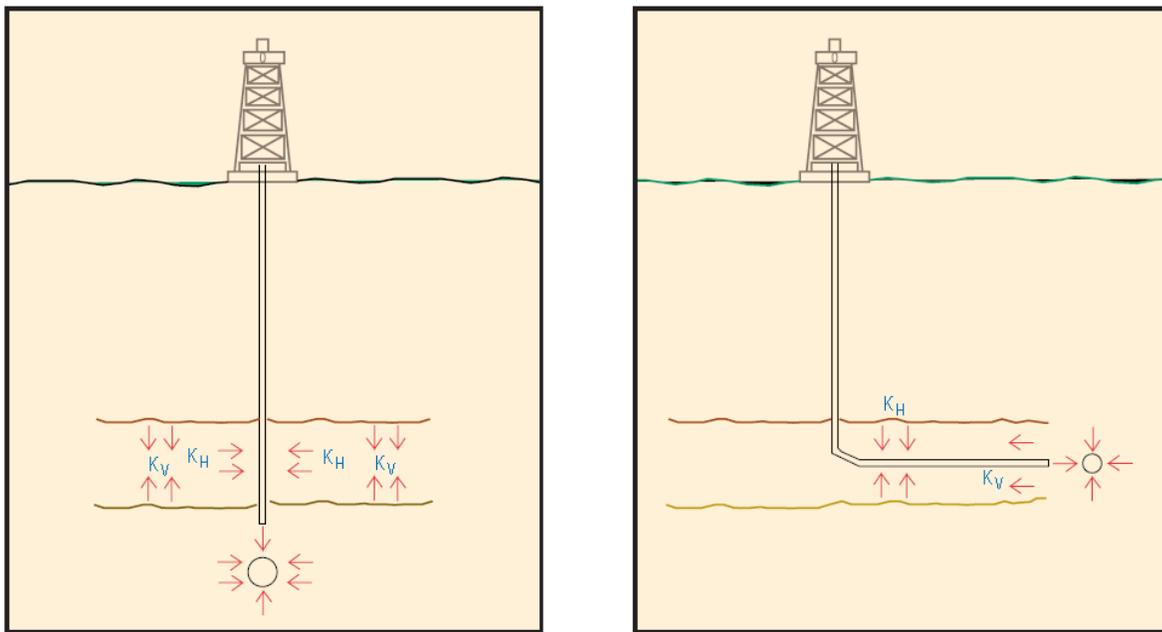


Ilustración 1-11 Medición de la permeabilidad IZQ: Pozo vertical DER: Pozo horizontal

1.1.6 CEMENTACIÓN

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

Cementación primaria y secundaria

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

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

Las funciones de la cementación son las siguientes:

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

Cuando se trata de sartas muy largas, como pudiesen ser los casos de sartas intermedias o de la final, la cementación primaria puede hacerse por etapas. Este método permite cubrir el tramo deseado y evitar inconvenientes debido a que mientras más tiempo se esté bombeando cemento la mezcla se torna más consistente y difícil de mover. El cemento y el agua empiezan a reaccionar en el mismo momento en que se mezclan y las características físicas y químicas que adquiere la mezcla están en función del tiempo, por lo que la cementación debe hacerse dentro de ciertos límites de tiempo, antes de que el fraguado inicial empiece a manifestarse. Además, debe tenerse en cuenta la relación profundidad-temperatura, ya que la temperatura del pozo influye sobre el tiempo de fraguado de la mezcla. La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser desde 40 y hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

Cementación forzada

Durante la perforación o en las tareas de terminación de los pozos, y posteriormente durante el transcurso de la vida productiva de los mismos, en trabajos de reparaciones y/o

reacondicionamiento, se emplea con mucha frecuencia la cementación forzada. Este método de cementación consiste en forzar la mezcla de cemento a alta presión hacia la(s) formación(es) para corregir ciertas anomalías en puntos determinados a través de orificios que por disparos (perforación a bala o a chorro) son abiertos en la etapa final de revestimiento. El cemento se inyecta en casos como: la falta de cemento en cierto tramo de la tubería; el aislamiento de un intervalo gasífero y/o acuífero de una zona productiva, con miras a eliminar la producción de gas y/o agua; corrección de fugas de fluidos a través de la TR, debido a desperfectos; abandono de zonas productivas agotadas.

1.1.7 REVESTIMIENTO

El programa de revestimiento y la cementación de éstos es uno de los varios renglones de la perforación más ligados a la seguridad del pozo durante las operaciones y posteriormente durante las tareas de terminación del pozo y su vida productiva. Durante la inserción de la tubería en el pozo ésta puede atascarse y ocasionar serios problemas que pueden poner en peligro la integridad y utilidad del pozo. De igual manera pueden presentarse serios problemas durante la cementación de la sarta por pérdida de circulación o por la imposibilidad de bombear el fluido de perforación o el cemento por obstrucciones en el pozo.

El revestimiento y su cementación pueden representar entre 16 y 25 % del costo de perforación, de acuerdo al diámetro, longitud y otras propiedades físicas de cada sarta de tubos.

Funciones de las sargas de revestimiento

Para garantizar el buen estado del pozo y asegurar la continuidad eficaz de la perforación, las sargas de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

- Evitan el derrumbe de estratos someros deleznales.
- Sirven de prevención contra el riesgo de contaminación de yacimientos de agua dulce, aprovechables para usos domésticos y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.
- Contrarrestan la pérdida incurable de circulación del fluido de perforación o la contaminación de éste con gas, petróleo o agua salada de formaciones someras o profundas.
- Actúan como soporte para la instalación del equipo (preventores) que contrarrestan, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.
- Confinan la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- Aíslan unos intervalos de otros para eliminar fugas de gas, petróleo o agua.

Al considerar el diseño y la selección de la sarta de revestimiento, los factores técnicos se centran sobre el diámetro, el peso (kilogramos por metro), su longitud y la naturaleza de las formaciones. Por razones de economía, las sargas deben diseñarse de tubos del menor

peso aceptable. Sin embargo, todos los elementos y efectos determinantes de riesgo deben ser considerados a la luz de sus recíprocas relaciones: resistencia de la sarta contrapuesta a las presiones y otros factores subterráneos.

Clasificación de las sargas de revestimiento

Sobre cuántas sargas deben ir en el pozo es cuestión que sólo la naturaleza de las formaciones y la profundidad del hoyo final pueden determinar. La experiencia es factor importante que complementa la decisión.

En el caso de la perforación muy somera quizás una sola sarta sea suficiente. Para la perforación muy profunda quizás cuatro o más sargas sean necesarias. Generalmente, tres sargas son suficientes para satisfacer la gran mayoría de los programas de revestimiento.

LA SARTA PRIMARIA

Por ser la primera que se cementará dentro del pozo, su diámetro será mayor que los de las otras. Su longitud es corta en comparación con las otras del mismo pozo. Sin embargo, su longitud puede variar en ciertos sectores del mismo campo, de uno a otro campo o región petrolera, de acuerdo con las condiciones que presenta el subsuelo superior.

Esta sarta primaria es muy importante por las siguientes razones: sirve para contener las formaciones someras deleznable; impide la contaminación de mantos de agua dulce, que pueden ser aprovechados para el consumo humano y/o industrial; juega papel importante como asiento del equipo de control del pozo (preventores, sistemas válvulas, etc.) durante toda la perforación de formaciones más profundas y posteriormente para la instalación del equipo de control (cabezal) del pozo productor. Habida cuenta de las características físicas de la sarta escogida, hay dos puntos más que son muy importantes para que su función sea cabal: uno, que el estrato seleccionado para cementar su extremo inferior sea muy competente y, dos, que la cementación, desde el fondo hasta la superficie, sea bien realizada para que el espacio anular quede sólidamente relleno de cemento. Así estarán bien protegidos tanto todos los estratos como la misma sarta.

LA SARTA INTERMEDIA

Una vez cementada y habiendo fraguado el cemento de la primera sarta, prosigue la perforación. Naturalmente, se efectúa un cambio de diámetro de barrena, la cual debe pasar holgadamente por la sarta de revestimiento primaria.

A medida que se avanza en el pozo, se pueden presentar estratos deleznable que a mediana profundidad pueden comprometer la estabilidad del pozo. Puede también ocurrir la presencia de estratos cargados de fluidos a cierta presión que podrían impedir la seguridad y el avance de la perforación. Algunas veces los fluidos también pueden ser corrosivos.

Por todo esto, se procede entonces a la selección e inserción de una segunda sarta. El número de sartas intermedias difiere de un campo a otro. Puede que una sea suficiente o que dos sean requeridas. Hay que recordar que el número de sartas implica cambios de diámetros de barrena para cada etapa del pozo, y que el diámetro interno de la sarta a su vez es el que limita el diámetro de ciertas herramientas que necesariamente hay que meter por la tubería para lograr la profundidad final programada. Si las condiciones lo permiten, no es raro que una sarta pueda hacer la doble función de sarta intermedia y sarta final. En este caso, se ahorraría en los costos de tubería y gastos afines.

Comúnmente los diámetros más escogidos para la sarta intermedia son: 219, 244,5, 258, 298,5 milímetros (8 5/8, 9 5/8, 10 3/4 y 11 3/4 pulgadas, respectivamente).

LA SARTA FINAL Y DE PRODUCCIÓN

Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes. En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación superior productora descarga por el espacio anular entre la sarta final de revestimiento y la tubería de producción inserta en aquélla. La sarta de revestimiento final puede o no penetrar la etapa productora y depende de la terminación empleada. La serie de diámetros más comunes para la sarta final incluye los de 114,3, 127, 139,7, 168,3 177,8 y 193,7 milímetros (equivalentes a 4 1/2, 5, 5 1/2, 6 5/8, 7 y 7 5/8 pulgadas, respectivamente).

1.1.8 TERMINACIÓN

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

Consideraciones previas

Durante el curso de la perforación, la obtención y estudio de muestras de canal o de núcleos convencionales o de pared; el análisis continuo e interpretación del posible contenido de hidrocarburos en el fluido de perforación; la toma de diferentes registros petrofísicos e interpretación cualitativa y cuantitativa de la información; la correlación de la información geológica, sísmica y/o petrofísica; el comportamiento y velocidad de penetración de la barrena; y la información e interpretación de alguna prueba de producción hecha con la sarta de perforación en el pozo descubierto, configuran por sí o en conjunto la base para decidir la terminación del pozo en determinado(s) yacimiento(s) y los respectivos intervalos

escogidos. La abundancia y tipo de información para evaluar y correlacionar las perspectivas del pozo dependen de si la perforación es de exploración, de avanzada o de desarrollo, en cuyos casos el grado de control geológico y la experiencia acumulada del personal encargado de formular la terminación determinará cuáles datos son suficientes e indispensables para realizar la tarea. Las apreciaciones más importantes que conducen a una buena terminación son:

- El tipo de pozo que penetra los estratos perforados: vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal o multidireccional.
- El rumbo y el aspecto de la circunferencia de la trayectoria del pozo, para que las sartas de revestimiento queden bien centradas y la cementación de las mismas sea eficaz. Y, posteriormente, que tanto la inserción y manejo de otras sartas y herramientas como su extracción se realicen sin causar desgastes y/o daños a las tuberías de revestimiento.
- En el caso del pozo desviado de largo alcance, el inclinado o el horizontal se tomarán las precauciones requeridas para evitar atascos durante las operaciones de revestimiento y cementación de las sartas. Si la sarta horizontal se utiliza como revestidora y como sarta de producción, la medida y colocación en el pozo requiere esmerada atención para que quede bien centrada, y la cementación y el cañoneo se hagan sin inconvenientes
- Los gradientes de presión y de temperatura para mantener el fluido de perforación o los especiales de terminación dentro de las exigencias requeridas. Igualmente la selección de cementos y aditivos para la cementación de sartas, especialmente la última sarta.
- Revisión del Informe Diario de Perforación para refrescar la memoria sobre los incidentes importantes surgidos como: atascamiento de la sarta de perforación, desvío del pozo, pérdidas parciales o total de circulación, desviación desmedida del hoyo y correcciones, derrumbes, arremetidas por flujo de agua, gas y/o petróleo.
- Interpretaciones cualitativas y cuantitativas de pruebas hechas con la sarta de perforación con el pozo descubierto para discernir sobre: presiones, régimen de flujo, tipo y calidad de fluidos: gas, petróleo, agua.
- Registros y/o correlaciones de registros para determinar: tope y base de los estratos, espesor de intervalos presuntamente productivos, zonas de transición, porosidad, permeabilidad, tipo de rocas, buzamientos, accidentes geológicos (fallas, plegamientos, adelgazamientos, discordancia, corrimientos, etc.), características del petróleo a producirse.
- Estudio de historias de perforación, terminación y producción de pozos contiguos, cercanos o lejanos para apreciar procedimientos empleados antes, comportamiento

mecánico de las terminaciones, posibles reparaciones realizadas y desenvolvimiento de la etapa productiva de los pozos

Tipos de terminación

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

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

Además de las varias opciones para terminar el pozo vertical (respectivamente), ahora existen las modalidades de terminación para pozos desviados normalmente, los desviados de largo alcance, los inclinados y los que penetran el yacimiento en sentido horizontal.

TERMINACIÓN VERTICAL SENCILLA

La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla. La terminación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del pozo, consiste en que la TR sea cañoneada a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal hélico para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

Como el fluido de perforación es generalmente utilizado para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por dosificarlo con aditivos específicos o cambiarlo totalmente por un fluido especial.

TERMINACIÓN VERTICAL DOBLE

Cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la terminación doble. Generalmente, el yacimiento superior produce por el espacio anular creado por el revestidor y la tubería de producción y el inferior por la tubería de producción, cuya empacadura de obturación se hinca entre los dos intervalos productores. Algunas veces se requiere que el intervalo productor inferior fluya por el

espacio anular y el superior por la tubería de producción única que desea instalarse. En este caso se puede elegir una instalación que por debajo del obturador superior tenga una derivación a semejanza de una Y, que permite invertir la descarga del flujo.

Otras veces se puede optar por instalar dos tuberías de producción para que los fluidos de cada intervalo fluyan por una tubería sin tener que utilizar el espacio anular para uno u otro intervalo.

TERMINACIÓN VERTICAL TRIPLE

Cuando se requiere la producción vertical independiente de tres estratos se opta por la terminación triple (Figura 4-10). La selección del ensamblaje de las tuberías de producción depende, naturalmente, de las condiciones de flujo natural de cada yacimiento. Generalmente puede decidirse por la inserción de dos sargas para dos estratos y el tercero se hará fluir por el espacio anular. Otra opción es la de meter tres sargas de producción.

TERMINACIÓN CON S.A.P.

Las terminaciones mencionadas anteriormente corresponden todas a las de pozo por flujo natural. Para pozos que desde el mismo comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se recurre entonces a la terminación con sistemas artificiales de producción como lo es por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico asociado con inyección de vapor, cavidades progresivas, u otros más sofisticados, según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir. De sus características y requerimientos hablaremos en detalle en capítulos posteriores.

TERMINACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Los tipos de terminación clásica del pozo vertical, representan la evolución de la tecnología petrolera desde los comienzos de la industria, de 1859, hasta hoy. El éxito de la opción para terminar y producir económica y eficientemente el pozo depende de los conocimientos precisos que se tengan de la geología del subsuelo; de los detalles del programa general de perforación; de las evaluaciones petrofísicas y comerciales de los intervalos petrolíferos delineados y del plan de seguimiento del comportamiento de la producción de hidrocarburos con fines de lograr la más larga vida comercial posible de los yacimientos. En resumen, extraer el mayor volumen de hidrocarburos correspondiente al área de drenaje de cada pozo. Precisamente, en la década de los setenta, en la industria surgió la idea del pozo horizontal para extraer el mayor volumen de los hidrocarburos **in situ** del área de drenaje de cada pozo y por ende de todo el yacimiento.

TERMINACIÓN CON TUBERÍA CONTÍNUA

La utilización de tubería continua (o sea la tubería que a semejanza de un cable se devana en un carrete) nació de las necesidades de suministros rápidos y de flujos constantes de

combustibles para los ejércitos aliados durante la invasión de Normandía, Francia, en junio de 1944, Segunda Guerra Mundial. Desde la costa inglesa, 23 tuberías cruzaron el canal de la Mancha para llegar a cada playa de desembarque dominada por las tropas invasoras de la costa francesa. Individualmente, 17 tuberías alcanzaron 48 kilómetros de longitud y otras seis se extendieron 112 kilómetros tierra adentro.

A partir de noviembre de 1991 hasta junio de 1993, Alexander Sas-Jaworsky II et al escribieron para la revista World Oil una serie de 16 artículos sobre “Tubería devanada... operaciones y servicios”, que detalladamente cubren los logros y aspectos siguientes:

- Seguridad en el trabajo con tubería devanada.
- Diámetro del tubo, resistencia y comportamiento (pandeo y dobladuras residuales).
- Capacidad de la tubería devanada en operaciones y servicios.
- Lavado de arena y limpieza de pozos, descarga de sólidos a chorro.
- Empleo de la tubería devanada pozo abajo en trabajos con alambre fino y registros de pozos.
- Estimulaciones de pozos, inyección de ácido y lavado a través de las perforaciones
- Consolidación de arena deleznable.
- Cementación.
- Ensanchamiento del pozo.
- Rescate de piezas y fresado a través de la tubería de producción.
- Perforación con tubería devanada.
- Tubería devanada utilizada como sifón y tubería de producción.
- Uso futuro de la tubería devanada.

Por las aplicaciones actuales de la tubería continua se pueden apreciar los adelantos que han enriquecido y ampliado la tecnología de reacondicionamiento de pozos, tarea a la que han contribuido empresas petroleras, empresas de servicio y fabricantes de material tubular, de herramientas y de equipos requeridos para las diferentes etapas de las operaciones en campo. Por las características de fabricación y por sus propiedades mecánicas, la tubería continua de hoy puede utilizarse como tubería de educación permanente en el pozo, bajo ciertas condiciones de la modalidad de flujo del yacimiento y otros aspectos de funcionamiento de la sarta hoyo abajo. Hay tuberías hasta de 3,5 pulgadas de diámetro normal (88,9 mm). Como la sarta no tiene conexiones, es toda hermética y no hay fugas. Sin embargo, el procedimiento mecánico de meter y sacar tubería devanada al pozo conlleva que se hagan seis pasos que implican doblar y desdoblar la tubería en la distancia entre el carrete y el cabezal del pozo, tres a la metida y tres a la sacada. El arco de dobladura depende del diámetro del eje del carrete y del radio de la guía sobre el cabezal.

TERMINACIÓN EN POZOS COSTA-AFUERA

La terminación de pozos verticales, desviados y horizontales costa-fuera, en lo que se refiere a las sargas de educación y sus aditamentos, no difiere mucho de las terminaciones en tierra. Sin embargo, la profundidad de las aguas influye mucho en varios aspectos de la

terminación. Generalmente, en aguas muy llanas o llanas, el cabezal del pozo queda montado sobre una plataforma. Del fondo a la superficie del agua y de allí al piso de la plataforma, cuando las distancias no son muy largas no hay mucho inconveniente en que las tuberías de superficie, revestimiento y de producción lleguen a la plataforma. En ocasiones, desde una gran plataforma se perforan direccionalmente un cierto número de pozos. La plataforma tiene suficiente área propia o área auxiliar adyacente para acomodar separadores, tanques de prueba, de transferencia o de tratamiento, bombas y todo cuanto sea necesario para manejar fluidos producidos en el sitio. Cuando las distancias de la costa son muy largas, las plataformas están provistas de instalaciones y comodidades para el alojamiento y permanencia del personal de trabajo. A medida que la profundidad de las aguas ha ido aumentando, porque las operaciones se realizan cada vez más lejos de la costa, se ha evolucionado en la concepción de diseños de cabezales y sus componentes. Por ejemplo, el cabezal puede permanecer en el fondo del mar. Si la instalación está en contacto directo con el agua se llama “cabezal submarino húmedo”, pero si está aislado del agua por medio de una cámara u otro dispositivo, se le llama “cabezal submarino seco”. Los tipos de terminaciones submarinas y los avances tecnológicos logrados son fruto de adelantos en la electrónica, el radar, la telemetría, la televisión, la soldadura acuática, la electrohidráulica, la metalurgia, los aditamentos y sellos, las válvulas y sensores, la telekinesia, el buceo, la cibernética, la computación, y muchas otras ciencias y tecnologías afines. De tal manera que hoy se puede perforar en profundidad de aguas a más de 1.325 metros.

1.1.9 PRODUCCIÓN

La historia de cada pozo contiene una acumulación de datos cronológicos detallados al día. La historia, archivada diligentemente, comienza con la proposición, recomendaciones, autorizaciones, plano de locación, programa de perforación y presupuestos formulados internamente por las dependencias de la empresa y las solicitudes ante los despachos gubernamentales jurisdiccionales correspondientes y las aprobaciones respectivas. Podría decirse que toda esta documentación básica constituye la partida de nacimiento del futuro pozo productor. El segundo capítulo de la historia cubre la perforación de la locación, con todos los detalles de las incidencias ocurridas durante las diferentes operaciones realizadas para abrir el pozo hasta la profundidad deseada y terminar el pozo oficialmente en los intervalos y formaciones finalmente seleccionadas. De aquí en adelante, el pozo adquiere identificación numérica, o cédula de identidad, como descubridor o como un productor más del campo respectivo. La historia queda registrada en el Informe Diario de Perforación y en los escritos complementarios que se anexan al archivo del pozo.

El tercer capítulo de la historia abarca la vida productiva del pozo. Representa el correr del tiempo, todos los altibajos manifestados por el pozo y las adaptaciones y

recondicionamientos practicados al pozo para mantener su productividad económica. Allí, cronológicamente, está escrita su producción de petróleo, gas y/o agua; relación gas-petróleo y agua; gravedad del crudo, porcentaje de sedimentos; producción acumulada de fluidos, medición de presiones en el cabezal; mediciones de presiones y temperatura de fondo; niveles de fluido; productividad; vida productiva del pozo por flujo natural, bombeo mecánico o hidráulico o sofisticado, bombeo neumático o hidráulico; relación e importancia del pozo como punto de drene individual en el yacimiento o en conjunción con otros pozos vecinos; expectativas de su límite económico de productividad.

El cuarto capítulo de la historia puede ser el abandono definitivo, o cierre, del pozo. Sin embargo, el cuarto capítulo puede comenzar con una nueva etapa de utilización y cambio de clasificación del pozo, ya que se pueden presentar varias alternativas antes de abandonarlo. Por ejemplo: el pozo puede ser convertido en inyector de gas o de agua.

Su estado como productor puede continuar por volver a la terminación en un yacimiento superior o inferior, distinto al de la terminación original. El pozo podría ser usado para la perforación más profunda en busca de nuevos yacimientos. O podría ser utilizado como punto de observación y control del comportamiento del yacimiento.

1.1.10 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS

CLASIFICACIÓN DE POZOS ANTES Y DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN				
OBJETIVO	ÁREA DONDE SE PERFORA	CLASIFICACIÓN ANTES DE LA PERFORACIÓN	CLASIFICACIÓN DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN	
			POSITIVO	NEGATIVO
		A (Exploratorio)	B(Productor)	C(Seco)
Para desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	De desarrollo	De desarrollo	De desarrollo
	Fuera del área probada	Avanzado	Extensivo	Avanzado
Para descubrir nuevos Yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	Yacimientos superiores	Descubridor de Yac. Superiores	Exploratorio de Yac. Superiores
		Yacimientos profundos	Descubridor de Yac. Profundos	Exploratorio de Yac. Profundos
	Fuera del área probada	Yacimientos nuevos	Descubridor de Yac. Nuevos	Exploratorio de Yac. Nuevos
Para descubrir nuevos Yacimientos	Áreas nuevas	Campo Nuevo	Descubridor de Campo Nuevo	Exploratorio de Campo Nuevo

Para catalogar la perforación, terminación y la productividad de pozos, podemos clasificar a cualquier pozo de acuerdo al objetivo, al área donde se perfora y otras condiciones dentro de los campos y yacimientos.

La clasificación de los pozos se puede hacer de acuerdo al objetivo para los que son hechos los pozos. Existen pozos que se requieren para descubrir nuevos yacimientos, otros para descubrir a otros yacimientos en estructuras ya productivas y otros para extender a los yacimientos ya productivos y se clasifican también por la fase de desarrollo de un campo o por yacimiento. Los pozos pueden estar en la fase previa a la perforación (que en su caso es para encontrar áreas de oportunidad) o en la fase posterior a la perforación (que en su caso será para incorporar reservas o definir mucho mejor las áreas de oportunidad).

1.1.11 ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Las reservas se van incorporando de acuerdo a los métodos de estimación de reservas. Para ello se establecen técnicas y definiciones para poder manejar la información y poderles dar un modelo y asociación monetaria.

El petróleo es un término que aplica a todas las mezclas que ocurren en forma natural e incluyen crudo, gas natural, condensado y bitumen; aunque en el argot petrolero dejamos el término petróleo para los hidrocarburos en fase líquida. El hidrocarburo es una mezcla orgánica de carbono e hidrógeno, de cualquier procedencia y bajo cualquier proceso de producción y refinación.

El crudo es la porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece líquida a condiciones atmosféricas. El gas natural es la porción del petróleo que existe en fase gaseosa o en solución en el crudo en los yacimientos y a condiciones atmosféricas permanecen en fase gaseosa. El condensado es hidrocarburo líquido, que bajo condiciones de yacimiento se encuentra en fase gaseosa y es líquida cuando es producido.

Los métodos de estimación de reservas son diversos, pero hayamos cuatro tipos de métodos, que cuantifican de manera muy práctica y muy certera la cantidad de petróleo que se puede encontrar y recuperar.

Los métodos análogos se basan en asumir que yacimientos parecidos son comparables en sus aspectos y obtener un parámetro de predicción como el de Factor de Recuperación Final de petróleo o gas. Se usan Factores de Recuperación en yacimientos similares para estimar el Factor de recuperación en yacimientos de estudio. Y se usan varios aspectos de correlación como:

- La estructura del yacimiento
- Ambiente deposicional
- Grado de heterogeneidad
- Relación de arena

- Petrofísica
- Sistema roca-fluido
- Propiedades de los fluidos
- Mecanismo de producción
- Temperatura y presión iniciales

Los métodos estadísticos se usan para yacimientos con suficientes datos para cubrir áreas de estudio y pasar de yacimientos prospectivos a extensivos o a desarrollo. Se necesitan datos para simulación y para tratamiento estadístico como los provenientes de registros geofísicos, presión, porosidad, permeabilidad, heterogeneidad, propiedades de los fluidos. La experiencia y el estudio exhaustivo han demostrado que una disposición geológica y algunos de sus parámetros pueden ser estudiados bajo distribuciones de probabilidad normal y log-normal, cuya aproximación es razonablemente buena de acuerdo a la extensión y tamaño de los campos y de sus reservas iniciales de petróleo y gas en dichos campos.

Los métodos volumétricos son utilizados cuando los datos geológicos son suficientes para el mapeo estructural y de isopacas del yacimiento.

Uno de los objetivos de este mapeo es el de estimar el petróleo original in-situ. La fracción que sea comercialmente recuperable debe ser estimada por medio de una combinación de métodos análogos, estadísticos y de simulación matemática. La estimación volumétrica del petróleo original in-situ:

$$N = \left(7758 A H_n \varphi_c \left(\frac{(1 - S_w)}{B_{oi}} \right) \right) F_r$$

Ecuación 12 Ecuación para la estimación volumétrica del petróleo original in-situ.

En la que se tiene:

N petróleo recuperable (Barriles a condiciones estándar)

A Área del yacimiento (Acres)

H_n Espesor neto del yacimiento (Pies)

φ_c Porosidad efectiva promedio en la arena (fracción)

S_w Saturación de agua (fracción)

B_{oi} Factor de volumen del petróleo inicial (Unidades de volumen del petróleo en yacimiento/Unidades de volumen del petróleo estándar)

F_r Factor de recuperación

Los métodos de rendimiento son de dos tipos: los de análisis de curvas de declinación y de balance de materia. Los primeros se refieren a un análisis de tendencias de declinación de la producción de petróleo o gas, contra el tiempo o producción acumulada y poder estimar

reservas. Las tendencias que se pueden estudiar en dichas gráficas son de naturaleza hiperbólica, armónica o exponencial.

Los métodos de balance de materia involucran la estimación de volúmenes remanentes de hidrocarburos en el yacimiento, tomando como base los cambios de presión del yacimiento a medida que el volumen de hidrocarburos es producido. Es aplicable cuando existen suficientes datos de presión y producción, permite calcular el volumen original in-situ de hidrocarburos y el probable mecanismo de producción.

Los métodos de estimación de reservas se van implementando de acuerdo a la información requerida y obtenida a lo largo de la exploración, perforación y producción de los pozos y van de acuerdo con la Ilustración 1-12 Los métodos de estimación de reservas y el orden general de su incorporación al estudiar un pozo o campo en exploración, perforación y producción. Y con la Ilustración 1-13 Relaciones entre los diferentes métodos de recuperación, las prácticas operativas y el Factor de Recuperación esperado para cada etapa de recuperación. CNH-DT-1, México, 2010.

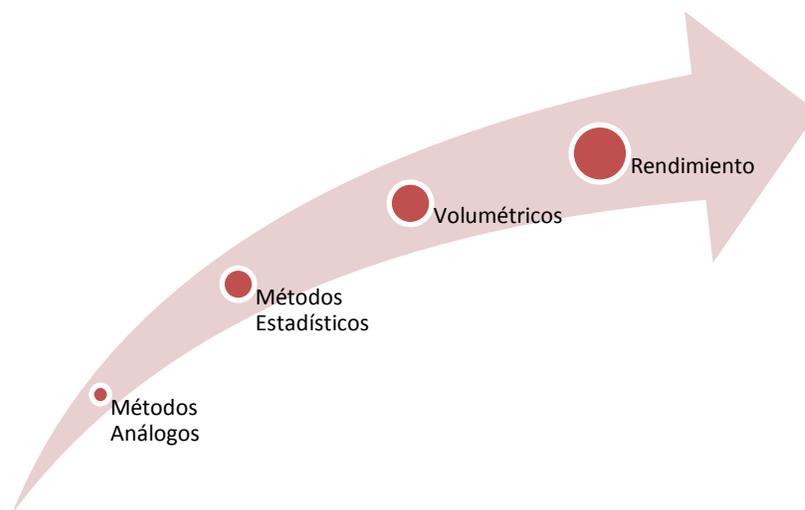


Ilustración 1-12 Los métodos de estimación de reservas y el orden general de su incorporación al estudiar un pozo o campo en exploración, perforación y producción.

1.1.12 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS, SU INCERTIDUMBRE Y RIESGO ASOCIADOS

Las reservas de hidrocarburos o simplemente “reservas”, son definidas como los hidrocarburos económicamente recuperables a partir de un yacimiento. Las reservas se clasifican como: probadas, probables y posibles, dependiendo de la certidumbre tecnológica y económica con la cual su recuperación puede llevarse a cabo.

En febrero del 2000 las definiciones de los recursos fueron aprobadas y publicadas por la Sociedad de ingenieros Petroleros (SPE, por sus siglas en inglés), los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC, por sus siglas en inglés) y la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG, por sus siglas en inglés). Los conceptos de reservas se presentan en forma de tabla y la comparamos con el estatus de los proyectos; y puede ser leída de la siguiente manera:

Primero tenemos recursos que se pueden clasificar de acuerdo a oportunidad de obtener recursos y son clasificados como: reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos. Se puede ver que los últimos tienen más riesgo o menos oportunidad de ser desarrollados.

Todos los recursos pueden ser subdivididos de acuerdo a su incertidumbre de poder ser desarrollados y explotados y, van de acuerdo a su estimación: alta, base o baja. En el caso particular de las reservas se dividen en posibles, probables y probadas.

Algunas otras consideraciones del caso particular de las reservas las veremos más adelante. Si comparamos el estatus del proyecto con los recursos vemos lo siguiente:

CLASIFICACIÓN DE LAS RECURSOS, INCERTIDUMBRE Y RIESGO							
		PRODUCCIÓN			ESTATUS DEL PROYECTO		
PETRÓLEO ORIGINALMENTE IN-SITU TOTAL	PETRÓLEO IN-SITU DESCUBIERTO	COMERCIAL	RESERVAS			EN PRODUCCIÓN	BAJO RIESGO
			PROBADA	PROBADA + PROBABLE	PROBADA + PROBABLE + POSIBLE	BAJO DESARROLLO	
						PLANEADO PARA EL DESARROLLO	
	PETRÓLEO ORIGINALMENTE IN-SITU NO DESCUBIERTO	SUBCOMERCIAL	RECURSOS CONTINGENTES			DESARROLLO PENDIENTE	PROYECTO MADURO
			BAJA ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN BASE	ALTA ESTIMACIÓN	DESARROLLO EN ESPERA	
			NO RECUPERABLES			DESARROLLO NO VIABLE	
						NO CONSIDERAR	
	PETRÓLEO ORIGINALMENTE IN-SITU NO DESCUBIERTO	SUBCOMERCIAL	RECURSOS PROSPECTIVOS			PROSPECTO	ALTO RIESGO
			BAJA ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN BASE	ALTA ESTIMACIÓN	LEAD PLAY	
			NO RECUPERABLES			NO HAY RESERVAS	
		Rango de Incertidumbre					

Tabla 3 Clasificación de reservas según SPE, WPC y AAPG, año 2000.

Las reservas vienen de proyectos que mínimo se encuentran en proyectos planeados para el desarrollo. Los recursos contingentes vienen mínimo de proyectos en espera. Los

recursos contingentes pueden estar en proyectos no viables (por ejemplo por sus altos costos) o que no se consideraran porque no son recuperables (ya sea por imposibilidad física, técnica, económica, ecológica o social). Por último encontramos los recursos prospectivos clasificados como prospecto, lead, play y sin reservas. Estos últimos siempre están en etapa de exploración y descripción geológica y de yacimientos. Las reservas ya se clasifican como de calidad comercial y los recursos contingentes pueden o no considerarse como comerciales y dependerá de su incertidumbre.

Para estudiar las reservas, se consideran dos aspectos importantes para diferenciar entre un proyecto maduro y una incertidumbre volumétrica. Estos términos son:

1. Riesgo: que puede ser definido por la probabilidad de que un evento discreto ocurra o no. El riesgo es normalmente usado con relación al resultado negativo, así que el término oportunidad es preferido en lugar de usar el término riesgo. Está simbolizado por la última columna de la tabla. Entre menos riesgo más seguro es que se incorporen reservas
2. Incertidumbre: que refleja la imposibilidad para estimar un valor de manera precisa, como por ejemplo el volumen remanente recuperable de un campo produciendo. Está simbolizado por la última fila y a medida que hay menos incertidumbre, las reservas se van incorporando como posibles, probables y probadas.

La clasificación de los recursos tiene que ver con su calidad, cantidad y grado de exactitud, estas las dividimos en tres tipos:

1. Reservas Probadas: que son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones de superficie bajo condiciones económicas actuales las cuales se estiman son recuperables y comercialmente convenientes a una fecha específica de certidumbre razonable.
 - a. Reservas Probadas Desarrolladas: que se consideran que ya tienen los pozos e instalaciones necesarias para su producción y que la inversión necesaria es mínima.
 - b. Reservas Probadas No Desarrolladas: que son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones de superficie al extrapolar las características y parámetros del yacimiento, más allá de los límites de incertidumbre razonables.
2. Reservas Probables: que es la estimada en trampas definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas donde se considera que existe más de 50% de probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos. Estas reservas incluyen aquellas existentes más allá del volumen probado y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.
3. Reservas Potenciales: que son la inferencia de existencia de hidrocarburos en áreas o provincias en donde la información geológica y geofísica disponible indican la presencia de factores favorables para la generación, acumulación y explotación de hidrocarburos, excluyendo las áreas de reservas probadas y probables. Se llama Reserva Potencial Original a la suma de las producciones acumuladas, las reservas probadas, las reservas probables y la reserva potencial.
4. Reservas Posibles: que pueden incluir áreas adyacentes clasificadas como probables, formaciones que parecen ser impregnadas con hidrocarburos basada en análisis de núcleos y registros de pozos, reservas de perforación intermedia sujeta a incertidumbre técnica, reservas incrementales atribuibles a mecanismos de recuperación mejorada cuando el sistema no ha sido implantado y

reservas en áreas de formación productora separada por fallas geológicas en zonas más bajas estructuralmente.

1.1.13 RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

Al considerar la extracción de petróleo de las entrañas del yacimiento y las diferentes etapas y operaciones que pueden realizarse para lograr ese objetivo, merecen atención las definiciones empleadas por E.F. Herbeck, R.C. Heinz y J.R. Hastings en su trabajo “Fundamentals of Tertiary Oil Recovery”, Petroleum Engineer, p. 33, enero 1976.

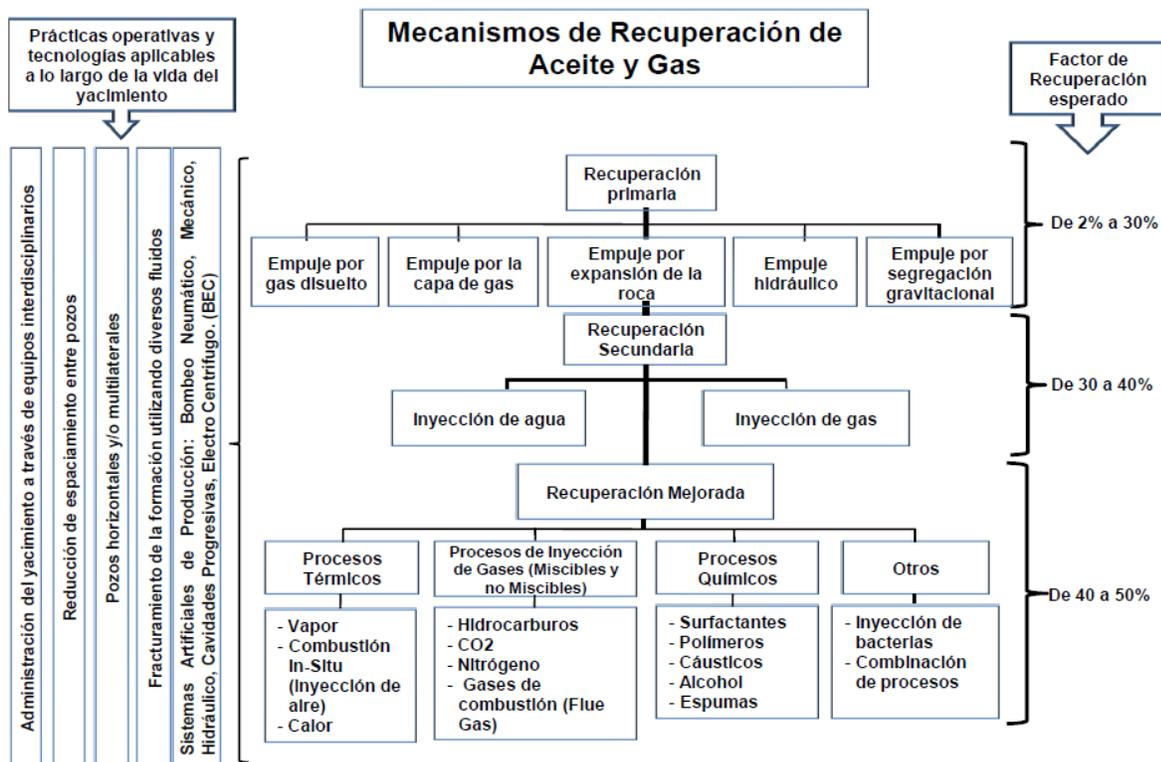


Ilustración 1-13 Relaciones entre los diferentes métodos de recuperación, las prácticas operativas y el Factor de Recuperación esperado para cada etapa de recuperación. CNH-DT-1, México, 2010.

- Recuperación primaria (*Primary Recovery*): petróleo y gas producidos por la energía o fuerza naturales del yacimiento.
- Recuperación secundaria (*Secondary Recovery*): cualquier recuperación mejorada aplicada por primera vez al yacimiento. Generalmente sigue a la recuperación primaria pero también puede ser aplicada simultáneamente durante la recuperación primaria. La inyección o inundación de agua es el método más común de recuperación secundaria.
- Recuperación terciaria (*Tertiary Recovery*): cualquier recuperación mejorada usada luego de la aplicación de operaciones de recuperación secundaria. Ya que generalmente sigue a

la inyección de agua, la recuperación terciaria es comúnmente considerada entre los procesos más exóticos de recuperación, como lo son el desplazamiento del petróleo por líquidos miscibles, la recuperación por métodos termales o la inundación del yacimiento con sustancias químicas.

El conocimiento de la etapa de recuperación de un campo nos da la idea del desarrollo del mismo y de cuánto hidrocarburo es recuperado. Con ella podemos interrelacionar a la perforación y a la producción con la recuperación secundaria y mejorada, junto con la instalación de tecnologías e innovaciones de sistemas artificiales.

Una vez que se sabe cuánto hidrocarburo hay en el subsuelo y lo que se podría extraer de él, de acuerdo a la configuración geológica y a la configuración de explotación, se obtiene el Factor de Recuperación esperado.

Cuando se está explotando un campo, si se relaciona la producción acumulada de aceite y/o gas con el volumen original de aceite a condiciones atmosféricas, se obtiene el Factor de Recuperación actual. Y cuando se cierra un proyecto, la misma relación es el Factor de Recuperación último (Ilustración 1-13).

1.2 OPCIONES TÉCNICAS

Es interesante que las tres preguntas que se presentaron al principio del capítulo estén presentes durante toda la vida productiva de los yacimientos y de los pozos como se puede ver en la Ilustración 1-14. Se ubica a la pregunta dentro de las actividades con las que se puede responder cada pregunta. La pregunta más difícil de responder es cuánto puede extraerse. Y la que más fácil se puede resolver (relativamente) es la de, el tipo de fluidos contenidos. Las respuestas se van complementando a lo largo de la exploración y explotación de pozos y la que mayores retos genera es la que trata sobre cuánto existe y cuánto puede extraerse. Se sabe que la relación conocida como el factor de recuperación, FR se refiere a cuánto existe (cuánto hay de acuerdo a los estudios actualizados) y cuánto puede extraerse (de acuerdo al estudio de las reservas). Es necesario poder relacionar el FR con las características del yacimiento y las instalaciones superficiales a fin de conocer, al menos un factor que podamos estudiar y controlar e identificar para maximizar el FR. Requiere mucho estudio y mucho trabajo conjunto pero al menos para la presente tesis, el FR constituye un parámetro de decisión para la implementación del VCD en proyectos ya existentes.

En la Ilustración 1-15 se definen las actividades que conforman cada uno de los tres primeros modelos del flujo de trabajo. Su definición permite saber qué información se requiere y qué equipos son requeridos para la conformación de escenarios. En él, sólo se

seleccionaron los aspectos sin los cuales no podríamos entender el comportamiento de los yacimientos y con los cuales tenemos el mínimo de información para generar a los Modelos Óptimo y Funcional Geológico y de Yacimientos.

El área de Incertidumbres contiene los problemas más difíciles de resolver y en los que se considera su obtención como un parámetro de utilidad y no de precisión, como son: los espesores, el área del yacimiento, la permeabilidad y el daño. El área de Oportunidades contiene todas las áreas que podemos enfocar nuestros esfuerzos por ser los retos para México, y que podemos resolver. Estas dos áreas se tratan en el siguiente subcapítulo con mayor detalle.

En la Tabla 4 Resumen de la información obtenida para cada Modelo de Generación de Escenarios., se muestra toda la información relevante y pertinente para el presente estudio, para considerar la generación de escenarios y su consecuente Modelo Económico, que se denomina Escenario Base de Explotación.

La Tabla 5 muestra cada uno de los parámetros obtenidos por modelo de estructuración para la creación de escenarios. Los aspectos marcados en color amarillo son aquellos que por su complejidad de obtención conforman una incertidumbre que deberán considerarse como parámetros no fijos, pero deberán irse actualizando y tenerse en los planes de riesgo y oportunidades. Éstos últimos son considerados dentro del Escenario Base de Decisión. También dentro de éste se considera el sistema artificial de producción y algunas de las innovaciones de BM.

1.3 ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN

Recordemos que los objetivos de la tesis van encaminados a desarrollar una metodología de selección de opciones tanto técnicas como económicas para implementar sistemas artificiales de bombeo mecánico y de sus innovaciones.

Su implementación requiere un esfuerzo por estudiar de manera global toda la vida productiva de un pozo y de la inercia operativa que hasta ahora se practica en la industria. La información obtenida y revisada en el capítulo de la vida productiva de los pozos se puede consultar a través de la Ilustración 1-14. No es suficiente con adquirir tecnología del exterior si no se tienen los recursos económicos y, sobre todo, los recursos humanos para operarlos. Tampoco es pretexto dejar que la operación se siga llevando como hasta ahora, sea por presiones en la demanda, sea por presiones ejecutivas, sea por limitaciones económicas o restrictivas sociales o políticas.

Se presenta una alternativa que debe de ser considerada para el beneficio de toda la industria mexicana y por ello, se tienen argumentos para sostenerla.

La situación actual se lleva con cierto manejo de la incertidumbre y apoyada en decisiones basadas en el manejo del mercado interno y externo, en situaciones marcadas por la pragmática (vinculadas con el cumplimiento de planes de desarrollo o metas a corto plazo), limitantes operativas, falta de recursos, desarrollo de proyectos sin prever otros escenarios de operación o al manejar escenarios no previstos, y una brecha marcada entre los planes pre-escritos y la nueva información obtenida sobre la marcha.

A todo ello se le agregan los desafíos que la industria mexicana tiene que enfrentar: como los yacimientos naturalmente fracturados, hidrocarburos pesados, aguas profundas, SAP, mayor demanda, seguimiento de yacimientos maduros, entre otros.

Por ello es necesario recalcar que la presente obra:

- ✓ Presenta la metodología VCD como una alternativa efectiva a considerar en la planificación y desarrollo de proyectos, pues vincula los factores que antes no se han tomado en cuenta y que inciden directamente en el proyecto
- ✓ Identifica las áreas de oportunidad que la industria mexicana debe desarrollar
- ✓ Muestra los beneficios técnicos y económicos que trae implementar la metodología VCD
- ✓ La metodología VCD llevado al caso mexicano a través de los cuatro modelos ya revisados en el capítulo anterior
- ✓ Aplica la metodología VCD al caso práctico de oportunidad referido al Bombeo Mecánico y de sus innovaciones

Por todo lo anterior y para llevar el proceso VCD que ocupa la presente obra delimitamos todas las áreas de incidencia en la vida productiva de un pozo (referido al presente capítulo) y expuestas en resumen en una tabla, las incertidumbres generales presentadas en cualquier yacimiento y de su explotación, las áreas de oportunidad que la industria mexicana tiene por desarrollar, los puntos en los que nos concentramos para aplicar el VCD en el bombeo mecánico de manera que nos permitan visualizar sus aplicaciones y limitaciones, y el criterio de designación de escenarios³ para su clasificación, comparación y estudio técnico-económico enfocado al bombeo mecánico y a sus innovaciones.

La estrategia de ejecución es la implementación de una metodología para toda la vida productiva de un pozo. Ésta metodología es muy extensa y cuando se implemente requerirá de un equipo multidisciplinario y de la evaluación de todas la opciones cuantitativa y cualitativamente.

³ Escenario: Se refiere a la combinación de opciones que marcan un único curso de acción dentro del desarrollo de un proyecto de VCD. Dicho de otra manera, es una serie de decisiones que permitirán visualizar caminos de desarrollo del proyecto y poder comparar y seleccionar el de mayor beneficio.

Para cumplir con la presente tesis se construyó el Modelo de Trabajo para la Creación de Escenarios. Estos modelos abarcan toda la vida productiva de los pozos y las oportunidades e incertidumbres de la industria petrolera mexicana. Con toda esa información se generaron las tablas que conforman los Modelos Óptimos y Funcionales Geológico y de Yacimientos. Así se tiene los parámetros que conforman los Escenarios de Explotación Base. Los Escenarios de Explotación de Decisión se verán con mayor detenimiento en los siguientes capítulos. Estos últimos deberán conformarse con el modelo de Escenarios de Explotación. Estos tres últimos son los aspectos que contienen toda la información técnica y tecnológica necesaria para conformar los Escenarios de Estudio: que es la base de conformación del VCD en sus primeras etapas y son las bases de estudio cualitativo y sobre todo cuantitativo. Los sistemas artificiales se conforman dentro de los Escenarios de Explotación de Decisión.

1.3.1 INCERTIDUMBRES DEL YACIMIENTO

Todo yacimiento petrolero, según podemos constatar de manera breve en toda la revisión de la historia de explotación de todo yacimiento, conlleva a adquirir información necesaria para su desarrollo y que es muy difícil de obtener. Su estudio está marcado por la adquisición de información indirecta, por experiencia y por cierto manejo de rangos y beneficios de la incertidumbre. Así, identificamos tres áreas que todo yacimiento tiene como información que se debe manejar con cierto grado de incertidumbre, a saber:

1. El volumen del yacimiento
 - a. Espesor neto
 - b. Estructura de contacto
 - c. Porosidad
2. Tipo de hidrocarburo
3. Productividad del yacimiento
 - a. Mecanismo de empuje
 - b. Permeabilidad
 - c. Daño asociado a las operaciones de perforación y terminación
 - d. Comportamiento característico

El lector puede darse cuenta que las tres incertidumbres están directamente relacionadas con las tres preguntas que formulamos en el presente capítulo. Por su complejidad, estas tres variables influyen en el desarrollo del proyecto y se deben tomar criterios de incertidumbre y administración del riesgo que se enlacen con toda la actividad de explotación.

1.3.2 ÁREAS DE OPORTUNIDAD DE LA INDUSTRIA MEXICANA

El caso particular de la industria petrolera en México, debe ser considerado con especial énfasis de manera tal, que se vincule la instalación de SAP BM y de sus innovaciones a todas las áreas de oportunidad que tenemos por desarrollar.

Encontramos en México, las siguientes áreas de oportunidad⁴:

- Tecnologías mejoradas para explotación
- Exploración y Explotación en aguas profundas
- Yacimientos maduros
- Reducción de emisiones de dióxido de carbono
- Recuperación secundaria y mejorada
- Crudos pesados
- Yacimientos naturalmente fracturados
- Paleocanal de Chicontepec

Se considera como otras áreas de oportunidad, las identificadas por el contexto actual, complementando la “cultura petrolera mexicana”:

- Mejorar y/o adquirir y asimilar tecnología en caracterización
- Nuevos métodos de adquisición sísmica
- Explotación de campos abandonados
- Gas Shale o gas de esquisto
- Exploración y desarrollo de cuencas del sureste de México
- Manejo de nuevas configuraciones de explotación
- Nuevos sistemas y métodos de planeación y desarrollo de yacimientos
- Asociación estratégica con empresas extranjeras

1.3.3 APLICACIÓN DEL VCD

Para el tema que nos ocupa, presentamos el cronograma que se aplicará para llevar a cabo los objetivos de la presente obra, metodología VCD aplicada a BM y sus innovaciones:

- 4) Estudio de la metodología VCD
- 5) Preparación y revisión de toda la información
 - a) Geología
 - i) General
 - ii) Al detalle
 - iii) Descriptiva
 - iv) De explotación
 - b) Yacimientos
 - i) Reservas
 - ii) Perforación y terminación

⁴ Dr. Héber Cinco Ley, “Aportaciones al debate de la Reforma Energética: los hidrocarburos”

- iii) Producción
- iv) Seguridad industrial y protección ambiental
- v) Sistemas artificiales y Recuperación secundaria y mejorada
- vi) Nuevas tecnologías e innovaciones
- vii) Revisión enfocada a BM y sus innovaciones
- c) Configuraciones de explotación
- d) Modelos económicos
- 6) Establecer VCD al caso
- 7) Establecer VCD aplicado
- 8) Estudio Económico y financiero
- 9) Estudio Integral VCD-BM
- 10) Resultados, Evaluaciones, Conclusiones

1.3.3.1 *Actividades para la Visualización*

- 7) Preparación de toda la información de explotación de pozos
- 8) Mostrar escenarios y oportunidades
 - a) Identificar oportunidades factibles y específicas
 - b) Establecer dependencias
- 9) Medición
 - a) Capacidades tecnológicas
 - b) Económicas
- 10) Identificación de retos
 - a) Indicadores clave de desempeño
- 11) Enfoque en rapidez, no en precisión
 - a) Enfoque por beneficios
 - b) Enfoque por margen de riesgo manejable
- 12) Identificar y clasificar riesgos

1.3.3.2 *Actividades para la Conceptualización*

- 5) Evaluación de escenarios
 - a) Basado en parámetros técnicos
 - b) Análisis de escenarios
 - c) Optimización de escenarios
 - d) Evaluación
- 6) Selección de escenarios
 - a) Cuantificar riesgos
 - b) Documento de jerarquización de escenarios
- 7) Ingeniería conceptual del escenario seleccionado
 - a) Ingeniería técnica y conceptual
 - b) Evaluación económica
- 8) Dictamen VCD-C
 - a) Cronograma del proyecto
 - b) Ingeniería del plan de ejecución

1.3.3.3 *Actividades para la Definición*

- 8) Ingeniería básica estructurada
 - a) Comportamiento de yacimientos

- b) Estrategia de explotación
 - c) Productividad
 - d) Sistemas artificiales
 - e) Prevención de problemas
 - f) SIPA
 - g) Plan de ejecución
- 9) Estimado de costos
 - a) Incidencia de factores económicos
 - b) Incertidumbres, Factibilidad técnica cualitativa,
 - c) Sensibilidad, Riesgos
 - 10) Resultados de análisis técnicos-económicos integrales
 - 11) Criterios de Decisión
 - 12) Conclusiones

1.3.4 ÁREAS DE ENFOQUE. PROCESO VCD CASO MEXICANO

El caso mexicano incluye muchos retos y muchas consideraciones (Ilustración 1-14). Para dar cuenta de ello nos concentraremos de manera muy particular en las áreas de Geología, Yacimientos, Perforación, Terminación, SAP, Producción y Recuperación. Todas estas áreas son cruciales en la delimitación de escenarios para la explotación y vida productiva de un pozo con especial énfasis en la implementación de SAP de BM y de sus innovaciones. Además se incluyen las oportunidades para México y las incertidumbres asociadas a la explotación de todo yacimiento. La primera tabla visualiza las áreas de incidencia general de la explotación de todo yacimiento (Ilustración 1-14). A su vez la exploración de los yacimientos, y de la vasta información que puede ser integrada en la geología de los mismos, puede ser integrada mediante un modelo de interacción y circulación de la información según se ve en la Ilustración 2-7. La segunda tabla muestra el caso mexicano, en el que se aplica el VCD (Ilustración 1-15).

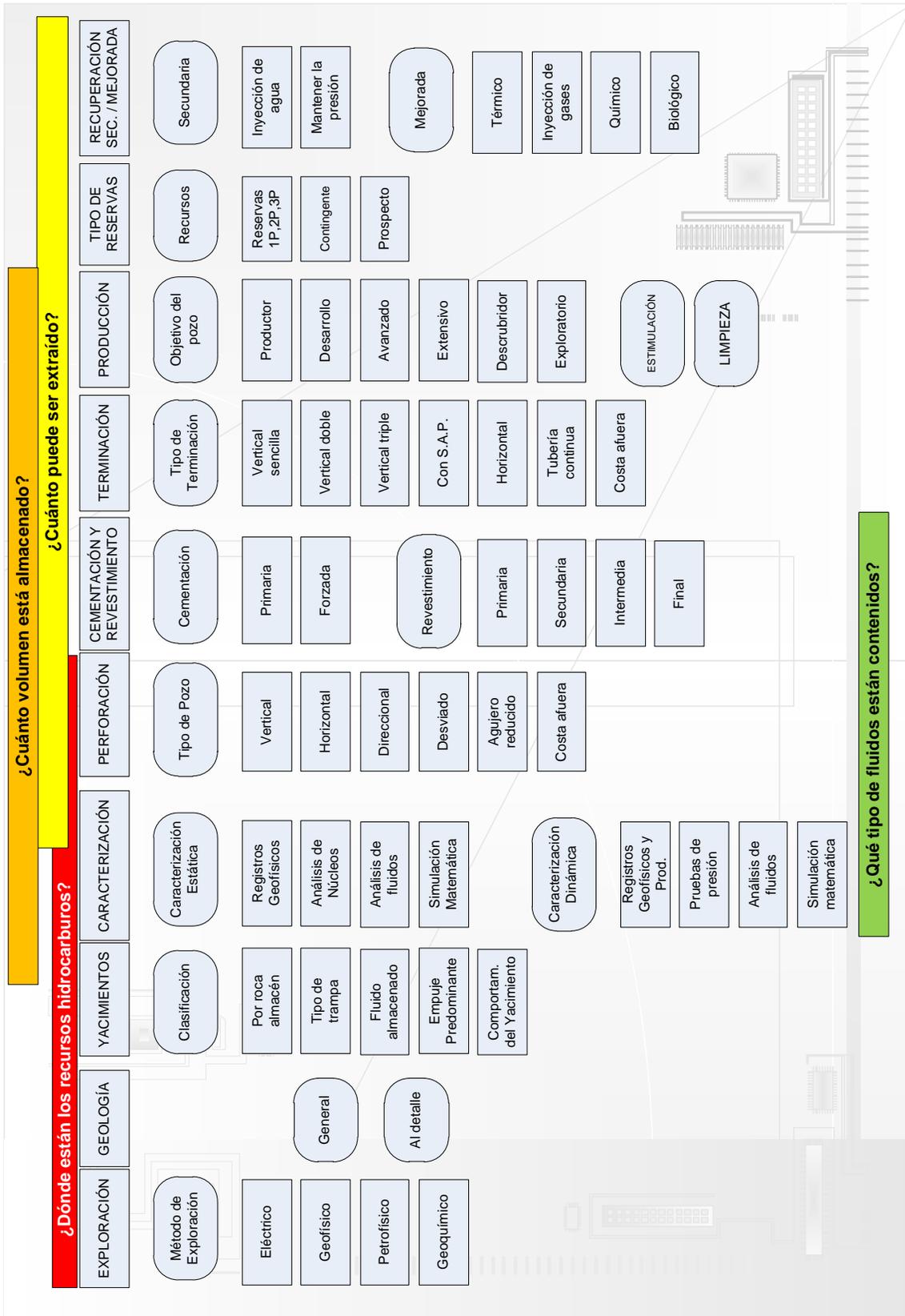


Ilustración 1-14 Áreas de incidencia general para la obtención de escenarios de producción para México / Badillo 2015

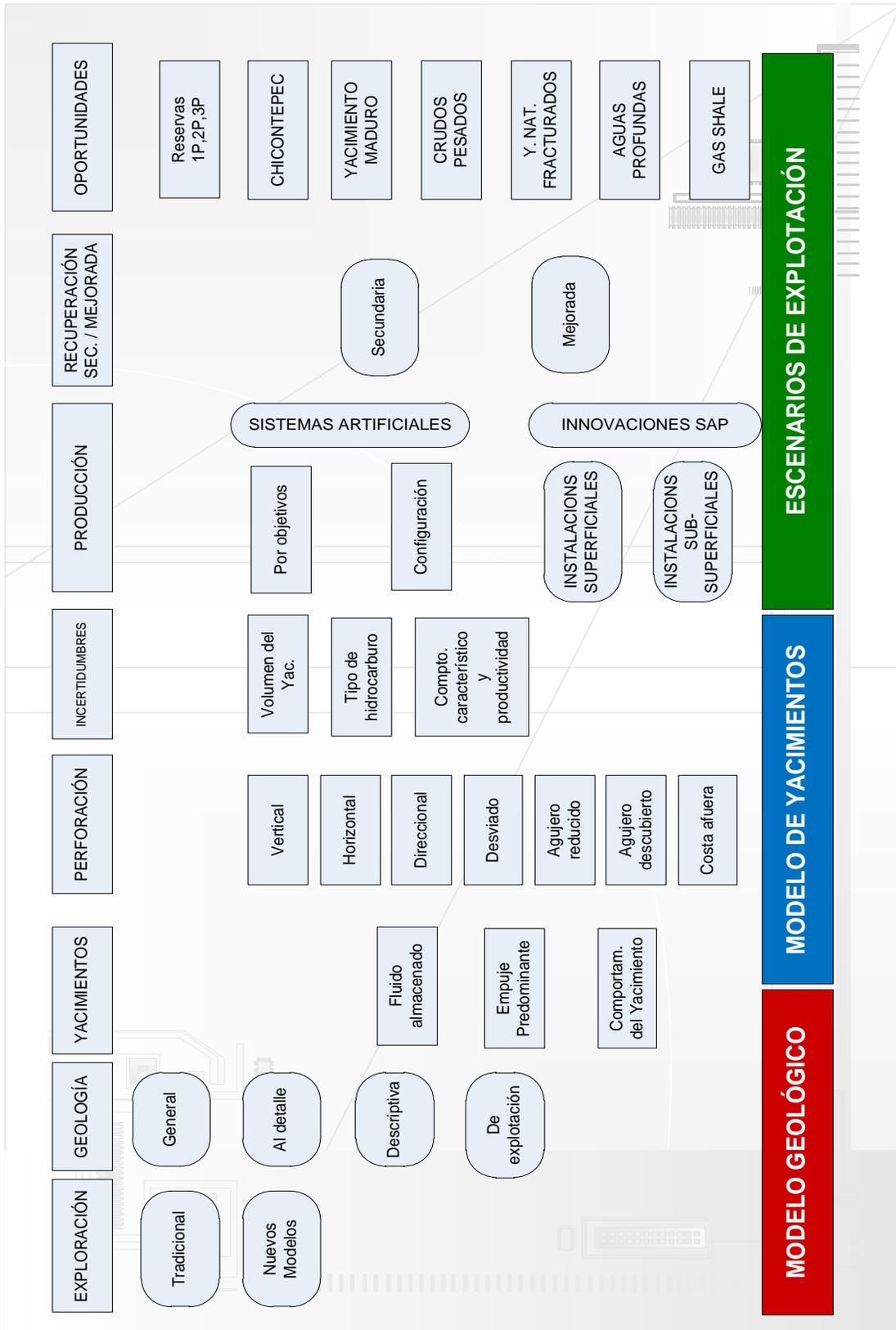


Ilustración 1-15 Aspectos de la vida productiva de un proyecto petrolero que conforman los primeros tres modelos del flujo de trabajo para la industria petrolera mexicana. / Badillo 2015

INFORMACIÓN ADQUIRIDA EN CADA MODELO ÓPTIMO Y FUNCIONAL		
GEOLÓGICO	DE YACIMIENTOS	DE EXPLOTACIÓN
Características de las formaciones productoras	Predecir el comportamiento primario de los yacimientos	Tipos de pozos
Fallas, Fracturas y sus características	Propiedades de la roca y su relación con los fluidos	Tipos de recursos
Bloques estructurales	Analizar el cambio de las propiedades físicas que sufren los fluidos con la presión y la temperatura	Incertidumbre de explotación
Tipo de trampa.	Análisis PVT de todos los fluidos	Manejo de riesgo en explotación
Litología y zonas almacén	Determinar reservas de aceite, gas y condensado	Maximizar el FR
Tipo de límites Y Geometría de los yacimientos.	Correlación y límites entre capas	Implementar tecnologías
Profundidad, relieve estructural y buzamiento.	Determinación de temperatura	Diversas configuraciones de explotación
Distribución original de los fluidos	Determinación de cuerpos permeables	Implementar innovaciones
Espesor, carácter, edad y distribución de las rocas	Determinación de contactos agua-hidrocarburos	Aprovechar la experiencia de otros yacimientos
Columna estratigráfica	Determinación cuantitativa de la porosidad y de la saturación de agua	Estudio integral de yacimientos y mecanismos de empuje
Horizontes índice o clave	Determinación de productividad	Pronósticos de productividad
Horizontes productores	Pronóstico de fluidos a producir	Uso de SAP BM
Mapas según métodos de exploración	Determinación de la litología	Innovaciones de BM
Mapa litoestratigráfico	Determinación de porosidad secundaria	Programas de perforación cementación y terminación
Mapas de estructuras	Porosidad y Permeabilidad	Equipo sub-superficial
Experiencia previa similar	Salinidad de agua de formación	Equipo superficial
Yacimientos modelo	Examen detallado de litología y estructuras sedimentarias	Exploración y Explotación en aguas profundas
Mapas de ubicación	Calcular la presión promedio del área de drenaje	Yacimientos maduros
Estratigrafía de secuencias	Detectar las heterogeneidades del yacimiento	Recuperación secundaria y mejorada
Mapa de estructuras al detalle	Determinar el estado de un pozo (Daño)	Paleocanal de Chicontepec
Pozos descubridores	Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.	Gas Shale
Mapas de áreas de interés	Confirmar la presencia de un casquete	Explotación de campos abandonados
Fotografías aéreas	Estimar el coeficiente de alta velocidad de pozos de gas	Exploración y desarrollo de cuencas del sureste de México
Primeros muestreos	Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.	Manejo de nuevas configuraciones de explotación
Identificación de rocas generadoras	Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento	Nuevos sistemas y métodos de planeación y desarrollo de yacimientos
Identificación de roca almacén	Determinar los efectos de la colocación de los pozos y su espaciamento.	Asociación con empresas extranjeras
Génesis del yacimiento	Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.	

Tabla 4 Resumen de la información obtenida para cada Modelo de Generación de Escenarios. / Badillo 2015

MÍNIMOS PARÁMETROS A CONSIDERAR POR MODELO		
MODELO GEOLÓGICO	MODELO DE YACIMIENTOS	PARA GENERAR ESCENARIOS
Génesis del Yacimiento	Porosidad	Objetivos de producción
Columna Lito-estratigráfica	Permeabilidad	Pronósticos de productividad
Mapa de estructuras	Permeabilidad relativa	Configuración de pozos
Mapa de límites	Saturaciones	Mecanismo de empuje
Espesores	Relaciones de volumen	Instalaciones superficiales
Profundidades	Pruebas de productividad	Instalaciones sub-superficiales
Contactos	PVT	Gráficas IP
Rocas generadoras y almacén	RGA y RGC	Patrones de explotación
Zona geográfica de explotación	Volumen total	Simulación de explotación
	FACTOR DE RECUPERACIÓN	Patrones de flujo
	Presión y Temperatura	SIPA
	Tipo de pozo	Madurez tecnológica
	Tipo de terminación	Selección de SAP e innovación
	Reservas	Selección de RM y RS
	Viscosidad del aceite	Oportunidad local
	Compactación	Asociación con empresas extranjeras
	Densidad de la roca	
	5 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN	

Tabla 5 Todos los parámetros por modelo que se consideran para Generar escenarios y que afectan directamente al modelo económico. / Badillo 2015

1.3.5 CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS

El criterio de identificación de escenarios puede ser descrito como aquel donde se tienen las eventualidades y situaciones con las que se tendrá que trabajar al momento de la operación petrolera. Entre más situaciones previstas se tengan, menores incertidumbres se tendrán y mayores serán las probabilidades de respuestas positivas en el desarrollo de determinado proyecto.

Como parte de la delimitación e identificación de escenarios, tenemos tres niveles según la metodología expuesta. Y además dentro del proyecto tenemos los niveles de delimitación de escenarios durante todas las etapas de desarrollo de un campo petrolero.

Para el presente trabajo, tenemos enfocados nuestros esfuerzos, según la metodología VCD en nivel de Visualización. Éste incluye una especial atención en el modelo geológico, de yacimiento, de explotación y económico.

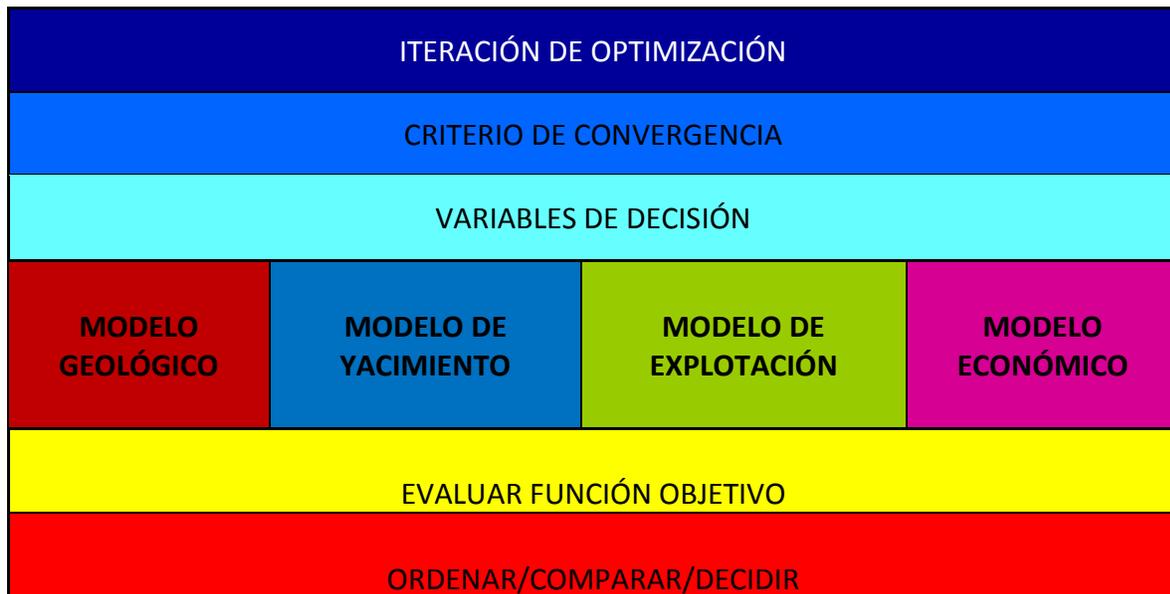


Tabla 6 Optimización de escenarios/Badillo 2015

Los escenarios se generarán a partir de este esquema sencillo. Primero tenemos la iteración de optimización visto con ayuda de la Ilustración 1-15 y los criterios de convergencia deberán ser conciliados entre las dos tablas anteriores, en aspectos técnicos, por objetivos del proyecto, y por recursos.

Las variables de decisión se enfocarán en criterios económicos y de análisis de riesgos y de incertidumbre.

El cuarto nivel de la tabla tiene que ver con la integración de los datos más importantes en todo desarrollo de pozos que se delimitarán en el siguiente capítulo. Su modelo es de vital importancia pues vincula directamente los beneficios y los requerimientos técnicos de los

SAP de BM con toda la historia de desarrollo de los campos y de pozos. Su integración requiere el uso de programas en computación que se presentan más adelante.

El quinto y sexto nivel de la tabla, van directamente relacionados con los objetivos de explotación, el mercado internacional y el mercado interno, y mucho más importante, con cambiar las prácticas actuales al compararlas con los beneficios que se tendrían de aplicar ésta metodología.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

1. AGUILAR, U. O.: *"Control de pozos en aguas profundas"*, TESIS UNAM, México, 2013.
2. AGUILERA, R.: *"Naturally fractured reservoirs"*, Tulsa, PennWell Publishing, 1980.
3. AHMED, T.: *"Reservoir engineering handbook"*, Houston Texas, Gulf Publishing, 2000.
4. ALLEN T. O., ROBERTS A. P.: *"Production Operations"*, Oil and Gas Consultant International, Tulsa OK, 1978.
5. AMAYA, L. B.: *"Apuntes de la asignatura de yacimientos naturalmente fracturados"*, TESIS UNAM, México, 2010.
6. AMI, *"Situación actual y futura de la tecnología en la industria de los hidrocarburos"*, E. CINCO LEY, México, 2008.
7. AMYX, J. W.: *"Petroleum reservoir engineering"*, New York, McGraw-Hill, 2000.
8. ASQUITH, G.: *"Basic well log analysis for geologists"*, Tulsa, American Association of petroleum geologists, 2004.
9. AZAR, J.J., ROBELLO Samuel; Halliburton Company: *"Drilling Engineering"*, University of Tulsa, Ed. Pennwell Corporation, 2007.
10. AZIZ K., SETTARI O.: *"Petroleum reservoir simulation"*, Applied science publishers, Londres, 1979.
11. AZIZ K.: *"Reservoir simulation grids: opportunities and problems"*, SPE #25233, LA, 1993.
12. BASSIOUNI, Z.: *"Theory, measurement, and interpretation of well logs"*, Richardson, Texas, SPE, 1994.
13. BEGGS, H. D.: *"Production optimization using nodal analysis"*, Tulsa, OGI publications, 1991.
14. BO YUNGUO, WILLIAM LYONS, ALI GHALAMBOR; University of Louisiana at Lafayette: *"Production Engineering"*, Ed. Gulf Professional Publishing, 2007
15. BOBADILLA, G. E.: *"Conceptos básicos de caracterización dinámica de yacimientos"*, TESIS UNAM, México, 2012.
16. CRAFT, B. C., HAWKINS M. F.: *"Applied petroleum reservoir engineering"*, 2da. Ed, New Jersey, Prentice Hall, 1991.
17. CUBA, C.: *"Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México"*, TESIS UNAM, México, 2012.
18. DAKE, L. P.: *"Fundamentals of reservoir engineering"*, Amsterdam, Elsevier, 1978.
19. DAKE, L. P.: *"The practice of reservoir engineering"*, Amsterdam, Elsevier, 1978.
20. ECONOMIDES M. J., HILL A. D.M.: *"Petroleum Production Systems"*, Ed. Prentice-Hall, 1994.

21. ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, KING G.R.: "*Basic applied reservoir simulation*", Texas, SPE, 2001.
22. ESCOBAR, F.: "*Fundamentos de ingeniería de yacimientos*", 2da. Ed, Colombia, UC, 2000
23. FANCHI, J. R.: "*Energy: technology and directions for the future*", Boston, Elsevier-Academic Press, 2004.
24. FAROUQ A.: "*Elements of reservoir modeling and selected papers*", Notas de curso de ingeniería petrolera, Universidad de Alberta 1986.
25. GONZALEZ, M. A.: "*Dificultades que se pueden evitar al perforar un pozo*", TESIS UNAM, México, 2013.
26. GONZÁLEZ, V.: "*Oportunidades de desarrollo de los campos maduros, a partir de la reforma energética*", TESIS UNAM, México, 2012.
27. HERNÁNDEZ I.: "*Desarrollo de un flujo de trabajo enfocado a yacimientos naturalmente fracturados para los campos de México*", TESIS UNAM, México, 2013.
28. MIAN, M. A.: "*Petroleum engineering handbook for the practicing engineer*", Vols. I. y II., Tulsa, PennWell publishing, 1992.
29. NEWENDORP, P., SCHUYLER, J.: "*Decision analysis for petroleum exploration*", 2da ed., Colorado, Planning press, 2000.
30. PARRA, R.: "*Ingeniería de producción en la simulación de yacimientos*", TESIS UNAM, México, 2011.
31. PEMEX: "*Reservas de hidrocarburos*", Presentado en la reforma energética 2012.
32. PÉREZ, N.: "*Apuntes de Administración de yacimientos*", TESIS UNAM, México, 1993.
33. SEBA, R. D.: "*Economics of worldwide petroleum production*", Oklahoma, Oil & Gas consultant International, 1998
34. TOWLER, B. F.; "*Fundamental principles of reservoir engineering*", Texas, SPE, 2002.
35. VILLEGAS, R.: "*Fundamentos básicos para la administración de proyectos petroleros*", TESIS UNAM-MAESTRÍA, México, 2012.
36. WALSH, M. P.: "*A generalized approach to primary hydrocarbon recovery*", Amsterdam, Elsevier, 2003
37. CNH: "*Factores de recuperación de aceite y gas en México*", México, 2010.
38. Schlumberger Oilfield Services: "*100 años de la industria petrolera en México*", Houston, Texas, EUA, 2004.
39. PADILLA Y SÁNCHEZ, Ricardo: "*Evolución geológica del sureste mexicano desde el mesozoico hasta el presente en el contexto regional del Golfo de México*", SGM y UNAM-FI, México, 2007



2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Cuando un pozo ya no produce suficiente petróleo, es aconsejable usar el sistema artificial más económico para producir los fluidos del pozo de manera rentable. Cuando todos los sistemas artificiales son considerados y el costo de producir petróleo excede el valor de los hidrocarburos producidos, se vuelve una operación que no es económicamente rentable y entonces el pozo es taponeado o abandonado. Pero cuando es rentable, un sistema artificial asiste a la producción de un pozo.

En el presente capítulo se hace una revisión clara y precisa de cada uno de los sistemas artificiales que se usan en la producción de hidrocarburos en México así como otros sistemas artificiales que han probado su efectividad en pozos que tienen claros problemas de producción, adaptación de equipos o con tecnologías nuevas, que hacen de su instalación no sólo de beneficio técnico, sino con beneficios económicos inmediatos y con

beneficios técnicos y de seguridad muy convenientes para ser instalados en pozos de campos mexicanos

Se revisan los sistemas artificiales mecánico, hidráulico, neumático, de cavidades progresivas y electrocentrífugo. Cada uno a su vez presenta variaciones en sus instalaciones por lo que presentamos las más importantes.

De cada sistema y de sus variantes se presentan sus características principales, el equipo usado, sus beneficios y sus limitaciones.

Por último, se presenta un cuadro en el que aplicamos la metodología VCD para identificar las principales características que deben ser tomadas en cuenta para que el sistema artificial sea instalado en determinado pozo y obtener los máximos beneficios técnicos, operativos y de factibilidad cualitativa.

* * *

2.1 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es uno de los métodos de recuperación artificial de hidrocarburos más usados alrededor del mundo, debido a que la mayoría de las condiciones operativas de los pozos se ajustan a los requerimientos de este método. Este sistema puede manejar fácilmente gastos mayores de 1800 BPD, usado a profundidades mayores de 8000 pies, y es sumamente resistente a procesos térmicos (hasta 600 °F).

Este sistema es ideal en la explotación de gas, posee un excelente rendimiento al manejar fluidos altamente viscosos y desarrolla una muy buena eficiencia mecánica en general (60%). Además, el bombeo mecánico es un método robusto y confiable, fácil y económico de operar; y los ingenieros de campo se sienten mejor operando un sistema de bombeo mecánico no sólo para adquirir experiencia sino también por el vasto conocimiento e investigación generados en esta área.

Contrario a lo que aparenta, el bombeo mecánico es difícil de simular de manera apropiada y acertada, ya que envuelve diversos fenómenos físicos: el proceso de compresión del pistón, la dinámica de las varillas, los esfuerzos a los que se somete, la geometría de la unidad en superficie y la cinemática conjunta del equipo.

La historia de cómo se diagnosticaban los sistemas mecánicos tiene marcada varias etapas que dieron pautas y mejoras consecutivas:

- A principios del siglo XX para dimensionamiento del equipo se usaron análisis de la estática de estructuras.
- En 1939 Mills introdujo el factor de aceleración dentro del análisis de la estática de estructuras para corregir las cargas máximas y mínimas de la varilla pulida así como la obtención de la embolada efectiva.
- En 1954, un grupo de empresas que manufacturan equipos de bombeo mecánico desarrollaron una simulación analógica plasmada en gráficas, tablas y cartas que simulaban la dinámica de la unidad superficial pistón-varilla.
- Esas tablas y cartas junto con un procedimiento bien definido dieron origen al API 11L estándar que publicó El Instituto Estadunidense del Petróleo (API, por sus siglas en inglés).
- El API 11L es un conjunto de gráficas que describen la solución numérica a las ecuaciones diferenciales que cuantifican el comportamiento general del sistema (geometría de la unidad, pistón y diámetros de varillas, etc.). Sin embargo, hay suposiciones que se tienen que hacer para poder tener ese conjunto de gráficas, como: baja viscosidad del fluido, pozos verticales, fluido de una sola fase, la dinámica de las varillas similar a diez varillas acopladas en serie.
- En 1980 se empezó a usar la ecuación de onda para simular al bombeo mecánico. Se pasó de las cartas dinamométricas del equipo superficial a las cartas dinamométricas a nivel sub-superficial requeridas para diagnóstico y optimización.
- Un análisis completo del equipo también requiere un análisis nodal hecho por simuladores que ya son muy exactos y acertados.

2.1.1 ANTECEDENTES TEÓRICOS

Teóricamente las bombas de desplazamiento positivo son mecanismos que transportan fluidos desde el fondo, donde se toma el fluido, hasta la zona de descarga, sin importar el nivel de presión en la zona de descarga. El bombeo mecánico tiene una bomba tipo pistón de desplazamiento positivo reciprocante, donde la unidad superficial con ayuda de la bimba, proveen un movimiento oscilatorio al pistón a través de la varilla (Véase Ilustración 16).

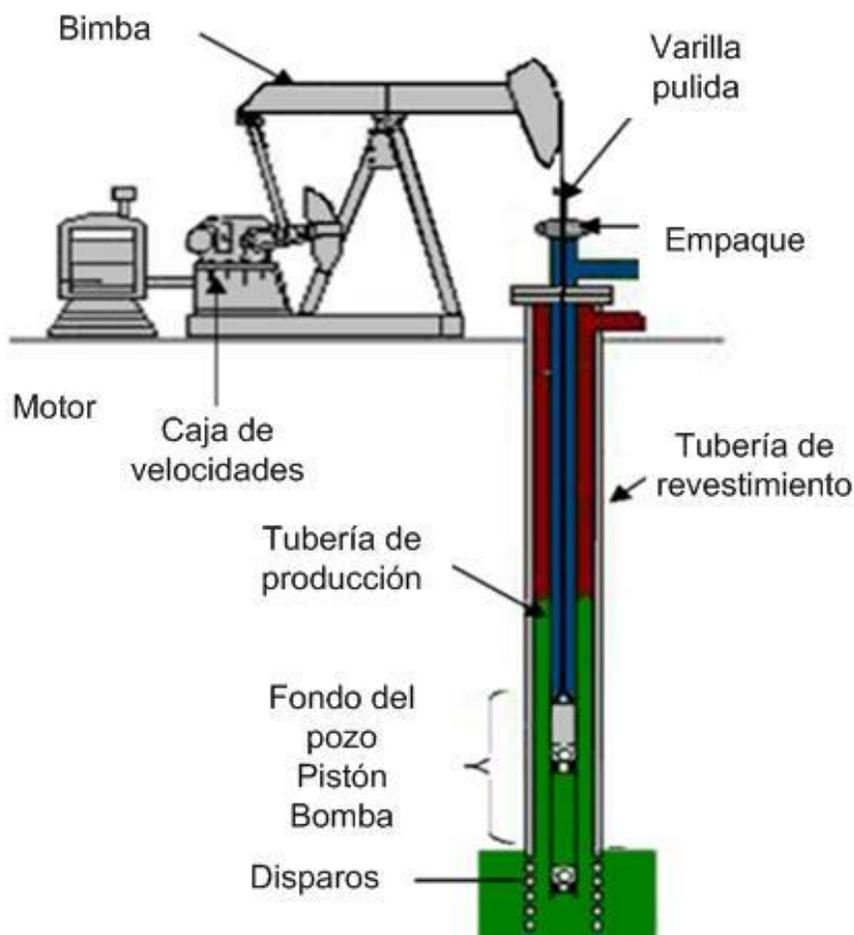


Ilustración 16 Configuración estándar del bombeo mecánico

La bomba consiste de las siguientes partes: válvula de pie en la entrada de la bomba, el barril o cañón, la válvula viajera fijada en el pistón, la cual está acoplada al final de la varilla (Véase Ilustración 17). El pistón trabaja como sigue: durante la carrera ascendente, la expansión del volumen reduce la presión en el barril por debajo de la presión de entrada; entonces la diferencia de presión abre la válvula de pie y cierra la válvula viajera. Por el contrario, durante la carrera descendente, la reducción del volumen incrementa la presión

en el barril hasta ser mayor que la presión de descarga, haciendo que la diferencia de presión abra la válvula viajera y cierre la válvula de pie.

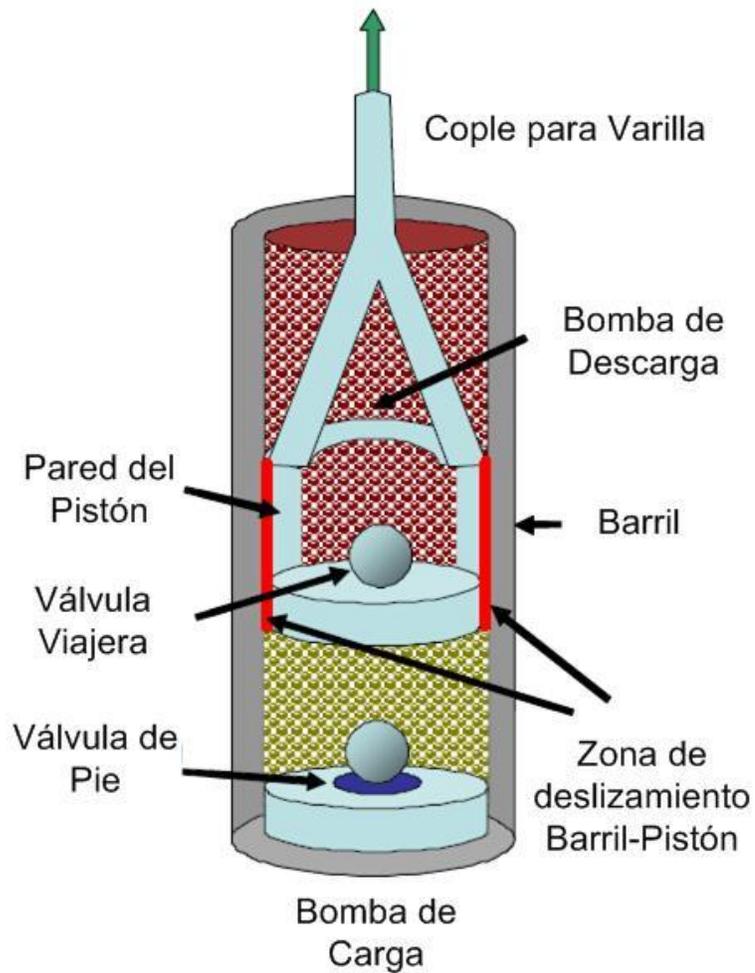


Ilustración 17 Esquema de la bomba tipo pistón para Bombeo Mecánico en fondo de pozo.

El mecanismo estándar sólo bombea durante la carrera ascendente, notándose que el sistema no tiene un gasto constante por el comportamiento cíclico del proceso que consiste en acumular las cargas hasta llegar a un volumen que pueda ser tomado como un lote (volumen estándar) que pueda ser desplazado de una sola vez, haciendo eficiente al bombeo mecánico.

2.1.2 COMPONENTES PRINCIPALES

Pistón de fondo (plunger)

Sarta de varillas para transmitir el movimiento reciprocante a la bomba.

El equipo de superficie para convertir el movimiento rotacional en movimiento lineal

Caja reductora de velocidad

Motor encargado de administrar la potencia.

2.1.3 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA

El desplazamiento calculado diferirá de la tasa de flujo en superficie, debido a los siguientes factores:

- Esgurrimiento o filtración del pistón.
- Viscosidad del fluido
- Entrada de gas en la cámara de la bomba
- Factor volumétrico de formación (Bo) define un mayor volumen en el fondo.
- Eficiencia volumétrica $E_v = Q/PD$
- Valores típicos: 70-80% crudos livianos- medianos y 40-50% para crudos pesados-extrapesados
- Esquema de balancín hidráulico
- Rango de aplicación del bombeo mecánico convencional
- Crudos extrapesados-livianos de (8.5-40 °API).
- Producción entre 20 y 2000 nBPD
- Relación gas aceite de 0 hasta 2.000 PCN/BN.
- Profundidad hasta 9000 pies para crudos livianos y 5000 pies para crudos pesados y extrapesados.
- Los equipos soportan temperaturas de hasta 600°F

2.1.4 VENTAJAS

- ✓ Es posible el bombeo en vacío.
- ✓ El más conocido por el personal de campo.
- ✓ Baja presión de succión.
- ✓ Se adapta fácilmente a cambios de volúmenes.
- ✓ Trabaja en altas temperaturas.
- ✓ Diagnóstico confiable (herramientas de diagnóstico disponibles).

2.1.5 DESVENTAJAS

- El máximo volumen de producción es altamente afectado por la profundidad.
- Susceptible al bloqueo por gas.

- Reparaciones frecuentes.
- Dificultades para operar en pozos desviados.
- Dificultad para operar en diámetros de tuberías pequeños.
- Difícil control de la seguridad en el fondo.
- Susceptible a la corrosión.

2.1.6 OPTIMIZACIÓN

La optimización de los equipos de Bombeo Mecánico deberá considerar uno o varios de los siguientes factores:

- Carta dinamométrica
- Demanda de corriente del motor
- Velocidad de bombeo
- Producción de líquido
- Relación gas aceite
- Corte de agua
- Temperatura y presión en el cabezal
- Presión y temperatura en el anular
- Presión y temperatura en el fondo (nivel del fluido)
- Variables que pueden cambiar una vez al año
- Datos requeridos para cálculos en punto particular en el tiempo.
- Presión promedio del yacimiento y profundidad
- Longitud de carrera
- Configuración de la bomba
- Configuración de la tubería de producción
- Configuración de la línea de flujo
- Datos PVT

2.1.7 TIPOS DE VARILLAS

- Varillas de acero (varios grados de acero) 25 o 30 pies de longitud
- Varillas de fibra de vidrio 30 o 37 ½ pies de longitud, se utilizan conectores de 4" entre juntas de varillas.
- Varillas continuas COROD

Esta tecnología fue desarrollada para eliminar problemas operacionales y mecánicos relacionados con los acoples de conexión en las sartas de varilla convencional. Se puede utilizar en pozos equipados con sistemas de bombeo recíprocante o bomba de cavidad progresiva.

Una de las fallas más frecuentes en las sartas de varillas es la falla de los pines de conexión por el mal enroscado de las mismas, de la misma manera se presenta un gran número de fallas debido al desgaste de los coples de conexión.

El concepto de varilla continua tiene como objetivo principal eliminar sucesivas fallas ocurridas por causa de la existencia de acoples.

COROD ventajas operacionales:

Incrementa la eficiencia total del sistema: Carga liviana, lo cual permite un consumo menor de energía. Tiempo de caída más rápido de la varilla en la carrera descendente debido a esfuerzos menores, mejorando el comportamiento del sistema de bombeo recíprocante. Reduce la caída de presión adicional en la tubería de producción con impacto significativo en sistemas rotatorios con bombas de cavidad progresiva.

Reduce los costos operacionales: Reduce el desgaste mecánico con la tubería de revestimiento sobre todo en pozos desviados inclinados y horizontales. Incrementa el factor de servicio de varilla por reducción de esfuerzos sobre la misma. Minimiza problemas con los coples de conexión entre varillas, debido a que solamente utiliza dos, una en el tope y otra en el fondo. Pueden utilizarse varillas de mayor diámetro en tuberías más pequeñas por la “no existencia” de coples.

Las consideraciones que deben de tomarse en cuenta para el diseño de varillas de carrera larga COROD son las siguientes:

- Peso de la sarta de varillas
- Peso de fluido
- Máximo esfuerzo sobre la varilla
- Esfuerzo cedente del material de las varillas
- Deformación
- Pandeo
- Resistencia a la fatiga
- Inercia de las varillas y el fluido
- Flotación
- Fricción
- Presión en el cabezal
- Combinación de diferentes longitudes y diámetros.
- Software disponible para bombeo mecánico
- Rodstar/XDIAG (empresa Theta Enterprise)
- CASE (Empresa Case-Weatherford) y NABLA-DELTA X (Lufkin AUTOMATION)
- SARP (EMPRESA CEALC)

2.1.8 CÁLCULOS DEL BM

Para tener cálculos de carga del BM se deben tener los siguientes datos:

Profundidad de la bomba (D):

Diámetro de la camisa de la bomba (d_p):

Sección de la varilla 1, diametro (d_{r1}):

longitud (L_1):

Sección de la varilla 2, diametro (d_{r2}):

longitud (L_2):

Sección de la varilla 3, diametro (d_{r3}):

longitud (L_3):

Sección de la varilla 4, diametro (d_{r4}):

longitud (L_4):

Tipo de la unidad de BM (1 = convencional; -1 = Mark II; -0.3 = Rotaflex ; 0.55 = Unidad de Bajo Volumen):

Diámetro de circunferencia de la Bimba 1 (d_1)

Diametro de circunferencia de la Bimba 2 (d_2)

Longitud de la manivela(c):

Relación manivela/conexión Pitman (c/h):

Volumen específico o tipo de aceite:

Factor de aceleración máxima permisible (L):

Y se pueden calcular las siguientes características

Longitud de la carrera de la varilla pulida

$$S = 2c \frac{d_2}{d_1}$$

Emboladas por minuto

$$N = \sqrt{\frac{70471.2L}{S(1 - \frac{c}{h})}}$$

Área de la sección transversal del grosor del émbolo

$$A_p = \frac{\pi d_p^2}{4}$$

Área de la sección transversal de la varilla

$$A_r = \frac{\pi d_r^2}{4}$$

Peso del fluido en carga

$$W_f = S_f (62.4) \frac{DA_p}{144}$$

Peso del arreglo de varillas

$$W_r = \frac{\gamma_s DA_r}{144}$$

	$F_1 = \frac{SN^2(1 \pm \frac{\epsilon}{h})}{70471.2}$
Máxima carga de la unidad de bombeo	$PRL_{\max} = W_f - S_f(62.4)\frac{W_r}{\gamma_s} + W_r + W_r F_1$
Torque de ruptura	$T = \frac{1}{4}S \left(W_f + \frac{2SN^2 W_r}{70471.2} \right)$
	$F_2 = \frac{SN^2(1 \mp \frac{\epsilon}{h})}{70471.2}$
Mínima carga de la unidad de bombeo	$PRL_{\min} = -S_f(62.4)\frac{W_r}{\gamma_s} + W_r - W_r F_2$
Contrabalance	$C = \frac{1}{2}(PRL_{\max} + PRL_{\min})$
Presión en la varilla	$\sigma_{\max} = \frac{PRL_{\max}}{A_r}$

2.2 BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico, como cualquier otro sistema artificial de producción es introducido al pozo cuando la energía natural de éste no es suficiente para que pueda fluir de manera económicamente óptima o rentable a un gasto de producción deseado, por lo que es necesario restaurar una presión adecuada proporcionando energía adicional por medio de este sistema para poder elevar los fluidos hasta la superficie manteniéndoles una determinada presión. El bombeo hidráulico, es un sistema de levantamiento artificial que transmite la energía mediante un fluido de poder. Hay dos tipos de bombeo hidráulico; el tipo del pistón que consiste en un par de pistones donde uno de ellos es manejado por el fluido de poder y el otro bombea los fluidos. Y el tipo del motor de reacción bombeo hidráulico que convierte el fluido de poder presurizado a un motor de reacción de velocidad alto con que es directamente mixto el bien los fluidos.

2.2.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste de un sistema integrado de equipo superficial (motor y bomba recíproca) acoplado a una tubería conectada al pozo; este equipo

transmite potencia a una unidad instalada a una determinada profundidad (pudiendo ser ésta el fondo del pozo) mediante acción hidráulica.

El flujo de fluido motriz inyectado acciona este equipo sub-superficial, consistente de una bomba y un motor como elementos principales que impulsan el fluido de la formación a la superficie, manteniéndoles una presión adecuada.

Las características más importantes de este sistema artificial de producción son:

1. Puede alcanzar mayores profundidades que otros sistemas. Debido a la flexibilidad de este sistema ha permitido la explotación de pozos a profundidades hasta de 18000 pies.
2. La bomba sub-superficial se puede recuperar fácilmente. Una de las ventajas del bombeo hidráulico es la facilidad con que se instalan y recuperan las bombas sub-superficiales (Bomba tipo libre). Para recuperar una bomba, la circulación se invierte en la sarta de producción, a fin de desanclarla de su asiento. A continuación se circula por la sarta del retorno del fluido motriz (o por el espacio anular) para llevarla a la superficie, donde cae en un receptáculo para su correspondiente cambio. Para introducir una bomba la operación se efectúa a la inversa.
3. Buena flexibilidad de gastos de producción. La instalación de este tipo de bombeo es ideal cuando se tienen a gran profundidad, a baja presión y bajas relaciones gas-aceite, grandes volúmenes de fluido por producir (hasta 5000 bl/día).
4. Puede operar en pozos direccionales. Es el sistema artificial de producción mas indicado para operar en pozos direccionales, a diferencia del bombeo mecánico convencional, bombeo neumático o electrocentrífugo, los cuales presentan ciertas desventajas.
5. Control del sistema de varios pozos desde un punto único. Desde ese punto, el operador puede:
 - a) Cerrar o abrir uno, cualquiera o todos los pozos, o la combinación deseada de pozos.
 - b) Graduar la velocidad de la bomba en cada pozo.
 - c) Medir la velocidad de la bomba en cualquier pozo.
6. Fácil adición de inhibidores. Debido al estricto control del fluido motriz, pueden agregársele a éste, toda clase de inhibidores que sea necesarios en la superficie.
7. Manejo de crudos pesados. Esto estará en función de la capacidad de la bomba sub-superficial y de su eficiencia. Pero dado el amplio rango de bombas sub-superficiales

existentes, el manejo de fluidos de alto peso específico puede ser factible sin disminuir los ritmos de producción preestablecidos.

Uno de los principales elementos del Bombeo Hidráulico en general es el fluido motriz (aceite o agua). Dicho fluido tiene como función la de proporcionar la energía necesaria para accionar el motor de la unidad de producción y además lubricar todas las partes del sistema.

Las características más importantes que deberá poseer el fluido motriz son:

a) Fluido limpio. Debido a que el fluido motriz estará en contacto con las partes del equipo superficial y sub-superficial, es recomendable que este no contenga impurezas que puedan, provocar problemas subsecuentes, tales como: corrosión, y/o abrasión de la tubería de inyección, obstrucción de las tuberías o mal funcionamiento del motor.

b) Contenido de sólidos mínimo. Es necesario que el tipo de fluido que se elija o seleccione como fluido motriz, no contenga más de 20 ppm de sólidos, el tamaño de las partículas sólidas no deberá exceder a 15 micrones y el contenido de sal no ser mayor de 12 lb/1000 Bl de aceite.

c) Baja Viscosidad. Esta característica será uno de los factores para poder elegir el tipo bomba superficial, ya que si el fluido motriz es sumamente viscoso, la presión de descarga requerida para la bomba deberá ser sumamente alta para moverlo, por lo que se necesita que la viscosidad sea la más baja posible.

d) Alto poder de lubricación. Esta característica es debida a que el fluido motriz estará en contacto directo con todas las partes mecánicas del motor superficial y por lo tanto tendrá como función la de lubricar cada una de las partes que constituyen dicho motor.

2.2.2 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET(a chorro)

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

Las bombas jet operan bajo el principio de Venturi. El fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz. Esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcla con el fluido motriz.

En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión, suficiente para bombear el gasto de fluido motriz y fluido producido a la superficie. Por lo

anterior, en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motriz.

En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, además de que la eficiencia mecánica es baja; sin embargo presenta ventajas sobre el bombeo hidráulico tipo pistón como son:

- Permite manejar cualquier tipo de fluidos (aún contaminados)
- La bomba sub-superficial es de fácil instalación
- Se adapta a cualquier profundidad en el pozo.
- Permite obtener gastos mayores

Al igual que el bombeo hidráulico tipo pistón, el tipo jet utiliza agua o aceite como fluido. Las bombas jet generalmente requieren más potencia superficial que las bombas tipo pistón ya que son menos eficientes.

2.3 BOMBEO NEUMÁTICO

Éste sistema artificial es uno de los SAP más usados en México. Se basa en inyectar gas al pozo. El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad del fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido. Encontramos dos tipos de bombeo neumático:

- Bombeo neumático continuo
- Bombeo neumático intermitente

Dentro de las aplicaciones que podemos tener para el bombeo neumático está el de permitir a los pozos que ya no fluirán naturalmente que puedan producir, incrementar los gastos de producción en los pozos fluyentes, descargar pozos que posteriormente fluirán naturalmente, remover o descargar fluidos en pozos de gas, permitir e flujo de pozos con depósitos de sal, levantar pozos asociados con acuíferos.

2.3.1 VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO

- ✓ El equipo inicial de pozo es más económico
- ✓ Costos operacionales y de mantenimiento bajos
- ✓ Simplificar pozos complejos
- ✓ Flexibilidad en el manejo de gastos que van desde los 10 hasta los 50,000 BPD
- ✓ Manejo de arenas, gas y pozos desviados
- ✓ Intervenciones relativamente menos costosas

2.3.2 DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO

- Se debe tener una fuente de gas, ya sea que se importe de otros campos o pozos y a su vez la producción de gas podría resultar en problemas iniciales.
- Posibles costos elevados en la instalación, esto ocurre si se tienen que hacer modificaciones de instalación a plataformas ya existentes, instalación de un compresor.
- Limitaciones en cuanto a la presión disponible en el yacimiento y la presión de fondo fluyendo del pozo.
- Rango de aplicación del bombeo neumático continuo
- Crudos medianos- livianos que van desde los 15-40 °API
- Relación gas aceite desde 0 hasta 4000 PCN/BN
- No hay limitación en profundidad
- Producción limitada por la baja capacidad del método para reducir la presión de fondo fluyente
- Inversión inicial alta (alto costo de compresores de gas)
- Costos de los equipos a instalarse en los pozos muy bajos

2.3.3 CÁLCULOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO

Se tiene un importante cálculo para el bombeo neumático que es el diseño de las válvulas y de su profundidad de colocación.

Para ello se necesita la siguiente información

Datos

- Profundidad máxima de inyección (D_o):
- Presión mínima de la tubería para punto de inyección (p_{to}):
- Gradiente de presión del fluido estabilizador (G_s):
- Gravedad específica del gas (γ_g):
- Temperatura en la cima (t_{hf}):
- Temperatura en el punto de inyección (t_{wf}):
- Presión en superficie (p_{hf}):
- Presión Kick-off ($p_{k,s}$):
- Presión de inyección en la camisa ($p_{c,s}$):
- Presión marginal de la tubería en superficie ($\Delta p_{tm,s}$):
- Presión marginal de la tubería (Δp_{cm}):
- Radio (R):
- Carga inesperada (S_i):

El espaciado requiere de una especial atención, y de manera general se pueden calcular con las siguientes ecuaciones:

$$D_3 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_2}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_4 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_3}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_5 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_4}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_6 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_5}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_7 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_6}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_8 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_7}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_9 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_8}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

$$D_{10} = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - p_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_9}{G_s - \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm}}{40,000}}$$

Y se pueden obtener los siguientes parámetros de diseño de las válvulas:

Válvula	Profundidad de la válvula (D_v)	Temp. (T_v)	Presión. (p_{lv})	Presión de apertura en sup. (p_{so})	Presión para la apertura (p_{vo})	Presión a prof. dada (p_d)	Presión de cierre de la válvula (p_{vc})
---------	-------------------------------------	-----------------	-----------------------	--	---------------------------------------	--------------------------------	--

2.4 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

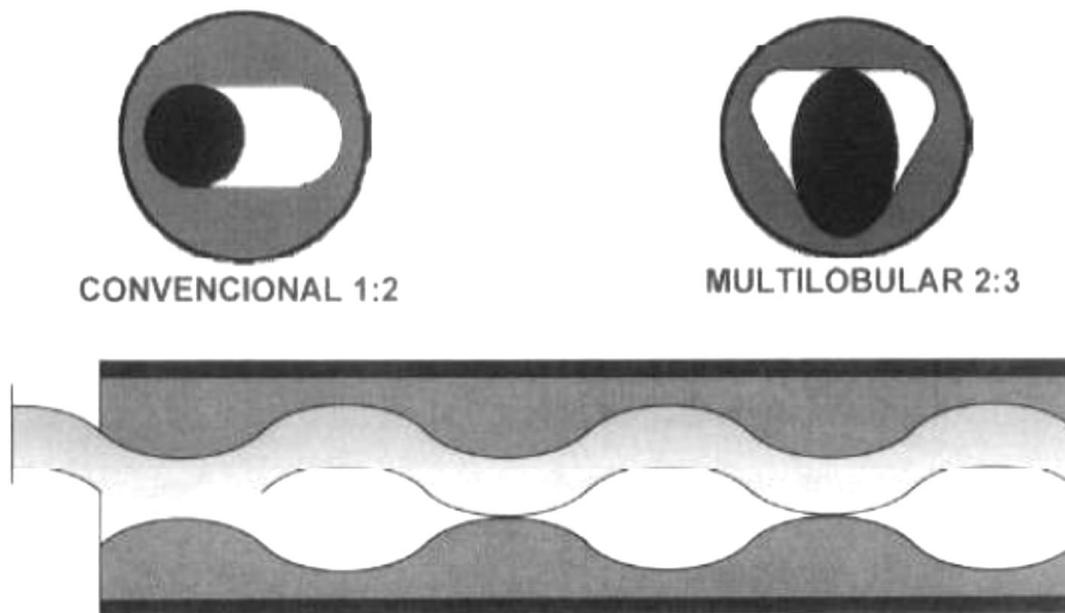
A fines de los años 20, Rene Moineau desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) con el cual hoy es conocido.

El Bombeo de Cavidades Progresivas proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo.

Un sistema BCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

2.4.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.



El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los coples de la extensión del rotor.

El rotor va enroscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas.

Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de trasmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la bomba de cavidades progresivas.

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar éste mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El niple de asentamiento o zapato, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

Las principales ventajas que proporciona este método de levantamiento artificial es; que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y que posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo. Con respecto a las desventajas que ofrece este sistema está el hecho de que el elastómero se puede llegar a deteriorar debido a agentes contaminantes en el crudo y que no puede ser utilizada a grandes profundidades por dos razones principales: sería necesario el uso de grandes extensiones de varillas y las altas temperaturas también pueden dañar el elastómero.

Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %. Otras ventajas adicionales de los sistemas BCP son:

Producción de fluidos altamente viscosos (2000-500000) centipoises;

La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento;

Los costos operativos son también mucho más bajos. Se señala ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales de bombeo eficiente. El sistema de accionamiento es también eficiente a causa de que la varillas de bombeo no se levantan y bajan, solo giran;

Los costos de transporte también mínimos, la unidad completa puede ser transportada con una camioneta;

Opera eficientemente con arena debido a la resiliencia del material del estator y al mecanismo de bombeo;

La presencia de gas no bloquea la bomba, pero el gas libre a la succión resta parte de su capacidad, como sucede con cualquier bomba, causando una aparente ineficiencia;

Amplio rango de producción para cada modelo, rangos de velocidades recomendados desde 25 hasta 500 RPM, lo que da una relación de 20 a 1 en los caudales obtenidos. Este rango se puede obtener sin cambio de equipo.

La ausencia de pulsaciones en la formación cercana al pozo generará menor producción de arena de yacimientos no consolidados. La producción de flujo constante hacen más fácil la adaptación, equipamiento y mejora.

El esfuerzo constante en la sarta con movimientos mínimos disminuye el riesgo de fallas por fatiga y la pesca de varillas de bombeo. Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies, hacen que la unidad BPC sea perfectamente adecuada para locaciones con pozos múltiples y plataformas de producción costa fuera. El bajo nivel de ruido y pequeño impacto visual la hace ideal para áreas urbanas. Ausencia de partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles y simple instalación y operación.

Los sistemas BCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas BCP:

Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C);

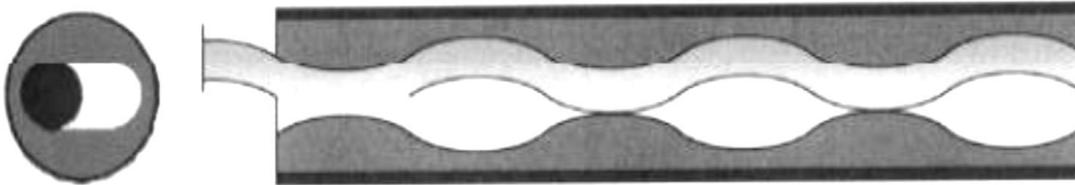
Alta sensibilidad a los fluidos producidos (elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo). Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos (que cuando se obstruye la succión de la bomba, el equipo comienza a trabajar en seco);

Desgaste por contacto entre las varilla y la cañería de producción en pozos direccionales y horizontales; y

Requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba (ya sea por falla, por adecuación o por cambio de sistema). Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseños de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

2.4.2 TIPOS DE BCP

El movimiento que se genera dentro del estator consta de dos movimientos: uno de rotación alrededor de su propio eje y el otro de rotación en la dirección opuesta de su propio eje alrededor del eje. Si se gira el rotor en sentido anti-horario, el centro del rotor describe un movimiento circular en sentido de las manecillas del reloj, alrededor del centro del estator.



Características del flujo:

- No reciprocante (sin pulsaciones)
- A bomba genera la presión requerida para mover un volumen constante.
- El flujo está en función de las RPM de la bomba.
- Rangos de aplicación de las BCP
- Crudos extrapesados y livianos que tengan un rango de 8.5 a 40 °API.
- Debe existir una producción de entre 20 y 3500 BPD.
- Relación gas aceite desde 0 hasta 5000 pies cúbicos.
- Profundidad máxima: hasta 3000 pies si el crudo es pesado y la producción esta en un rango de 500 y 3000 BPD; hasta 6500 pies, si el crudo es pesado y la producción es menor que 500 BPD.

Entre los rangos de aplicación que encontramos al utilizar BCP, están los equipos que soportan temperaturas de hasta 250°F, altas concentraciones de arena (hasta 40% por volumen de sólidos), altas viscosidades y no debe haber interferencia de gas.

El material de elastómero utilizado en el estator se ve afectado por las condiciones de operación, tales como temperatura y composición de los fluidos, más severa que la presentada por los materiales metálicos empleados por los otros métodos.

2.4.3 VENTAJAS

- ✓ Diseño simple de dos piezas.
- ✓ Capaz de manejar sólidos y fluidos de alta viscosidad.
- ✓ No emulsiona los fluidos.
- ✓ Altas eficiencias volumétricas
- ✓ Bajo consumo de energía
- ✓ Bajo impacto ambiental
- ✓ Flexibilidad para ajustarse a la IPR del pozo
- ✓ Fácil de transportar

2.4.4 DESVENTAJAS

- No puede manejar tasas de producción mayores a 2500 bl/día.
- Capacidad de levantamiento de 6500 pies.
- Elastómero incompatible con ciertos fluidos y gases como aromáticos, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y otros aditivos químicos, máxima temperatura de hasta 250°F.
- Esquema de un sistema de BCP
- Sarta de varillas: transmiten el movimiento de rotación del sistema y acciona desde la superficie el rotor de la bomba.
- Acople de rotor: conexión del rotor a la sarta de varillas.
- Acoples de varillas: conectan las varillas entre sí.
- Centralizadores de varillas: previenen el roce entre los coples de las varillas y la sarta de tubería de producción en pozos con desviaciones o con ángulos de inclinación muy grandes.
- Niple: utilizado como referencia en el espaciamiento del rotor en el estator, para obtener una mejor eficiencia en la bomba.
- Separador de gas: se coloca en aquellos pozos que presentan problemas de gas libre a la entrada de la bomba, para separar la mayor cantidad de gas libre de los fluidos de reducción de producción y de esta manera incrementar la eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo.
- Tubo de succión: permite el paso de fluido de producción hacia la bomba. Es de menor diámetro que la tubería de producción (usualmente en 1.5 a 2 pulgadas). Se fija a la succión de la bomba por debajo del niple de paro y penetra en el separador de gas o en el tubo ranurado dependiendo del esquema de producción.
- Tubo de cola: se coloca por debajo de la bomba o del separador de gas para recoger cualquier tipo de sedimentos o cuerpos extraños que decantan del fluido a la entrada en la tubería de producción.
- Cabezal de rotación: transmite el movimiento rotacional del motor a la sarta de varillas y soporta la carga axial a la cual está expuesta la sarta de varillas.
- Sistema de accionamiento: provee el movimiento rotacional del sistema. Está compuesto por un motor y el equipo de transmisor-reductor de la velocidad del motor.

- Tablero eléctrico: donde se encuentran los dispositivos de arranque, parada y protección del sistema BCP.

2.5 FACTIBILIDAD CUALITATIVA DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Derivado de la tendencia que presente un pozo y sus registros, incluyendo la proyección de la misma; se evalúa el uso de un sistema artificial de producción que proporcione energía adicional a los pozos a fin de incrementar su recuperación.

Presento de manera concisa las características más significativas para poder evaluar la factibilidad de instalar determinado Sistema Artificial de Producción. Se presenta sus costos comparativos, rangos de producción, problemas presentados, recuperación, entre otros. La tabla es usada como una referencia para poder determinar, en qué casos debemos poner especial atención por tratarse de condiciones no propicias para determinado sistema. Cuando no se presenten problemas de factibilidad cualitativa, los equipos interdisciplinarios deberán poner atención sobre su factibilidad técnica.

ATRIBUTO	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavitades Progresivas	Bombeo E.Centrífugo	Bombeo Hidráulico Reciproc.	Bombeo H. Tipo Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente
Costo	Moderadamente Bajo	Bajo	Relativamente bajo	Es competitivo con BM	Competitivo con BM. Los costos se incrementan por caballos de fuerza	Costos bajos	Igual al BNC
Equipo Superficial	Razonablemente bueno. Se requiere diseño de varillas. Es necesaria práctica de operación. El banco de datos de fallas beneficia operaciones futuras. Se requieren gráficas dinámicas y modelos de predicción de comportamiento para optimización	Buen diseño y se necesita una práctica de operación. Se puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero del estator	Requiere de un cable apropiado, además de las bombas, sellos. Se requiere un buen diseño y una buena práctica de operación	Un tamaño apropiado de la bomba y una buena operación práctica. Requiere de un fluido motriz en el conducto. Una bomba libre y una fuerza de fluido confinado.	Requiere de una computadora con programa de diseño para clasificar según su tamaño. Moderadamente tolerante a los sólidos en el fluido. Ninguna parte de las bombas mueve. Procedimientos de reparación simples	El buen diseño de válvulas es esencial. Costos moderados de equipod el pozo (válvulas y mandriles) Opción de válvulas recuperables o convencionales	Descarga en el fondo con válvulas de bombeo neumático; considera cámara para alto IP.
Eficiencia	Excelente. Sistema totalmente eficiente. Cuando la bomba está llena una eficiencia típica de entre 60 y 60% y si la bomba no está sobre el nivel de líquidos	Excelente. Pueden exceder la bomba de varillas para casos ideales. El sistema reporta una eficiencia de entre 50 y 70%. Se necesitan más datos de operación.	Bueno para altos gastos de pozo pero decremente significativamente para <1000 BFPD. Suficiencia típica total del sistema es de 50% para gastos altos, pero para <1000 B/D, su eficiencia típica es <40%	Regular a bueno. No es bueno con BM debido al GLR, con fricción, y uso del fluido motriz más eficiencias desde 30% al 40% con GLR-100; pueden ser altos con una baja GLR.	Máxima eficiencia alrededor de 30%. Es un fluido motriz más dependiente de la producción. Las eficiencias que operan típicamente son del 10% al 20%	Regular. En aumento para pozos que requieren inyección de GLR's pequeñas. Bajo para pozos que requieren alto GLR's.	Malo. Normalmnte requiere un volumen alto de inyección de gas por barril de fluido. La eficiencia de la producción es típica y va del 5% al 10% mejorado con un émbolo.
Flexibilidad	Excelente. Después de bajar la bomba y controlar su velocidad, longitud, tamaño del émbolo y tiempo de corrida para controlar el gasto de producción	Regular. Después de obtener cierta velocidad de rotación. La unidad hidráulica provee una flexibilidad adicional pero un costo adicional	Malo. Normalmente la corrida de la bomba es a una velocidad fija. Requiere de un cuidadoso clasificado del tamaño de la bomba. El tiempo de cada ciclo normalmente se evita. Debe seleccionarse el tamaño de la bomba apropiada.	Bueno/Excelente. Puede variar la fuerza del gasto del fluido y la velocidad de la bomba al fondo del agujero. Numerosos tamaños de bombas y la relación Bomba/motor se adaptan a la producción y a la profundidad necesaria	Bueno a Excelente. Fuerza del gasto del fluido y presión se ajustan altos gastos de producción y a la capacidad de producción. La selección de la garganta y los tamaños de la boquilla extienden el rango de volumen y su capacidad	Excelente. El gasto de inyección de gas varía con cambios en gastos. Tubería de producción necesaria del tamaño correcto.	Bueno. Debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos.
Miscelánea de problemas	de Cuando el material de la caja se derrama puede ser un desorden y un riesgo potencial	Limitado el servicio en algunas áreas. Se requiere experiencia de campo y conocimiento de toda la maquinaria	Requiere de un sistema de poder eléctrico muy bueno. Método sensible a cambios de gastos	En la fuerza del fluido, los sólidos son de control esencial. Es necesario 15 ppm de la dimensión de las partículas para evitar el uso excesivo de la maquina. Se debe agregar surfactante al fluido agua para lubricar.	Más tolerante a fluidos con sólidos. 200 ppm de partículas de 25 micras son aceptables. Diluyentes pueden agregarse si es requerido.	El compresor es muy bueno alrededor del 95% del tiempo de inyección requerido. Debe deshidratarse el gas apropiadamente para evitar la congelación de gas.	Con una labor intensiva fina se mantiene y se pone a punto un desempeño pobre. Manteniendo firme el flujo de gas causa a menudo problemas de operación.
Costos de operación	de Muy bajo para una profundidad mediana (<7500 pies). Localizaciones en tierra con baja producción (<400 BFPD)	Potencialmente baja pero vida corta por fallas del estator	Varía. Si el caballo de fuerza es alto, los costos de energía son altos. Los altos costos sacan resultados de la vida de carrera costos. Los costos de reparación son altos	Frecuentemente superior que las de BM incluso para sistemas libres. La corta vida de la carrera aumenta los costos de operación totales	Altos costos de energíadebido a los requerimientos en caballos de fuerza. Son gastos bajos de mantenimiento en una bomba típica con la garganta propiamente dimensionada y la tobera	Costos bajos de pozo. Costos de compresión variables dependiendo del combustible y el mantenimiento del compresor. La clave es inyectar lo más profundo que se pueda con un GLR óptimo.	Igual al BNC
Confiabilidad	Excelente. Eficiencia de tiempo de corrida > 95%. Si siguen las buenas prácticas de operación y de corrosión, parafinas, asfaltenos, sólidos, desviaciones, etc. Son controlados	Bueno. Normalmente por encima del bombeo y la carencia de experiencia disminuyen el tiempo de corrida	Varía; excelente para los casos de producción ideales; malo para cuando existe algún problema. Muy sensible a temperaturas de operación y malfuncionamiento eléctrico	Bueno con un sistema correctamente diseñado y operacional. Los problemas de pozo cambian las condiciones reduciendo la confiabilidad de bombeo al fondo del agujero. Frecuentemente tiempos bajos resultan de problemas operacionales	Bueno con el tamaño apropiado de garganta y tobera para las condiciones de operación. Debe evitar operar en el rango de cavitación en la garganta del motor de reacción; relacionado para bombear a presión de succión.	Excelente si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y mantenido	Excelente si son adecuados los suministros de gas y un volumen de almacenamiento de presión bajo, adecuado para el gas de inyección. El sistema debe diseñarse para fluctuantes proporciones de flujo de gas

ATRIBUTO	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo E.Centrífugo	Bombeo Hidráulico Reciproc.	Bombeo H. Tipo Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente
Valor salvable	Excelente. DE fácil movimiento y de mercado bueno para el equipo usado	Regular/Malo. De fácil movimiento y algunos equipos usados tienen mercado.	Regular. Algunos equipos tienen valor de mercado	Mercado regular para bombas triples. Bueno en valores para sistemas de localidades de pozos que pueden ser movidos fácilmente.	Bueno. Fácilmente movibles	Regular. Mercado para los compresores usados y un poco para los mandriles y las válvulas.	Regular.
Sistema	Dirección directa y procedimiento básicos para diseñar, instalar, y operar con las siguientes especificaciones del API y las prácticas recomendadas. Se recomienda probar diseños y simularlos además de utilizar cartas dinámicas o los nuevos modelos de desarrollo como la ecuación tvp y ecuaciones que predicen el desempeño	Simple de instalar y operar. Límites probados de diseño e instalación y especificaciones de operación fáciles de ensamblar	Muy simple de diseñar pero requiere de datos de gastos muy buenos. "El sistema no perdona." Recomienda prácticas de diseño API comprobación y operación.	Manual simple o uso de diseño típico por computadora. La bomba se recupera fácilmente para reparar. Una unidad individual es de costo muy flexible pero extra. La planta central es compleja. Normalmente los resultados en la prueba y el tratamiento son problemáticos	El problema de diseño de computación es usado típicamente para el diseño. Básicamente necesita procedimientos de operación para bombas para fondo del agujero y de la unidad del sitio del pozo. LA bomba se recupera fácilmente para la reparación en el sitio. Bajo el agujero si chorrea a menudo exige un ensayo.	Requiere adecuado volumen, alta presión, gas seco, no corrosivo y gas limpio de un abastecimiento son necesarios a lo largo de su vida. Es necesario un acercamiento al sistema. Una presión atrás es beneficiosa. Se necesita de buenos datos para el diseño y espaciado de válvulas. Las especificaciones de API y el diseño/operación prácticas recomendadas deben seguirse	Igual al BNC
Límites de la tubería de Revestimiento	Pozos con altos gastos requieren bombas con ámbolos amplios. Tamaños pequeños de la tubería de revestimiento (4.5 y 5.5 pg) pueden ser limitantes para la separación del gas	Normalmente no hay problema para TR de 4.5 pg y grandes pero la separación de gas puede ser una limitante.	El tamaño de la TR es limitante al usar grandes motores y bombas.	Requiere de TR grandes para sistemas paralelos de apertura y de cierre. Tuberías pequeñas (4.5 y 5.5 pg) pueden resultar en una pérdida excesiva por fricción y limitando gastos de producción	Tamaños pequeños de TR frecuentemente limitan los gastos de producción. TR grandes pueden ser requeridas si son dobles las corridas de tuberías.	El uso de tuberías de revestimiento pequeñas normalmente limita los gastos a <1000 B/D. Para gastos >5000 B/D se usan TR >7 pg y >3.5 pg es necesario para tubería de producción.	Para TR pequeños no son problemas para producción de volumen bajo
Límites de Profundidad	Bueno. La estructura de las varillas puede limitar el gasto a una profundidad. Es efectivo para 500B/D a unos 7000 pies y 150 B/D a unos 15 000pies	Malo. Limitado a 5000 y 6000	Usualmente limitado por los caballos de potencia del motor y por la temperatura. Profundidad típica de alrededor de los 10 000 pies	Excelente. Limitado por la fuerza del fluido de presión o por los caballos de fuerza. Bajo volumen / Alta producción en la operación de las bombas a una profundidad de 17 000 pies.	Excelente. Profundidad regular de hasta 20 000 pies.	Controlado por el sistema de inyección y por los gastos del fluido. Típicamente para 1000 B/D con 2.5 pg de nominal. Sistema de producción de 1440 psig y 1000 GLR a una profundidad de inyección de alrededor de 10 000 pies.	Limitado. El bache es el factor limitante. Existen muy pocos pozos con profundidades > 10 000 pies.
Capacidad de succión	Excelente. Muy bueno para <25 psig. Provee un desplazamiento y descarga de gas. Típicamente sobre los 50 a 100 psig.	Bueno. A <100psig se provee de un adecuado desplazamiento de descarga de gas.	Regular si hay pequeñas cantidades de gas libre. Malo si la bomba se debe manejar >5% de gas libre.	Regular. No muy bueno con bombeo con varillas. Presión de succión <100psig usualmente resulta en frecuentes reparaciones. Se reduce la eficiencia si hay gas libre y la vida en servicio.	Malo a Regular. Para >350 psig a 5000 pies baja GLR. Se recomienda el diseño son 25% de sumersión	Malo. Restringido por el gradiente del gas. Típicamente moderado con gasto limitado alrededor de 100 psi/1000 pies de profundidad de inyección. Así la presión atrás en 10 000 pies el pozo desarrolla una presión de succión de 1000 psig	Regular. Una presión de <250 psig es factible a 10 000 pies
Nivel de Ruido	Regular. Moderadamente alto en áreas urbanas	Bueno. En superficie el primer movimiento proporciona el único ruido	Excelente. Ruido bajo	Bueno. Ruido bajo en el pozo	Bueno	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso	Igual al BNC
Causa de Problemas	El tamaño y las operaciones son la desventaja en las poblaciones y áreas de cultivo	Bueno: bajo perfil en equipo superficial	Bueno. Bajo perfil pero requiere un banco transformador, que puede causar problemas en áreas urbanas	Regular a bueno: Bajo perfil en el equipo de la cabeza del pozo. Requiere tratamiento superficial un equipo de bombeo de alta presión.	Igual al BHR	Bueno: De perfil bajo pero se debe mantener el compresor.	Igual al BNC
Flexibilidad	Bueno. Las dos máquinas o motores pueden ser fácilmente usados	Bueno. Las dos máquinas son usadas fácilmente	Regular. Requiere de una buena fuente de poder buena sin puntas y sin interrupciones	Excelente	Igual al BHR	Bueno: Máquinas, turbinas, o motores pueden ser usados para la compresión.	Normalmente no se requiere nada.

ATRIBUTO	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo E.Centrífugo	Bombeo Hidráulico Reciproc.	Bombeo H. Tipo Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente
Vigilancia	Excelente: Puede ser fácilmente analizada basándose en pruebas de pozo, nivel de fluidos. Se mejora el análisis usando dinámómetros y computadoras o modelos como la ecuación TVP	Bueno. En superficie el primer movimiento proporciona el único ruido	Excelente. Ruido bajo	Bueno. Ruido bajo en el pozo	Bueno	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso	Igual al BNC
Corrosión	Bueno a excelente: tratamiento de inhibidores de corrosión frecuentemente usados en el espacio anular.	Bueno: tratamiento de inhibidor para corrosión abajo en el anular es bueno	Regular: tratamiento de inhibidor para corrosión a la entrada a menos que debiera usarse	Bueno / Excelente: tratamiento continuo de inhibidores de corrosión pueden ser circulados con la fuerza del fluido para un control efectivo	Bueno / Excelente: inhibidor con una mezcla de la fuerza del fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet. Tratamiento por corrosión en el espacio anular es bueno.	Bueno: inhibidor en la inyección de gas y/o inhibiendo corrosión abajo en la tubería de producción es bueno.	Igual al BNC
Pozos inclinados desviados	Regular. Se tienen aplicaciones innovadoras pero aún limitadas.	Malo a regular. La carga se incrementa y lleva a problemas	Bueno: pocos problemas. Limitado en experiencia en pozos horizontales. Se requiere del registro del radio de agujero del pozo inclinado.	Excelente: Si la TP puede ser corrida en el pozo, normalmente la bomba debería pasar a través de la tubería. Labomba libre se recupera sin sacar la tubería. El funcionamiento es bueno en pozos horizontales	Excelente: las condiciones de adaptación se limitan para la bomba reciprocante.	Excelente: pocas tuberías tienen problemas para una desviación mayor a 70 grados para tuberías con válvulas recuperables.	Igual al BNC
Corrosión Capacidad de inhibición	Bueno a excelente: tratamiento de inhibidores de corrosión frecuentemente usados en el espacio anular	Bueno. En superficie el primer movimiento proporciona el único ruido	Excelente. Ruido bajo	Bueno. Ruido bajo en el pozo	Bueno	Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso	Igual al BNC
Causa de Problemas	El tamaño y las operaciones son la desventaja en las poblaciones y áreas de cultivo	Bueno: bajo perfil en el equipo superficial	Bueno. Bajo perfil pero requiere un banco transformador, que puede causar problemas en áreas urbanas	Regular a bueno: Bajo perfil en el equipo de la cabeza del pozo. Requiere tratamiento superficial un equipo de bombeo de alta presión.	Igual al BHR	Bueno: De perfil bajo pero se debe mantener el compresor.	Igual al BNC
Doble aplicación	Regular a Bueno: El gas es un problema desde la zona baja pero se puede arreglar con un buen diseño y con innovaciones en BM	No se conocen instalaciones	No se conocen instalaciones	Regular.	Pueden posibilitar un manejo alto de GLR pero se reduce la eficiencia	Regular: Frecuentemente es doble pero una buena operación de BN es complicada e ineficiente resultado en gastos reducidos.	Igual al BNC
Habilidad del manejo de gas	Bueno si puede dar escape y usando fijo el gas natural con un apropiado diseño de la bomba	Malo si debe bombear gas	Malo para gas libre	Bueno a Regular. Bomba estable concéntrica a paralela permite la libertad del escape del gas con un apropiado separador de gas abajo del agujero debajo de la bomba de succión	Similar al BHR	Excelente: reduce la producción de gas necesario para la inyección de gas.	Igual al BNC
Aplicación Costa Afuera	Malo a Regular: Se debe diseñar para el tamaño de unidad, peso y sacar la unidad por el espacio. El pozo debe ser desviado y típicamente produce arenas. Considerar las innovaciones y variedades de BM	Malo Siempre es necesario sacar la unidad	Bueno: Deberá proveerse de energía eléctrica y servicios de arranque de la unidad	Regular: Funcionamiento factible en pozos desviados. Requiere de espacio para tratar tanques y las bombas. La energía del aceite es un problema	Excelente: Debe ser el método adecuado y disponible para la inyección de gas	Malo en pozos donde se necesita un control de arenas. Se usará estándar son válvulas de riesgo. Encabeza las causas de problemas de operación.	Excelente con una correcta aplicación.
Capacidad de manejo de parafinas.	Regular / Bueno: Tratamiento caliente de agua aceite y uso de posibles escariadores, pero incrementan los problemas de operación y costos.	Regular: la tubería de producción puede necesitar tratamiento. La varilla escariadora.	Regular: tratamiento caliente de agua, aceite, el corte con inhibidores de corrosión.	Bueno a Excelente: circulación caliente abajo del agujero la bomba minimiza y aumenta. El corte mecánico y los posibles inhibidores. Tapones disponibles y solubles. Las bombas libres pueden ser programadas en la superficie.	Igual al BHR	Bueno: A veces requiere del corte mecánico	Igual al BNC

ATRIBUTO	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas	Bombeo E.Centrífugo	Bombeo Hidráulico Reciproc.	Bombeo H. Tipo Jet	Bombeo Neumático Continuo	Bombeo Neumático Intermitente
Terminación en agujeros delgados reducidos	Es posible para gastos (<100B/D) y bajo GOR (<250) Son usados típicamente con TP nominal de 1.5 pg.	Es posible si son gastos bajos y bajo GOR	No se conocen instalaciones	Posible pero puede tener pérdidas altas de fricción o problemas de gas	Igual al BHR	Es posible pero es ineficiente	Trae muchas dificultades e ineficiente
Capacidad para entregar sólidos / arenas	Malo/Regular: Para un fluido hidrocarburo con viscosidad baja <10 cp Mejora el desempeño para casos con viscosidad alta. Puede ser capaz de manejar arenas por arriba del 0.1 % con bombas especiales	Excelente: Arriba del 50% de arena con alta viscosidad del crudo >200 cp Decrementa con <10% de arena de producción de agua	Malo: Requiere <10 ppm de sólidos en la fuerza del fluido para correr una buena vida. Asimismo produce fluidos que deben tener bajos sólidos <200 ppm de 15 micrones partículas para una razonable vida. Use la inyección de agua dulce para los problemas de aumento de sal.	Regular / Bueno: la fuerza del fluido a la bomba jet puede tolerar 200 ppm de 25 micrones del tamaño de partícula.	Bueno / Excelente: Inhibidor con una mezcla de la fuerza del fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet. Tratamiento por corrosión en el espacio anular es bueno.	Excelente: la entrada es el límite y problemas de la superficie. El límite típico para el flujo es de 0.1 % de arena y problemas de la salida.	Regular: Válvulas pueden causar problemas
Límites temperatura en	Excelente: Generalmente usado en operaciones termales 600	Regular: limitado al estator del elastómero 600°F	Limitado a <250 °F	Excelente: Materiales estándares a 300°F y a 500°F es posible con materiales especiales.	Excelente: es posible u operado a 500°F son materiales especiales	Excelente: es típico máximo de 350°F. Se necesitan conocer las temperaturas de diseño.	Igual al BM.
Manejo de fluidos con viscosidad ALTA	Bueno para fluidos <200cp y bajo gasto 400B/D	Excelente y sin ningún problema en estator ni rotor	Regular: limitado para fluidos de alrededor de 200 cp incrementando los caballos de fuerza y reduciendo la cabezada	Bueno: con rproducción >8 API con una viscosidad de <500 cp. La fuerza del fluido puede ser usada para diluir la baja producción por gravitación	Bueno / Excelente: se permite hasta un fluido con 800 cp con aceite de >24 API y <50 cp o agua para reducir la fuerza de fricción del fluido y evitar pérdidas	Regular: Pocos problemas para > 16 API o debajo de 20 cp de viscosidad. Excelente para recortes de agua incluso con alta viscosidad de aceite.	Igual al BNC
Capacidad de manejar volumen de producción ALTO	Regular: 5000 B/D desde 1000 pies y 2000 B/D desde 5000 pies	Malo: Posiblemente de 2000 B/D desde 2000 pies y 200 B/D desde 5000 pies	Bueno: limitado por el tubular y caballos de fuerza. Entre 3000 B/D desde 4000 pies y 1000 B/D desde 10000 pies	Excelente: arriba de los 15000 B/D con una presión de fondo adecuada de flujo	Excelente: Restringido por el tamaño de la tubería. Se obtienen gastos de 5000 B/D desde 10000 pies	Malo: Limitado por los ciclos y las inyecciones. Entre 200 B/D desde 10000 pies a	Malo: Limitado por el número de ciclos. Es posible obtener 200 B/D 10000 pies.
Capacidad de manejar volumen de producción BAJO	Excelente: <100 B/D	Excelente para pozos poco profundos y con <100 B/D	Malo: Baja eficiencia y con alto costo de operación para una producción <400B/D	Malo	Regular > 200 B/D desde 4000 pies.	Bueno: limitado por el análisis económico.	Excelente para flujos de 1 a 2 B/D con un GLR alto

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

1. ALBERT, G. D.: "Downhole dynamometer tool and update", 41st southwestern petroleum short course, Lubbock, Texas, EUA, 1995.
2. ALLEN, T.O, ROBERTS, A.P: "Production operations", vol. 1 y 2, Oil and Gas Consultants International, Tulsa, OK, 1978.
3. AMI, "Situación actual y futura de la tecnología en la industria de los hidrocarburos", E. CINCO LEY, México, 2008.
4. API: "Design calculations for sucker rod pumping systems", TR11L, 5th ed., EUA, 2008.
5. API: "Specifications for sucker rods", API11B, 1998.
6. AZAR, J.J., ROBELLO Samuel; Halliburton Company: "Drilling Engineering", University of Tulsa, Ed. Pennwell Corporation, 2007.
7. BEGGS, H. D.: "Production optimization using nodal analysis", Tulsa, OGCI publications, 1991.
8. BO YUNGUO, WILLIAM LYONS, ALI GHALAMBOR; University of Louisiana at Lafayette: "Production Engineering", Ed. Gulf Professional Publishing, 2007
9. CLEDD, J.D., BUCARAM, S.M: "Recommendations and comparisons for selecting artificial lift methods", JPT, 1993.
10. CNH: "Factores de recuperación de aceite y gas en México", México, 2010.
11. CUBA, C.: "Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México", TESIS UNAM, México, 2012.
12. DAKE, L. P.: "The practice of reservoir engineering", Amsterdam, Elsevier, 1978.
13. ECONOMIDES M. J., HILL A. D.M.: "Petroleum Production Systems", Ed. Prentice-Hall, 1994.
14. EICKHEIMER, J. R.: "How to optimize pumping wells. Oil and Gas Journal", 1973.
15. FAROUQ A.: "Elements of reservoir modeling and selected papers", Notas de curso de ingeniería petrolera, Universidad de Alberta 1986.
16. GIBBS, S.G.: "A method of determining sucker rod pump performance", Patente estadounidense 3 343 409, 1967.
17. GIBBS, S.G.: "Method of determining sucker rod pump performance", 1967.
18. HOFFMAN, E. L., "Finite Element Analysis of sucker rod Couplings with guidelines to improving fatigue life", Sandia National Laboratories, 1997.
19. LEA, J.F, BEARDEN, J.L: "ESP's: On and Offshore problems and solutions", SPE paper 52159, Oklahoma, 1999.

20. LEA, J.F, ROWLAN, L: "Artificial lift power efficiency", 46th annual southwestern petroleum short course, Lubbock, Texas, 1999.
21. LEA, J.F., MCCOY: "Artificial lift power efficiency", Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech University, Texas, 1999.
22. Li Zhaowen; Wu Xiaodong; Feng Jianhua; Zhou Chifeng: "RESEARCH ON MATHEMATICAL MODELS FOR SIMULATING DOWNHOLE FAILURE CONDITIONS OF PUMPING WELL" (two parts); OIL DRILLING & PRODUCTION TECHNOLOGY, China, 1999-2004.
23. LUKASIEWICZ, S. A.: "Dynamic behavior of sucker rod string in the inclined well", SPE 21665, Oklahoma, E.U.A., 1991.
24. MCCOY, J. N., WOODS, Mike: "Electrical motor power measurement as the key for optimized rod pumping", SPE 36080, SPE, Texas, 1996
25. MILLS, K.N: "Factors influencing well loads combined in a new formula", Petroleum engineering, 1939.
26. PADILLA Y SÁNCHEZ, Ricardo: "Evolución geológica del sureste mexicano desde el mesozoico hasta el presente en el contexto regional del Golfo de México", SGM y UNAM-FI, México, 2007
27. PEMEX: "Reservas de hidrocarburos", Presentado en la reforma energetica 2012.
28. POWERS, M.L: "Economic considerations for sizing tubing and power cable for electric submersible pumps", 37th annual southwestern petroleum short course, Lubbock, Texas, 2000.
29. Schlumberger Oilfield Services: "100 años de la industria petrolera en México", Houston, Texas, EUA, 2004.
30. SEBA, R. D.: "Economics of worldwide petroleum production", Oklahoma, Oil & Gas consultant International, 1998
31. WAGGONER, J. y BUCHHEIT, R.: "Analysis of sucker rod and sinkerbar failure", Sandia National Laboratories, 1993.
32. Wu Xiaodong; Li Zhaowen; Wang Jiexiang; Feng Jianhua; Zhou Chifeng: "NUMERICAL SIMULATION OF ROD PUMPING SYSTEM FOR DIRECTIONAL WELL", OIL DRILLING & PRODUCTION TECHNOLOGY, China, 1998-2004.



3 INNOVACIONES TECNOLÓGICAS EN BOMBEO MECÁNICO

Las innovaciones de BM son necesarias para adaptar el sistema en casos extremos. Hasta la actualidad, el desarrollo de campos en la zona de Chicontepec ha ido evolucionando conforme los retos de ingeniería aumentan. Los pozos no convencionales marcan la pauta, cada vez más profundos, altamente inclinados e inclusive horizontales y severamente desviados, que se caracterizan por altos costos de intervención por reparación de los componentes de fondo, así como el cambio en las condiciones de Yacimiento.

El presente capítulo presenta diversas innovaciones tanto tecnológicas como modelos de mejoramiento. En otro orden, se presentan modelos de adquisición de fallas y nuevos modelos de diseño.

Al instalar el BM, se tiene que la primera falla del sistema son las varillas. Por ello la primera innovación es la instalación del BM con varillas de fibra de vidrio y varillas de una pulgada de diámetro.

Se presenta el sistema Rotaflex, una instalación que maneja la instalación de BM con una carrera larga.

Después se presentan innovaciones de BM con condiciones circunstanciales del pozo. Dependiendo la situación del pozo, se requerirá la instalación de un sistema BM que maneje bajo volumen, alto caudal y pozos desviados.

En cuanto se instala el sistema, se requiere tener un medio de evaluación, control y mejoramiento del sistema a través de lectura de datos o diagnóstico a través de la lectura de datos sub-superficiales o bien por medio de modelos. Los modelos usualmente son cuantitativos y se reducen al modelado del movimiento de la varilla sin considerar desviaciones. En el presente trabajo se muestra un apartado para el modelado del BM en pozos desviados al usar el modelo de Coulomb, la ecuación de onda y la fricción viscosa; sólo se presenta como un modelo analítico, que se espera pueda ser usado y probado en posteriores trabajos. La mayoría de los modelos de diagnóstico del desempeño de sistemas de bombeo mecánico que determinan las condiciones de fondo tomando como base los datos obtenidos del comportamiento de la varilla pulida, están basados en suposiciones como la de considerar un agujero perfectamente vertical y, a su vez, desprecian los efectos de fricción y de desgaste a los que están sometidas las varillas. Las técnicas de diagnóstico actuales han sido desarrolladas para arrojar resultados, muchas veces, lejos de la realidad, en pozos donde la fricción es excesiva, incidiendo directamente en los resultados de las predicciones de comportamiento y desempeño. Se presenta un modelo rápido que simula el movimiento de las varillas, al combinar los principios de Coulomb y de fricción viscosa. Usando las series de Fourier, se ha desarrollado analíticamente una solución en estado estacionario de las vibraciones longitudinales de las varillas de bombeo. Este nuevo modelo tiene herramientas útiles que sirven para diagnosticar las condiciones de operación en el fondo de pozos desviados de manera regular e incluso en pozos verticales con problemas severos. Es necesario un análisis exhaustivo para llegar a las ecuaciones y poder interpretar los alcances así como las limitaciones del modelo presentado, pero que rebasan los objetivos del presente trabajo.

Posteriormente se presenta el método de diagnóstico CDTVP (Curva de desempeño Tubería-Varilla-Pistón). Los registros acústicos y la carta dinamométrica han sido herramientas de diagnóstico en el campo, e impulsados a su vez por el desarrollo de las computadoras portátiles. Sin embargo, ninguna de estas herramientas puede generar una curva de rendimiento del bombeo mecánico, que sea equivalente a aquellas que se proveen para el bombeo electro-centrífugo o a las que se proveen para el bombeo de cavidades

progresivas. El CDTVP es un modelo que procura modelar el rendimiento del BM y poder hacer más eficaz o eficiente, según se requiera, la instalación al variar las condiciones de la tubería de revestimiento, de la varilla (su diámetro, longitud y material) y las configuraciones del pistón (doble, continua, intermitente, otras).

Por último se presenta un ejemplo de SAP dual en pozos ultra-profundos. Éste simplemente es un diseño que ya existente en el que se prueba su utilidad para un caso hipotético. Se usa éste ejemplo como un potencial de desarrollo para la industria mexicana, adelantándonos a su asimilación y profundización de su conocimiento.

En los últimos tres se presentan los modelos como potencial para poder evaluar el desempeño y el diseño de los SAP.

* * *

3.1 VARILLA PULIDA

La descripción del movimiento de la varilla pulida y la teoría en torno a ésta fueron investigadas y establecidas desde 1950.

Para la unidad de bombeo mecánico convencional, la presión en el fondo del barril es de alguna manera más grande que el de la aceleración armónica simple. En el nivel superior de la carrera, es aún menos. Esta es la mayor desventaja de este tipo de bombeo mecánico. Al momento justo en que la válvula viajera cierra y el fluido recarga el barril, la aceleración de las varillas es máxima. Estos dos factores se combinan generando el máximo tensión en las varillas que las convierten en un factor limitante al diseñar una instalación con este equipo.

La unidad de bombeo mecánico balanceada y Rotaflex, tiene la máxima aceleración en la cima de la carrera y para la aceleración en el fondo de la carrera se tiene que es menor que el de la aceleración armónica. Entonces una menor tensión máxima es aplicada, durante la carga de fluidos, a las varillas.

Se desarrolla un análisis del movimiento de la varilla pulida para equipos de bombeo mecánico convencionales.

3.2 USO DE VARILLAS DE FIBRA DE VIDRIO PARA BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PROFUNDOS

El bombeo mecánico es el sistema artificial más popular usado para la recuperación más eficiente de los fluidos en pozo. No hay parte más importante en el bombeo mecánico que el diseñar el sistema conectivo, como por ejemplo la longitud de la varilla, los ciclos por minuto desarrollados, diámetro de la varilla y diseño de la sarta de varillas. Un sistema de bombeo mecánico consiste de cinco partes básicas:

1. Fuerza motriz
2. Unidad superficial de bombeo
3. Sarta de varillas
4. Bomba
5. Tubería

La fuerza motriz proporciona la energía necesaria para que la unidad de bombeo, el cual cambia el movimiento rotatorio a movimiento oscilatorio dentro del pozo, opere. Este movimiento es transferido a través de las varillas de bombeo hacia la bomba sub-superficial, la cual bombeará los fluidos del pozo hacia la superficie a través de la sarta de producción. Este sistema puede ser instalado en pozos que se encuentran en aguas poco profundas, en

pozos con baja producción, o en pozos que resultaron con errores de diseño o ingeniería. Cada una de las cinco partes del sistema de bombeo mecánico tiene limitaciones y pueden ser superadas gradualmente y con diseños adecuados.

Las profundidades de los pozos constantemente van siendo mayores y por tanto demanda mayor potencia de los sistemas artificiales de bombeo mecánico. Esto lleva a diseñar mejores sistemas y a producir grandes cantidades de hidrocarburos.

Por tanto, hacemos énfasis en el mejoramiento del BM de tal forma que opere a profundidades que se encuentran en el rango de entre 11000 y 13000 pies, considerando:

1. Fuerza motriz y el consumo de energía
2. Diseño de la bomba y de la carga
3. Diseño de las varillas y de la sarta de producción
4. Bombas en fondo de pozo
5. Producción

3.2.1 FUERZA MOTRIZ

Existen cuatro tipos de motores eléctricos para instalar en yacimientos petroleros:

1. NEMA "B": De deslizamiento normal
2. NEMA "C": con deslizamiento de 5% a 8%
3. NEMA "D": con deslizamiento de 8% a 13%
4. DE ALTO DESLIZAMIENTO: que va de 0 a 52%

Los motores de menor deslizamiento generalmente tienen una eficiencia más alta y son menos caros al ser manufacturados que los de alto deslizamiento. Pero las características de los motores de alto deslizamiento permitirán llegar a una misma velocidad durante el ciclo de bombeo cuando la demanda del torque neto sea bajo, y permitirá una reducción mayor de la velocidad cuando la demanda del torque neto sea alto. Estas características de los motores de alto deslizamiento pueden ayudar a mantener la producción mientras reduce el máximo torque de la caja de velocidades. Aunque los motores de alto deslizamiento son muy caros y tienen una eficiencia baja en promedio, usan la energía de manera eficiente en muchos sistemas de bombeo mecánico convencionales.

Una vez que los requerimientos de energía eléctrica de una instalación de bombeo mecánico han sido determinados y el tipo de fuerza motriz (fuente primaria) ha sido seleccionado, es relativamente fácil de escoger qué tipo de motores se instalarán, así como su configuración, para proveer la fuerza necesaria a la unidad de bombeo. Se estudia en este documento el consumo de energía y el ahorro de energía. Para estudiarlos debemos

de poner atención en la relación existente entre la fuerza motriz (la instalación de los motores y su fuerza primaria) y las cargas pico.

Los motores que son de alto deslizamiento usados en conjunto con varillas de bombeo de fibra de vidrio pueden incrementar la producción, reducir los esfuerzos así como reducir el consumo de energía.

3.2.2 EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO

Es imperativo saber dos cosas sobre los pozos para diseñar de manera apropiada a los sistemas de levantamiento artificial:

1. La producción que debe ser manejada
2. La profundidad desde donde la producción de fluidos debe ser recuperada

Si los criterios de profundidad y de producción son compatibles con los sistemas de bombeo mecánico, entonces se puede hacer un cálculo sobre el tamaño de la unidad de bombeo que podría ser instalado para cumplir tales criterios.

El Instituto Estadounidense del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) ha estandarizado los equipos de bombeo mecánico al estudiar sus limitaciones y designándolas como las siguientes:

1. Torque de la caja de velocidades
2. Capacidad de carga de la varilla pulida
3. Longitud de la carrera

Las cargas determinan los tamaños de las partes estructurales de la unidad, y a través de los cálculos del torque en el mecanismo oscilatorio, ellos pueden determinar el tamaño del reductor de velocidades. Con conocimiento general de los principios envueltos en el diseño de la unidad de bombeo, es posible interpretar las especificaciones de cada unidad de bombeo para adaptar la unidad de bombeo a situaciones de explotación específicas.

Las cargas pico en la varilla pulida en pozos profundos pueden fácilmente exceder las especificaciones particulares de la unidad de bombeo. En la mitad de los pozos probados, la carga de la varilla pulida calculada usando varillas de acero resultó, en una estructura que tendría sobrecarga con el equipo existente.

El diagrama de la carga permisible para una unidad de bombeo dada se calcula al graficar las cargas permisibles a diferentes posiciones del cigüeñal. El diagrama indicará las posiciones de las carreras y si se excede se podrá ver en la gráfica.

Se debe mencionar que la varilla de fibra de vidrio puede ser usada en instalaciones de bombeo mecánico con diferentes geometrías. Esto se comprueba en la carta dinamoétrica, cuando se usan varillas de fibra de vidrio, el dinamómetro mide una reducción de la carga y la gráfica muestra el desarrollo de la carrera dentro del rango cargas permisibles.

Las varillas de fibra de vidrio tienen un módulo de elasticidad más pequeño que el del acero (7 200 000 psi contra 30 500 000), lo que significa que las varillas pulidas de fibra de vidrio son más elásticas. Entonces se debe considerar esta propiedad a la hora de diseñar el equipo para considerar que es un factor amortiguador de las carreras en los picos de cada carrera desarrollada. Por tanto se debe considerar un estiramiento mínimo de la varilla para soportar los mayores esfuerzos a los que serán sometidas en la carrera ascendente y asegurarse que el equipo no colapse al no considerar la propiedad de elongación de las varillas de vidrio.

Esta elasticidad de las varillas de vidrio tiene otras ventajas. Al momento de desarrollarse la carrera ascendente, la varilla pulida de fibra de vidrio se estira y al mismo tiempo, almacena energía. Al momento de que la unidad de bombeo alcanza el pico de la carrera ascendente, la energía almacenada en las varillas de vidrio y la aceleración de las varillas de acero provocarán que el émbolo continúe yendo hacia arriba. Luego, cuando se desarrolle la carrera descendente y esté en su punto máximo, y de nuevo empiece la carrera ascendente, el émbolo seguirá moviéndose hacia abajo. Este fenómeno dará como resultado que el émbolo desarrolle una carrera neta más larga y con mayores velocidades de carga.

3.2.3 DISEÑO DE LA VARILLA PULIDA Y TUBERÍA

En todos los sistemas artificiales, la tubería debe ser anclada a tensión. Esto es para que resista todos los esfuerzos a los que se somete por desarrollar un movimiento oscilatorio. En carrera ascendente habrá presión sobre las paredes de la tubería y en carrera descendente habrá una pérdida de presión provocando una compresión en la tubería. En las paredes de la tubería, tanto en la carrera ascendente como en la descendente se tiene mucha fricción y si no es anclada a tensión habría una reducción de la eficiencia y se dañaría rápidamente la tubería.

Por otra parte, los esfuerzos y el desgaste que sufren las varillas pulidas es el mayor factor que limita a todos los sistemas de bombeo mecánico. Debe ser factible económicamente, debe ser instalada en cualquier equipo y con características muy particulares. El tamaño máximo de esta tubería usualmente es dictada por la tubería de revestimiento y/o por la tubería de producción.

3.2.4 BOMBA DE FONDO

Se tiene ya que se debe considerar el diseño de la tubería y de las varillas para mantener grandes esfuerzos, sobre todo las últimas, que deben tener una medida de la carga permisible y de elongación mínima. Pues las bombas deben ser diseñadas para soportar cargas hidrodinámicas que al ser excesivas pueden causar escisiones al barril. Se tiene que el diámetro de los barriles deben ser muy pequeños cuando el pozo es muy hondo. Luego se debe considerar la longitud de bombeo que debe acomodarse a las condiciones de carga y de elongación de la varilla pulida.

3.2.5 FENÓMENO DE GOLPETEO

La carrera descendente es más larga que la carrera máxima a superficie de la unidad de bombeo en la primera vez que se puso en operación, teniendo el máximo nivel de fluido.

La producción es una función del tamaño del émbolo, la velocidad de bombeo y la carrera: entre más larga sea la carrera descendente, mayor será la producción de fluido. Esta situación es buena si la bomba se sumerge lo suficiente para llenar la bomba sub-superficial adecuadamente. Sin embargo, una de las condiciones más perjudiciales para el sistema de bombeo mecánico y de sus varillas pulidas es el golpeteo, que generalmente es resultado de un sobre-bombeo. Si el flujo de fluidos no es lo suficiente como para llenar el barril y evacuarlo totalmente en cada carrera ascendente, entonces existe un llenado parcial del barril entre la válvula viajera y la válvula de pie. Al comienzo de la carrera descendente, no hay fluido que esté tocando la válvula viajera y no se puede activar. Entonces ocurre el golpeteo hasta que toca el fluido. En este punto la presión debajo de la válvula viajera excede la presión encima de ella, esto abre la válvula y el fluido es transferido a la tubería.

Sin embargo, un adecuado estudio de los pozos y de sus requerimientos, así como un buen diseño de los componentes anteriores harán necesario la instalación de tuberías de fibra de vidrio ya que amortiguan los efectos de golpeteo en todo el sistema de bombeo mecánico. Junto con este equipo debe instalarse un temporizador que verifique el llenado total de la bomba.

3.2.6 TEMPERATURA

Los problemas causados por la temperatura tienen que ver con que facilitan la corrosión en las partes expuestas. Las temperaturas mayores a 260 °F van en detrimento del funcionamiento de las varillas de fibra de vidrio. La temperatura promueve el desgaste de

todas las partes por lo que se tiene que considerar que si existe alta temperatura los ciclos de bombeo deben ser reducidos.

Para ello se tienen gráficas de los esfuerzos generados durante todo el ciclo. Si los esfuerzos exceden el permisible, entonces deberá considerarse la temperatura y reducir los ciclos de bombeo.

Para cualquier esfuerzo pico le corresponde un esfuerzo mínimo permisible. En un pozo normal, los ciclos estimados para la primera falla puede ser calculada al usar el diagrama de rangos de esfuerzos. En pozos anormales el rango de esfuerzos se reducirá hasta en un noventa por ciento. Luego se debe considerar modificar el equipo y su configuración cuando se tienen temperaturas mayores a 160 °F.

3.2.7 RESULTADOS

Estudios de equipos de bombeo mecánico instalados en pozos profundos indican que son sometidos a muchos esfuerzos y que afectan directamente a la bomba, reduciendo la producción. Sin embargo se puede incrementar la producción al instalar varillas de fibra de vidrio. Su resistencia, ligereza y la propiedad de elongación permiten que sea usada para contrarrestar la corrosión, disminuir el golpeteo, alargar más la carrera, aumentar la producción, reducir el peso de toda la sarta de varillas, reducir la fricción y aumentar el número de carreras.

El mantenimiento sólo se enfoca a la reparación de la bomba. Esto también asegura un suministro continuo de producción de hidrocarburos y existe un ahorro considerable de energía.

En conclusión cuando se diseñan y se instalan, de manera apropiada, las varillas pulidas de fibra de vidrio/acero, reducen las cargas pico a las que son sometidas, reducen los requerimientos de torque al desarrollar el movimiento oscilatorio y por supuesto que reducen el consumo de energía.

3.3 BOMBEO MECÁNICO PARA POZOS CON AGUJERO REDUCIDO

Los pozos con agujero muy reducido se asocian generalmente con problemas en la eficiencia de producción, especialmente con pozos que son terminados con diámetros muy pequeños, lo que es habitual en los campos marginales para reducir los costos y mejorar la rentabilidad.

Se debe dar una visión con resultados obtenidos mediante la instalación de una varilla de bombeo no convencional en pozos con 2,7 / 8 "de diámetro. La principal característica del sistema es la sustitución de las varillas de bombeo por un tubo de 1 pulgada, que corresponde a la bomba del émbolo y que dirige el flujo hacia la superficie. La tarea más importante es calcular los parámetros de bombeo más adecuados para tener un riesgo mínimo para el pozo. El mismo es considerado en la modificación de los equipos del subsuelo (bomba, varillas de bombeo y varillas de una pulgada), la varilla pulida y la caja 'stuffing'.

El reto de producir en pozos entubados con diámetro delgado (2.7 / 8 ") de manera eficiente, consistió en el uso de varillas de 1 pulgada en sustitución de las varillas de bombeo convencionales, las cuales transmiten desde la superficie el movimiento y energía de bombeo hacia la bomba sub-superficial y al mismo tiempo funciona como la tubería en pozos poco profundos de baja producción.

Las varillas de una pulgada se han utilizado en la industria por muchos años, principalmente para producir a partir de los pozos de baja producción con diferentes tipos de sistemas artificiales usando inyección de gas intermitente, tales como: Crossover, esnórquel y en paralelo.

La tarea más importante es el diseño del sistema de bombeo para asegurar el menor riesgo de pesca para el pozo, así mismo se considera la modificación de los equipos sub-superficiales, la varilla pulida y la caja 'stuffing'.

Este diseño permite producir hidrocarburos en pozos con diámetros muy reducidos a menor costo comparado con aquellos pozos con diámetros de 2 3/8 de pulgada o mayores, equipados con bombeo mecánico.

3.3.1 SECUENCIA DE INSTALACIÓN

Este sistema requiere nuevas metodologías de instalación y de producción de pozos, similar a instalación de la bomba RWBP:

- Conectar el tubo de inmersión al ancla de compresión, el cual actúa también como sellador, el cilindro lleva una modificación de la válvula de vacío
- Ponga esta unidad en el pozo, apoyándolo con una maniobra para enroscarla de manera segura. Conectar la válvula del tubo hueco tire el tubo de una pulgada con un filtro adecuado (C13 API parte-175)
- Tire hacia abajo la bomba bajo la superficie y la varilla de una pulgada cuidadosamente.
- Cuando se alcanza la profundidad deseada, mantenga la varilla de una pulgada a presión por fricción y corte dicha varilla de una pulgada lo necesario para preparar el siguiente proceso
- Coloque la pieza de la varilla con la línea de ajuste, colocándolo donde no estorbe. Ajuste adecuadamente.
- Asigne suficiente espacio a las bombas y a la carga de anclaje de la compresión, ponga la abrazadera o ancla a la varilla pulida, el dispositivo de banco y, finalmente, sujete toda la cadena de bombeo de la varilla de soporte de la unidad de bombeo.
- Coloque una manguera flexible en el extremo superior de la varilla de una pulgada, por medio de los codos.
- Se conecta el otro extremo de la manguera a la tubería de producción. Ponga el pozo en operación.

3.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

- ✓ La ventaja principal es producir el pozo a máxima capacidad, combinando las capacidades de bombeo de la viga y asegurando una carga máxima para obtener máximas tasas de producción.
- ✓ Utiliza el mismo equipo en superficie que la unidad de bombeo mecánico convencional.
- Menos espacio anular puede causar con mucha facilidad acumulación de parafinas

- Se requieren operaciones de gran precisión para anclar, instalar o reparar.
- Una mala maniobra puede hacer que el equipo se caiga o se desancla con facilidad.

3.3.3 RESULTADOS

Este sistema artificial de producción:

Ha resuelto exitosamente el problema de producción particular, con diámetros de pozo muy reducido, permitiendo reducir el costo de construcción del pozo (10 contra 7, comparando pozos de $9 \frac{5}{8} - 5 \frac{1}{2}$ con pozos reducidos de $5 \frac{1}{2} - 2 \frac{7}{8}$)

Mejóro la eficiencia operacional aproximadamente en 250%.

Se redujo significativamente el trabajo asociado al arrastre de hidrocarburos por medio de bombeo mecánico, y por tanto se redujeron costos de operación y mantenimiento.

Se probó un diseño de bombeo mecánico en pozo reducido, al cual se adaptó equipo superficial, varilla pulida y caja 'stuffing'.

La tubería y las varillas para bombeo fueron reemplazadas por varillas de una pulgada, siendo esta la opción más conveniente para pozos muy reducidos y con mínima inversión

Una nueva metodología de trabajo ha sido implementada para poner en óptima operación al bombeo mecánico mejorado

Para esta nueva instalación se recomienda una bomba para bombeo mecánico tipo RWTP. Si hay gas libre se recomienda instalar separadores de gas o válvulas viajeras.

3.4 SISTEMA DE BOMBEO ROTAFLEX

El Sistema *RotaFlex* es una unidad de bombeo mecánico de carrera larga. Generalmente, un motor eléctrico hace los cambios mientras que al mismo tiempo una cadena larga corre relativamente a velocidad constante. La cadena viaja a lo largo de una corona que se fija a la caja de cambio de velocidades y que a su vez viaja a lo largo de la corona en el punto más alto del mástil. (Ver Ilustración 18 y también Ilustración 19).

Durante la carrera larga, se ajustan 288 pulgadas o más, a la capacidad de la bomba; por lo tanto, el RotaFlex normalmente se utiliza para pozos con alta capacidad de producción. El peso de la caja se añade a uno de los enlaces de la cadena utilizando una conexión de deslizamiento mecánico. Este peso de la caja mueve con una cadena a una velocidad relativamente constante la mayor parte de la carga y de la descarga.

Mientras que la cadena siempre viaja a una velocidad rotacional relativamente constante, se genera un cambio brusco en la velocidad vertical de la conexión, el peso de la caja y la varilla pulida en la parte superior y en la parte inferior de cada carrera (ver fig. 3). El peso de la caja equilibra la carga de la varilla pulida a través de una polea. La figura 4 muestra los correspondientes datos dinamométricos y la figura 5 muestra la distribución de la presión en el pozo obtenida mediante una medición acústica de nivel de fluido.

3.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD ROTAFLEX

El sistema de bombeo RotaFlex mantiene una velocidad relativamente constante durante la descarga y la carga. La conexión del sistema RotaFlex resulta en un torque constante (factor de torque) sobre la caja de cambio de velocidades, la cual es igual a la mitad del diámetro de la corona que se anexa a la caja de cambios durante la mayor parte de la carrera. El torque constante (factor de torque) y las cargas positivas en la mayoría de las descargas y cargas (cuando la unidad esta balanceada y la bomba están llenas) resultan en un requerimiento de trabajo por medio del motor durante la mayor parte de la descarga y la carga.

La caja de contrapeso incluye los pesos auxiliares que deberían igualar aproximadamente el equilibrio del peso de las varillas, más media carga de fluido. Por lo tanto, la energía debe ser suministrada al sistema durante la descarga de la varilla pulida porque, el peso de las varillas más la carga del fluido, excede el peso de la caja incluyendo los pesos auxiliares. Durante la carga de la varilla pulida el peso de la caja excede el equilibrio del peso de la varilla; entonces la fuerza debe ser suministrada al sistema con el fin de incrementar el peso de la caja mientras que el de las varillas, se reduce.

Para operaciones eficientes, la bomba se debe llenar completamente con líquido para que el viaje de la válvula se abra al inicio de la carga y remueva la carga de fluido de la varilla pulida. Por otra parte, al comienzo de la carga el peso de las varillas con la carga del fluido excederá y el sistema podrá manejar el motor a una buena velocidad y llegar a una fase ineficiente. Si la bomba no se llena con líquido al inicio cuando la unidad trabaja constantemente, la unidad de bombeo podría ponerse en modo de no bombeo, entonces la bomba únicamente operará cuando ésta esté llena para mejorar la eficiencia total. Si una columna de líquido gaseoso existe en la bomba y la bomba no está llena de líquido en la descarga, deberá utilizarse un separador de gas de fondo de pozo más eficiente.

Si el sistema de bombeo es de varilla pesada, el motor será relativamente eficiente cuando levante.

La razón por la que el sistema de bombeo RotaFlex es relativamente eficiente es porque el motor es uniformemente cargado y opera con un porcentaje de eficiencia mayor si la unidad es propiamente balanceada.

Los puntos muestran el torque (k pulgadas-libras) a la salida de la caja de cambios, calculados desde la fuerza instantánea del motor medido durante una carrera completa utilizando la siguiente ecuación:

Ecuación 13

$$Torque = \frac{84.5 \times Fuerza \times EFF}{SPM \times CR \times sv}$$

Al comienzo de la descarga de la varilla pulida, el torque está cerca de cero y el requerimiento del motor es muy bajo.

Cuando se presenta una oscilación en las varillas pulidas y en el cinturón flexible llamada también “oscilación de torque”, afecta los requerimientos del motor. Después de la primera descarga, la oscilación tiende a moderarse y la carga llega a ser más uniforme. En la parte superior de la descarga, la varilla pulida se mueve en dirección contraria y viaja hacia abajo. Durante el movimiento contrario y durante la carga de líquido, el torque nuevamente oscila, pero vuelve a existir una moderación y se vuelve más uniforme.

3.4.2 ANÁLISIS Y BALANCEO DEL TORQUE MECÁNICO DEL ROTAFLEX

Además de utilizar motores de fuerza instantánea para determinar el torque de la caja de cambios, existe otro método para determinar el torque instantáneo a través de un ciclo de bombeo: el método de factor de torque mecánico. El método de factor de torque mecánico utiliza factores de torque y varillas pulidas cargadas que en conjunto con un contrapeso determinan el torque instantáneo.

Para unidades de bombeo RotaFlex, los factores de torque mecánico (TF) están normalmente calculados de acuerdo a la geometría particular de la unidad RotaFlex, y los factores de torque son calculados de acuerdo a la posición de la varilla pulida. Los factores de torque son positivos durante la descarga y negativos durante la carga.

Para unidades de bombeo RotaFlex, el TF puede ser calculado para varias posiciones de la varilla pulida desde cero (en la parte inferior de la varilla) a la longitud de la varilla de S de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Para $PR < R$:

Ecuación 14

$$TF = [R^2 - (R - PR)^2]^{1/2}$$

Para $PR > R$ y $PR < S - R$:

Ecuación 15

$$TF = R$$

Para $PR > S - R$:

Ecuación 16

$$TF = [R^2 - (R + PR - S)^2]^{1/2}$$

La red cargada (W_n) sobre la caja de cambios es la carga de la varilla pulida menos el peso del contrapeso, o de la red cargada (W_n), o:

Ecuación 17

$$W_n = W - CB$$

Debido a esto el torque de la caja de cambios (T_{wn}) y cualquier posición de la varilla pulida es igual al factor de torque de la posición de esa varilla pulida y a la red cargada de la posición de la misma, o bien:

Ecuación 18

$$T_{wn} = TF \times W_n$$

El índice de efectividad torsional (ITE) es una factor que indica la variación del torque de la caja de cambios a través de un ciclo. ITE es el radio promedio del torque al torque pico, expresado como un porcentaje. El ITE es una herramienta que compara diferentes unidades de bombeo para los mismos pozos con gastos de producción, presiones y profundidad de bombas comparables. El valor más alto que nos proporciona el ITE nos da una unidad de bombeo más efectiva y logra que la carga de una varilla pulida se convierte en una carga torsional uniforme. La tabla 1 compara varios parámetros para unidades de bombeo como el RotaFlex, la bomba convencional y la bomba Mark II. Para el mismo desplazamiento de la bomba, el RotaFlex tiene un mejor ITE que la bomba Mark II o la convencional. El torque de la caja de cambios es más uniforme y el torque pico de la caja de cambios es más baja, esto se debe al uso de una caja de cambios más pequeña, para el mismo sistema artificial.

3.4.3 NOMENCLATURA

CB= Peso del contrapeso incluyendo los pesos auxiliares.

CR= La velocidad de la bomba de la caja de cambios con la velocidad rotacional del radio.

EFF= Eficiencia del eje del motor de la caja de cambios.

'Power'= Fuerza.

PR= Posición de la varilla pulida, pulgadas.

R= Radio de la corona, pulgadas.

S= Longitud de la carrera, pulgadas.

SPM= Velocidad de bombeo, carreras por minuto.

SV= Variación de la velocidad, velocidad mínima/velocidad promedio.

TF= Factor de torque, pulgadas.

W= Carga de la varilla pulida.

Wn= Red cargada de la caja de cambios a una posición específica de la varilla pulida (en la descara y la carga).

3.4.4 ANEXO 1 ILUSTRACIONES

Ilustración 18 Sistema de Bombeo RotaFlex

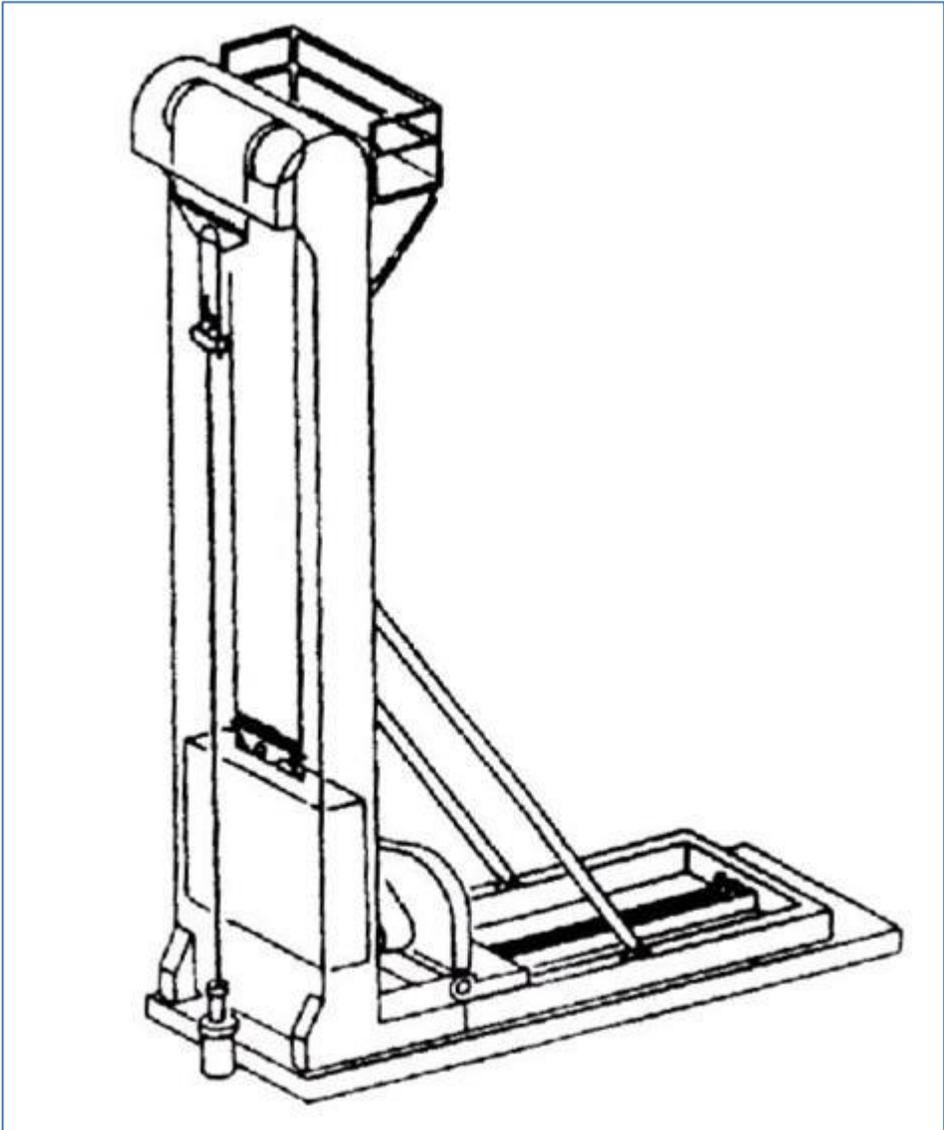
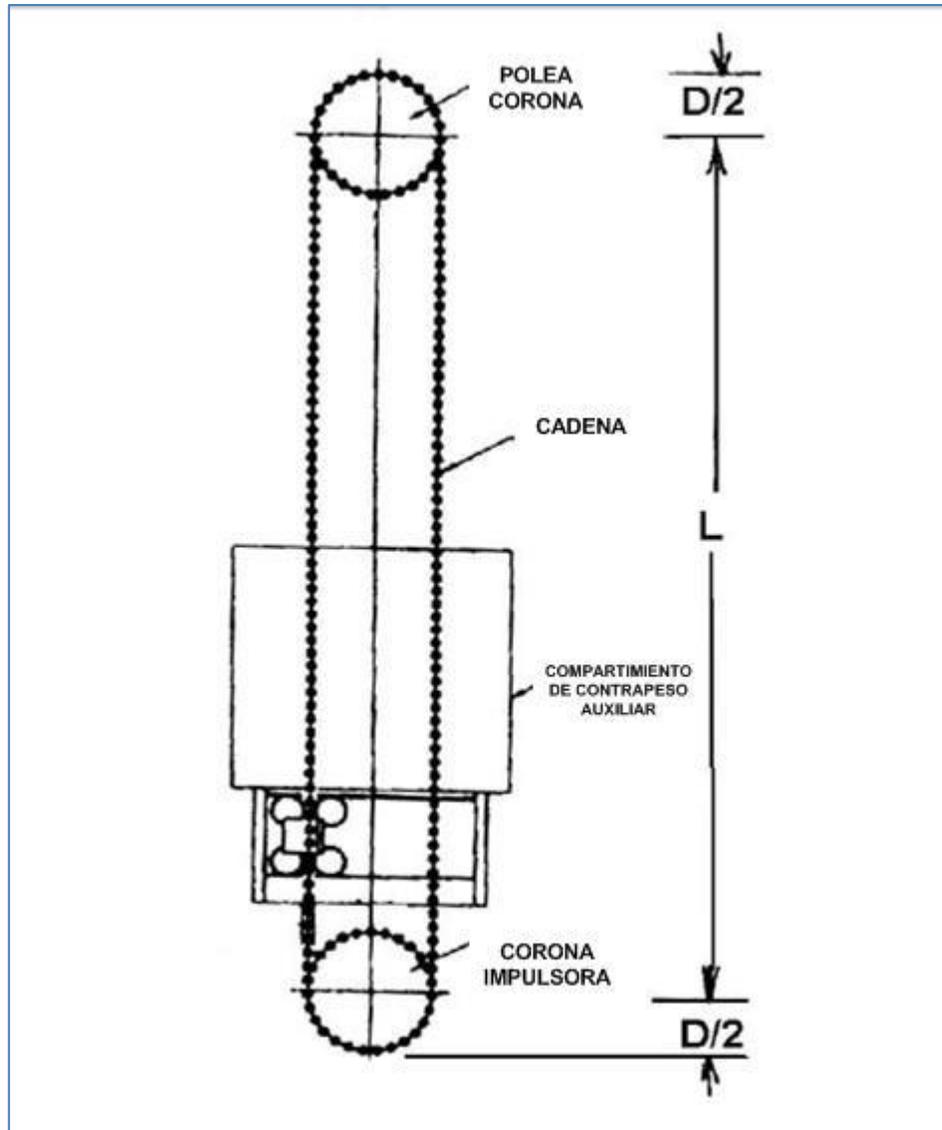


Ilustración 19 Cadena de la Unidad RotaFlex



3.5 SISTEMAS DE BOMBEO DE BAJO VOLUMEN

En tiempos recientes, un sistema de bombeo mecánico continuo de fibra de vidrio ha sido diseñado para producir bajos volúmenes de fluidos extraídos de pozos de gas que han producido con un cierto corte de agua. Estos sistemas son muy eficientes y su fuente de energía es un motor que opera con energía eléctrica obtenida de celdas solares, de corriente directa y medio caballo de fuerza. El motor opera un sistema de bombeo mecánico convencional que solo requiere un remolque de carrete y no una instalación de varillas dentro del pozo.

3.5.1 DELICUEFACCIÓN DEL VOLUMEN LÍQUIDO DE POZOS DE GAS

La acumulación del fluido y su resbalamiento en pozos de gas ocurre cuando la velocidad del flujo del gas, con dirección hacia la superficie, es muy pequeña y esto acarrea líquido que cae hacia el fondo del pozo con un consecuente taponamiento gradual del pozo de gas. Éste líquido, genera una presión sobre la formación y reduce el flujo de gas hasta que el peso total del líquido acumulado en el fondo forma un tapón que impide el flujo de gas.

Por tal motivo es necesario aplicar un sistema artificial para evitar la acumulación de líquido en el fondo de pozo. Este sistema debe ser sencillo de operar y dejar que la producción de gas continúe a niveles aceptables para una producción rentable.

3.5.2 COMPONENTES DEL EQUIPO

- ✓ Bomba con salida y conexión de 1 1/16", para tubería de fibra de vidrio
- ✓ Tubería de 1.25" y de 2 3/8" de diámetro interno para mantener mayores velocidades.
- ✓ Carrera con longitud de hasta 28"
- ✓ Sistema de Control del Volumen de Bombeo, diseñada para levantar el fluido siempre que esté bien cargada la bomba. Equivale a un bombeo de entre 1 y hasta 8 ciclos en un periodo de 24 horas.
- ✓ Paneles Solares diseñados de acuerdo a los requerimientos de cada pozo, con superficie de 64 pies cuadrados, en arreglo LVPS (Sistema de Control del Volumen de Bombeo). Baterías de 12 Volts, conectadas en serie de 6 y hasta ocho baterías. Después se vio que era más conveniente usar baterías de 24 Volts. Se les instaló un GPS para poder reubicarlos una vez que las condiciones ambientales no fueran favorables para ciertos momentos del día.
- ✓ Varilla Pulida pasa a través del empaque y se conecta a la varilla de vidrio que tiene un revestimiento de acero inoxidable. Su diámetro equivale a la mitad de la varilla de fibra de vidrio.
- ✓ Varillas de bombeo de media pulgada, con peso de una libra por cada 20 pies de largo. Capaz de resistir una tensión equivalente a los 72 500 psi.

3.5.3 DISEÑO COMPARADO CON SIMULADORES

El diseño que se hizo de hasta siete sistemas de bombeo mecánico con las características anteriormente descritas, fue comparado con los resultados arrojados por un simulador.

El peso de las varillas, el desarrollo hasta el mínimo de las carreras y cargas de fluido, y el diseño de la varilla pulida y de los requerimientos de energía del equipo fueron muy exactos en comparación con los resultados del simulador. Esto significa que los diseños fueron hechos a la medida de cada caso y que tienen el máximo de eficiencia al producir los pozos evitando la acumulación de líquido en el fondo.

3.5.4 RESULTADOS

Todos los equipos se instalaron en pozos del área de Farmington, Nuevo Mexico. En las instalaciones de los primeros cuatro pozos se incrementó la producción de 2 barriles a 10 barriles de agua por día y un aumento en la producción de gas desde 60 MPCD (miles de pies cúbicos por día) hasta 180MPCD. Las profundidades de estos pozos van de 1300 a 1800 pies. De los demás pozos sólo se aumentó la producción de agua por menos de un barril al día y la producción de gas es mayor a los 140 MPCD.

El Sistema de Bombeo de Bajo Volumen es ideal para producir el agua que se puede depositar en pozos de gas que tengan una profundidad menor de 5000 pies. Es sistema debe acoplarse a las condiciones particulares del pozo en cuanto a carreras y diámetros de tubería sin olvidar que las tuberías de fibra de vidrio pueden ser recubiertas de acero inoxidable para evitar la corrosión y hacer que el sistema sea muy resistente y reduzca los costos a largo plazo.

Se tiene que este sistema puede ser implementado para operar con celdas solares o incluso en modalidad híbrida. Los motores no requieren más de medio caballo de fuerza para operar en pozos de gas menores a 5000 pies.

Este sistema es ideal para la reducción de costos en pozos de gas, evita la acumulación de agua y la obstrucción de las formaciones en pozos de gas, se puede instalar en zonas remotas y su mantenimiento es mínimo a lo largo de su vida productiva.

3.5.5 ANEXO 1 ILUSTRACIONES

Ilustración 20 Sistema de Bombeo Mecánico de Bajo Volumen

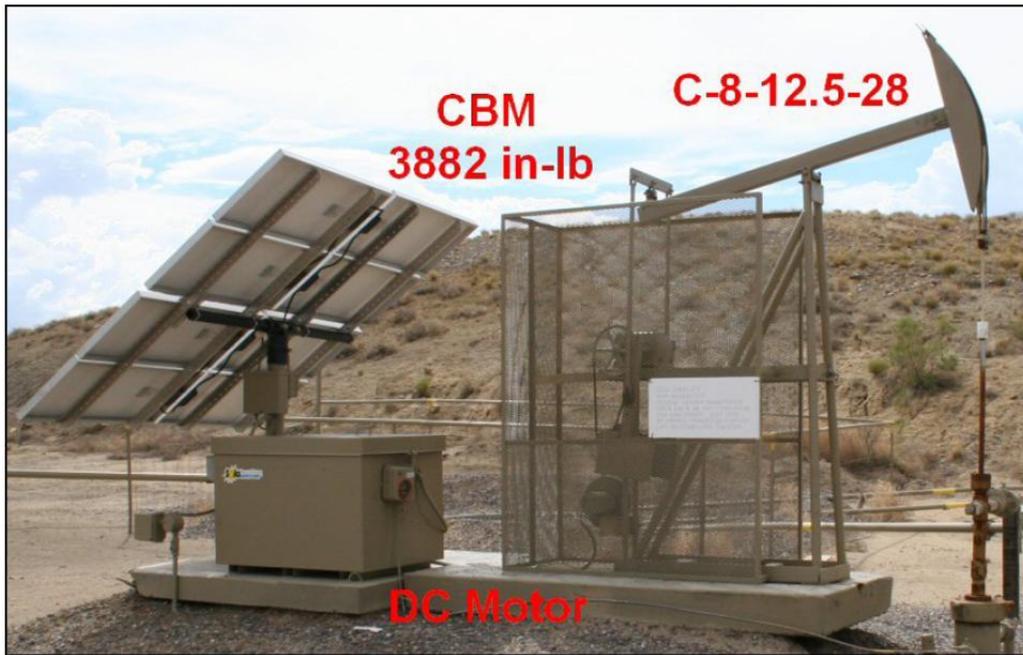


Ilustración 21 Controlador Programable



Ilustración 22 Paneles de celdas solares de 8 x 8 pies



3.6 DIAGNÓSTICO DEL DESEMPEÑO DEL BM EN POZOS DESVIADOS

Las técnicas de diagnóstico de las instalaciones del bombeo mecánico, en términos simples, son aquellas que se obtienen directamente de estimados cuantitativos de la fuerza y posición de cualquier punto de la sarta de varillas, y muy particularmente cuando la bomba se encuentra en el punto más bajo (carrera de carga). Estos datos son medidos a lo largo del tiempo para poder graficarse y obtener un comportamiento de fuerza y posición a lo largo de la vida productiva de la sarta de varillas. Esto ayuda a los ingenieros de producción a reconocer el comportamiento del fondo del agujero usando datos cuantitativos en lugar de usar la carta dinamométrica. Esta última considera un agujero perfectamente vertical y desprecia la fricción Coulomb entre la varilla y el tubo. Una de las grandes desventajas es que la fricción entre la tubería y la varilla pudiera distorsionar la forma de la carta dinamométrica de la bomba y alterar su magnitud; lo que consecuentemente trae un erróneo análisis y un mal manejo de los problemas en pozos inclinados.

Recientes estudios han determinado que la fricción de Coulomb entre la varilla y la tubería en pozos con agujeros inclinados están asociados a la dinámica de la varilla pulida. Chacin introdujo un modelo de pozo vertical que contiene la fricción mecánica de manera generalizada y que incluye las fricciones de Coulomb y viscosa, así como los efectos de amortiguación que se disipan de manera proporcional con la velocidad. Todos los modelos usan métodos numéricos para que puedan ser resueltos de manera efectiva.

El modelo puede ser aplicado a pozos con una inclinación regular y en pozos verticales con severos problemas de producción o de implementación de sistemas artificiales. La solución analítica está dada al usar las series de Fourier. De hecho la varilla en agujeros inclinados es dirigida a lo largo de guías instaladas en el pozo y es cargada por su propio peso. Además las vibraciones longitudinales son frecuentemente más altas que las vibraciones laterales debido a una menor resistencia a la flexión. Adicionalmente, la vibración en cada una de las dos direcciones perpendiculares puede ser obtenida de manera aproximada con el método de la energía de Galerkin. También con el modelo se puede determinar el espaciamiento óptimo que deben tener los centradores de la varilla, usados para mitigar tanto la fricción como el desgaste entre la varilla y la tubería

3.6.1 ECUACIÓN DEL MODELO

Gibbs modeló la sarta de varillas en pozos verticales con una ecuación de onda amortiguada de una dimensión de la forma:

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} - \eta \frac{\partial u(x, t)}{\partial t}$$

Ecuación 1

Se presenta desarrollado el modelo, en base a la ecuación 1, al introducir la fricción entre la tubería y la varilla identificada como la fricción de Coulomb. La fricción de Coulomb es aplicada a lo largo de la sarta de varillas en un pozo desviado de manera recta y regular y, puede ser escrita como:

$$f_t = m g_f \lambda \sin \phi \mathbf{sign} \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)$$

Ecuación 2

En la ecuación 2, λ representa el coeficiente de fricción, el símbolo *sign* indica que la dirección de la fricción de Coulomb siempre es opuesta a la velocidad de la varilla. Entonces, la ecuación de movimiento longitudinal de la varilla, aplicable a los pozos que están desviados, describiendo una línea recta con un ángulo de inclinación diferente a cero con respecto a la vertical, no torcido, puede ser descrita como

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} - \eta \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} + g_f \cos \phi - g_f \lambda \sin \phi \mathbf{sign} \left(\frac{\partial u}{\partial t} \right)$$

Ecuación 3

En la ecuación 3 se asume que el origen está en superficie y que el eje coordenado x es paralelo a la sarta de varillas y es positivo cuando el movimiento longitudinal va de superficie al punto más hondo de la bomba.

La ecuación 3 es una ecuación diferencial parcial no lineal que contiene una discontinuidad introducida por la fricción de Coulomb.

3.6.2 ANÁLISIS DE LA ECUACIÓN Y APROXIMACIÓN DE LA SOLUCIÓN

Para buscar una solución periódica en estado estacionario de la ecuación 3 para el diagnóstico de las condiciones de operación en el fondo de pozos desviados con inclinación regular, la solución periódica para la ecuación 3 debe ser de la forma:

$$u(x, t) = \frac{C_0(x)}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [C_n(x) \cos(n\omega t) + S_n(x) \sin(n\omega t)]$$

Ecuación 4

En la cual $C_0(x)$, $C_n(x)$, $S_n(x)$ son coeficientes de Fourier que deben ser encontrados del análisis armónico de las ecuaciones con sus respectivas condiciones. Para aplicar este método, es necesario expresar la ecuación 3 de manera analítica como una serie de Fourier:

$$\text{sign}\left(\frac{\partial u}{\partial t}\right) = \frac{4}{\pi} \sum_{1,3,5}^{\infty} \frac{1}{n} \sin(n\omega t)$$

Ecuación 5

Diferenciado y sustituyendo las ecuaciones 4 y 5 dentro de la ecuación 3, comparando ambos lados de la ecuación, se obtiene:

$$\frac{a^2}{2} C_0''(x) + g_f \cos \phi = 0$$

Ecuación 6

$$a^2 C_n''(x) + n^2 \omega^2 C_n(x) - \eta n \omega S_n(x) = 0$$

Ecuación 7

$$a^2 S_n''(x) + n^2 \omega^2 S_n(x) + \eta n \omega C_n(x) + \frac{4\lambda}{\pi n} g_f \rho_n \sin \phi = 0$$

Ecuación 8

$$\rho_n = \begin{cases} 0 & n = 2,4,6 \dots \\ 1 & n = 1,3,5 \dots \end{cases}$$

Ecuación 9

Para la técnica de diagnóstico, las condiciones de frontera de desplazamiento y de carga en la varilla pulida son conocidas y pueden ser aproximadas con las series de Fourier según las siguientes ecuaciones:

$$u(0, t) = \frac{v_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [v_n \cos n\omega t + \delta_n \sin n\omega t]$$

Ecuación 10

$$F(0, t) = EA \left. \frac{\partial u}{\partial x} \right|_{x=0} = \frac{\sigma_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [\sigma_n \cos n\omega t + \tau_n \sin n\omega t]$$

Ecuación 11

En las cuales los coeficientes ípsilon, delta, sigma y tau se muestran abajo y están dadas por las siguientes integrales:

$$v_n = \frac{\omega}{\pi} \int_0^T u(0, t) \cos n\omega t dt, \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

$$\delta_n = \frac{\omega}{\pi} \int_0^T u(0, t) \sin n\omega t dt, \quad n = 1, 2, 3, \dots$$

$$\sigma_n = \frac{\omega}{\pi} \int_0^T F(0, t) \cos n\omega t dt, \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

$$\tau_n = \frac{\omega}{\pi} \int_0^T F(0, t) \sin n\omega t dt, \quad n = 1, 2, 3, \dots$$

Ecuación 12

Considerando que la ecuación 4 debe satisfacer las condiciones de frontera dadas en las ecuaciones 10 y 11, tenemos las formas:

$$C_0(0) = v_0 \quad EAC'_0(0) = \sigma_0$$

$$C_n(0) = v_n \quad EAC'_n(0) = \sigma_n$$

$$S_n(0) = \delta_n \quad EAS'_0(0) = \tau_n$$

Ecuación 13

Las cuales proveen las condiciones relevantes para las ecuaciones diferenciales ordinarias 6, 7 y 8. Este sistema de ecuaciones puede ser sustituido en las 3 ecuaciones diferenciales ordinarias independientes de cuarto orden, las cuales al ser resueltas quedan de la siguiente forma:

$$C_0(x) = v_0 + \frac{\sigma_0}{EA} x - \frac{g_f x^2}{a^2} \cos \phi$$

Ecuación 14

$$C_n(x) = [\kappa_n \cosh \beta_n x + (\delta_n + \epsilon_n) \sinh \beta_n x] \sin \alpha_n x + [\mu_n \sinh \beta_n x + v_n \cosh \beta_n x] \cos \alpha_n x - \gamma_n (1 - \cosh \beta_n x \cos \alpha_n x)$$

Ecuación 15

$$S_n(x) = [\kappa_n \sinh \beta_n x + (\delta_n + \epsilon_n) \cosh \beta_n x] \cos \alpha_n x + [\mu_n \cosh \beta_n x + v_n \sinh \beta_n x] \sin \alpha_n x - \epsilon_n \left(1 - \frac{\eta}{n\omega} \sinh \beta_n x \sin \alpha_n x\right)$$

Ecuación 16

...donde:

$$\alpha_n = \frac{n\omega}{\sqrt{2a}} \sqrt{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{\eta}{n\omega}\right)^2}}$$

$$\beta_n = \frac{n\omega}{\sqrt{2a}} \sqrt{-1 + \sqrt{1 + \left(\frac{\eta}{n\omega}\right)^2}}$$

Ecuación 17

$$\kappa_n = \frac{\sigma_n \alpha_n + \tau_n \beta_n}{EA(\alpha_n^2 + \beta_n^2)}$$

$$\mu_n = \frac{\sigma_n \beta_n - \tau_n \alpha_n}{EA(\alpha_n^2 + \beta_n^2)}$$

Ecuación 18

$$\gamma_n = \frac{4\lambda g_f \rho_n \eta \omega \sin \phi}{\pi[(n\omega)^4 + (\eta n \omega)^2]}$$

$$\epsilon_n = \frac{4\lambda g_f \rho_n \eta \omega^2 \sin \phi}{\pi[(n\omega)^4 + (\eta n \omega)^2]}$$

Ecuación 19

Finalmente, el desplazamiento y la fuerza a una profundidad dada, particularmente a la de la bomba, son obtenidas al usar las ecuaciones de diagnóstico, que son las que siguen:

$$u(x, t) = \frac{C_0(x)}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [C_n(x) \cos(n\omega t) + S_n(x) \sin(n\omega t)]$$

Ecuación 20

$$F(x, t) = \frac{\sigma_0}{2} - \frac{EA g_f \cos \phi}{a^2} x + EA \sum_{n=1}^{\infty} [C'_n(x) \cos n\omega t + S'_n(x) \sin n\omega t]$$

Ecuación 21

Donde los coeficientes $C_0(x)$, $C_n(x)$, $S_n(x)$ aparecen en las ecuaciones 14 a la 19. Los coeficientes γ_n, ϵ_n son los términos que envuelven el efecto de la fricción de Coulomb. En el caso en que se desprecien los efectos de la fricción de Coulomb, todas las ecuaciones

darán como resultado el modelo obtenido por el método de Gibbs. Esto, demuestra que el nuevo método es confiable y aplicable para casos aún más difíciles.

En la práctica, la sarta de varillas frecuentemente contiene diversos tamaños de varillas. Las condiciones de desplazamiento y de aplicación de la fuerza, en forma ininterrumpida, en la junta entre dos secciones de varillas, puede proveer una solución muy significativa al problema.

3.6.3 EFECTO DE LA DEFORMACION LATERAL

La varilla en pozos inclinados es soportada en ciertos puntos por unas guías que son colocadas a lo largo del pozo, que están sujetas a cargas laterales. De esta forma, la varilla vibra transversalmente junto con las vibraciones de tipo longitudinal. Para simplificar los cálculos, podemos hacer algunas consideraciones, como la de hacer que las vibraciones a lo largo del pozo se describan como la resultante de una suma de vibraciones que describen dos distintas direcciones. Para hacer manejable la ecuación de las vibraciones longitudinales y tomarla como una herramienta fundamental en las técnicas de diagnóstico se consideran algunas observaciones que simplifican la ecuación y hacen posible su solución. Para lograrlo, se aplica el método de Galerkin, concerniente al manejo de energía, para llegar a describir el desplazamiento horizontal de las varillas en pozos desviados de manera regular. Considerando que se tiene una viga de tramos múltiples, recta, se aproxima el desplazamiento lateral $y(x)$ según las series:

$$y(x) = \sum_{n=1}^{\infty} f_n \left(1 - \cos \frac{2(2n-1)\pi}{l} x \right)$$

Ecuación 22

Donde $y(x)$ satisface las condiciones de deformación geométrica en la frontera, l es la distancia entre las guías y $f_n(n=1,2,3,\dots)$ son los parámetros desconocidos que definen la deformación.

Calculando la energía mínima para la deformación de materiales dada por U ,

$$U = \frac{1}{2} EI \int_0^l (y'')^2 dx$$

Ecuación 23

Y el trabajo hecho por el peso de la varilla en un fluido W_1 ,

$$W_1 = \int_0^l m g_f y \sin \phi dx$$

Ecuación 24

Entonces, se considera la ecuación del trabajo hecho por la fuerza axial W_2 ,

$$W_2 = -F \int_0^l \frac{1}{2} (y')^2 dx$$

Ecuación 25

Y usando el principio de energía potencial total:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial f_n} = \frac{\partial}{\partial f_n} (U - W_1 - W_2) = 0$$

Ecuación 26

Se obtiene el parámetro de esfuerzo de deformación f_1 en la forma:

$$f_1 = \frac{m g_f l^4 \sin \phi}{8\pi^4 EI \left(1 + \frac{F}{F_{cr}}\right)}$$

Ecuación 27

Donde $F_{cr} = 4\pi^2 EI / l^2$, es el esfuerzo crítico de pandeo para la varilla y F es la fuerza axial aplicada a la varilla.

El desplazamiento lateral máximo usualmente sucede cuando $x=1/2$, dado por la ecuación:

$$f_{max} = 2f_1 = \frac{m g_f l^4 \sin \phi}{4\pi^4 EI \left(1 + \frac{F}{F_{cr}}\right)}$$

Ecuación 28

Se toma f_1 en lugar de $\sum f_1$, por dar una aproximación satisfactoria.

La deformación de la varilla usualmente se presenta en el contacto entre la varilla y la tubería. Las guías o centradores deberían instalarse cercanos a dicho contacto, de manera que permita el trabajo óptimo y evite dicha deformación. El espaciamiento entre guías puede ser establecido con ayuda del parámetro de excentricidad permisible para la varilla en un pozo desviado regular y recto, considerando:

$$f_{max} \leq \Delta_c$$

Ecuación 29

Sabiendo que $\Delta_c = (D - d)/2$, es el espacio entre la varilla y la tubería.

La ecuación 28, demuestra que la fuerza axial F , siempre que $F > 0$, hace que la varilla se enderece. Al mismo tiempo, debido al desplazamiento lateral, la rigidez longitudinal efectiva cambia y se vuelve más pequeña comparada con la medida de la rigidez absoluta de la varilla en posición vertical. Luego, el modelo de vibración longitudinal debe ser modificado al tener en cuenta las observaciones anteriores. El concepto de módulo equivalente de elasticidad puede ser introducido en la siguiente fórmula para cuantificar el efecto de desplazamiento lateral, que a su vez calcula los problemas axiales:

$$E_e = E / \left(1 + \frac{\Delta u_n}{\Delta u} \right)$$

Donde Δu_n es la elongación de la varilla debida al desplazamiento lateral y Δu es la elongación axial relacionada al mismo nivel de esfuerzo,

$$\Delta u_n = \frac{1}{2} \int_0^l (y')^2 dx$$

Se tiene que E_e es usada para ajustar la velocidad de sonido efectiva de la ecuación 3 para el modelo de la varilla y poder cuantificar el efecto de la deformación lateral. La solución puede ser obtenida usando una técnica iterativa.

3.6.4 RESULTADOS

El modelo analítico desarrollado se puede programar para diagnosticar el estado de las varillas de bombeo, saber su desplazamiento así como el esfuerzo total aplicado a las mismas, en pozos desviados regulares y rectos, tomando arbitrariamente secciones de diferentes diámetros, de diferentes grados de acero y de varillas de fibra de vidrio.

Así pues, la validez del modelo se basa en ponerlo a prueba con casos de pozos desviados regulares y rectos con bombeo mecánico donde no se consideraba la fricción entre la varilla y la tubería. El resultado arroja mejoras en la implementación de dicho sistema artificial.

Entonces el modelo incluye la fricción entre la tubería y la varilla de modo que extiende los posibles modelos de diagnóstico.

Las series de Fourier son usadas de manera analítica para obtener la solución del modelo que considera el movimiento longitudinal de la varilla considerando la fricción de Coulomb y la fricción viscosa.

El efecto de desplazamiento lateral de la varilla soportada con centradores en pozos inclinados regulares y rectos, es evaluado considerando el parámetro de rigidez axial equivalente.

Para un pozo vertical, el modelo resulta ser idéntico al método de Gibbs cuando se consideran sus condiciones en las ecuaciones del presente modelo.

El presente modelo puede ser usado para el diagnóstico de pozos verticales con bombeo mecánico. También se puede usar el presente modelo para diagnosticar con mucha mayor exactitud no sólo a pozos verticales, sino también a pozos desviados, regulares y rectos

3.6.5 NOMENCLATURA

E_e = Modulo de elasticidad equivalente, Pa

EI = Resistencia a la flexión, $N \cdot m^2$

f_n = Parametro de deformación, m

f_t = Fricción de Coulomb distribuida a lo largo de la varilla, N/m

F_{cr} = Esfuerzo de deformación crítica, N

g_f = Aceleración de la gravedad para la varilla en el fluido, m/s^2

l = Distancia entre las guías, m

m = peso de la varilla por unidad de longitud, Kg/m

t = tiempo, s

u = Desplazamiento axial de la varilla

U = energía mínima de deformación de la varilla, J

W_1 = Trabajo realizado por el peso de la varilla, $N \cdot m$

W_2 = Trabajo realizado por la fuerza axial, $N \cdot m$

x = distancia medida desde la superficie, m

x_j = longitud de la j – ésima varilla, m

y = desplazamiento lateral de la varilla, m

v, δ = Coeficientes de Fourier, m

Δ = Espacio entre la tubería y la varilla, m

η = Coeficiente de amortiguamiento viscoso, s^{-1}

λ = Coeficiente de fricción

Π = Energía potencial total, J

σ, τ = Coeficientes de Fourier, N

ϕ = Inclinación del pozo, en grados °

ω = Frecuencia angular, rad/s

3.7 MODELO DE DESEMPEÑO DEL BM USANDO LA CURVA TUBERÍA-VARILLA-PISTÓN

Los ingenieros petroleros han usado por décadas, algunas técnicas de diagnóstico estándar para analizar los pozos en los que se tiene instalado el bombeo mecánico, como: el método API 11L estándar, la simulación numérica de la ecuación de onda, registros acústicos y la adquisición y procesamiento de las cartas dinamométricas. Cada técnica tiene un objetivo concreto y cada uno de ellos complementa a otro. El método API 11L estándar fue desarrollado en los años cincuenta, como una forma fácil y práctica de obtener un estimado de la producción y algunos parámetros operacionales (cargas, esfuerzos, predicciones). Después en los años ochenta, las computadoras de escritorio salieron al mercado, haciendo posible programar la ecuación de onda, lo que la volvió práctica en la obtención de resultados y muy popular. Los registros acústicos y la carta dinamométrica han sido herramientas de diagnóstico en el campo, e impulsados a su vez por el desarrollo de las computadoras portátiles. Sin embargo, ninguna de estas herramientas puede generar una curva de rendimiento del bombeo mecánico, que sea equivalente a aquellas que se proveen para el bombeo electro-centrífugo o a las que se proveen para el bombeo de cavidades progresivas.

El flujo volumétrico promedio ideal está dado por la **Ecuación 19**, la cual es válida sólo para fluidos incompresibles con un llenado total del barril sin pérdidas, sin fugas y sin resbalamiento.

Usando la definición de gasto volumétrico y los parámetros del bombeo mecánico, podemos obtener el flujo o gasto desplazado por la bomba:

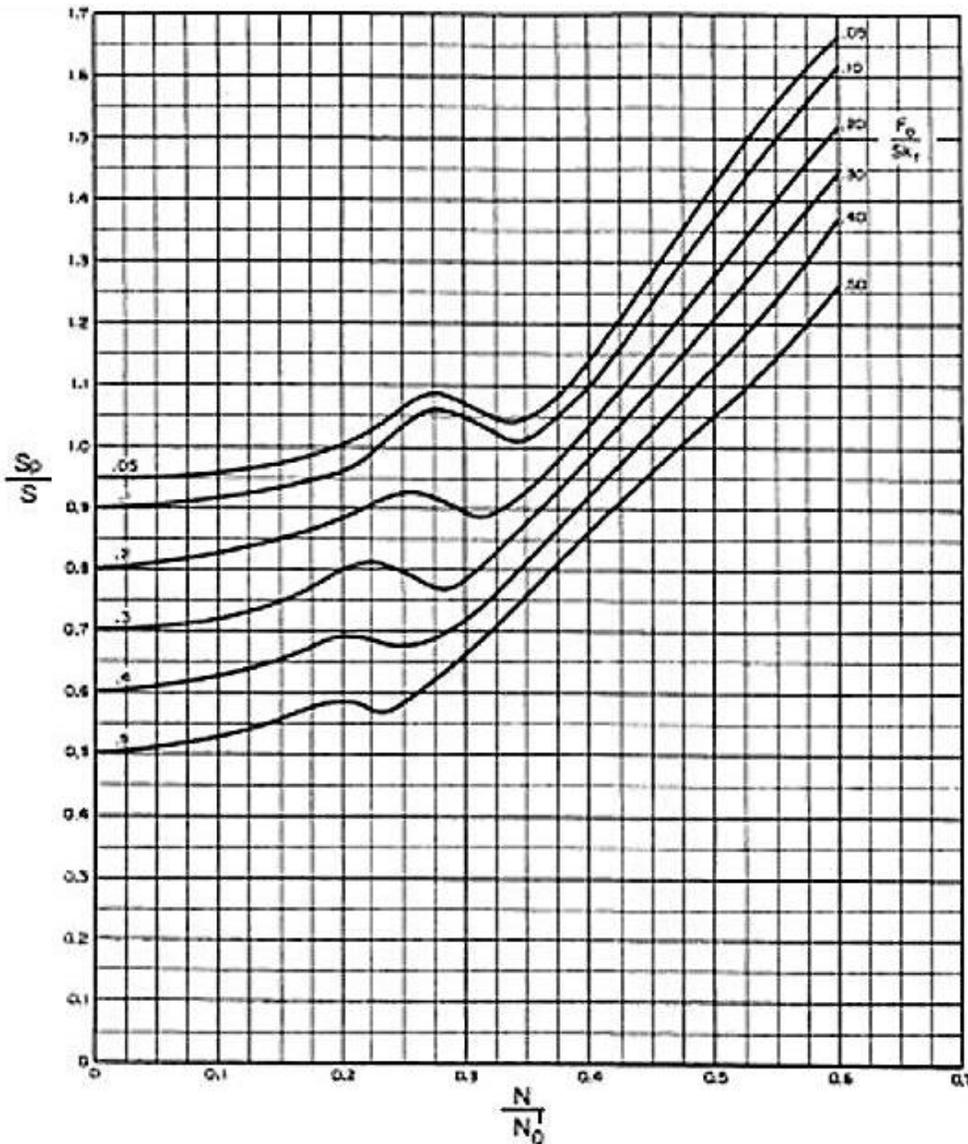
$$Q_{Vol} = \frac{dV_{ol}}{dt} = \frac{dA_p S_p}{dT_{ciclo}} = A_p S_p N_{spm}$$

Ecuación 19 Gasto desplazado por la bomba

Donde A_p es el área de la sección transversal del pistón, S_p es la longitud de la carrera del pistón y N_{spm} es el número de carreras por minuto. Para el bombeo mecánico instalado en pozos hay dos correcciones que se tienen que considerar: primero, hay deslizamiento en el espacio anular entre el barril y el pistón. Usualmente, las especificaciones del bombeo mecánico muestran sus dimensiones, materiales, máximas cargas y esfuerzos, pero los que manufacturan el sistema no proveen una curva o una gráfica de deslizamiento pistón-barril. La curva consistiría en la medición de rangos de deslizamiento dados para presiones diferenciales entre la carga y descarga para un fluido de viscosidad dada. Lo más cercano a esta idea se le llama “prueba de la válvula de pie y de la válvula viajera”, la cual consiste en

la medición de los cambios de las cargas de la varilla pulida cuando la velocidad es igual a cero en las carreras ascendente y descendente. Los datos se correlacionan con los datos PVT, que permiten la estimación de fugas. Este procedimiento operacional da un indicador sobre lo que las válvulas deben hacer y cómo se diseñarán.

Ilustración 23 Gráfica API11L del Factor de corrección de la carrera del émbolo



La segunda corrección es algo bien conocido por los ingenieros de campo pero que es extremadamente difícil de probar para los que manufacturan a los sistemas de bombeo mecánico en la fábrica. La carrera efectiva de la bomba al fondo del pozo es diferente que la que va hacia la superficie. La ley de Hooke predice que el efecto de elongación de la varilla es debida a la fuerza del pistón y a sus efectos que se vuelven más grandes considerando la dinámica de la varilla. El método API11L provee una tabla (Véase Ilustración 23) que es usada para estimar la carrera efectiva del pistón. La carrera efectiva del pistón depende de:

la longitud de la varilla, de su diámetro, de la fuerza neta del pistón (presión diferencial de la bomba multiplicada por el área del pistón), de la carrera hacia la superficie y de la velocidad de la bomba.

Como todos los factores cambian para cada pozo y cada diseño de terminación, los ingenieros de campo y los que manufacturan el bombeo mecánico no tienen en mente esta idea y se saltan cualquier análisis que envuelve los conceptos que hemos revisado. Pero cuando se consideran ambas correcciones, la **Ecuación 19** se transforma en:

$$Q_{Vol} = A_p N_{spm} [S_p(L_r, D_r, A_p \Delta P, S_{sur}, N_{spm}) - S_t(L_t, D_{ti}, D_{to}, A_p \Delta P, N_{spm})] - Q_{slip}(\mu, Fit, \Delta P, D_p, N_{spm})$$

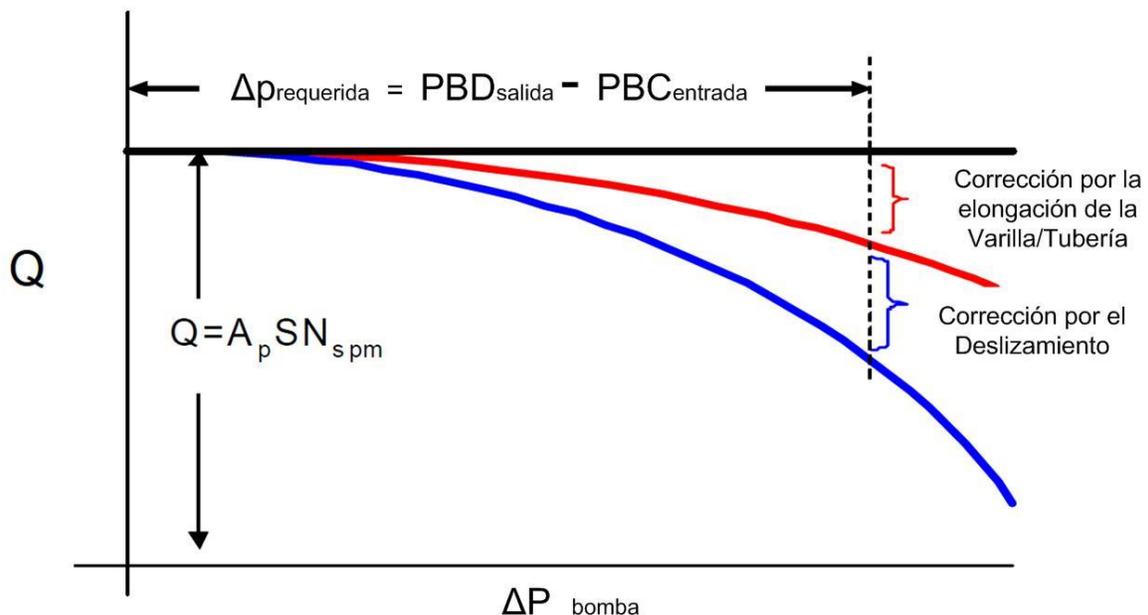
Ecuación 20 Gasto desplazado por la bomba tomando las dos correcciones

(Deslizamiento barril-pistón y elongación de la varilla)

El gasto que resbala Q_{slip} puede ser estimado de acuerdo a un modelo analítico o numérico, el cual no se demuestra en este trabajo por razones de espacio. Mientras que la estimación de la carrera efectiva S_p se obtiene mediante un algoritmo complejo junto con las curvas del método API11L.

Al graficar Q_{Vol} contra la presión diferencial ΔP_{bomba} , se tiene la Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón CDTV que se muestra en la Ilustración 24.

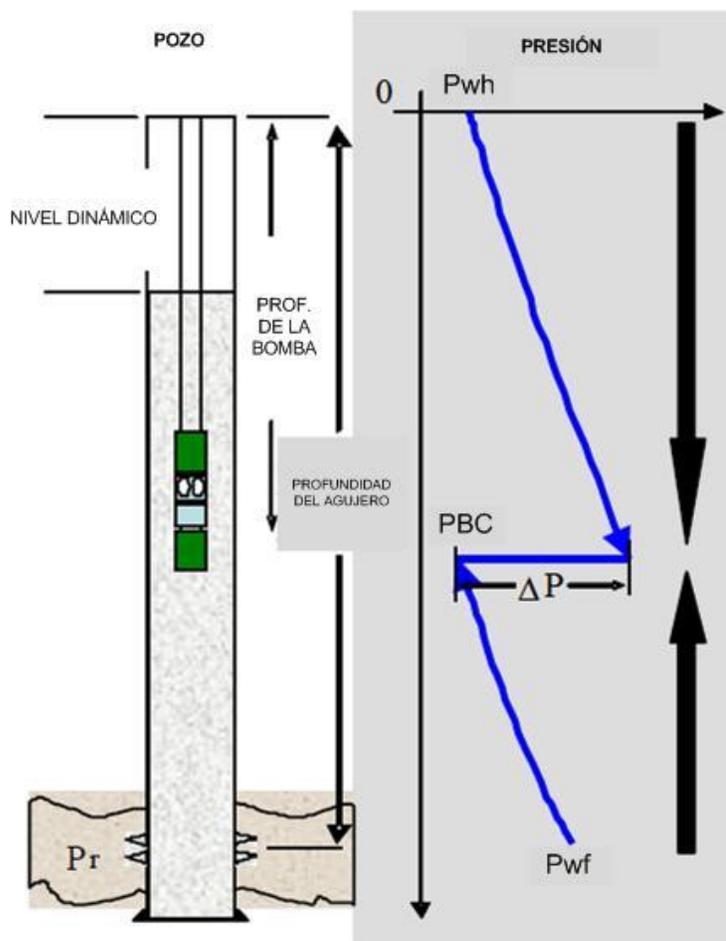
Ilustración 24 Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón / Badillo 2015



La Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón que se muestra en la Ilustración 24 explica el concepto de desempeño del sistema BM. La línea horizontal constante es el comportamiento ideal porque el gasto no depende de la presión diferencial. La primera

corrección es debida a la elongación de la tubería y de la varilla; como es de esperar, a una mayor presión diferencial se tiene una mayor corrección, pero también depende del gasto de la bomba y del diámetro del pistón. La segunda corrección es debida al deslizamiento que hay en el espacio anular entre el pistón y el barril. Entre mayor sea la velocidad de bombeo mayores serán los efectos dinámicos, porque el sistema aprovecha la resonancia o la frecuencia natural. El concepto de la CDTVP no tendría significado sin una aplicación: la principal contribución de este concepto es que permite obtener de manera fácil y general un análisis nodal del desempeño para bombeo mecánico, bombeo electrocentrífugo y para bombeo con cavidades progresivas, ya que aunque cada sistema tiene un principio de bombeo diferente, todos ellos pueden graficarse con este concepto y tendrán una curva característica. Como sugerimos, por lo general en un análisis nodal lo que importa es conocer el comportamiento de ésta curva (el flujo de salida). El siguiente paso en este enfoque es desarrollar ecuaciones para las aplicaciones de la CDTVP y para tal propósito la Ilustración 25 es una guía para obtener las ecuaciones de dicho modelo.

Ilustración 25 Esquema del perfil de presiones en pozo con BM. / Badillo 2015



Si se empieza desde la presión de la cabeza del pozo tomándola como condición de frontera, los requerimientos del pozo o bien la curva de flujo de salida en la bomba de descarga está dada por la siguiente ecuación:

$$PBD_{salida} = P_{wh} + \left[\frac{g}{g_c} \rho_m (\sin \theta) + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2g_c D_{ti}} + \frac{\rho_m v_m dv_m}{g_c dz} \right] PROF_{bomba}$$

Ecuación 21 Presión de la Bomba de Descarga/Flujo de Salida

Donde la aceleración gravitacional para flujo multifásico, la fricción y aceleración son términos que se calculan por rangos de valores discretizados (un intervalo que va de cero al máximo valor determinado por las condiciones del pozo). La tubería también tendrá valores discretizados al tomar en cuenta la temperatura y el patrón de flujo a lo largo de la tubería. Una vez que el flujo de salida en la bomba de descarga es conocido, la curva del flujo de salida en la bomba de carga se puede conocer de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PBC_{salida} = PBD_{salida} - \Delta P_{bomba}(Q, L_r, D_r, A_p \Delta P, S_{sur}, N_{spm})$$

Ecuación 22 Presión de la Bomba de Carga/Flujo de Salida

Donde ΔP_{bomba} se obtiene por la Curva de Desempeño Tubería-Varilla-Pistón tomada de un pozo con bombeo Mecánico, Electro-centrífugo o de Cavidades Progresivas.

$$Pwf_{salida} = PBC_{salida} + \left[\frac{g}{g_c} \rho_m (\sin \theta) + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2g_c D_{ci}} + \frac{\rho_m v_m dv_m}{g_c dz} \right] (PROF_{perf} - PROF_{bomba})$$

Ecuación 23 Presión de Fondo Fluyendo/Flujo de Salida

Por otra parte, si se empieza desde la presión en el fondo del pozo, tomándola como condición de frontera, la curva de flujo de entrada en el fondo del pozo está dada por la Curva IPR.

$$Pwf_{entrada} = IPR(Q, IP, P_b, P_{yac})$$

Ecuación 24 Curva IPR es igual a la Presión de Fondo Fluyendo/Flujo de Entrada

La curva de desempeño del flujo de entrada se traslada a las condiciones de la bomba de carga al sustraer la caída de presión entre los disparos y la bomba:

$$PBC_{entrada} = Pwf_{entrada} - \left[\frac{g}{g_c} \rho_m (\sin \theta) + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2g_c D_{ci}} + \frac{\rho_m v_m dv_m}{g_c dz} \right] (PROF_{perf} - PROF_{bomba})$$

Ecuación 25 Presión de la Bomba de Carga/Flujo de entrada

El flujo de entrada en la bomba de descarga sólo se le adiciona el incremento de presión:

$$PBD_{entrada} = PBC_{entrada} + \Delta P(Q, L_r, D_r, A_p \Delta P, S_{sur}, N_{spm})$$

Ecuación 26 Presión de la Bomba de Descarga/Flujo de entrada

La producción estimada puede ser determinada en la intersección entre las curvas de entrada y de salida de las correspondientes zonas. De cada zona se desprende diferente información útil; por ejemplo, del análisis nodal que parte del fondo del pozo indica el gasto de producción actual y el máximo gasto que el yacimiento provee. Del análisis nodal de flujo de entrada indica el gasto de producción actual y el gasto máximo que el yacimiento provee dada una profundidad ajustada de la bomba. (Bomba con profundidad que considera el deslizamiento barril-pistón y la elongación de la varilla)

3.7.1 NOMENCLATURA

A_p = Área de la sección transversal del pistón , ft^2

D_{ci} = Diámetro interior de la TR , in

D_r = Diámetro de la varilla , in

D_p = Diámetro del pistón , in

D_{ti} = Diámetro interior de la TP , in

D_{to} = Diámetro exterior de la TP , in

$PROF_{bomba}$ = Profundidad ajustada de la bomba , ft

$PROF_{perf}$ = Profundidad media de la perforación , ft

f_m = Coeficiente de fricción multifásica , (adimensional)

FIT = Espacio de separación entre el Barril y el Pistón , in

g_c = Constante de aceleración gravitacional , $32.2 ft/s^2$

L_r = Longitud de la varilla , ft

N_{spm} = Número de carreras por minuto , $1/min$

Q = Gasto volumétrico , B/D

$PBD_{entrada}$ = Presión de la Bomba de Descarga|Fujo de Entrada , psi

PBD_{salida} = Presión de la Bomba de Descarga|Fujo de Salida , psi

$Pwf_{entrada}$ = Presión en Fondo del Pozo|Fujo de Entrada , psi

Pwf_{salida} = Presión en Fondo del Pozo|Fujo de Salida , psi

$IP = \text{Índice de Productividad}, \frac{B}{D}/\text{psi}$

$Sp = \text{Longitud efectiva de la carrera del pistón}, \text{ in}$

$St = \text{Longitud de elongación de la tubería}, \text{ in}$

$V = \text{Volumen Desplazado}, \text{ ft}^3$

$v_m = \text{Velocidad de la mezcla multifásica}, \text{ ft/s}$

$\Delta P_{bomba} = \text{Presión diferencial de la bomba}, \text{ psi}$

$\mu = \text{Viscosidad del fluido en la bomba de carga}, \text{ cp}$

$\rho = \text{Densidad de la mezcla multifásica}, \text{ lb}_m/\text{ft}^3$

3.8 INSTALACIÓN DE SAP DUAL EN POZOS ULTRAPROFUNDOS

Un sistema artificial asiste a la producción de un pozo, esto quiere decir que cuando la presión del pozo es muy alta, y la presión en el fondo del pozo no se puede elevar de forma natural el fluido o la cantidad de fluido deseada a la superficie, entonces hablamos de utilizar un sistema artificial.

Existen dos tipos de sistemas artificiales de bombeo: de desplazamiento positivo de las bombas (Bombeo Mecánico) y desplazamiento dinámico de la bomba (BEC). El Bombeo Mecánico es probablemente el sistema artificial más viejo y ha sido ampliamente utilizado debido a su simplicidad y mínimos requerimientos de mantenimiento. Así como la tecnología ha permitido a los operadores producir hidrocarburos a mayores profundidades, se han desarrollado otros sistemas artificiales. Un ejemplo moderno de esto es el BEC. Comparado con el Bombeo Mecánico, el BEC puede manejar altos gastos de producción, y es más tolerable al tipo de fluido.

Como la demanda energética ha incrementado y la tecnología ha avanzado, pozos cada vez más profundos son perforados. La industria enfrenta retos en la perforación y la complejidad de estos pozos, así como en la producción con un sistema artificial adecuado. Mientras que el Bombeo Mecánico tiene limitaciones en cuanto a la profundidad del pozo, el diseño del BEC convencional nos da además espacio para la presión y menores costos.

3.8.1 DISEÑO PARA LA ESTRUCTURA DE LA PRESIÓN

Se propone un sistema combinado de sistemas artificiales que incluyen Bombeo Mecánico y BEC juntos para producir pozos profundos y ultra profundos (20,000 pies). El sistema BEC debe ser instalado en el fondo del pozo para que proporcione el gasto de producción deseado a cierta profundidad. El reto en este concepto es generar la continuidad de estos dos sistemas de bombeo. El Bombeo Mecánico es intermitente con un gasto de producción relativamente bajo, mientras que el BEC tiene una capacidad de producción mucho más alta y trabaja continuamente. Para obtener una suave transición entre estos dos sistemas, se sugiere un diseño de estructura de pozo que se adapte a la combinación de los sistemas. La prueba del concepto es utilizar ecuaciones básicas de Bombeo Mecánico y BEC para calcular el gasto del flujo y las especificaciones del sistema bajo la condición de que ambos sistemas puedan tolerarse y trabajar mutuamente. El gasto de flujo se configuró para la reducción (la diferencia entre la presión del yacimiento P_y y la presión de fondo fluyendo P_{wf}) y después el sistema BEC se selecciona en base al gasto de flujo y se asume la profundidad

del sistema BEC. En el punto de transición (el punto superior del Bombeo Mecánico), el Bombeo Mecánico continua elevando la producción a la superficie. El Bombeo Mecánico fue diseñado para condiciones de punto de transición (presión y gasto de flujo) y la profundidad que debe de elevarse. La figura 1 ilustra un concepto esquemático.

BEC. El primer paso para completar este pozo es diseñando un BEC que pueda elevar la producción a cierto punto. Para pozos de aceite, si no existe mucho gas en solución, producir gas a través de BEC no debe ser de gran preocupación. El principio para diseñar un BEC debe ser permitir el máximo número de etapas sin exceder las limitaciones de instalación, y el BEC debe elevar el fluido tanto como sea posible debido a las limitaciones del Bombeo Mecánico. Una profundidad más larga es más importante que un gasto alto. La profundidad para manejar el Bombeo Mecánico no debe exceder los 10,000 pies.

Acumulador y empacadores multi-puerto. Un acumulador esta designado a una parte del espacio anular del pozo. Una sección ranurada de la tubería permite al nivel del fluido llegar al acumulador. El enlace entre el BEC y el Bombeo Mecánico será un empacador multi-puerto. Los empacadores tienen tres propósitos esenciales. La primera, estar aislados del espacio creado para el acumulador que proporciona la transición suave entre el BEC continuo y el BM intermitente. Segundo, deben permitir el cable eléctrico que va desde la superficie hasta proporcionar energía al BEC. El cable eléctrico debe correr por el espacio anular, fuera de la tubería a través de los empacadores multi puerto y bajo el BEC. Esto debe ser hecho por que la energía del BEC y los cables no pueden correr a través de la tubería debido al BM y al fluido. Finalmente, los empacadores actuaran como un ancla de la tubería y soportaran a la unidad mientras esta está corriendo. En caso de que el gas se acumule en el espacio anular bajo el empacador, la presión debe circular a la superficie.

Unidad de Bombeo Mecánico. Con este nuevo método, una unidad de bombeo debe ser requerida desde que el fluido ha comenzado a elevarse a cierta profundidad. La unidad de bombeo necesitara ser diseñada para operar tan cerca del comportamiento del BEC como sea posible. Si la unidad no produce tanto fluido como el BEC, existirá una baja de presión en a bomba y causara que esta falle. Este es el punto crítico en el diseño del sistema.

3.8.2 DISEÑO CONCEPTUAL.

Comenzaron a hacerse cálculos preliminares de los datos de un pozo dado para obtener el gasto de flujo. El BEC está diseñado en base al gasto de flujo y a la distancia del fondo del pozo al punto de transición. Una vez que el punto de transición se ha determinado, se puede llevar a cabo el diseño del BM. Las ecuaciones utilizadas en este documento son ecuaciones analíticas simples, y el propósito es probar si el concepto funciona.

Repaso del BEC. Comenzamos con las condiciones del yacimiento y la presión de fondo fluyendo para primero seleccionar el gasto de flujo que puede elevarse. Hay que considerar que aun cuando el BEC puede manejar relativamente altos gastos de flujo comparado con el BM, cuando se considera la conexión con el BM, podemos empezar a producir con un gasto bajo. El gasto razonable que se puede obtener con iteraciones basado en la entera condición del sistema. De la ecuación de Darcy para una sola fase, a condiciones constantes, el gasto del flujo es:

Ecuación 1

$$q = \frac{kh(Pre - Pwf)}{141.2 \left(\ln \frac{re}{rw} + s \right)}$$

La ecuación determina el gasto del flujo a una presión de fondo fluyendo dada, Pwf. En la ecuación 1, k es la permeabilidad, h es el espesor de la formación, re es el radio de drene y rw es el radio del pozo. La ecuación esta en unidades de campo. La presión de succión del BEC, P succión, depende de la profundidad a la que este instalada. Aun cuando existen limitaciones en el gasto del flujo, en general, tendremos suficiente pwf, y el BEC no tendrá que ser configurado en el fondo del pozo. Cuando se está diseñando la ubicación del BEC, la presión del yacimiento declina debido a que debe considerarse y el BEC no debe de ser configurado muy lejos del fondo. Si se asume que la distancia entre el fondo del pozo H, y la ubicación del BEC es HBEC, entonces:

Ecuación 2

$$P_{succion} = Pwf - (H - HBEC) \times 0.433\gamma$$

Donde γ es la gravedad específica del fluido producido. La presión que el BEC debe de proporcionar será:

Ecuación 3

$$\Delta P_{BEC} = \Delta P_{PE} + \Delta P_f$$

Donde ΔP_{PE} es la presión hidrostática y ΔP_f es la presión de fricción. La presión de descarga del BEC entonces es:

Ecuación 4

$$P_{descarga} = P_{succion} + \Delta P_{BEC}$$

El incremento en la presión puede expresarse:

Ecuación 5

$$h_{BEC} = \frac{\Delta P}{0.433\gamma}$$

Para este punto, las características de la bomba deben utilizarse para determinar las etapas del sistema de bombeo y los caballos de fuerza requeridos para elevar el gasto. Una vez que se establecen el número de etapas, N_s , el requerimiento de los caballos de fuerza será:

Ecuación 6

$$Potencia = h_s x N_s$$

Repaso del Bombeo Mecánico. El BM trabaja con un principio de traducir el movimiento rotatorio del sistema de bombeo a un movimiento recíprocante de la varilla pulida, y transmitir el movimiento recíprocante de la varilla pulida a la bomba de fondo para elevar el gasto de producción. Para diseñar un BM, además de conocer todos los requerimientos mecánicos de cada parte del sistema, el gasto de flujo y las especificaciones de la bomba se relacionan en las siguientes ecuaciones:

Ecuación 7

$$q = 0.1484 N E v A_p S_p$$

Utilizando unidades de campo, donde la ecuación 7, q es el gasto de flujo en bbl/día, N es la velocidad de bombeo (SPM), E_v es la eficiencia volumétrica, A_p es el área transversal del embolo (pg2), y S_p es la longitud efectiva de la carrera del embolo (pg.). La longitud efectiva de la carrera es una combinación de la longitud de la varilla pulida, S , la extensión de las varillas causada por el peso y el movimiento de la misma, y los viajes causados por la aceleración de la varilla. S_p se calcula:

Ecuación 8

$$S_p = S + \frac{5,79 * 10^{-4} S L_2 N_2}{E} - \frac{5.20 \gamma H_{tran} A_p L}{E} \left(\frac{1}{A_t} + \frac{1}{A_r} \right)$$

En la anterior ecuación, L , es la longitud de la varilla, H_{tran} es el nivel del líquido en el acumulador, y A_p , A_t y A_r es la sección transversal del embolo, tubería y varilla individualmente.

Los caballos de fuerza requeridos por la fuerza motriz en vez de proporcionar la fuerza necesaria para elevar el fluido, superan las fuerzas de fricción en la bomba, la varilla pulida y la varilla fue determinada por las siguientes ecuaciones:

Ecuación 9

$$P_{pm} = F_s(P_h + P_f)$$

Donde P_h es la fuerza hidráulica requerida:

Ecuación 10

$$P_h = (7.36 * 10^{-6}) q \gamma L N$$

$Y LN$ es la red de elevación. Es importante observar que si la tubería y la presión de la camisa es cero a la superficie y el nivel del fluido en el espacio anular es hacia la bomba, la profundidad de la red de elevación es simple. Sin embargo, si el fluido en el espacio anular esta sobre la bomba, el peso de este fluido ejerce una fuerza la cual hace que la bomba no tenga que abastecerse. En este caso la red de elevación es:

Ecuación 11

$$LN = H_{tran} + \frac{P_{th}}{0.433\gamma}$$

Los caballos de fuerza requeridos para superar las pérdidas por fricción en la ecuación 9, P_f , se puede determinar cómo:

Ecuación 12

$$P_f = 6.31 * 10^{-7} W r S N$$

3.8.3 DISCUSIÓN

El componente crítico de este punto es el acumulador que proporciona una condición estable para el BM a operar. Aun cuando el nivel del fluido puede lograrse cuando la varilla comienza a moverse hacia adelante, la válvula fija se cierra, y el estado depende solamente de cómo opere el BEC. Una sobreacumulación puede ocasionar una presión elevada no deseada y resultar en daños a los empacadores. El acumulador y el empacador multipuertos están conectados entre los dos sistemas de bombeo, y se debe considerar un factor de seguridad.

3.8.4 NOMENCLATURA

A_p = Área Transversa Del Embolo, Pg^2

A_r = Área Transversal De la Varilla, Pg^2

A_t = Área Transversal De la Tubería, Pg^2

D = Diámetro De La Tubería, Pg

E_v = Eficiencia Volumétrica Del BM

F_s = Factor De Seguridad

H = Espesor Del Yacimiento, Pies

H_{BEC} =Incremento En La Cabeza Del BEC, Pies

H_s =Caballos De Fuerza/100 Etapas Para BEC, HP

H =Profundidad Total, Pies

H_{BEC} = Profundidad Del BEC, Pies

H_{tran} = Profundidad Del BM, Pies

k =Permeabilidad, Md

L = Longitud De La Varilla, Pg .

N =Velocidad De Bombeo De BM, spm

Ns=Numero De Etapas

Pdescarga= Presión De Descarga De BEC. Psi

Py=Presión Del Yacimiento, Psi

Psuccion= Presión De Succión Del BEC, Psi

Pwf=Presión De Fondo Fluyendo, Psi

Ph=Fuerza Hidráulica, HP

Ppm= Fuerza Motriz, HP

Pf= Fuerza Disipada Como Fracción En La Bomba

q= Gasto De Flujo, STB/D

re= Radio De Drene, Pies

rw= Radio Del Pozo, Pies

S= Factor Skin

Sp= Longitud Efectiva Del Embolo, Pg.

Wr=Peso De La Varilla, Lbm

g=Gravedad Especifica

Δ PBEC= Incremento De Presión En BEC, Psi

Δ PPE= Perdida De Presión Hidrostática, Psi

Δ Pf= Perdida De Presión Por Fricción, Psi

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

1. ALLEN T. O., ROBERTS A. P.: "Production Operations", Oil and Gas Consultant International, Tulsa OK, 1978.
2. API: "Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems", Technical Report, 5th Edition, June 2008
3. AZAR, J.J., ROBELLO Samuel; Halliburton Company: "Drilling Engineering", University of Tulsa, Ed. Pennwell Corporation, 2007.
4. BEGGS, H. D.: "Production optimization using nodal analysis", Tulsa, OGCI publications, 1991.
5. BYRD J. P.: "Pumping Deep Wells with a Beam and Sucker Rod System", DDPS of SPE AIME, Amarillo, Texas, 1977
6. CHACIN J. E.: "A numerical Approach to the diagnosis of sucker rod pumping installations and its verification with down-hole pump field measurements", paper SPE 18829, Oklahoma, 1989
7. CLEDD J.D., BUCARAM S.M. HELN N.W.: "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods", JPT (December), 1993
8. DAKE, L. P.: "The practice of reservoir engineering", Amsterdam, Elsevier, 1978.
9. ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, KING G.R.: "Basic applied reservoir simulation", Texas, SPE, 2001.
10. FAROUQ A.: "Elements of reservoir modeling and selected papers", Notas de curso de ingeniería petrolera, Universidad de Alberta 1986.
11. GAULT R. H.: "Designing a Sucker Rod Pumping System for Maximum Efficiency", SPE Production Engineering, November 1987
12. GHAREED M.M., SHEDID S. A.: "Simulations Investigations of Enhanced Performance of Beam Pumping System for Deep, High-Volume Wells", International Oil Conference and Exhibition, Veracruz, México, 2007
13. GIBBS S. G.: "Design and diagnosis of deviated rod-pumped wells", JPT.
14. GIBBS S. G.: "Method of determine sucker Rod Pump Performance".
15. GIBBS S.G.: "Computer Diagnosis of down-hole conditions in sucker rod pumping wells", JPT, 1966
16. GUIRADOS C., ERCOLINO J.M., SANDOVAL J.L.: "Nodal B: A unique Program for Optimum Production of Sucker Rod Pumping Oil Wells", paper SPE 30183, Houston Texas, June 1996
17. HOLLENBECK A.L.: "An Alternative Approach to High Volume, a Long Stroke Pumper", Annual Technical Conference and Exhibition of SPE of AIME, Dallas, Texas, 1980
18. JACOBSEN L. S.: "Steady force vibrations as influenced by damping", Paper ASME APM-52-15, 1930

19. LEA J.F., HOLDEN D.: ESP'S: "On and Offshore Problems and Solutions", Oklahoma city, Oklahoma 1999
20. LEA J.F., ROWLAN L., MCCOY J.: "Artificial Lift Power Efficiency", Texas Tech University, Lubbock Texas, 1999
21. LEA J.F., ROWLAN L., MCCOY J.: "Artificial Lift Power Efficiency", Lubbock Texas, 1999
22. LEA, J.F. , J.D. MINISSALE: "Beam Pumps Surpass ESP Efficiency" Oil and Gas Journal, 1992
23. LUKASIEWICZ S. A.: "Dynamic Behavior of the sucker rod string in the inclined well", paper SPE 21665, Oklahoma City, 1991
24. MCCANEELL D., HOLDEN D.: "Long Stroke Pumping Systems in Deep Well Applications-Field Study", Bakersfield, California, 2001
25. MCCOY J.N., BECKER D., PODIO A.L.: "Timer control of beam pump run time reduces operating expense", Texas Tech University, Lubbock Texas, 1999
26. MCCOY J.N., COLLIER F., PODIO A.L.: "Application of Real-time measurement of motor power to determination of beam pump efficiency", Texas Tech University, Lubbock Texas, 1995
27. MCCOY J.N., et Al.: "Motors Power/Current Measurement for Improving Rod Pump Efficiencies.", Paper SPE 37499, Oklahoma, March 1997
28. MCCOY J.N., PODIO A.L., OTT R., WOODS M.: "Electrical motor power measurement as the key for optimized rod pumping", SPE 36080, SPE, Richardson Texas, 1996
29. MIAN, M. A.: "Petroleum engineering handbook for the practicing engineer", Vols. I. y II., Tulsa, PennWell publishing, 1992.
30. MILLS K.N.: "Factor influencing well loads combined in a new formula", petroleum engineering, (April), 1939
31. MOHRBACHER J.D.: "A Field Study of ESP Performance in a Deep, Hot and Sour Environment", Rock Mountain Regional Meeting, Wyoming, 1984
32. NOLEN K. B.: "Deep High Volume Rod Pumping", Annual Meeting of SPE of AIME, Denver Colorado, 1969
33. OTT, RUSS et al.: "Reducing Electrical Consumption of Beam Pumping Units by Properly Counterbalancing Using PC Software", Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech University, Lubbock Texas, 1995.
34. PADILLA Y SÁNCHEZ, Ricardo: "Evolución geológica del sureste mexicano desde el mesozoico hasta el presente en el contexto regional del Golfo de México", SGM y UNAM-FI, México, 2007
35. PEMEX: "Reservas de hidrocarburos", Presentado en la reforma energética 2012.
36. PODIO A. L., MCCOY J. N., Et. Al.: "Total Well Management II", SPE 67273, SPE Production and Operations Symposium Oklahoma, 2001

37. PODIO, A.L., J.N. MCCOY, B. DRAKE, D. BECKER: "Total Well Management A Methodology for Minimizing Production Cost of Beam Pumped Wells", The Petroleum Society of CIM, 1995.
38. POWERS M.L.: "Economic Considerations for Sizing Tubing and Power Cable for Electric Submersible Pumps", Lubbock Texas, 2000
39. ROWLAN O. L., MCCOY J. N., PODIO A. L.: "Advances in Dynamometer Technology", Proceedings of the Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, TX, 2004
40. TAKACS G.: "Electrical Submersible Pump Manual", Gulf Professional Publishing, 2009
41. TAKACS G.: "Program Optimizes Sucker Rod Pumping Mode", Oil and Gas Journal, 1990
42. TELLI F.D.: "Increasing Sucker Rods' Working Capabilities", J. Petr. Techn. January 2010
43. WEST P.A.: "Improving Sucker Rod String Design", Petroleum Engineer, July 1973
44. WHITE P.M., RESTARICK H., SETTERBERG J. R., HALLIBURTON ENERGY SERVICES: "New Packer Design Offers Completion Flexibility in Thermal Completions, ESP, Downhole Monitoring Systems, and Anchor Safety Systems: Case Histories", Western Regional Meeting, Long Beach California, 1994
45. XU J., MO Y.X., HU Y.R.: "A method for design and predicting the sucker rod string in deviated pumping wells", paper SPE 26926, Pittsburgh, 1993
46. XU J., MO Y.X., HU Y.R.: "A new mathematical model for sucker rod pumping system diagnostics in directional well", Chinese American Petroleum Association Technology Conference, Houston Texas, 1993



4 ANÁLISIS DE DECISIÓN Y RIESGO TÉCNICO ECONÓMICO

El estudio de la evaluación económica es la parte final de toda la secuencia de la metodología VCD y se centra en el análisis de la factibilidad, decisión y de riesgo técnico-económico de un proyecto.

El estudio económico a su vez depende de la tasa de fallas de los componentes del sistema, costos del combustible, costos de mantenimiento, ritmo inflacionario, ganancias anticipadas de la producción de aceite y gas y, de otros factores que podrían variar de sistema a sistema.

La parte del análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, cuál será el costo total de la operación de las instalaciones (que abarque las funciones de producción, administración y ventas), así como otra serie de indicadores que servirán como base para la parte final y definitiva del proyecto.

También consiste en realizar un análisis exhaustivo de factibilidad, referido al enlace del proyecto con los objetivos requeridos, por las metas de producción, o por la implementación de nuevas tecnologías para llevarlas a casos más complicados o para cumplir con los objetivos individuales de una empresa o un gobierno.

A su vez, se realizan análisis de sensibilidad, usados para la determinación de la relación de factores conducentes y de factores no decisivos. Se hacen estudios de riesgo y de oportunidad, enfocados en fijar los posibles escenarios que se pudieran presentar y afrontarlos con ventaja.

Estos últimos merecen especial atención puesto que su estudio y el éxito de la implementación de dichos estudios dependen de la experiencia ganada, del modo de tratar determinado problema y de las visiones que se tengan los equipos multidisciplinarios del proyecto.

Así la función del estudio técnico se enfoca en la adquisición y conocimiento de todas las herramientas que se pueden utilizar en el desarrollo del proyecto petrolero. La función del estudio económico y de factibilidad serán la de delimitar los costos, los beneficios y, ponderar y desarrollar al más conveniente. Las funciones del estudio de sensibilidad serán la de identificar los factores que influyen de manera significativa al proyecto, de cómo se relacionan entre sí, el orden de importancia y el orden de consideración en la toma de decisiones.

El estudio de riesgo tiene por objetivo identificar las pérdidas, los costos, y escenarios de inconveniencia al tomar determinada decisión. Y el estudio de oportunidad es identificar las fortalezas y modos de recuperarse frente a las pérdidas, así como usar el conocimiento de las situaciones de las que somos expertos por experiencia o contexto geográfico.

La parte final es la integración y fundamento del VCD, formando parte de la “cultura petrolera mexicana”. Se presenta la ontología de la metodología de opciones técnicas para la generación de escenarios, con su procedimiento de optimización y con su estructura modelo económico utilizado para contar con todas las herramientas que puedan estudiar, activar, planear y ejecutar cualquier proyecto de la industria petrolera.

* * *

4.1 ESTUDIO ECONÓMICO INTEGRAL

Todas las preguntas relacionadas con la economía se derivan de querer conseguir más de lo que tenemos y hasta más de lo que hacemos. Día con día enfrentamos una insuficiencia, privación o falta de algún bien, servicio o recurso.

La economía se mide a través de los factores que determinan un estándar de vida, el costo de mantenerla y de las fluctuaciones que sufren dichas mediciones a través del tiempo. La economía estudia cuáles son los bienes y servicios que enfrentan escasez, al saber qué se intercambia entre los distintos actores de la economía, al saber cómo se intercambian y para quién se intercambian.

Por ello, la economía la defino como una ciencia social que tiene la misión de estudiar las elecciones que hacemos para afrontar alguna escasez.

Debemos poner atención en la producción, en el servicio y en la comercialización. Pero también debemos poner atención en la cantidad y en la calidad para producir y generar bienes y servicios, en el bienestar de la sociedad y en el equilibrio con el medio ambiente en el que habitamos.

La economía a gran escala se estudia a través de los modelos matemáticos y para ello, se siguen procedimientos y reglamentos; surge el estudio de las finanzas y de la política nacional e internacional.

El miedo a perder lo ya adquirido y consecuentemente asegurar su adquisición, así como hallar la disponibilidad de determinado bien o servicio, lleva a estudiar la gestión y evaluación del impacto financiero, del riesgo y de la incertidumbre de los bienes y servicios. Dicho estudio depende de la visión de quien los estudia, de los modelos matemáticos y estadísticos que implementa y de las capacidades de las que se cuenta para identificar todos los factores de riesgo, incertidumbre, oportunidad, solvencia, liquidez, sustentabilidad y finalmente, de la sensibilidad y de decisión y, subjetivamente, de la consideración que se tenga para con las empresas o para con la sociedad.

Los análisis que cubren al estudio económico integral son:

- 1) Análisis económico
- 2) Análisis de factibilidad
- 3) Análisis de viabilidad
- 4) Análisis de riesgo
- 5) Análisis de oportunidad
- 6) Análisis de sensibilidad
- 7) Análisis de decisión
- 8) Análisis financiero

El análisis económico es la parte de visualizar, conceptualizar y delimitar al proyecto incorporando parámetros de medición para evaluar sus ventajas y desventajas de manera global.

El análisis de riesgo ayuda a prever catástrofes, las malas decisiones o escenarios imprevistos, así como dar valor de mercado al proyecto e integrarlo a la cartera de valores o a un portafolio de determinada empresa. El análisis de riesgos define, gestiona y administra la consecución de los proyectos. Estudia las causas y condiciones de posibles amenazas y de probables eventos no deseados, de los daños y sus consecuencias.

El análisis de factibilidad se refiere a la habilidad de diseñar y delimitar cualquier proyecto, dadas las condiciones de inversión y dadas las competencias tecnológicas.

El análisis de viabilidad es la puesta en perspectiva del proyecto, la obtención del impacto que tendrá de acuerdo a las necesidades y capacidades de la empresa que lo pone en marcha, así como su congruencia con su contexto político y social.

Los análisis de sensibilidad y de decisión delimitan el camino a seguir mientras se ejecuta un proyecto, al prever los posibles escenarios y sus configuraciones.

El análisis de oportunidad es realizado para identificar las fortalezas de la empresa que puede adquirir o crear a partir de la realización de un proyecto o de la búsqueda de factores o escenarios en donde la empresa pueda sacar alguna ventaja económica, de desarrollo, tecnológica, científica, cultural, administrativa o financiera.

El análisis financiero es realizado para acoplar el proyecto a la empresa y poder seguir operando, minimizar pérdidas, competir, maximizar la participación del mercado, minimizar los costos, maximizar las utilidades, agregar valor a la empresa y maximizar el valor de las acciones.

Se realiza el análisis económico, el análisis de riesgo, de sensibilidad y de decisión que todo proyecto debe desarrollar para la definición y ejecución de un proyecto petrolero en sus etapas primarias de explotación y desarrollo. La presente obra las realiza como parte de la aplicación del BM a un campo.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

La parte del análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, cuál será el costo total de la operación de las instalaciones (que abarque las funciones de producción, administración y

ventas), así como otra serie de indicadores que servirán como base para visualizar, modelar, definir y evaluar todo proyecto de la industria petrolera.

4.2.1 Beneficios de realizar el análisis económico

El análisis económico debe asociar un valor monetario a cualquier proyecto. Ayuda a la toma de decisiones debido a que se tiene una gran variedad de proyectos, de opciones técnicas y de oportunidades.

Con ello, se tiene una herramienta para mitigar el riesgo y desarrollar oportunidades. Se necesitan para preparar posiciones de negociación cuando se asocian con otras empresas.

Aparecen para considerarse en las finanzas de un proyecto. Con ello predecimos flujos de caja y podemos preparar presupuestos. Estudiamos y gestionamos la solvencia, el riesgo y la incertidumbre de recuperar las inversiones.

Nos permite monitorear el rendimiento de un proyecto, devengando los beneficios y preparando las prioridades en el presupuesto y en el portafolio de activos.

Determinamos un Valor de Medición (VM) que es un valor de referencia, resultado de un cálculo o relación entre variables, establecidas para evaluar y tomar decisiones a través de criterios, que en general, serán criterios que evalúan características de cantidad y calidad. Ejemplos de VM son el VPN, TIR, reserva recuperable, VaR, Fr, valor de mercado, etc.

4.2.2 Costos

El costo es el valor monetario de los consumos de factores que suponen el ejercicio de una actividad económica destinada a la producción de un bien o servicio. Todo proceso de producción de un bien supone el consumo o desgaste de una serie de factores productivos, el concepto de costo está íntimamente ligado al sacrificio incurrido para producir este bien. Estos se pueden dividir en:

- Costos fijos
- Costos variables

4.2.3 Inversiones

La inversión comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa, con excepción del capital de trabajo.

Se entiende como activo tangible (que se puede tocar) o fijo, los bienes propiedad de la empresa, como terrenos, edificios, maquinaria, equipo, mobiliario, vehículos de transporte, herramientas y otros. Se llama fijo porque la empresa no puede desprenderse fácilmente de él sin que ello ocasione problemas a sus actividades productivas.

Se entiende como activo intangible el conjunto de bienes propiedad de la empresa necesario para su funcionamiento, y que incluyen: patentes de inversión, marcas, diseños comerciales o industriales, nombres comerciales o industriales, nombres comerciales, asistencia técnica o transferencia de tecnología, gastos pre-operativos, de instalación y puesta en marcha, contratos de servicios, estudios que tiendan a mejorar en el presente o en el futuro el funcionamiento de la empresa, como estudios administrativos o de ingeniería, estudios de evaluación, capacitación de personal dentro y fuera de la empresa, etcétera.

4.2.4 Depreciación

La depreciación es la pérdida del valor de un activo físico con el paso del tiempo. Con la posible excepción de la tierra, ésta consideración es característica de todos los activos físicos. La depreciación disminuye la utilidad sujeta a impuestos al cargar partes de éste costo a la utilidad de cada año.

Se utiliza para dar a entender que las inversiones permanentes de la planta han disminuido el potencial de servicio. Para la contabilidad, la depreciación es una manera de asignar el costo de las inversiones a los diferentes ejercicios en los que se produce su uso o disfrute en la actividad empresarial. Los activos se deprecian basándose en criterios económicos, considerando el plazo de tiempo en que se hace uso en la actividad productiva y su utilización efectiva en dicha actividad.

4.2.5 Límite económico

El límite económico es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación; es decir, usualmente se refiere a un punto en el tiempo después del cual continuar operaciones de determinada propiedad ya no es comercialmente rentable.

4.2.6 Precios

Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

Alguno de los factores que influyen en el precio del petrolero son:

- ✓ Calidad del hidrocarburo
- ✓ Política
- ✓ Cargos de transporte
- ✓ Proximidad al mercado
- ✓ Suministro disponible

4.2.7 Flujo de Efectivo

El flujo de efectivo o flujo de caja se define como la ganancia que se pueda obtener de un proyecto menos las inversiones o gastos del mismo. Se relaciona directamente con el estudio de sensibilidad del proyecto y del estudio económico integral.

El flujo de efectivo se puede componer de cuatro elementos básicos:

- 1) Los egresos de fondos o inversiones que corresponden al desembolso económico que se realiza con el propósito de poner en marcha el proyecto y mantenerlo hasta su terminación o abandono.
- 2) Los ingresos y egresos de operación. Los ingresos de operación corresponden al valor económico de la producción en un tiempo establecido. Los egresos de operación incumben a los costos de operación y mantenimiento del proyecto.
- 3) Los momentos en que ocurren los ingresos y los egresos. Dependen de la planeación integral del proyecto; es decir, la programación a través del tiempo de las instalaciones, adquisiciones o mantenimiento que se le realizaran al proyecto.
- 4) El valor de desecho o salvamento del proyecto. Corresponde al valor del proyecto una vez concluida su vida útil.

4.2.8 Valor presente neto

El valor presente neto se define como la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todo en valor actual, es decir, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y compara esta equivalencia con el desembolso inicial.

Para una inversión, el Valor Presente Neto de un capital C_p con una tasa de interés r_p a un periodo de años t , se expresa como:

$$V_{PN} = \frac{C_p}{(1 + r_p)^t}$$

(4-1) Valor Presente Neto dada una tasa de interés a un tiempo dado

4.2.9 Tasa interna de retorno

Se define como la tasa de descuento por la cual el valor presente neto es igual a cero o la tasa que iguala la suma de flujos descontados a la inversión inicial.

La tasa interna de retorno se puede comparar para fines de aprobación y para la toma de decisiones con los siguientes factores:

- a) El costo de financiamiento real o con la tasa promedio de rentabilidad de otros proyectos similares dentro del sector cuando los flujos están en términos reales.
- b) Los costos de financiamiento nominal cuando los flujos se encuentran en términos nominales o cuando no están incluidos en los flujos los costos de financiamiento.
- c) Otras tasas de referencia siempre y cuando sean coherentes con la información en que están determinados los flujos.

4.2.10 Relación beneficio-costo

Es el cociente de los flujos descontados de los beneficios o ingresos del proyecto, sobre los flujos descontados de los costos o egresos totales del proyecto. Al igual que en el caso del valor presente neto, se requiere establecer una tasa de actualización apropiada. Si la relación beneficio costo es mayor que uno el proyecto entonces es favorable. Si la relación beneficio costo es igual a 1, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo

mínimo, atribuible a la tasa de actualización. Si la relación beneficio costo es menor a uno, el proyecto es desfavorable, pues reporta que la tasa aplicada no cubre los costos. La relación beneficio costo obtenido para un proyecto particular se compara con la obtenida en otros proyectos para fines de decisión dentro del contexto del sector. Con esta relación se puede conocer la efectividad con que aumentan los ingresos de una compañía, negocio, etc.

4.2.11 Periodo de recuperación

Se define el tiempo en el cual los beneficios o utilidades futuras del proyecto cubren el monto de la inversión (generalmente medidos en años). En este caso, es conveniente que los casos ficticios no se incluyan, tales como depreciación y amortizaciones, ya que si estos son incluidos reducen el plazo y por lo tanto el resultado final. Además de un criterio de rentabilidad es de un criterio de liquidez y puede ser importante en caso de cierta inestabilidad económica o por motivos muy específicos.

4.3 FUNDAMENTOS DE ESTADÍSTICA Y PROBABILIDAD

El término probabilidad se refiere al estudio de la aleatoriedad y la incertidumbre. En cualquier situación donde podría ocurrir uno o varios resultados posibles, la teoría de la probabilidad proporciona métodos para cuantificar las probabilidades relacionadas con varios resultados.

La incertidumbre es una situación en la cual no se conoce completamente la probabilidad de que ocurra un determinado evento; si el evento en cuestión es un proyecto de inversión, por ejemplo, no es posible conocer con certeza el retorno que el mismo produciría en un periodo dado. La incertidumbre significa entonces, en economía, impredecibilidad o previsión imperfecta de los sucesos futuros.

4.3.1 Distribuciones de probabilidad

Se define a un experimento como el proceso que culmina con la toma de una medición. La mayoría de los experimentos pueden relacionarse con una medición numérica que varía al considerar distintos puntos muestrales siendo esta una variación aleatoria. La medición es llamada una variable aleatoria si el hecho de que tome un valor particular es en sí mismo un evento aleatorio.

Una medición obtenida de un experimento da un valor específico de la variable aleatoria de interés, que por otro lado, representa una medición extraída aleatoriamente de una población. Para calcular, por ejemplo, la probabilidad de que los valores observados de la muestra que hayan ocurrido e identificar aquella población para la cual la probabilidad de haber observado esta muestra en particular sea la más alta, se requiere conocer la distribución de probabilidad de la variable aleatoria en cuestión.

Las variables aleatorias se clasifican en dos tipos: Discretas y Continuas.

Variables aleatorias discretas.- Una variable aleatoria discreta es una variable aleatoria cuyos valores posibles constituyen un conjunto finito, o bien se pueden listar en una secuencia infinita en la que hay un primer elemento, un segundo elemento, etcétera.

Variables aleatorias continuas.- Una variable aleatoria es continua si su subconjunto de valores posibles consiste en un intervalo completo en la recta numérica, un valor en función a una relación o ecuación.

4.3.2 Medidas de Tendencia Central

Los resultados visuales de datos son herramientas excelentes para obtener impresiones y puntos de vista preliminares. El análisis más formal de los datos requiere calcular e interpretar medidas de resumen, numéricas, a partir de los datos, se intenta extraer varias cantidades de resumen y tendencias: números que puedan servir para caracterizar el conjunto de datos y mostrar algunas de sus propiedades sobresalientes.

La media.

Para un determinado conjunto de números $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, la medida de tendencia central más familiar y útil es la media o promedio aritmético del conjunto. Debido a que casi siempre se consideran a las x_i como partes constituyentes de una muestra, se hace referencia al promedio aritmético como la media y se denota por \bar{X} .

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^n x_i P(x_i)$$

(4-2) Media
números
discretos

Que es la media ponderada para resultados de números discretos, en donde:

\bar{X} = media ponderada

x_i = muestra de valores.

n = número total de observaciones o resultados

$P(x_i)$ = la probabilidad de que resulte x_i

Para un proceso con valores continuos, se tiene un valor infinito de posibles resultados y debemos usar la integral para calcular la media ponderada:

$$\bar{X} = \int_{x=-\infty}^{\infty} x p(x) dx$$

(4-3) Media
números
continuos

Donde $p(x)$ es la función densidad de probabilidad para x , y $p(x)dx$ es la probabilidad de que x falle en la diferencia o rango dx .

La media muestral para una serie de números aleatorios es simplemente la suma de los resultados dividida entre el número total de resultados:

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$$

(4-4) Media
muestral

Donde x_i representa a los resultados individuales. La función de probabilidad $P(x_i)$ está implicada en la ecuación anterior, siempre que se tenga la distribución de los valores que fueron observados.

Es importante hacer referencia a las notaciones para la media. La media verdadera de una población suele indicarse con una μ , en tanto que la media de una muestra se representa por \bar{X} . Los valores de \bar{X} y μ son iguales cuando la muestra corresponde, de hecho a la población finita total. Puede emplear cualquiera de los dos símbolos.

La mediana

La palabra mediana es sinónimo de mitad, y la mediana muestral es de hecho el valor medio cuando las observaciones se ordenan de menor a mayor. Si las observaciones se denotan por x entonces se emplea el símbolo \hat{x} para representar la mediana muestral.

Moda

Es el valor de las observaciones que se presenta con más frecuencia. Al igual que la mediana, la moda se ve menos afectada por los valores extremos que la media. Algunas distribuciones de frecuencia presentan más de una moda, lo cual resulta poco común en el trabajo experimental.

Cuantiles o percentiles

Así como la mediana divide un conjunto de observaciones de tal forma que el 50% de ellas quedan por debajo y el 50% restante por encima de la mediana, es posible considerar otros puntos que dividen las observaciones en un cierto número de partes iguales, los cuales se conocen con el nombre de cuantiles o percentiles.

4.3.3 Medidas de dispersión

La medida más sencilla de la variabilidad en una muestra es el rango o recorrido, que es la diferencia entre los valores máximo y mínimo en la muestra. Sin embargo, una desventaja en el recorrido es que depende sólo de las dos observaciones más extremas, y no toma en cuenta las posiciones de los $n-2$ valores restantes.

Las principales medidas de variabilidad tienen que ver con las desviaciones a partir de la media. Es decir, las desviaciones respecto a la media se obtienen restando \bar{X} de cada una de las n observaciones de la muestra. Una desviación es positiva si la observación es mayor que la media y negativa si es menor que la media. Si es pequeña la magnitud de las desviaciones, entonces todas las x_i están cerca de la media y se nota una variabilidad mínima. Por otro lado, si algunas de las desviaciones son de una gran magnitud, entonces alguna de las x_i quedan lejos de \bar{X} , lo que indica una mayor cantidad de variabilidad.

La varianza

Representada por σ^2 , de un conjunto de n observaciones, $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, se define como la suma de los cuadrados de las desviaciones de las observaciones respecto a la media (μ), dividida entre el número total de observaciones (n). La desviación respecto de la media para cada observación se expresa por medio del término $(x_i - \mu)$ que a su vez se le conoce como el residuo de su respectiva observación.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n [(x_i - \mu)^2]}{n - 1}$$

(4-5) Varianza
muestral

Donde

μ = media muestral

N = número total de observaciones

x_i = valor de la observación

σ^2 = varianza muestral, siempre es positiva

Para un proceso aleatorio y de resultados discretos se multiplican los residuos por sus respectivas probabilidades de ocurrencia dando una suma de probabilidades ponderada, como se nota en la ecuación:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^N [(x_i - \mu)^2 P(x_i)]$$

(4-6) Varianza
números
discretos

Y para una variable continua, su valor es dado por una integral:

$$\sigma^2 = \int_{x=-\infty}^{\infty} [(x_i - \mu)^2 P(x_i)] dx$$

(4-7) Varianza
números
continuos

La desviación estándar es la medida del grado en el que los valores aleatorios varían o se dispersan de la media. Es una medida estadística para saber qué tan diferentes son los resultados de los deseados. Por ello la varianza y la desviación estándar se relacionan como:

Desviación estándar

Aunque la varianza es una medida fundamental de dispersión, no es del todo práctica y conveniente. Más aún, muchas características numéricas de las distribuciones se expresan en términos de la raíz cuadrada de la varianza. Así, la desviación estándar se define como la raíz cuadrada de la varianza. Como la varianza es siempre positiva, entonces la desviación estándar también lo es.

La expresión es:

$$\sigma = \text{Desviación estándar} = \sqrt{\text{Varianza}}$$

(4-8) Desviación
estándar

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(x_i - \mu)^2] / (n - 1)}$$

(4-9) Desviación
Estándar
muestral

Coeficiente de variación

Como se mencionó, la desviación estándar se expresa con las mismas unidades que con la variable original X, sin embargo, para diversos fines es conveniente expresar la dispersión de los resultados en forma porcentual.

Para lograr esto, se calcula la relación de la desviación estándar con respecto a la media y se definirá el coeficiente de variación (V) de la siguiente forma:

$$V = \frac{\sigma}{\bar{X}} * 100$$

(4-10)
Coeficiente de
Variación

Sesgo o asimetría

En la curva de distribución de frecuencia, es posible considerara las tres medidas de tendencia central: media, mediana y moda de la siguiente manera:

La moda es el valor correspondiente al punto más alto de la curva; la mediana divide al área bajo la curva en dos mitades y la media pasa por el centroide del área. La mediana se encuentra entre la media y la moda, o bien, coincide con ellas. Cuando los tres promedios no coinciden, se dice que la curva de distribución de frecuencias es sesgada o asimétrica.

Es sesgada hacia la derecha cuando la mediana está a la derecha de la moda, es decir, cuando la cola derecha de la curva (en sentido en que aumentan los valores) es más larga que la de la izquierda. También se dice que dicha curva está sesgada positivamente. Es interesante destacar que en el caso de distribuciones asimétricas con cúspide muy aguda, la mediana constituye una útil medida de tendencia central. Muchas variables aleatorias están distribuidas de manera simétrica; es decir, la desviación de las observaciones con respecto a la media en una cantidad determinada ocurre con una frecuencia sensiblemente

igual hacia arriba y hacia abajo. A esta distribución se dice que es simétrica, donde la media, moda y mediana coinciden entre sí.

En la medición del riesgo, esta medida se utiliza para determinar si la probabilidad de ganar es igual a la probabilidad de perder una inversión o negocio.

El sesgo se calcula para conjuntos de números discretos y continuos como sigue:

$$s = \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^3 p[x_i] \right] \quad (4-11) \text{ Sesgo números discretos}$$

$$s = \int_{x=-\infty}^{\infty} \left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^3 p[x_i] dx \quad (4-12) \text{ Sesgo números continuos}$$

El proceso del sesgo subyacente se iguala al proceso del sesgo muestral y se incluyen otros términos para asegurar e involucrar al valor esperado del sesgo muestral como se ve en la siguiente ecuación:

$$s = \frac{N}{(N-1)(N-2)} \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^3 p(x_i) \right] \quad (4-13) \text{ Sesgo muestral}$$

Curtosis

Es una medida estadística que describe el apuntamiento o achatamiento de una cierta distribución con respecto a una distribución normal. La curtosis positiva indica una distribución relativamente apuntada, y la negativa indica una distribución relativamente achatada. Para la medición del riesgo, la curtosis se usa para describir eventos extremos; por ejemplo, pérdidas en la perforación de pozos no descubridores o no extensores en las que se tenía una probabilidad de éxito en una relación 1:10 000 de que ocurriera.

Supongamos que tenemos dos diferentes pozos en producción y se desea saber los costos por la declinación en su producción. Se tiene que, en ambos pozos se calculan sus ganancias a través de distribuciones de probabilidad de variable continua, donde la media, la

desviación estándar, el sesgo son todos iguales pero tienen diferentes curtosis. En estos casos, el pozo con un estudio de probabilidad de producción con una mayor curtosis sufrirá, al paso de un tiempo determinado, mayores pérdidas en producción que en aquél pozo con una menor curtosis. Se tiene la curtosis para procesos discretos y continuos:

$$k = \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^4 p[x_i] \right]$$

(4-14) Curtosis
números
discretos

$$k = \int_{x=-\infty}^{\infty} \left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^4 p[x_i] dx$$

(4-15) Curtosis
números
continuos

Y la curtosis para una muestra se calcula como:

$$k = \frac{N(N+1)}{(N-1)(N-2)(N-3)} \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^4 p(x_i) \right]$$

(4-16) Curtosis
muestral

La curtosis para la distribución normal es 3, y es usada para compararlo con un fenómeno o conjunto de estudio. Si dicho conjunto rebasa el valor de la curtosis de la distribución normal, a dicho conjunto se le denomina como conjunto con leptocurtosis. Sus ecuaciones son las que siguen:

$$k = \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^4 p[x_i] \right] - 3$$

$$k = \int_{x=-\infty}^{\infty} \left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^4 p[x_i] dx - 3$$

$$k = \frac{N(N+1)}{(N-1)(N-2)(N-3)} \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{x_i - \mu}{\sigma} \right)^4 p(x_i) \right] - 3 \frac{(N-1)^2}{(N-2)(N-3)}$$

(4-17)
LeptoCurtosis
discreto,
continuo y
muestral

4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se denomina *análisis de sensibilidad* al procedimiento por medio del cual se puede determinar cuánto se afecta (que tan sensible es) el estudio económico integral (o al menos de riesgo) ante determinados cambios de una o distintas variables del proyecto. Es una medida muy útil ya que muestra el cambio en torno a las variables del proyecto y de todos sus componentes e instrumentos (portafolio). La *posición* es un término general usado para determinar y describir la composición de activos y pasivos de un proyecto y de su portafolio. En otras palabras, el análisis de sensibilidad es una descripción de qué tanto cambiará el valor del portafolio (V) siempre que haya un cambio en al menos uno de los factores de los que depende, a los que llamamos factores de riesgo (f).

El proyecto tiene una gran cantidad de variables, como son los costos, gastos y utilidades, el estado de resultados, ingresos, tasas de cambio y cantidad de financiamiento, instrumentos de financiamiento, variables de mercado, nuevas tecnologías, volúmenes de producción, factor de recuperación, costos de producción y mantenimiento, entre otros.

Una vez que sobre los escenarios han sido determinadas las variables que afectan las decisiones para llevar a cabo cualquier proyecto, hay que seleccionar todas aquellas que tengan el mayor impacto en un indicador de interés. Por ejemplo, se puede encontrar que la variabilidad en la producción (variable en riesgo) conduce a una significativa extensión de sus respectivos VPN (indicador de interés). Al mismo tiempo los diferentes costos de operación pueden tener un efecto insignificante en el VPN.

Existen tres diferentes alternativas equivalentes de pensar y calcular la sensibilidad:

$$\text{Sensibilidad} = \frac{V(f + \epsilon) - V(f)}{\epsilon}$$

Que es la primera manera de calcular la Sensibilidad de un portafolio cuando hay una diferencia en el valor del portafolio ($V(f + \epsilon) - V(f)$), dividido entre el factor de riesgo ϵ .

Si llevamos la ecuación anterior, que es un cambio relativo, a un límite en el que $\epsilon \rightarrow 0$, entonces obtenemos la primera derivada:

$$\text{Sensibilidad} = \left[\frac{V(f + \epsilon) - V(f)}{\epsilon} \right]_{\epsilon \rightarrow 0} = \frac{\partial V}{\partial f}$$

Por otra parte, una aproximación lineal para la sensibilidad es aquella que satisface a la siguiente ecuación:

$$V(f + \epsilon) = V(f) + \epsilon \times \text{Sensibilidad}$$

En el caso particular del campo de las inversiones, tenemos que el cálculo de sensibilidad se da como:

$$\frac{\partial V_{PN}}{\partial r_p} = \left[\frac{-tC_p}{(1+r_p)^{t+1}} \right]$$

(4-19) Derivado

El cual es conocido como derivado, la medición de la sensibilidad del capital a cierta tasa de interés en determinado tiempo y se representa como d_r .

El análisis de sensibilidad se puede aplicar a innumerables ejemplos ajenos a la economía, así mismo, el análisis de decisión o de riesgo, no se encierran solo a lo económico, también pueden ser utilizados en otras industrias y otras áreas de las mismas; por ejemplo, en el caso de la cuantificación aproximada del volumen original de hidrocarburos de un yacimiento donde se puede realizar un análisis de sensibilidad para observar y localizar cuales son las variables que más impactan para determinarlo y, desde ese punto, sugerir dónde podría ir enfocada mayor inversión y determinar la capacidad de extracción. Posteriormente se puede realizar un análisis de riesgo al compararlo con otros proyectos u otros campos y determinar cuáles de éstos pueden dar una mayor reserva y al mismo tiempo verificar e identificar los riesgos inherentes y eventuales, como el equipo a utilizar, las inversiones necesarias y el rendimiento esperado. De esta manera se mejora la toma de decisiones al contar con una variedad de herramientas que respalden al evaluador e incrementando la probabilidad de éxito.

4.4.1 ESCENARIOS

La delimitación de los escenarios es realizada con el fin de prepararse para lo peor y, esperar y llegar a lo mejor en cualquier desarrollo y explotación de pozos. Se usa en el análisis de sensibilidad y ayuda a visualizar el *rango primario manejable de riesgo*.

Los escenarios se obtienen al tomar todas las variables que afectan al proyecto, y de todos los valores que éstos puedan tomar; toda vez que marcan un resultado y un curso de acción cuando se establece un criterio o variable de conformación. La variable de conformación (VC) no es más que un factor del proyecto que, al cambiar de forma mínima, provoca cualquier cambio considerable en los resultados globales del proyecto. Vea por ejemplo que, una variable de conformación es el precio de la mezcla de petróleo, debido a que una pequeña variación de su valor incide en las ganancias de determinado pozo y en los gastos de producción y mantenimiento del mismo.

Los valores que pueden tomar las variables de conformación delimitan distintos escenarios bajo una sola variable de conformación. Del ejemplo anterior, ya vimos que la variable de conformación es el precio de la mezcla de petróleo; el precio base que se tomará será el precio más común de acuerdo a los registros históricos, asegurando la ejecución del proyecto. Además se tendrá que tomar un precio mínimo como para saber que será un precio que seguramente debe tomarse en cuenta sin dudar y asegurando la activación del proyecto. A su vez se deberá tomar un valor máximo, asegurando la consolidación del proyecto.

Por tanto, un escenario se define como el estudio del proyecto, de su comportamiento y la obtención de resultados al elegir generalmente una variable de conformación que asegura su activación, su ejecución y su consolidación, fijando como constantes a las variables restantes.

Para asegurar la activación, ejecución y su consolidación debemos establecer estimados mínimo, de base y máximo. Surgen como 'estimados', debido a que se realizan a través del estudio de las correspondientes probabilidades de que ocurran.

La estimación base es generalmente obtenido del valor más común de un conjunto de valores. La estimación del nivel alto y de nivel bajo son más difíciles de obtener: el rango debe ser lo suficientemente amplio como para capturar más posibilidades, pero no tan amplio como para que el rango carezca de sentido.

Cuando se distribuyen los estimados, siempre hay un grado de incertidumbre. Para evitar demasiada incertidumbre y por la experiencia llevada al campo, es recomendable proporcionar un rango de escenarios asignados por varios pronósticos. Esto significa que debemos de estudiar una variable de conformación de acuerdo a tres escenarios que finalmente serán alto, base y bajo, estimados por P10, P50 y P90 que corresponden al 10%, 50% y 90% de probabilidad acumulada de que una variable ocurra.

4.4.2 DIAGRAMA DE TORNADO

Un diagrama de tornado proporciona una representación visual de las variables de conformación que tienen mayor impacto en el valor de una medición. Para crear un diagrama de tornado se tiene lo siguiente:

1. Calcular el valor medio usando el estimado de base de todas las variables.
2. Calcular el valor medio usando el estimado alto y bajo de cada variable (10P y 90P).
3. Calcular el cambio en el valor medio entre bajo y alto para cada variable.
4. Graficar cada cambio en una barra horizontal colocando el más significativo en la parte superior.

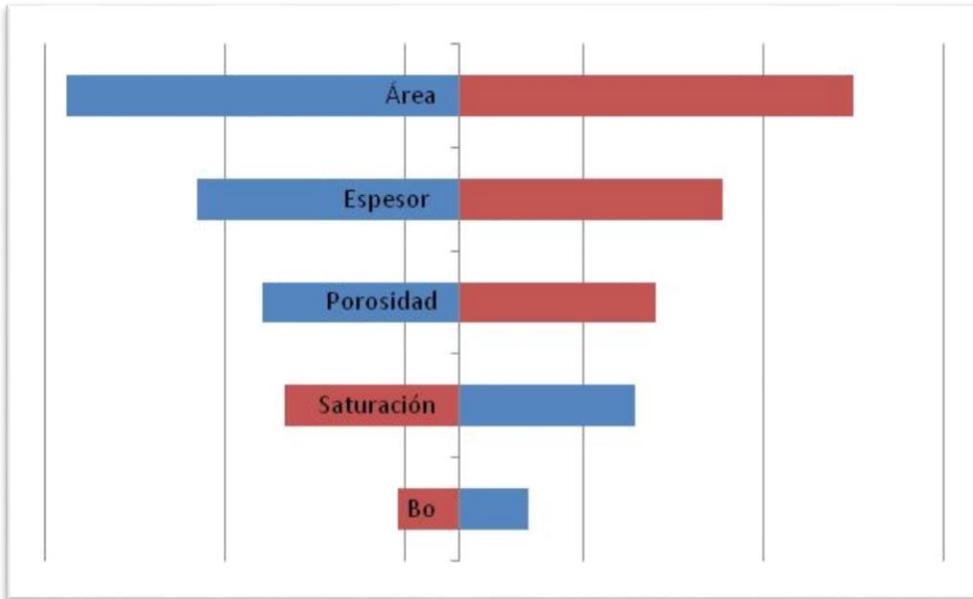


Figura 4-1 Diagrama de tornado

Por ejemplo el diagrama de tornado anterior se hace en relación a los factores que tienen incidencia en un yacimiento. Se nota que el área y el espesor tienen gran incidencia en la caracterización de determinado yacimiento y que la porosidad y la saturación no tienen una ventana de variación amplia. Muestra las variables de mayor impacto, en la parte superior el Área y el Espesor, y en la parte inferior el Bo. Se puede realizar un análisis de sensibilidad para cada variable, al tomar los diferentes escenarios y conformar e investigar su impacto en todo el proyecto al considerar un VM.

Una variable es un parámetro incierto que afecta el resultado de un cálculo o de un proyecto o de un portafolio, por ejemplo, precio de aceite, costo de operación, espesor neto, etc.

4.5 ANÁLISIS DE RIESGO

Tanto los ingenieros, los matemáticos y los expertos en finanzas y auditoría, han ideado diversas herramientas que nos permiten comprender las incertidumbres y poderlas evaluar para mitigar los riesgos. En la industria del petróleo y el gas abundan las incertidumbres y se enfrentan nuevos riesgos a cada momento; sin embargo, muchos de los responsables de tomar decisiones en el ámbito petrolero, tal vez gran parte de ellos, no recurren a estas nuevas técnicas.

El cálculo del riesgo financiero abarca:

- Riesgo de mercado
- Riesgo de liquidez

- Riesgo operativo
- Riesgo suscrito a la vida
- Riesgo de crédito
- Riesgo suscrito a daños

El uso de técnicas para el cálculo del riesgo financiero dará un mayor valor de mercado de cualquier proyecto al determinar sus potenciales. Algunas técnicas de medición del riesgo son:

- ✓ Prueba de resistencia o solvencia
- ✓ Prueba de escenarios
- ✓ Modelo de Precios de los Activos Financieros (MoPAF)
- ✓ Valor en Riesgo (VeR)
- ✓ Riesgos en la conformación de la empresa-mercado-proyecto

4.5.1 PRUEBA DE RESISTENCIA O SOLVENCIA

Los análisis de sensibilidad y de sensibilidad nos dan una buena aproximación del cambio del valor del proyecto siempre que un pequeño cambio de cualquier factor de riesgo se presente. Pero si un cambio en un factor de riesgo es mucho mayor entonces el estimado en la sensibilidad será erróneo para determinado valor del proyecto.

Cuando hacemos la prueba de solvencia (o de resistencia), los grandes cambios que se presentan, se tomarán en cuenta en los factores de riesgo y la apreciación no lineal es usada para reevaluar el proyecto y así poder estimar las pérdidas probables en diversas situaciones. El propósito de la prueba de solvencia es la de proveer una proyección y medición claras y objetivas del riesgo que fácilmente sean leídas por los involucrados en el proyecto. Para llevar a cabo dicho cálculo, se establecen una serie de rangos y límites en los valores de riesgo. Por ejemplo: si el interés en la renta de equipo llega a 2%, entonces se perderá hasta 10 millones; si se llega a un interés de 4% entonces se perderá hasta 22 millones.

Para hacer la prueba de solvencia recomiendo seguir los siguientes pasos:

1. Determine una serie de factores de riesgo que pudieran afectar el valor del proyecto.
2. Decidir qué factores se deben agrupar y cuáles deben de analizarse de manera independiente. Los factores agrupados deben de hacerlo con variables de conformación similares
3. Decidir cómo se deben evaluar los factores de riesgo. Esto se hace al decidir qué rangos son los adecuados para probarlos y obtener los resultados de la evaluación en el proyecto global. Los rangos responden generalmente a valores en los que la empresa no puede mantener el proyecto en marcha. Es muy razonable calcular la desviación estándar de cinco a ocho veces sobre los movimientos que se hacen diariamente y sobre los factores que delinear al proyecto.
4. Aplicar las variables e índice de precios para todo el proyecto.
5. Reevaluar todos los factores de riesgo y a las posiciones que afectan.

6. Reporte todos los posibles cambios y todos los posibles escenarios a valor presente neto.

La evaluación del proyecto a través de la prueba de solvencia o de resistencia, debe ser considerada con reservas debido a que puede llevar omisiones en factores de riesgo que varían por causas independientes. Y también debe considerar que los rangos escogidos para reevaluar los distintos escenarios, pueden responder a una variación por preferencias subjetivas y no representar una variación con descripción probabilística medida.

4.5.2 PRUEBA DE ESCENARIOS

Tanto la prueba de solvencia como la prueba de escenarios son muy similares debido a que ambos usan y evalúan cambios específicos en los factores de riesgo y en la apreciación del valor del proyecto y de su cartera de valores con modelos de valoración no lineales. Pero, en la prueba de escenarios los cambios en los factores de riesgo son escogidos de manera subjetiva y a eventos inesperados. En la prueba de escenarios, se usa a la opinión bien informada, multidisciplinaria, y presentan una serie de peores escenarios o escenarios límite. Todo se hace en base a la pregunta: ¿Cuál sería el peor escenario o el más dañino dado determinados cambios en el proyecto o en su cartera de valores?

Generalmente se escogen de 5 a 10 escenarios, de entre los peores, para estudiar y estimar cómo cambian todos los factores de riesgo en dichos escenarios.

Al mover a todos los factores de riesgo, el escenario límite incluye implícitamente a todas las correlaciones posibles de entre los factores de riesgo.

Para crear la prueba de escenarios se tiene que:

1. Escoger 5 o 10 escenarios que pudieran alterar y poner en riesgo la viabilidad del proyecto.
2. Estime el cambio en todos los factores de riesgo.
3. Referenciar el escenario a escenarios pasados con datos históricos o con crisis previas.
4. Evalúe la cartera de valores bajo el escenario límite usando los índices de valores actuales.
5. Pruebe la cartera de valores y al proyecto diariamente para poder obtener una correlación de pérdidas bajo distintos escenarios límite.
6. Revise y reevalúe a los escenarios límite mostrándolo en gráficas.

Las pruebas de escenarios tienen la desventaja de consumir mucho tiempo en su estudio y sólo se pueden probar un número muy limitado de escenarios y de factores de riesgo para visualizar tendencias. Los valores obtenidos tienden a ser muy subjetivos y siempre se tienen potenciales conflictos de interés.

4.5.3 MODELO DE PRECIOS DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS (MoPAF)

Muchos de los modelos para medir el riesgo de los proyectos y de la cartera de valores han sido obtenidos a partir de los modelos de precios de los activos financieros (MoPAF). El MoPAF nos indica que el rendimiento esperado de los activos r_a , es una función de la tasa de rendimiento libre de riesgo, del rendimiento promedio del mercado y de la correlación (β) entre los activos y el mercado, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$r_a = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Donde:

$$\beta = \frac{\rho_{a,m}\sigma_a}{\sigma_m}$$

(4-20) Modelo de Precios de los Activos Financieros

En la cual, r_f es la tasa de rendimiento libre de riesgo. Cualquier rendimiento por encima de la tasa de rendimiento libre de riesgo es conocido como rendimiento en exceso. Se tiene que r_m es el rendimiento promedio esperado por el mercado en su conjunto, σ_a es la volatilidad del valor de los activos, σ_m es la volatilidad del valor del mercado y $\rho_{a,m}$ es la correlación entre los cambios en el valor de los activos y los cambios en el valor del mercado.

La idea es que en un mercado eficiente, el inversionista decidirá comprar aquella cartera de activos bien diversificada que remueva o que minimice todo tipo de riesgos excepto, aquel riesgo sistémico del mercado en su conjunto.

De ésta manera, los inversionistas en proyectos petroleros, elegirán los proyectos con riesgo sistémico considerando proyectos de gran valor y manejando gran riesgo inherente de la cartera de valores siempre que el rendimiento esperado de los activos sea como mínimo igual a la tasa de rendimiento libre de riesgo. Esto es un parámetro seguro para participar en estos tipos de proyectos; sin embargo, muchos inversionistas aceptan que incluso la tasa de rendimiento libre de riesgo sea menor, debido a que los proyectos con una buena prospección, tendrán un gran rendimiento que incluso cubren cualquier tipo de riesgos.

Entonces los inversionistas deberán prestar atención y ocuparse solamente de los riesgos sistémicos. De manera similar, el desempeño y la medida de los riesgos tomados en una

cartera de valores, usan un MoPAF para determinar inversiones que buscan demostrar cómo desarrolla una inversión diversificada comparada con una inversión simple en un mercado diversificado. Las medidas que se usan para tal efecto son el índice o parámetro de Sharpe y el índice o parámetro de Traynor.

El índice de Sharpe para una cartera de valores es una medición del exceso de rendimiento dividido por el riesgo de obtenerlo. Se define como la tasa de rendimiento de la cartera de valores menos la tasa libre de riesgo, dividido por la desviación estándar de dicho exceso de rendimiento.

$$S = \frac{r_p - r_f}{\sigma_{(r_p - r_f)}}$$

(4-21) Índice Sharp de MoPAF

El índice de Traynor se define como la tasa de rendimiento de la cartera de valores menos la tasa de rendimiento libre de riesgo, dividido por el portafolio beta:

$$T = \frac{r_p - r_f}{\beta}$$

(4-22) Índice de Traynor de MoPAF

Donde β mide qué tanto cambia el valor del portafolio cuando el mercado cambia:

$$\beta = \rho_{p,m} \frac{\sigma_{(r_p - r_f)}}{\sigma_{(r_m - r_f)}}$$

En el cual, $\rho_{p,m}$ es la correlación que existe entre el mercado y el portafolio, $\sigma_{(r_p - r_f)}$ es el porcentaje de volatilidad del rendimiento en exceso del portafolio y, $\sigma_{(r_m - r_f)}$ es el porcentaje de volatilidad del rendimiento en exceso del mercado.

4.5.4 VALOR EN RIESGO (VeR)

El Valor en Riesgo (VeR) es una medida de riesgo que trata de correlacionar y combinar objetivamente la sensibilidad del portafolio o la cartera de valores a los cambios del mercado y a la probabilidad de que ocurra un determinado cambio en dicho mercado. El parámetro VeR es la mejor técnica de medición del riesgo; sin embargo, es recomendable usarlo tanto con la prueba de escenarios como con la prueba de solvencia. Se asume este tipo de medición junto con el MoPAF para establecer la cantidad mínima estándar de capital que debe ser considerada y apartada contra los riesgos del mercado.

El VeR se define como el valor que puede esperarse perder debido a una fluctuación severa y adversa en el mercado. Comúnmente, una pérdida severa diaria es equivalente a decir que “en promedio, el VeR será severo y mayor a 2.23 veces la desviación estándar en 1% del período, equivalente a dos o hasta tres días por año.”

Se considera que los movimientos en el mercado tienen un comportamiento de distribución de probabilidad normal; lo que significa que hay 1% de probabilidad de que las pérdidas serán más grandes que 2.32 veces que la desviación estándar respectiva. Asumiendo que el mercado se comporta bajo una distribución de probabilidad normal, el 99% del VeR puede ser definido como sigue:

$$VeR_T = 2.32\sigma_T$$

(4-23) Valor en Riesgo para una distribución normal

Donde σ_T es la desviación estándar de la cartera de valores. El subíndice T en la ecuación VeR es el periodo de tiempo sobre la cual es calculado el rendimiento de la desviación estándar. Cualquier periodo de tiempo puede ser considerado para calcular dicho valor. Para las transacciones y consideraciones de cualquier proyecto, es común calcular el VeR para un periodo de un día, el cual se conoce como Ingreso diario en riesgo (IDeR).

Por ejemplo considere un proyecto con una cartera de valores cuya desviación estándar es de \$10 millones (como un pozo descubridor). Al asumir que se modela bajo una distribución de probabilidad normal, y con un intervalo de confianza del 99%, el VeR para este caso es de \$23.2 millones. Se esperaría que las pérdidas serán mayores a \$23.2 millones durante 1% de los días bursátiles, equivalentes a 2 o 3 días por año.

Los administradores y los auditores saben que el VeR calculado no es la peor pérdida esperada. Varias veces al año se tienen pérdidas iguales al VeR por lo que no debe ser igual al presupuesto total del proyecto. Para proyectos de ingeniería petrolera, es recomendable tener un presupuesto de entre 10 y hasta más 60 veces el valor del VeR.

El VeR trata de responder la pregunta de “¿qué tanto puedo perder el día de hoy dada determinada posición y dados ciertos o posibles cambios en el mercado?” El VeR formaliza la pregunta para calcular el nivel de pérdida que es tan mala como para que sólo haya 1% de probabilidad de que sea mayor que el VeR calculado.

Existen tres métodos para calcular el VeR, los cuales son: el método paramétrico, la metodología de simulación histórica y la simulación de Monte Carlo.

Aunque los tres métodos difieren en la manera en que se calculan, comparten atributos y limitaciones. Como el VeR que se calcula por cualquiera de los tres métodos, trata de predecir la distribución de probabilidad futura, deberá usar datos siempre los datos actuales, con el contexto propio de la empresa y el portafolio y con la estructura del mercado. Si no se tienen datos suficientes entonces los resultados no serán tan acertados. Cada método tiene la desventaja de que considera que las relaciones pasadas entre factores de riesgo pueden ser repetidas, lo que genera una disparidad entre lo que se hizo antes y lo que será en el futuro cercano (véase Tabla 4-1)

Todos los métodos usan el mapeo para colocar los flujos de efectivo dentro de un número finito instrumentos financieros o diversos valores. El mapeo trata de establecer combinaciones de flujos de dinero en valor presente neto, en duración y con un VeR particular.

Cada método tiene fortalezas y debilidades. En la siguiente tabla se muestran los métodos y el grado en que son fuertes. Aparecen círculos sombreados de manera marcial, donde entre más sombreados estén, mayor fortaleza poseen sobre determinado aspecto. Los aspectos evaluados son la velocidad para procesar su información, la habilidad para describir comportamiento no lineal, la habilidad para no modelarse bajo una distribución de probabilidad normal y la independencia del uso de datos históricos.

	Método paramétrico	Simulación Monte Carlo	Datos Históricos
Velocidad de procesamiento de la información	●	○	◐
Comportamiento no lineal	○	●	●
Sin asumir la distribución normal	○	◐	●
Independencia del uso de datos históricos	◐	◐	○

Tabla 4-1 Fortalezas relativas de los métodos que calculan el VeR basado según se sombrea el círculo.

La característica de comportamiento no lineal se refiere a que los cambios de los precios no describen una función lineal dependiente a los factores de riesgos; lo cual, es importante para buscar y diversificar los portafolios. La habilidad de no modelarse bajo una distribución de probabilidad normal se refiere a poder calcular los cambios en los factores de riesgo sin asumir que se comportan como una distribución normal.

Método del VeR paramétrico

El Valor en Riesgo paramétrico es conocido también como VeR lineal o Covarianza de VeR o Valor en Riesgo Delta Normal o Delta-Gamma Normal de Valor en Riesgo. El método es paramétrico puesto que parte asumir que el modelo de distribución es normal y requiere el cálculo de la varianza y de la covarianza (conocido también como el coeficiente de correlación: la manera de relacionar dos variables o factores de riesgo para medir el comportamiento mutuo). Se asume que los cambios de los valores tienen un comportamiento lineal con respecto a los cambios de los factores de riesgo.

El enfoque general del Valor en Riesgo Paramétrico es como sigue:

- Definir una serie de factores de riesgo que sean suficientes para calcular el valor de todo el portafolio o proyecto.
- Realizar el análisis de sensibilidad, obtener al menos los escenarios clave y diagramas de tornado para cada factor de riesgo.
- Usar los datos históricos de factores de riesgo para calcular la desviación estándar y los coeficientes de correlación entre ellos.
- Estimar la desviación estándar del valor del portafolio al multiplicar sus respectivos valores de sensibilidad por sus valores de desviación estándar correspondientes, tomando en cuenta todas las covarianzas.
- Finalmente, asumir que la pérdida mayor se modela bajo la distribución de probabilidad normal y que es para un percentil del 99% del VeR, que asciende a 2.23 veces la desviación estándar del valor total del portafolio según se revisó anteriormente.

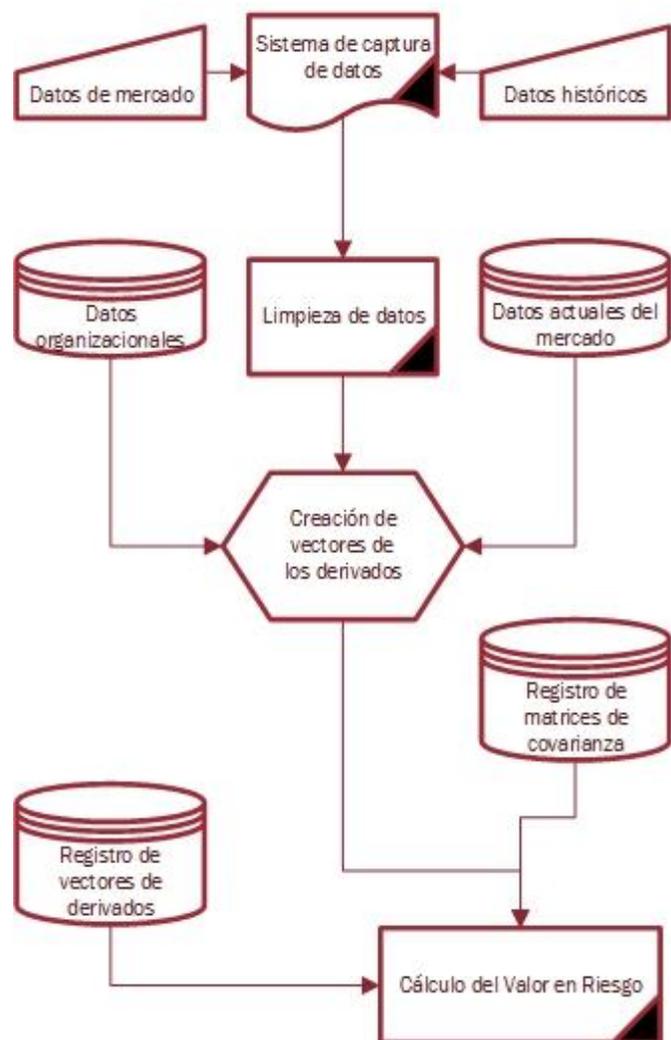


Ilustración 4-1. Método de simulación paramétrica para calcular el Valor en Riesgo / Badillo 2015

Este método tiene dos ventajas:

- Es de cien a mil veces más rápido comparado con los métodos de Monte Carlo o con la Simulación de datos históricos.
- Permite el cálculo del siguiente parámetro del estudio del riesgo, que se conoce como Contribución del Valor en Riesgo.

Pero tiene las siguientes limitaciones:

- Da una descripción muy pobre del riesgo que no tiene comportamiento lineal.
- No puede dar una buena aproximación del comportamiento de los factores de riesgo en situaciones extremas.
- Con el uso de la matriz de covarianza se asume implícitamente que las correlaciones entre los factores de riesgo son constantes y estables a través del tiempo.

La varianza de la suma de dos números es una función de la varianza individual de dichos números y el coeficiente de correlación entre los mismos. Si nuestro portafolio o proyecto tiene dos instrumentos, la pérdida total del portafolio será la suma de la pérdida de cada instrumento:

$$L_p = L_1 + L_2$$

La desviación estándar de la pérdida del portafolio, será como:

$$\sigma_p^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 + 2\rho_{1,2}\sigma_1\sigma_2$$

(4-24) Desviación estándar de pérdidas del portafolio

Donde σ_1 y σ_2 son la desviación estándar de los instrumentos 1 y 2 respectivamente y $\rho_{1,2}$ es el coeficiente de correlación entre los dos instrumentos o factores de riesgo.

Podemos poner la ecuación anterior en notación de suma de términos o sumatoria como:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 \rho_{i,j} \sigma_i \sigma_j$$

(4-25) Desviación estándar de pérdidas en notación sumatoria

Y la misma ecuación en notación matricial como:

$$\sigma_p^2 = SRS^T$$

$$S = [\sigma_1 \quad \sigma_2]$$

$$R = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{1,2} & 1 \end{bmatrix}$$

$$S^T = \begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \end{bmatrix}$$

(4-26) Desviación estándar de pérdidas en notación matricial

Note que cualquier notación que usamos, el resultado es el mismo. Elegir cualquier notación depende de la utilidad o manera de usar la información para poder hacer cálculos en programas de computadora, generalmente se elige uno por convención o conveniencia.

El valor del VeR paramétrico puede ser calculado como:

$$VeR_{paramétrico} = 2.32 d_r \sigma_{r_p}$$

(4-27) Valor en Riesgo Método Paramétrico

El cual se lee como la desviación estándar del V_{PN} calculado de acuerdo a su derivado para para cierta tasa de interés por la desviación estándar de dicho interés definido bajo una distribución de probabilidad normal, dado un solo factor de riesgo.

Por ejemplo, el valor de un pozo descubridor es de 100 millones de dólares. Si sabemos que la tasa de interés para dicho pozo es de 6%; los inversionistas calculan el valor del mismo a 10 años. Si se tiene que, de los datos históricos la desviación estándar ha sido de 0.5%, entonces se tiene:

$$V_{PN} = \frac{100\,000\,000}{(1 + 0.06)^{10}} = 55\,839\,478$$

$$d_r = \frac{-10 (100\,000\,000)}{(1 + 0.06)^{10+1}} = -526\,787\,525$$

$$VeR = 2.32 d_r \left(\frac{0.5}{100} \right) = 6\,110\,735$$

Donde el valor de la inversión para dicho pozo descubridor a diez años es de más de 55 millones de dólares; el derivado (variación del Valor Presente del Capital conforme a la tasa de interés) es de 526 millones de dólares y el VeR es de poco más de 6 millones de dólares. Este último se lee como las pérdidas (Valor en Riesgo) en dos o tres días por año, iguales o mayores a 6 millones de dólares.

Si se tienen dos factores de riesgo entonces, donde podemos identificar la tasa de interés y el tipo de cambio $TC_{p/d}$ (peso/dólar), se tiene que el valor presente del proyecto, su derivado y su Valor en Riesgo VeR se calculan, de manera respectiva como sigue:

$$V_{PN} = TC_{p/d} \frac{C_p}{(1 + r_p)^t}$$

$$\frac{\partial V_{PN}}{\partial r_p} = d_{r_p} = TC_{p/d} \left[\frac{-tC_p}{(1 + r_p)^{t+1}} \right]$$

$$\frac{\partial V_{PN}}{\partial TC} = d_{TC} = \left[\frac{-C_p}{(1 + r_p)^t} \right]$$

$$VeR = 2.32 \sqrt{(d_{TC} \sigma_{TC})^2 + 2\rho_{TC,r_t}(d_{TC} \sigma_{TC}) [d_{r_p} \sigma_{r_p}] + [d_{r_p} \sigma_{r_p}]^2}$$

(4-28) V_{PN} , Derivados y VeR para dos factores de riesgo

Como ejemplo, tenemos el valor de un yacimiento, con un valor de 100 MMM de dólares. Se han hecho las operaciones necesarias para descubrirlo y desarrollarlo y se espera que en 8 años opere ya de manera integral. Se tiene que la tasa de interés actual es de 7% y su desviación estándar, de acuerdo a los datos históricos de la empresa, es de 0.5%. La tasa de cambio pesos por dólar es de 13.40 y su desviación estándar es de 0.45 pesos/dólar. El coeficiente de correlación encontrado de acuerdo a datos históricos del mismo proyecto entre el tipo de cambio y la tasa de interés ha sido de -55.

$$V_{PN} = 13.4 \frac{100}{1.07^8} \sim 780$$

$$\frac{\partial V_{PN}}{\partial r_p} = d_{r_p} = 13.4 \frac{-8(100)}{(1 + 0.07)^{8+1}} \sim |-5831|$$

$$\frac{\partial V_{PN}}{\partial TC} = d_{TC} = \frac{(100)}{(1 + 0.07)^8} \sim |58|$$

$$VeR = 2.32 \sqrt{(58 * 0.45)^2 + 2 * (-55 * 58 * 0.45)(5831 * 0.5) + (5831 * 0.5)^2} \sim 1686$$

Indica que el proyecto y su consolidación mantienen un Valor en Riesgo de 1686 MMM de pesos para un VPN de 780 MMM para ocho años. Se tiene un muy alto riesgo de consolidación y que es posible perder e invertir mucho dinero. Es posible retener el proyecto y suspenderlo.

Pero, este riesgo es por el tipo de cambio y la tasa de interés que se tiene por el Capital de Inversión. El VeR del proyecto tiene que ser comparado con las ganancias netas obtenidas. Si se espera que el yacimiento tiene prospectado 50 MMM de BPCE con un factor de recuperación de 30% entonces se tiene que se espera una ganancia de aproximada de 18 MMMM (dieciocho billones) de pesos que es aun así mucho mayor que el VeR. Por lo que es seguro que el proyecto continúe desarrollándose

El dato se retiene para modelar la solvencia y sustentabilidad del proyecto y para prevenir de escenarios catastróficos. Se tiene para adquirir fuentes de financiamiento y se tendrán que hacer más pruebas de prospección a fin de adquirir más datos sobre yacimiento y modelar escenarios de explotación que mantengan perspectivas reales de explotación y de ganancias así como de reducción de los costos, en equipo y escenarios de explotación.

Método del VeR con simulación de datos históricos

Conceptualmente hablando, la simulación de datos históricos es el método más simple para obtener el Valor en Riesgo. Este tipo de simulación toma los datos del mercado de los últimos 250 días y calcula el porcentaje de cambio de cada factor de riesgo, diariamente. Cada cambio de porcentaje es luego multiplicado por los valores del mercado para el día presente para presentar 250 escenarios de valores esperados para el siguiente día. Para cada escenario el portfolio será evaluado usando modelos de índices de precios completos y con comportamiento no lineal.

Entonces calculamos la proporción de cambio de una tasa cuando cambia de un día al otro:

$$\Delta_t = \frac{r_{t+1} - r_t}{r_t}$$

(4-29) Tasa de cambio

Los escenarios se crearán por la tasa del día siguiente al aplicar un cambio proporcional de la tasa del día en curso:

$$r_{Escenario,k} = r_{hoy}(1 + \Delta_t)$$

(4-30) Tasa de rendimiento dependiente al escenario y al k-ésimo rendimiento de factor de riesgo

Usamos datos de días pasados para crear escenarios que podrían pasar mañana. Los escenarios no representan que los escenarios los que han sido, sino lo que solamente pudiera pasar en días futuros. Luego evaluamos el valor de un factor sujeto a riesgo y del cambio al que fue sujeto a pasar, como:

$$Valor_{Escenario,k} = \frac{Capital}{(1 + r_{Escenario,k})^t}$$

$$\Delta V_k = Valor_{Escenario,k} - Valor_{Hoy}$$

(4-31) Valor Presente del Escenario y su variación

Al usar el método de simulación de datos históricos, tenemos dos ventajas:

- Es fácil comunicar los resultados de los estudios de la simulación.
- No hay necesidad de asumir que los cambios en los factores de riesgo se rigen bajo una distribución de probabilidad normal

Y el método tiene dos desventajas:

- Los resultados son dominados por la temporalidad y es muy difícil hacer suposiciones o asumir comportamientos o datos
- Puede haber ventanas de comportamiento inesperado que afectan a todo el estudio

Método del VeR con simulación de Monte Carlo

También se conoce como Evaluación de Monte Carlo. Consiste en estimar el Valor en Riesgo al crear escenarios de manera aleatoria usando modelos de precios no lineales y abarcando todos los escenarios posibles, mostrando todos los cambios que son posibles al cambiar los factores de riesgo y del mercado.

Esta simulación tiene dos ventajas:

- Usa modelos de precios muy completos y captura de manera directa el comportamiento y efectos no lineales
- Puede generar un número infinito de escenarios.

Tiene dos importantes desventajas:

- El cálculo puede tomar hasta mil veces más de tiempo que el método paramétrico.
- Se requiere asumir un comportamiento de distribución normal o log-normal para los factores de riesgo.

De todos los escenarios posibles, la simulación de Monte Carlo selecciona todos aquellos que se encuentran dentro de los percentiles menores a 10 o mayores a 90, consideradas

como de las peores pérdidas posibles. Generalmente se elige el percentil 1 o 99, incluso mayor. Teniendo lo anterior, el proceso de Monte Carlo se puede obtener siguiendo a la Ilustración 4-2.

Así, la simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como consideraciones secundarias. Lo más importante, es que incorpore el concepto de probabilidad con modelo de distribución normal o log-normal. Los pasos previos de la obtención de matrices de covarianza y de su descomposición se consideran al principio puesto que la mayor parte de los proyectos contienen bases de datos inmensas y es mucho mejor acomodarlos y modelarlos y evaluarlos como matrices.

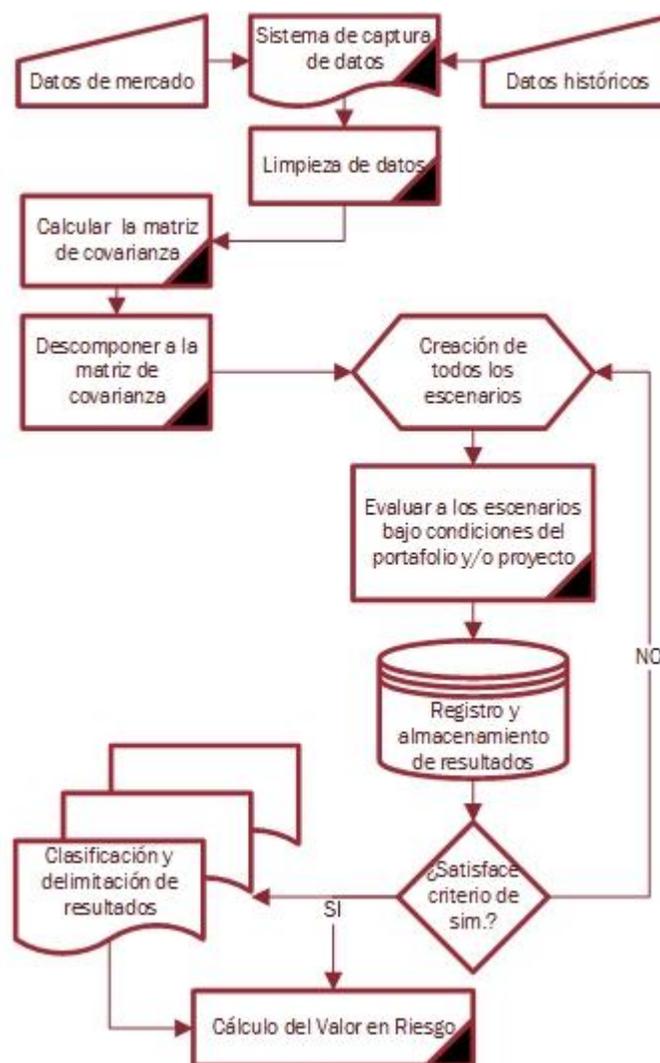


Ilustración 4-2. Método de simulación de Monte Carlo para obtener el Valor en Riesgo. / Badillo 2015.

La simulación de Monte Carlo se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta: si algo inesperado ocurre, ¿Cuál es el rango de resultados posibles convenientes y cuáles son los riesgos de los inconvenientes? La técnica genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros claves.

También se puede utilizar para responder a preguntas técnicas tales como: ¿Cuál es el rango de reservas recuperables y económicas de hidrocarburos en determinada región?, ¿Cuál es la probabilidad de que el VPN de este proyecto potencialmente benéfico exceda el objetivo de inversión y por cuántos millones? Resulta más fácil ver cómo funciona la simulación de Monte Carlo cuando se examina la tarea relativamente más directa de determinar las reservas recuperables de un posible prospecto subterráneo.

4.6 ANÁLISIS DE DECISIÓN

Las decisiones en la industria petrolera y el gas determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares cada año. La complejidad de una decisión puede variar desde una simple pregunta, al modo de Shakespeare, (perforar o no perforar) hasta niveles que requieren gran detalle.

Algunas de las decisiones más extraordinarias determinan⁵:

1. la oferta máxima por una concesión,
2. el mejor proceso de desarrollo para un determinado bien,
3. la prioridad de perforación en el marco de opciones de exploración de una compañía,
4. el momento de incrementar la capacidad operativa de una instalación o
5. la decisión de firmar un contrato de suministro a corto o largo plazo.

4.6.1 ANÁLISIS DEL ÁRBOL DE DECISIONES

El análisis del árbol de decisiones es una manera de encuadrar y resolver situaciones complejas que requieren la toma de una decisión. La clave para el éxito, consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar. La etapa de definición incluye la identificación de toda la información conocida, y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado al final. Para acelerar el proceso, las decisiones que se pueden dilatar se posponen, de modo que la información futura pueda ayudar al proceso de toma de decisión.

Captar la esencia de un problema mediante la determinación de cuáles son los factores más importantes o de mayor impacto, ayuda a que quienes toman las decisiones se concentren solamente en los aspectos que juegan un papel preponderante en el resultado. Un análisis de sensibilidad como éste, permite asignar un orden de importancia a los factores que se deberán considerar en una decisión. Por ejemplo, una decisión puede depender de seis factores: precio del petróleo, volumen del petróleo, precio del gas, volumen del gas, erogaciones del capital y costos operativos; pero se desconoce la importancia relativa de estos factores.

Los arboles de decisión son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como la secuencia de eventos y posibles resultados. Los eventos se representan como puntos, o nodos, y los resultados, como ramas que salen de cada nodo. Los nodos pueden ser de decisión (en los cuales quien toma la decisión decide que rama seguir), o

⁵ CNH en “Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México”

nodos de incertidumbre, donde el resultado estará determinado por varias posibilidades. A cada rama se le asocia el valor monetario que se espera del resultado. Además, las ramas que salen de los nodos de incertidumbre se ponderan con la probabilidad de que tal resultado ocurra.

4.7 SUMARIO

La industria petrolera tiene un flujo de dinero muy activo. Son grandes proyectos en donde los periodos entre las inversiones, los rendimientos y las ganancias tienen una gran discordancia en tiempo y las decisiones que se toman se hacen bajo ambientes de gran presión, de gran incertidumbre y bajo mucho riesgo.

Debido a ello, se necesitan equipos multidisciplinarios que consideren todos los aspectos científicos para la adquisición de la información (como los aspectos concernientes a toda la vida productiva de un pozo y de la experiencia nacional e internacional en la exploración y explotación), se requiere considerar todos los aspectos técnicos (equipos, capacidades, ventajas y desventajas, limitaciones, procedimientos), nuevas formas de enfrentar a los campos (metodología VCD, experiencia, asociaciones), estudio de la economía y política (análisis económico integral, reformas y leyes de los hidrocarburos), así como el conocimiento del riesgo y la incertidumbre (estudio financiero, identificación del riesgo y de oportunidad, liquidez y solvencia). Los factores técnicos interactúan con los factores económicos, en una forma muy compleja. La metodología VCD surge para hacer un proceso de desarrollo más entendible y también de la necesidad de reducir los tiempos de planeación y explotación de un pozo por lo que se estudió toda la base teórica y fundamental y se implementa a la industria petrolera en México.

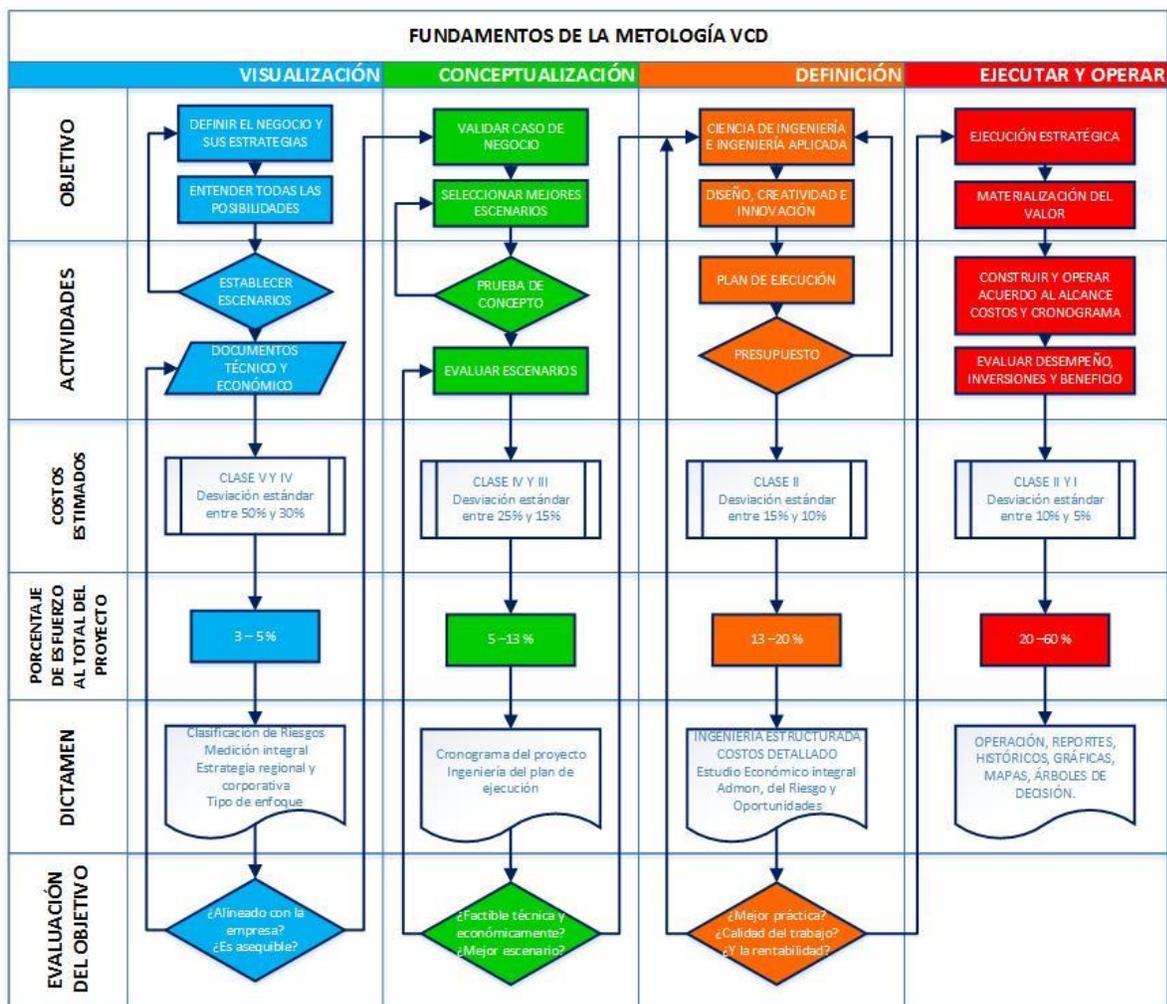


Tabla 4-2 Fundamentos del VCD: Badillo 2015

La metodología VCD es la manera de integrar todos los factores científicos y tecnológicos con los factores técnicos y económicos. Se estudió la metodología y se implementó la metodología VCD al caso mexicano; se obtuvo un *Flujo de Trabajo para el Desarrollo de Escenarios* [FTDE], el cual contiene los fundamentos de la metodología VCD, conformado por los tres pilares del VCD y la Ejecución y Operación del proyecto (véase Capítulo de Introducción).

Luego se revisó la vida productiva de un pozo, los factores que influyen y de la información a considerar según el flujo de trabajo para cada modelo (véase Capítulo 1). Las opciones técnicas se estudian a partir de los cuatro modelos propuestos:

El modelo geológico debe de concentrarse en aprender y practicar nuevas formas de exploración, al aprovechar la oportunidad de asociación con empresas extranjeras y al conocer cómo se ha hecho la exploración de otros campos en distintas zonas del planeta. Se concentra el estudio en las cinco herramientas de la caracterización para generar el panorama del modelo geológico y de los

resultados que de éstos se pueden obtener como: mapas, gráficas, simulaciones, muestras, registros, estudios de comportamiento.

Tabla 4-3
Tabla de

ITERACION DE OPTIMIZACIÓN			
CRITERIO DE CONVERGENCIA			
VARIABLES DE DECISIÓN			
GEOLÓGICO	DE YACIMIENTO	DE EXPLOTACIÓN	MODELO ÓPTIMO Y FUNCIONAL
Mapas: exploración, ubicación, LE, estructuras, áreas de interés	Predecir el comportamiento primario de los yacimientos	Tipos de pozos	
Litología; Tipos de rocas: generadoras, almacén, productoras	Determinación de la litología al detalle / Muestras y núcleos	Tipos de recursos	
Caracterización de formaciones productoras	Análisis PVT de todos los fluidos	Diversas configuraciones de explotación	
Distribución original de los fluidos	Determinación de la saturación de fluidos	Equipo sub-superficial	
Columna estratigráfica	Porosidad y Permeabilidad	Equipo superficial	
Estratigrafía de secuencias	Calcular la presión promedio del área de drenaje		
Pozos descubridores y primeros muestreos	Determinar el estado de un pozo (Daño)		
Génesis del yacimiento, composición	Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.	Estudio integral de yacimientos y mecanismos de empuje	
Caracterizaciones tanto estática como dinámica	Propiedades de la roca y su relación con los fluidos	Riesgos inherentes de la zona de explotación	
Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.	Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento	Aprovechar la experiencia de otros yacimientos	
	Determinar los efectos de la colocación de los pozos y su espaciamiento.	Implementar innovaciones	
	Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.	Uso de SAP E INNOVACIONES	
	Predicción de productividad	Pronósticos de productividad	
Columna Lito-estratigráfica Mapa de estructuras Mapa de límites Espesores Profundidades Contactos ESTRUCTURA Rocas generadoras y almacén Zona geográfica de explotación POROSIDAD, PERMEABILIDAD SATURACIONES	Relaciones de volumen Pruebas de productividad PVT RGA y RGC Volumen total Presión y Temperatura RESERVAS Viscosidad del aceite Compactación Densidad de la roca 5 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN MECANISMOS DE EMPUJE	OBJETIVOS DE PROD. CONFIGURA POZOS RED DE PRODUCCIÓN Tipos de pozos y terminación SISTEMAS DE PRODUCCIÓN INSTAL. SUPERFICIALES INSTAL. SUBSUPERFICIAL Gráficas IP CRONOGRAMA DE PROD, Simulación de explotación Patrones de flujo SIPA Madurez tecnológica SAP BM/INNOVACIONES PRECIO DEL BARRIL DE P.	VARIABLES PARA ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN BASE
EVALUAR FUNCIÓN OBJETIVO			
ORDENAR/COMPARAR/DECIDIR			

optimización de escenarios. Información Geológica, de Yacimientos y de Explotación: Badillo 2015

El modelo de yacimientos, concentra sus esfuerzos en el tipo de perforación y en la terminación de pozos. La delimitación de este modelo vendrá dictado por la utilización de todos los procedimientos y técnicas necesarias para responder a las incertidumbres del yacimiento: el tipo de hidrocarburos, el volumen de yacimiento y de fluidos, así como el comportamiento característico.

El modelo de explotación viene dado por la productividad de determinado proyecto, sea por objetivos o sea por configuración de la producción. También dependerá de las instalaciones y de la implementación de un SAP y/o implementación de recuperación secundaria o mejorada. Los escenarios de expansión para este modelo, son el área de oportunidades para la industria mexicana así como la tecnología y sus innovaciones. Con especial atención ubicamos a los yacimientos maduros, a los no convencionales, aguas profundas, crudos pesados, gas de esquisto y yacimientos naturalmente fracturados (Véase Tabla 4-3)

Las estrategias de ejecución se concentran en la adquisición de toda la información técnica y tecnológica para resolver las incertidumbres del Modelo de yacimientos. También se concentra en la información adquirida en los EEB de cada modelo óptimo y funcional (MOG, MOY y MOE). La estrategia de ejecución más eficiente consiste en generar todos los posibles Escenarios de Explotación de Definición –que son las variables que en su conjunto, estudian al proyecto y a su portafolio y, lo delimitan– tanto en la planeación como en el momento de la explotación con la tabla de *Optimización de Escenarios* (véase Capítulo de Introducción).

Como ya se revisó en el Capítulo 1 el MOG, el MOY y el MOE, son necesarios para determinar los EEB (Escenarios de Explotación Base) como puede verse en la Tabla 4-3. Los EEB son los que determinan los escenarios que tenemos que estudiar como mínimo y los EED son los escenarios que estudiamos con análisis de sensibilidad y de riesgo. Se tienen, los EEE (Escenarios de Explotación de Expansión) que se obtienen de considerar las nuevas Asociaciones con otras empresas, de las Oportunidades e Incertidumbres de la industria petrolera mexicana, según corresponden con los Modelos (Véase Tabla 4-4).

En el capítulo 2 se revisaron los SAP más comunes y se estudió su funcionamiento, capacidades, ventajas y desventajas así como la organización de una tabla en la que se despliega información actualizada de los mismos a fin de servir de guía para evaluar la factibilidad de instalación de un SAP de manera cualitativa.

El capítulo 3 revisa las innovaciones en BM así como algunos modelos para el estudio de la operación de los equipos, así como su posibilidad de implementarlos en otros tipos de bombeo, como la curva TVP y el modelo de desempeño del BM para pozos desviados o inclinados. Este capítulo conforma el ejemplo en que se pueden generar escenarios de explotación en donde se compara la manera en cómo se estudiaba el desempeño (con cartas dinamométricas) con dichas innovaciones. Se espera entonces una mejoría en el desempeño y una reducción de costos de implementación, proyección y optimización del

BM. En la tabla de Optimización de Escenarios se haya el aspecto de la implementación de cualquier SAP -y en particular del BM y de sus innovaciones- en el MOE.

ITERACION DE OPTIMIZACIÓN			
CRITERIO DE CONVERGENCIA			
VARIABLES DE DECISIÓN			
MODELO ÓPTIMO Y FUNCIONAL			
GEOLÓGICO	DE YACIMIENTO	DE EXPLOTACIÓN	EEB
NUEVAS PRÁCTICAS DE EXPLORACIÓN	INCERTIDUMBRES	OPORTUNIDADES	EEE
General Al Detalle Descriptiva De explotación De Asociación Adaptativas	VOL. DEL YACIMIENTO TIPO DE HIDROCARBURO COMPORTAMIENTO YAC. F. DE RECUPERACIÓN PRODUCTIVIDAD PRECIO HIDROCARBURO Movimientos sociales	RESERVAS YAC. MADURO CRUDOS PESADOS CHICONTEPEC YNF GAS SHALE Asociación con Empresas	
MODELO ECONÓMICO			
FACTIBILIDAD		Define capacidades en tecnología y en inversiones	VALORACIÓN DE PROYECTO
ECONÓMICO BASE		Prepara lo necesario para activar al proyecto	Valor de Medición
SENSIBILIDAD		Estudia los cambios de las variables	RANGO Y SENSITIVIDAD
RIESGO		Estudio y manejo de eventos no deseados	Variables de Conformación
	DECISIÓN	Delimita opciones y eventos, sus consecuencias	Opciones de los Factores
	FINANCIERO	Integra al proyecto con objetivos corporativos. Desempeño y manejo integral.	VALOR DE MERCADO
RENTABILIDAD, SOLVENCIA Y LIQUIDEZ		Refuerza al proyecto y a la industria. Estudio de beneficios y compromisos financieros a corto y a largo plazos	SITUACIÓN FINANCIERA
EVALUAR FUNCIÓN OBJETIVO			
ORDENAR/COMPARAR/DECIDIR			

Tabla 4-4 Tabla de optimización de escenarios extendida. Los 4 modelos y la relación de Variables: Badillo 2015

El Modelo Económico resulta de la integración de los estudios de factibilidad, económico base, de sensibilidad, de riesgo, de decisión, financiero y de solvencia. Para la presente tesis nos concentraremos en los análisis económicos de base, de riesgo, de sensibilidad y de decisión. De manera respectiva se obtienen: los Valores de Medición (VM) que son referencia para la toma de decisiones y de la delimitación de riesgos, Variables de Conformación (VC) que se estudian en Sensibilidad y Riesgo para observar su influencia en

la integridad del proyecto o portafolio y, las opciones que son las diferentes situaciones de evaluación de un mismo factor o variable, que amplían los escenarios para tomar decisiones con mayor información y fundamentos.

Las VC vienen de los EEB o de los EEE y tienen asociación monetaria directa. Los VM's resultan de relacionar diferentes VC's evaluados a diversas opciones y, sirven para determinar rendimientos, costos, precios a partir de VM's (VPN, TIR, PR, en general Tasas y Referencias) que dan cuenta de la cantidad y calidad del proyecto o de su conveniencia.

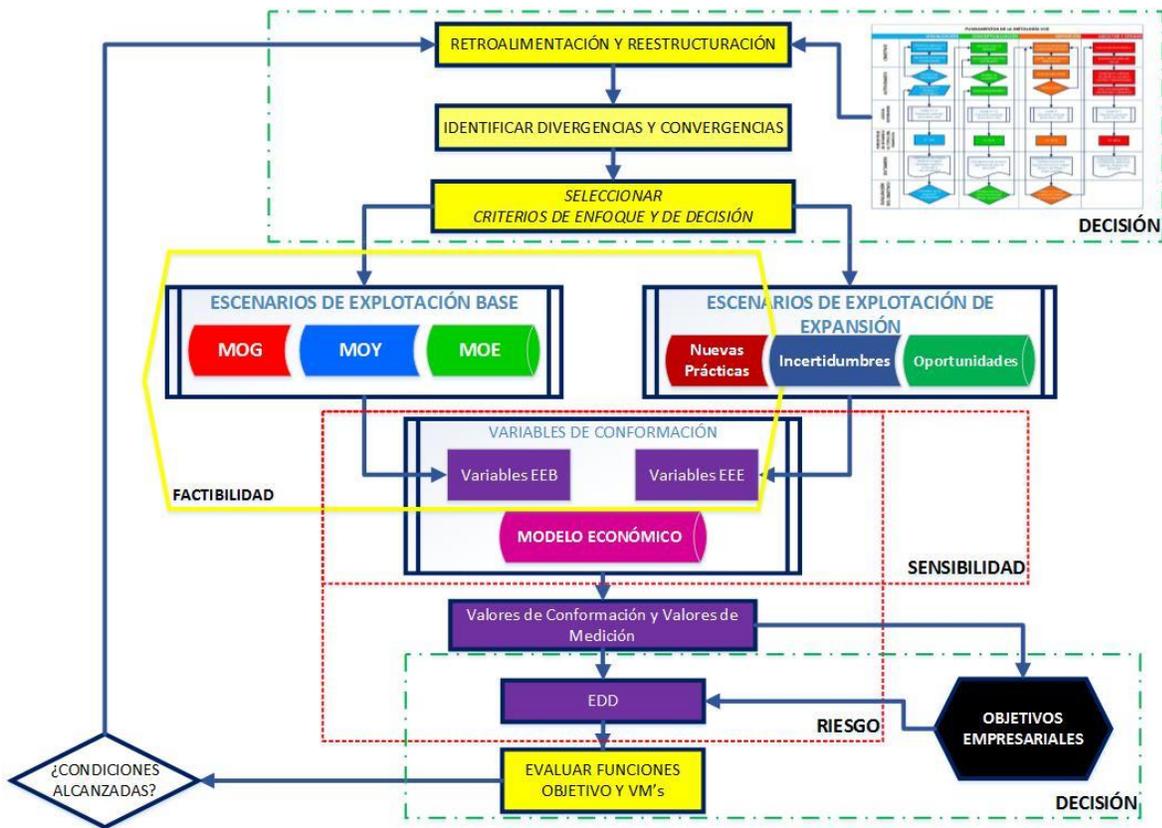


Tabla 4-5 Metodología de selección de opciones técnico-económicas: Badillo 2015.

La metodología de selección de opciones técnico-económicas genera escenarios, considera todas sus opciones, considerando todas las variables (véase Tabla 4-5). Se describen sus aspectos:

La retroalimentación es necesaria para complementar a todo el proyecto y hacer posible la reestructuración: sea por factores externos (inesperados o impuestos: algún fenómeno natural, reformas a las leyes, situación del yacimiento favorable o desfavorable, problemas financieros, extensión de portafolio, cartera de valores), sea por factores internos (técnica, tecnológica, financiamiento, solvencia, objetivos empresariales, política y sociedad nacional). En esta etapa es muy útil usar la Tabla 4-2, que contiene los fundamentos de la metodología VCD, y que nos permite

identificar todo lo que es necesario y suficiente para activar y manejar al proyecto (necesario para activar el proyecto y suficiente para terminar el proyecto)

El siguiente paso es identificar todas las convergencias y divergencias que se pueden generar debido a las distintas visiones y de la cantidad de información obtenida por todo el grupo multidisciplinario para ponderar y valorar toda la información en su adecuada dimensión (calidad de necesidad y suficiencia).

Se seleccionan los criterios de enfoque –en beneficios, en manejo y administración de riesgos, en recuperación y rendimiento, en expansión– y los criterios de decisión para discernir y establecer todas las variables que formarán cualquier escenario.

Todo ello forma a los escenarios de explotación base y a los escenarios de explotación de expansión (véanse Tabla 4-3 y Tabla 4-4).

Con ello establecemos el modelo económico, al establecer VC's (Valores de Conformación) y VM's (Valores de Medición) que se estudian en todos los aspectos y muy particularmente en factibilidad, riesgo, sensibilidad y decisión.

Finalmente se considera la consistencia de dichos valores y se establecen los EDD (Escenarios de Delimitación y Decisión) de acuerdo a los objetivos de la empresa. Se evalúan dichos objetivos para pasar a la activación y ejecución del proyecto.

Las decisiones deben de tomarse bajo *una Buena Base de Decisión* –Visión de necesidad o suficiencia para activar y ejecutar a un proyecto– de los EEB –amplios, apropiados y actuales–, de los EEE –simples y para poder expandirse– y de la capacidad de la empresa y de sus negocios, de aquí resultan los Escenarios de Delimitación y Decisión (EDD).

La evaluación de las opciones y de los eventos que pueden ocurrir, dependen enteramente de los objetivos y estrategias de la empresa, de la factibilidad de desarrollar un proyecto o de los recursos disponibles y del Modelo Económico.

4.8 APLICACIÓN

El objetivo de realizar un análisis económico más completo trata de obtener las herramientas suficientes para que el ingeniero tome una decisión más acertada al tener más elementos que sustenten su decisión. Además del valor presente neto en un proyecto existen diversos parámetros que permiten realizar un análisis económico más completo, como se ha visto a lo largo de este capítulo.

A continuación se presenta el análisis económico del campo Teotihuacán (para proteger al verdadero, ya que no existe con tal nombre), así como el desarrollo con el que se obtienen los parámetros económicos para la toma de decisiones. Para esto se utilizan diversos programas computacionales que permiten el manejo de la información de una forma fluida, permitiendo al ingeniero un ahorro de tiempo considerable. Se usaron Maple® y MatLab® para las simulaciones de ecuaciones y regresiones de conjuntos con enorme cantidad de información técnica y de factibilidad, Excel® y @Risk® para el análisis económico general de riesgo y de sensibilidad, Fortran 94/95® de IBM para la simulación matemática de yacimientos, PIPESIM® de Schlumberger para la CTVP y la ecuación de desempeño.

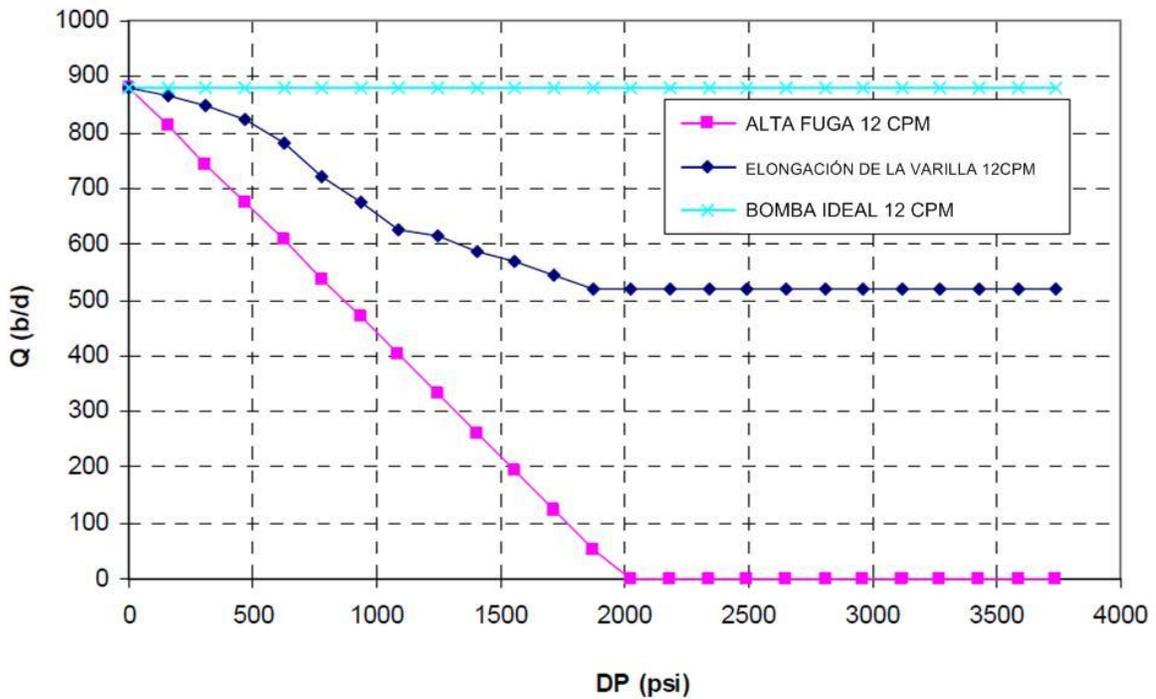
Un complemento que permite realizar los árboles de decisiones, Presicion Tree® de la compañía Palisade; esta última es una herramienta que permite crear un gráfico de perfil de riesgo que compara los pagos y el riesgo de las diferentes opciones de decisión y despliega gráficos de probabilidad y acumulados que muestran las probabilidades de los diferentes resultados alternativos y del de un resultado menor o igual a determinado valor de certeza (vea Ilustración 4-9).

Se usan datos de un campo real pero se usa el nombre de campo Teotihuacán. Se aplica la metodología VCD y se incluyen los siguientes estudios: económico, de factibilidad, de riesgo y de decisión para estudiar a dicho campo. Se incluyen ejemplos de aplicación de las innovaciones en BM y de estudio de simulación.

4.8.1 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD Y APLICACIÓN DE LA CDTVP

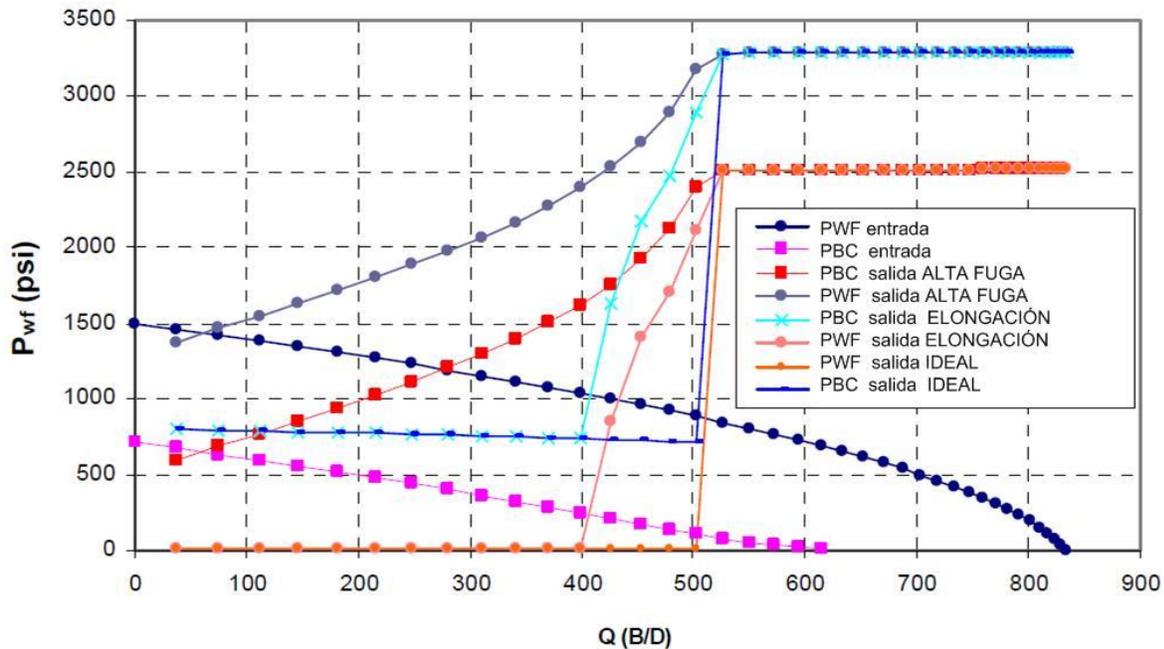
En esta sección, un análisis de sensibilidad se lleva a cabo para mostrar la utilidad del concepto de la Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón. Se simula un pozo del campo Teotihuacán con una profundidad de 8000 pies que tiene instalado un sistema artificial de bombeo mecánico donde la bomba está ubicada a una profundidad de 6000 pies. El IPR, se usa para un yacimiento que tiene 1500 psi de presión y un índice de productividad de 1 B/D/psi. La terminación del pozo tiene una tubería de 9 5/8 de pulgada con una TP de 3 ½. La varilla fue cambiada para mostrar los efectos de la simulación. La carrera a superficie es de 144 pulgadas, y se seleccionó un pistón de 2 pulgadas.

Ilustración 28 Ejemplo de la Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón a 12 CPM



La primera gráfica de sensibilidad (Véase Ilustración 28) muestra una bomba ideal sin elongación (varilla de 9/8 pulgada) como referencia; la CDTVP ideal es una horizontal con un valor de gasto dada por la ecuación de gasto (Véase CDTVP del capítulo anterior), lo que significa que la bomba puede generar cualquier ΔP para un gasto volumétrico desplazado. En los dos casos se calculó: para el primero con una varilla de 5/8 de pulgada se muestra una excesiva elongación y para la segunda con un pistón que 0.005 pulgadas de ajuste y con un fluido de baja viscosidad. La Ilustración 28 muestra cómo la CDTVP es afectada por la elongación excesiva de la varilla (primer caso, línea azul marino) y por fugas excesivas (segundo caso, línea rosa).

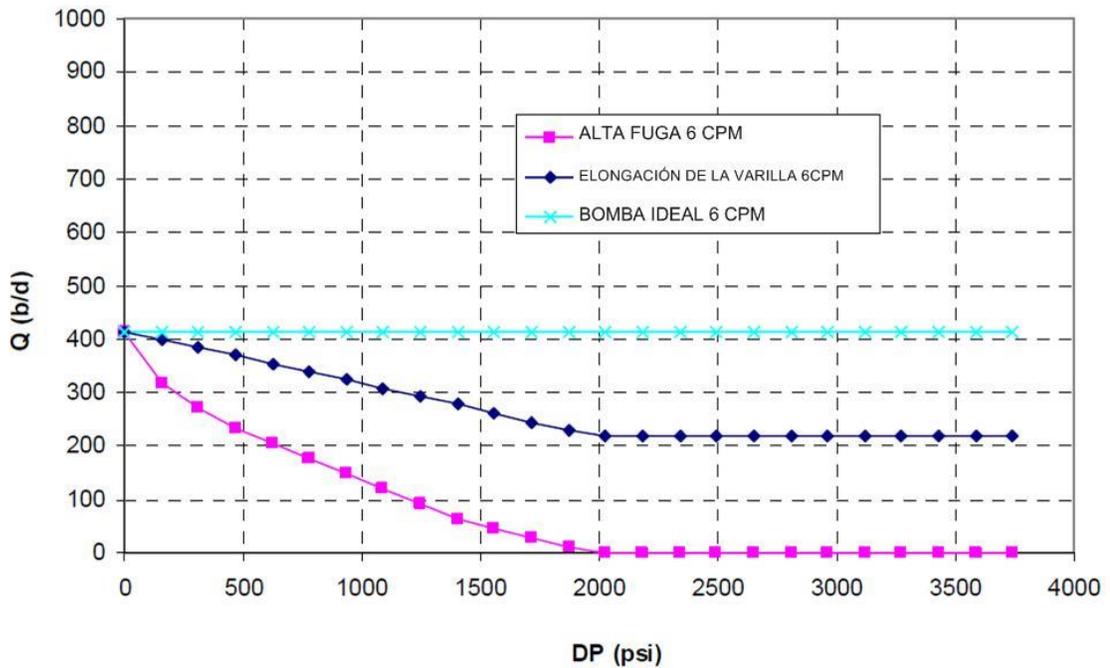
Ilustración 29 Aplicación del Análisis Nodal usando CDTVP a 12 CPM



El efecto de la CDTVP sobre la producción del pozo puede ser apreciado en el análisis nodal (Véase Ilustración 29). El análisis nodal grafica simultáneamente el comportamiento en el fondo del pozo y de la bomba de carga, en otras palabras, en dos nodos. El IPR en el fondo del pozo, muestra la P_{wf} de entrada (línea azul marino) indicando que el gasto máximo que puede entregar el yacimiento es de 850 B/D. Por otra parte dada la distancia entre la bomba y los disparos, el IPR para la bomba de carga, PBC de entrada (línea rosa), muestra que el gasto máximo que puede ser producido es de 610 B/D, no importando la bomba usada. La curva ideal de flujo de salida, con elongación y deslizamiento altos (fugas excesivas), están dadas para ambos nodos (en tonos azules para fondo del pozo y en tonos naranjas para la bomba de carga). Como es usual, la producción se determina al intersecar las curvas de flujos de entrada y salida, correspondientes.

De la Ilustración 29, es claro que el pistón ideal a 12 CPM, puede producir alrededor de 500 B/D. El efecto de la varilla de 5/8 de pulgada, se refleja, al ser analizado con la CDTVP, como una deformación de las curvas de flujos de salida las cuales intersecan las de flujo de entrada a un gasto mucho menor de las ideales. Las curvas que consideran un pistón ajustado, y que simulan el flujo de fluidos de baja viscosidad, tienen mayores efectos negativos cayendo hasta obtener una producción de 70 B/D. En ambos casos, la producción desde el fondo del pozo, se ve disminuida, como es de esperar. Debe ser notado que las curvas tanto del fondo del pozo como las de la bomba de carga de salida y de entrada se intersecan en el mismo dato del gasto a bombear en sus respectivos casos.

Ilustración 30 Ejemplo de la Curva de Desempeño Tubería-Varilla-Pistón a 6CPM



El

efecto del número de carreras se muestra en la Ilustración 30 y en la Ilustración 31. Al compararlas con la Ilustración 29 es claro que el efecto de la velocidad de bombeo en el caso ideal muestra un cambio en los bordes (Cuando la velocidad es menor, las curvas tienden a intersectar a un menor gasto). Sin embargo, para las curvas de flujo de salida, el cambio en su forma, es debido a la dinámica de la varilla.

Ilustración 31 Aplicación del Análisis Nodal usando CDTVP a 6 CPM

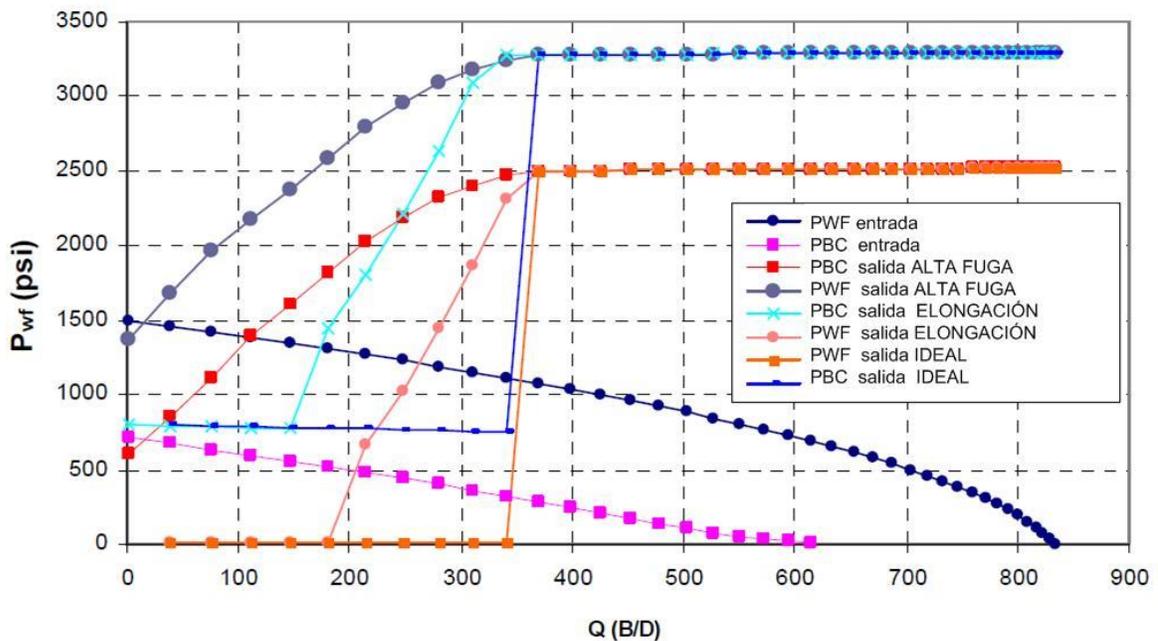


Ilustración 32 Ejemplo de la Curva de Desempeño de la Tubería-Varilla-Pistón a 12 CPM para tuberías Ancladas y No Ancladas

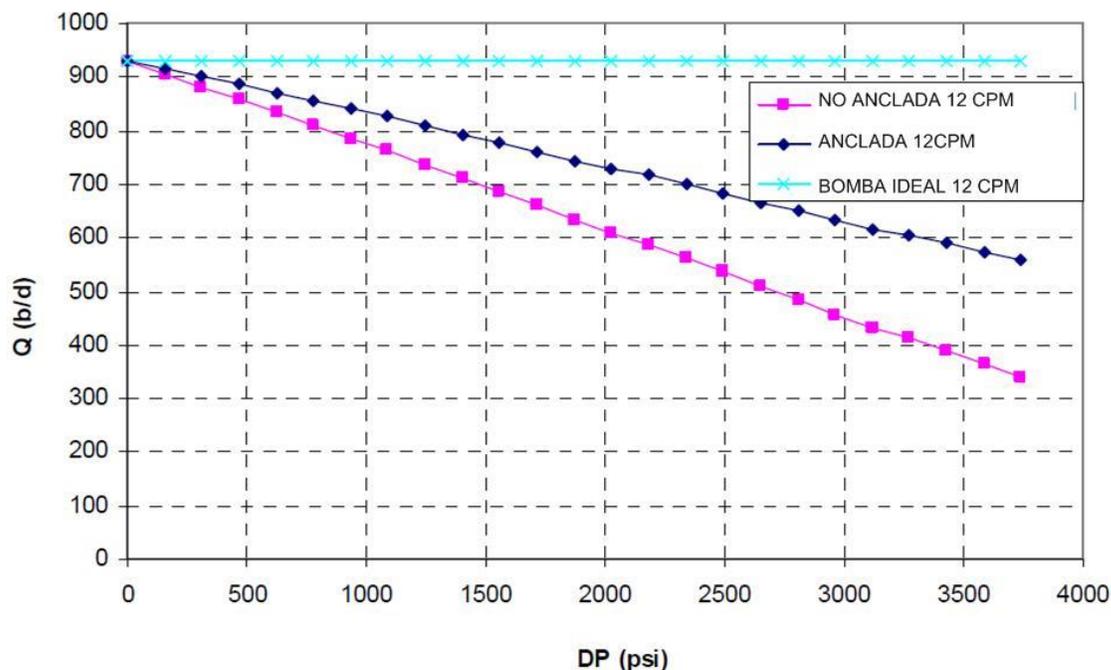
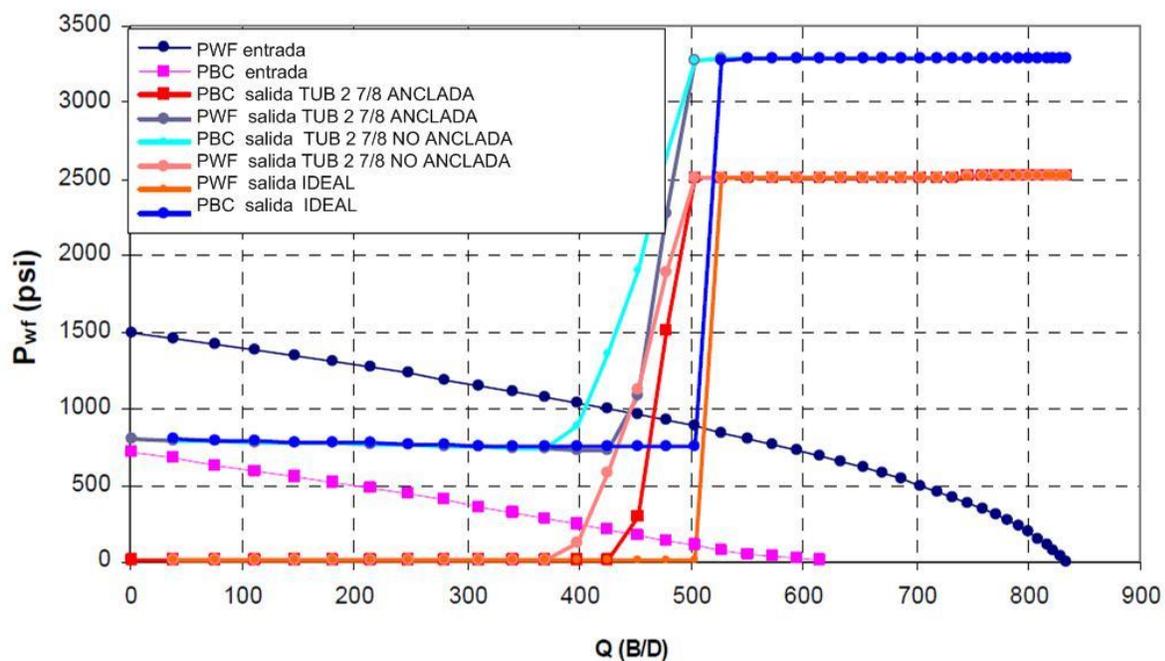


Ilustración 33 Aplicación del Análisis Nodal usando CDTVP a 12 CPM para Tubería Anclada y No Anclada



El análisis de sensibilidad de este tercer caso concierne al efecto que se tiene por elongación de la tubería, el cual puede ser apreciado al comparar terminaciones de pozos con tuberías de producción ancladas de las que no lo están. La Ilustración 32 y la Ilustración 33, muestran el efecto de la CDTVP, la diferencia entre las que están ancladas y de las que no lo están dependen principalmente de: el diámetro de la varilla, del grosor de la pared de la tubería y del diámetro del pistón. Como es de esperar entre mayor sea ΔP en la bomba, mayores serán las pérdidas de producción debidas a la elongación de la tubería.

Se muestra otra vez la producción del pozo de acuerdo con el análisis nodal; en este caso se pierden 50 B/D en comparación con el caso ideal. Asociado a la corrección por elongación de la varilla, hay un decremento adicional de 50 B/D debido a la elongación de la tubería.

Se puede implementar el modelo para el desarrollo e instalación de sistemas de levantamiento artificial de BM en el campo Teotihuacán.

4.8.2 INSTALACIÓN DE SISTEMA DUAL

El siguiente ejemplo muestra cómo diseñar un sistema artificial basado en las condiciones del yacimiento Teotihuacán. Teniendo varios pozos en producción en dicho campo se determinó una profundidad de formación, H , de 20,000 pies. Tomando en cuenta los factores limitantes que afectan el comportamiento del BM, la bomba fue siempre colocada a <10,000 pies para minimizar fallas prematuras en la varilla y optimizar las condiciones de operación. Se usó la CDTVP y no tienen pérdidas por una diferencial de presión. El nivel del fluido fue asumido a la bomba, por lo tanto el requerimiento para el levantamiento de la red debe ser la misma que la profundidad de la bomba. La HBEC es de 19,000 pies y el punto de transición donde la bomba es anclada, H_{tran} es 9,000 pies (para saber más, véase el capítulo anterior)

Las condiciones del yacimiento son:

Permeabilidad, k	50 md
Espesor de la formación, h	50 pies
Radio de drene, r_e	2000 pies
Radio del agujero, r_w	0.3 pies
Viscosidad	2 cp
Gravedad específica del fluido γ	0.85
Factor de Volumen, B_o	1.1
Presión del yacimiento, P_{re}	4300 psi
Longitud efectiva de la camisa del émbolo, S	15
Diámetro del Tubo, OD	2 7/8 pg

Para un gasto de flujo dado, podemos calcular la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , donde el gasto de producción del pozo es de 500 bbl/día, entonces:

$$P_{wf} = P_{re} - \frac{141.2B\mu q \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)}{kh}$$

$$P_{wf} = 4300 - \frac{141.2 * 1.1 * 2 * 500 \left(\ln \left(\frac{2000}{0.3} \right) + 15 \right)}{50 * 50} = 3700 \text{ psi}$$

Si la bomba del BEC se configura a 19000 pies, y el BM está a 9000 pies, entonces la presión de succión para el BEC es:

$$P_{succión} = P_{wf} - (H - H_{esp}) * 0.433 * \gamma = 3700 - 1000 * 0.433 * 0.85 = 3228 \text{ psi}$$

Y la presión de descarga para BEC es de 4170 psi (ecuación 3 y 4). Este resultado presenta un incremento en la presión de 891 psi para el BEC. De la tabla de características, del BEC necesitamos 74 etapas para proporcionar tal incremento de presión. Al conectar el BM tendremos una longitud efectiva del embolo de 133.4 pg., y la fuerza motriz es de 76 HP. La velocidad de la bomba fue calculada para esa profundidad, 23.7 (CPM, carreras por minuto). Es importante observar que los valores dados caen en las operaciones típicas del BM. Por tanto para el pozo se recomienda instalar el sistema DUAL.

4.8.3 SIMULACIÓN DEL FLUJO DE ACEITE EN EL YACIMIENTO

Considérese el flujo de aceite en un medio poroso unidimensional, horizontal y de sección constante, descrito por la ecuación de difusión:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi\mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad t > 0; \quad 0 \leq x \leq L \quad \dots(1)$$

donde,

$p(x,t)$	Presión del aceite
k	Permeabilidad absoluta
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad del aceite
c	Compresibilidad total (aceite y roca).

Las condiciones inicial y de frontera son:

$$p(x,0) = p_o(x), \quad 0 < x < L \quad \dots(2)$$

$$p(0,t) = p_L(t), \quad t > 0 \quad \dots(3)$$

$$p(L,t) = p_R(t), \quad t > 0 \quad \dots(4)$$

1. Se resuelve numéricamente el problema empleando los esquemas: Explícito, Implícito y Crank-Nicholson, C-N, y compare las soluciones encontradas, tanto entre sí como con la solución analítica, que puede obtenerse mediante el método de Separación de Variables.
2. Se escribe un programa de cómputo, en Lenguaje Fortran. El programa está en forma modular, buscando optimizar el código.
3. En la solución del sistema algebraico de ecuaciones generado por los esquemas implícitos y C-N, se emplea el algoritmo de Thomas
4. Para cada esquema de aproximación, se generan archivos de salida con la siguiente información:

Posición	Δt_1	Δt_2	...	Δt_{Nit}
x	presión	presión		presión
0	p_0	p_0	:	p_0
25	p_1	p_1	:	p_1
50	p_2	p_2	:	p_2
:	:	:	:	:
L	p_l	p_l	:	p_l

5. Se evalúa el error global de la solución:

$$\varepsilon_i(t) = p_{exacta}(x_i, t) - p_{aprox}(x_i, t), \quad i = 1, 2, \dots, I \quad \dots(5)$$

6. Se emplean los siguientes datos:

$$\begin{array}{ll} p_o = 300 \text{ atm} & k = 100 \text{ mD} \\ p_L = 250 \text{ atm} & \phi = 0.15 \\ p_R = 300 \text{ atm} & \mu = 1 \text{ cp} \\ L = 10 \text{ m} & c = 10^{-4} \text{ atm}^{-1} \end{array}$$

7. Se obtienen soluciones considerando: $\Delta t = 0.025, 0.5, 0.1, 1.0$ y 2.0 días y para las siguientes mallas: $I = 100, 75$ y 50 nodos (Se emplea una malla de nodos distribuidos). Y el total de pasos de tiempo, **Nit** = 10, en todos los casos.
8. Se analiza el comportamiento del error global de la solución en función de Δt y Δx para los tres esquemas analizados.
9. Se verifica la estabilidad del Esquema Explícito en los casos simulados.

4.8.3.1 **ESQUEMAS DE SOLUCIÓN NUMÉRICA**

Las ecuaciones para describir el flujo en medios porosos son no lineales. Sólo en los casos ideales como es nuestro caso, donde se desarrollará una zona nueva del campo Teotihuacán, estas ecuaciones pueden ser resueltas analíticamente (zonas en exploración, potenciales y en desarrollo). Por tanto, para la solución de las ecuaciones no lineales, se deben usar algoritmos numéricos. Se sabe que estos se resuelven con un dominio discreto.

La discretización de una ecuación diferencial se puede realizar por tres métodos diferentes, a saber: Método de Diferencias Finitas, Método del Volumen de Control y el Método del Elemento Finito. Para nuestro caso se utiliza el Método de Diferencias Finitas.

El objetivo del Método de Diferencias Finitas es obtener valores de la función de presión (en función de x y t) en los nodos de la malla del dominio, con niveles de tiempo surgidos de delta t . La malla, en este caso, es cartesiana de nodos distribuidos.

El procedimiento para derivar ecuaciones en diferencias finitas consiste en aproximar las derivadas de la ecuación diferencial mediante una serie de Taylor Truncada (esto se conoce como discretización).

Las soluciones para resolver este problema son cuatro: explícita, implícita, Crank-Nicholson y, por supuesto, la solución analítica. Recuerde que esta última es una solución continua. Las demás, son soluciones discretas que son resultado de la discretización del yacimiento. Los esquemas se presentan de manera concisa pero clara para su estudio. Si quiere saber más sobre estos esquemas y sobre las mallas puede consultar la obra del Dr. Arana. La referencia completa la encuentra en la parte final del presente trabajo.

4.8.3.1.1 Solución Explícita

Para este tipo de solución, se resuelve una incógnita para el tiempo $n+1$. Para el término de espaciamiento se utiliza el esquema de diferencias finitas centrales. Para el término de acumulación se utiliza el esquema de diferencias regresivas. Su solución queda dada por:

$$\frac{p_{i+1}^n - 2p_i^n + p_{i-1}^n}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\varphi\mu c}{k}\right) \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

Es importante aclarar que la formulación se resuelve sólo para p^{n+1} . El resto de las presiones al tiempo n son conocidas. La formulación tiene estabilidad limitada. Para este método se analizará la estabilidad y la convergencia cuando se realice el programa. Su estabilidad está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{\alpha\Delta t}{(\Delta x)^2} \leq \frac{1}{2}$$

En donde α se considera como:

$$\alpha = \frac{k}{\varphi\mu c}$$

4.8.3.1.2 Solución Implícita

Para este caso los valores de p en la derivada (en la ecuación de difusión) son evaluados para un tiempo t^{n+1} para el cual la ecuación en sus términos de acumulación y espaciamiento queda:

$$\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\varphi\mu c}{k}\right) \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

Obsérvese que las incógnitas son $p_{i+1}^{n+1}, p_i^{n+1}, p_{i-1}^{n+1}$ para cada tiempo dado por cada paso de tiempo. Por tanto, todo indica que nos dará como resultado un sistema de ecuaciones de orden N con N incógnitas. Este sistema se resuelve simultáneamente. Es claro que el número de incógnitas es igual al número de celdas en que se divide el dominio y es, a su vez, el mismo número de ecuaciones. Su estabilidad no se rige por una expresión.

4.8.3.1.3 Solución Crank-Nicholson

Esta solución es una combinación de los valores de la variable independiente, con los tiempos n y $n+1$. La derivada espacial es promediada para los tiempos n y $n+1$.

Para el término derivada de p a x , se tiene:

$$\left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right]_i^{1/2} = \frac{1}{2} \left\{ \left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right]_i^{n+1} + \left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right]_i^n \right\}$$

Luego entonces, para el término derivada de p a t, se tiene:

$$\left[\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right]_i^{n+1/2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

Con lo que finalmente la ecuación queda como sigue:

$$\frac{1}{2} \left[\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{(\Delta t)^2} + \frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{(\Delta t)^2} \right] = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

El sistema resultante se resuelve de la misma manera que el método implícito. La formulación es incondicionalmente estable. Se requiere un trabajo de cómputo para obtención de resultados rápidos.

4.8.3.1.4 Solución numérica general

Se tiene la siguiente formulación:

$$\omega \left[\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{(\Delta t)^2} \right] + (1 - \omega) \left[\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{(\Delta t)^2} \right] = \left(\frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}$$

Donde ω es un factor de ponderación. ($0 \leq \omega \leq 1$). Si $\omega = 0$ entonces se tiene el método de solución explícito. Si $\omega = 1/2$ entonces se tiene el método de solución de Crank-Nicholson. Si $\omega = 1$ entonces se tiene el método de solución implícito.

4.8.3.1.5 LA SOLUCIÓN ANALÍTICA

Considérese el flujo monofásico de un aceite incompresible en un medio poroso homogéneo e isotrópico descrito por la Ecuación de Difusión. Supóngase que la viscosidad del aceite es constante y que el agua y la roca son incompresibles. Los efectos gravitacionales son constantes:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad t > 0; 0 \leq x \leq L \quad \dots(1)$$

Donde:

$P = P(x,t)$ es la presión del aceite
 k es la permeabilidad absoluta del medio poroso
 ϕ es la porosidad del medio poroso
 μ es la viscosidad del aceite y
 c es la compresibilidad total (aceite y roca)

Las condiciones inicial y de frontera son:

$$P(x,0) = P_0(x) \quad 0 < x < L$$

$$P(0,t) = P_L(t) \quad t > 0$$

$$P(L,t) = P_R(t) \quad t > 0$$

En la ecuación anterior las condiciones de frontera no son homogéneas por lo que, se propone resolverlo por medio de la siguiente relación:

$$P(x,t) = P^*(x,t) + E(x) \quad \dots(2)$$

En la cual, la $P^*(x,t)$ representa la parte transitoria y $E(x)$ la parte estacionaria. El objetivo de ésta técnica es homogeneizar las condiciones de frontera y resolver el problema por separación de variables.

Derivando la ecuación (2) con respecto a "x" y "t", y escribiéndola en la forma de (1):

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 P^*}{\partial x^2} + \frac{d^2 E(x)}{dx^2} \quad \dots(3)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial P^*}{\partial t} \quad \dots(4)$$

Sustituyendo (3) y (4) en (1):

$$\frac{\partial^2 P^*}{\partial x^2} + \frac{d^2 E(x)}{dx^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P^*}{\partial t}$$

Si:

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c}$$

$$\frac{\partial^2 P^*}{\partial x^2} + \frac{d^2 E(x)}{dx^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P^*}{\partial t} \quad \dots(5)$$

De (5) se tiene que:

$$\frac{d^2 E(x)}{dx^2} = 0$$

Integrando dos veces:

$$\int \frac{d^2 E(x)}{dx^2} = \int 0 \quad \frac{dE(x)}{dx} = C_1$$

$$\int dE(x) = C_1 \int dx$$

$$E(x) = C_1 x + C_2 \quad \dots(6)$$

Aplicando las condiciones de frontera:

$$1^{era} \text{ condición de frontera} \quad P(0,t) = P_L$$

$$E(0) = P_L = C_1(0) + C_2$$

$$C_2 = P_L$$

$$E(x) = C_1 x + P_L$$

$$2^{da} \text{ condición de frontera} \quad P(L,t) = P_R$$

$$E(L) = P_R = C_1(L) + P_L$$

$$C_1 = \frac{P_R - P_L}{L}$$

$$E(x) = \left(\frac{P_R - P_L}{L} \right) x + P_L \quad \dots(7)$$

Derivando E(x) dos veces con respecto a "x" y sustituyendo en (5):

1^{era} derivada

$$\frac{dE(x)}{dx} = \left(\frac{P_R - P_L}{L} \right)$$

2^{da} derivada

$$\frac{d^2E(x)}{dx^2} = 0$$

Sustituyendo:

$$\frac{\partial^2 P^*}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P^*}{\partial t} \quad \dots(8)$$

De acuerdo a la ecuación anterior, es necesario establecer las nuevas condiciones de frontera:

primer condición de frontera:

$$\begin{aligned} P^*(0,t) &= P(0,t) - E(0) \\ &= P_L - P_L = 0 \end{aligned}$$

$$P^*(0,t) = 0$$

segunda condición de frontera:

$$\begin{aligned} P^*(L,t) &= P(L,t) - E(L) \\ &= P_R - \left[\frac{P_R - P_L}{L} L + P_L \right] = 0 \end{aligned}$$

$$P^*(L,t) = 0$$

Lo que se obtiene al aplicar el método de solución transitoria y estacionaria es homogeneizar las condiciones de frontera.

Ahora es necesario encontrar la condición inicial:

$$\begin{aligned} P^*(x,0) &= P(x,0) - E(x) \\ &= P_0(x) - \left(\frac{P_R - P_L}{L} \right) x - P_L \end{aligned}$$

$$P^*(x,0) = P_0(x) - \left(\frac{P_R - P_L}{L} \right) x - P_L$$

Para poder resolver la ecuación (8) se plantea una solución de la siguiente forma:

$$P^*(x,t) = X X T_T \quad \dots(9)$$

Desarrollando la expresión anterior de acuerdo a la ecuación (8) se tiene que:

$$\frac{\partial^2 P^*}{\partial x^2} = X'' T \quad ; \quad \frac{\partial P^*}{\partial t} = X T'$$

$$X'' T = \frac{1}{\eta} X T'$$

Separando Variables :

$$\frac{X''}{X} = \frac{1}{\eta} \frac{T'}{T} \quad (10)$$

Igualando (10) a una constante de separación:

$$\frac{X''}{X} = \frac{1}{\eta} \frac{T'}{T} = \gamma$$

resolviendo para T por factor Integrante:

$$\frac{1}{\eta} \frac{T'}{T} = \gamma \quad T' - \gamma \eta T = 0$$

$$\mu = e^{-\gamma \eta} \int T dt = e^{-\gamma \eta t} \quad \frac{d}{dt} [e^{-\gamma \eta t} T] = 0$$

$$T = C_3 e^{\gamma \eta t} \quad \dots(11)$$

Para determinar el valor de γ se tiene los siguientes casos:

$\gamma = 0$ la solución no dependería del tiempo por lo que no es conveniente

$\gamma < 0$ El exponencial tiende a cero

$\gamma > 0$ El exponencial tiende a aumentar

Por lo que, lo conveniente es que $\gamma < 0$:

$$T = C_3 e^{-\gamma \eta t}$$

Si se considera que:

$$\gamma = \lambda^2$$

$$T = C_3 e^{-\lambda^2 \eta t} \quad \dots(12)$$

Resolviendo para "X":

$$\frac{X''}{X} = -\lambda^2 \quad X'' + \lambda^2 X = 0$$

La ecuación característica es:

$$m^2 + \lambda^2 = 0 \quad ; \quad m^2 = -\lambda^2 \quad m = \pm \lambda_i$$

$$X = A \operatorname{sen} \lambda x + B \operatorname{cos} \lambda x \quad \dots(13)$$

Sustituyendo (12) y (13) en (9):

$$P^*(x,t) = C_3 e^{-\lambda^2 \eta t} [A \operatorname{sen} \lambda x + B \operatorname{cos} \lambda x] = e^{-\lambda^2 \eta t} [A \operatorname{sen} \lambda x + B \operatorname{cos} \lambda x] \quad \dots(14)$$

Para encontrar las constantes A y B y el valor de λ es necesario evaluar las condiciones de frontera y la condición inicial en (14):

primer condición de frontera:

$$P^*(0,t) = 0$$

$$P^*(x,t) = e^{-\lambda^2 \eta t} [A \operatorname{sen} \lambda x + B \operatorname{cos} \lambda x]$$

$$0 = e^{-\lambda^2 \eta t} [A \operatorname{sen} 0 + B \operatorname{cos} 0]$$

$$B = 0$$

rescribiendo:

$$P^*(x,t) = e^{-\lambda^2 \eta t} [A \operatorname{sen} \lambda x]$$

segunda condición de frontera:

$$P^*(L,t) = 0$$

$$0 = e^{-\lambda^2 \eta t} [A \operatorname{sen} \lambda x]$$

Lo que implica que A no puede ser igual a cero, ya que se tendría la solución trivial. Pero $\operatorname{sen}(\lambda x) = 0$ sí satisface nuestro problema. Es decir, se tendrán valores del $\operatorname{sen} \lambda x$ cuando esta función sea igual a 1 y a -1, o sea:

$$\operatorname{sen} \lambda L = 0 \quad \lambda L = n \pi \quad \lambda = \frac{n \pi}{L}$$

$$P^*(x,t) = \sum_{n=0}^{\infty} e^{-\left(\frac{n \pi}{L}\right)^2 \eta t} A_n \left(\operatorname{sen} \frac{n \pi}{L} x \right)$$

Donde:

$$A_n = \frac{2(P_0(x) - P_L(x))}{n \pi} (1 - (-1)^n) + \frac{2(P_R(x) - P_0(x))}{n \pi} (-1)^n$$

Finalmente, $p^*(x,t)$ esta dada por:

$$P^*(x,t) = \sum_{n=0}^{\infty} \left[\frac{2(P_0(x) - P_L(x))}{n\pi} (1 - (-1)^n) + \frac{2(P_R(x) - P_0(x))}{n\pi} (-1)^n \right] e^{-\left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 t} \operatorname{sen}\left(\frac{n\pi}{L} x\right)$$

4.8.3.2 **GENERALIDADES DEL SIMULADOR BADILLO-SIM 3.0**

El simulador que viene incluido tiene por objeto facilitar el análisis de comparación e los distintos métodos así como de los datos o resultados obtenidos para el análisis particular de la ecuación de difusión en un medio poroso, con una fase en un medio horizontal.

El programa está hecho en Fortran 95. El programa se simplificó para que los métodos estuvieran compilados de manera modular y así ahorrar tiempo y espacio. No se sacrificó por ello, la presentación en forma amigable y dinámica. Todos los datos los lee el programa y arroja los resultados en archivos con extensión *.txt (también llamados ASCII). Los archivos se graban de acuerdo al método empleado para su solución.

El programa ya incluye el método de solución analítica. Esto conviene para una comparación rápida de los resultados con otros métodos que se presentan en la obra.

El programa sólo requiere como datos de entrada el número de nodos y el espaciamiento de tiempo. Recuerde que el tiempo se ingresa en días. El programa, sin embargo, usa segundos. No se preocupe por transformar unidades, el programa ya tiene los factores de conversión. Si los desea cambiar vaya al código fuente del programa y en la parte de ingresar datos cambie los factores con un (!) antepuesto a dicho factor.

El programa arroja los resultados en una sola columna separadas por las indicaciones de los días a los que corresponde la simulación. Para exportar los datos solo tiene que dividir los datos en dos columnas: una correspondiente a la malla en metros y la otra correspondiente a los datos de presión para su respectivo nodo con unidades en atmósferas.

Se tiene la opción de preguntar si se requiere otra simulación. Usted solo tiene que presionar 1 para Sí y 2 para No. Si por accidente presiona otro botón el programa le indicará que tiene que escoger una opción estipulada por el programa.

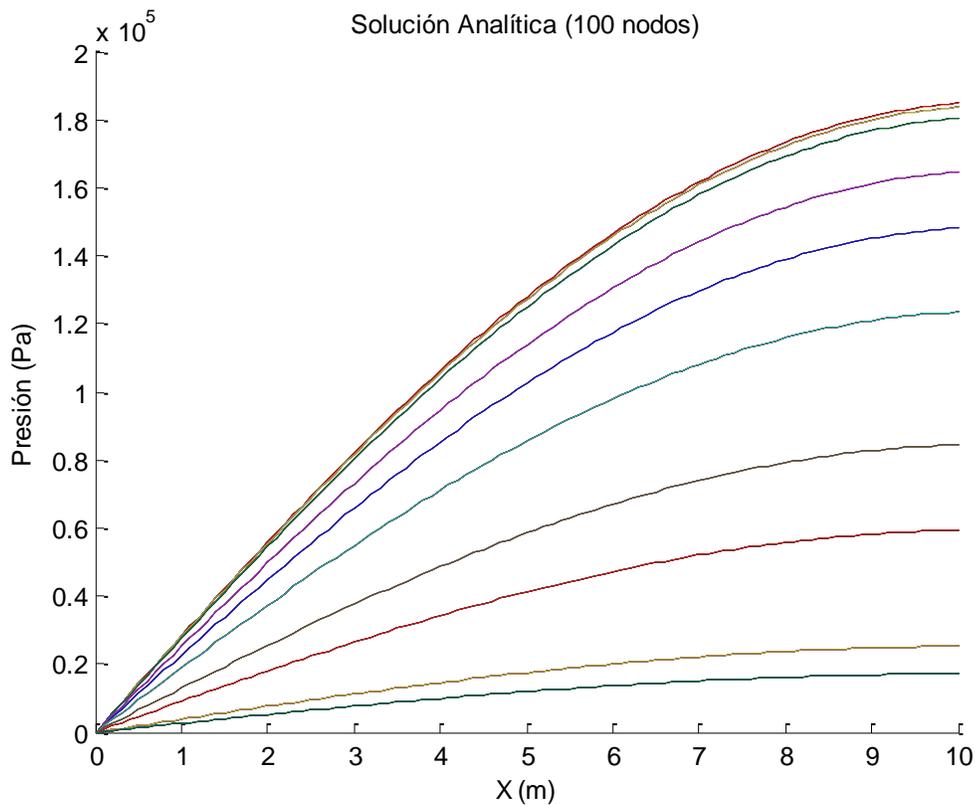
Los datos obtenidos para cada método también se arrojan en pantalla. Recuerde que solo se arrojan seis columnas solo para mostrar los principales espaciamientos requeridos para este problema. Esto se hace para hacer más dinámico el programa y que la pronta visualización le dé una pauta para realizar o no otra simulación con miras a modificar las condiciones del espaciamiento del tiempo o de los nodos.

Recuerde que todos los métodos están programados para una malla de nodos distribuidos. Si desea modificarlo, debe hacerlo para cada método en la sección “Malla Cartesiana de Nodos Distribuidos”.

4.8.3.3 **COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN**

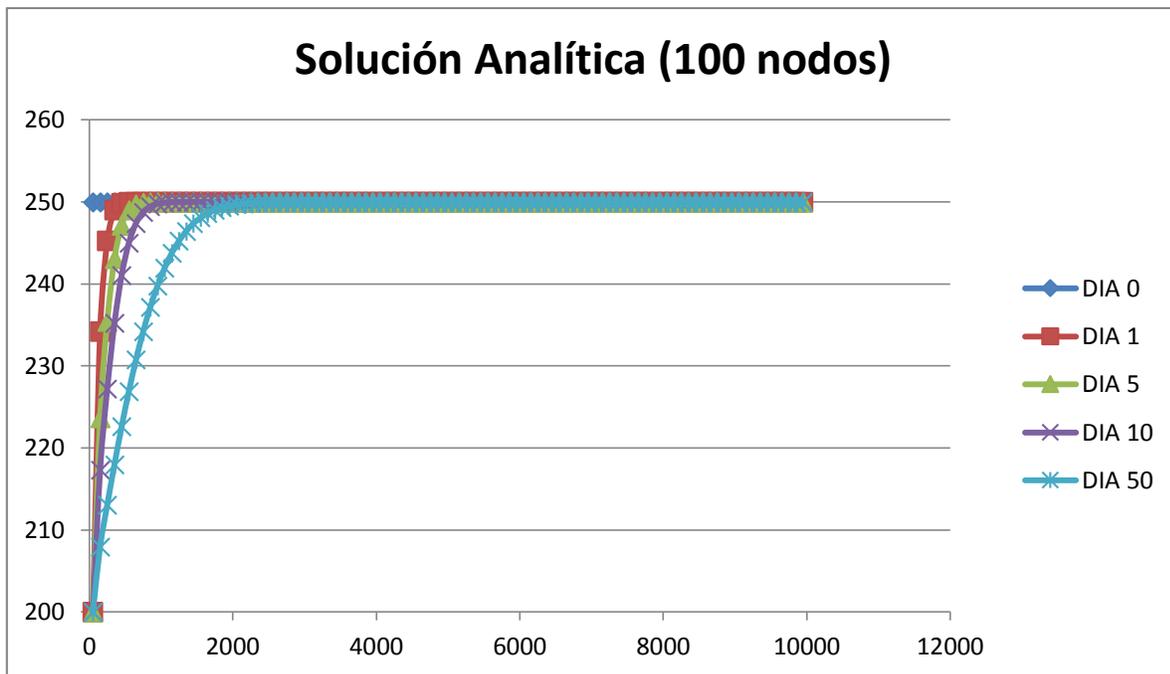
Este análisis se llevará a cabo tomando en cuenta los resultados de presiones (x,t) y compararlos con los arrojados por la solución analítica.

Primero para la solución analítica se puede visualizar lo siguiente:

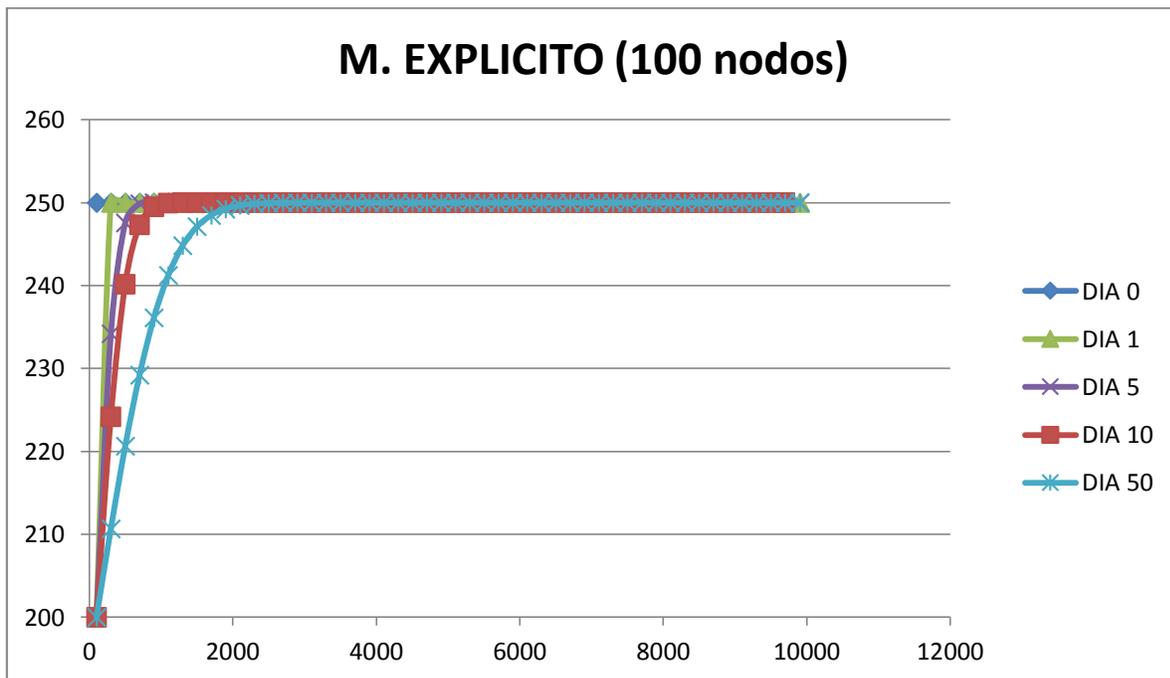


La gráfica está generada en MatLab R2007a. Cada curva es para un valor distinto de t. Según la gráfica nos muestra que conforme se aleja la presión va siendo mayor. Este efecto es conocido como onda de presión que se puede cuantificar por la constante de difusividad. Luego véase que conforme el tiempo es mayor, la presión en todo el intervalo disminuye. Esta solución nos servirá para compararlas con las demás soluciones que son de dominio discreto.

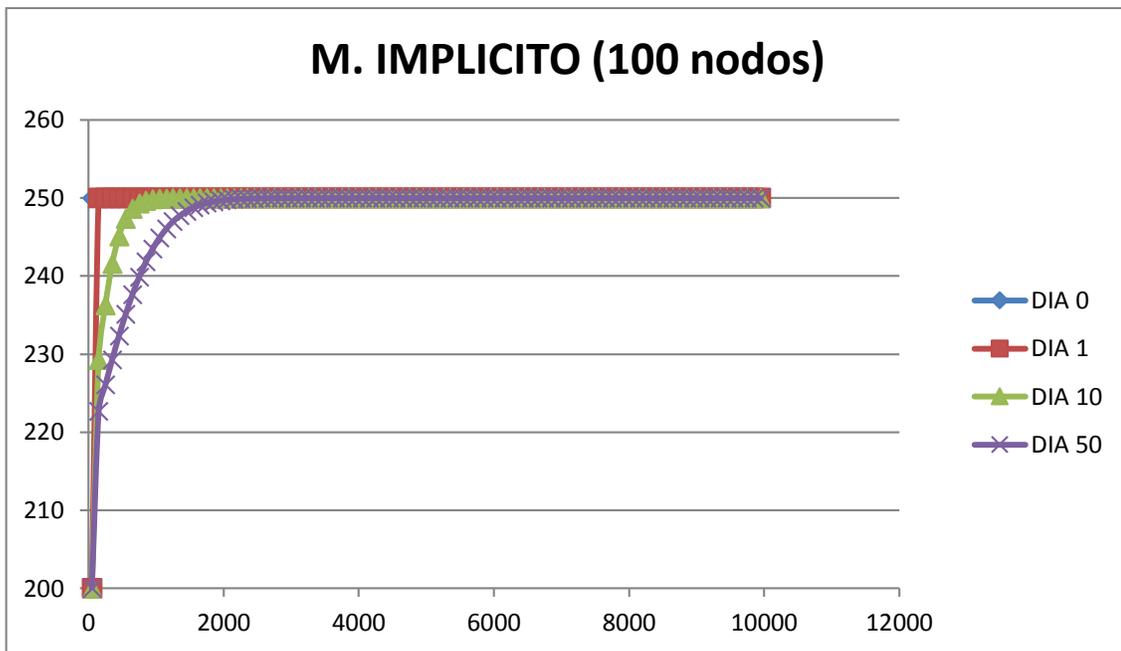
Las siguientes gráficas están generadas en Microsoft Excel 2015. Muestran las formas que las demás soluciones deberán tener. Además se muestran para distintos t y distintos números de nodos.



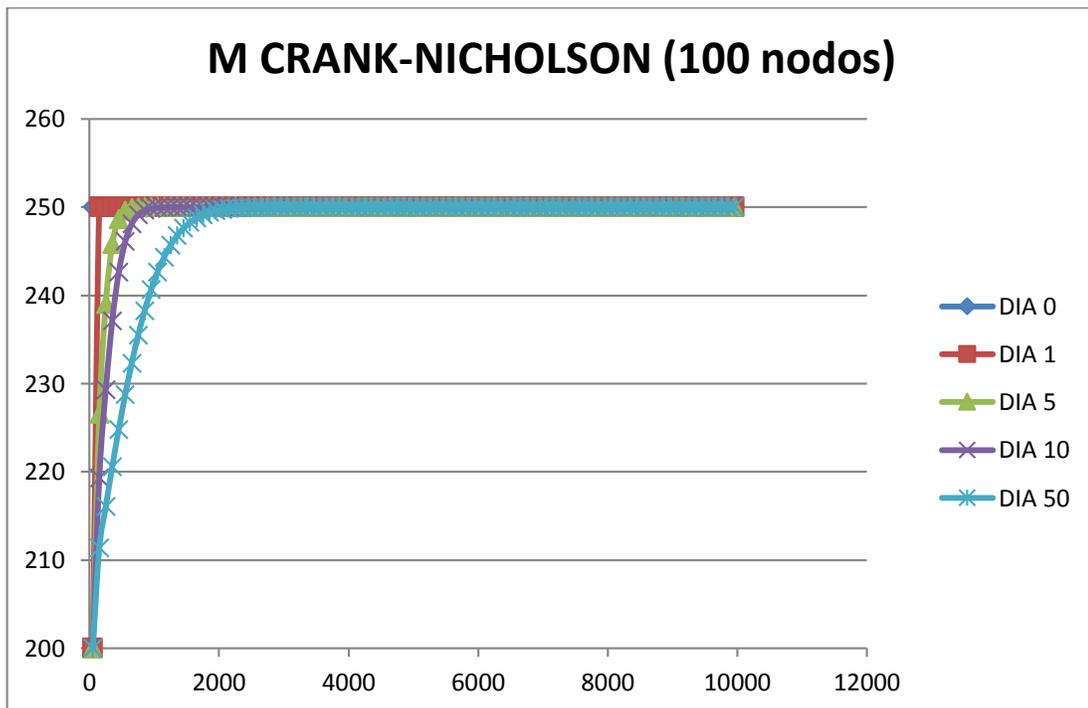
A continuación se presenta los resultados que arroja la solución implícita:



Como se puede observar el esquema explícito se aproxima por mucho a la solución analítica. El valor de estabilidad es de 0.14, menor a $\frac{1}{2}$, que es requerido. Más adelante se analiza el valor del error.



Con el método de solución implícito también se obtienen datos muy cercanos al de la solución analítica. Con el análisis del error podremos observar cual de los métodos se acerca más al real. Aún nos falta analizar el Método de Crank-Nicholson.



Este método también se acerca mucho a la solución real. Sólo el análisis de errores podrá ayudarnos a distinguir cuál de los tres métodos es el mejor. Conforme la malla es más definida y/o el espaciamiento de tiempo es más pequeño, los datos de presión arrojados son más exactos.

4.8.3.4 **ANÁLISIS DEL ERROR GLOBAL**

ANÁLISIS DEL ERROR COMPARATIVO (%)														
DIA 0			DIA 1			DIA 5			DIA 10			DIA 50		
EXPLICITO	IMPLICITO	C&N	EXPLICITO	IMPLICITO	C&N	EXPLICITO	IMPLICITO	C&N	EXPLICITO	IMPLICITO	C&N	EXPLICITO	IMPLICITO	C&N
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	6.76	6.76	6.76	3.37	5.28	1.30	1.04	5.52	0.93	68.1	7.1	1.6
0.00	0.00	0.00	1.94	1.94	1.94	1.13	3.33	1.53	3.23	3.99	0.90	99.1	6.1	1.4
0.00	0.00	0.00	0.39	0.39	0.39	0.76	1.70	1.15	1.18	2.71	0.80	62.2	5.2	1.2
0.00	0.00	0.00	0.05	0.05	0.05	1.16	0.71	0.62	1.92	1.69	0.64	190.6	4.4	1.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.23	0.25	1.16	0.96	0.46	161.8	3.6	0.8
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.06	0.08	0.49	0.50	0.29	74.5	3.0	0.7
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.01	0.02	0.45	0.23	0.16	284.0	2.4	0.6
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.03	0.09	0.08	11.7	2.0	0.4
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.03	0.03	73.2	1.6	0.4
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.01	0.01	105.8	1.2	0.3
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	97.3	0.9	0.2
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	91.7	0.7	0.2
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	84.2	0.5	0.1
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	99.9	0.4	0.1
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	134.6	0.3	0.1
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	199.1	0.2	0.1
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	287.9	0.1	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.8	0.1	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.4	0.1	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	90.9	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	58.4	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	36.4	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.0	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.9	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.3	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.0	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.1	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0

La tabla muestra los porcentajes de error de cada método por cada día y por cada iteración dada arrojados por el simulador Badillo-Sim 2.7.

Sólo se incluyen las columnas que se han analizado a lo largo de la presente obra. Sin embargo, se hizo el análisis de todos los errores comparativos para todos los métodos y todas sus iteraciones.

Con el análisis global es posible observar que el método con más errores globales es el método explícito. Era de esperar que este método fuera el menos confiable debido al problema de estabilidad que presenta cuando no cumple la relación de estabilidad establecida para este método. En este caso en particular, presentó estabilidad debido a que cumple la relación para dicho propósito. Se trató que tuviera estabilidad para poderlo comparar con los demás métodos.

El método que tuvo menos errores fue el Crank-Nicholson. Se nota en la gráfica que conforme los demás empezaban con inestabilidad relativa, este método presenta un error uniforme según avanzan las iteraciones lo que lo hace el más confiable de los métodos presentados.

El método implícito, por su estudio de errores representa el segundo método más confiable.

Observe que mientras las iteraciones avanzan para cada uno de los métodos, el error se reduce considerablemente rápido. Esto es porque los métodos obedecen a las condiciones de frontera e inicial de manera que en la medida de lo posible representan la solución analítica.

También observe que, mientras el tiempo es mayor, los errores para las iteraciones para todos los métodos se incrementan. Esto es porque conforme avanza la simulación, cada método calcula los nuevos valores a partir de los anteriores, lo que acarrea el error de las iteraciones conforme se avanza en el tiempo.

Así pues, el análisis del error determinó que el método de mayor confiabilidad es el de Crank-Nicholson, seguido del Método implícito y por último el método explícito, este último por su limitación de estabilidad. El método implícito es marginalmente confiable debido a que el Dr. Arana en sus apuntes nos menciona a que es marginalmente estable.

Por último, observe que los porcentajes de error máximos para los métodos Explícito, Implícito y C&N son: menor a 250%, menor a 8% y menor a 2%, respectivamente. Esto es determinante para inclinarse por el método C&N.

4.8.3.5 **ESTABILIDAD DEL MÉTODO EXPLÍCITO**

Es bien sabido que este método es marginal porque presenta inestabilidad cuando su relación de estabilidad no se cumple.

Haciendo varias simulaciones con el programa, es notorio que conforme el número de nodos aumenta, el método se va haciendo más inestable. Es decir, cuando se requiere una malla más definida el método arroja datos que no convergen a un punto definido (y no concuerdan con las condiciones de frontera o inicial). Lo puede verificar al correr el Simulador Badillo-Sim 3.0.

4.8.3.6 **RESULTADOS DEL ESTUDIO**

- + Las ecuaciones de difusión no siempre pueden ser resueltas por métodos analíticos
- + En la práctica, se utilizan métodos numéricos para resolver ecuaciones de difusión que representan el flujo de fluidos en medios porosos reales (multifásico, areal, volumétrico, etc.)
- + Mientras la malla para la simulación sea más definida, los datos de presión arrojados son más exactos.
- + Si el espaciamiento es más pequeño los datos de presión arrojados por el simulador son más exactos.
- + Para el método explícito no funcionan las dos conclusiones anteriores. Esto lo convierte en el método de menor confiabilidad. Así se valida el criterio de estabilidad usado para este método.
- + El error global ayudó a determinar que los métodos de mayor confiabilidad son el Crank-Nicholson seguido del método implícito.
- + El error global de cada iteración es resultado del modo en que se aproxima la solución y del arrastrado por calcular nuevos resultados a partir de los anteriores, que ya tienen un error de cálculo.
- + El programa soporta grandes cantidades de información y de cálculos.
- + El programa MatLab (u otro lenguaje) ayudan a verificar los resultados arrojados por el Simulador Badillo-Sim 3.0. Se debe mencionar que no soporta grandes cantidades de cálculos. Sin embargo ayudó a la validación de los datos obtenidos por el simulador.
- + El criterio de estabilidad introducido ayuda también a determinar si los valores convergen dentro de un determinado método.
- + Si el esfuerzo requerido para este Problema fueron considerablemente extensos, los requeridos para un simulador que modele el Flujo de Fluidos en medios reales o cercanos a ellos, requerirá no sólo Fortran, sino un buen uso de sus comandos y sintaxis y un buen entendimiento del problema, así como consideraciones que


```

!_____PROGRAMA PRINCIPAL DE SELECCION
SELECT CASE (RESP)
CASE (49,65,97)!*****SOLUCION ANALITICA
    WRITE(*,*)" Numero de NODOS ? "
    READ(*,*)K
    WRITE(*,*)" Espaciamento DT ? "
    READ(*,*)DT
    DT=DT*86400 !_____segundos
    TIEMPOS=T/DT !_____segundos
    DELTAX=1/(K-1.)
    ALLOCATE (X(K))
    !_____MALLAS CARTESIANAS DISTRIBUIDAS
    DO i=1,K
        X(i)=(REAL(i-1.))*DELTAX
    END DO

    OPEN(UNIT=1000,FILE='TABLA1_ANALITICA.TXT',STATUS='unknown',&
        .ACTION='write',IOSTAT=ERROR)
    CALL SOLUCION_ANALITICA(K,TIEMPOS,DELTAX,DT,X,L,T)
    CLOSE(UNIT=1000,IOSTAT=ERROR)

CASE (50,66,98)!*****SOLUCION IMPLICITA
    WRITE(*,*)" Numero de NODOS ? "
    READ(*,*)K
    WRITE(*,*)" Espaciamento DT ? "
    READ(*,*)DT
    omega=1
    DT=DT*86400 !_____segundos
    TIEMPOS=T/DT !_____segundos
    DELTAX=1/(K-1.)
    ALLOCATE (X(K))
    !_____MALLAS CARTESIANAS DISTRIBUIDAS
    do i=1,K
        X(i)=(REAL(i-1.))*DELTAX
    end do

    OPEN(UNIT=2000,FILE='TABLA2_IMPLICITO.TXT',STATUS='unknown',&
        ACTION='write',IOSTAT=ERROR)
    call DOS_METODOS(omega,K,TIEMPOS,DELTAX,DT,X)
    CLOSE(UNIT=2000,IOSTAT=ERROR)

CASE (51,67,99)!*****SOLUCION EXPLICITA
    WRITE(*,*)" Numero de NODOS ? "
    READ(*,*)K
    WRITE(*,*)" Espaciamento DT ? "
    READ(*,*)DT
    DT=DT*86400 !_____segundos
    TIEMPOS=T/DT !_____segundos
    DELTAX=1/(K-1.)
    ALLOCATE (X(K))
    !_____MALLAS CARTESIANAS DISTRIBUIDAS
    do i=1,K
        X(i)=(REAL(i-1.))*DELTAX
    end do

    OPEN(UNIT=3000,FILE='TABLA3_EXPLICITA.TXT',STATUS='unknown',&
        ACTION='write',IOSTAT=ERROR)
    call SOLUCION_EXPLICITA(K,TIEMPOS,DELTAX,DT,X)
    CLOSE(UNIT=3000,IOSTAT=ERROR)

CASE (52,68,100)!*****SOLUCION CRANK NICHOLSON
    WRITE(*,*)" Numero de NODOS ? "
    READ(*,*)K
    WRITE(*,*)" Espaciamento DT ? "
    READ(*,*)DT
    omega=.5
    DT=DT*86400 !_____segundos
    TIEMPOS=T/DT !_____segundos
    DELTAX=1/(K-1.)
    ALLOCATE (X(K))
    !_____MALLAS CARTESIANAS DISTRIBUIDAS
    do i=1,K
        X(i)=(REAL(i-1.))*DELTAX
    end do

    OPEN(UNIT=4000,FILE='TABLA4_CRANK&NIC.TXT',STATUS='unknown',&
        ACTION='write',IOSTAT=ERROR)
    call DOS_METODOS(omega,K,TIEMPOS,DELTAX,DT,X)
    CLOSE(UNIT=4000,IOSTAT=ERROR)

CASE DEFAULT
    WRITE (*,*)"ESA OPCION NO ES VALIDA. POR FAVOR INGRESA LA OPCION DEL MENU"
    PAUSE
    GOTO 1

END SELECT

DEALLOCATE(X)

5
WRITE(*,*)
WRITE(*,*)" DESEAS HACER OTRA SIMULACION?"
WRITE(*,*)" 1. SI"
WRITE(*,*)" 2. NO"
READ(*,*)OTRO
EE=IACHAR(OTRO)

```

```

SELECT CASE(EE)
    CASE(49)
        GOTO 1
    CASE(50)
        GOTO 10
    CASE DEFAULT
        WRITE(*,*)"
                                FIJATE BIEN. ESA NO ES UNA RESPUESTA"
        GOTO 5
END SELECT

10  WRITE(*,*)
    WRITE(*,*)"
    WRITE(*,*)"
    WRITE(*,*)"*****"
    WRITE(*,*)"
                                COPYRIGHT 2015. TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS"
    WRITE(*,*)"
                                LEONEL BADILLO SANTOS //"
    WRITE(*,*)"*****"
    WRITE(*,*)
    PAUSE
100 FORMAT(A10)

end program

!***** METODO ANALITICO ****

```

4.8.3.8 **ANEXO 2. SIMULADOR EN MATLAB SOLUCION ANALITICA**

```

clc,clear
format bank
PO=300;%*1.01325e5;
PL=250;%*1.01325e5;
PR=PO;
L=10;
K=.1*9.869e-13;
PHI=.15;
V=1*1E-3;
C=10^(-4)/1.01325e5;
NU=K/(PHI*V*C);
SUMA=0;
SUMA1=0;
SUMA2=0;
x=[0:.1:10];
t=[0,.025,.1,.5,1,2,5,10,50,100];
t=t*24/3600;
[X,T]=meshgrid(x,t');
X=X';
T=T';
m=40;
for n=1:m
    SUMA=sind(n*pi.*X/L)+SUMA;
end
for n=1:m
    SUMA1=exp(-NU.*T*(n*pi/L)^2)+SUMA1;
end
for n=1:m
    SUMA2=(2*(PO-PL)*(1-(-1)^n)/(n*pi)+2*(PR-PO)*(-1)^n/(n*pi))+SUMA2;
end
P=SUMA2*SUMA1.*SUMA
hold on
plot(X,P(:,1),X,P(:,2),X,P(:,3),X,P(:,4),X,P(:,5),X,P(:,6),X,P(:,7),X,P(:,8),X,P(:,9),X,P(:,10))

```

4.8.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

PASO 1

Para la realización de este análisis económico se tomarán los datos del campo Teotihuacán, estos datos corresponden a la Tabla 4-6 y a la Tabla 4-7, reflejándose en las siguientes tablas donde se obtendrán el VPN, flujos de efectivo y relación beneficio costo de cada sistema artificial propuesto.

Año	Producción Aceite MBbbs/Año	Precio \$/BBL	Ingreso M\$	Costos Variables M\$/año	Costos Fijos M\$/año	Ingreso Operativo M\$	Inversiones M\$	Flujo de efectivo M\$	VPN [\$]
1	9,300	100	930,000	17,670	50	929,950	9,750	912,280	814,536
2	14,100	100	1,410,000	26,790	50	1,409,950	0	1,383,160	1,102,647
3	10,600	100	1,060,000	23,320	50	1,059,950	0	1,036,630	737,853
4	8,200	100	820,000	23,780	50	819,950	0	796,170	505,980
5	3,500	100	350,000	13,300	50	349,950	0	336,650	191,024
6	3,400	100	340,000	14,280	50	339,950	0	325,670	164,995
7	2,400	100	240,000	12,960	50	239,950	0	226,990	102,679
8	1,200	100	120,000	7,680	50	119,950	0	112,270	45,344
9	1,100	100	110,000	8,690	50	109,950	0	101,260	36,515
10	1,000	100	100,000	8,500	50	99,950	0	91,450	29,444
11	800	100	80,000	8,800	50	79,950	0	71,150	20,454
12	730	100	73,000	9,198	50	72,950	0	63,752	16,364
Σ	56,330		5,633,000	174,968	600		9,750	5,457,432	3,767,834
Relación Beneficio - Costo		386.44							

Tabla 4-6 Desarrollo económico y resultados del bombeo cavidades progresivas en el campo Teotihuacán

Año	Producción Aceite MBbbs/Año	Precio \$/BBL	Ingreso M\$	Costos Variables M\$/año	Costos Fijos M\$/año	Ingreso Operativo M\$	Inversiones M\$	Flujo de efectivo M\$	VPN M\$
1	9900.00	100	990000	13860	7735	982265	11200	968405	864647.321
2	12900.00	100	1290000	19350	7735	1282265	0	1262915	1006788.11
3	11800.00	100	1180000	18880	7735	1172265	0	1153385	820956.661
4	9400.00	100	940000	16920	7735	932265	0	915345	581718.295
5	8000.00	100	800000	15200	7735	792265	0	777065	440927.55
6	5000.00	100	500000	12000	7735	492265	0	480265	243317.195
7	3500.00	100	350000	11200	7735	342265	0	331065	149756.993
8	2400.00	100	240000	12240	7735	232265	0	220025	88864.4072
9	2300.00	100	230000	14720	7735	222265	0	207545	74842.8076
10	900.00	100	90000	7560	7735	82265	0	74705	24053.0106
11	800.00	100	80000	8640	7735	72265	0	63625	18290.6671
12	730.00	100	73000	10220	7735	65265	0	55045	14128.6805
Σ	67630		6763000	160790	92820		11200	6509390	4328291.7

Relación Beneficio - Costo	386.45
----------------------------	--------

Tabla 4-7 Desarrollo económico y resultados del Bombeo mecánico en el campo Teotihuacán

En la Tabla 4-6 y Tabla 4-7 se muestra el desarrollo económico tanto del bombeo cavidades progresivas como el del bombeo mecánico, este fue desarrollado en una hoja de Excel y se compone de 10 columnas, la producción, los costos fijos y variables así como el ingreso operativo fueron tomados de las tablas y gráficos antes mencionadas y ordenados de acuerdo los supuestos realizados para la simulación de producción de cada sistema artificial de producción para su correcta evaluación económica, volviendo consistente la evaluación económico de acuerdo a su simulación.

No se obtuvo al TIR debido a que al solucionar el polinomio el resultado será indeterminado ya que todos los valores son positivos.

PASO 2

Una vez obtenido los parámetros de VPN, Flujo de Efectivo y la relación beneficio – costo se procede a realizar el análisis de sensibilidad. Para realizar este procedimiento se utilizó Excel[®] dando como resultados la Tabla 4-8 y la Tabla 4-9:

Variación [%]	Variable	Bajo [\$]	Base [\$]	Alto [\$]	Mínimo [\$]	Máximo [\$]
10.00%	Producción [BBL]	60,867,000.00	67,630,000.00	74,393,000.00	5,821,890,000.00	7,174,490,000.00
30.00%	Precio [USD]	70.00	100.00	130.00	4,469,290,000.00	8,527,090,000.00
10.00%	Costos [USD]	228,249,000.00	253,610,000.00	278,971,000.00	6,523,551,000.00	6,472,829,000.00
20.00%	Inversiones [USD]	8,960,000.00	11,200,000.00	13,440,000.00	6,500,430,000.00	6,495,950,000.00
	F.E	6,498,190,000.00				

Tabla 4-8 Análisis de sensibilidad en el Flujo de efectivo del bombeo mecánico del campo Teotihuacán

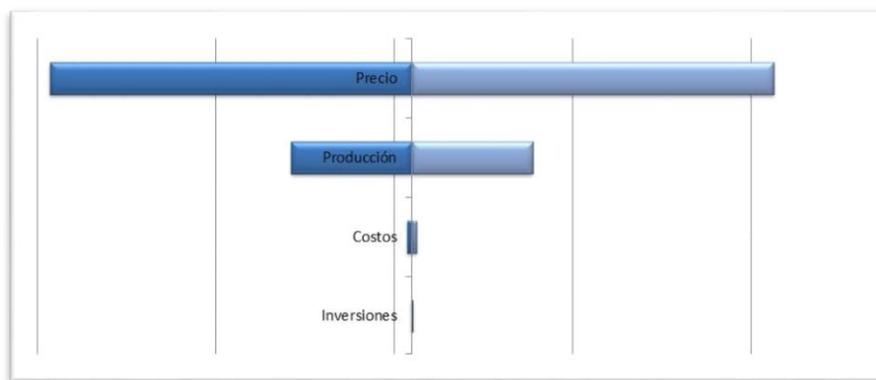
Variación [%]	Variable	Bajo [\$]	Base [\$]	Alto [\$]	Mínimo [\$]	Máximo [\$]
10.00%	Producción [BBL]	50,697,000.00	56,330,000.00	61,963,000.00	4,884,382,000.00	6,010,982,000.00
30.00%	Precio [USD]	70.00	100.00	130.00	3,757,782,000.00	7,137,582,000.00
10.00%	Costos [USD]	158,011,200.00	175,568,000.00	193,124,800.00	5,465,238,800.00	5,430,125,200.00
20.00%	Inversiones [USD]	7,800,000.00	9,750,000.00	11,700,000.00	5,449,632,000.00	5,445,732,000.00
	F.E	5,447,682,000.00				

Tabla 4-9 Análisis de sensibilidad en el flujo de efectivo del bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán

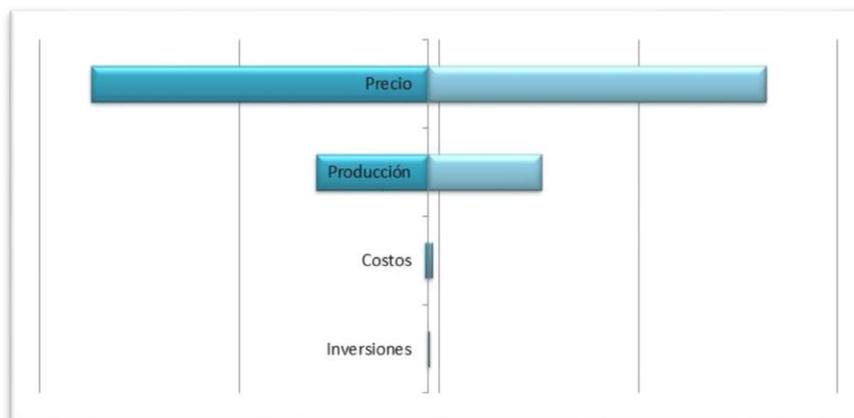
La variación de cada variable debe de ser lo suficientemente amplia para capturar más posibilidades, pero no tanto como para que el rango carezca de sentido. En el caso de la

producción la variación fue del 10% debido a que se considera 1P, una de las características de las reservas 1P es que la seguridad de recuperar esas reservas es del 90%, por lo tanto existe una incertidumbre del 10% la cual es reflejada en el análisis de sensibilidad; en cambio en el precio del hidrocarburo existe mayor incertidumbre debido a que el precio es resultado de las condiciones políticas y económicas mundiales, por lo tanto, no se tiene cierto control, condicionando a una mayor incertidumbre en dicho precio, por lo que la SEC recomienda dar una variación del 30% al realizar el análisis de sensibilidad⁶.

Para la realización de los estimados máximos y mínimos se calcula el cambio en el valor de medición entre el bajo y el alto para cada variable. Una vez obtenido estos valores se procede a graficar para poder observar cuales son las variables que mayor impacto tienen.



Gráfica 4-1 Diagrama de Tornado del bombeo mecánico del campo Teotihuacán



Gráfica 4-2 Diagrama de tornado del bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán

Tanto en la Gráfica 4-1 y la Gráfica 4-2 se observa que las variables que más afectan el resultado son el precio y la producción. Estas variables afectan hasta en un 99% con respecto a las demás variables. El diagrama de tornado no solo nos puede decir cuál de las

⁶ CNH, SENER

variables afectan al proyecto, también nos puede indicar a cuál de las variables se les puede poner mayor atención, es decir, si se le realiza un análisis de sensibilidad al volumen original de un campo y si las variables que más impactan son la porosidad y el espesor neto impregnado, se puede concluir que a estas variables se les tiene que invertir (a partir de estudios geofísicos como registro en los pozos) para reducir esta incertidumbre.

PASO 3

Debido a que las incertidumbres de los dos escenarios son relativamente pocas se opta por realizar el análisis de riesgo a través del árbol de decisión, obteniendo el siguiente árbol:

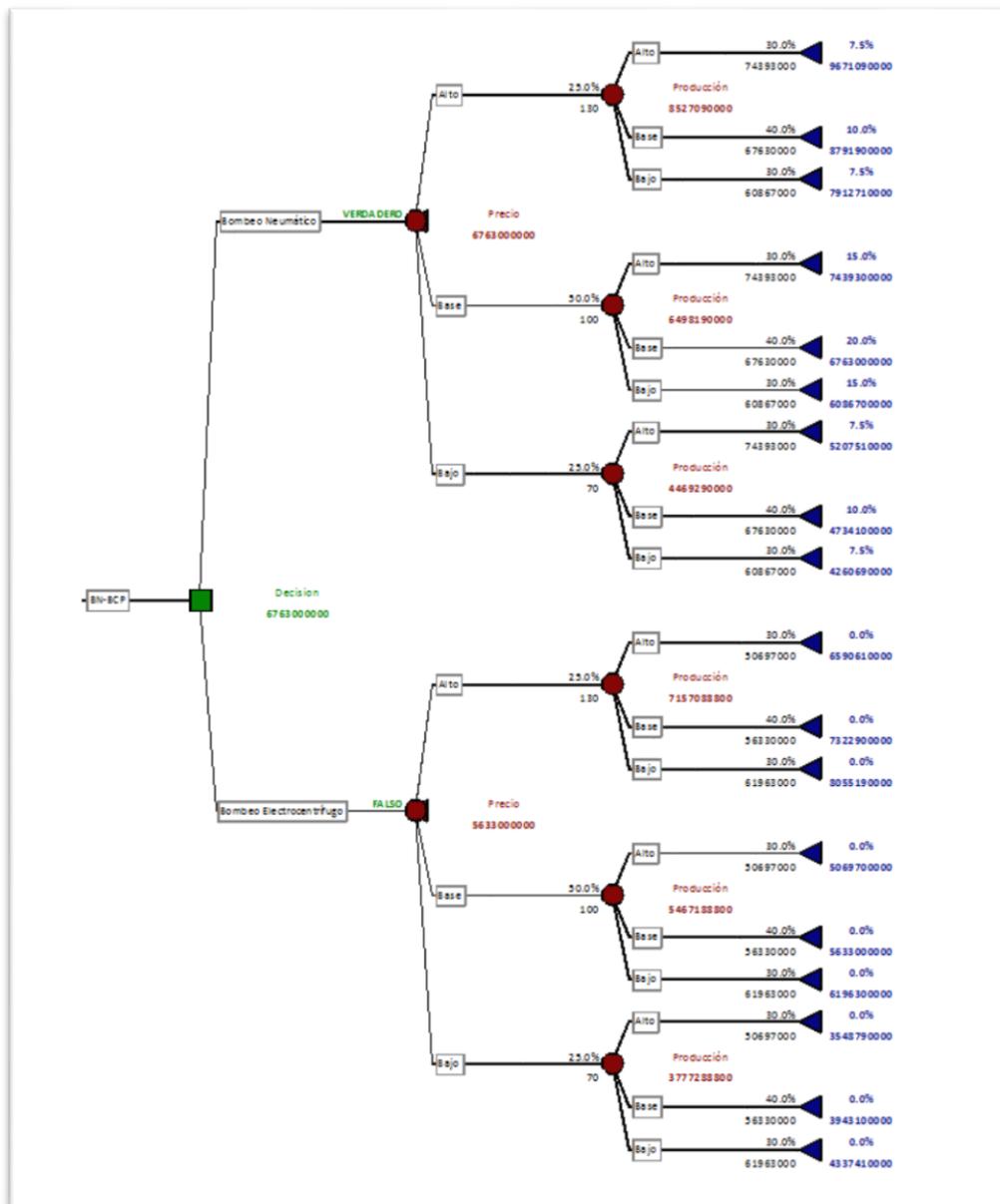


Figura 4-2 Árbol de decisión del bombeo mecánico y el bombeo de cavidades progresivas del campo Teotihuacán

Este árbol está dividido en dos ramas principales o nodos de decisión, este nodo representa la decisión que necesita tomarse, en este caso utilizar el bombeo mecánico o el bombeo de cavidades progresivas y un ejemplo de este nodo se encuentra en la Figura 4-3.



Figura 4-3 Nodo de decisión

Los nodos de incertidumbre, representados por la Figura 4-4, representan las incertidumbres no controladas, es decir, la incertidumbre que más afectó el diagrama de tornado. A su vez cuenta con los valores altos, bases y baja (representado con un nodo de incertidumbre de 3 ramas).



Figura 4-4 Nodo de incertidumbre

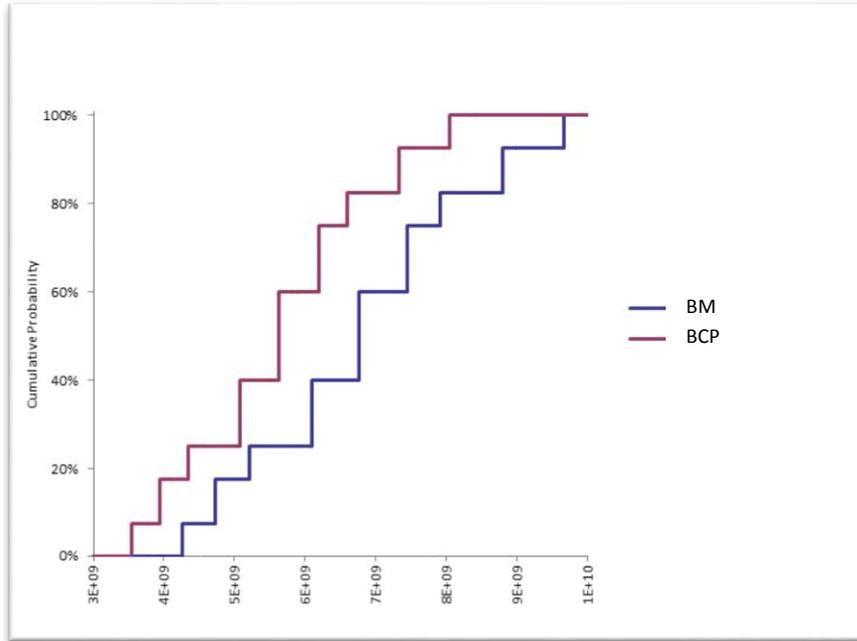
Los nodos finales, representados en la Figura 4-5, representan el resultado o estados de eventos que pueden realizarse.



Figura 4-5 Nodo final

PASO 4

Se le indica al programa que construya las gráficas de probabilidad acumulada, así como el resumen estadístico donde se puede obtener el perfil de riesgo, esto se representa en la Tabla 4-10 y la Gráfica 4-3 .



Gráfica 4-3 Probabilidad acumulada vs flujo de efectivo del bombeo mecánico y el bombeo de cavidades progresivas del campo Teotihuacán

Estadísticas	Bombeo Mecánico	Bombeo Cavidades Progresivas
Media [MM\$]	6763	5633
Mínimo [MM\$]	4260.69	3548.79
Máximo [MM\$]	9671.09	8055.19
Moda [MM\$]	6763	5633
Desviación Std. [MM\$]	1531.34	1275.47
Sesgo	0.1395	0.1395
Curtosis	2.2416	2.2416

Tabla 4-10 Resumen estadístico del árbol de decisión correspondiente al bombeo mecánico y el bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán

PASO 5

El conjuntar y comparar toda la información para la selección de los sistemas artificiales de producción refleja el éxito o el fracaso del proyecto. Como se ha observado a lo largo del proceso de selección de los sistemas artificiales de producción para el campo Ras Fanar, se han descartado dos métodos de levantamiento artificial debido a que las condiciones técnicas del yacimiento-pozo-superficie no permiten su funcionamiento óptimo por lo que las opciones se redujeron a dos sistemas artificiales: el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo. Ciertamente en el proyecto original de selección de los sistemas artificiales del campo Teotihuacán se hace un breve estudio económico, descartando las ganancias netas que se tuviesen en cada uno de los sistemas artificiales y subrayando los costos e inversiones de cada método de levantamiento artificial. Una forma de conjuntar los costos, las inversiones y la producción es a través de flujo de efectivo o el valor presente neto.

De la Tabla 4-6y la Tabla 4-7 obtenemos los primeros parámetros económicos, estos se resumen en la Tabla 4-11:

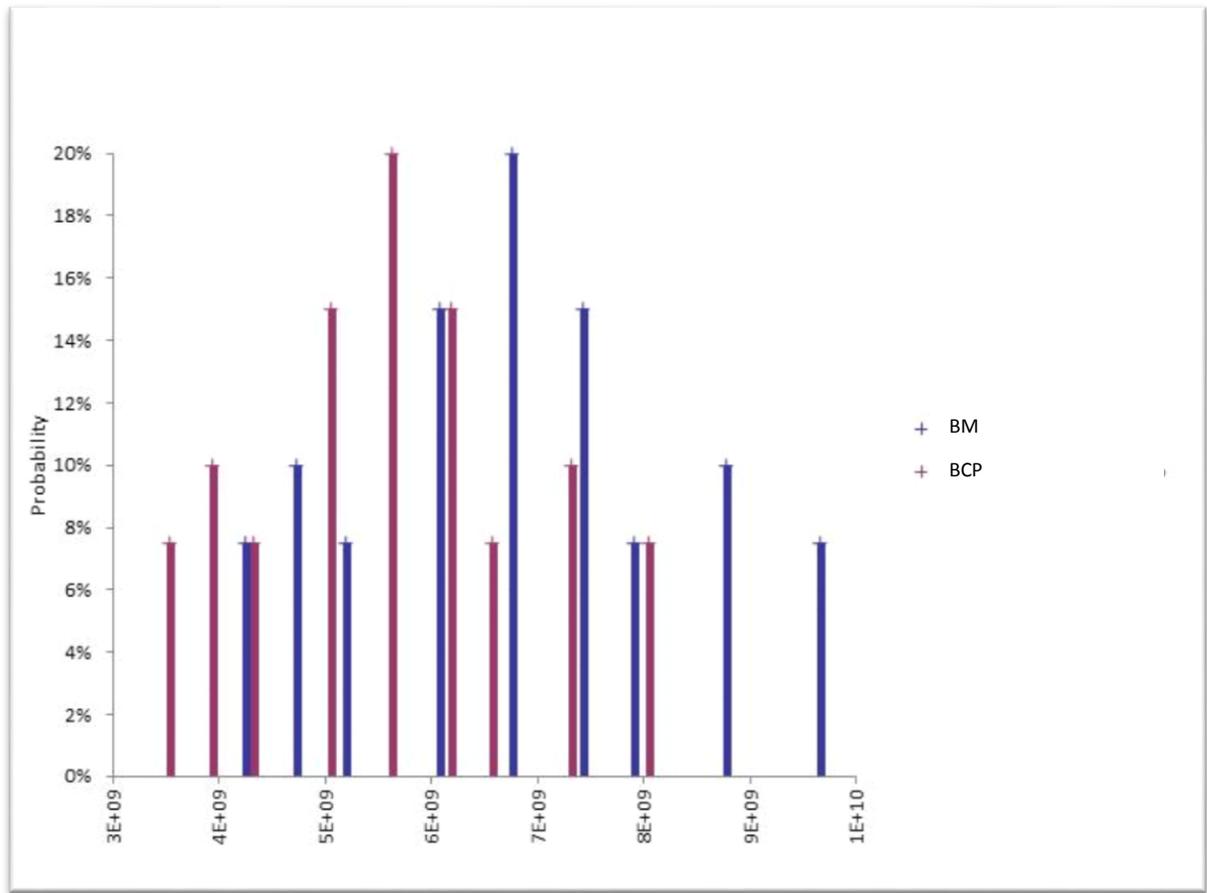
	Bombeo mecánico	Bombeo cavidades progresivas
VPN (12%) [MM\$]	4328.29	3767.83
Flujo de Efectivo [MM\$]	6509.39	5457.43
Relación Beneficio - Costo	386.45	386.45

Tabla 4-11 Resumen económico del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Teotihuacán

De la Tabla 4-11 se observa que el bombeo neumático, a pesar de que los costos e inversiones totales superan al bombeo electrocentrífugo, las ganancias son mayores por lo que a partir de estos parámetros la opción del bombeo neumático es muy atractiva. En cambio la relación beneficio costo refleja que para los dos proyectos de cada dólar que se invierta a cualquiera de los dos proyectos obtendremos \$386.45 USD de ganancia, por lo que, en el aspecto de inversión, cualquiera de los dos proyectos es rentable.

De la Gráfica 4-3 se observa que en ningún momento los dos escenarios corren el riesgo de pérdida económica, además de que el bombeo neumático presenta una superioridad de producción en cada uno de los pronósticos de probabilidad.

La desviación estándar nos permite ver que tan disperso se encuentran los valores en una gráfica de distribución, presentada en la Gráfica 4-4.



Gráfica 4-4 Distribución discreta del flujo de efectivo del bombeo mecánico y el bombeo cavidades progresivas.

Esta dispersión valida la incertidumbre del proyecto, a mayor desviación estándar, mayor será la incertidumbre y viceversa. Una forma de comparar los proyectos es realizando una gráfica de flujo de efectivo o valor presente neto contra la desviación estándar o semi-estándar (representa la desviación estándar de todos los valores menores a la media y puede ser usada como una medida de riesgo de la parte baja). Los valores que presentan una mayor desviación estándar representan los proyectos más riesgosos.

De acuerdo a la Tabla 4-10 se observa que la desviación estándar más grande la establece el bombeo neumático, esto indica que el proyecto representa un riesgo mayor al del bombeo electrocentrífugo, pero la diferencia de ambas desviaciones estándares representan un 16%, por lo que podría o no representar una diferencia considerable, según el criterio del evaluador. Otro de los puntos interesantes es la curtosis, que muestra un resultado positivo, este resultado refleja que la concentración de la frecuencia alrededor de la media y la zona central de la distribución es considerable, además que en ambos casos el sesgo es casi cero por lo que prácticamente la distribución se consideraría normal.

Los parámetros más significativos se resumen en la Tabla 4-12:

	Bombeo Mecánico [MM\$]	Bombeo Cavidades Progresivas [MM\$]
FE	6509.39	5457.43
Media	6763	5633
Desviación Std.	1531	1275
P10	4266.93	3553.9
P50	6458.63	5379.45
P90	8650.33	7204.998

Tabla 4-12 Resultados relevantes de la gráfica de probabilidad acumulada del bombeo mecánico y el bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán

Conjuntando toda la información económica se puede concluir que el bombeo mecánico presenta una inversión atractiva para desarrollar del campo maduro Teotihuacán al presentar un flujo de efectivo y un VPN mayor al del bombeo cavidades progresivas, la diferencia entre las desviaciones estándares de los dos proyectos es mínima por lo que ambos proyectos presentan la misma incertidumbre. Al analizar los P10, P50 y P90 de ambos proyectos se observa que en las probabilidades correspondientes al bombeo mecánico es siempre superior. El riesgo de pérdida económica de ambos proyectos es prácticamente nulo debido a que en la Gráfica 4-3 nunca cruza los números negativos.

La decisión depende totalmente del perfil de riesgo que decida manejar cada compañía, además de las políticas y la experiencia, en el caso del campo Teotihuacán se decidió por el bombeo mecánico porque permite una mayor flexibilidad en su producción y se considera instalar en algunos pozos el bombeo de cavidades progresivas y también al bombeo electrocentrifugo debido a la incertidumbre que tiene la compañía administradora del gas de inyección (véase también el capítulo 2.5 Factibilidad cualitativa de aplicación de un sistema de levantamiento artificial). Desde el punto de vista del análisis económico se puede concluir que el bombeo mecánico presenta las condiciones más favorables para que sea aplicado. Una forma de reducir la incertidumbre que ofrece la adquisición del gas de inyección es a través de un contrato integral similar al caso del campo Whittier.

4.8.5 ANÁLISIS DEL RIESGO Y DE LAS OPORTUNIDADES

Ya vimos que la simulación de Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y de la probabilidad apoyándose de las computadoras para imitar modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos o dinámicos

(cuando se trata de sistemas que han cambiado con el paso del tiempo, se recurre a la simulación de eventos con variable discreta o bien a la simulación de sistemas continuos), y que ayudan al estudio del riesgo.

La clave de la simulación de Monte Carlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, portafolio, cartera de valores, proceso o actividad que se requiera analizar, identificando todas las variables de incidencia y de riesgo en cuyo comportamiento aleatorio se base el comportamiento global del sistema estudiado.

Luego de identificar a las variables aleatorias de incidencia, se lleva a cabo un experimento consistente en generar, por computadora, muestras aleatorias para determinadas variables de incidencia y analizar el comportamiento del sistema y/o de las variables de riesgo, tomando en cuenta dicho valor generado. Se repite N veces dicho experimento, se dispondrán de N observaciones sobre el sistema y hacerlo lo más preciso o lo más envolvente que se requiera de acuerdo a medidas de dispersión, estudios de curvas o de acuerdo a criterios de convergencia y de decisión. Esto es un buen resumen de la Ilustración 4-2. El estudio de las oportunidades se puede realizar con mayor detalle y dinamismo conformando la metodología VCD del proyecto en toda su extensión con el estudio de los escenarios más convenientes anclados a estudios financieros y de mercado.

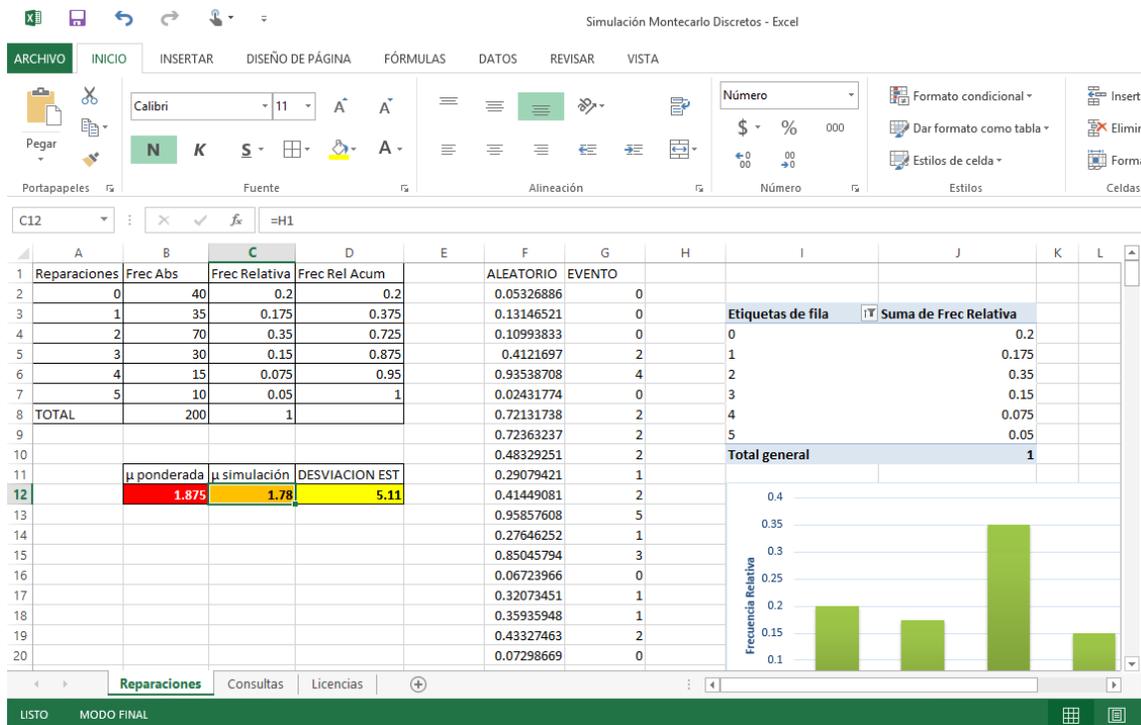
4.8.5.1 *Riesgo operativo*

Veamos por ejemplo, el análisis básico de una variable discreta: el análisis de fallas del Sistema de Bombeo Mecánico. Se tiene un análisis histórico de 200 meses en las que se identificaron el número de fallas dentro de cada mes que tuvo un sistema BM para un pozo en el campo Teotihuacán. La tabla contiene el número de fallas que se pudieran presentar por mes, junto con las frecuencias absoluta y relativa; al final la frecuencia relativa acumulada.

REPARACIONES/MES PRESENTADAS PARA UN SAP-BM			
Reparaciones	Frec. Abs.	Frec. Relativa	Frec. Rel. Acum.
0	40	0.2	0.2
1	35	0.175	0.375
2	70	0.35	0.725
3	30	0.15	0.875
4	15	0.075	0.95
5	10	0.05	1
TOTAL	200	1	

La tabla anterior nos proporciona la distribución de probabilidad de una variable discreta obtenida por el análisis simple de datos históricos de dicho pozo. Si queremos conocer el número de reparaciones esperado por mes de dicho BM para éste pozo en particular, entonces usamos de manera directa a la teoría de probabilidad, usando a la ecuación (4-2) Media números discretos, la cual es 1.875 reparaciones/mes esperada, (la media de la distribución).

Pero también podemos aplicar la simulación de Monte Carlo, con ayuda de Excel[®] para obtener el número esperado de reparaciones. Tenemos el número de reparaciones asociado a una probabilidad de que ocurra. Generamos en la columna F, el número aleatorio y le asociamos la generación de reparaciones aleatorias en la siguiente columna (Columna G). De la columna de Evento, obtenemos simplemente la media muestral. Encontramos que tiende a ser igual a la media de la distribución calculada anteriormente y que varía de manera aproximada a un décimo del número de eventos simulados (en porcentaje, referido al error relativo entre la simulación y el cálculo analítico, en celda de color amarillo)⁷.



El ejemplo anterior muestra que la simulación de MC obtiene resultados muy aproximados a la realidad si es que los factores de riesgo y el número de simulaciones son bastante grandes como para abarcar a todo el sistema en un número considerable de simulaciones.

⁷ De acuerdo a la cuantificación de números aleatorios según Rasmusen en "Games and information", 2006.

4.8.5.2 *Riesgo de Mercado y sus oportunidades*

Ahora veamos otro ejemplo de simulación de MC con variables discretas. Supongamos que PEMEX desarrolla una nueva licencia para estudiar la producción y el comportamiento del BM usando la CDTV (véase capítulo 3). Se nos pide decidir el número de licencias de dicho sistema que conviene poner en venta y que, se instalarán en las computadoras de las compañías contratadas, dependiendo de las ventas durante el próximo trimestre. Cada licencia cuesta a Pemex 75 mil pesos (debido a que mantiene desarrollando el software), mientras que el precio al que será vendido es de 100 mil. Cuando salga al mercado la nueva versión de dicho sistema, el comprador podrá devolver las licencias sobrantes obteniendo un cambio total de 25 mil pesos por licencia devuelta. Basándose en datos históricos, los responsables han obtenido la distribución de probabilidades por ventas de dicha licencia a otros compradores como se anota en la siguiente tabla:

Distribución de probabilidades de las licencias vendidas					
n° Lic. Vendidas	Probabilidad	Prob. Acum.	Ext. Inf. Intervalo	Ext. Sup. Intervalo	Lic. Vendidas
100	0.30	0.30	0.00	0.30	100
150	0.20	0.50	0.30	0.50	150
200	0.30	0.80	0.50	0.80	200
250	0.15	0.95	0.80	0.95	250
300	0.05	1.00	0.95	1.00	300

En la siguiente hoja desarrollada en Excel[®] podemos identificar que en la columna I obtenemos el número de licencias vendidas en el siguiente trimestre, como un evento de simulación. La columna J es de licencias devueltas. La columna K es el costo de dicha venta y las siguientes columnas los ingresos por venta y las devoluciones en pesos, correspondientemente. La columna N es el beneficio neto por ventas y devoluciones totales.

Distribución de probabilidades de las licencias vendidas												
n° Lic. Vendidas	Probabilidad	Prob. Acum.	Ext. Inf. Intervalo	Ext. Sup. Intervalo	n° Lic. Vendidas	Num Aleat.	Lic. Vendida	Lic. Devuelta	Costo MD	Ingresos por venta M\$	Ingresos Dev M\$	Beneficios M\$
100	0.30	0.30	0.00	0.30	100	0.088625401	100	150	18,750.00	10,000.00	3,750.00	-5,000.00
150	0.20	0.50	0.30	0.50	150	0.901833445	250	0	18,750.00	25,000.00	0.00	6,250.00
200	0.30	0.80	0.50	0.80	200	0.326800404	150	100	18,750.00	15,000.00	2,500.00	-1,250.00
250	0.15	0.95	0.80	0.95	250	0.400244246	150	100	18,750.00	15,000.00	2,500.00	-1,250.00
300	0.05	1.00	0.95	1.00	300	0.107475574	100	150	18,750.00	10,000.00	3,750.00	-5,000.00

Variable	Valor	Unidad
Costo x Licencia	75	Mpesos
Ingresos x Lic. Vendida	100	Mpesos
Ingresos x Lic. Devuelta	25	Mpesos
Cantidad Lic. A comprar	250	Licencias

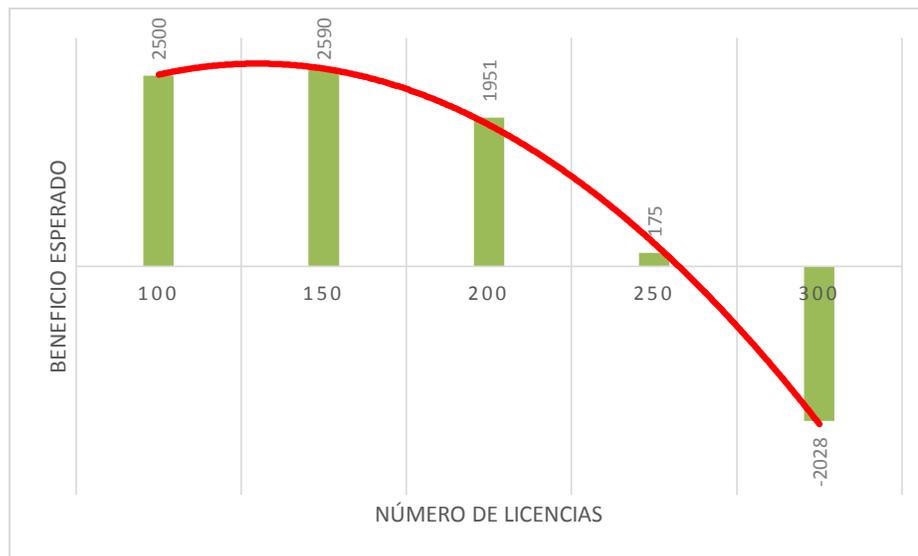
Variable	Valor	Unidad
Media muestral	313.75	
Desviación estándar	4162.91	
Valor Min	-5000.00	
Valor Max	6250.00	
nivel significacion (alpha)	0.05	
Amplitud intervalo confianza	258.02	
Para la media a nivel (1-alpha)%	55.73	571.77

Obtenemos para la simulación, el valor esperado como media muestral, resultado de 1000 iteraciones. Además, obtenemos la desviación estándar y el intervalo de confianza para delimitar el valor de beneficio esperado (El intervalo de confianza es para determinar si la simulación ha sido distribuida de manera normal, encajonando la media muestral sobre el intervalo de distribución normal, dado para una variación de 99% de confianza).

A partir del modelo anterior realizamos un análisis condicional. Será suficiente con cambiar los valores de la celda roja para la serie de número de licencias desde 100 hasta 300 o más, hasta con 5000 iteraciones. Después de la simulación, para distintos escenarios de licencias vendidas, obtenemos la siguiente tabla que resume el beneficio medio esperado, la desviación estándar y el intervalo de confianza, todo en miles de pesos; para un factor de riesgo con distribución de probabilidad normal, y el VeR con confianza de hasta 99%.

Beneficio esperado de ventas de licencias/Simulación y modelo de distribución				
No. De licencias	Beneficio Medio	Desviación Estándar	Intervalo de confianza	
100	2500	0	2500	2500
150	2590	1751	2527	2653
200	1951	3262	1686	2217
250	175	4283	-173	524
300	-2028	4564	-2400	-1657

A continuación se muestra la gráfica de simulación que muestra a los diversos escenarios (ventas de licencias esperadas) y de sus beneficios (basándose en el precio del mismo y en sus devoluciones). De acuerdo al análisis de riesgo y de sensibilidad (Ver simulación, tabla y gráfica) hay que hacer ventas de entre 100 y 150 licencias por trimestre para obtener los beneficios máximos, antes de poner a disposición la nueva versión. Se debe complementar con un estudio de mercado para asegurar las ventas con planes de mercadotecnia.



4.8.5.3 Valor en riesgo

Veamos un ejemplo de Simulación de MC para calcular posteriormente un Valor en Riesgo poniendo en comparación la efectividad de dos equipos de empresas suministradoras de servicios. Tenemos que Pemex tiene que elegir la incorporación de un equipo de análisis de desempeño de BM en un pozo, el cual lo disponen dos empresas. Cada una tiene el equipo y el software propio. Bajo la experiencia previa de la contratación de ambas empresas, se obtuvo que la respuesta de ambos servidores, ‘aquella respuesta para lectura de datos en tiempo real’, tienen un pequeño retraso en segundos y se modela de acuerdo a una distribución de probabilidad normal, con su respectiva desviación estándar, según la siguiente tabla:

Tiempo de espera de lectura del servidor para análisis del desempeño de un SAP BM			
	Distribución	Media (seg.)	Desv. Est. Min (seg.)
Servidor 1	Normal	20	3.4
Servidor 2	Normal	22	2.6

Según la tabla anterior, la empresa 1 tiene que su servidor que responde con un retraso de 20 segundos pero su confianza no es tan buena ya que, la variabilidad de la respuesta de su servidor es de más/menos 3.4 segundos; mientras que el servidor de la empresa 2 tiene un retraso en su respuesta de 20.5 segundos con una desviación estándar de más/menos 1.5 segundos en su respuesta. Se simula la respuesta de ambos servidores hasta con 5000 iteraciones, se elige el que tiene una respuesta más rápida y se determina, tomando en cuenta sus desviaciones estándar, cuál es el más rápido en porcentaje.

Tiempo de espera servidor				Tiempo esperado en segundos			Servidor Más rápido
	Distribución	Media (segs)	Desv. Est. (segs)	Servidor 1	Servidor 2	Total	
Servidor 1	Normal	20	3.4	21.73	19.46	21.73	2
Servidor 2	Normal	20.5	1.5	16.19	20.90	20.90	1
				18.63	19.94	19.94	1
				21.30	19.55	21.30	2
				16.82	20.99	20.99	1
				22.30	21.81	22.30	2
				20.59	21.33	21.33	1
				25.34	21.06	25.34	2
				16.83	21.52	21.52	1
				21.27	19.92	21.27	2
				22.55	20.27	22.55	2
				17.37	17.98	17.98	1
				19.55	19.19	19.55	2
				20.35	21.79	21.79	1
				20.47	20.68	20.68	1
				23.88	20.08	23.88	2
				21.15	20.32	21.15	2
				18.33	22.50	22.50	1
				19.99	19.80	19.99	2
				21.67	18.01	21.67	2

	Frecuencia	Porcentaje
Total itera	5000	100%
S1 + rapido	2748	55%
S2 + rapido	2252	45%
Tiempo medio	21.78	
Desv. Estandar	2.02	
95% Esperado	21.71	21.85

De acuerdo a la hoja de simulación obtenida con ayuda Excel[®] y del análisis con el Método de Monte Carlo, la empresa 1 tiene el 55% de las veces de su servidor, como la más rápida y, la empresa 2 tiene un 45% de las veces. El tiempo de respuesta medio es de 21.78 segundos de los dos servidores, con una desviación estándar de 2.02 segundos. El intervalo de confianza de la simulación identifica que todos los valores van de 21.71 a 21.85 segundos por lo que la simulación contiene una gran consistencia (donde la distribución normal elige el VeR para un 99P). Por lo anterior es conveniente elegir el servicio de la empresa 1, asegurando la efectividad del estudio de desempeño del BM en los pozos del campo Teotihuacán. Habría que hacer el mismo estudio considerando el costo de la prestación de los servicios de ambas empresas y disponerlos según lo requieran los pozos.

4.8.5.4 *Riesgo operativo y de factibilidad*

La instalación de un SAP BM requiere del diseño de todo el equipo superficial y sub-superficial, de los motores, las varillas, el cilindro y del número de emboladas/min así como de la carga y de la producción esperada o requerida. En este ejemplo nos concentramos en el diseño de varillas. Los ingenieros de diseño del BM del campo Teotihuacán disponen de una configuración para pozos verticales con dos tipos de varillas para BM, en donde se tiene que cuantificar el porcentaje de fallas (rupturas) de cada varilla y la elongación total media que resulta de haber operado con las mismas durante cuatro meses. Se tiene que saber de qué tipos de varillas se deben diseñar los pozos así como la cantidad necesaria para la operación y, consecuentemente poder hacer la compra al mayoreo, reduciendo costos. De la experiencia previa, los pozos que operan en el mismo yacimiento Teotihuacán tienen la siguiente distribución de elongación con límite de ruptura de los dos tipos de materiales (y que miden igual antes de operación), según se muestra en la siguiente tabla:

ELONGACIÓN TOTAL DE LA VARILLA (pg.)			
	Distribución	Media min	Desviación Estándar Min.
MATERIAL 1	LOG-NORMAL	8	3
MATERIAL 2	LOG-NORMAL	10	1.5

El comportamiento de elongación de los materiales se modela de acuerdo al comportamiento de ductilidad y al módulo de elasticidad. Los ingenieros cuantifican el módulo de Young y se desprecia el módulo de corte puesto que el esfuerzo no es tangencial debido a que son pozos no desviados. El límite elástico marca la longitud total a la que se puede deformar un material previo al límite de ruptura.

Para la simulación, el comportamiento de elongación se modela bajo una distribución de probabilidad log-normal donde el material 1 se elonga hasta 8 pg. y el material 2 hasta 10 pg. Cada uno tiene una desviación estándar de elongación de más/menos 3 y 1.5 pg., respectivamente.

ELONGACIÓN DEL MATERIAL							
	Distribución	Media min	Desv. Est. Min	VARILLA 1	VARILLA 2	MAYOR	VARILLA MÁS ELONGADA
MATERIAL 1	LOG-NORMAL	2.079441542	1.098612289	7.73	6.47	7.73	2
MATERIAL 2	LOG-NORMAL	2.302585093	0.405465108	3.01	10.70	10.70	1
				4.38	5.58	5.58	1
				8.47	9.79	9.79	1
				11.87	12.67	12.67	1
				3.82	11.96	11.96	1
				56.09	13.10	56.09	2
				15.82	7.43	15.82	2
				11.31	11.40	11.40	1
				6.05	14.12	14.12	1
				15.02	13.69	15.02	2
				4.10	9.12	9.12	1
				3.01	5.69	5.69	1
				24.60	9.35	24.60	2
				30.33	7.02	30.33	2
				30.97	5.05	30.97	2
				14.46	11.95	14.46	2
				18.77	11.78	18.77	2
				5.40	6.72	6.72	1
				60.25	13.91	60.25	2

	Frecuencia	Porcentaje
Total Itera	1500	100%
FALLA VARILLA 1	863	58%
FALLA VARILLA 2	637	42%
ELONGACION TOTAL MEDIA	19.33	
Desv. Estandar	3.41	
99% Esperado	19.10	19.56

De la simulación con Método de MC, se tiene que las variables deben ser calculadas con logaritmo natural, así como sus respectivas desviaciones estándar. Se obtienen bajo una distribución log-normal los números aleatorios de elongación para la varilla 1 (columna G) y para la varilla 2 (columna H). Se determinan las fallas por deformación, con la mayor deformación en la columna J. Se cuantifican el número de fallas y se tiene que la varilla 1 falla 58% de las veces, mientras que la varilla 2 falla 42% de las veces. El total de la deformación es de 19.11 pg. con una desviación estándar de más/menos 3.11 pg. El pedido al mayoreo de dichas varillas para su sustitución en los pozos debe ser de una proporción de 6:4 V1/V2. Se recomienda hacer un estudio de mercado conjunto.

4.8.5.5 *Riesgo de liquidez*

Consideremos que el campo Ras Fanar tiene un capital inicial de 250 millones de dólares. Hay que calcular los flujos de caja para dicho campo donde los flujos de entrada dependen en buena medida de la producción interna, del presupuesto y objetivos de la empresa y del precio de la mezcla mexicana de petróleo (alrededor de 79 dólares el barril proyectado para el año 2015⁸, que de forma inesperada ha tenido una gran volatilidad hasta la fecha de

⁸ SHCP: Presentación del informe previo del presupuesto de egresos de la Federación en la Cámara de Diputados, noviembre de 2014, México.

entrega de este documento; la mezcla mexicana ronda los 40 dólares el barril). Para el primer mes se tiene un flujo de entrada calculado en 500 MM de dólares mientras que el flujo de salida esperado es de 400 MM dólares. En meses posteriores, el valor esperado se toma como el valor obtenido correspondiente al mes anterior. La desviación estándar observado en campos tan similares como éste, es de 25% del valor medio esperado asociado. Con lo anterior, el modelo se construye como sigue:

Flujo de caja				2015											
	A	B	C	D	E	F	Enero			Febrero			Marzo		
	Entrada	Salida	Neto	Entrada	Salida	Neto	Entrada	Salida	Neto	Entrada	Salida	Neto	Entrada	Salida	Neto
1	502	241	512	370	191	691	-284	227	180						
2	589	570	269	306	592	-17	-69	757	-844						
3	804	430	624	755	472	907	-995	858	-946						
4	378	505	123	277	485	-85	135	470	-420						
5	451	339	362	621	418	565	1113	548	1130						
6	802	276	776	580	252	1104	-146	229	728						
7	472	392	330	373	443	260	420	357	324						
8	496	292	455	525	266	714	-673	285	-245						
9	424	349	325	216	145	396	83	101	377						
10	595	424	421	644	364	702	-449	473	-220						
11	630	336	544	779	401	922	-1980	496	-1554						
12	649	563	336	565	438	462	1076	409	1129						
13	600	243	607	387	310	684	223	212	696						
14	625	309	566	511	53	1024	159	48	1135						
15	576	306	520	944	382	1082	1569	570	2080						
16	582	307	525	774	144	1154	-960	162	32						
17	548	505	293	611	262	642	550	348	844						
18	434	429	256	527	376	407	405	378	434						
19	588	412	425	454	224	655	261	230	686						
20	560	326	485	741	457	769	941	571	1140						
21	477	492	235	427	293	369	450	362	457						

Donde las columnas de G a O muestran los flujos de efectivo de entrada, de salida y neto para cada uno de los primeros tres meses del año 2015. Cada fila es una simulación del posible resultado que pudiera ocurrir para la inversión y los rendimientos del campo Ras Fanar. Se realizaron nueve mil iteraciones y se obtuvieron los rendimientos máximo y mínimo para finales de marzo. Se calcula bajo dicha simulación el flujo de efectivo esperado, que es de 530 millones de dólares, con un nivel de confianza de 90% (debido a que es un proyecto con reservas tipo 1P) donde el rango va de 514 a 545 millones de dólares de flujo de efectivo esperado.

La decisión de aplicar o considerar la continuación del proyecto dependerá de las políticas propias de la empresa, puesto que las variables actuales como el fortalecimiento del dólar frente al peso y frente a otras monedas internacionales (en su mayoría debido a conflictos políticos), la caída en la producción interna, el recorte del presupuesto de la paraestatal y el seguimiento de proyectos ya desarrollados así como la volatilidad de los precios internacionales, han provocado una inestabilidad económica que compromete la disponibilidad de recursos para la activación y desarrollo de nuevos proyectos.

El análisis del riesgo prevé que el proyecto puede ser activado siempre que se dispongan de los recursos para su activación, tanto económicos como estructurales y humanos. El flujo de efectivo para el campo tiene un comportamiento positivo y de normal ascensión, tomando en cuenta que el estudio está hecho para un proyecto con reservas tipo 1P. Se debe apoyar el análisis con otros que consideren su productividad y logística para llevarlo a un terreno de operación enmarcado, que ayude a tomar una decisión de activación sobre otros proyectos de interés, para que ayuden a la obtención de más recursos para el seguimiento de los objetivos corporativos.

4.8.5.6 *Árbol de decisiones*

Tenemos el resultado de evaluar al yacimiento Teotihuacán con datos del MOY y de MOE. Se tienen datos de las cinco herramientas de perforación con un grado de confianza que alcanza el 90%. Se acomoda en un árbol de decisión donde las celdas en color rojo significan la probabilidad de proyectos con producción exitosa y de su probable flujo.

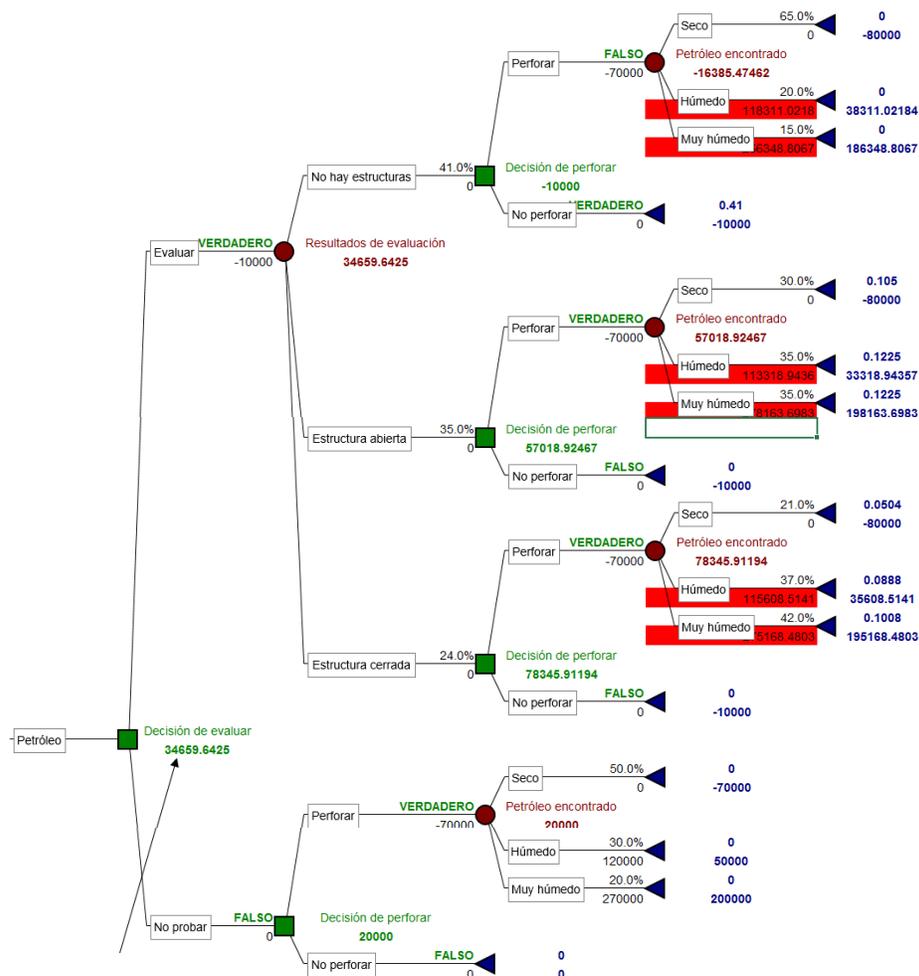


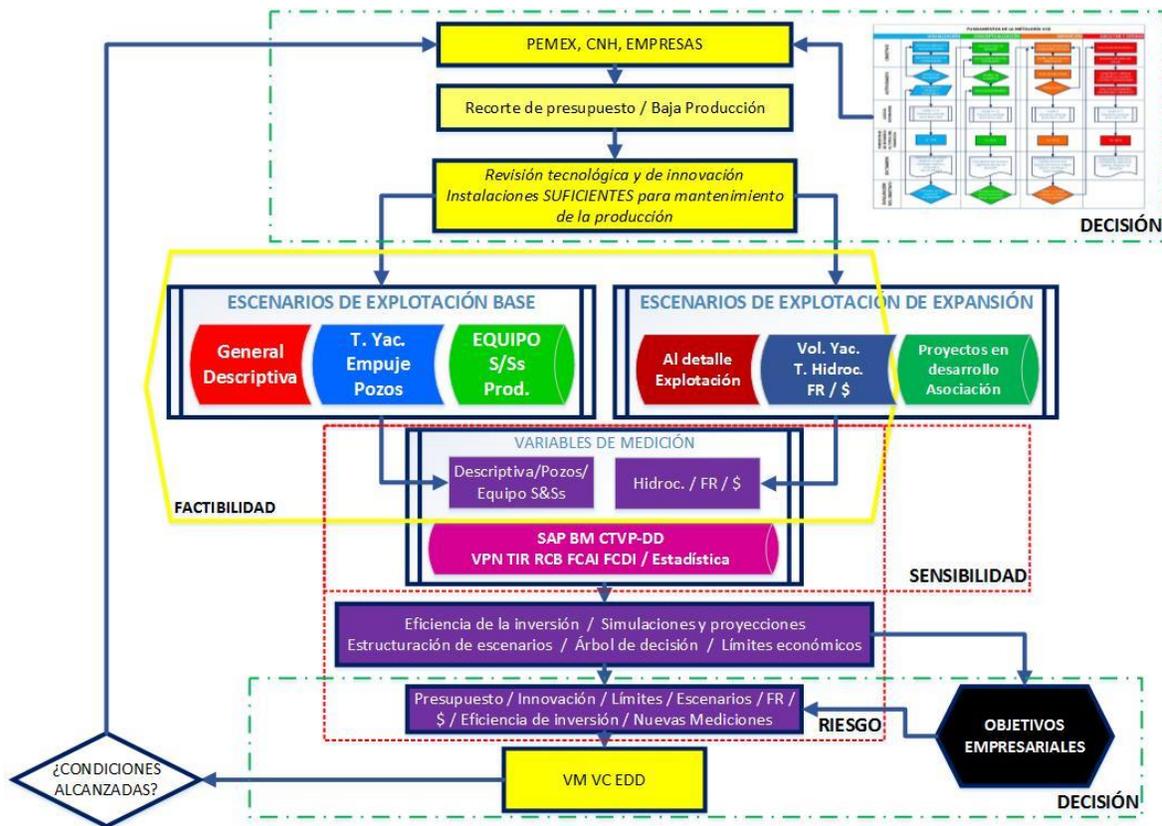
Ilustración 4-9 Ejemplo de árbol de decisión al evaluar un yacimiento y encontrar petróleo

Se tiene como resultado de la evaluación, con ayuda del programa @Risk[®], las siguientes conclusiones:

- Es necesario evaluar el yacimiento con MOY y con las 5 herramientas de la caracterización

- Existe 41% de probabilidad de que No haya estructuras. Existe un 35% de probabilidad de Estructura abierta. Un 24% de probabilidad de estructura cerrada.
- Ya no hay que perforar si no se hayan estructuras.
- Si las hay y son abiertas; al perforar, podremos encontrar petróleo Seco, Húmedo o muy Húmedo con probabilidades, casi uniformes, de un tercio para cada caso.
- Si las hay y son cerradas; al perforar, podremos encontrar tipo seco (1:5 de posibilidades), Húmedo (2:5 de posibilidades) o muy Húmedo (2:5 de posibilidades).
- El árbol de decisión nos orienta sobre las posibilidades de encontrar un determinado escenario según se avanza en la perforación y luego implementar las sesiones operativas y técnicas para desarrollar un escenario en particular.
- El árbol de decisión previene y ayuda a visualizar los posibles escenarios siempre para tener a disposición todo lo necesario para el desarrollo en el tiempo correcto.

4.8.6 VCD APLICADO AL CASO



4.8.7 TABLA DE ESCENARIOS APLICADA AL CASO

ITERACIÓN DE OPTIMIZACIÓN			
CRITERIO DE CONVERGENCIA DE ACUERO A PRODUCCIÓN			
VARIABLES DE DECISIÓN FACTIBILIDAD ECONÓMICO RIESGO Y DESICIÓN			
MODELO ÓPTIMO Y FUNCIONAL			
GEOLÓGICO	DE YACIMIENTO	DE EXPLOTACIÓN	EEB
NUEVAS PRÁCTICAS DE EXPLORACIÓN	INCERTIDUMBRES	OPORTUNIDADES	EEE
General Descriptiva De explotación Ár	VOL. DEL YACIMIENTO TIPO DE HIDROCARBURO F. DE RECUPERACIÓN PRECIO HIDROCARBURO	RESERVAS CRUDOS PESADOS YNF Asociación con empresas	EEE
MODELO ECONÓMICO			
FACTIBILIDAD		Técnico en diseño de campo Logística y productividad Equipo superficial y sub SAP BM-EC CTVP/DD	VALORACIÓN DE PROYECTO
ECONÓMICO BASE		Inversión y depreciación Impuestos Inflación Límite económico Rentabilidad Eficiencia de inversión Estadística y Probabilidad VPN TIR RCB FCAI FCDI	Valor de Medición
SENSIBILIDAD		En capital y crédito	RANGO Y SENSITIVIDAD
RIESGO		De Mercado Crédito Liquidez Operativo Suscrito a catástrofes MoPAF VeR Simulaciones A-P-M	Variables de Conformación
	DECISIÓN	Estrategias regionales Estrategias corporativas Alianzas Valoración de proyectos Continuidad de proyectos Aseguramiento Árbol de decisión	Opciones de los Factores
	FINANCIERO	Volatilidad de los precios internacionales Volatilidad en divisas Redistribución y reestructuración de carteras y portafolios	VALOR DE MERCADO
RENTABILIDAD, SOLVENCIA Y LIQUIDEZ		Variación del precio del Barril de petróleo Recorte del presupuesto Baja en la producción	SITUACIÓN FINANCIERA
EVALUAR FUNCIÓN OBJETIVO Con grupo multidisciplinario y de acuerdo a parámetros internacionales			
ORDENAR/COMPARAR/DECIDIR			

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

1. ALLEN, F, BREALEY R.: "Principles of Corporate Finance", 8th ed., New York, USA, Mc Graw Hill, 2005
2. ALLEN, F, GALE D.: "Financial Innovation and Risk Sharing", Cambridge, MA: MIT Press, 1994
3. AZAR, J.J., ROBELLO Samuel; Halliburton Company: "Drilling Engineering", University of Tulsa, Ed. Pennwell Corporation, 2007
4. BAKER, M., RUBACK R., WURGLER J.: "Handbook of Corporate Finance", Eckbo, Elsevier/North, Holland, 2005
5. Cano Mauricio, Mena L. Carlos y Sadka Joyce: "Teoría de Juegos y Derecho Contemporáneo; Temas Selectos", ITAM, George Mason University y Porrúa, México, 2009
6. CNH: "Factores de recuperación de aceite y gas en México", México, 2010.
7. CREDIT SUISSE FINANCIAL PRODUCTS: "CreditRisk+: A credit risk management framework", 1997
8. CUBA, C.: "Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México", TESIS UNAM, México, 2012.
9. DETLEF MÜLLER-MAHN: Perspektiven der Geographischen Risikoforschung. In: Geographische Rundschau. 59, Nr. 10, 2007
10. DEVORE, JAY: "Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias", California Polytechnic State University, International Thomson Editores, México, 2001
11. Friedman, J.W.: "Teoría de juegos con aplicaciones a la economía", Editorial Alianza Universidad, 1995
12. FUDENBERG, D., TIROLE, J.: "Game Theory", Massachusetts Institute of Technology, USA, 1991
13. González Cabrera, Víctor Manuel (1996). Física fundamental. Editorial Progreso.
14. Harold W. K.: "Classics in Game theory", Princeton, Princeton University Press, 1997
15. HEIKE EGNER y ANDREAS POTT: Risiko und Raum. In: Heike Egner und Andreas Pott (Hrsg.): Geographische Risikoforschung: Zur Konstruktion verräumlichter Risiken und Sicherheiten, Franz Steiner, Stuttgart 2010
16. Hillier, Frederick S.: "Introducción a la investigación de operaciones" México, D.F., McGraw-Hill, 2010
17. KEALHOFFER, S.: "Risk, advances in measurement and management", Renaissance Risk Publications, London, 1995

18. KRAUSE, LARS / BORENS, DAVID: Das strategische Risikomanagement der ISO 31000, zweiteilig, ZRFG 4+5/2009
19. Kreps, D.M.: "Teoría de juegos y modelación económica", Fondo de Cultura Económica, México, 1991.
20. LEA J.F., ROWLAN L., MCCOY J.: "Artificial Lift Power Efficiency", Lubbock Texas, 1999
21. MIAN, M. A.: "Petroleum engineering handbook for the practicing engineer", Vols. I. y II., Tulsa, PennWell publishing, 1992
22. Myerson, R.: "Game Theory: Analysis of Conflict" Cambridge and London: Harvard University Press, 1999
23. PEMEX: "Reservas de hidrocarburos", Presentado en la reforma energética 2012
24. PODIO, A.L., J.N. MCCOY, B. DRAKE, D. BECKER: "Total Well Management A Methodology for Minimizing Production Cost of Beam Pumped Wells", The Petroleum Society of CIM, 1995
25. Rasmusen, Erik: "Games and information", 4ª edición, Blackwell, 2006.
26. SUMMERS, ZECKHAUSER: "Review of Economic Studies", London, 2006
27. "Apuntes de simulación numérica de Yacimientos", Arana, Et al, UNAM-FI, 307 p.
28. "Fundamentos de simulación numérica de Yacimientos", De la Garza, Et al, UNAM-FI, 97p, 2000
29. "Petroleum Reservoir Simulation. A Basic Approach", Abou Kassem, Et al, Gulf Publishing Company, 445 p, 2006
30. TIROLE, J.: "The theory of corporate finance", Princeton University Press, United Kingdom, 2006
31. Tirole, J.: "La teoría de la organización industrial", Editorial Ariel, Francia y México, 1990
32. WILSON, T.: "Portfolio credit risk", BOL, London, September 1997
33. 冈田章: 'ゲーム理論 東京': "Teoría del Juego Actual", 有斐閣, Tokio, 1993.
34. 川西諭: 'ゲーム理論の思考法': "Teoría del Juego y Manejo del Riesgo", 中経出版、Japón, 2003
35. 金子守: 'ゲーム理論と蒟蒻問答': "Teoría del Juego Actual, Perspectivas y Riesgos", 日本评论社、Japón, 2003
36. 驻韩: 《联盟博弈论在通信系统中的应用》: "Teoría del Juego de la Colisión", 北京大学、Universidad de Beijing, China, 2009



CONCLUSIONES

La demanda actual se ha sostenido por la restitución de reservas y por la venta de la mezcla mexicana de petróleo a un precio alto (que se ha vendido hasta mediados del 2014, a un precio mayor de noventa dólares por barril).

Actualmente se tiene una gran incertidumbre con respecto al precio de la mezcla mexicana de petróleo, el cual se estableció en 79 dólares de acuerdo a la proyección de la SHCP. Sin embargo, las proyecciones internacionales, así como los asuntos internos, pueden hacer que el precio de la mezcla mexicana se proyecte hacia la baja (donde se estima vaya por debajo de los 40 dólares por barril a lo largo del año 2015).

Problemas de contexto: la demanda de energía en aumento, la posible independencia de compra de hidrocarburos por parte de EUA en la próxima década, la situación económica

mundial inestable, los conflictos políticos, escasos recursos humanos, problemas de seguridad nacional, nuevas políticas de obtención de recursos, nuevas formas de hacer negocios y las reformas hacendaria, educativa, social y petrolera en México.

Se requiere del desarrollo integral de proyectos en la industria petrolera y que las decisiones tomadas para la prosperidad de México estén fundamentados hacia una buena forma de hacer negocios, cuidando a todos los recursos humanos, reduciendo costos innecesarios con la incorporación de más equipos multidisciplinarios y con una gran sinergia entre las organizaciones, universidades y empresas involucradas.

CONCLUSIONES Y RESULTADOS

La metodología VCD es **Visualizar** las opciones técnicas, tecnológicas y de recursos que van de acuerdo a la finalidad del proyecto y del negocio que resultará en **Conceptualizar** y en seleccionar cualquier escenario a desarrollar considerando sus diversas variables y posibilidades, lo que llevará a la construcción y a la **Definición** de la ingeniería del proyecto, estudio económico integral, específico y del plan de ejecución:

- ✓ Se debe estudiar toda la vida productiva de un pozo.
- ✓ El trabajo abarca toda la vida productiva de un pozo y hace una clasificación necesaria para la identificación y delimitación de todos los casos involucrados en la toma de decisiones.
- ✓ Se estudian los diversos tipos de sistemas artificiales. Se tiene un estudio general y de factibilidad.

Se cumplieron con los objetivos de obtener una metodología innovadora para la implementación de un SAP. Además se tiene una nueva ontología de estudio de caso en yacimiento o en pozo.

El bombeo Mecánico contiene innovaciones tecnológicas y de diagnóstico de desempeño que ayudan a adquirir instalaciones más eficientes tanto en pozos en producción como en de desarrollo.

Los estudios que se realizan abarcan la simulación de situaciones de flujo, de producción y de desempeño, obteniendo una mejor ventaja en aquellos casos donde se hacen los estudios correspondientes previos a la instalación.

Se tienen estudios económicos específicos e integrales donde los que adquieren mayor relevancia son los de factibilidad, de riesgo, de sensibilidad y de decisión.

El establecimiento de todos los conceptos básicos del estudio económico enmarca al proyecto poniéndolo en términos monetarios y financieros y determinar si es rentable.

Se desarrolló una ontología del método VCD otorgando clasificación, orden y asignación de conceptos para el manejo de toda la información dentro de un proyecto, permitiendo su ubicación, desarrollo y valoración de impacto.

Se estableció un ejemplo para cada caso en donde se usan todos los conceptos revisados en la tesis.

El análisis estadístico y el análisis estocástico son necesarios para el desarrollo de escenarios previstos e imprevistos.

El análisis de las ecuaciones en las innovaciones de desempeño y de tecnología es necesario para la implementación de los sistemas reduciendo costos y mejorando su desempeño y para reducir fallas.

El análisis de los aspectos avanzados en finanzas debe asociarse directamente con el objetivo de la empresa.

La implementación de dicha metodología permite tener una visión más global, más específica y de mayor alcance y desarrollo en todas las etapas de la vida productiva de un pozo para manejar cualquier escenario posible y hasta aprovechar los errores que se pudieran presentar sin afectarlos en su estructura, producción y valor económico tanto individual como global, cuidando los activos de la empresa y guiándola hacia su sustentabilidad.

RECOMENDACIONES

Una amplia investigación debe ser hecha para desarrollar modelos de predicción para usarlos en pérdidas de flujo en válvulas, en el deslizamiento entre el barril y el pistón y en la eficiencia de llenado de la bomba para mejorar el proceso predictivo y de análisis de la CDTVP.

Un modelo numérico más eficiente y mejor que el API11L puede ser desarrollado considerando el uso de la CDTVP para la predicción de la elongación de la varilla y de la tubería, del comportamiento del pistón y de la predicción del deslizamiento pistón-barril, para un rango mayor de operación: como para aceite viscoso, para cadenas de varillas, combinación de sistemas, innovaciones, diversos barriles.

La Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón (CDTVP) es un nuevo concepto útil para complementar el método API11L estándar, la simulación numérica de la ecuación de onda, los registros acústicos y la adquisición y procesamiento de las cartas dinamométricas.

Es posible presentar el sistema global Pistón-Tubería-Varilla en el desarrollo de curvas análogas dadas para bombeo electro-centrífugo y para bombeo de cavidades progresivas, lo cual permitiría un algoritmo de análisis nodal para cualquier método de levantamiento artificial.

Los métodos de simulación que se usan en el estudio de campos en medios porosos son un ejemplo a seguir para que cualquier software utilizado en el desarrollo de un campo sea probado y se determinen sus beneficios y limitaciones.

Aun cuando el método de instalación de SAP dual no es aplicado en un campo, una vez probada la factibilidad, el sistema artificial dual puede traer una solución con un valor económico significativo en pozos ultra profundos en tierra.

Levantar un fluido desde un pozo profundo sólo con un SAP BEC tiene limitaciones tanto económicas como de instalación que se pueden convertir en un problema de vital importancia. Conviene combinarlo con SAP BM.

Durante muchos años el Bombeo Mecánico ha sido un sistema artificial deseable en pozos de petróleo en tierra. Hoy, además del Bombeo Mecánico, otros sistemas artificiales tal como el Bombeo Neumático y el BEC están también disponibles en la industria para ayudar a la producción de pozos. Mientras que el Bombeo Mecánico ha sido una de las opciones más simples y económicas, cuando no es suficiente elevar la producción debido a que el fluido es difícil de extraer o existe mucha profundidad en los pozos, entonces los operadores tienen que evaluar el uso de algún otro sistema artificial para producir hidrocarburos en la superficie. La selección de un sistema artificial apropiado es una buena elección siempre que se evalúen todos los factores, incluyendo el económico.

El concepto de sistemas artificiales duales es para utilizar bombas más baratas y resistentes (BM) para liberar la carga con una bomba más sofisticada y cara (BEC). El concepto tendrá más valor cuando las fuentes de hidrocarburos lleguen a ser un tema sensible o urgente y el precio del aceite sea elevado. Para precios bajos de aceite, este método probablemente no es el más rentable.

ÍNDICE DE TABLAS Y ECUACIONES

<i>Ilustración 1 Proceso VCD</i>	5
<i>Ilustración 2 Delimitación de cada etapa de la metodología VCD</i>	6
<i>Ilustración 3 Filosofía VCD</i>	7
<i>Ilustración 4 YPI, la triada de influencia y de oportunidad en México</i>	12
<i>Ilustración 5 Flujo de trabajo para el desarrollo de escenarios de explotación de la industria petrolera mexicana FTPM</i>	13
<i>Ilustración 1-1 Tipos de trampas estructurales y estratigráficas más comunes</i>	20
<i>Ilustración 1-2 Relación entre trampas y los yacimientos y su configuración resultante / Vasile Lăzărescu Physical 1980</i>	21
<i>Ilustración 1-3 Principales ambientes sedimentarios. Su estudio minucioso permite seguir a las rocas generadoras y sello de los yacimientos petroleros</i>	30
<i>Ilustración 1-4 Esquema de los procesos diagenéticos</i>	32
<i>Ilustración 1-5 Mapa tectónico del sureste de México mostrando las cuencas, los horsts y las estructuras más relevantes, las masas de sal que afloran en el fondo marino de la porción meridional del Golfo de México y la localización de secciones en las cuencas terciarias del sureste mexicano. 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. Los incisos 1) al 5) corresponden a secciones lito-estratigráficas que se muestran a detalle en la Ilustración 1-7 / Padilla y Sánchez, 2007</i>	34
<i>Ilustración 1-6 Representación esquemática cronológica de los eventos tectónicos que afectaron la región del sureste mexicano y la porción meridional del Golfo de México./ Ídem.</i>	35
<i>Ilustración 1-7 Litoestratigrafía regional del sureste mexicano / Padilla y Sánchez, 2007</i>	36
<i>Ilustración 8 Mojabilidad de diferentes fluidos. El fluido A posee una mojabilidad muy pequeña y un ángulo de contacto muy grande (ángulo obtuso), mientras que la mojabilidad del C es muy grande y su ángulo de contacto muy pequeño (ángulo agudo)</i>	43
<i>Ilustración 1-9 Izquierda: Trayectoria de un pozo; Derecha: Trayectoria de un pozo intencionalmente desviado</i>	60
<i>Ilustración 1-10 Diferentes tipos de pozos; A: pozo vertical; B: pozo desviado; C: pozo con equipo desviado; D: pozo multidireccional; E: pozo con terminación múltiple y pozo horizontal</i>	63
<i>Ilustración 1-11 Medición de la permeabilidad IZQ: Pozo vertical DER: Pozo horizontal</i>	66
<i>Ilustración 1-12 Los métodos de estimación de reservas y el orden general de su incorporación al estudiar un pozo o campo en exploración, perforación y producción.</i>	79
<i>Ilustración 1-13 Relaciones entre los diferentes métodos de recuperación, las prácticas operativas y el Factor de Recuperación esperado para cada etapa de recuperación. CNH-DT-1, México, 2010.</i>	82
<i>Ilustración 1-14 Áreas de incidencia general para la obtención de escenarios de producción para México / Badillo 2015</i>	90
<i>Ilustración 1-15 Aspectos de la vida productiva de un proyecto petrolero que conforman los primeros tres modelos del flujo de trabajo para la industria petrolera mexicana. / Badillo 2015</i>	91
<i>Ilustración 16 Configuración estándar del bombeo mecánico</i>	102
<i>Ilustración 17 Esquema de la bomba tipo pistón para Bombeo Mecánico en fondo de pozo</i>	103
<i>Ilustración 18 Sistema de Bombeo RotaFlex</i>	144
<i>Ilustración 19 Cadena de la Unidad RotaFlex</i>	145
<i>Ilustración 20 Sistema de Bombeo Mecánico de Bajo Volumen</i>	148
<i>Ilustración 21 Controlador Programable</i>	148

<i>Ilustración 22 Paneles de celdas solares de 8 x 8 pies</i>	<i>149</i>
<i>Ilustración 23 Gráfica API11L del Factor de corrección de la carrera del émbolo</i>	<i>161</i>
<i>Ilustración 24 Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón / Badillo 2015</i>	<i>162</i>
<i>Ilustración 25 Esquema del perfil de presiones en pozo con BM. / Badillo 2015</i>	<i>163</i>
<i>Ilustración 4-1. Método de simulación paramétrica para calcular el Valor en Riesgo / Badillo 2015</i>	<i>205</i>
<i>Ilustración 4-2. Método de simulación de Monte Carlo para obtener el Valor en Riesgo. / Badillo 2015.....</i>	<i>211</i>
<i>Ilustración 28 Ejemplo de la Curva del Desempeño Tubería-Varilla-Pistón a 12 CPM</i>	<i>221</i>
<i>Ilustración 29 Aplicación del Análisis Nodal usando CDTVP a 12 CPM</i>	<i>222</i>
<i>Ilustración 30 Ejemplo de la Curva de Desempeño Tubería-Varilla-Pistón a 6CPM</i>	<i>223</i>
<i>Ilustración 31 Aplicación del Análisis Nodal usando CDTVP a 6 CPM.....</i>	<i>223</i>
<i>Ilustración 32 Ejemplo de la Curva de Desempeño de la Tubería-Varilla-Pistón a 12 CPM para tuberías Ancladas y No Ancladas</i>	<i>224</i>
<i>Ilustración 33 Aplicación del Análisis Nodal usando CDTVP a 12 CPM para Tubería Anclada y No Anclada ..</i>	<i>224</i>
<i>Ilustración 4-9 Ejemplo de árbol de decisión al evaluar un yacimiento y encontrar petróleo</i>	<i>264</i>

<i>Tabla 1</i>	<i>Mojabilidad. Ángulos de contacto e interacciones sólido/líquido y líquido/líquido</i>	<i>43</i>
<i>2</i>	<i>Clasificación de pozos después de la perforación</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 3</i>	<i>Clasificación de reservas según SPE, WPC y AAPG, año 2000.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 4</i>	<i>Resumen de la información obtenida para cada Modelo de Generación de Escenarios. / Badillo 2015</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 5</i>	<i>Todos los parámetros por modelo que se consideran para Generar escenarios y que afectan directamente al modelo económico. / Badillo 2015</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 6</i>	<i>Optimización de escenarios/Badillo 2015</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 4-1</i>	<i>Fortalezas relativas de los métodos que calculan el VeR basado según se sombrea el círculo.</i>	<i>204</i>
<i>Tabla 4-2</i>	<i>Fundamentos del VCD: Badillo 2015</i>	<i>214</i>
<i>Tabla 4-3</i>	<i>Tabla de optimización de escenarios. Información Geológica, de Yacimientos y de Explotación: Badillo 2015</i>	<i>215</i>
<i>Tabla 4-4</i>	<i>Tabla de optimización de escenarios extendida. Los 4 modelos y la relación de Variables: Badillo 2015</i>	<i>217</i>
<i>Tabla 4-5</i>	<i>Metodología de selección de opciones técnico-económicas: Badillo 2015.</i>	<i>218</i>
<i>Tabla 4-6</i>	<i>Desarrollo económico y resultados del bombeo cavidades progresivas en el campo Teotihuacán</i>	<i>246</i>
<i>Tabla 4-7</i>	<i>Desarrollo económico y resultados del Bombeo mecánico en el campo Teotihuacán</i>	<i>247</i>
<i>Tabla 4-8</i>	<i>Análisis de sensibilidad en el Flujo de efectivo del bombeo mecánico del campo Teotihuacán</i>	<i>247</i>
<i>Tabla 4-9</i>	<i>Análisis de sensibilidad en el flujo de efectivo del bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán</i>	<i>247</i>
<i>Tabla 4-10</i>	<i>Resumen estadístico del árbol de decisión correspondiente al bombeo mecánico y el bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán</i>	<i>251</i>
<i>Tabla 4-11</i>	<i>Resumen económico del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Teotihuacán</i>	<i>252</i>
<i>Tabla 4-12</i>	<i>Resultados relevantes de la gráfica de probabilidad acumulada del bombeo mecánico y el bombeo cavidades progresivas del campo Teotihuacán</i>	<i>254</i>

AGRADECIMIENTOS	IX
PRÓLOGO	X
OBJETIVOS	2
INTRODUCCIÓN	3
DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD	5
CONSIDERACIONES Y OBJETIVOS DEL VCD	6
PROCESO PRE-VCD	7
PROCESO VCD APLICADO	8
PROCESO DE VISUALIZACIÓN	8
PROCESO DE CONCEPTUALIZACIÓN	10
PROCESO DE DEFINICIÓN	10
FLUJO DE TRABAJO PARA EL DESARROLLO DE ESCENARIOS	11
RESULTADOS ESPERADOS DEL VCD	14
RESUMEN DE LA METODOLOGÍA VCD	15
BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	16
HEMEROGRAFÍA DEL CAPÍTULO	16
1 OPCIONES TÉCNICAS Y ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN MEDIANTE METODOLOGÍA VCD	17
1.1 REVISIÓN DE LA VIDA PRODUCTIVA DE POZOS	20
1.1.1 EXPLORACIÓN	20
1.1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	29
1.1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS	37
1.1.4 LAS 5 HERRAMIENTAS DE LA CARACTERIZACIÓN	40
1.1.5 PERFORACIÓN	59
1.1.6 CEMENTACIÓN	66
1.1.7 REVESTIMIENTO	68
1.1.8 TERMINACIÓN	70
1.1.9 PRODUCCIÓN	75
1.1.10 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS	76
1.1.11 ESTIMACIÓN DE RESERVAS	77
1.1.12 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS, SU INCERTIDUMBRE Y RIESGO ASOCIADOS	79
1.1.13 RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA	82
1.2 OPCIONES TÉCNICAS	83
1.3 ESTRATEGIAS DE EJECUCIÓN	84

1.3.1	INCERTIDUMBRES DEL YACIMIENTO	86
1.3.2	ÁREAS DE OPORTUNIDAD DE LA INDUSTRIA MEXICANA	87
1.3.3	APLICACIÓN DEL VCD.....	87
1.3.4	ÁREAS DE ENFOQUE. PROCESO VCD CASO MEXICANO.....	89
1.3.5	CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS.....	94
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	96

2 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.....99

2.1	BOMBEO MECÁNICO.....	101
2.1.1	ANTECEDENTES TEÓRICOS	102
2.1.2	COMPONENTES PRINCIPALES.....	104
2.1.3	EFICIENCIA VOLUMÉTRICA	104
2.1.4	VENTAJAS.....	104
2.1.5	DESVENTAJAS.....	104
2.1.6	OPTIMIZACIÓN	105
2.1.7	TIPOS DE VARILLAS	105
2.1.8	CÁLCULOS DEL BM.....	106
2.2	BOMBEO HIDRÁULICO	108
2.2.1	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	108
2.2.2	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET(A CHORRO)	110
2.3	BOMBEO NEUMÁTICO	111
2.3.1	VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO.....	111
2.3.2	DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO.....	112
2.3.3	CÁLCULOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO.....	112
2.4	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....	114
2.4.1	FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP	114
2.4.2	TIPOS DE BCP	117
2.4.3	VENTAJAS.....	118
2.4.4	DESVENTAJAS.....	118
2.5	FACTIBILIDAD CUALITATIVA DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	119
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO.....	124

3 INNOVACIONES TECNOLÓGICAS EN BOMBEO MECÁNICO.....127

3.1	VARILLA PULIDA.....	130
3.2	USO DE VARILLAS DE FIBRA DE VIDRIO PARA BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PROFUNDOS	130
3.2.1	FUERZA MOTRIZ	131
3.2.2	EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO	132
3.2.3	DISEÑO DE LA VARILLA PULIDA Y TUBERÍA.....	133

3.2.4	BOMBA DE FONDO	134
3.2.5	FENÓMENO DE GOLPETEO	134
3.2.6	TEMPERATURA	134
3.2.7	RESULTADOS	135
3.3	BOMBEO MECÁNICO PARA POZOS CON AGUJERO REDUCIDO	136
3.3.1	SECUENCIA DE INSTALACIÓN	137
3.3.2	VENTAJAS Y DESVENTAJAS	137
3.3.3	RESULTADOS	138
3.4	SISTEMA DE BOMBEO ROTAFLEX	139
3.4.1	CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD ROTAFLEX	139
3.4.2	ANÁLISIS Y BALANCEO DEL TORQUE MECÁNICO DEL ROTAFLEX	141
3.4.3	NOMENCLATURA	143
3.4.4	ANEXO 1 ILUSTRACIONES	144
3.5	SISTEMAS DE BOMBEO DE BAJO VOLUMEN	146
3.5.1	DELICUEFACCIÓN DEL VOLUMEN LÍQUIDO DE POZOS DE GAS	146
3.5.2	COMPONENTES DEL EQUIPO	146
3.5.3	DISEÑO COMPARADO CON SIMULADORES	147
3.5.4	RESULTADOS	147
3.5.5	ANEXO 1 ILUSTRACIONES	148
3.6	DIAGNÓSTICO DEL DESEMPEÑO DEL BM EN POZOS DESVIADOS	150
3.6.1	ECUACIÓN DEL MODELO	150
3.6.2	ANÁLISIS DE LA ECUACIÓN Y APROXIMACIÓN DE LA SOLUCIÓN	151
3.6.3	EFFECTO DE LA DEFORMACION LATERAL	155
3.6.4	RESULTADOS	158
3.6.5	NOMENCLATURA	159
3.7	MODELO DE DESEMPEÑO DEL BM USANDO LA CURVA TUBERÍA-VARILLA-PISTÓN	160
3.7.1	NOMENCLATURA	166
3.8	INSTALACIÓN DE SAP DUAL EN POZOS ULTRAPROFUNDOS	168
3.8.1	DISEÑO PARA LA ESTRUCTURA DE LA PRESIÓN	168
3.8.2	DISEÑO CONCEPTUAL	169
3.8.3	DISCUSIÓN	173
3.8.4	NOMENCLATURA	173
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	175
		179
4	ANÁLISIS DE DECISIÓN Y RIESGO TÉCNICO ECONÓMICO	179
4.1	ESTUDIO ECONÓMICO INTEGRAL	181
4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	182
4.2.1	BENEFICIOS DE REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO	183
4.2.2	COSTOS	183
4.2.3	INVERSIONES	184

4.2.4	DEPRECIACIÓN	184
4.2.5	LÍMITE ECONÓMICO	184
4.2.6	PRECIOS	185
4.2.7	FLUJO DE EFECTIVO	185
4.2.8	VALOR PRESENTE NETO	186
4.2.9	TASA INTERNA DE RETORNO	186
4.2.10	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO	186
4.2.11	PERIODO DE RECUPERACIÓN	187
4.3	FUNDAMENTOS DE ESTADÍSTICA Y PROBABILIDAD	187
4.3.1	DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	187
4.3.2	MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL	188
4.3.3	MEDIDAS DE DISPERSIÓN	190
4.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	195
4.4.1	ESCENARIOS	196
4.4.2	DIAGRAMA DE TORNADO	197
4.5	ANÁLISIS DE RIESGO	198
4.5.1	PRUEBA DE RESISTENCIA O SOLVENCIA	199
4.5.2	PRUEBA DE ESCENARIOS	200
4.5.3	MODELO DE PRECIOS DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS (MoPAF)	201
4.5.4	VALOR EN RIESGO (VER)	202
4.6	ANÁLISIS DE DECISIÓN	212
4.6.1	ANÁLISIS DEL ÁRBOL DE DECISIONES	212
4.7	SUMARIO	213
4.8	APLICACIÓN	220
4.8.1	ESTUDIO DE SENSIBILIDAD Y APLICACIÓN DE LA CDTV	221
4.8.2	INSTALACIÓN DE SISTEMA DUAL	225
4.8.3	SIMULACIÓN DEL FLUJO DE ACEITE EN EL YACIMIENTO	226
4.8.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	246
4.8.5	ANÁLISIS DEL RIESGO Y DE LAS OPORTUNIDADES	254
4.8.6	VCD APLICADO AL CASO	265
4.8.7	TABLA DE ESCENARIOS APLICADA AL CASO	266
	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	267
	<u>CONCLUSIONES</u>	<u>269</u>
	CONCLUSIONES Y RESULTADOS	270
	RECOMENDACIONES	271
	ÍNDICE DE TABLAS Y ECUACIONES	274