



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA EL MANEJO DE
VENTANA OPERATIVA ESTRECHA”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

ALBERTO PÉREZ GONZÁLEZ

JOSÉ ALEJANDRO JIMÉNEZ TAPIA

DIRECTORA DE TESIS:

ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., SEPTIEMBRE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-654

SR. JOSÉ ALEJANDRO JIMÉNEZ TAPIA
Presente

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

**SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA EL MANEJO DE VENTANA
OPERATIVA ESTRECHA**

- I INTRODUCCIÓN**
- II MARCO TEÓRICO**
- III TECNOLOGÍAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS
CON VENTANA OPERATIVA ESTRECHA**
- IV GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA
UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS CON
VENTANA OPERATIVA ESTRECHA**
- V RESULTADOS DE APLICACIÓN
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
APÉNDICES**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 3 de junio de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-655

SR. ALBERTO PÉREZ GONZÁLEZ
Presente

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

**SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA EL MANEJO DE VENTANA
OPERATIVA ESTRECHA**

- I INTRODUCCIÓN**
- II MARCO TEÓRICO**
- III TECNOLOGÍAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS
CON VENTANA OPERATIVA ESTRECHA**
- IV GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA
UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS CON
VENTANA OPERATIVA ESTRECHA**
- V RESULTADOS DE APLICACIÓN
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
APÉNDICES**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 3 de junio de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA EL MANEJO DE VENTANA
OPERATIVA ESTRECHA**

TESIS PRESENTADA POR:

JIMÉNEZ TAPIA JOSÉ ALEJANDRO
PÉREZ GONZÁLEZ ALBERTO

DIRIGIDA POR:

ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE

ING. MANUEL J. VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL

ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

SECRETARIO

ING. GUILLERMO TREJO REYES

1ER. SUPLENTE

ING. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS

2DO. SUPLENTE

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

Ciudad Universitaria, México D. F., septiembre de 2008.

Agradecimientos

En este momento que concluyo una de las etapas más significativas y gratificantes de mi vida, deseo primeramente agradecer a mis padres María de la Luz González y Froylán Pérez por haberme brindado la oportunidad de poder recibir una formación académica, pero, sin duda alguna aquello por lo que siento una gratitud todavía mayor es por todos los valores y enseñanzas que ellos me han transmitido a través de su ejemplo: la honestidad, el compromiso, el sentido del deber, la responsabilidad, el respeto, la humildad, la integridad, la perseverancia, la constancia.

Quiero también expresar mi más sincero y eterno agradecimiento a mis padres por saber que pase lo que pase, a pesar de y por encima de todo siempre he contado con su apoyo incondicional y sé que así seguirá siendo.

No miento si digo que es gracias a todo lo anterior que hoy cumplo con una meta tan trascendental y se que siempre estaré en deuda, que será muy difícil poder retribuir algo tan valioso como lo es la confianza, el cariño y las expectativas depositadas en mi; pero se también que en algo abono a saldar dicha deuda al dedicar ésta tesis y todos mis logros y éxitos venideros a mis padres... Gracias por haber hecho de mi lo que soy.

A mis hermanos Claudia y Noé les agradezco también ser ellos mismos un ejemplo a seguir para mí, así como todo el apoyo recibido de su parte y por haber compartido conmigo la experiencia de ser parte y haber vivido una vida en familia.

Mi estancia en la Facultad de Ingeniería no habría sido todo lo grata, todo lo llena de experiencias irrepetibles e incluso todo lo colmada de momentos divertidos que fue de no haber contado con amigos como con los que tuve la oportunidad de compartir esa etapa tan especial; a las y los insignes integrantes del Atlético Banana F. C.: Tania, Barlos, Rosko, Erick, Oliver, Karlitos, Jairo, Memo, Alma, Toño; a Alejandro, Víctor, Tomás, les agradezco el haberme brindado su amistad, el haber podido contar con cada uno de ustedes y el hecho de saber que seguiré contando con su amistad y con su apoyo.

Muchas gracias Rebeca Jethzabel por haber compartido conmigo tantos y tan maravillosos momentos, por que siempre sabes como hacerme sonreír, por las clases de química que he recibido y sigo recibiendo gratuitamente, por que en muchas ocasiones hiciste que el tiempo pasara sin sentirlo y por las muchas otras que pasamos el tiempo pasándonosla muy bien.

Deseo compartirte este logro tan valioso en mi vida ya que siendo tu una de las personas más importantes para mí, fuiste y eres en gran medida parte del mismo.

Al M. I. Jaime Blanco Galán por habernos guiado durante la elaboración de la tesis a través de todos los consejos que nos dio y las recomendaciones que nos hizo, por habernos facilitado material de consulta, por compartir con nosotros su valiosa experiencia y conocimiento, le extiendo mi mas sincero agradecimiento, ya que sin su inestimable colaboración no habría sido posible llevar a buen puerto ésta tesis.

Un muy especial agradecimiento a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, institución a la cual es un verdadero privilegio pertenecer y donde no sólo se forman profesionistas en el aspecto académico sino también en el aspecto humano, lo que sin duda posibilita a los que somos egresados de la UNAM para ejercer nuestra carrera de manera profesional.

Alberto Pérez González.

Agradecimientos

Hoy que alcanzo una de las metas más relevantes y trascendentes de mi vida, que es el verme realizado como profesionalista, quiero darle las gracias en primer lugar a Dios, por haberme dado la fuerza, salud, serenidad y firmeza para lograrla; aunado a esto, le doy las gracias por haberme dado una familia la cual ha sido y seguirá siendo uno de los pilares fundamentales de mi ser.

Quiero darles las gracias a mis padres María del Carmen Tapia y Gabino Jiménez por el apoyo incondicional que me han brindado, no sólo durante mi trayectoria escolar, sino a lo largo de toda mi vida. Gracias por todo lo que me han enseñado, por los valores que me han inculcado, por los consejos que me han dado, por el amor que siempre me han demostrado, pero sobre todo quiero darles las gracias por depositar su confianza entera en mi y por haberme apoyado en los momentos en que más los he necesitado.

Agradezco a mis hermanos Maricarmen y Edgardo por brindarme su apoyo, comprensión y cariño durante toda mi vida, gracias por compartir conmigo momentos maravillosos como familia, pero muy particularmente les agradezco que hayan sabido sembrar en mi el ejemplo a seguir que como hermanos mayores me han dado para ser una persona de bien.

También quiero darle las gracias a una personita muy especial en mi vida y que me ha dado el regalo más grande del mundo, gracias Jessica por haberme comprendido, apoyado, por estar a mi lado y compartir conmigo la felicidad de este logro; gracias por el gordo hermoso que me has dado, al cual también le agradezco por darme las fuerzas y las agallas para conseguir lo que hoy con mucho cariño dedico a todos los seres queridos que me rodean.

A Víctor, Tomás, Jorge, Jesús, Alberto, Claudio, Ponchín y todos mis demás amigos con los que sé que puedo contar y con los que ustedes bien saben que cuentan conmigo, les doy las gracias, ya que sin duda alguna ustedes fueron los que hicieron de mi estancia en la Facultad de Ingeniería una etapa llena de recuerdos inolvidables así como de momentos plenos de diversión; les agradezco su amistad y confianza que me han brindado, al mismo tiempo me es grato decirles que les hago extensivo a cada uno de ustedes este logro que es el resultado de nuestra formación como profesionalistas.

Le doy las gracias al M. I. Jaime Blanco Galán por el tiempo dedicado a esta tesis, así como por la valiosa información que nos brindó para el desarrollo de la misma; gracias por compartir con nosotros sus experiencias y por apoyarnos con su amplio conocimiento en los temas desarrollados, lo cual fue pieza clave para la culminación de esta tesis.

Finalmente quiero dar las gracias a la institución que me ha formado como persona y sobre todo como un profesionalista dedicado y comprometido, de la cual me siento orgulloso e incluso privilegiado de ser egresado, gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México mi Alma Máter.

Alejandro Jiménez Tapia.

CONTENIDO

	Página
AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	v
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO	14
2.1 Generalidades	14
2.2 Conceptos básicos	16
2.3 Problemática de la ventana operativa estrecha	29
2.3.1 Brotes	29
2.3.2 Atrapamiento de tubería	32
2.3.3 Inestabilidad del agujero	37
2.3.4 Pérdidas de circulación	40
CAPÍTULO 3 TECNOLOGÍAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS CON VENTANA OPERATIVA ESTRECHA	42
3.1 Tecnologías basadas en la modificación del fluido de perforación	45
3.1.1 Mejorar la integridad de la formación con grafito	45
3.1.2 Fluido de Ultra Baja Invasión (ULIF)	48
3.2 Tecnologías basadas en la generación del doble gradiente	52
3.2.1 Esferas huecas	52
3.2.2 Managed Pressure Drilling (MPD)	56
3.2.3 Subsea Mudlift Drilling (SMD)	61
3.2.4 Riser Gas-Lift	68
3.2.5 Sistema Deep Vision	72
3.3 Tecnologías basadas en el control de presión	77

	Página
3.3.1 Micro-Flux Control	77
3.3.2 Válvula de Circulación Continua (CCV)	84
3.3.3 Monitoreo en tiempo real	86
CAPÍTULO 4 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS CON VENTANA OPERATIVA ESTRECHA	90
4.1 Necesidad de desarrollar una guía de selección	90
4.2 Toma de decisiones	91
4.3 Guía de selección	92
4.4 Clasificación de tecnologías	95
4.5 Diagramas de semáforo	96
4.6 Construcción del árbol de decisión	101
4.6.1 Consideraciones hechas en la construcción del árbol de decisión	102
4.7 Uso de la simulación Monte Carlo	109
4.7.1 El árbol de decisión y la simulación Monte Carlo	111
CAPÍTULO 5 RESULTADOS DE APLICACIÓN	114
5.1 Aplicación	114
5.2 Resultados	121
5.2.1 Resultados obtenidos al solucionar el árbol de decisión	121
5.2.2 Resultados de la Simulación Monte Carlo	123
5.2.2.1 Simulación para cada técnica	123
5.2.2.2 Simulación para cada tipo de tecnología	133
5.3 Análisis de resultados	136
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	138
APÉNDICE A	140
APÉNDICE B	146
BIBLIOGRAFÍA	160

RESUMEN

En el presente trabajo se hace una descripción de la problemática a la que se enfrenta hoy en día la Industria Petrolera al incursionar en ambientes cada vez más hostiles para la perforación de pozos, en particular los riesgos y posibles complicaciones que se pueden presentar al trabajar con una ventana operativa estrecha, así como los factores que pueden generar dicha condición. También se detalla el funcionamiento de una serie de tecnologías que permiten mitigar y en algunos casos eliminar por completo las limitaciones que existen para perforar pozos cuya presión de formación es muy cercana a la presión de fractura. Finalmente se propone una guía de selección que sirve como herramienta para poder decidir en principio cuál de las tecnologías es la más adecuada a cada caso en particular.

Hoy en día existe una gran variedad de tecnologías para la perforación de pozos con ventana operativa estrecha, por lo que es de suma importancia conocer cuáles son las opciones disponibles y en su caso contar con los elementos necesarios para determinar cuál opción es más factible, tanto técnica como económicamente, para maximizar los beneficios del proyecto.

Se analizaron diferentes tecnologías documentadas dentro de la Industria. En este trabajo se presentan las que han sido implementadas exitosamente así como aquellas que en teoría ofrecen mayores beneficios, se realizó también una clasificación de las tecnologías estudiadas de acuerdo a su principio de operación y se determinó la aplicabilidad de cada tecnología bajo ciertos parámetros de operación.

Por otra parte, se estudiaron diferentes técnicas de análisis de riesgo y evaluación de tecnología para poder determinar cuáles de estas técnicas son las más adecuadas para su aplicación en la Industria Petrolera.

Como apoyo para la guía de selección propuesta se hizo uso de un software especializado en el análisis de riesgo, dicho software es una herramienta de gran utilidad en la toma de decisiones ya que simplifica enormemente el proceso de análisis.

Como resultado del trabajo de investigación realizado se presenta un panorama general de diferentes tecnologías para perforar pozos con ventana operativa estrecha.

También se presenta un ejemplo para la aplicación de la guía de selección y los resultados que se obtienen de la misma, donde puede apreciarse el proceso que debe seguirse en su aplicación, sus beneficios, así como la facilidad en la interpretación de los resultados y la relevancia que tienen los mismos en la toma de decisiones.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Desde hace 70 años la base del desarrollo en México ha sido el petróleo y, hoy en día, el reto para el país es aprovechar una fuente de hidrocarburos no explorada aún: el petróleo que se encuentra en aguas profundas.

Hoy se sabe que una gran cantidad de este recurso natural se encuentra debajo del fondo del mar a grandes profundidades. Por ello es vital que nuestro país cuente con la tecnología y los recursos que le permitan afrontar el gran desafío de extraerlo.

Tradicionalmente el petróleo se ha extraído de pozos que se encuentran en tierra o cerca de las costas. México tiene una amplia experiencia y el equipo calificado para trabajar este tipo de yacimientos, como el de Cantarell, el tercero más grande a nivel mundial, que se explota desde hace más de 25 años en el litoral de Campeche.

Sin embargo, ahora se enfrenta un nuevo reto: una gran parte de las reservas prospectivas de hidrocarburos del país están entre los mil y tres mil metros bajo el mar, en el Golfo de México.

Otros países ya están trabajando con éxito en este terreno; desarrollando la tecnología que se necesita para explorar, perforar los pozos necesarios y explotar el petróleo en aguas profundas.

El primer pozo exploratorio costa afuera tuvo lugar en California en los primeros años de la historia del desarrollo de la industria del petróleo y gas en 1887. El éxito de esta experiencia motivó a continuar con la exploración en el Océano Pacífico. Sin embargo, la expansión de la producción costa afuera realmente se dio a finales de los años 40's y principios de los 50's. En 1949 se habían encontrado 11 campos en el Golfo de México con 44 pozos exploratorios. A finales de los 60's existían alrededor de 800 plataformas en el Golfo de México solamente. Esta expansión fue frenada en cierta medida por el

colapso en los precios del petróleo después de 1984, cuando muchos proyectos de exploración programados fueron pospuestos. Sin embargo, el avance de las tecnologías para las operaciones costa afuera hizo posible que las compañías se adentraran más y más en el mar hacía tirantes de agua cada vez mayores.

La exploración en busca de aceite y gas en aguas profundas tiene lugar principalmente en 5 regiones: Costas de Brasil, Golfo de México, Mar del Norte, costas del Oeste de África y el Sudeste Asiático.

El primer proyecto de exploración en aguas profundas se llevó a cabo en los 70's (con tirantes de agua mayores a 500 metros), pero los primeros éxitos significativos se dieron en los 80's con el desarrollo de campos en aguas profundas en las costas de Brasil (por Petrobras) y en el Golfo de México (por Shell). Desde entonces la tasa de éxitos y volúmenes descubiertos, hechos en aguas profundas durante la última década, han mejorado significativamente, con 20% de los descubrimientos mundiales de aceite y 6% de los descubrimientos mundiales de gas. Mejoras en la sísmica y avances en la ingeniería de pozos han hecho a los desarrollos en aguas profundas menos costosos y menos inciertos conforme ha pasado el tiempo.

El aspecto económico de la producción en aguas profundas también ha demostrado ser rentable debido a que, a pesar de los relativamente altos costos de desarrollo, los volúmenes de producción son relativamente grandes también. El término "productivo" tiene, por supuesto, un significado especial en aguas profundas. Un proyecto económicamente factible requiere pozos con capacidad de producción de alrededor de 20 millones de barriles con gastos por encima de los 10,000 barriles diarios.

La exploración y explotación de yacimientos en "Aguas Profundas" se refiere a la exploración y explotación de regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros (Figura 1.1).

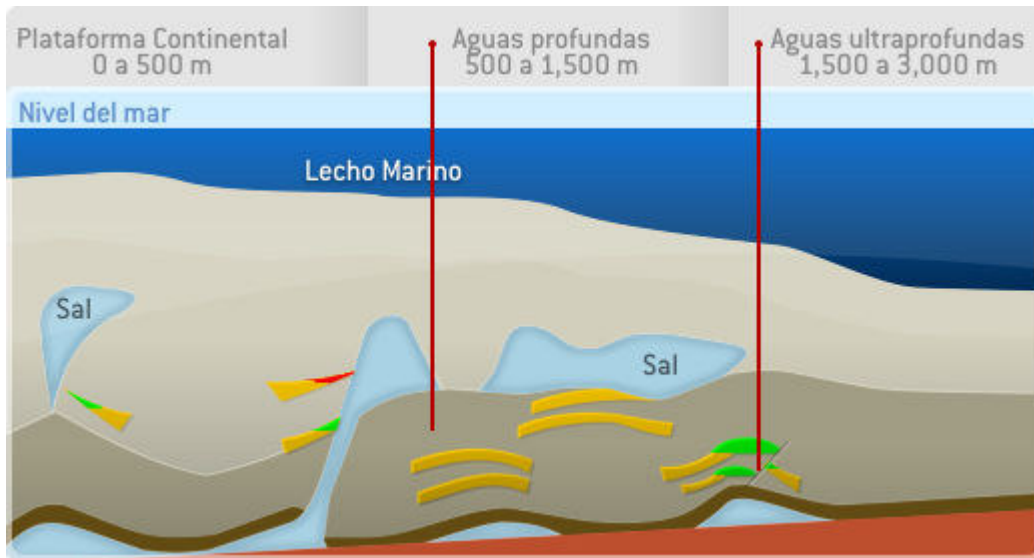


Figura 1.1 Aguas profundas (Imagen tomada de la página electrónica de PEMEX)

A nivel mundial, la producción diaria de barriles de petróleo en Aguas Profundas alcanzó poco más de 6 millones de barriles en 2007 (Figura 1.2).

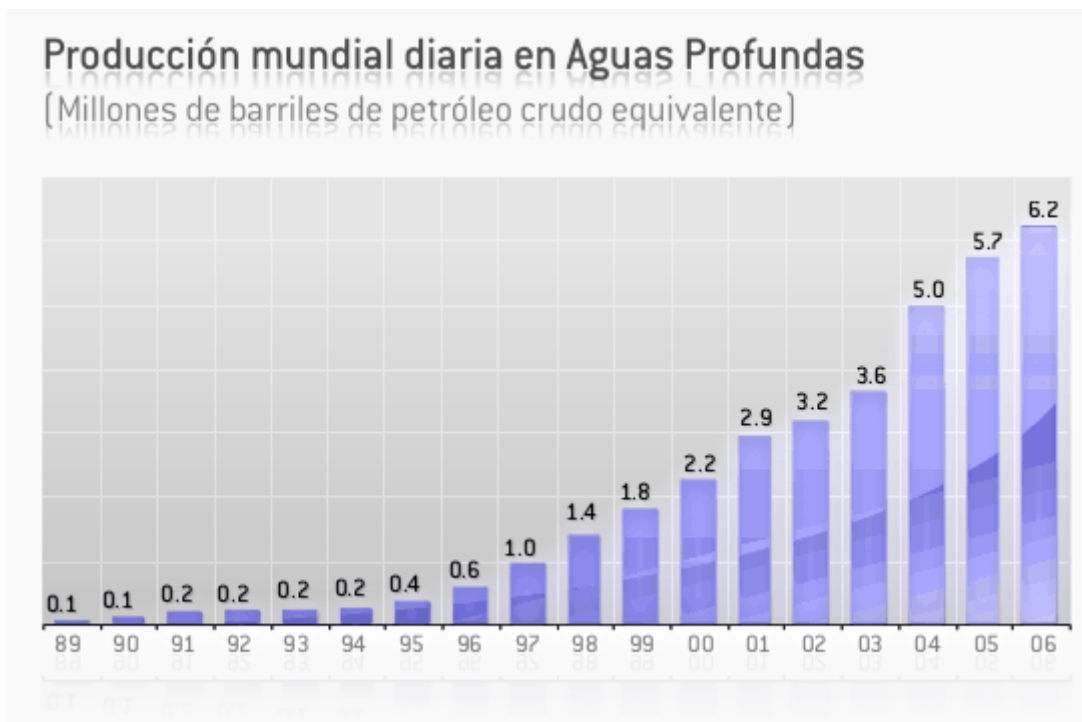


Figura 1.2 Historia de la producción mundial en aguas profundas (Gráfica tomada de la página electrónica de PEMEX)

Los diez principales productores en Aguas Profundas son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial.

Por las condiciones extremas en que se trabaja, se requiere tecnología muy especializada y los conocimientos para hacer frente a cualquier problemática que se presente durante la perforación exploratoria, la terminación y explotación de pozos.

La tecnología, equipos y materiales requeridos para la exploración y explotación en aguas profundas significan altos costos de adquisición y operación, debido a la disponibilidad limitada de estos equipos en el mercado, donde los tiempos de entrega están en función de la demanda originada por la actividad petrolera internacional. De acuerdo con información contenida en la página electrónica de PEMEX, perforar un pozo en aguas profundas tiene un costo de entre 70 y 150 millones de dólares, dependiendo de las condiciones.

Adicionalmente, no sólo se requiere contar con la tecnología, es necesario adquirir las habilidades para hacer una correcta selección de las tecnologías, así como para una utilización apropiada.

Algunas experiencias de perforación en aguas profundas con zonas geopresionadas, tal como se presenta en el Golfo de México, han demostrado que las capas superiores del subsuelo tienen una presión de fractura cercana a la presión hidrostática del agua de mar. El reducido margen entre la presión de poro y la presión de fractura obliga a que se tengan que colocar múltiples tuberías de revestimiento (T.R.), entre 4 y 5 T.R.'s por debajo de la T.R. superficial, cuando se está perforando con un sistema de riser marino convencional.

Dado que no es técnica, ni económicamente factible utilizar plataformas convencionales, es necesario utilizar equipos flotantes llamados también semisumergibles de perforación o barcos perforadores especializados (Figura 1.3), de los cuales, existen muy pocos en el mundo, lo que origina que su renta se encuentre actualmente entre **480 mil y 530 mil dólares diarios**.



Figura 1.3 Plataforma de perforación semisumergible y barco perforador (Imágenes tomadas del libro “Un Siglo de la Perforación en México”)

La lista de problemas que deben enfrentarse cuando se perfora en aguas profundas no es pequeña, sin embargo los principales problemas pueden ser englobados en los siguientes:

- Riesgos geológicos someros, tales como flujo de gas y/o agua, así como formación de hidratos.
- Consideraciones ambientales como resultado de las operaciones de control del pozo.
- Impacto en cuanto al costo y a cuestiones ambientales como resultado de las pérdidas de circulación.
- Inestabilidad del pozo.
- Márgenes estrechos entre la presión de poro y el gradiente de fractura.
- Tiempo perdido de perforación asociado con la limitada capacidad de controlar y manejar sin interrupciones la Densidad Equivalente de Circulación (ECD).

Uno de los principales y más desafiantes problemas para las operaciones en aguas profundas es el uso del riser marino. El riser marino es utilizado para proveer una

conexión entre el equipo de perforación y la cabeza del pozo. Sirve también como una guía para la tubería de perforación dentro del agujero y como una vía de retorno del lodo hacia el equipo de perforación. También sostiene las líneas de matar y de estrangular. Las operaciones de perforación flotantes en aguas profundas actualmente involucran el uso de un riser marino de 21 pulgadas de diámetro exterior.

Conforme la profundidad del agua se incrementa, deja de ser práctico extrapolar las tecnologías actuales con un riser marino en un tirante de agua de 10,000 pies debido a los siguientes problemas:

- Grandes requerimientos de carga debido al tamaño y la longitud del riser.
- Grandes requerimientos de espacio debido al tamaño y la longitud del riser.
- Grandes volúmenes de lodo dentro del riser.
- Esfuerzos severos actuando sobre el riser como resultado de su propio peso y de las corrientes oceánicas.
- Dificultad para mantener la posición debido a su gran tamaño y a la profundidad del agua.
- Gran cantidad de puntos de asentamiento de tuberías de revestimiento (T.R.) debido al estrecho margen entre la presión de poro y la de fractura.
- Excesivos costos de operación.
- Prácticas de control de pozo limitadas.
- Dificultad para terminar la perforación con un diámetro de agujero adecuado
- Monitoreo y seguimiento de la geometría del pozo.

Estos problemas están interrelacionados y se intensifican conforme la profundidad del agua se incrementa. Especialmente el alto costo operacional y el estrecho margen entre la presión de poro y de fractura, pueden evitar que las tripulaciones de las plataformas o barcos perforadores alcancen la profundidad objetivo con el tamaño de agujero requerido. Estos problemas también hacen difícil la terminación y la producción.

Actualmente se están perforando pozos marinos con un tirante de agua de hasta 10,500 pies y existen 74 plataformas capaces de perforar en tirantes mayores a 5,000 pies. En

los años 90's existían 148 pozos perforados en el Golfo de México en más de 4,000 pies de agua. Para la presente década (hasta mediados de 2006) había 524 pozos perforados en tirantes de agua mayores a 4,000 pies.

El número de pozos que están siendo perforados en aguas profundas se ha incrementado. El tirante de agua, la profundidad total y la complejidad de dichos pozos se ha incrementado también. El récord de profundidad total es ahora de 34,184 pies de profundidad medida. La Tabla 1.1 muestra el número de pozos que han alcanzado grandes profundidades totales (TD por sus siglas en inglés):

Tabla 1.1 Número de pozos que han alcanzado grandes profundidades totales

Profundidad Total	Antes del año 2000	Desde el año 2000
20,000 a 25,000 pies	9	73
Más de 25,000 pies	2	66

En la Figura 1.4 se compara un programa convencional de T.R.'s con respecto al de un pozo en aguas ultra profundas. Varios puntos ilustran la elevada complejidad: hace 10 años agrandar el diámetro de los pozos era difícil y poco común ahora ésta es una práctica usual. También hace 10 años los pozos más profundos, en aguas profundas en el Golfo de México, no iban más allá de los 25,000 pies y eran perforados mediante una sarta de perforación de 9 5/8 de pulgada de diámetro, ahora los pozos de 30,000 pies de profundidad son comunes. Para poder perforar hasta 30,000 pies de profundidad o más se requiere un cambio radical en el programa de T.R.'s.

Hace 10 años virtualmente ninguna de las plataformas ubicadas en aguas profundas del Golfo de México estaban equipadas con elevadores para tubería de perforación con capacidad para 750 toneladas (1.7 millones de libras) –la mayoría de las plataformas hoy en día necesitan y deben estar equipadas con capacidades de carga de hasta 1100 toneladas (2.5 millones de libras).

La demanda por plataformas para aguas profundas ha motivado los altos costos de renta de las mismas. El porcentaje de utilización de la flota de equipos para operar en aguas

profundas es actualmente de 100% y se tiene proyectado que permanezca así por varios años.

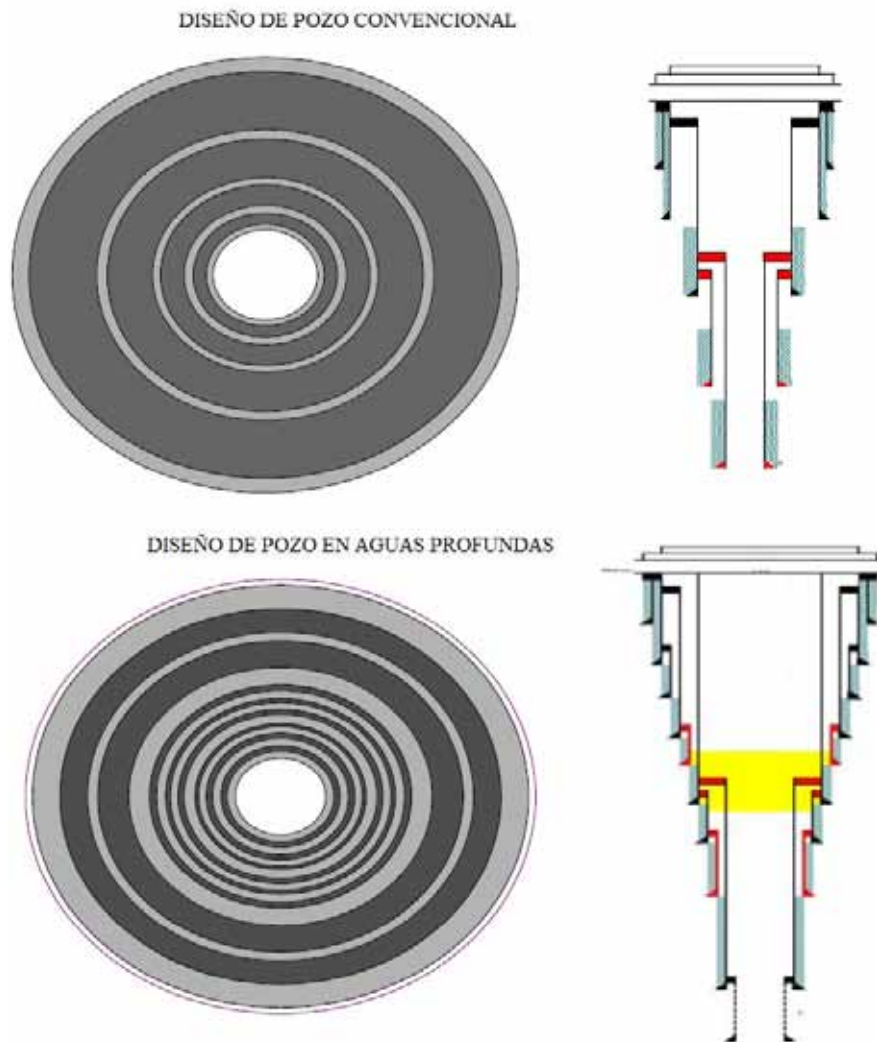


Figura 1.4 Incremento en la complejidad del diseño de pozos en aguas profundas

En cuanto a la situación en México con respecto a la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas existe una importante región de las aguas territoriales mexicanas en el Golfo de México, conformada por una extensión de alrededor de 575 mil kilómetros cuadrados, en la que se estima existen numerosos campos y enormes recursos potenciales de hidrocarburos (Figura 1.5).

Al norte limitan con aguas territoriales de los Estados Unidos de Norteamérica y al Oriente con aguas territoriales de Cuba. Los yacimientos potenciales en Aguas Profundas se localizan en el subsuelo entre 500 y 3200 metros de tirante de agua.



Figura 1.5 Aguas territoriales mexicanas del Golfo de México (Imagen tomada de la página electrónica de PEMEX)

Las aguas profundas del Golfo de México representan una gran oportunidad para nuestro país por el volumen potencial de petróleo que se estima podría existir en esta zona.

Los trabajos de exploración llevados a cabo por PEMEX por más de setenta años han permitido estimar el potencial petrolero de México e identificar las principales cuencas petroleras.

A partir de información geológica y geofísica diversa, se han descubierto distintas cuencas petroleras, destacando la parte profunda del Golfo de México, que a diferencia

de las demás se encuentra absolutamente subexplorada, y con las mejores expectativas para encontrar nuevas reservas.

PEMEX ha estimado que más de 50 por ciento de los recursos potenciales o prospectivos del país se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo, en una extensión de más de 575 mil kilómetros cuadrados.

Adicionalmente, su importancia radica en que es el área donde se esperan los campos con los mayores volúmenes de hidrocarburos basados en los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha.

PEMEX ha estimado que de un total de 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos (potenciales) que tiene el país, el 55 por ciento o cerca de 30 mil millones de barriles de crudo equivalente, se localizan en Aguas Profundas.

En los últimos cuatro años, se han perforado cinco pozos en el Golfo de México con profundidades de entre 500 y 1000 metros. Ninguno de ellos ha sido desarrollado, por lo que en ninguno hay producción. El pasado 7 de marzo se inició la perforación del pozo Tamil 1 que se encuentra en un tirante de agua de 666 metros.

Los pozos exploratorios perforados en aguas profundas de nuestro país se enlistan en la Tabla 1.2

Tabla 1.2 Pozos perforados en aguas profundas (Tabla tomada de la página electrónica de PEMEX)

Año	2004	2004	2006	2007	2007	2008 *
Pozos	Chukta-201	Nab-1	Noxal-1	Lackach1	Lalall-1	Tamil
Tirante (metros)	513	679	936	988	806	666
Profundidad (metros)	4,901	4,050	3,640	3,813	3,815	-
Prueba de producción	Improductivo	1,178BPD	9.5MMPCD	25-30MMPCD	18 MMPCD	-
Reservas totales	-	32.6 MMBPCE	0.42 MMMMPC	1.3 MMMMPC	0.71MMMMPC	-

* Empezó a perforarse el 7 de marzo de 2008

Desarrollar un proyecto en aguas profundas tarda entre 8 y 10 años en promedio, dependiendo de la complejidad del mismo.

Las reservas de hidrocarburos en nuestro país han disminuido paulatinamente, al 31 de diciembre de 2007, las reservas probadas (1P) de hidrocarburos sumaban 14 mil 717 millones de barriles de petróleo crudo equivalente MMBpce (Figura 1.6).

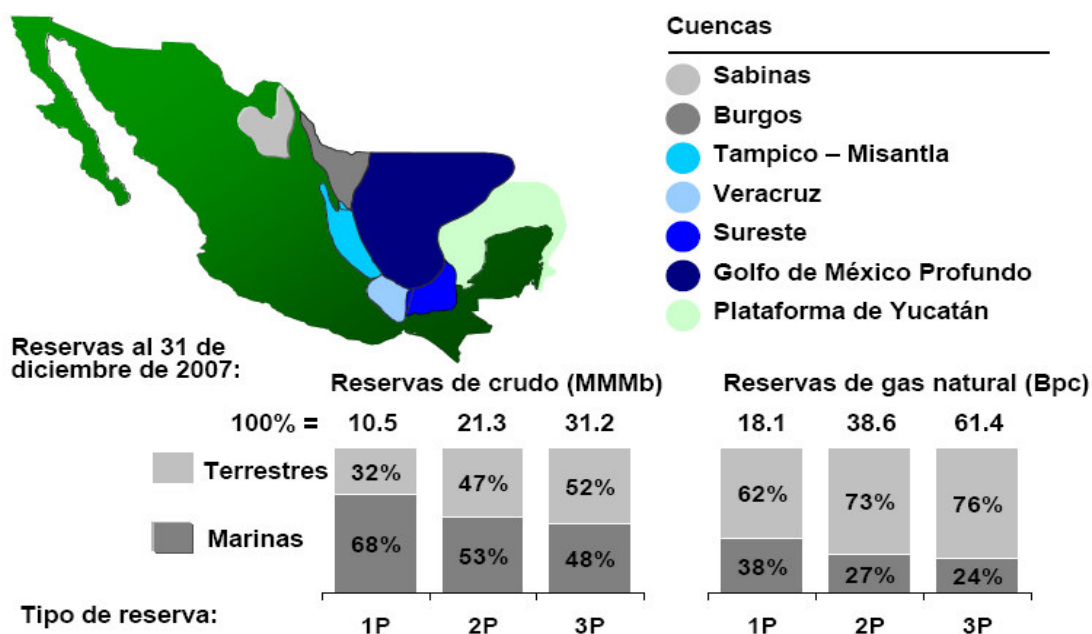


Figura 1.6 Distribución geográfica de las reservas (Imagen tomada de la página electrónica de PEMEX)

En la Figura 1.7 se ilustra la producción anual de hidrocarburos totales en nuestro país, en la cual se puede apreciar que entre los años 2002 y 2003 hubo un incremento considerable y que en los últimos años la producción se ha mantenido prácticamente constante.

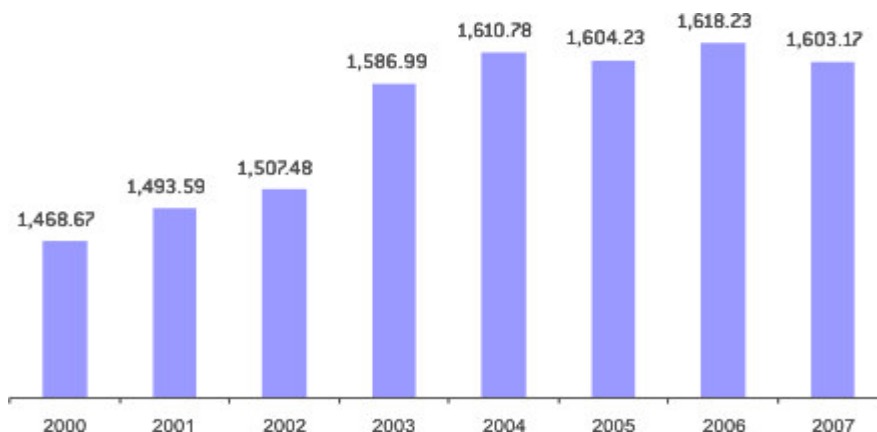


Figura 1.7 Producción de hidrocarburos en MMbpc (Gráfica tomada de la página electrónica de PEMEX)

En la Figura 1.8 se presenta una gráfica que ilustra la trayectoria histórica y futura de la tasa de restitución de reservas en México, donde se puede observar que se tiene proyectado alcanzar una tasa de restitución de reservas del 100% para el año 2012.

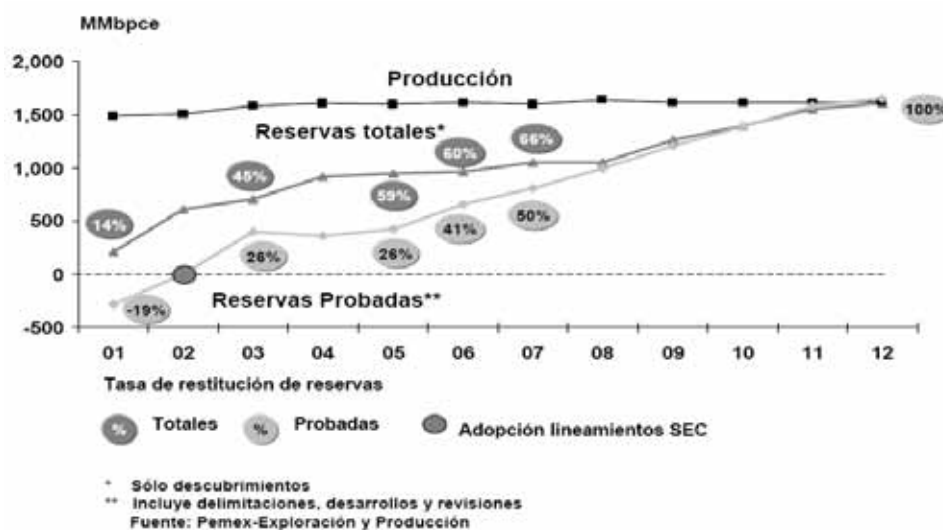


Figura 1.8 Trayectoria histórica y futura de la restitución de reservas (Gráfica tomada de la página electrónica de PEMEX)

Resulta evidente, por todo lo anterior, la necesidad de continuar desarrollando los recursos de los cuales se tiene certeza de su existencia, optimizar los métodos de extracción de dichos recursos, así mismo es de suma importancia el desarrollo de nuevos prospectos a corto, mediano y largo plazo tales como la explotación de

hidrocarburos en aguas profundas con todos los retos tecnológicos, económicos y aquellos relacionados con el factor humano que ello implica.

Por todo lo anteriormente mencionado, se desarrolló el presente trabajo con el objetivo principal de visualizar las distintas opciones que existen para mitigar algunas de las dificultades que se presentan durante la perforación de pozos con ventana operativa estrecha (condición que a menudo se presenta en las operaciones en aguas profundas), así como el desarrollo de una guía de selección que oriente en la toma de decisiones con respecto a la(s) opción(es) más viable(s) para un proyecto en particular.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan las generalidades y los conceptos básicos para la predicción del perfil de presiones dentro de los pozos, así como la importancia de una correcta determinación de las presiones de poro y de fractura, lo cual es de suma importancia en la definición de la ventana operativa. Además se incluye una descripción de la problemática presente cuando se tiene una ventana operativa estrecha.

2.1 GENERALIDADES

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades. Esto exige a la Industria Petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas terrestres, la determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y la geometría del pozo.

El conocimiento exacto de los gradientes de presión de poro y fractura (geopresiones), juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del fluido de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo. Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración, se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento y se reduce también la frecuencia y severidad de brotes y pérdidas de fluido, especialmente en pozos marinos con un gran tirante de agua y en zonas con presión anormal donde la presión de poro puede estar muy cercana a la de fractura, lo que se conoce como ventana operativa estrecha (Figura 2.1). Por lo que, el entendimiento del origen, la

detección y evaluación de las geopresiones es sumamente importante, especialmente en la perforación de pozos exploratorios.

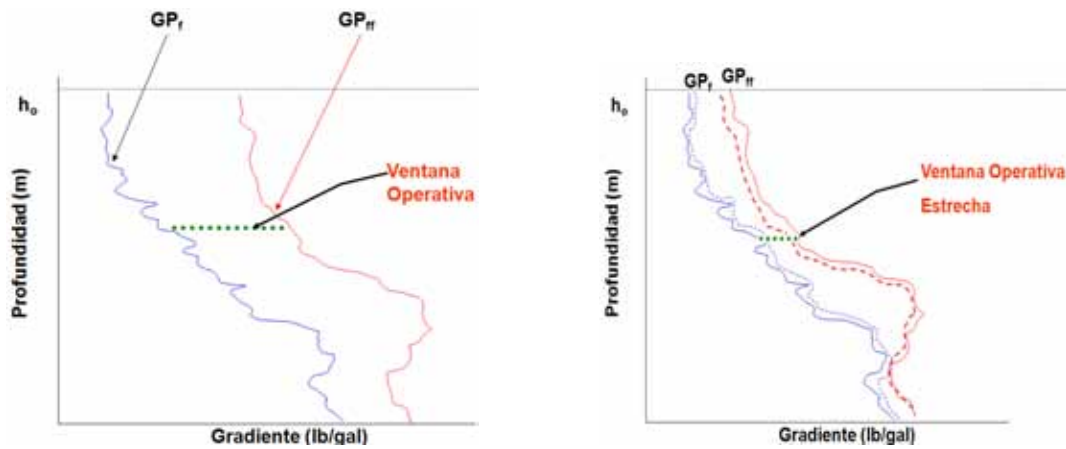


Figura 2.1 Izquierda: Ventana operativa normal. Derecha: Ventana operativa estrecha

El método más efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar cómo se llevará el control mientras se perfora, es construir un perfil de gradientes de presión. En el perfil se comparan las relaciones entre los gradientes de presión de poro, de fractura y el peso del lodo a utilizar durante la perforación.

El conocimiento de ciertos principios geológicos y leyes físicas es útil para comprender el estudio de presiones anormales. Sin embargo, la interpretación real de los datos generados durante la perforación y aquellos obtenidos de los registros geofísicos, está basada principalmente en la experiencia. Por ello la interpretación práctica de datos de campo nos dará la mejor evaluación de los gradientes de poro y fractura.

En los últimos años, se han desarrollado varios métodos y software para la estimación de las geopresiones, las cuales son la base fundamental para seleccionar en forma adecuada las zonas de asentamiento de las tuberías de revestimiento y determinar las densidades del fluido de perforación para las diferentes etapas del pozo.

La existencia de formaciones geológicas altamente presionadas en el subsuelo, ha causado severos problemas durante la perforación y terminación de pozos en muchas áreas petroleras del mundo por descontrol. En ocasiones han generado la contaminación del entorno ecológico, la pérdida de vidas humanas, la pérdida de reservas de hidrocarburos y grandes erogaciones económicas para su control y la forma para remediar los daños causados.

En la actualidad, con la explotación de los horizontes productores y una baja importante en la presión de los mismos, existe un impacto importante en las zonas de transición que separan las zonas sobrepresionadas de las productoras, en donde muchas veces se presentan pérdidas de circulación y obligan a la cementación de tuberías de revestimiento que se encuentran fuera de programa.

Cabe mencionar que los cambios de presiones están ligados, entre otros casos, a cambios de temperatura y permeabilidad de los yacimientos, atribuibles a cambios mineralógicos de las formaciones y por consiguiente, a cambios laterales o verticales de facies y planos de falla.

2.2 CONCEPTOS BÁSICOS

A continuación se presentan algunos conceptos básicos útiles para la determinación de las geopresiones.

- **Presión hidrostática**

Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$Ph [kg/cm^2] = \rho_{fl} * h / 10. \dots 2.1$$

Donde:

P_h = Presión hidrostática

ρ_f = densidad del fluido [gr/cm^3]

h = altura de la columna [m]

La presión hidrostática es afectada por:

- Contenido de sólidos
- Gases disueltos
- La diferencia de gradientes de temperatura del fluido

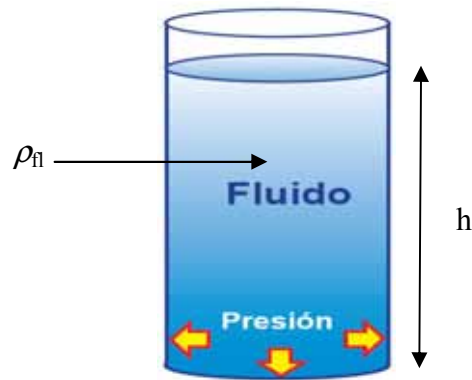


Figura 2.2 Presión Hidrostática

- **Gradiente de presión**

A la presión generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión entre la profundidad. Sus unidades serán [$\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}$] o [$\text{lb}/\text{pg}^2/\text{pie}$].

Si el fluido contenido en la roca es agua dulce, el gradiente normal $G_n=1.00 \text{ gr}/\text{cm}^3 = 0.1 \text{ kg}/\text{cm}^2/\text{m} = 0.433 \text{ lb}/\text{pg}^2/\text{pie}$.

El gradiente normal en el subsuelo varía ente las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, estando sujetos a diferentes temperaturas y presiones. Por esto mismo en regiones costeras, el fluido contenido en los poros de la roca

es agua que contiene aproximadamente 80,000 ppm de cloruros, con una densidad de 1.07 gr/cm^3 (8.91 lb/gal), que es el gradiente normal aceptado para regiones costeras. En zonas terrestres, se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.98 a 1.06 gr/cm^3 (8.18 a 8.33 lb/gal). Debido a que en muchas de estas áreas prevalecen las presiones subnormales, en ocasiones, el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es $G_n=1.0 \text{ gr/cm}^3$ (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

- **Densidad equivalente**

Es la masa por unidad de volumen de un fluido de perforación, también se le conoce como peso del lodo. Dicho peso se reporta en lbm/gal (también conocido como ppg), kg/m^3 ó g/cm^3 (también llamado densidad relativa), lb/ft^3 o como un gradiente hidrostático, $\text{lb/in}^2/\text{ft}$ (psi/ft) ó en pptf ($\text{psi}/1000\text{ft}$). El peso del lodo controla la presión hidrostática dentro del pozo y previene el flujo indeseado hacia el interior del mismo. El peso del lodo también evita el colapso de la T.R. y de la sección del agujero que se encuentra descubierta. El peso excesivo del lodo puede provocar pérdidas de circulación propagando, y entrando en las fracturas de la roca.

- **Esfuerzo de sobrecarga**

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, aceite, gas), sobre las formaciones subyacentes, como se muestra en la Figura 2.3. Se expresa de la siguiente manera:

Esfuerzo de sobrecarga = peso matriz rocosa + peso fluido intersticial

$$\sigma_{sc} \text{ [kg/cm}^2\text{]} = \rho_{\text{roca-fl}} * h/10 \dots \dots 2.2$$

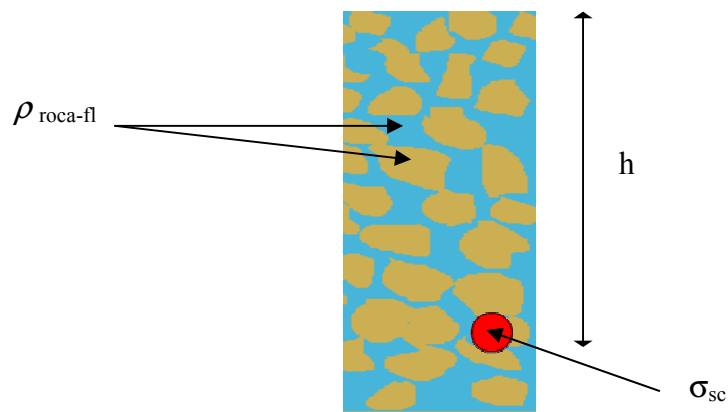


Figura 2.3. Esfuerzo de Sobrecarga

Gradiente de sobrecarga (G_{SC})

El gradiente de sobrecarga es la variación que se presenta en la presión de sobrecarga con respecto a la profundidad y se expresa de la siguiente forma:

$$G_{SC} \text{ [kg/cm}^2\text{/m]} = \sigma_{sc} / h \dots\dots 2.3$$

Donde:

G_{SC} = Gradiente de sobrecarga

σ_{sc} = Esfuerzo de sobrecarga

- **Presión de Poro**

La presión de poro es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la roca. También se le conoce como presión de formación.

La presión de poro es causada solo por la presencia del fluido en el espacio poroso de la matriz de la roca como se muestra en la Figura 2.4 y se calcula de la siguiente forma:

$$P_{formación} \text{ [Kg / cm}^2\text{]} = \rho_{fl} * h / 10 \dots\dots 2.4$$

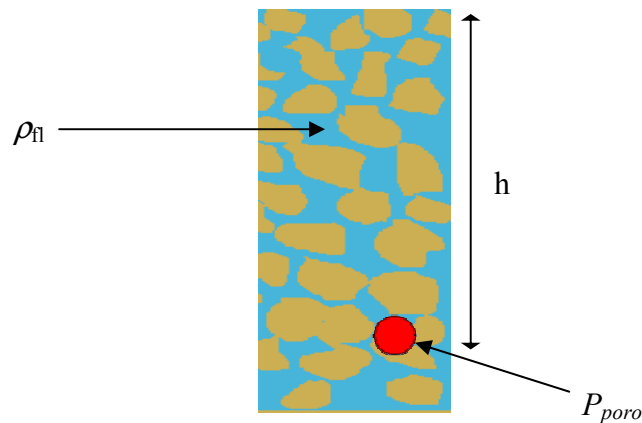


Figura 2.4. Presión de Poro

Las presiones de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales o anormales y de estas últimas se puede presentar anormalmente altas o anormalmente bajas (subnormales).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su perforación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 [gr/cm³]. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos depresionados por su explotación.

Las presiones anormalmente altas conocidas también como sobrepresiones se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación. Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por la compactación. Mientras este proceso no sea interrumpido y el agua subsuperficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

- **Presión de fractura**

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga). Lo anterior se aprecia en la Figura 2.5.

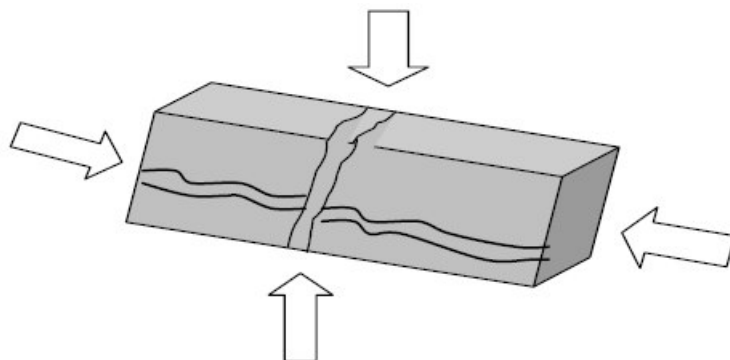


Figura 2.5. Gradiente de fractura

- **Tendencia Normal de Compactación**

Cuando existe una tendencia normal de compactación de los sedimentos, el espacio poroso se reduce con la profundidad por el efecto de sobrecarga, así la presión normal es mantenida solo si se tiene un camino de suficiente permeabilidad para que el agua escape rápidamente (Figura 2.6).

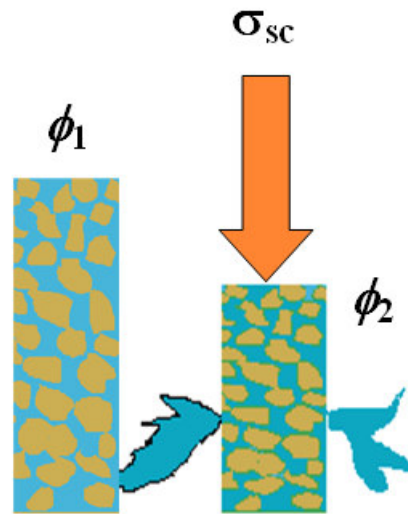


Figura 2.6. Tendencia normal de compactación

- **Evaluación de las Geopresiones**

La evaluación de las presiones de poro y de fractura juega un papel muy importante en las operaciones de perforación, ya que constituye la base fundamental para el programa adecuado del lodo de perforación. Hay que recordar que el ritmo de penetración depende, entre otros parámetros, de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de las formaciones atravesadas, haciéndose óptima a medida que el peso del lodo se aproxima a la densidad equivalente de la presión de poro.

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es libre de escapar, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto a mayores

profundidades de sepultamiento, es mayor el grado de compactación y la densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anterior, los parámetros de las lutitas sensibles a la compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación. La forma y la pendiente de esta tendencia son características de las formaciones de una región geológica, de un solo campo y algunas veces, solamente de un bloque fallado.

Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales, también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos, principalmente los sínicos que están menos influenciados por las características del lodo usado durante la perforación.

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

- La selección del tipo y densidad del lodo.
- La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- La planeación de las cementaciones

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de altas presiones:

- Brotes y reventones
- Pegaduras de la tubería por presión diferencial
- Pérdidas de circulación por usar lodos densos
- Derrumbes de lutita

- **Densidad Equivalente Estática (ESD por sus siglas en inglés)**

La densidad equivalente estática de un fluido de perforación es una expresión de la presión hidrostática que ejerce el fluido.

La presión hidrostática puede definirse como la presión ejercida en cualquier punto por una columna de líquido, y es una función de la densidad del líquido y la altura de la columna de líquido. La densidad equivalente estática de una columna de fluido de perforación a diferencia de la densidad a condiciones estándar, toma en cuenta el efecto de las condiciones de presión y temperatura.

La ESD se expresa en unidades de campo de la siguiente forma:

$$\rho_{esd} = \frac{SBHP}{0.052 * h} [psi] \dots\dots\dots 2.5$$

Donde la presión estática en el fondo del pozo (SBHP por sus siglas en inglés) se mide en *psi* y *h* es la altura de la columna estática de fluido de perforación medida en *ft*.

- **Densidad equivalente de circulación (ECD por sus siglas en inglés)**

La densidad equivalente de circulación de un fluido de perforación puede definirse como la suma de la ESD del fluido más las pérdidas de presión en el espacio anular debido al flujo del fluido.

La ECD se expresa en unidades de campo de la siguiente forma:

$$\rho_{ecd} = \rho_{esd} + \frac{\Delta P_{fricción}}{0.052 * h} [psi] \dots\dots\dots 2.6$$

Altas temperaturas causan expansión térmica y una menor densidad equivalente estática, mientras que altas presiones resultan en compresión y un incremento en la densidad equivalente estática. Las pérdidas de presión por fricción están determinadas por las propiedades reológicas del fluido, la geometría del pozo, y el gasto del fluido.

- **Brote**

Un brote es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua.

Al ocurrir un brote, se desaloja del pozo una cantidad de lodo de perforación, y si dicho brote no es detectado, ni corregido a tiempo, se podrá producir un reventón o descontrol.

Un descontrol se define como un brote de fluidos, el cual no se puede manejar a voluntad.

Los brotes ocurren como resultado de que la presión de poro es mayor que la ejercida por la presión hidrostática del lodo, lo cual causa que los fluidos fluyan hacia el pozo.

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo, si el brote no es detectado ni corregido a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón.

En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98% de probabilidades de controlarlo. Los indicadores de que el lodo está fluyendo fuera del pozo, pueden ocurrir en las siguientes etapas, durante el proceso de perforación del mismo:

- Al estar perforando
 - a) Aumento en la velocidad de penetración
 - b) Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas
 - c) Lodo contaminado con gas
 - d) Lodo contaminado con cloruros
 - e) Cambio en las propiedades reológicas del lodo
 - f) Aumento en el peso de la sarta de perforación
 - g) Flujo de lodo en las bombas sin retorno a superficie
 - h) Aumento en el gasto de salida
 - i) Aumento de volumen en presas
 - Al meter o sacar tubería de perforación
 - a) Aumento de volumen en presas
-

- b) Flujo de lodo en las bombas sin retorno a superficie
- c) El pozo toma menos volumen del lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes
- Al sacar o meter herramienta
 - a) Aumento de volumen en presas
 - b) Flujo de lodo en las bombas sin retorno a superficie
 - c) El pozo toma menos volumen del lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes
- Al no tener tubería dentro del pozo
 - a) Aumento de volumen en presas
 - b) Flujo de lodo en las bombas sin retorno a superficie
- **Pérdida de circulación**

Se trata de la pérdida de lodo hacia la formación expuesta en el pozo (Figura 2.7). El flujo de lodo hacia la formación implica menos lodo volviendo por la línea de flote, que el bombeado al pozo. La reducción de flujo en el espacio anular, por arriba de la pérdida, puede causar muchos problemas. Los recortes se pueden acumular en la zona de baja velocidad y como consecuencia originar un atrapamiento de sarta. La pérdida de lodo en la formación puede también bajar el nivel de lodo en el espacio anular, con la consiguiente reducción de la presión hidrostática en el pozo.

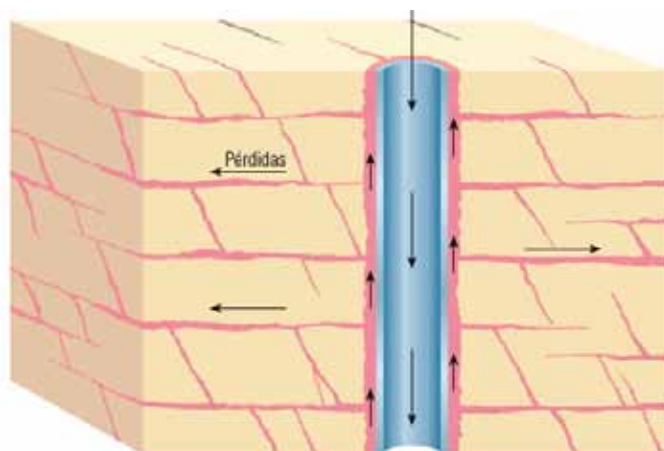


Figura 2.7. Pérdida de fluido

En la sección de lutita, esta reducción en la presión hidrostática puede inducir a que las arcillas flojas se desmoronen haciendo que la herramienta quede atrapada. El pozo puede fluir si la presión hidrostática es menor a la presión de formación cuando la formación es permeable. Esto presenta una situación sumamente peligrosa, de pérdida de circulación en un pozo con flujo. Si este flujo se canaliza hacia la zona de pérdidas, la situación se convierte en un reventón subterráneo, un reventón subterráneo de agua a una arena acuífera es peligroso, pero peor sería gas o H₂S. El peligro se multiplica si hay solo una tubería de revestimiento instalada a poca profundidad. El flujo puede migrar hacia la superficie por alrededor de la tubería de revestimiento creando un cráter en la superficie, pudiendo provocar volcadura del equipo.

- **Presión de Suaveo y Surgencia**

El efecto de suaveo y surgencia se refiere a la acción del pistón y el cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo.

Es decir, cuando se mueve la sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena (Figura 2.8).

En algunas ocasiones la barrena o los estabilizadores se “embolan” con sólidos de la formación, haciendo más crítico dicho efecto.

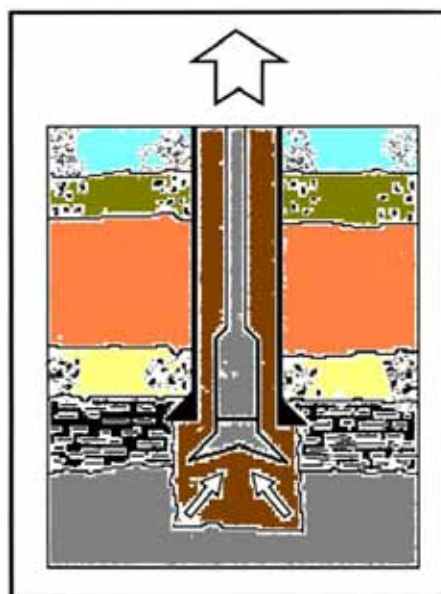


Figura 2.8. Efecto de suaveo y surgencia

Si esta reducción de presión es lo suficientemente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo de la presión de poro, dará origen a un desequilibrio que podrá causar un brote.

Entre las variables que influyen en el efecto de suaveo están las siguientes:

- Velocidad de extracción de la tubería
- Propiedades reológicas (viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso)
- Geometría del pozo
- Estabilización de la sarta

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que pudiera sufrir modificaciones, se comprende la importancia de disminuirla para reducir el efecto de suaveo.

- **Asentamiento de Tuberías de Revestimiento**

En la Figura 2.9 se muestra a manera de ejemplo una gráfica del perfil de gradientes de presión con el diseño de asentamiento de las tuberías de revestimiento, el cual generalmente se realiza de abajo hacia arriba, a la profundidad requerida.

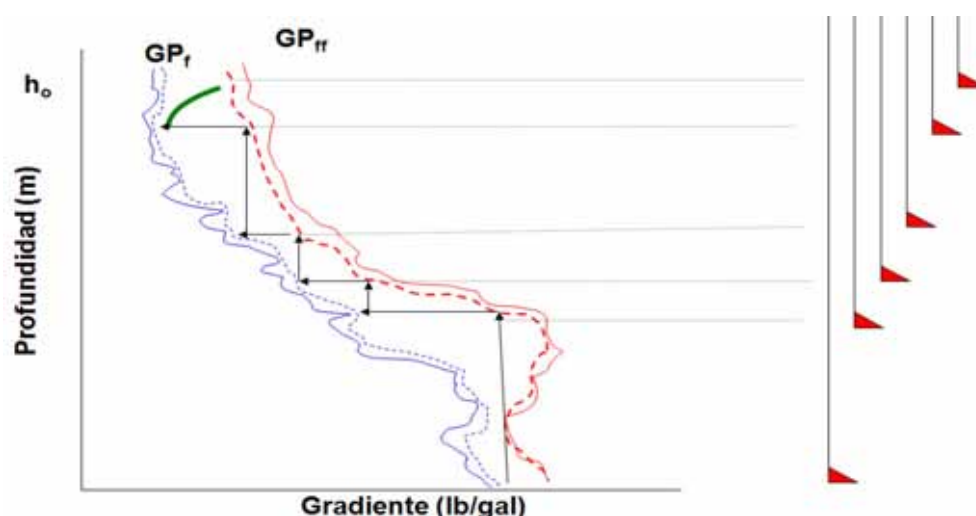


Figura 2.9. Perfil de gradientes de presión con asentamiento de TR's

2.3 PROBLEMÁTICA DE LA VENTANA OPERATIVA ESTRECHA

A continuación se hace una breve descripción de las principales complicaciones que pueden presentarse durante la perforación de pozos con ventana operativa estrecha, dichas complicaciones son:

- Brotes/Descontrol del pozo
- Atrapamiento de tubería
- Inestabilidad del agujero
- Pérdidas de circulación
- Diámetro de explotación no deseado

2.3.1 Brotes

Normalmente, en las operaciones de perforación se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de poro, de esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote. En ocasiones, la presión de poro excederá a la presión hidrostática ejercida por el lodo y ocurrirá un brote, originado por:

1. Densidad insuficiente del lodo
2. Llenado insuficiente durante los viajes
3. Sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido
4. Contaminación del lodo con gas “corte”
5. Pérdidas de circulación

Densidad insuficiente del lodo

La densidad insuficiente del lodo es una de las causas predominantes por las que se originan los brotes. En los últimos años se ha hecho énfasis en perforar con densidades de lodo mínimas con el objeto de optimizar las velocidades de penetración; es decir, que la presión hidrostática es solamente la suficiente para contener la presión de poro.

Sin embargo, cuando se perfora una zona permeable mientras se usan densidades mínimas de lodo, los fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo y producir un brote.

Los brotes causados por densidades insuficientes de lodo pudieran parecer tener la solución obvia de perforar con densidades de lodo altas; sin embargo, esto no es lo más viable por varias razones:

- Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación.
- Se incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
- Se reduce significativamente la velocidad de penetración. Por lo tanto, la mejor solución será mantener la presión hidrostática ejercida por el lodo ligeramente mayor que la presión de formación.
- Estabilidad de sarta (torque y arrastre)

Llenado insuficiente durante los viajes

El llenado insuficiente del pozo durante los viajes, es otra causa predominante de que ocurran los brotes. A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel de lodo dentro del mismo disminuye debido a que el volumen de acero de la tubería desplaza una cierta cantidad del lodo al ser introducida al pozo.

Conforme se extrae tubería y el pozo no se llena con lodo, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática. De lo anterior se deduce la vital importancia de llenar el pozo con lodo periódicamente, evitando así un posible brote. Esto es más crítico cuando se saca la herramienta (de mayor desplazamiento), como es el caso de los lastrabarrenas y la tubería pesada.

De acuerdo con los Reglamentos Internacionales, al estar sacando la tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática del lodo acuse una disminución de 5 kg/cm^2 o cada 5 lingadas de tubería de perforación, lo que evita una disminución de la presión hidrostática.

Esto indica que se le debe señalar al perforador el número de lingadas de tubería de perforación o lastrabarrenas que pueden sacar del pozo antes de llenar nuevamente el espacio anular, así como el volumen de lodo requerido para llenar el pozo cada vez que se realice un viaje de tubería.

Contaminación del lodo con gas

Los brotes se pueden originar debido a una reducción en la densidad del lodo a causa de la presencia del gas contenido en la roca cortada por la barrena.

Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir ésta lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo “cortado”. Una pequeña cantidad de gas en el fondo del pozo representa en la superficie gran volumen debido a su expansión.

Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Reducir el ritmo de penetración
- Aumentar el gasto de circulación
- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo

Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:

- Pérdidas naturales o intrínsecas
- Pérdidas mecánicas o inducidas

Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de la perforación en pozo, se corre el riesgo de tener un brote, esto se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.

Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática ejercida por el mismo, puede disminuir a un punto tal, que permita que el pozo fluya originando un brote.

2.3.2 Atrapamiento de tubería

También conocidas como pegaduras, se deben a un mal control de sólidos, lo que genera una pared gruesa y permeable, en ocasiones, combinada con una presión diferencial relativamente alta (presión de poro menos la presión hidrostática generada por el fluido dentro del pozo, Figura 2.10)

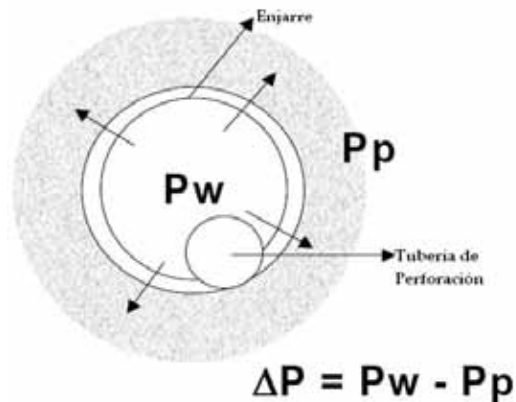


Figura 2.10. Enjarre grueso combinado con la presión diferencial pueden ser los factores que propicien el atrapamiento de la tubería.

Sin embargo, el mecanismo que tiene la mayor probabilidad de ocasionar el atrapamiento de la tubería es la fricción entre la sarta de perforación y la pared del pozo. Entre mayor sea la presión de sobre balance, mayor será la fuerza de fricción. Si no hay enjarre, el cual provee algo de lubricación, la fuerza de fricción entre la sarta y la pared del pozo es más pronunciada.

Este problema se vuelve más crítico cuando se están perforando pozos horizontales o altamente inclinados. En estos casos, la fuerza gravitacional que actúa sobre la sarta de perforación, la empuja contra la pared del pozo, incrementando la fuerza de fricción generada por el contacto de la sarta y la pared del pozo.

Usualmente el atrapamiento de tubería tiene lugar a través de formaciones porosas y permeables como las arenas o las calizas, donde el enjarre se va formando durante la perforación. Lo cual no ocurre en formaciones con muy baja permeabilidad como las lutitas, donde generalmente el enjarre no se forma. El atrapamiento de tubería es identificado como un obstáculo para el flujo del lodo de perforación en el espacio anular

y la dificultad del movimiento de la tubería hacia arriba o hacia abajo. En una situación de atrapamiento de tubería total, ni la circulación ni el movimiento de la tubería son posibles.

Existen diferentes formas en que pueden presentarse las pegaduras por presión diferencial (Figura 2.11):

1. Cuando la sarta se queda sin movimiento al parar la rotación y nos encontramos frente a una zona de baja presión y/o permeable.
2. Existe circulación normal y al terminar el tiempo de atraso no se observa recuperación de recorte en superficie.

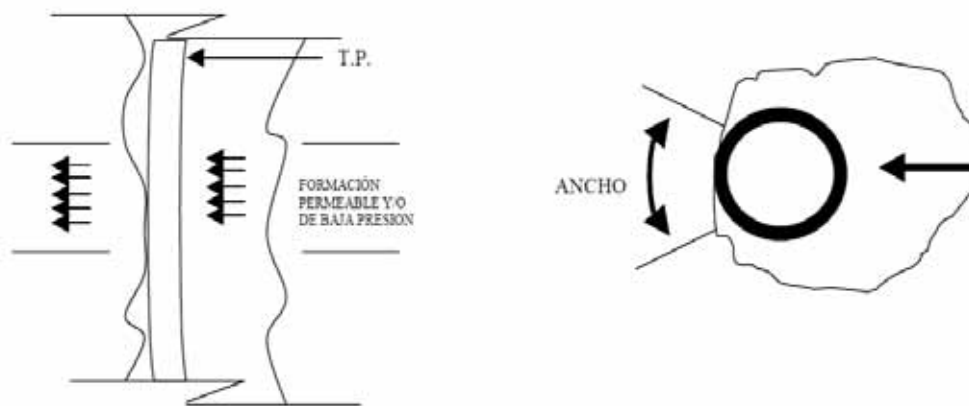


Figura 2.11. Pegadura por presión diferencial

Causas que pueden provocar el atrapamiento de la sarta.

1. **Presión diferencial:** Es característico que al realizar la conexión la sarta tiende a atraparse o cuando la sarta se encuentra estática (sin rotación), manifestando en superficie, falta de recorte al tiempo de atraso y ninguna variación en la presión de circulación.
2. **Densidad insuficiente:** Al ser insuficiente la presión hidrostática es característico encontrar resistencia, al efectuar la conexión. La presión de

bombeo sufre incremento y el volumen de recorte recuperado en superficie es mayor al calculado, además que el tamaño del mismo presenta diferentes formas que no corresponden al corte de barrena (derrumbe).

3. **Agujero fuera de calibre:** Cuando los estabilizadores y la barrena pierden calibre, es característico encontrar resistencia al reconocer el agujero con herramientas a pleno calibre.
4. **Acuñamiento:** Es común cuando existen objetos extraños en el agujero (dados, conos, tornillos, etc.) y la sarta tiene cierta libertad de movimiento y presenta circulación normal, sin salida de recorte en superficie. Cuando se corta un núcleo y al reconocer el intervalo no se amplía.
5. **Ojos de llaves:** Es la consecuencia de una pata de perro y se presenta al estar sacando o metiendo la tubería ya que los estabilizadores y juntas de la tubería encuentran una restricción a su paso; se mantiene la circulación normal sin salida de recorte y el movimiento libre es equivalente a la longitud de un tubo (Figura 2.12).

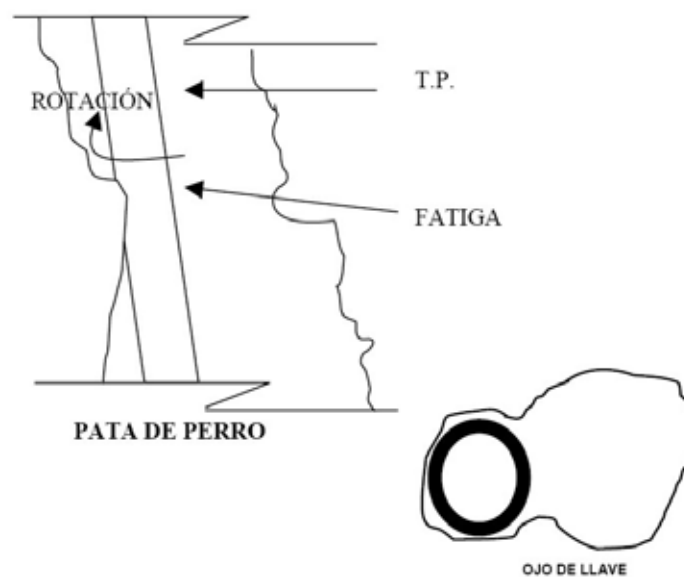


Figura 2.12. Pata de perro y ojo de llave

Detección temprana de los riesgos de atrapamiento de la tubería por presión diferencial

Ya que el problema reside esencialmente en la alta presión de sobre balance y la fuerza de fricción en la sarta de perforación, la detección de los riesgos de atrapamiento de tubería por presión diferencial (DSP, por sus siglas en inglés), puede realizarse a través de la observación del torque y los niveles de arrastre mientras se está perforando. La mayoría de las veces un alto grado de torque/arrastre esta asociado con una geometría tortuosa del pozo. Sin embargo, este puede no ser siempre el caso, especialmente cuando se esta perforando a través de zonas con una relativa baja presión, usando densidades de fluido de perforación normales.

El simple monitoreo de los niveles de torque y arrastre para detectar cualquier signo de desviación de la predicción inicial, o desviación de una tendencia normal para el pozo debe ofrecer un mecanismo de detección temprana eficiente. Todos los signos que el pozo puede mostrar, tales como dificultad al efectuar viajes de la tubería o bajos ritmos de penetración atribuidos a la dificultad de aplicar el peso adecuado sobre la barrena, deben ser analizados con precaución, debido a que pueden ser señales de un incremento en el riesgo de DSP.

Reducción de riesgo de DSP mediante una solución simple

La atención debe concentrarse en la transmisión de la presión diferencial hacia la formación. Como primer escenario el fluido de perforación invade a la formación como resultado de una capacidad de sellado insuficiente (Figura 2.13). En este caso, la presión diferencial entre el pozo y las presiones de poro esta siendo aplicada sobre la sarta de perforación dentro del pozo. Como consecuencia, la fuerza de fricción ejercida sobre la sarta de perforación será directamente proporcional a la presión de sobre balance, ya que esta presión empuja a la sarta contra la pared del pozo.

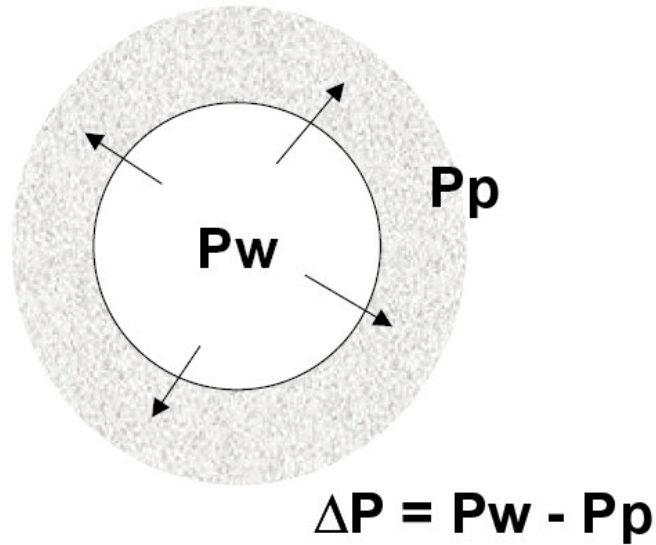


Figura 2.13. Fluido invasivo: la presión diferencial es íntegramente transmitida a la formación, y la sarta de perforación dentro del pozo es empujada contra la pared del mismo

Pero, se tiene otro escenario en el cual el fluido de perforación tiene una capacidad de sellado perfecta (Figura 2.14), siendo 100% no invasivo, la presión de sobre balance se vuelve cero.

Sellando efectivamente la invasión de fluido hacia la formación, la sarta de perforación no es empujada contra la pared del pozo por la presión de sobre balance. La fuerza de fricción debido a la presión de sobre balance en este caso es, por lo tanto, reducida a cero. En pozos horizontales o altamente desviados la fuerza de fricción debido a la fuerza gravitacional permanece sin alteración alguna.

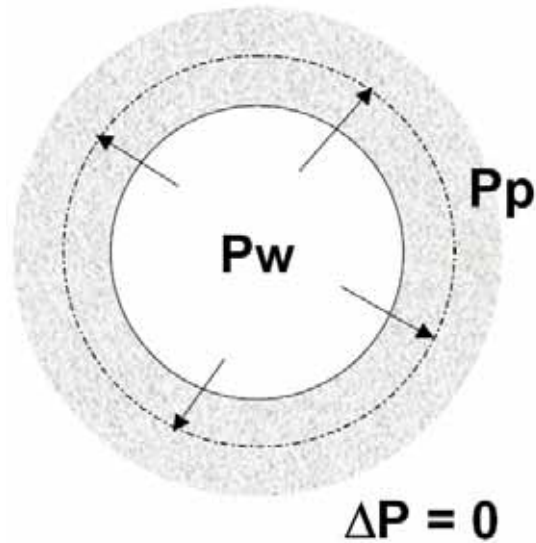


Figura 2.14. Fluido no invasivo: la presión diferencial es cero. Usualmente el sello se desarrolla dentro de la roca, no por fuera como sucede con el enjarre

2.3.3 Inestabilidad del agujero

Al perforar un pozo, se altera el equilibrio de los esfuerzos a los que está sometida la formación en forma natural, si el estado de esfuerzo de la formación (vertical y horizontal), es tal que, sobrepasa la resistencia a la compresión y/o tensión, pueden ocurrir diferentes condiciones de inestabilidad; así mismo, cuando se supera la resistencia máxima a la tensión, debido a un exceso en la presión hidrostática del fluido de perforación, la formación se fracturará. Este problema está íntimamente ligado a las propiedades de la lutita, el estado de esfuerzo de la formación, al contenido y composición química de la misma, así como a la presión de poro y al grado de compactación de la roca.

Por eso, los ingenieros de perforación han puesto especial interés en el programa de densidades de los fluidos de control, asentamiento de las tuberías de revestimiento y a las operaciones inherentes durante el desarrollo del pozo.

Existen otros factores que afectan a la estabilidad del agujero como son: la inclinación, el rumbo y la interacción de fluidos entre el lodo y las características que contiene la formación. Estos factores juegan un papel importante en virtud de que alteran la presión de poro de las lutitas lo que afecta la estabilidad del agujero.

El uso de los fluidos de emulsión inversa es una alternativa de solución, para resolver los problemas de inestabilidad a través del mecanismo de hidratación osmótica del agujero, ya que mantiene estables las propiedades de la formación. Sin embargo, por su composición, su uso afecta el medio ambiente, razón por la cual se han establecido dispositivos para su control y manejo. En cuanto a los fluidos base agua, que son los que actualmente alteran las características de la formación que contiene lutitas, se desarrollan sistemas de fluidos inhibidos que proporcionarán estabilidad a las formaciones perforadas. Esto beneficiará a la perforación y al medio ambiente; sin embargo como no son ambientalmente aceptables, se utilizan para perforar la etapa de la formación del Mioceno, la cual representa repasos y estabilización del agujero por hidratación.

A medida que la barrena penetra en la formación, se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo a menos que ese sostén sea reemplazado por el fluido de control.

Cuando se perfora una formación que no está consolidada –como en las arenas- se requiere de un lodo que proporcione un enjarre delgado, pero resistente, sobre las paredes del pozo. Si se perfora una formación firme y consolidada como lutitas, la densidad del lodo puede ofrecer un apoyo suficiente. Pero, si la formación es muy firme, como granito y/o caliza se necesita poco sostén por parte del lodo.

En la perforación convencional, la densidad estática del fluido de perforación siempre debe ser mayor que la presión de poro. Sin embargo, cuando un fluido de perforación es circulado en el pozo, la presión de poro en la vecindad del pozo se aproxima a la densidad equivalente de circulación del fluido conforme pasa el tiempo. El grado en que esta presión de penetración ocurre depende de la eficiencia de la barrera (enjarre, taponamiento de los poros con materiales sólidos especialmente seleccionados, etc.) presente en la pared del agujero. Una vez que la circulación se detiene (tal como sucede cuando se hacen conexiones, se levanta la sarta, etc.) la presión en el pozo es ahora igual al peso estático del lodo y es menor que la presión de poro en la vecindad del pozo. Estos cambios de presión en la pared del pozo generan esfuerzos radiales. La presencia de fracturas a lo largo de la circunferencia del pozo como resultado de la

densidad equivalente de circulación ha sido identificada como un factor que contribuye a los problemas de inestabilidad de los pozos.

Rápidos o frecuentes cambios en las presiones dentro del pozo aplicadas en las paredes del mismo pueden tener efectos sobre el esfuerzo radial efectivo, y estos cambios pueden llevar a que se presenten fracturas a lo largo de la circunferencia del pozo.

En la Figura 2.15 se muestra una descripción en dos dimensiones de las fallas en el agujero como resultado de las variaciones de esfuerzos que se presentan en la cara de las paredes del pozo.

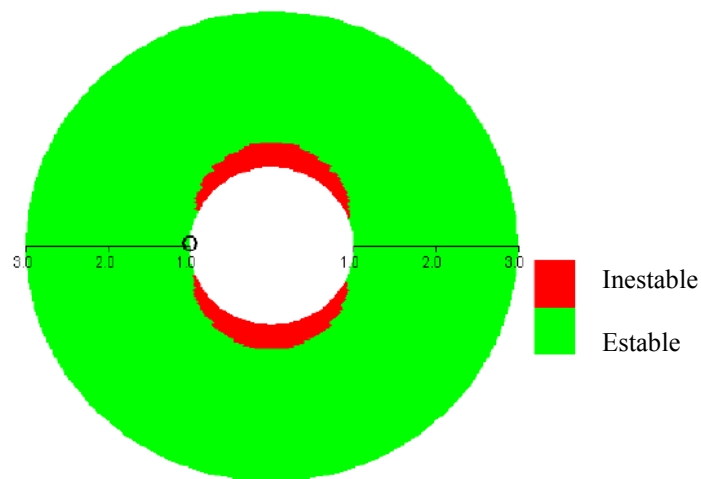


Figura 2.15. Estabilidad del agujero

La precipitación de la barita ha sido un problema constante en la industria de la perforación, debido a que su ocurrencia no es rutinaria hay pocos estudios para intentar predecirla. Las fluctuaciones grandes en la densidad del fluido de perforación producidas a lo largo de la columna de fluido y la depositación dinámica de barita pueden tener serias consecuencias sobre la estabilidad del pozo y el control del mismo, especialmente en pozos altamente desviados perforados con fluidos de perforación base aceite o sintéticos.

2.3.4 Pérdidas de circulación

Para que se pierda lodo hacia la formación se necesitan dos factores:

1. Los orificios en la formación deben ser tres veces más grandes que la mayor de las partículas existentes en el lodo.
2. La presión hidrostática deberá ser mayor a la presión de fractura.

Las formaciones que se caracterizan por tener orificios grandes como para permitir pérdida de circulación son: (1) formaciones no consolidadas o sumamente permeables, (2) fracturas naturales, (3) zonas cavernosas y (4) fracturas inducidas.

DetECCIÓN DE PÉRDIDAS

Una detección oportuna y un análisis de la información que se obtuvo durante la detección ayudarán a determinar el tipo de pérdida que se está sufriendo; con base en ello, se podrán recomendar las acciones que se deben tomar para la solución del problema. Al presentarse un problema de pérdida de circulación, durante la perforación, se deberán tener en cuenta los siguientes factores:

- ¿Se observa una disminución en el caudal del flujo?
- ¿Se observa una disminución del volumen en las presas?
- ¿La disminución fue: lenta, rápida o total?
- ¿Se detecta una disminución del volumen de lodo en la sarta?
- ¿Hubo una disminución de la presión de la bomba?
- ¿Al parar la bomba el pozo permanece lleno de lodo o no?
- ¿Si el nivel disminuye es posible llenarlo?
- ¿Si no es posible llenar, hasta dónde disminuye el nivel?
- ¿En caso de llenarlo es posible con agua?
- ¿Cuál es el grado de la pérdida de circulación?

PREVENCIÓN DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Con el objeto de reducir las pérdidas de circulación se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Emplear la densidad mínima del lodo que permita el pozo
- Mantener el mínimo de sólidos en el pozo

- Mantener los valores reológicos en condiciones óptimas de operación
- Reducir las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular
- Evitar incrementos bruscos de presión
- Reducir la velocidad de introducción de la sarta

Métodos para combatir las pérdidas de circulación

En recientes investigaciones se han buscado soluciones a las pérdidas por permeabilidad en formaciones poco consolidadas con lodos base agua y base aceite. Seleccionando la distribución del tamaño de las partículas adecuadas, dentro de este grupo existen los materiales celulósicos, procesados y diseñados para controlar las pérdidas de circulación en formaciones de alta permeabilidad. Además de que acondiciona el enjarre formado en la pared del agujero y reduce en su espesor. Las concentraciones a emplear dependen del tipo de formación y de la severidad de la pérdida, su uso no modifica las propiedades reológicas del lodo.

Existe una amplia variedad de materiales fibrosos y granulares que se utilizan para combatir diferentes problemas de pérdidas, dentro de ellos están: caña de azúcar, fibras de madera, cáscara de nuez, carbonato de calcio, sal granulada, gilsonita, etc.

Para combatir las pérdidas de circulación existe un método conocido como “Método de inyección forzada diesel/bentonita”, el cual consiste en sellar una zona de pérdida mediante el forzamiento de elevadas cantidades de bentonita en las fracturas de la formación donde se van a hidratar y sellar las pérdidas. Esto se hace mezclando alta concentración de bentonita en diesel (100 a 150 kg/m³). Esta mezcla se bombea a través de la tubería de perforación y se coloca frente a la zona de pérdida. Una vez bombeado, se cierran los preventores y se fuerza suavemente la mezcla hacia la zona de pérdida.

Otro método comúnmente empleado para remediar las pérdidas de circulación es usar un “Tapón de cemento”, estos tipos de tapones son empleados en forma balanceada cuando los obturantes para pérdidas de circulación de cualquier tipo así como los tapones diesel/bentonita no son efectivos para controlar las pérdidas de mayor magnitud, que causan el asentar las tuberías de revestimiento en zonas inapropiadas propiciando el incumplimiento del objetivo de la perforación o pérdida total de un pozo.

CAPÍTULO 3

TECNOLOGÍAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS CON VENTANA OPERATIVA ESTRECHA

Existen diferentes y muy variadas tecnologías para afrontar la problemática existente al perforar pozos con ventana operativa estrecha. En este capítulo se presenta una descripción de las principales tecnologías que se han desarrollado en la materia, las cuales fueron agrupadas en función de su principio de operación de la siguiente forma:

- **Fluidos de perforación.** Este tipo de tecnologías tienen como principio de operación modificar los fluidos de perforación, añadiéndoles aditivos, compuestos químicos y/o materiales, cuya función es interactuar con la formación para incrementar el gradiente de presión de fractura, reduciendo la invasión de fluido hacia la roca y ampliar así la ventana operativa (Figura 3.1).

Dentro de este grupo se encuentran las siguientes tecnologías:

- Mejorar la integridad de la formación con grafito
- Fluido de Ultra Baja Invasión (ULIF, por sus siglas en inglés)



Figura 3.1 Fluidos de Perforación modificados

- **Doble gradiente.** El doble gradiente de presión elimina la columna hidrostática generada por la mezcla del fluido de perforación y los recortes. En la perforación con riser se tiene un sistema de circulación del fluido de perforación que crea un efecto de tubo en U, lo cual mantiene una presión equilibrada en el interior de la sarta de perforación y en el espacio anular, la cual puede generar problemas como pérdidas de circulación o brotes. En el caso de doble gradiente de presión el efecto de tubo en U es modificado, mediante la elevación del fluido de perforación a través de algún mecanismo a partir del lecho marino y hacia el equipo de perforación, eliminando parte de la contrapresión ejercida en el fondo del pozo (Figura 3.2).

En esta clasificación se incluyen las siguientes tecnologías:

- Esferas Huecas
- Managed Pressure Drilling (MPD)
- Subsea Mudlift Drilling (SMD)
- Riser Gas Lift
- Deep Vision

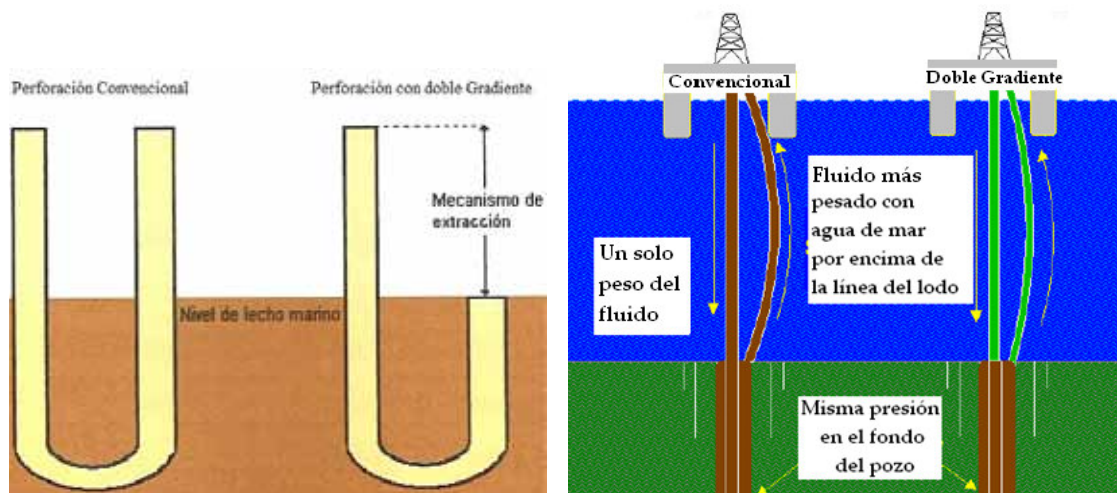


Figura 3.2 Comparación entre la operación convencional y con doble gradiente

- **Control de Presión.** Las tecnologías que se basan en este principio de operación funcionan controlando y/o monitoreando la presión dentro del pozo (Figura 3.3). El principal objetivo consiste en mantener una presión constante o modificar dicha presión por medio de diferentes mecanismos, de acuerdo a las condiciones que se vayan presentando, con la finalidad de mantener las operaciones de perforación, incluso cuando el equipo se encuentra detenido, siempre dentro de la ventana generada por el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura, sin importar lo estrecha que dicha ventana pudiera llegar a ser.

A este grupo pertenecen las siguientes tecnologías:

- Micro-Flux Control
- Continuous Circulation Valve
- Monitoreo en Tiempo Real

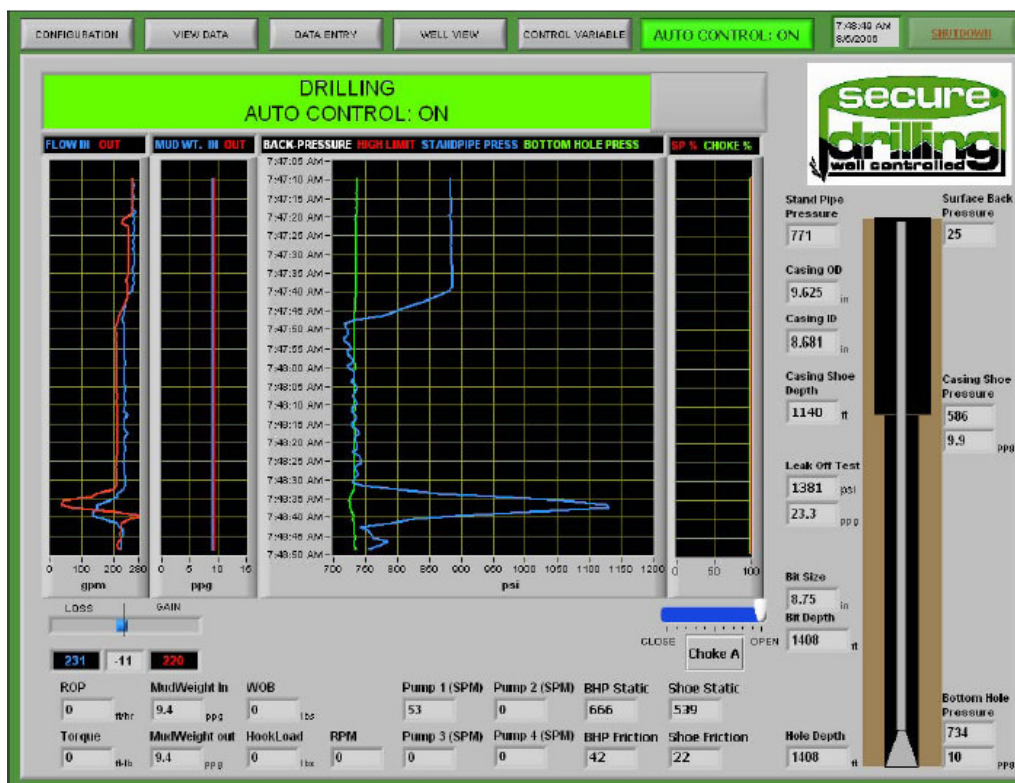


Figura 3.3. Ejemplo de Interfaz para el monitoreo y ajuste de la presión dentro del pozo.

3.1 TECNOLOGÍAS BASADAS EN LA MODIFICACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

3.1.1 Mejorar la integridad de la formación con grafito

Uno de los principales retos de la perforación en aguas profundas, es controlar el peso del fluido de perforación requerido para poder perforar dentro de la pequeña ventana operacional que existe entre la presión de poro y la presión de fractura, sin comprometer la estabilidad del pozo. Se han realizado un buen número de trabajos enfocados en reforzar la formación y de esta forma se pueda perforar a una mayor profundidad, con el objetivo de asentar la tubería de revestimiento (T.R.) a la mayor profundidad posible. Con lo anterior, eventualmente se puede eliminar la limitación de tener agujeros demasiado esbeltos a través del intervalo productor, a la vez que se incrementa la posibilidad de contar con un diámetro de T.R. adicional en caso de requerirse para profundizar o para afrontar alguna contingencia.

En ciertos pozos perforados en aguas profundas se han adicionado 40 lb/bbl de partículas de carbonato de calcio al fluido de perforación para sellar la formación, donde se observó que el uso de dichas partículas de carbonato de calcio tuvo un éxito limitado, ya que fueron incapaces de sellar los poros de la formación efectivamente. Igualmente se observó que durante la circulación, las partículas de carbonato de calcio colisionaban tanto entre ellas como contra otras partículas. Este proceso reducía las partículas de carbonato de calcio a un tamaño mas fino, haciéndolas inefectivas para sellar la roca. Lo anterior derivó en pérdidas de fluido de distintas magnitudes, como se observa en la mayoría de los pozos en aguas profundas.

La combinación de grafito y carbonato de calcio puede ser utilizada para reforzar la formación. El grafito es elegido debido a su capacidad de taponar las fracturas eficientemente, consiguiendo de esta forma ampliar la ventana para el peso del lodo de perforación. El grafito es completamente inerte y no afecta negativamente las propiedades reológicas del fluido de perforación. El grafito tiene la capacidad de deformarse y entrar en las fracturas, formando un sello inicial firme, a continuación actúa el carbonato de calcio que forma una capa externa en la boca de la fractura,

ayudando así a consolidar la formación. El carbonato de calcio también actúa como un apuntalante para mantener la boca de la fractura abierta, mientras que el grafito tiene una acción interna de sellado eficiente. El grafito presenta elasticidad, haciéndolo deformable de forma reversible. En otras palabras, cuando está sujeto a presión se comprime y cuando deja de ejercerse presión se expande. Esta propiedad permite al grafito mantener un sello dentro de la fractura aunque ésta se deforme como consecuencia de los cambios de presión. El tamaño típico de las partículas de grafito usadas comercialmente en la perforación es D_{90} de 480 micras y D_{50} de 250 micras. De todos los agentes sellantes conocidos que no afectan negativamente a las propiedades del fluido de perforación, el grafito tiene la mayor elasticidad.

Propiedades físicas del grafito (Figura 3.4)

Apariencia: Polvo, talco

Color: Negro

Olor: Sin olor o ningún olor característico

Densidad relativa: 2.2-2.26 @ 20 °C



Figura 3.4 Grafito

Sellado de la fractura

Cuando las bombas arrancan y existe o es inducida una fractura en la cara del agujero, dicha fractura incrementará su tamaño, permitiendo que el fluido junto con el material sellante entre en la fractura. Después de esto, el material sellante puede cumplir su función en la boca de la fractura, aunque dicho material será forzado a salir de la fractura cuando las bombas se detengan. Consecuentemente, la fractura reduce su tamaño, lo cual se ilustra en la Figura 3.5.

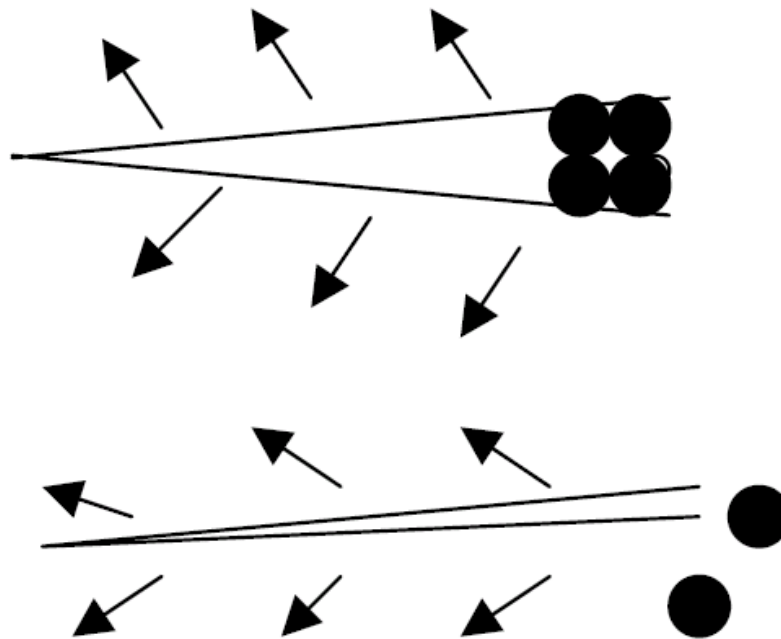


Figura 3.5. Sellado de la fractura.

Cuando se encuentra presente en el fluido, el grafito es forzado a entrar en la fractura formando un sello firme. Cuando deja de ejercerse presión y la fractura se reduce (cuando las bombas se han detenido), el grafito se deforma y permanece en la fractura como se esquematiza en la Figura 3.6.

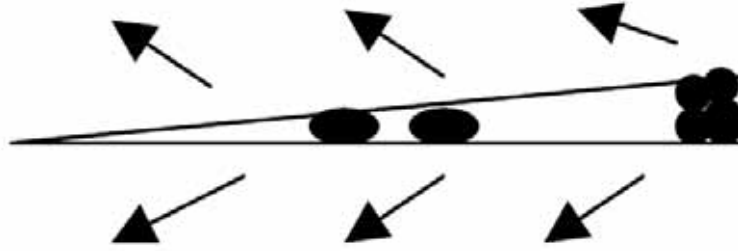


Figura 3.6 Deformación del grafito al cerrarse las fracturas

3.1.2 Fluido de Ultra Baja Invasión (ULIF)

El lado derecho de la ventana operativa para el peso del lodo esta limitado por el gradiente de fractura, o, como algunos lo llaman, por la presión de goteo de la sección en agujero abierto. Incluso aunque la teoría de la mecánica de la roca establece que existen diferencias entre el gradiente de fractura y la presión de goteo, para fines prácticos se define al límite superior de la ventana operativa del peso del lodo como la presión de goteo, esto es considerado como la máxima presión dentro del pozo que puede ser tolerada antes de que el fluido de perforación comience a filtrarse dentro de la formación. Exceder dicha presión a menudo resulta en pérdidas parciales del fluido de perforación.

Se ha observado que si las pérdidas son tratadas tan pronto como sea posible, las oportunidades de tener éxito son muy grandes. Sin embargo, cuando se permite que las pérdidas desencadenen una situación de pérdida total el problema es mucho más difícil de resolver. La meta, entonces, es tratar las pérdidas al inicio de las mismas. Si las pérdidas pueden ser detenidas, es una clara señal de que el límite de la ventana operativa para el peso del lodo ha sido movido hacia la derecha y la presión de goteo se ha incrementado.

El aditivo ULIF funciona creando una barrera de extremadamente baja permeabilidad en las paredes del pozo, siendo esto una efectiva manera de detener la invasión y la transmisión de presión hacia la formación. Esto “aísla” la roca del fluido de perforación

y la presión dentro del pozo y permite que sea aplicada una presión mayor sobre las paredes del pozo sin que ésta sea transmitida a la roca.

Incrementando la Presión de Goteo

El concepto de incrementar la presión de goteo (LOT, por sus siglas en inglés) es muy claro. Incluso aunque diferentes compañías tienen sus metodologías para llevar a cabo una prueba de goteo, es fácil reconocer que si una presión mayor puede ser aplicada sobre la sección abierta del pozo sin tener pérdida de fluido, la presión de goteo se ha incrementado. Los beneficios son obvios.

Comúnmente, las pruebas de presión de goteo son llevadas a cabo justo debajo de la zapata de la T.R. y el valor obtenido es tomado como válido para toda la sección a ser perforada. Sin embargo, a menudo se encuentran zonas débiles por debajo de la zapata lo que provoca que se tengan pérdidas parciales. Incluso aunque las presiones estáticas y dinámicas dentro del pozo pueden ser menores que la presión de goteo tomada en la zapata, la pérdida parcial de fluido es una clara señal de que se ha encontrado una formación con una presión de goteo menor que el límite establecido. El procedimiento normal es intentar combatir la pérdida inmediatamente bombeando material para pérdida de circulación (LCM, por sus siglas en inglés). Si las pérdidas se detienen, es una clara indicación de que la presión de goteo ha sido incrementada por algún mecanismo.

Por lo tanto, tan solo con observar la condición de pérdida parcial en un pozo se puede decir si la presión de goteo se ha incrementado o no, incluso aunque no se haya llevado a cabo una aproximación cuantitativa. Idealmente, después que las pérdidas se han detenido, debe llevarse a cabo otra prueba de presión de goteo y definirse el nuevo límite superior de seguridad para la ventana operativa del peso del lodo en el pozo.

En lugar de esperar a que ocurran pérdidas parciales y después bombear LCM, una propuesta alternativa es diseñar un sistema de lodo de baja invasión en el cual los aditivos ULIF estén presentes en el fluido que se circula (idealmente deben ser lo suficientemente finos para pasar a través de los sistemas de control de sólidos y permanecer en el lodo).

Descripción de la tecnología ULIF

Los aditivos comprenden una mezcla de polímeros con bajo peso molecular y sólidos finos. Algunos de estos polímeros y las superficies de los sólidos son modificados de tal forma que los componentes tengan diferentes solubilidades agua/aceite o mojabilidades agua/aceite.

Cuando la mezcla ULIF se adiciona a un fluido acuoso, los componentes hidrófobos son pobremente mojadas o diluidas y, con la finalidad de minimizar la energía del sistema, se asocian para formar agregados. Dichos agregados no se encuentran muy estructurados y son insensibles a cambios en la presión y en la salinidad. También son estables a altas temperaturas.

Cuando el producto ULIF se adiciona a un fluido base aceite, opera un mecanismo similar pero los componentes más hidrófilos forman ahora los agregados.

Los agregados son la clave para la formación de una barrera de muy baja permeabilidad en la superficie de las rocas que tienen permeabilidad. Este sello se forma después de un corto período de invasión (unos cuantos segundos) y se ha demostrado en pruebas de laboratorio que es muy efectivo para virtualmente eliminar la invasión de fluido adicional o la transmisión de presión. Esto contrasta con los enjarres formados con aditivos de lodo convencionales, donde se observa una invasión continua de filtrado a través del enjarre durante todo el tiempo que se ejerce una presión sobre éste. Estos mismos agregados ULIF son también capaces de sellar y proteger microfracturas y planos de estratificación.

El análisis de tamaño de partícula de los agregados en diferentes líquidos muestra un tamaño D_{50} que varía desde aproximadamente 60 micras hasta 140 micras, dependiendo del fluido base. El D_{10} oscila entre aproximadamente las 9 y las 16 micras y el D_{90} desde alrededor de 300 hasta 750 micras, de nuevo dependiendo del fluido base. Con tal amplitud en la distribución en el tamaño de la partícula, es fácil apreciar como el mismo aditivo ULIF puede sellar un amplio rango de tamaños de poro en la matriz y pequeñas fracturas. El mecanismo de acción ULIF se esquematiza en la Figura 3.7



Figura 3.7. Polímeros ULIF y sólidos formando agregados en solución

En la Figura 3.8 se aprecia la capacidad que tiene el ULIF para sellar un empacamiento de arena; donde la profundidad de invasión del lodo base en la arena contrasta enormemente con el sello efectivo formado.

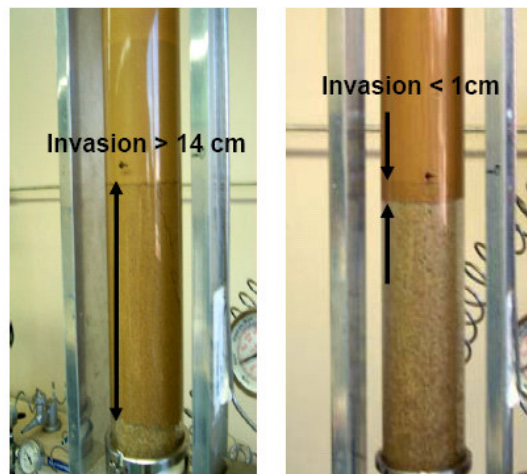


Figura 3.8. A la izquierda se observa una alta invasión de fluido en un empacamiento de arena y en la figura de la derecha la invasión se reduce significativamente al adicionar ULIF

3.2 TECNOLOGÍAS BASADAS EN LA GENERACIÓN DEL DOBLE GRADIENTE

3.2.1 Esferas Huecas

Este sistema resultó de los grandes desafíos que se tuvieron con los sistemas de doble gradiente de presión, basados en bombas submarinas. Mediante él, se logra un concepto de doble gradiente de presión completamente diferente.

Este sistema resulta innovador sin embargo se encuentra en desarrollo por lo que dicho sistema “solo ha sido estudiado y probado a nivel laboratorio”.

Maurer Technology Inc. (MTI) ha desarrollado un concepto simple del sistema Doble Gradiente que bombea esferas huecas en el fondo del riser para reducir la densidad del fluido de perforación en el riser. Esto elimina los requerimientos de bombas en el lecho marino y consecuentemente la reducción de los costos.

Componentes principales del sistema:

- Bomba superficial (bomba para el fluido de perforación con esferas).
- Línea de inyección de las esferas.
- Válvula en la línea de inyección.
- Esferas.
- Válvula en la sarta de perforación (DSV).

Estos componentes se pueden apreciar en la Figura 3.9, en donde se muestra la configuración del sistema.

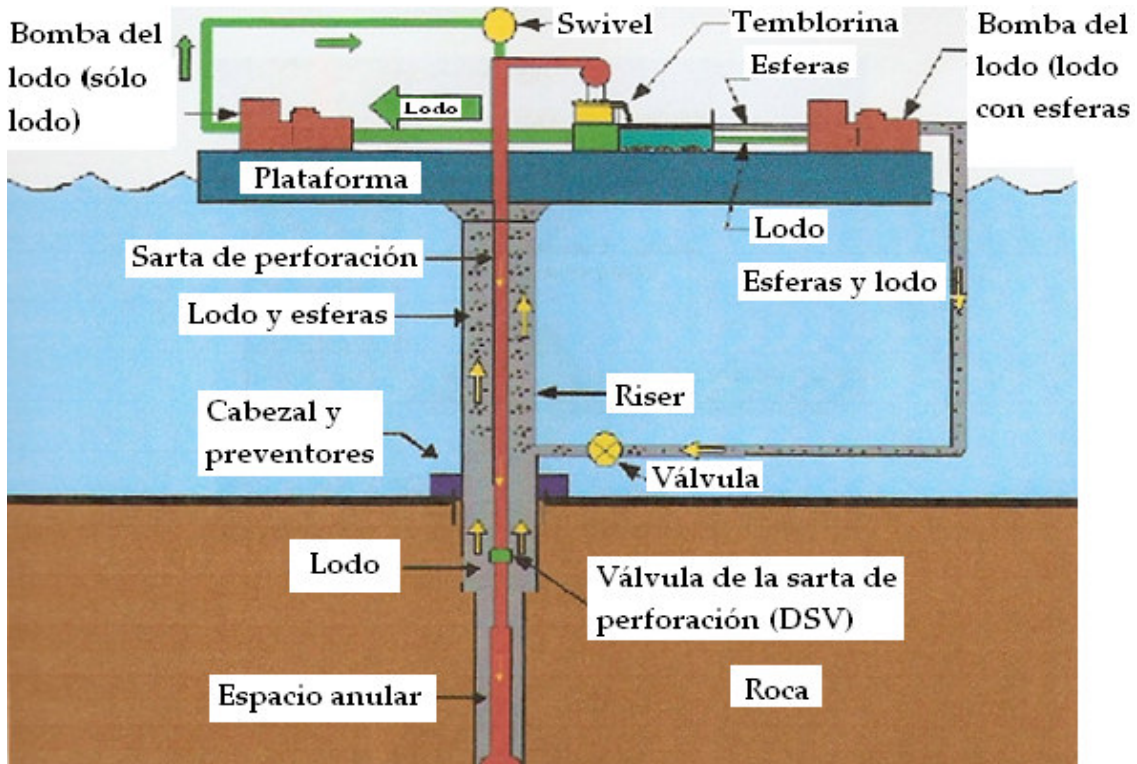


Figura 3.9 Configuración del sistema de inyección de esferas huecas

Descripción y características del sistema

Las esferas huecas de baja densidad son bombeadas hasta el lecho marino e inyectadas en el fondo del riser para reducir la densidad del fluido de perforación en el riser de tal forma que sea similar a la densidad del agua marina.

El fluido de perforación y las esferas son mezcladas en la superficie, se bombean al lecho marino como una mezcla y son inyectadas al riser para reducir la densidad del fluido de perforación desde ese punto hasta la superficie (Figura 3.10).

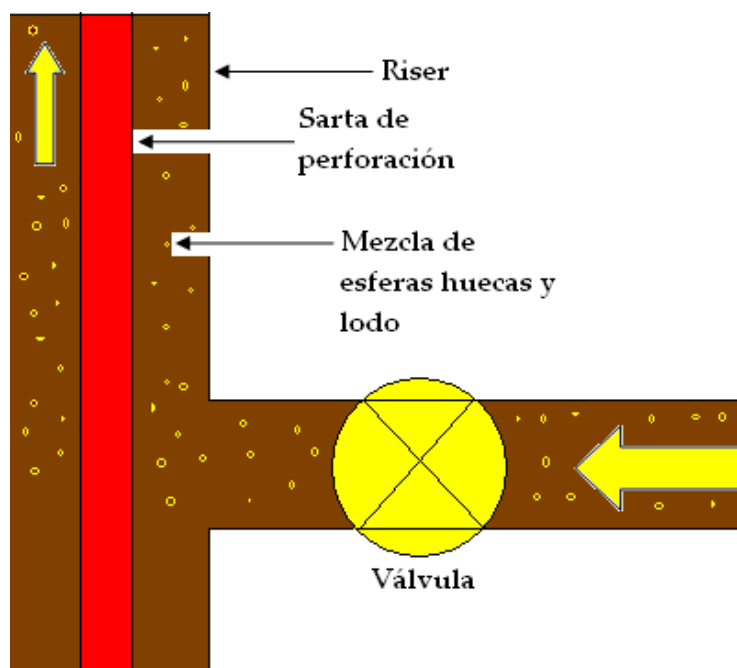


Figura 3.10. Inyección de las esferas

Las esferas huecas pueden ser de vidrio, plástico o de otros materiales. La Figura 3.11 muestra las micro esferas huecas de vidrio (de 10 a 100 micras de diámetro), las cuales tienen una densidad específica de 0.38.



Figura 3.11 Vista de microesferas

Agregando 50 % de volumen de estas micro esferas, a un fluido de perforación de 14 lb/gal, se reduce la densidad del fluido de perforación hasta la del agua de mar (8.56 lb/gal) como se muestra en la Figura 3.12

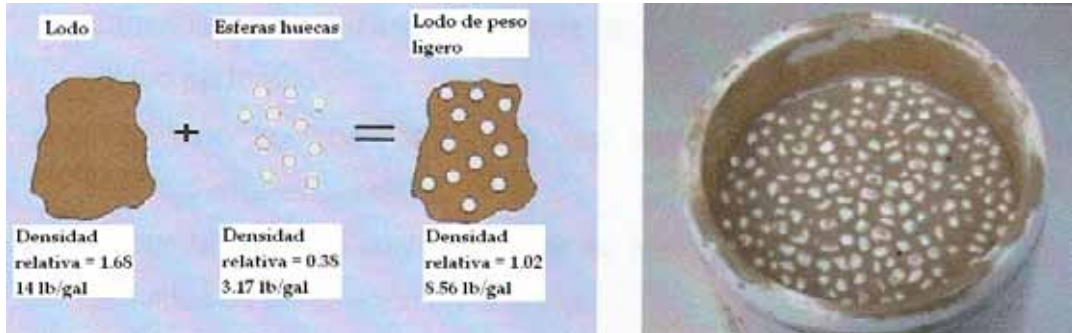


Figura 3.12 Mezcla del fluido de perforación con esferas

Debido a que las esferas retornan hacia el equipo de perforación, estas deben separarse del fluido de control por medio de una temblorina, para que el fluido sin esferas circule nuevamente hacia el pozo y la mezcla que contiene esferas huecas se inyecte nuevamente. (Figura 3.13)

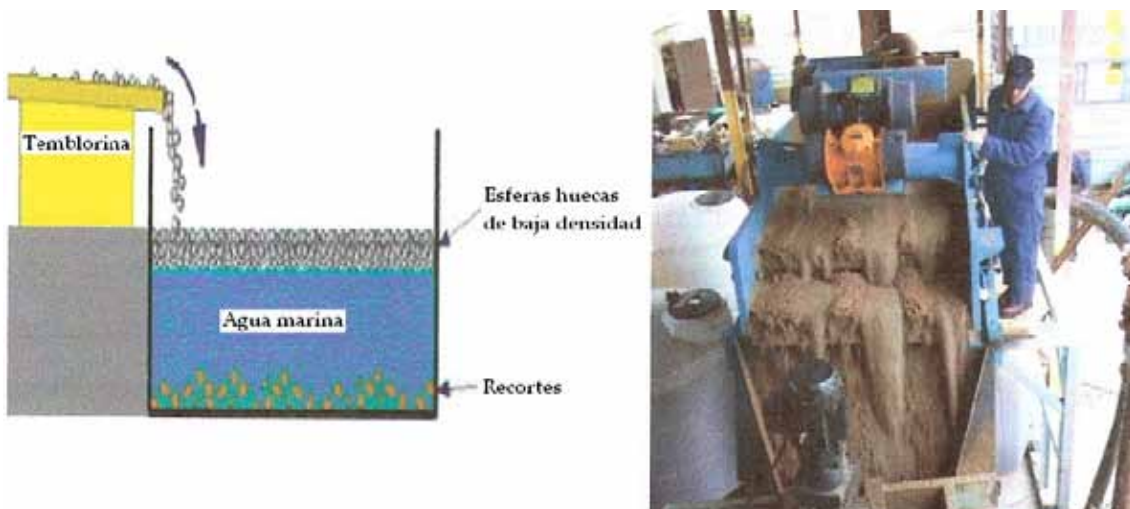


Figura 3.13 Separación de las esferas en la temblorina

3.2.2 Managed Pressure Drilling (MPD)

La Perforación con Manejo de la Presión (Managed Pressure Drilling) es una propuesta relativamente nueva para el control de las presiones durante la perforación. Esta técnica permite controlar de manera precisa el perfil de la presión anular en el pozo. La principal idea detrás de este concepto es crear un perfil de presión en el pozo para mantenerse dentro de la tolerancia y cerca del límite de la ventana operacional; la presión de poro y de fractura.

En operaciones de perforación en tierra y costa afuera con cabezales de pozo secos, ésta técnica generalmente se aplica mediante un sistema de circulación de “circuito cerrado”. Este sistema combina el control de la presión hidrostática con el control de la presión por fricción. En la MPD se utiliza una densidad de lodo menor que el convencional y un estrangulador secundario o se puede aplicar el equivalente a las pérdidas de presión por fricción en la superficie para crear un perfil de presión anular combinado dentro del pozo. Variando las caídas de presión por fricción en el estrangulador, es posible ajustar la presión anular en el pozo para compensar la presión adicional por fricción debido al flujo de lodo a través de la tubería de perforación hacia abajo y a través del espacio anular hacia arriba, lo anterior se conoce como densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés).

Aplicación de la MPD en instalaciones de perforación flotantes

Teniendo en cuenta que la idea convencional sobre el uso del MPD es con un sistema de circulación de “circuito cerrado”, un sistema de riser marino convencional de 21 pulgadas puede no ser el sistema adecuado para este caso, a menos que el dispositivo rotatorio de control (RCD, por sus siglas en inglés), se combine con un sistema de preventores submarinos (SSBOP, por sus siglas en inglés). Si se coloca la cabeza del control rotatorio submarino en la parte superior del SSBOP, entonces se tendrá una línea de estrangulador muy larga o un sistema de estrangulamiento submarino que puede ser difícil de controlar u operar debido a los altos gastos que se requieren. Un sistema de riser a alta presión con un sistema de preventores superficiales puede ser otra solución.

Conforme el tirante de agua se incrementa, el mantener la ubicación mediante posicionamiento dinámico (DP, por sus siglas en inglés) de la estructura es la opción más viable. Un evento de mantenimiento de la ubicación se convertirá entonces, para propósitos de control del pozo, en un aspecto mucho más crítico que en la perforación con preventores superficiales.

Cuando se trabaja con un sistema MPD con “circuito cerrado” y preventores superficiales, se está dependiendo del peso del fluido de perforación, el cual será menor que aquel que se tendría con un sistema de perforación convencional, además que se aplica una presión adicional por fricción (presión de estrangulamiento) de tal manera que la combinación de la presión hidrostática y la presión de estrangulamiento, será igual, ligeramente menor o marginalmente mayor a la presión de la formación.

El segundo inconveniente relacionado con la circulación en “circuito cerrado”, para aplicación en aguas profundas, surge del hecho que es difícil de cumplir requerimientos de diseño, tales como el margen del riser (R_m) y los márgenes de viaje (T_m). Si por alguna razón la presión por fricción se pierde o no puede mantenerse, el pozo puede encontrarse potencialmente en una seria situación de bajo balance o el agujero podría colapsar.

Adicionalmente, el lodo dentro del pozo debe ser extraído y un lodo más pesado debe ser desplazado hacia adentro del pozo antes de levantar o meter tubería.

La tercera cuestión con respecto a la MPD con circulación en un “sistema cerrado” desde una Unidad Móvil de Perforación Costa Afuera (MODU, por sus siglas en inglés) es el manejo de los hidrocarburos. Teniendo un perfil de presión anular en el pozo cercano a la presión de formación existe una mayor probabilidad de que se presente flujo de fluidos de la formación o de hidrocarburos hacia el pozo. Una respuesta rápida y eficiente en el fondo del pozo es difícil de lograr cuando el riser y el sistema de estrangulamiento esta lleno de gas.

Existen, sin embargo, varios métodos que pueden eliminar o reducir los riesgos y desafíos en cuanto al control del pozo cuando se tiene presencia de gas y otros hidrocarburos durante la perforación en aguas profundas. Uno de estos conceptos es el

sistema “Controlled Mud-Cap” (CMC). El concepto de utilizar un tapón controlado de lodo no es nuevo. En instalaciones costa afuera que se encuentran fijas, el concepto de tener un nivel de lodo más bajo (que la línea de flote) en la línea de retorno del riser, controlando dicho nivel mediante un sistema de bombeo con la finalidad de reducir la presión en el fondo del pozo, ha sido usado en el Mar del Norte desde 1986.

MPD haciendo uso del “Controlled Mud-Cap” (CMC). Una breve descripción del nuevo sistema

El Sistema de Riser para Aguas Profundas con un Sistema Inferior de Riser para Retorno (DORS w/LRRS, por sus siglas en inglés) depende de un riser para perforación a alta presión y un sistema de preventores colocado entre el lecho marino y la superficie como puede observarse en la Figura 3.14. El sistema de preventores submarinos en su configuración contiene preventores anulares y de corte. El sistema de preventores superficiales contiene un Dispositivo Rotatorio de Control (RCD, por sus siglas en inglés) y un preventor anular. A cierta profundidad predeterminada entre la superficie y el lecho marino se encuentra una junta instrumentada del riser, especialmente diseñada de tal forma que los fluidos provenientes del pozo puedan ser desviados del riser de perforación hacia una línea de retorno, donde existe un sistema de bombeo submarino para el fluido de perforación (elevación del lodo), que se encuentra aproximadamente a la misma profundidad a la que se encuentra la junta por la cual se desvía el lodo. La junta inferior del riser (LRR, por sus siglas en inglés), también contiene válvulas de alta presión para aislar el sistema de bombeo del riser de perforación, además de sensores de presión a diferentes intervalos para determinar de manera precisa el nivel del lodo dentro del riser de perforación. En el sistema de elevación del lodo existe una línea por separado, que corre paralela a la línea de retorno del lodo hasta la unidad de perforación y que está acoplada a la línea de succión del lodo desde el riser de perforación, hasta las bombas submarinas de elevación de lodo con la finalidad de enviar fluido y controlar el nivel del mismo dentro del riser de perforación. El nivel real de fluido de perforación es controlado activamente dentro del riser (controlled mud cap) mediante el sistema de bombeo submarino.

Un simulador multifásico en tiempo real, que calcula presión anular de forma dinámica, está conectado al sistema de distribución de energía de las bombas que elevan el lodo.

El simulador calcula la presión dinámica dentro del pozo a lo largo de toda la sección y envía señales al sistema de distribución de energía de las bombas, el cual regula la velocidad de bombeo y esta velocidad a su vez regula el nivel de lodo dentro del riser de perforación. El sistema submarino de elevación de lodo administra el perfil de presión anular controlando el nivel de fluido (línea de flujo virtual) dentro del riser.

Ya que el riser de perforación se encontrará lleno de gas o de aire por encima del nivel de lodo, debe establecerse un plan de contingencia para mantener la fase gaseosa fuera del Límite Mínimo de Explosividad (LEL, por sus siglas en inglés).

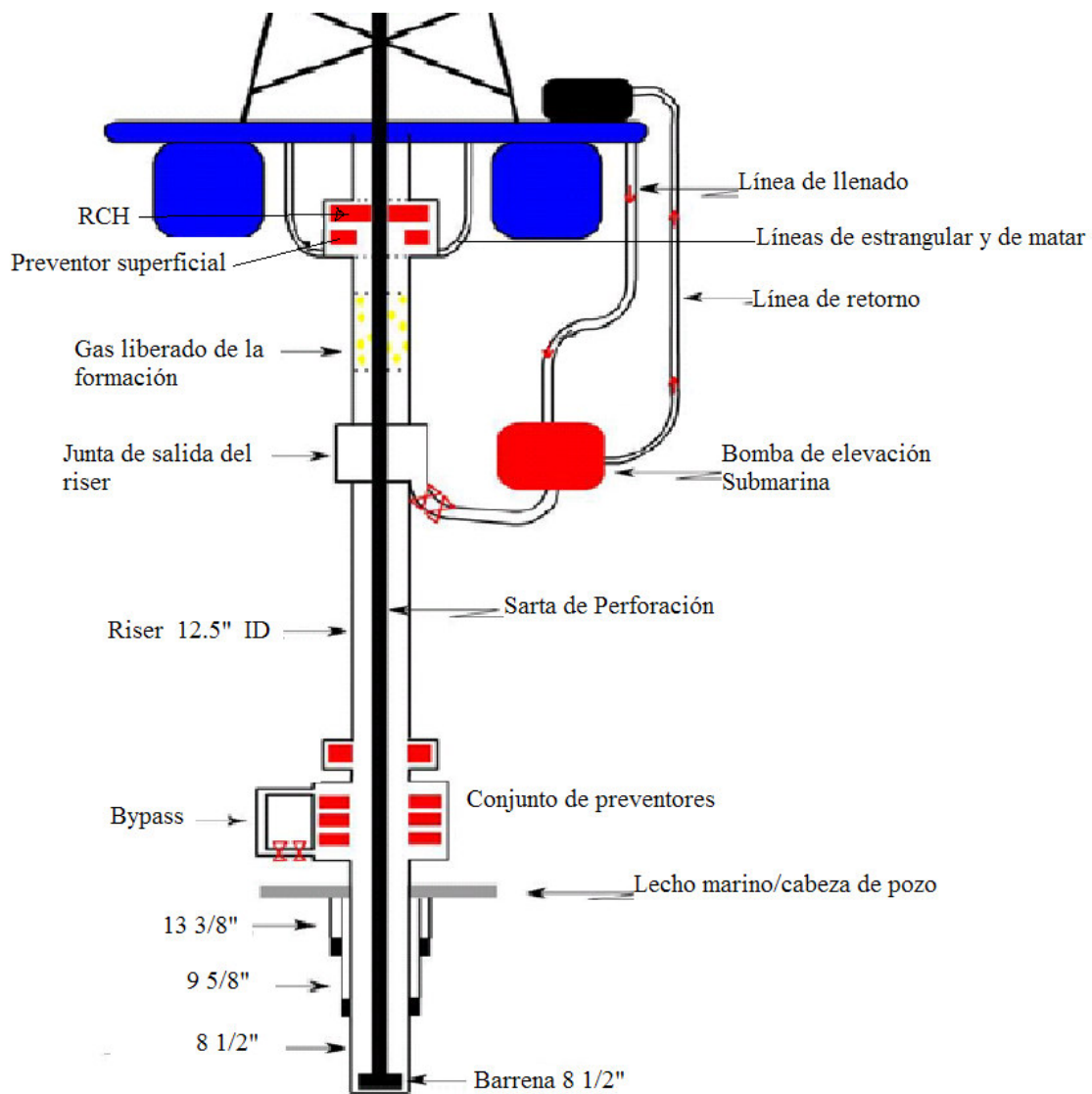


Figura 3.14. Esquema del sistema Controlled Mud Cap

Compensación de la ECD

Flujo Monofásico. El principal objetivo de este sistema, como lo es de la perforación con manejo de la presión, es tener un manejo rápido y efectivo de la presión anular en el pozo. Con la finalidad de evitar diferenciales de presión que resultan de la variación y suspensión de la circulación de lodo, que tienen lugar durante las conexiones de tubería, el nivel dentro del riser debe ser regulado para compensar las variaciones dinámicas de presión por fricción dentro del pozo. Esta compensación puede lograrse variando el peso de la columna de lodo dentro del riser. La transmisión de datos confiables en tiempo real de la presión dentro del pozo que está siendo perforado, aún no se ha probado en campo, por lo que, se requiere de una aproximación para poder compensar de manera exacta los efectos dinámicos del flujo de fluidos dentro del pozo.

Cuando se aplican técnicas de MPD en pozos cuyas presiones están cerca de la presión de poro o del límite para mantener la estabilidad del agujero, la compensación de la ECD puede jugar un rol determinante. La completa compensación de la ECD en un intervalo grande en agujero abierto no puede lograrse con este sistema. Sin embargo, para la mayoría de las configuraciones de pozos en aguas profundas, el sistema puede ser diseñado para compensar el efecto de la ECD a cualquier profundidad a lo largo de la sección en agujero abierto.

Modelo de Flujo Multifásico Propuesto. En MPD incluyendo Perforación Bajo Balance (UBD, por sus siglas en inglés), los fluidos provenientes de la formación pueden y de hecho se introducen al pozo. Bajo estas condiciones el análisis se vuelve más complicado. Para estas condiciones se requiere un simulador dinámico de presión para flujo multifásico, con la finalidad de calcular y predecir el perfil de presión en todo el espacio anular del pozo. El simulador también puede ser usado para pronosticar la cantidad de hidrocarburos que se manejarán en el riser de perforación en función del tiempo.

3.2.3 Subsea Mudlift Drilling (SMD)

El sistema SMD (Figura 3.15) se basa en dos premisas fundamentales. Una de dichas premisas es el uso de una línea de retorno de diámetro interno pequeño, entre 4 y 6 pulgadas, cuya función es circular el lodo desde el lecho marino hacia la superficie en lugar de utilizar un gran riser marino para cumplir dicha función. La otra es balancear las presiones interna y externa al nivel del lecho marino reduciendo la presión interna.

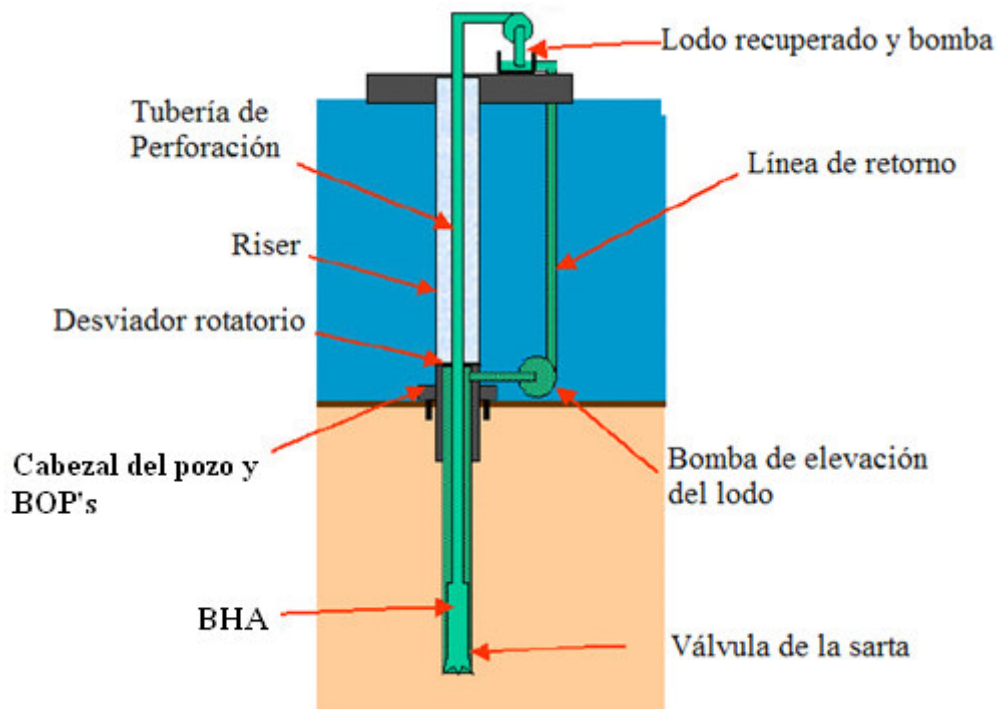


Figura 3.15 Esquema del funcionamiento del sistema SMD

El sistema SMD consiste de una sarta de perforación descubierta, aunque puede usarse un riser marino lleno de agua de mar, esto para guiar a la sarta de perforación o como un respaldo de emergencia para permitir la reconversión al sistema de perforación convencional. Un desviador rotatorio submarino obstruye el lodo que regresa y lo redirige para que circule a través de la línea de retorno hasta la superficie. Pueden usarse múltiples líneas de retorno, dependiendo de la configuración del sistema, tirante de agua, gasto de circulación y otras contingencias. Las líneas de estrangulación y de matar pueden correr unidas a la(s) línea(s) de retorno o separadas de éstas.

El sistema SMD utiliza un conjunto de bombas submarinas (Figura 3.16) localizadas en el lecho marino para elevar el fluido de perforación y los recortes desde el espacio anular del pozo hasta el sistema de tratamiento del lodo en la superficie, a través de la línea de retorno. Una bomba submarina es una de las herramientas esenciales para la detección de brotes y las operaciones de control de pozo, por lo que, está diseñada para mantener una presión de admisión constante (modo a presión constante) o un gasto constante (modo a gasto constante), los cuales pueden ser manipulados desde la superficie mediante líneas de control. Las bombas de lodo superficiales también son usadas para circular lodo a través del sistema y la presión de bombeo superficial depende en gran medida del gasto máximo en caída libre.



Figura 3.16 Sistema de bombeo submarino

Descripción Hidráulica

Desde un punto de vista de control de la presión en el espacio anular, el SMD funciona exactamente igual que la perforación convencional. Para tener prácticas de perforación seguras, la presión en el espacio anular debe encontrarse entre la presión de poro y la presión de fractura, de otra forma, existe el riesgo que se presente un brote si la presión

en el espacio anular del pozo es menor que la presión de poro. La presión en el pozo está controlada por la presión de admisión de las bombas submarinas. Se cuenta con bombas de diafragma adaptadas para circular la mezcla de lodo de perforación, recortes e incluso gas. La bomba puede ser operada eléctricamente o hidráulicamente usando agua de mar.

Variación de la presión en la bomba submarina

El SMD utiliza un solo gradiente de lodo, pero imita el doble gradiente reduciendo la presión de admisión en las bombas submarinas a un valor cercano a la presión hidrostática del agua de mar.

Para operaciones normales que no involucren el control del pozo, la presión de admisión en las bombas submarinas se mantendrá en un valor dado que sea igual a la presión hidrostática del agua de mar más una presión adicional de alrededor de 50 psi. La presión de salida en la bomba submarina será igual a la suma de la presión hidrostática más las pérdidas por fricción en la línea de retorno.

Una de las preocupaciones operacionales es que la diferencia de presión puede ser muy alta en el arranque de las bombas submarinas debido al elevado esfuerzo de gel a baja temperatura. Otro factor de incertidumbre es que la diferencia de presión puede ser negativa cuando un brote de gas ocupe la mayor parte de la línea de retorno presentando una baja contrapresión en la superficie o cuando el tirante de agua sea reducido. Cuando la presión diferencial es negativa, las bombas tipo diafragma no trabajan adecuadamente. La diferencia de presión debe mantenerse constante tanto para condiciones estáticas como de circulación. Esta diferencial de presión puede mantenerse mediante una válvula check para condiciones estáticas.

Efecto de tubo en forma de U.

Las presiones dentro de la tubería de perforación y en el espacio anular cerca del lecho marino son diferentes. Por lo tanto, cuando se apaga la bomba superficial, el nivel de fluido dentro de la tubería de perforación caerá hasta que el peso de la columna hidrostática dentro de la tubería de perforación por encima del lecho marino sea aproximadamente igual a la presión de admisión de la bomba submarina.

Desde un punto de vista operacional es muy importante que, desde el principio y hasta el final del efecto de tubo en forma de U, la presión en el espacio anular no se incremente para evitar fracturar la formación. Lo anterior puede lograrse manteniendo la bomba submarina operando a presión de admisión constante con su gasto correspondiente hasta que el equilibrio sea alcanzado. De otra forma, el total de la presión hidrostática dentro de la tubería de perforación actuará contra la formación.

Equipo utilizado en el Sistema SMD

El principio de funcionamiento de las bombas se basó en la tecnología minera, donde se utilizan bombas de desplazamiento positivo con grandes cámaras para elevar sólidos y lodos desde las profundidades. Las bombas para elevar el lodo (MLPs, por sus siglas en inglés) operan de forma similar: un fluido que provee la potencia hidráulica por un lado del diafragma y lodo de perforación en el otro lado (Figura 3.17).

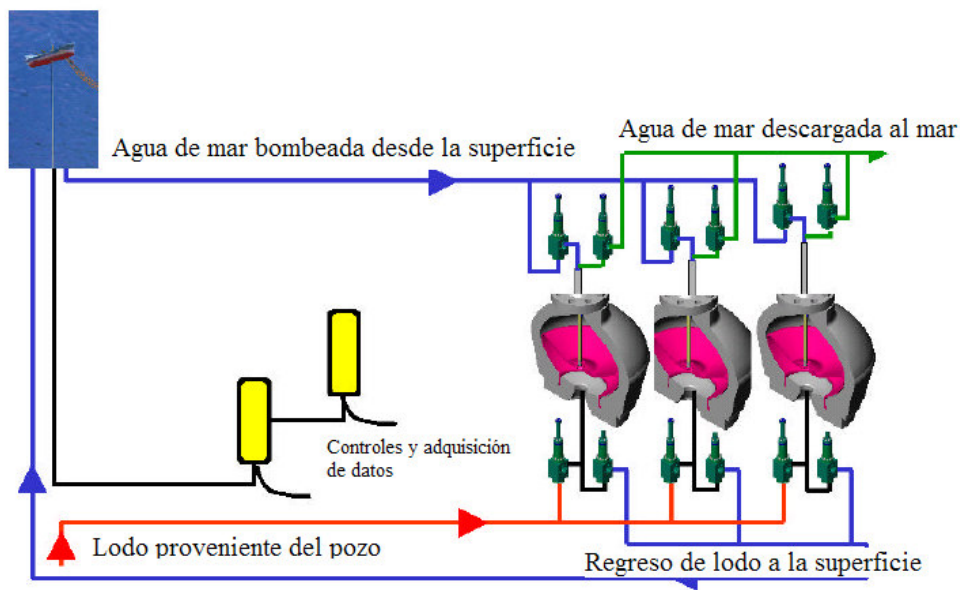


Figura 3.17 Bombas de diafragma

Válvula del lodo

Éste componente fue diseñado expresamente para el SMD (Figura 3.18) ya que no existían válvulas disponibles comercialmente que puedan trabajar bajo las condiciones esperadas. El factor más importante en el criterio de diseño especificaba que los sólidos de hasta 2 pulgadas debían pasar a través del sistema sin taponarlo.

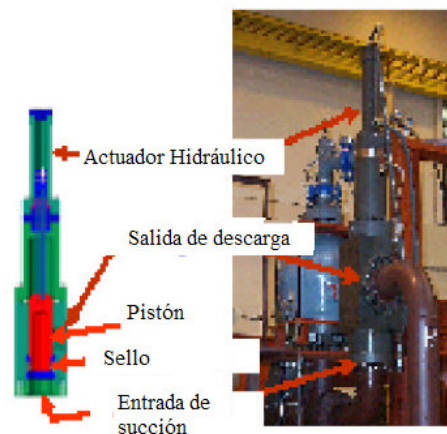


Figura 3.18 Válvula del lodo

Manejo de sólidos

Uno de los factores clave en un sistema de bombeo submarino es el manejo de los sólidos. Los sólidos de la perforación se presentan en una variedad de formas, tamaños y composición, y el sistema debe bombearlos hasta la superficie o procesarlos en algún punto a lo largo de la vía de flujo.

Se cuenta con una Unidad de Procesamiento de Sólidos (SPU, por sus siglas en inglés, Figura 3.19) que se encuentra instalada en el sistema SMD, corriente arriba de las bombas. Esta unidad reduce el tamaño de los recortes a un máximo de aproximadamente 2 pulgadas pero deja los recortes más pequeños completos para poder ser analizados paleontológicamente.



Figura 3.19 Unidad de Procesamiento de Sólidos

Manejo del efecto de tubo en forma de U

Cuando la columna de fluido de perforación deja de circular hacia la superficie y se detiene cerca del nivel del lecho marino, el “tubo en forma de U” esta desequilibrado. Con el fin de eliminar el efecto de tener demasiado volumen con altos gastos fluyendo a través del sistema SMD, se desarrolló una válvula para la sarta de perforación (Figura 3.20).

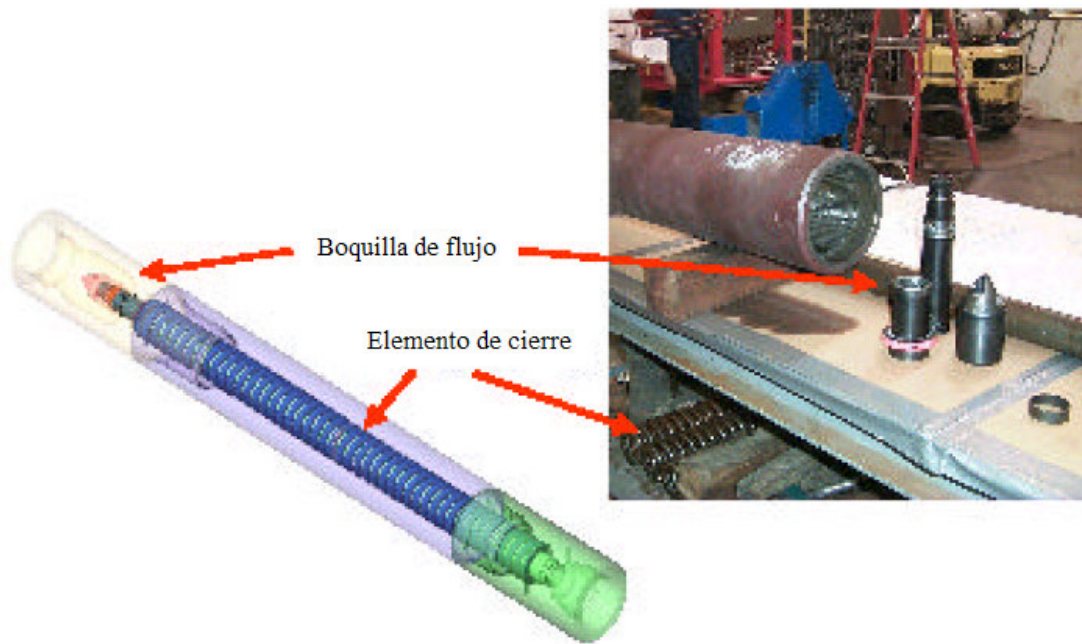


Figura 3.20 Válvula para la sarta de perforación

Ésta válvula especialmente diseñada se encuentra localizada en la parte inferior de la sarta de perforación, cerca de la barrena. Permite el flujo de lodo solamente cuando las bombas superficiales se encuentran operando a cierta presión preestablecida requerida para forzar la válvula a que abra. Cuando la circulación se detiene, la válvula de la sarta de perforación (DSV, por sus siglas en inglés) se cierra, contrarrestando el potencial efecto de tubo en forma de U y manteniendo una columna de lodo dentro de la sarta. El punto de apertura de la válvula se determina con base en el peso del lodo fluyendo y el máximo esperado para un intervalo de profundidad dado. La válvula es calibrada en la superficie y puede ser reajustada al sacarla del pozo.

Aislando el lodo del agua de mar al nivel del lecho marino

El concepto original del SMD consideraba no utilizar riser, por lo que se requeriría de un dispositivo para proveer una barrera mecánica entre el fluido en el pozo y el mar. Aunque el sistema finalmente fue configurado para implementarse con riser convencional, existe aún la necesidad de segregar el lodo del agua de mar en el riser excepto bajo condiciones especiales. El equipo encargado del diseño desarrolló un

dispositivo rotatorio submarino (SRD, por sus siglas en inglés), que puede ser bajado a través del riser junto con la sarta de perforación. Una herramienta especial de colocación y remoción debe ser colocada en la sarta de perforación en el punto apropiado tal que el SRD pueda asentarse, removerse e inspeccionarse durante los viajes de la sarta.

El diseño del SRD es similar al de un preventor rotatorio, excepto que el SRD no se considera parte del equipo de control del pozo (Figura 3.21).

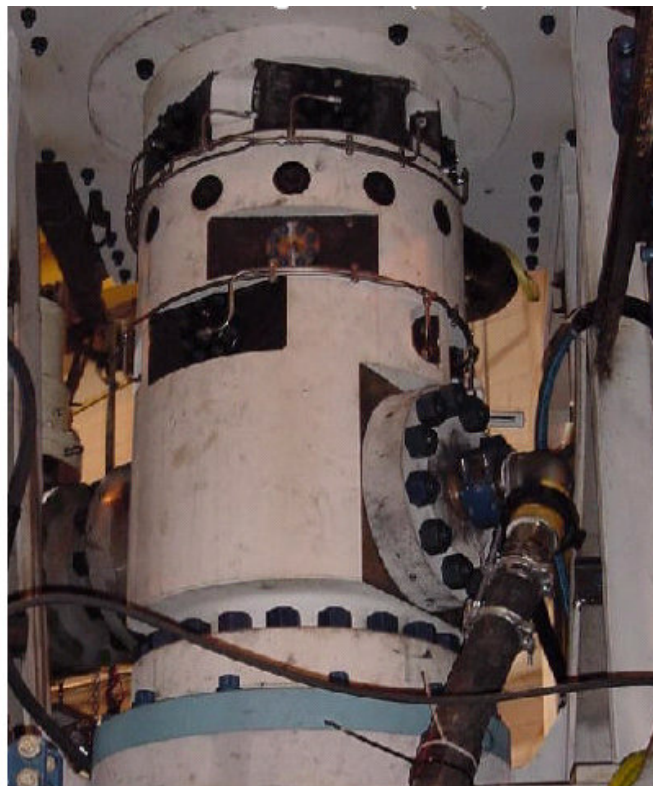


Figura 3.21 Dispositivo Rotatorio Submarino

3.2.4 Riser Gas-Lift

Este método fue resultado de la concepción conjunta de dos métodos de perforación con doble gradiente, la dilución en el riser mediante un líquido de baja densidad y la elevación con gas en el riser. El objetivo general fue establecer si era pertinente continuar investigando acerca de los sistemas de perforación con doble densidad

basados en el uso de fluidos de baja densidad, ya sea líquidos o gases. La investigación fue conducida por el Departamento de Ingeniería Petrolera en la Universidad Estatal de Louisiana y patrocinada por la Asociación de Investigación para el Aseguramiento de la Energía en América. La investigación se enfocó en proveer respuestas a varias cuestiones críticas sobre la factibilidad práctica y el potencial comercial de estos métodos de perforación con doble densidad. Lo primero es la probable relación costo-beneficio para cada uno. Lo segundo fue determinar si pueden definirse métodos de control de pozo efectivos. La tercera cuestión es la practicidad de separar los componentes de baja densidad de los de alta densidad en la mezcla del fluido que regresa a la superficie a través del riser para su reutilización. La reducción en los costos, cuando se usa la elevación con gas en el riser, fue estimada para efectos de la investigación en al menos 9% y más probablemente de entre 17% y 24% con respecto a los costos estimados de los trabajos de perforación convencional, sin eventualidades en tres pozos que fueron considerados como representativos del futuro de las operaciones en aguas profundas en el Golfo de México.

La propuesta de elevación con gas en el riser también incrementa la factibilidad de perforar pozos profundos en tirantes de agua que de otra forma sería imposible de conseguir. El control del pozo con un sistema de elevación con gas en el riser fue también considerado dentro de la investigación como factible usando métodos generalmente análogos a las operaciones convencionales o a usar una bomba submarina para elevar el lodo. Como parte del estudio se estimó que la dilución en el riser usando líquidos reduciría costos con respecto a las operaciones convencionales aproximadamente en un 7%.

La factibilidad conceptual de la elevación con gas en el riser está en función de lograr una densidad efectiva significativamente menor en el riser con respecto al pozo. La Figura 3.22., muestra el resultado de un estudio demostrando la factibilidad de lograr una presión en la cabeza del pozo equivalente a la presión hidrostática del agua de mar, sobre un rango de gastos de circulación, con un lodo cuya densidad fue de 16 libras por galón en un riser con 19 ¼ pulgadas de diámetro interno y 5,000 pies de agua.

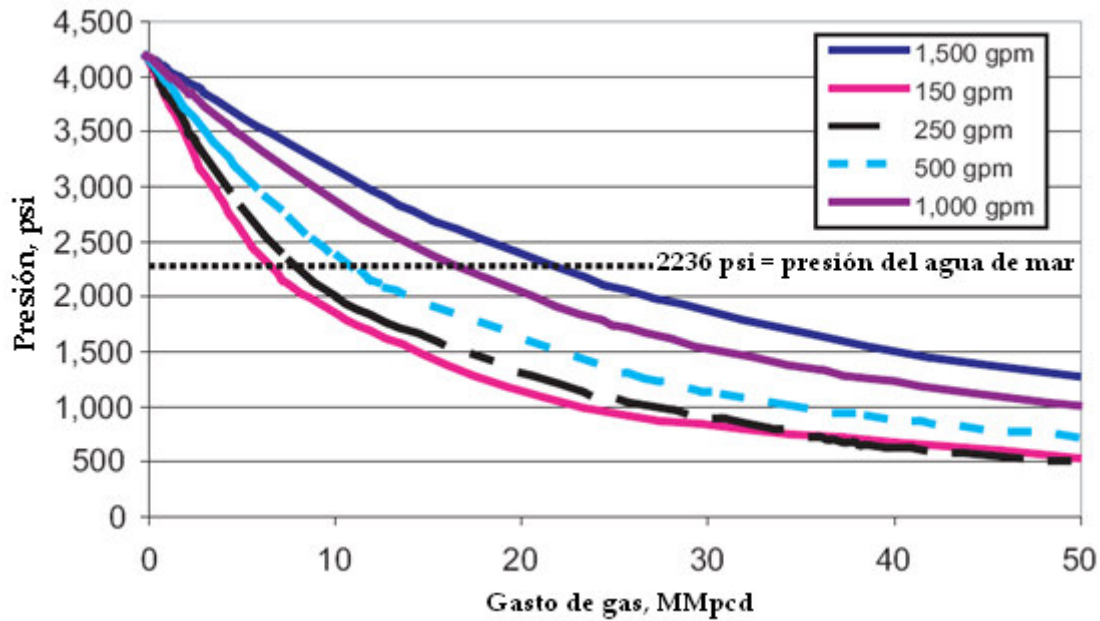


Figura 3.22. Presión en la cabeza del pozo mediante elevación con gas en el riser usando un lodo de 16 lb/gal y 5,000 pies de tirante de agua

Respecto a los métodos de control de pozo, las principales preocupaciones fueron la detección de brotes y la remoción de fluidos provenientes de la formación, con un método de presión constante en el fondo del pozo.

Los métodos convencionales para detección de brotes que se basan en la ganancia observada en las presas y el gasto del flujo de retorno, en general son considerados efectivos. Sin embargo, un chequeo del flujo para determinar si un brote está en progreso no sería posible. Dos alternativas para detener el flujo desde la formación fueron concebidas como parte de los estudios conducidos para probar la factibilidad del sistema, un método de “carga” reduciendo el gasto de gas inyectado (el estudio considera utilizar nitrógeno) contra cerrar un preventor (BOP, por sus siglas en inglés) submarino. El cierre del BOP puede ser más rápido y más confiable para detener el flujo y minimizar el volumen del brote.

Existen algunas diferencias con respecto al control de pozo convencional. La inyección de nitrógeno en la base de la línea de estrangular disminuye la presión en la cabeza del pozo, lo cual alivia las preocupaciones relativas a la presión excesiva en el fondo del pozo como resultado de la fricción en la línea de estrangular que se presenta en el

control de pozos convencional. Se requiere de un elemento adicional del equipo con respecto al sistema convencional. El uso de una válvula en la sarta de perforación, que ha sido diseñada para utilizarse con el sistema de perforación con elevación submarina del lodo, previene excesivas presiones en el fondo del pozo cuando está estrangulado y la sarta de perforación llena con lodo sin diluir.

En general, el control de un pozo con elevación mediante gas en el riser, como método de perforación con doble densidad, debe ser práctico usando esencialmente métodos convencionales.

Principales componentes del sistema Riser Gas-Lift:

- Tanque criogénico
- Separador de gas
- Volumen de gas (Nitrógeno)
- Línea de inyección del gas

Estos componentes se ilustran en la Figura 3.23., donde se esquematiza la configuración del sistema.

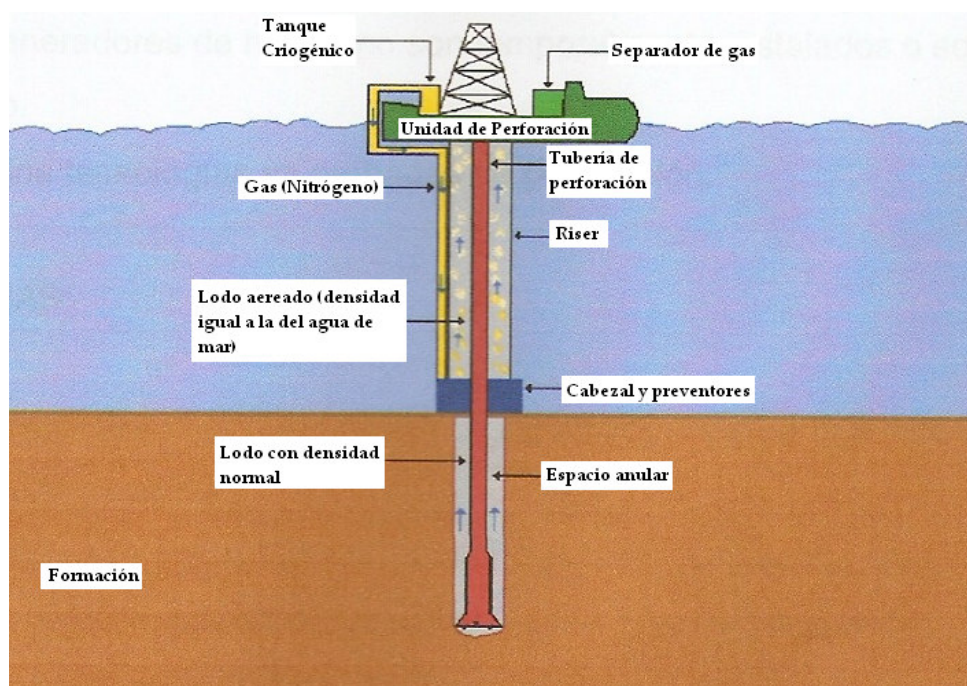


Figura 3.23. Configuración del sistema Riser Gas-Lift

3.2.5 Sistema Deep Vision

El proyecto Deep Vision considera un sistema completo de perforación con doble gradiente para ser usado con modificaciones mínimas en el riser. El proyecto Deep Vision ha estado enfocado a soluciones con doble gradiente desde mediados de 1998. El sistema de aislamiento agua de mar/lodo es una de varios componentes clave en la solución con doble gradiente cuya necesidad de desarrollo fue identificada al principio del proyecto.

La introducción de la perforación con doble gradiente en equipos de perforación convencionales, incluye la capacidad de administrar activamente el peso de la columna hidrostática del lodo que actúa sobre la formación, reduciendo consecuentemente los riesgos. Lo anterior se logra a través de la utilización de un sistema de bombeo submarino que funciona con bombas centrífugas, una línea de retorno del lodo y un sistema mecánico de aislamiento agua de mar-lodo (SMIS, por sus siglas en inglés). Esta combinación ofrece la oportunidad única de, no solamente administrar la presión en el fondo del pozo, sino también controlarla selectivamente junto con la presión en cualquier otro punto del pozo. La combinación de un gradiente de agua de mar desde la superficie hasta el nivel del lecho marino y un gradiente de lodo hasta el fondo del pozo puede reducir el peso de la columna hidrostática en las secciones superiores del pozo, con respecto a las operaciones convencionales. Se puede mantener la presión en el fondo del pozo deseada, definida por la ventana del gradiente de poro y de fractura. Además la presión en el fondo del pozo permanece dentro de la ventana operativa, durante una desconexión del riser, sin la necesidad de sobre presionar los BOP's.

Usando el sistema de perforación con doble gradiente Deep Vision, una vez que el lodo y los recortes que vienen de regreso alcanzan el nivel del lecho marino en el espacio anular, la corriente de flujo entra en la Estación de Bombeo Submarino (SPS, por sus siglas en inglés) y continua su camino hacia la superficie a través de la línea de retorno del lodo (Figura 3.24). El SPS es un dispositivo de impulso a presión, el cual proporciona energía al flujo de retorno y lo eleva hasta la superficie. Un subproducto de las bombas submarinas es el desequilibrio en la columna hidrostática de la sarta de perforación dentro del pozo, la cual debe manejarse como parte de la solución general del doble gradiente. Los métodos disponibles para manejar éste desequilibrio

hidrostático varían, y pueden incluso ser alterados durante diferentes etapas de la operación de perforación.

Durante ciertas operaciones en el pozo, la interfaz entre el agua de mar y el lodo, la cual define el potencial desequilibrio hidrostático, puede desplazarse hacia arriba o hacia abajo, desde su ubicación normal justo arriba del nivel del lecho marino. Esto puede ocurrir, por ejemplo, cuando se está llevando a cabo un viaje, donde el volumen de acero que se está desplazando es adicionado o sustraído del pozo por debajo del nivel del lecho marino. En este caso es ventajoso tener el nivel de la interfaz varios barriles por encima de la admisión de succión en la bomba, con la finalidad de alimentar al pozo, cuando se está sacando tubería, o permitir al lodo moverse hacia arriba dentro del riser conforme se introduce tubería. La posición de la interfaz del fluido puede medirse y ser monitoreada en tiempo real en la superficie. Sin embargo, durante otras operaciones sería una ventaja contar con el control adicional de un sistema mecánico de aislamiento agua de mar-lodo que separe y defina la ubicación exacta de los fluidos en el pozo y en el riser. Esto limitaría la contaminación del lodo y aseguraría que el retorno del lodo junto con los recortes entre en la admisión de succión de las bombas submarinas. Esta interfaz definida también permite una gran flexibilidad en la administración de la presión en el fondo del pozo definida por el usuario.

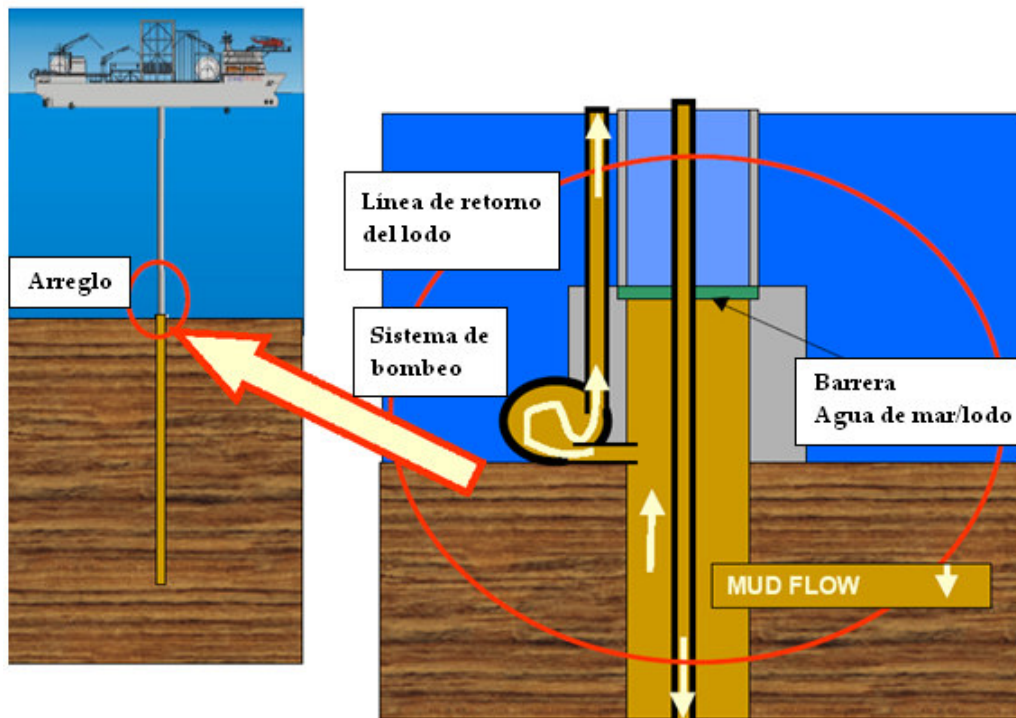


Figura 3.24. Elevación generada por la SPS que origina una presión fija en la entrada de succión, usualmente igual a la presión hidrostática del agua de mar. El riser está lleno de agua de mar y la sarta de perforación con lodo. Como resultado hay un desequilibrio en la presión hidrostática

Requerimientos Funcionales del Sistema de Aislamiento Agua de Mar-Lodo

El SMIS funciona como una barrera mecánica entre la interfaz de lodo y el agua de mar. La administración de la presión diferencial, la cual es normal para aplicaciones de perforación bajo balance, no es el principal objetivo del SMIS. El objetivo primordial de la perforación con doble gradiente es tener una presión en la cabeza del pozo igual a la presión del agua de mar y por lo tanto el SMIS es usualmente operado en un ambiente de presión balanceada. El proyecto Deep Vision utiliza ésta premisa y ha definido el término Presión en el Espacio Anular del Pozo (PWAS, por sus siglas en inglés) en el lecho marino. Si la PWAS es igual a la presión originada por la columna hidrostática del agua de mar, la definición clásica de doble gradiente, entonces la presión diferencial del SMIS es despreciable. La inclusión del SMIS como parte de la estación de bombeo centrífugo submarino Deep Vision da lugar a que se cuente con un circuito cerrado para el fluido que optimiza el valor de las bombas centrífugas. La configuración de circuito cerrado permite a éstas bombas convertirse en simples dispositivos de entrada de energía, donde los gastos en el sistema están definidos por la bomba superficial

reciprocante en la sarta de perforación. Las bombas submarinas pueden entonces ser usadas para controlar la presión en el fondo del pozo, manteniendo una PWAS pre-establecida. Generalmente, este valor establecido será igual a la presión hidrostática del agua de mar para la mayoría de las operaciones de perforación con doble gradiente.

El SMIS se encuentra en la SPS directamente encima de la entrada de succión de la bomba. El SPS está montado sobre la parte inferior del riser. Para operar efectivamente, el SMIS debe mantener un sello con respecto al fluido alrededor de la tubería de perforación, sirviendo como limpiador con la finalidad de evitar flujo indeseado de lodo hacia el riser, o que el agua de mar del riser se filtre hacia la cabeza del pozo. El sistema de sellado debe también permitir la rotación de la tubería de perforación de hasta 200 rpm y no debe causar restricciones internas de diámetro en el conjunto de BOP's con que se cuente.

Se planteó la necesidad de llevar a cabo modificaciones en un Cabezal de Control Rotatorio (RCH, por sus siglas en inglés), para adaptar la tecnología, con la finalidad de cumplir con las necesidades funcionales del SMIS Deep Vision. Los componentes existentes del RCH fueron rediseñados y fue desarrollado el concepto de Cabezal de Control Rotatorio del Riser (RRCH, por sus siglas en inglés).

Cabezal de Control Rotatorio del Riser (RRCH, por sus siglas en inglés)

El diseño estándar del RCH ha sido modificado para cumplir las funciones y los requerimientos de desempeño en la separación mecánica del agua de mar, en el riser, del fluido proveniente del pozo dentro del BOP submarino:

- El ensamble de rodamiento fue modificado para reducir el diámetro externo con la finalidad de permitir que sea instalado dentro de un riser de 19 ½ pulgadas de diámetro interno con capacidad de lubricarse por sí mismo.
- El recinto fue modificado, adicionando una rosca en la parte inferior con una junta de mayor diámetro.

De esta forma, el ensamble del RRCH consiste de un ensamble de rodamiento para el cabezal de control rotatorio, con capacidad de operación a alta presión, elementos de sello pasivos redundantes y una rosca en la parte inferior (Figura 3.25). Dentro del ensamble de rodamiento, los elementos de sello rotan junto con la sarta de perforación y se ajustan conforme la presión diferencial a través de ellos se incrementa.

	Rango de T. P.	T. P. de 5" hasta 6 5/8" con junta de 8 1/4"
	Presión máxima	Estática 4,000 psi Dinámica 2,000 psi
	D. E. máximo	Cuerpo de 17"
	Longitud	12' aprox.
	Velocidad de rotación	Nominal 140 rpm Máxima 200 rpm

Figura 3.25. Especificaciones generales del RRCH

Para complementar el sello en el riser, el RRCH debe estar acoplado a un BOP anular, el cual puede entonces sellar alrededor del recinto inferior.

La introducción del SMIS ofrece diversos beneficios y ya que el sello no necesariamente tiene que estar alrededor del RRCH, el preventor anular puede también ser usado para sellar alrededor de la tubería de perforación o de la T.R., si así se requiere.

La instalación del RRCH se logra fijándolo en una unión de la tubería de perforación. La naturaleza de auto ajuste de los elementos de sello mantiene al RRCH en su lugar y permite bajar la herramienta, junto con la sarta de perforación, hasta descansarla en el BOP anular submarino. El recinto inferior pasa a través del sello anular del SMIS y la junta en el fondo del recinto se extiende más allá de los sellos del BOP anular, lo cual retiene de manera segura al RRCH cuando el BOP está cerrado (Figura 3.26).

La recuperación de la herramienta se logra abriendo el BOP anular y sacando la tubería. Debido al desgaste los elementos de sello pueden haber perdido su capacidad de auto ajuste, pero la siguiente junta puede servir como punto de apoyo para que la herramienta

suba, permitiendo su recuperación. A pesar de esto, el arreglo del fondo del pozo sirve para retirar la herramienta del riser.

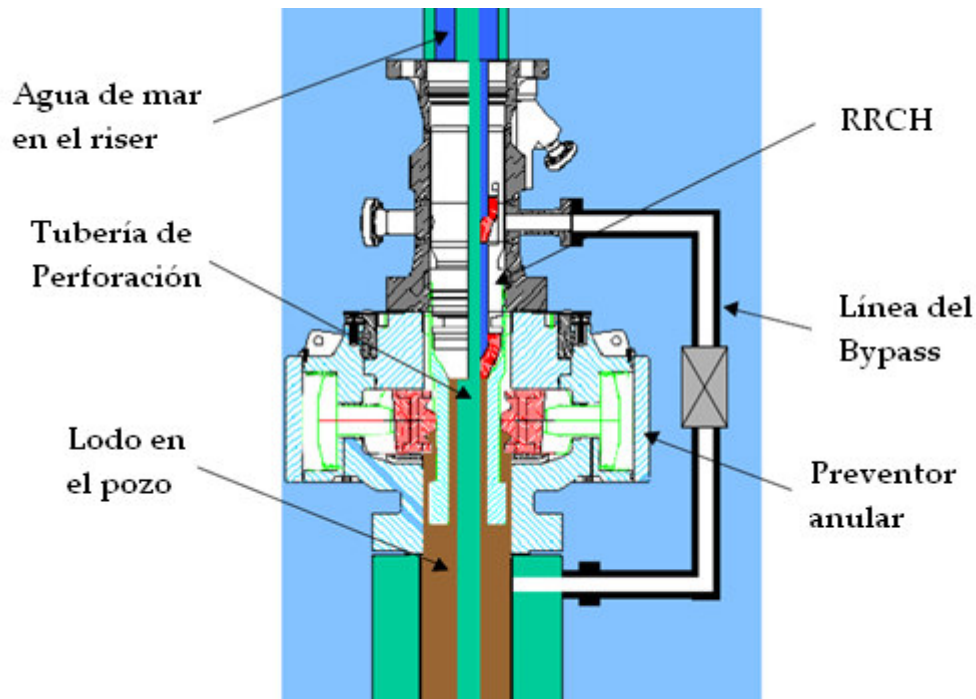


Figura 3.26. Sistema mecánico de aislamiento agua de mar-lodo (SMIS)

3.3 TECNOLOGÍAS BASADAS EN EL CONTROL DE PRESIÓN

3.3.1 Micro-Flux Control

El método conocido como Micro-Flux Control requiere que el pozo se encuentre cerrado mientras se perfora y que el flujo de retorno pase a través de un dispositivo de control de la presión, un estrangulador. Con la finalidad de que el pozo sea controlado casi instantáneamente después de que se presente afluencia de la formación hacia el pozo o de que se tenga pérdida de fluido, se requiere que, en una situación ideal, se tenga un medio incompresible en el espacio anular. Las afluencias o pérdidas son denominadas micro-afluencias o micro-pérdidas ya que los volúmenes se mantienen mínimos. La perforación no se detiene y todo el fluido que retorna del pozo es

monitoreado y comparado todo el tiempo con respecto a lo pronosticado, tomando en cuenta no solo el líquido que está siendo inyectado y el que se tiene de regreso, sino también todos los sólidos y cualquier presencia de gas. La comparación se hace permanentemente y si se detecta cualquier discrepancia se toman acciones inmediatamente para ajustar el estrangulador con la finalidad de llevar el flujo de retorno al escenario pronosticado.

Con el pozo cerrado todo el tiempo, el fluido que retorna del pozo es monitoreado y comparado con respecto al flujo esperado, una pequeña desviación, ya sea por encima o por debajo de lo predicho, es una indicación de afluencia o pérdida. Sin embargo, debido a la exactitud del método, las discrepancias son detectadas en una etapa muy temprana, y por lo tanto, los volúmenes son muy pequeños. Manteniendo muy pequeño el volumen de fluido que entra al pozo o que se pierde hacia la formación, los eventos indeseables no se convierten en un problema potencial. Después de que se ha detectado una micro-afluencia, el dispositivo de control de la presión actúa inmediatamente para evitar afluencias adicionales. Una situación similar pero inversa tiene lugar cuando se presentan pérdidas. El principal objetivo del método es permitir que el pozo sea perforado tan cerca como sea posible a la presión de poro, de tal forma que pueda ser usado por completo el rango de la ventana de densidad del lodo.

En la Figura 3.27 se muestra un diagrama de flujo con el procedimiento del método Micro-Flux Control.

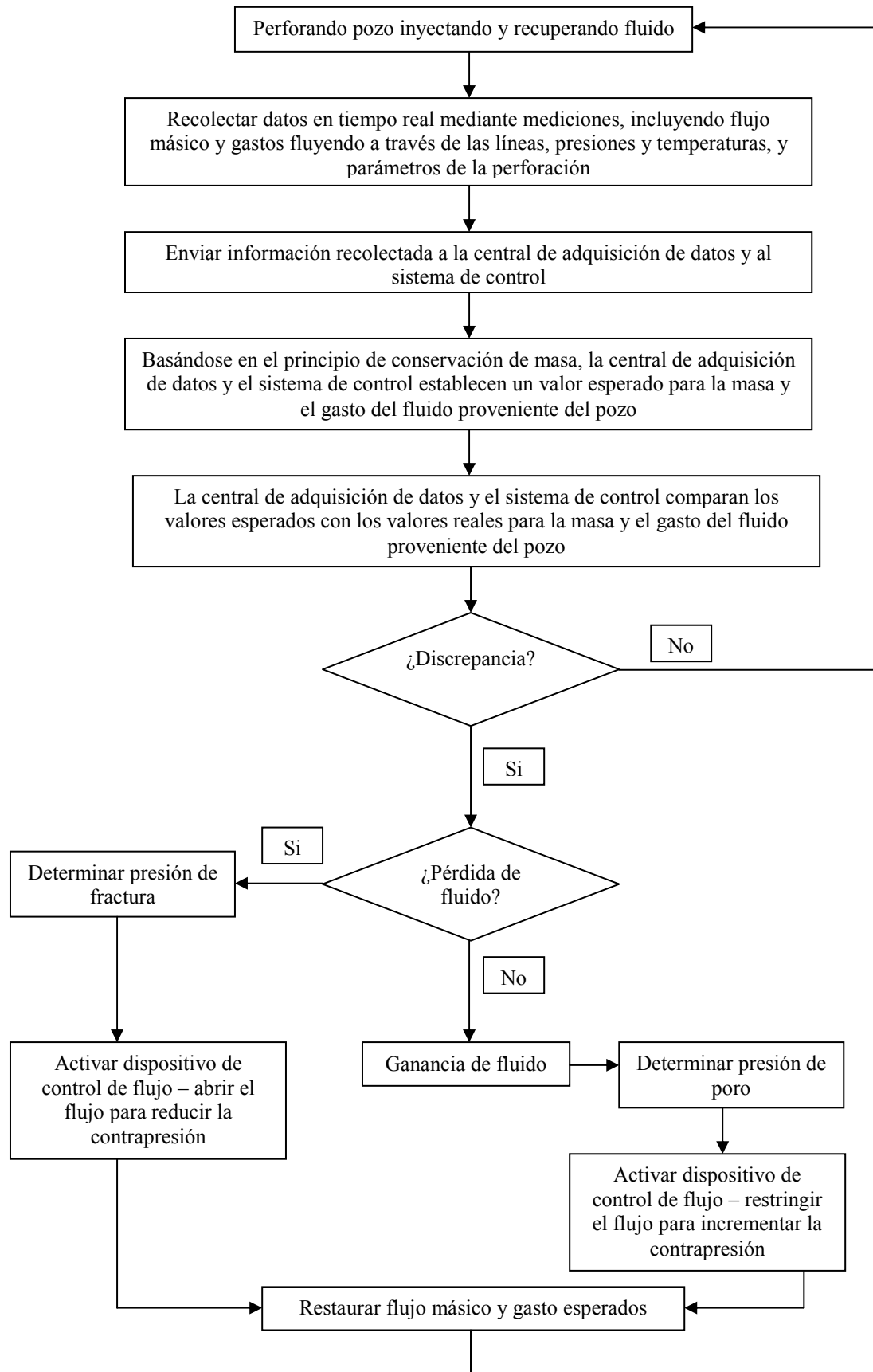


Figura 3.27. Diagrama de flujo del método

El método fue nombrado Micro-Flux Control debido a los pequeños volúmenes que son detectados permitiendo el control permanente del pozo, sin la necesidad de interrumpir la perforación. Mientras que en la perforación convencional, los volúmenes que se manejan para detectar afluencias o pérdidas están usualmente en el orden de unos cuantos barriles, no menos de 5 en el mejor de los casos. Una micro-afluencia o una micro-pérdida es un evento controlable para el cual se cuenta con una respuesta automatizada para minimizar la pérdida o ganancia total de fluido y así prevenir una situación convencional de control del pozo.

El concepto de Micro-Flux Control ha sido desarrollado como una solución real bajo el término SECURE™ Drilling.

Basado en conceptos probados y bien establecidos, este método cambia por completo la manera actual de perforar pozos, reduciendo tremendamente los riesgos de la perforación en ambientes desafiantes comparado con el método de perforación convencional. Con la posibilidad de restaurar la perforación convencional de manera rápida y sencilla, el método Micro-Flux Control es fácil de implementar. Los conceptos y métodos son fáciles de adoptar y su uso ofrece un método mejorado para perforar pozos, siendo flexible con el operador para que éste pueda decidir como será perforado el pozo, si será bajo balance, casi balanceado, o sobre balance.

Micro-Flux Control para Aguas Ultra-Profundas (UDW, por sus siglas en inglés)

El método Micro-Flux Control puede ser aplicado en cualquier tipo de pozos y plataformas, incluyendo en UDW. La configuración del equipo y su ubicación en la plataforma será la principal diferencia, así como la compensación debido al movimiento de la plataforma cuando se está perforando con un equipo flotante. Existen dos posibles escenarios a ser considerados para UDW, que vale la pena analizar más a fondo; uno con una presión de poro normal a ligeramente por encima de la normal y el otro, regiones con presión de poro alta.

Para el segundo caso, el uso del método Micro-Flux Control ofrece el beneficio de detectar cualquier afluencia mucho más rápido y controlar el pozo tan pronto como sea posible. Esto restringirá la cantidad de la afluencia a un valor mínimo, reduciendo los riesgos. El ahorro de tiempo y la reducción de riesgos son sólo algunos de los beneficios que el método puede ofrecer para la exploración en UDW.

En el primer caso, para regiones con presión de poro normal, con la finalidad de llevar el método hasta el límite, se recomienda adicionar aditivos reductores de peso. La razón de esto es que con la densidad estática del lodo ligeramente menor que la presión de poro estimada, el valor de la presión de poro puede ser determinado directamente mientras se perfora, así como usar el rango total de la ventana operativa para la densidad del lodo. Si un pozo es perforado con un peso estático del lodo por encima de la presión de poro estimada, no hay manera de saber a ciencia cierta el valor de la presión de poro, a menos que se permita al pozo manifestarse, lo cual es peligroso. Con el método Micro-Flux Control, la presión de poro puede determinarse mientras se perfora de manera segura, siempre y cuando la distribución de presión en el pozo lo permita.

El principal beneficio del método se observa cuando la perforación se conduce tan cerca como sea posible a la curva de la presión de poro. Si el peso estático del lodo se encuentra por encima de la presión de poro estimada para la zona, el escenario ideal sería adicionar un aditivo para reducir el peso del lodo. Con la finalidad de mantener el fluido en el espacio anular tan incompresible como sea posible, una de las mejores alternativas es el uso de esferas livianas. Estas esferas se encuentran ya en uso para el cemento y han sido usadas en fluidos de perforación, principalmente en perforación bajo balance. No existe la necesidad de separar las esferas del lodo cuando se está trabajando con el método Micro-Flux Control. Esto ha sido un gran problema para las alternativas de perforación con doble gradiente, al inyectar esferas huecas en el fondo del riser. Adicionar aditivos para reducir el peso del lodo es sólo necesario donde la presión de poro es menor que el peso del lodo que será utilizado. En regiones con presión de poro ligeramente por encima de la normal, no hay necesidad de usar aditivos. En estos casos el método Micro-Flux Control puede ser usado directamente sin ninguna necesidad extra. Otro posible aditivo reductor de peso es el aceite, pero, debido a restricciones ambientales, se ha vuelto cada vez más complicado su uso. El gas debe evitarse debido a que el fluido en el espacio anular se tornaría compresible y la respuesta de la ECD después de haber tomado acciones en la superficie no sería lo suficientemente rápida.

Otro beneficio del método Micro-Flux Control es que permite vigilar la discrepancia entre la presión en el fondo del pozo (BHP, por sus siglas en inglés) y la ECD mientras tienen lugar los cambios dinámicos/estáticos al llevar a cabo las conexiones de tubería. Así, es posible crear una ECD constante en la barrena incluso durante las conexiones de

tubería y durante los viajes. En muchos casos es precisamente durante dichas operaciones que se pierde el control de los pozos. Ésta característica única aumenta la flexibilidad del método mientras se reducen los riesgos.

La ventana del peso del lodo se mantiene igual tanto en condiciones dinámicas como estáticas, lo cual no puede conseguirse hoy en día con la perforación convencional.

Eliminando los márgenes necesarios cuando se diseña un pozo convencionalmente (margen de viaje y tolerancia a la manifestación del pozo), la consecuencia es que se amplía la ventana operativa del peso del lodo. Usando el método Micro-Flux Control para mantener la presión en el fondo del pozo tan cerca como sea posible a la presión de poro con mínima contrapresión en la superficie, los márgenes pueden reducirse o incluso eliminarse de forma segura.

La siguiente lista resume los beneficios del método para cualquier ambiente:

- Importantes ahorros en tiempos de perforación
- No es necesario detener la perforación para checar el flujo
- ECD ajustable instantáneamente –sin necesidad de modificar el peso del lodo
- La ECD se mantiene constante durante las conexiones y los viajes
- Implementación rápida –basado en conceptos y equipo probados y aceptados
- Substantial reducción de riesgos
 - Presión de poro desconocida –pozos exploratorios
 - H_2S
 - Margen estrecho
 - Zonas sensibles ambientalmente
- Gran reducción en riesgos de manifestaciones del pozo y descontrol del mismo
 - Rápida detección y control
 - Detección precisa de afluencias y pérdidas
 - Exactitud del método depende de la cantidad de sensores y datos que se desean obtener
 - Procedimientos estándar de control del pozo de ser necesario
- Facilidad de implementar perforación convencional en cualquier momento

Descripción del sistema

Se requiere de un dispositivo de control rotatorio para mantener el pozo cerrado todo el tiempo y desviar el flujo hacia el manifold del estrangulador.

El manifold está compuesto por dos estranguladores de perforación –usados para aplicar presión en el espacio anular- proporcionando redundancia, un medidor de flujo másico, proporcionando una medición exacta del flujo proveniente del pozo así como la densidad del fluido de retorno, y toda la adquisición de datos críticos y componentes de control, como también una unidad de energía hidráulica para operar el estrangulador (Figura 3.27).

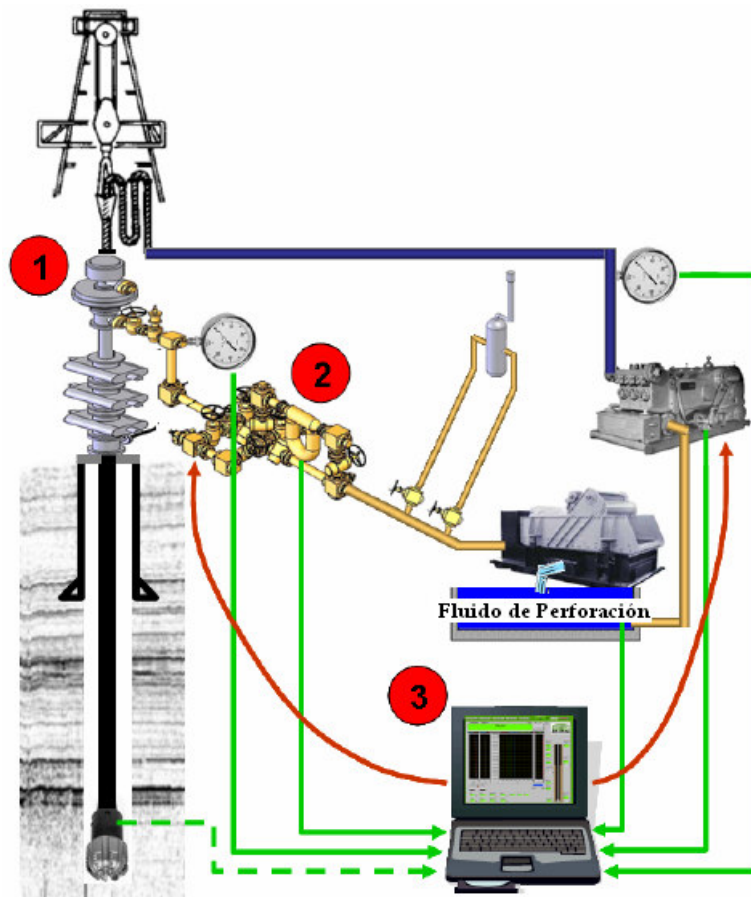


Figura 3.27. Circuito de circulación del fluido, con el equipo adicional requerido para proveer control y detección de brotes automatizada.

3.3.2 Válvula de Circulación Continua (CCV)

Un sistema con circulación continua puede eliminar la variación en el peso del lodo existente entre la Densidad Equivalente Estática (ESD, por sus siglas en inglés) y la ECD, manteniendo un peso del lodo efectivo constante a un nivel de ECD seleccionado. Un efecto muy importante es que se tendría una ventana operacional para la presión a través de toda una sección, por un periodo mayor.

Otro efecto, aunque no es fácil de cuantificar, es que el tener una presión constante en el espacio anular sería mucho más benéfico en secciones de lutitas potencialmente inestables.

El concepto de la Válvula de Circulación Continua

El concepto de la válvula de circulación continua (CCV, por sus siglas en inglés) esta basado en instalar una válvula de 3 vías en el extremo superior de las lingadas. Las lingadas, con la válvula colocada en la parte superior son entonces colocadas en la torre de perforación listas para ser usadas en caso de que la necesidad de tener circulación continua sea imperante (Figura 3.28). En tal caso las lingadas son levantadas y acopladas a la sarta de perforación. Cuando se ha perforado la longitud de la lingada que se ha acoplado y está por colocarse una nueva, una manguera de alta presión es conectada directamente a un puerto de entrada ubicado en el costado de la CCV. La entrada converge a una válvula de 3 vías dentro del cuerpo cilíndrico de la CCV. La manguera de alta presión suministra el fluido de perforación proveniente de las bombas a través de una válvula en el manifold del stand pipe localizado en la plataforma. Con el fluido ejerciendo presión tanto dentro de la sarta de perforación como a través de la válvula de entrada lateral, la CCV gira para impedir el flujo por el interior de la sarta desde arriba mientras que al mismo tiempo se abre la entrada lateral. De esta manera se mantiene el flujo del lodo por debajo de la CCV. Mientras tanto un nuevo tramo de tubería de perforación puede ser conectado en la parte superior de la válvula. Después que se ha completado la conexión de tubería, el fluido de perforación es redireccionado de vuelta a su camino original, y la manguera de abastecimiento en la entrada lateral puede ser removida.



Figura 3.28. Conexión de tubería mientras se suministra flujo de lodo a través de la CCV

Una válvula en el Stand Pipe (SSP, por sus siglas en inglés) y una válvula check son los dispositivos encargados de cambiar el flujo entre el Kelly y la Manguera. Antes de desconectar el Kelly o la Manguera, la presión atrapada después de cerrar las válvulas mencionadas debe ser desfogada. Esto se logra a través de la Válvula de Alivio en la manguera o desconectando la lingada del Kelly. Se debe contar con transductores de presión en ambas direcciones de flujo (Figura 3.29).

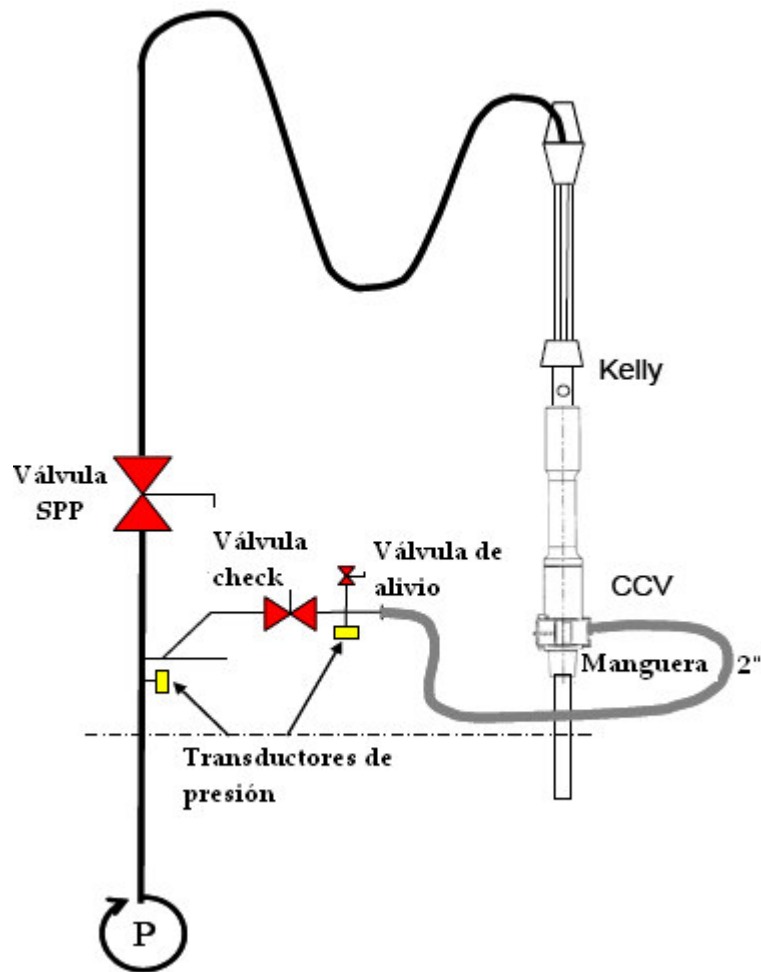


Figura 3.29. Esquema de los componentes necesarios para el correcto funcionamiento de la CCV

3.3.3 Monitoreo en Tiempo Real

Introduciendo mediciones de la presión de formación a través de un Registro durante la Perforación (LWD, por sus siglas en inglés) en tiempo real, así como la predicción de la presión de poro a las operaciones de perforación se puede reducir la incertidumbre en cuanto a la estabilidad del pozo durante el proceso de construcción del mismo. Si se falla al tratar de mantener la presión anular dentro del rango de operación hidráulico de presión de poro y gradiente de fractura, se puede comprometer la capacidad de llevar los puntos de asentamiento de las T.R.'s a la profundidad de diseño. Si esta limitación no es

atendida adecuadamente puede incrementarse significativamente el costo de un proyecto.

Un factor crítico para el éxito del método propuesto es la combinación de la tecnología LWD en tiempo real y la comunicación continua entre el sitio donde se esta llevando a cabo la perforación y el Centro de Soporte para la Operación (OSC, por sus siglas en inglés). El rápido análisis del registro sísmico LWD y los datos de presión de formación permite recalibrar la velocidad a presión de poro; de esta forma se reduce la incertidumbre en el modelo preliminar de geopresiones.

Los datos sísmicos (Δt) que se transmiten mientras se perfora son usados como el indicador primario de la presión de poro en el modelo de compactación, debido a que dicha medición está menos afectada por la temperatura y la salinidad que la resistividad. La variación de la velocidad con respecto a la profundidad para sedimentos normalmente presionados es establecida antes de llevar a cabo la perforación, usando una técnica de inversión que considera los errores provenientes de otros pozos en el área. Entonces se recalibra usando las mediciones directas de la presión mediante la herramienta de medición de la presión mientras se perfora (PWD, por sus siglas en inglés) y los datos sísmicos del LWD. Ésta aproximación previene el uso de un modelo de compactación normal que puede ser inapropiado, tal como ajustar a un modelo lineal, lo cual puede traducirse en una subestimación o una sobreestimación de la presión de poro, y el cual asume que los sedimentos someros están normalmente presionados.

Calibrar el modelo de la presión de poro basándose en el registro sísmico del LWD junto con las mediciones de la presión de formación obtenidas mediante el PWD incrementa significativamente la confiabilidad del modelo de predicción de las geopresiones en tiempo real. La transformación calibrada es entonces aplicada para revisar y actualizar el modelo de la presión de poro realizado previo a la perforación. El modelo previo a la perforación utiliza velocidades provenientes de un Modelo Mecánico de la Tierra en 3D (MEM, por sus siglas en inglés) del Norte del Golfo de México

Operación

El modelo de presión de poro previo a la perforación basado en los datos de velocidad del modelo 3D MEM se deberá encontrar disponible tanto en la locación donde se está llevando a cabo la perforación como donde se encuentre el OSC. Las velocidades

usadas en el modelo son obtenidas del 3D MEM y cargadas al modelo previo a la perforación para el pozo en particular.

Las mediciones del fondo del pozo registradas por el arreglo de herramientas LWD comprenden la presión anular, registros sínicos, presiones de formación, rayos gama y resistividad, junto con observaciones hechas en la superficie. Dichas mediciones son usadas para actualizar y refinar el modelo de presión mientras se está perforando y reducir la incertidumbre sobre lo que está ocurriendo más allá de la barrena (Figura 3.30).

Combinando el modelo previo a la perforación con los datos del LWD, el equipo de perforación será capaz de comprender mejor la hidrodinámica del pozo.

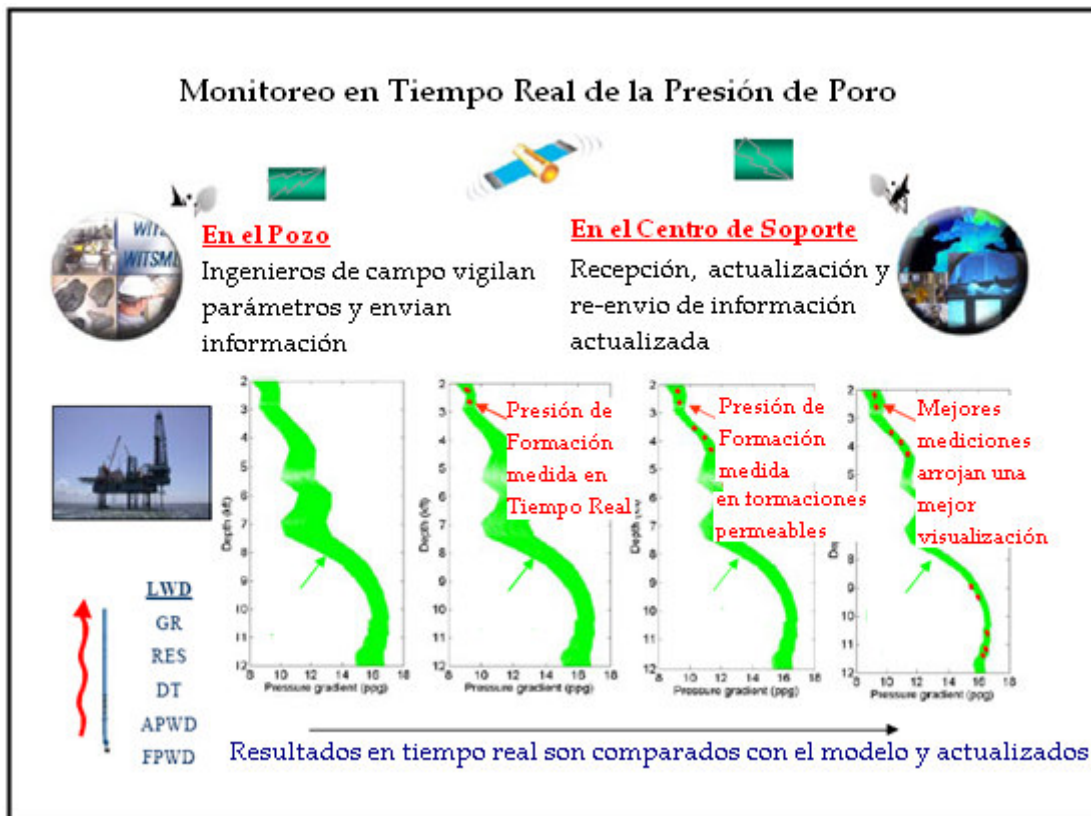


Figura 3.30. Secuencia del monitoreo de la Presión de Poro en Tiempo Real

La herramienta encargada de medir la presión anular registra presiones de suaveo y de surgencia a partir de la densidad equivalente estática mínima (ESDmin, por sus siglas en inglés) y la densidad equivalente estática máxima (ESDmax, por sus siglas en

inglés), en tiempo real para ciertos puntos, así como información del pozo. La información del tiempo de tránsito, obtenida mediante el LWD sónico, es usada para definir más detalladamente los pronósticos de las geopresiones en lutitas y actualizar el modelo. La herramienta LWD para la presión de formación proporciona mediciones de la presión de formación en formaciones permeables, las cuales son utilizadas para la calibración y actualización del modelo. Debe suponerse que las presiones de poro de las lutitas y de las arenas se encuentran en equilibrio. La herramienta de rayos gama ayuda a identificar las características litológicas, mientras que los datos de resistividad son usados para una evaluación independiente de la presión de poro.

La técnica presentada ofrece las siguientes ventajas:

- Reducir el tiempo perdido debido a manifestaciones del pozo y pérdidas.
- Reducir el riesgo de perder el pozo.
- Llevar los puntos de asentamiento de las T.R.'s lo mas profundo posible.
- Mantener la hidráulica del agujero.
- Eliminar T.R.
- Aumentar la velocidad de perforación (ROP) perforando cerca del balance.
- Prácticas de perforación más seguras.

El monitoreo hidrodinámico en tiempo real es de gran ayuda para identificar puntos de fractura, haciendo posible la perforación con todo y las limitaciones que presenta una ventana operativa demasiado estrecha.

Midiendo presiones de formación reales y usando estas para calibrar presiones de poro derivadas de datos de velocidad de registros sónicos LWD, el equipo de perforación puede actualizar el modelo de la presión de poro existente y reducir las incertidumbres en los pronósticos de presión más allá de la barrena. Esta retroalimentación y actualización de la transformación velocidad-presión de poro, previa a la perforación, con datos reales medidos, representa un gran avance en la predicción de la presión de poro. La reducción de los riesgos permite trabajar con una mayor confianza mientras se perfora y tener significativas reducciones en el costo del proyecto.

CAPÍTULO 4

GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA UTILIZADA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS CON VENTANA OPERATIVA ESTRECHA

En este capítulo se describe la clasificación elaborada de las distintas tecnologías, así como los pasos a seguir en la guía de selección propuesta.

Los elementos de análisis que conforman dicha guía son resultado del estudio de diferentes técnicas enfocadas a la evaluación cualitativa y cuantitativa de parámetros que pueden influir en la toma de decisiones. Consideramos que las técnicas que forman parte de la guía de selección propuesta, cumplen con el objetivo planteado de desarrollar una guía para la selección de la(s) opción(es) que mejor se adecúen a las necesidades y cumplan con los requerimientos de un proyecto de perforación en el cual se trabaje con ventana operativa estrecha.

Cabe mencionar que el resultado de este trabajo no pretende determinar por sí sólo la mejor opción para perforar pozos con ventana operativa estrecha, más bien es una guía que puede orientarnos hacia la mejor alternativa para un caso en particular y además queda abierta la posibilidad de complementarse con otras herramientas de selección.

4.1 NECESIDAD DE DESARROLLAR UNA GUÍA DE SELECCIÓN

Una guía de selección es una herramienta de gran ayuda en la determinación de alternativas con mayor viabilidad entre un conjunto de posibles opciones, lo anterior se logra a través de la verificación del cumplimiento de ciertos criterios previamente establecidos (técnicos y/o económicos); de tal forma que es posible hacer una comparación objetiva entre las diferentes opciones a considerar, analizando cuáles de las alternativas cumplen con los requerimientos de cada situación en particular sin que éstas excedan significativamente las necesidades de cada caso.

En la toma de decisiones es de suma importancia minimizar la incertidumbre inherente a ésta, para lo cual una guía de selección puede resultar muy útil, ya que además de su practicidad y fácil aplicación ofrece la ventaja de poder complementarse con otras técnicas para poder hacer una selección óptima respaldada por análisis que involucren un mayor número de factores que puedan influir en el éxito o el fracaso de un proyecto.

4.2 TOMA DE DECISIONES

Para las grandes organizaciones como las de la industria petrolera, aún son las personas, no los procesos, quienes toman decisiones complejas de alto costo. La técnica de análisis de decisiones, por lo general, se adapta de una organización a otra, pero el mejor sistema es aquél que encuadra el problema, comprende las incertidumbres, desarrolla soluciones más poderosas y a menudo híbridas, y equilibra el riesgo con respecto al valor esperado.

A medida que el segmento de la exploración y producción de la industria petrolera continúe buscando prospectos en regiones más remotas y potencialmente más sensibles, las herramientas de toma de decisiones que incorporan información de todas las fuentes idóneas harán importantes aportes al éxito del proyecto.

Si bien, en último término, son las personas las que toman las decisiones, las soluciones asistidas por computadoras y software facilitan la tarea. Los productos de análisis de decisiones pueden ayudar a identificar cuán sensible es una decisión a todos los factores involucrados, determinar el valor de seguir adelante o recopilar información, orientar a quienes toman las decisiones en la dirección más conveniente, y generar decisiones más coherentes.

En todas las compañías, quienes toman las decisiones captan los beneficios de un proceso de análisis coherente, lo cual permite que las organizaciones de planificación y personal técnico aumenten la eficiencia y el valor de su trabajo.

4.3 GUÍA DE SELECCIÓN

Como primer paso de la guía de selección es necesario identificar los factores clave que pueden ser determinantes en el éxito o el fracaso del proyecto, establecer en función de la clasificación de tecnologías realizada cual de éstas es en principio la más idónea para cada caso en particular, así como el rango de aplicabilidad para distintos parámetros de las posibles tecnologías.

Si no se cuenta con los suficientes datos referentes a la aplicabilidad de las tecnologías no es posible establecer una herramienta de selección (diagramas de semáforo) válida, motivo por el cual se debe ser muy cuidadoso en el manejo de la información para poder extraer sólo aquella que nos sea útil.

Una vez que se haya obtenido la información necesaria, entonces es posible determinar cuales técnicas son factibles desde el punto de vista operacional para el caso que se esté analizando, valiéndonos de los diagramas de semáforo.

A continuación se construye un árbol de decisión en el cual se deben incluir todas las opciones que hayan sido estudiadas. La información vertida en el árbol de decisión referente a las tecnologías es producto del análisis previo de éstas. Al solucionar el árbol se determina cual de las opciones es la más atractiva económicamente.

Para complementar esta guía de selección, una vez que se ha solucionado el árbol de decisión se lleva a cabo una simulación Monte Carlo, la cual nos proporciona un panorama más amplio de los riesgos y las probabilidades de éxito involucradas en cada alternativa.

Con todo lo anterior es posible vislumbrar cual o cuales son las opciones más convenientes que impliquen menores riesgos y mayores beneficios económicos.

En la Figura 4.1a y 4.1b se muestran gráficamente las etapas y el orden que se debe llevar en la aplicación de la guía de selección propuesta haciendo uso de un diagrama de flujo.

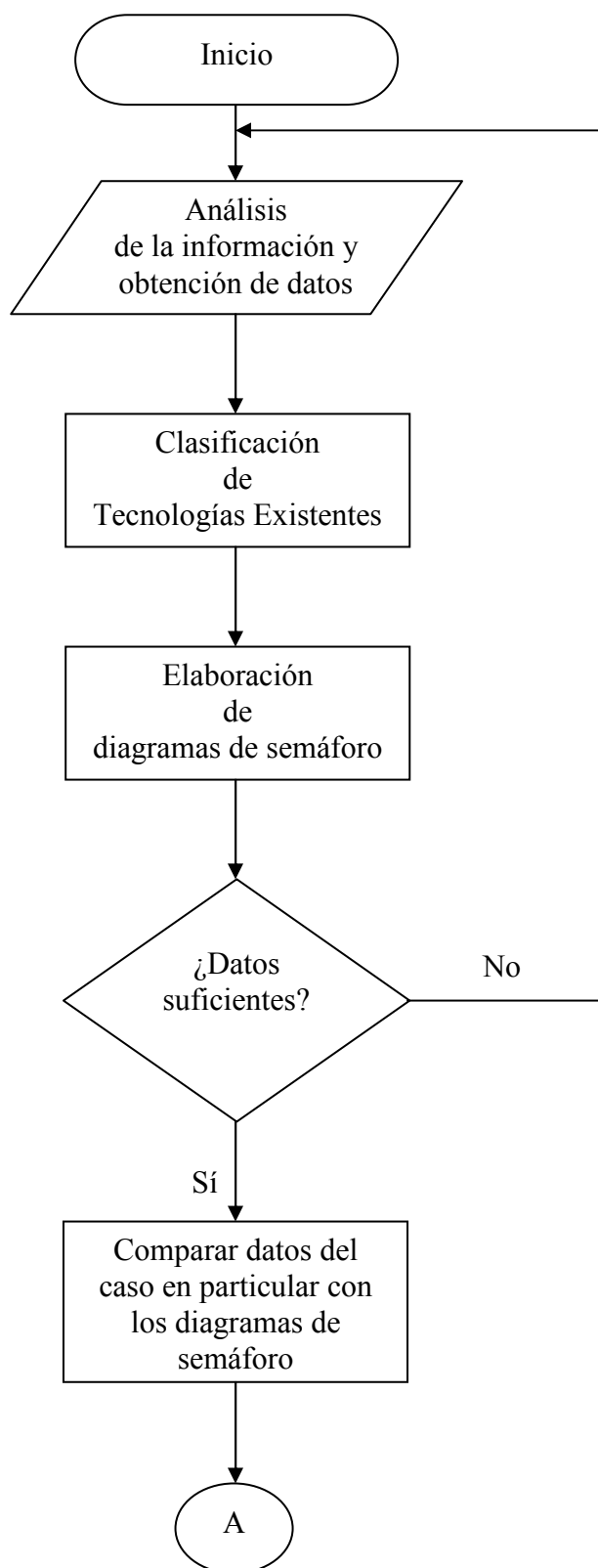


Figura 4.1a. Diagrama de flujo de la guía de selección

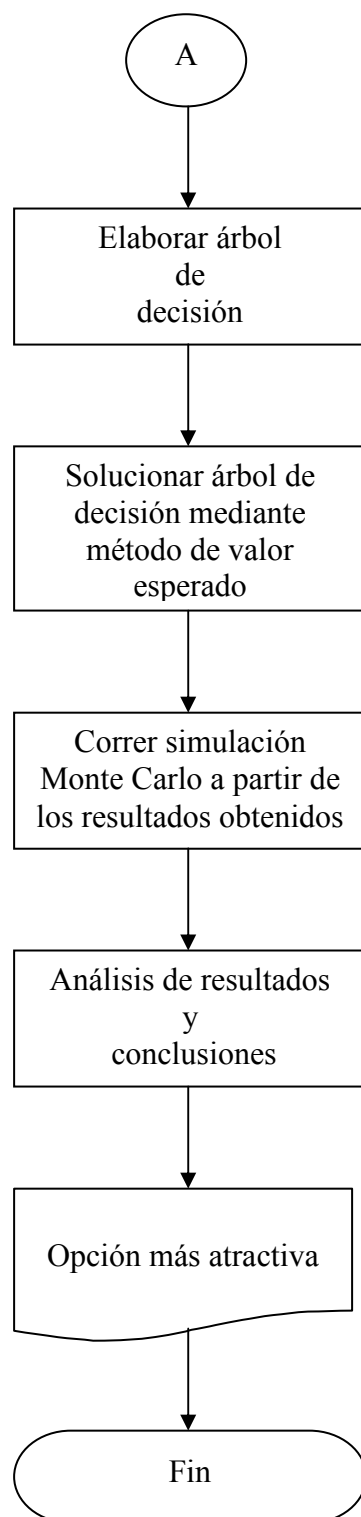


Figura 4.1b. Diagrama de flujo de la guía de selección (continuación)

4.4 CLASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS

En función de su principio de operación, las tecnologías presentadas en el capítulo anterior se pueden clasificar en tres grandes grupos, estos son:

1. Fluidos de perforación
2. Doble gradiente
3. Control de presión

Dicha clasificación, así como la información referente a “si la técnica ha sido aplicada o no”, se esquematiza en la Figura 4.2.

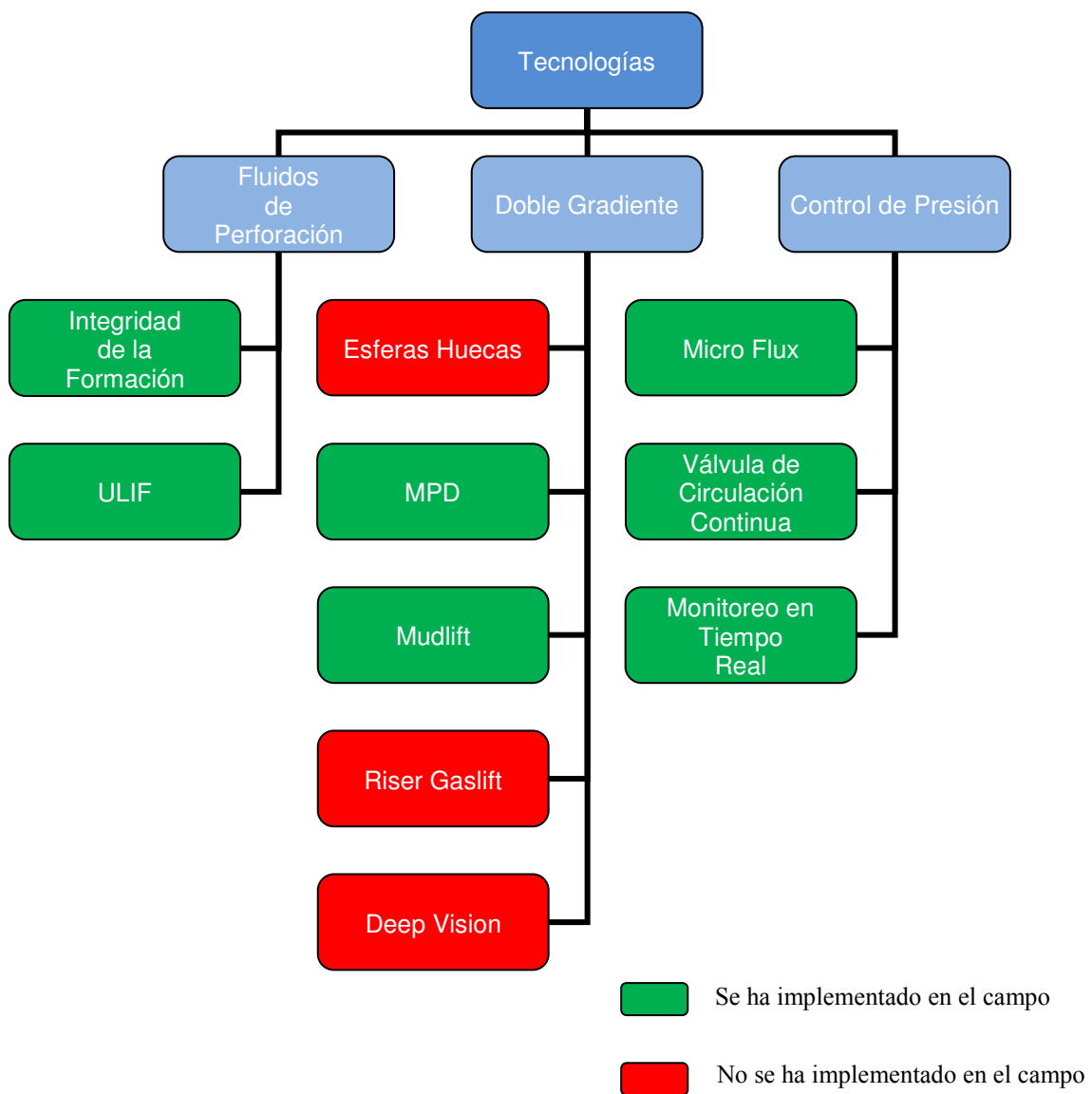


Figura 4.2. Clasificación de tecnologías.

Lo anterior se realizó con la finalidad de poder visualizar de manera más clara las diferentes opciones estudiadas para la perforación de pozos con ventana operativa estrecha y analizar cada una de ellas en función de diferentes características y condiciones de operación bajo las cuales pueden o no ser aplicables.

4.5 DIAGRAMAS DE SEMÁFORO

Los diagramas de semáforo son una herramienta mediante la cual se puede visualizar la aplicabilidad de tecnologías bajo diferentes condiciones de operación, para ello hace uso de un código de colores que identifican el nivel de aplicación para cada condición que se desee analizar.

A continuación nos apoyamos en dos diagramas de semáforo en los cuales identificamos ciertos parámetros críticos de aplicabilidad así como las limitaciones que tiene cada técnica en relación a los parámetros que se describen a continuación. (Figuras 4.3 y 4.4).

4.5.1 Parámetros de Aplicabilidad

A continuación, se hace una breve descripción de los parámetros que se consideraron relevantes para la elaboración de los diagramas de semáforo, así como de la importancia que tienen en las operaciones de perforación, lo cual justifica su inclusión dentro de los diagramas.

- **Tipo de fluido**

Es de suma importancia su consideración debido a que cumple múltiples funciones durante la perforación y sus propiedades pueden ser determinantes para el éxito o el fracaso en la aplicación de ciertas técnicas. Con la finalidad de llevar a cabo un análisis general, se seleccionaron como parámetros los tipos de fluidos más comúnmente utilizados en la industria, los cuales son: base agua, base aceite y espumados/aereados.

- **Adaptabilidad**

Hoy en día existe una gran variedad de instalaciones de perforación costa afuera, las cuales varían en cuanto a dimensiones, configuración, tirante máximo de agua en el que son capaces de operar, sistema de posicionamiento, etc. Por lo tanto, resulta indispensable determinar si las técnicas de perforación planteadas tienen alguna limitante en relación al tipo de instalación en que se pretenda aplicar alguno(s) de los sistemas. Esto debe ser considerado debido a que ciertas técnicas pueden ser factibles en teoría pero difícilmente adaptables a la instalación en la que se pretenda implementar.

- **Equipo adicional**

Algunas técnicas requieren el uso de equipo adicional, ya sea en superficie, submarino o cuya función es proveer algún tipo de energía al sistema para su correcto funcionamiento (en caso de que así se requiera). Es necesario conocer las condiciones en que dicho equipo adicional vaya a operar, ya que en ambientes hostiles (característicos en la perforación en aguas profundas), existen factores tales como: bajas temperaturas en el lecho marino, fuerte oleaje, exposición a tormentas y huracanes, ambientes corrosivos, fuertes corrientes submarinas, lecho marino deleznable, etc.

Los factores mencionados pueden impedir el correcto funcionamiento del equipo requerido o deteriorarlo rápidamente, por lo que es necesario considerar esto antes de decidir implementar alguna técnica.

- **Compatibilidad**

En algunos casos es posible maximizar los beneficios que ofrece una técnica mediante su combinación con alguna(s) otra(s), por lo tanto se recomienda revisar la compatibilidad entre las distintas técnicas para analizar la eventual implementación de dos o más técnicas simultáneamente.

Por otro lado, si no se realiza un estudio detallado de la compatibilidad, al entrar en funcionamiento otra técnica adicional es posible que ésta afecte negativamente el desempeño de la técnica en operación y resulte contraproducente la aplicación.

- **Tirante de Agua**

Generalmente conforme se incrementa el tirante de agua las condiciones de operación se tornan más complejas, se requieren equipos más sofisticados para poder alcanzar el objetivo, por lo que, los costos se elevan y los riesgos son más grandes; es entonces evidente la necesidad de llevar a cabo un estudio previo a la implementación de alguna técnica no convencional para minimizar la incertidumbre asociada al éxito del proyecto.

A continuación se muestran los diagramas de semáforo elaborados.

Tecnologías	Técnicas	Compatible con fluidos base agua	Compatible con fluidos base aceite	Compatible con fluidos espumados/aerados	Adaptable a cualquier plataforma	Requiere equipo en superficie	Requiere equipo submarino	Fuente de energía adicional	Compatibilidad con otras técnicas
Fluidos de Perforación	Integridad de la formación	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Red	Red	Red	Yellow
	ULIF	Green	Green	Yellow	Green	Red	Red	Red	Green
Doble gradiente	Esferas huecas	Yellow	Yellow	Orange	Green	Red	Yellow	Yellow	Orange
	MPD	Yellow	Yellow	Red	Red	Green	Green	Green	Orange
	Mudlift	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Green	Green	Orange
	Riser Gas lift	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Orange
	Deep Vision	Yellow	Yellow	Red	Red	Green	Green	Green	Orange
Control de Presión	Micro Flux	Green	Green	Red	Red	Yellow	Green	Red	Green
	Válvula de circulación continua	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Red	Red	Red	Yellow
	Monitoreo en tiempo real	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Yellow

Orange	Aplicable bajo ciertas condiciones
Yellow	Diseñado para operar con estas características
Green	Ha sido aplicado con estas características
Red	No aplicable con estas características

Figura 4.3. Semáforo de aplicabilidad para principales características

Tecnologías	Técnicas	Tirante de Agua [m]							
		0-400	400-800	800-1200	1200-1600	1600-2000	2000-2400	2400-2800	2800-3200
Fluidos de Perforación	Mejorar Integridad de la formación	Verde	Verde	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
	ULIF	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Doble gradiente	Esferas huecas	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
	MPD	Verde	Verde	Verde	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
	Mudlift	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
	Riser Gas lift	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
	Deep Vision	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Control de Presión	Micro Flux	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
	Válvula de circulación continua	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
	Monitoreo en tiempo real	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo

	Ha sido aplicado con estas características
	Diseñado para operar con éstas características
	No aplicable con estas características

Figura 4.4. Semáforo de aplicabilidad para tirante de agua

4.6 CONSTRUCCIÓN DEL ÁRBOL DE DECISIÓN

El primer paso en cualquier análisis racional de una oportunidad, consiste en realizar una estimación subjetiva de la menor probabilidad de que se obtenga un mínimo nivel de éxito; por ejemplo la probabilidad de hallar petróleo y gas, en lugar de perforar un pozo seco.

La probabilidad de éxito es binaria se puede comparar a un interruptor: abierto o cerrado. Si la probabilidad de que algo ocurra se estima que es del X%, entonces la probabilidad de que no ocurra es del 100% menos X%. Por lo general, en el ámbito de exploración y producción (E&P), los cálculos de las probabilidades de éxito se pueden dividir en dos categorías: probabilidades en el subsuelo y probabilidades en la superficie.

Las estimaciones referentes al subsuelo constituyen la preocupación de los geocientíficos y los ingenieros, que consideran las evidencias geológicas como fuente de probabilidad de la presencia de hidrocarburos, yacimientos, trampas y otros datos técnicos. Las estimaciones de probabilidades en la superficie pueden concentrarse en política, economía mundial y desarrollos tecnológicos que constituyen la esfera de acción natural de los expertos en asuntos gubernamentales, finanzas y tecnología.

Por lo general, los expertos realizan todas las estimaciones de probabilidades, a menudo trabajando en forma conjunta, para lo cual toman en cuenta hechos conocidos, experiencias del pasado y todos los escenarios posibles.

El análisis del árbol de decisión 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 del problema incluye la identificación de toda la información conocida, y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado final. Para acelerar el proceso, las decisiones que pueden ser tomadas posteriormente se posponen, de modo que la información futura pueda ayudar al proceso de toma de decisiones.

Captar la esencia de un problema mediante la determinación de cuáles son los factores más importantes, ayuda a que quienes toman las decisiones se concentren solamente en los aspectos que juegan un papel central 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 de petróleo, precio del gas, volumen de gas, erogaciones de capital y costos operativos; pero se desconoce la importancia relativa de estos factores. Para ciertos elementos de incertidumbre, o un rango de posibles valores, el análisis de sensibilidad calcula los valores actuales netos (a veces expresados como efectivo después de impuestos) representados por dichos elementos de incertidumbre, y clasifica cada factor.

Una vez que se ha encuadrado el problema, los árboles de decisiones ayudan a encontrar el camino hacia una buena solución. Los árboles de decisiones son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como una 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 de decisión (en los cuales se decide qué rama seguir), y los 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. En forma gráfica, los nodos de decisión se expresan como cuadrados y los nodos de incertidumbre, como círculos.

4.6.1 Consideraciones hechas en la construcción del árbol de decisión

Conforme a la clasificación de las técnicas presentada en la Figura 4.2. y con el apoyo de los diagramas de semáforo elaborados, se procedió a elaborar un árbol de decisión, la cual es una herramienta ampliamente utilizada en los procesos de toma de decisiones en la industria petrolera.

La elaboración del árbol de decisión se realizará a partir del software especializado en el análisis de riesgo, llamado “Precision Tree”, dicho software es un complemento para

Excel, el cual permite la construcción y el análisis de árboles de decisión directamente en las hojas de cálculo tal y como se puede observar en la Figura 4.5.

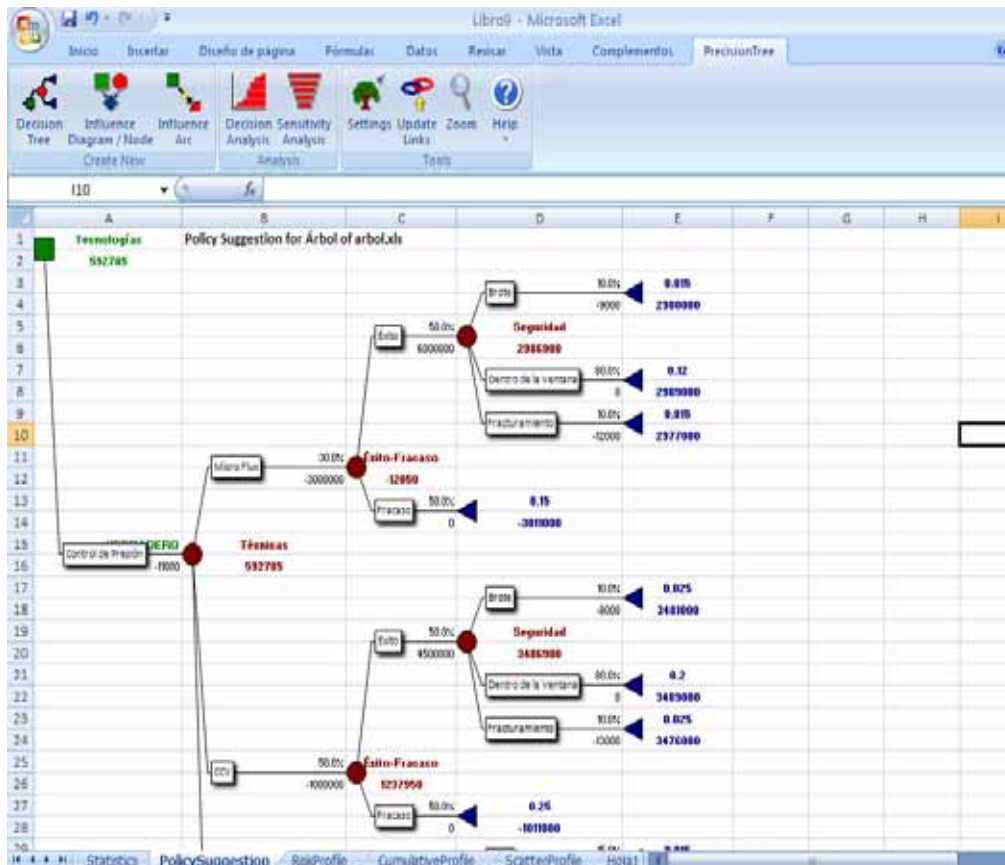


Figura 4.5. Interfaz del Software Precision Tree.

En dicho árbol incluimos las técnicas de perforación desarrolladas en el capítulo anterior, enseguida se plantean dos posibles escenarios (éxito o fracaso) correspondientes a los resultados esperados de su implementación; a cada uno de los escenarios mencionados le fue asignada una probabilidad de ocurrencia, dichas probabilidades se designaron en función de la información con la cual fueron construidos los semáforos de aplicabilidad.

De igual forma, a continuación se evalúan tres posibles casos concernientes a la seguridad de la operación (brote, perforar dentro de la ventana operativa, fracturamiento) que pueden presentarse para cada escenario de éxito. Cada caso está asociado a una probabilidad de ocurrencia la cual fue asignada tomando en consideración la información disponible sobre los parámetros que influyen en la seguridad de la operación.

El árbol de decisión elaborado es meramente ilustrativo de la metodología que debe seguirse para integrar los elementos que se requieren en su construcción. Cabe mencionar que existe cierto grado de subjetividad en la asignación de las probabilidades; en la medida en que se cuente con mayor información que esté actualizada y que sea confiable, es posible minimizar dicha subjetividad.

Como se detalla en el **Apéndice A**, relativo al análisis de los árboles de decisión, es necesario conocer el valor esperado de cada caso. Para el árbol presentado en esta sección (Figura 4.6a a Figura 4.6d), no se incluyen los valores esperados de cada opción, debido a que para cada proyecto en particular existen un sinnúmero de factores que pueden afectar los costos de instalación, de operación y mantenimiento, de las diferentes técnicas.

Si se desea evaluar la factibilidad económica de implementar alguna de las técnicas de perforación presentadas, un árbol de decisión como el elaborado puede ser utilizado siempre y cuando se lleve a cabo un estudio previo con el que se puedan determinar los costos que serían generados con cada técnica.

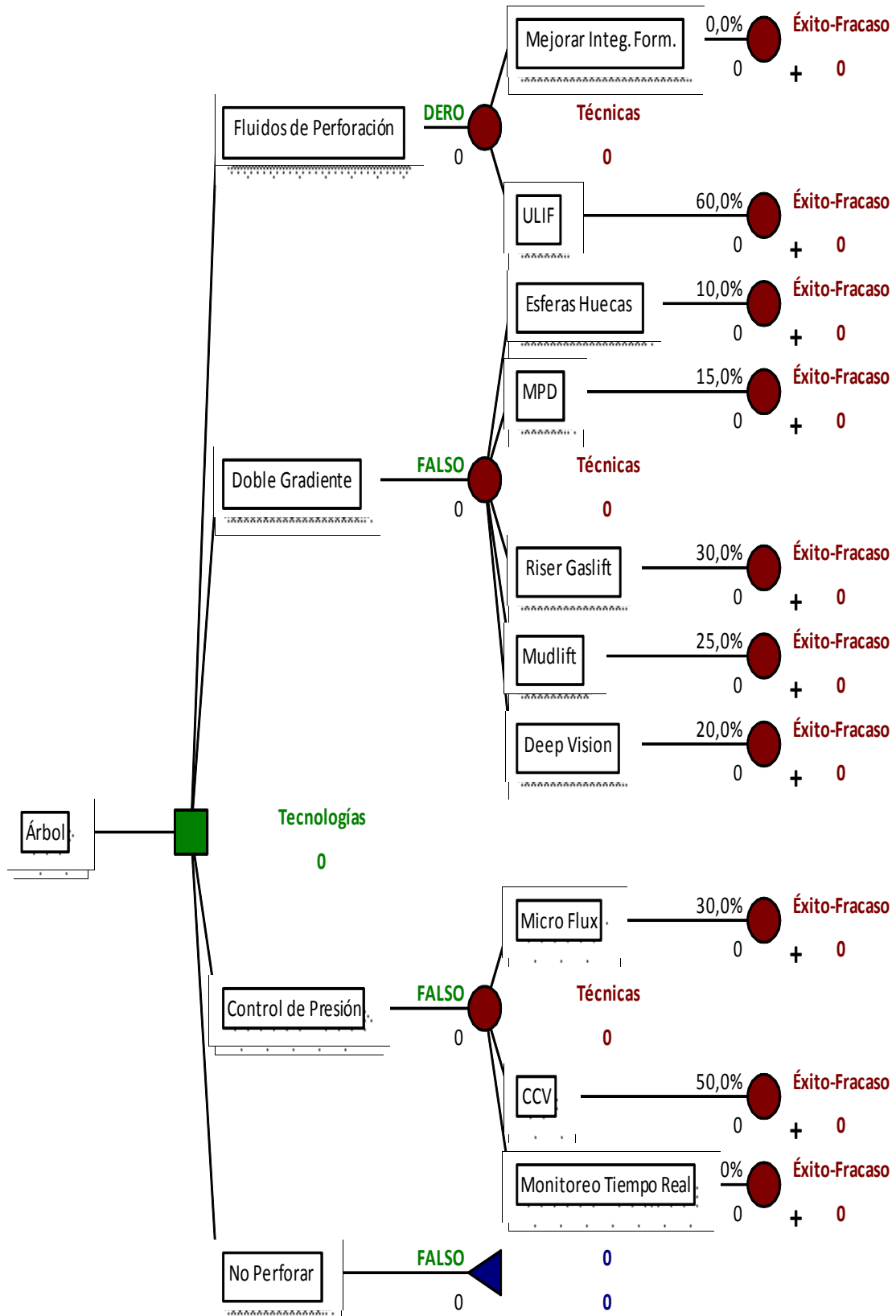


Figura 4.6a. Árbol de decisión.

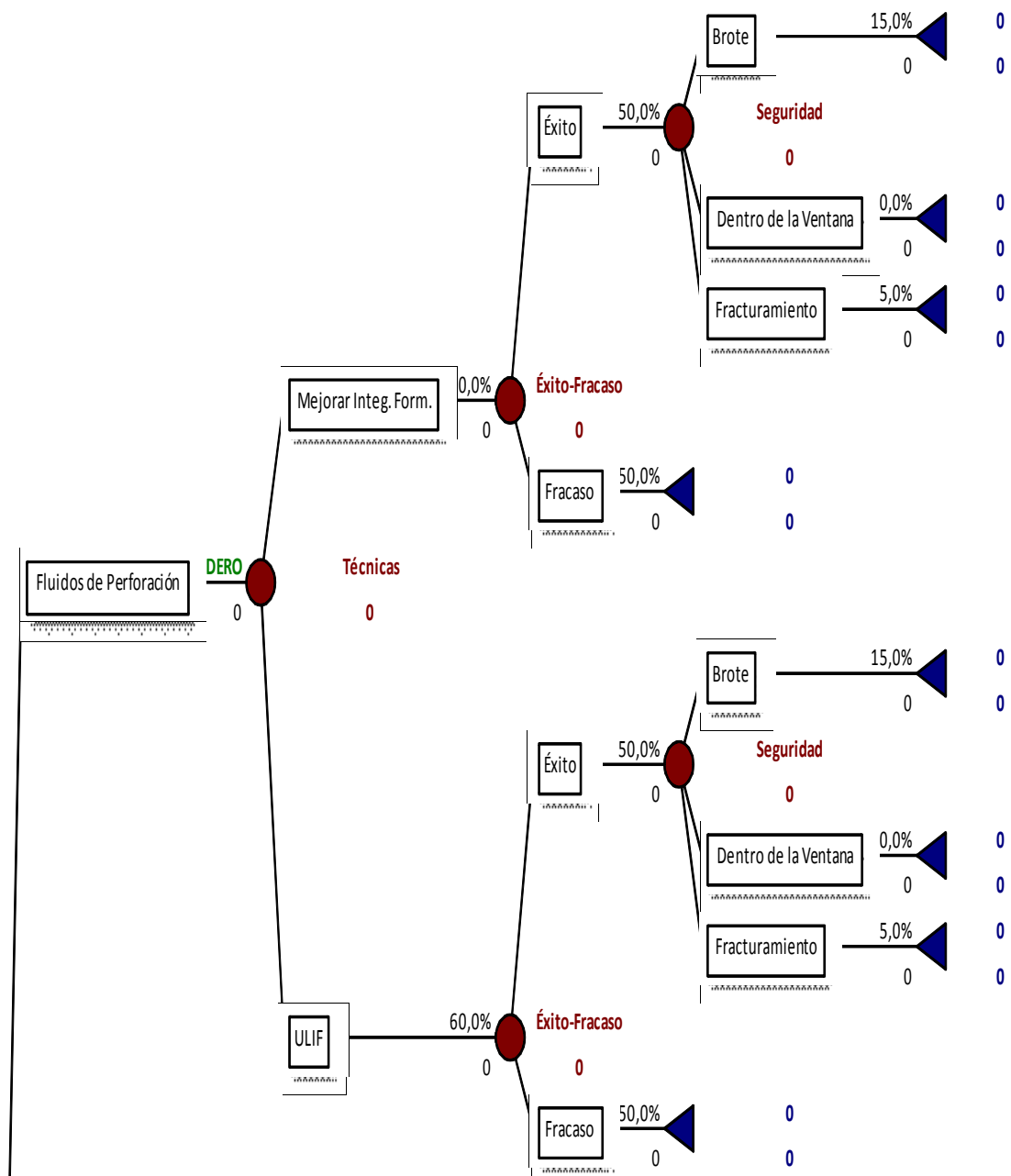


Figura 4.6b. Árbol de decisión (continuación).

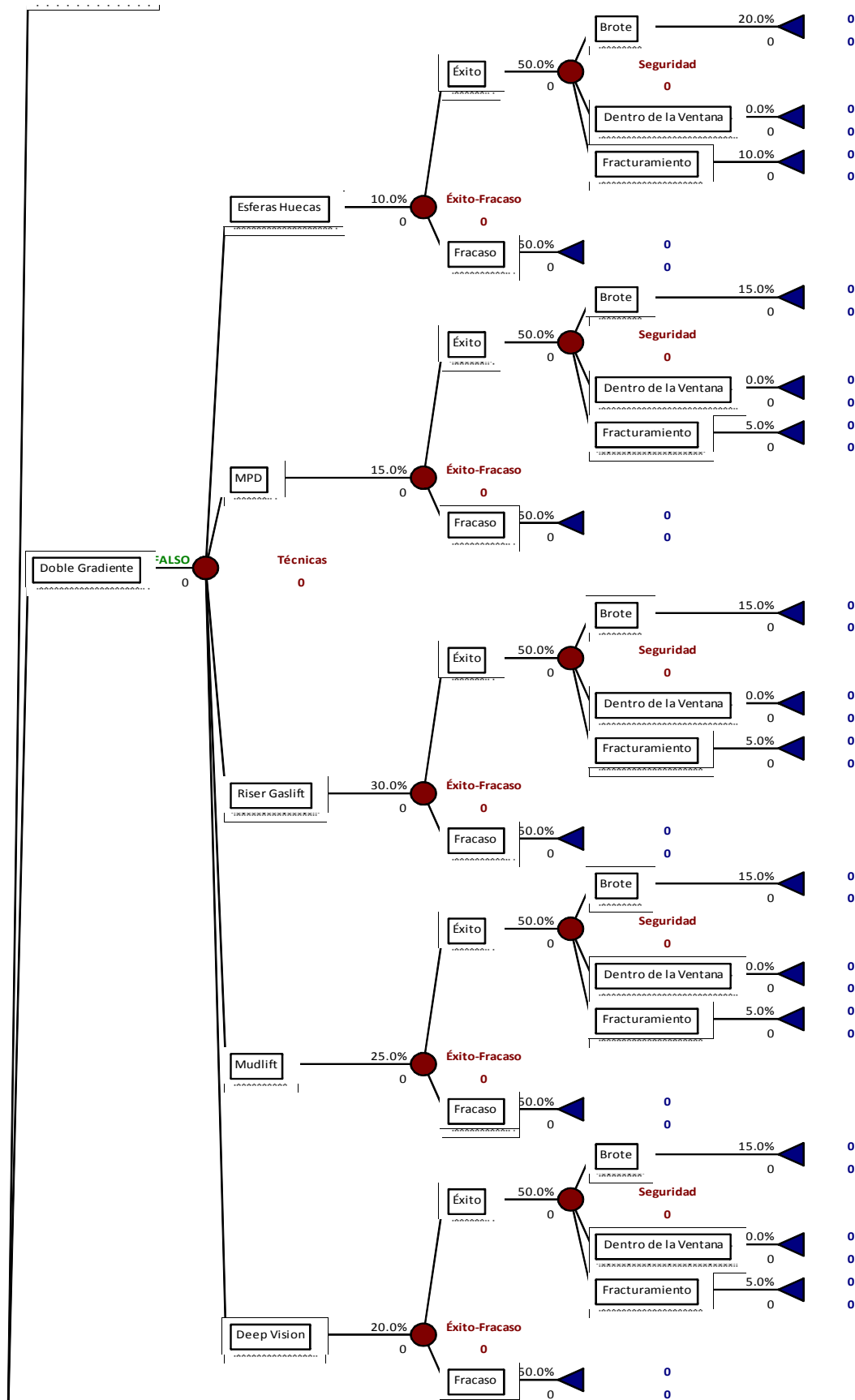


Figura 4.6c. Árbol de decisión (continuación).

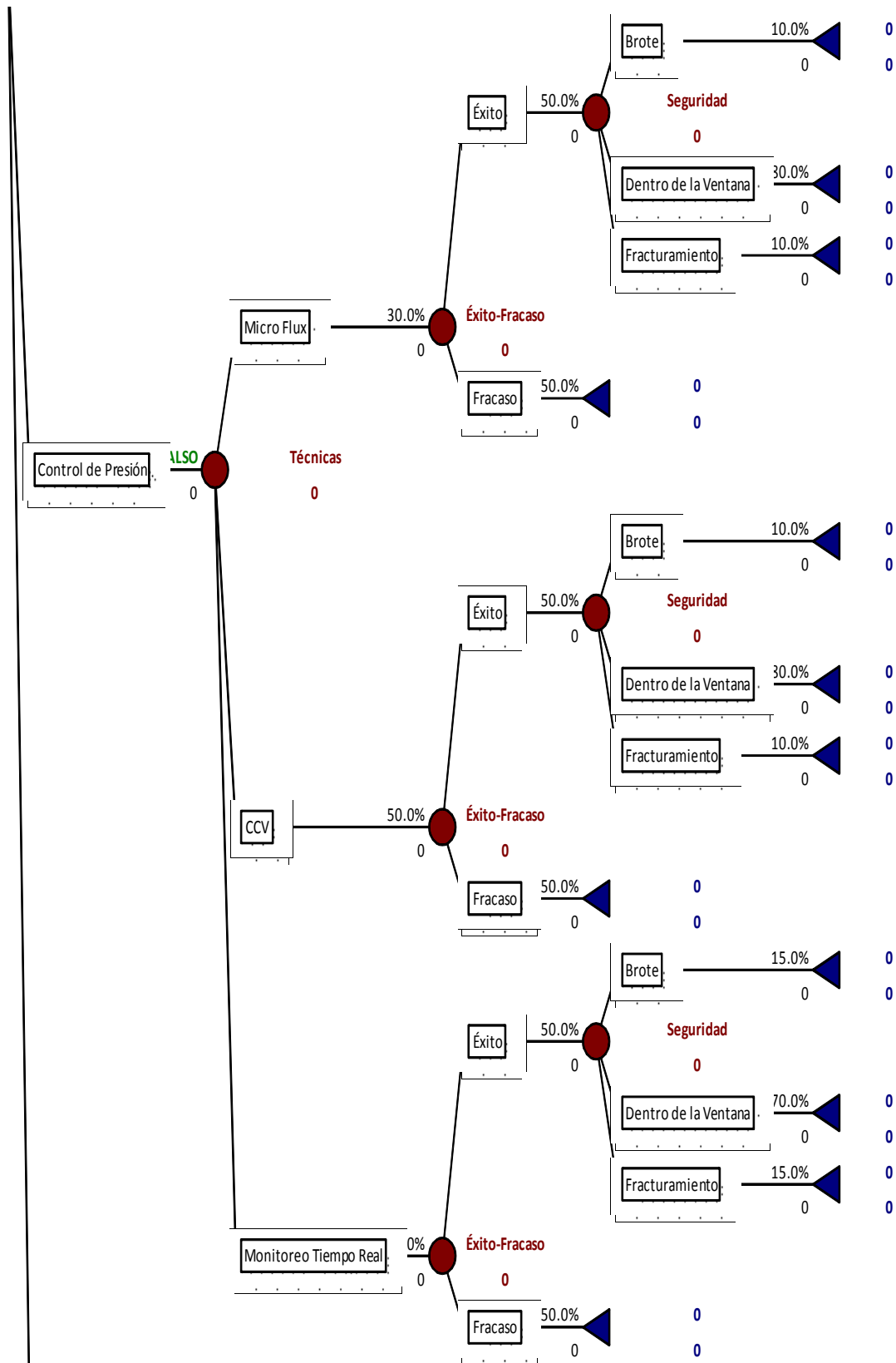


Figura 4.6d. Árbol de decisión (continuación).

4.7 USO DE LA SIMULACIÓN MONTE CARLO

Los costos de perforación y el tiempo utilizado en el desarrollo de un campo conforman un alto porcentaje de los costos involucrados en la producción de hidrocarburos. En el caso de la perforación de pozos exploratorios indudablemente, estos costos forman el mayor componente y, por lo tanto, existe siempre la motivación de controlarlos y mantenerlos bajos.

Tradicionalmente los tiempos y costos de perforación se han estimado de forma determinística, lo cual arroja como resultado sólo un valor para el tiempo así como el costo total de la perforación de un pozo. Entendiéndolo de esta forma, la magnitud de cada componente que contribuye en los cálculos del resultado final, esta sujeta a variaciones propias de esa componente y, por lo tanto, el proceso determinístico debe llevarse a cabo una y otra vez para obtener un rango de resultados estimados de tiempo y costo. Este muestreo repetido y aleatorio de una serie de valores (una distribución probabilística) para una variable en particular se puede lograr a través del proceso conocido como **Simulación Monte Carlo**. La importancia de utilizar técnicas como éstas, es que han demostrado ser extremadamente provechosas cuando se tienen incertidumbres agudas y considerables en los datos. Como todos sabemos, las operaciones de perforación están siempre acompañadas de incertidumbre.

Generalmente, la autorización del presupuesto para la perforación (AFE, Authorization For Expenditure) se apoya en datos de pozos aledaños, dichos datos consisten primordialmente de la experiencia documentada y registrada de las operaciones de perforación. A partir del análisis de estos datos, se estima el desempeño de la perforación y la posibilidad de enfrentar complicaciones durante la misma. Aunado a lo anterior, debe existir un elemento de buen juicio (en virtud de la experiencia obtenida) que si bien es subjetivo, proporciona un panorama del tiempo y los costos que se requerirán para perforar el/los nuevo(s) pozo(s). Sin el uso de los métodos probabilísticos, los estimados de ambas variables (tiempo y costo), carecen de una aproximación científica verdadera para poder predecirlas adecuadamente. También se carece de la posibilidad de evaluar rápidamente diferentes escenarios, lo cual podría colaborar inmensamente a la administración para la evaluación de diferentes prospectos

y la toma de decisiones para lograr asegurar los recursos financieros en los proyectos de perforación.

Aunque el valor de utilizar y analizar datos de perforación de pozos aledaños en la preparación de las AFE's no puede refutarse, existen limitaciones al sólo confiar en los datos de dichos pozos, ya que la información puede no ser representativa y frecuentemente no se cuenta con la misma.

Incluso si se dispone de información de los pozos cercanos, los problemas que pueden surgir al tratar de extrapolar los datos del comportamiento de una región geográfica a otra deben siempre tenerse en cuenta por los equipos encargados de preparar las AFE's. En el caso de tecnologías nuevas y emergentes, se resaltan las ventajas tanto tecnológicas como financieras, y en la mayoría de los casos no se cuenta con datos de la perforación donde se hayan aplicado dichas tecnologías. Para tales escenarios, tal vez la mejor y frecuentemente la única forma para analizar el impacto de dichas tecnologías debería ser a través únicamente del uso de métodos probabilísticos.

Estos métodos pueden ayudar inmensamente a mejorar la forma en que la incertidumbre es percibida y manejada por la industria de la perforación.

Otro beneficio derivado del uso de las técnicas probabilísticas es el definir el problema inverso de la asignación de recursos financieros. Lo anterior implica el tratar de estimar el alcance que los recursos financieros pueden tener, en lugar de sumar gastos extras al presupuesto original. En otras palabras, el valor de los métodos probabilísticos radica en el tratar de predecir un estimado de cuantos pozos o mezcla de diferentes tipos de pozos pueden ser perforados con una fuente financiera finita haciendo una elección óptima.

Nuevas tecnologías en la perforación continúan siendo desarrolladas y muchas veces, los riesgos asociados no son completamente asimilados. Debido a que en la industria petrolera se busca reducir los riesgos al mínimo, la implantación de nuevas tecnologías generalmente es un proceso lento, especialmente en la perforación. Aunque los beneficios y las ventajas de las nuevas tecnologías son a menudo obvios, si los riesgos asociados no son evaluados, comprendidos y comunicados a la administración, puede tomar bastante tiempo para que dichas tecnologías sean implementadas y sean aceptadas comercialmente. Simultáneamente, los riesgos son difíciles de cuantificar debido a que

las técnicas pioneras prácticamente no cuentan con antecedentes históricos de aplicación. Ante tan paradójica situación, tal vez las herramientas mas apropiadas sean los métodos probabilísticos.

Los resultados de una simulación Monte Carlo no incluyen una decisión, en vez de eso presentan rangos de posibles resultados y sus probabilidades para diferentes variables. Los resultados típicos de una simulación Monte Carlo para un problema de decisión en exploración o producción serían distribuciones para las reservas, proyecciones de posibles perfiles de producción de los pozos, estimaciones del número de pozos que se requieren perforar, y posiblemente algunos indicadores económicos. La principal decisión asociada con esta simulación –decidir si se va a invertir en el proyecto- es tomada por aquellos que examinan los resultados de la simulación.

Los parámetros para poder optar por una alternativa son muy claros en un árbol de decisión. El mayor valor (o en algunos casos, el mínimo costo) entre las ramas es seleccionado. Tal simplicidad resulta de utilizar solamente los valores esperados de cada alternativa. En caso de que una alternativa represente un nodo de oportunidad donde se conoce su distribución de resultados, los parámetros de decisión se tornan más complicados. Se cae en el campo de las preferencias de riesgo. ¿La persona que toma las decisiones es arriesgada o conservadora? La simulación Monte Carlo generalmente arroja descripciones más complejas de las alternativas de inversión. Puede no ser prudente descartar toda esa información y confiar solamente en el valor esperado.

4.7.1 El árbol de decisión y la simulación Monte Carlo

Existen similitudes y diferencias entre los árboles de decisión y el análisis con Simulación Monte Carlo. En un amplio sentido, los árboles de decisión y la Simulación Monte Carlo son métodos alternativos para analizar un problema tal como una decisión de inversión. Los árboles de decisión son gráficos por naturaleza y ofrecen una buena perspectiva sobre algunas decisiones complejas. Algunas veces un árbol de decisión puede ayudar a clarificar o incluso definir un problema a detalle. Los nodos de oportunidad en un árbol de decisión son, en efecto, escenarios.

Un evento incierto es modelado como un conjunto finito de posibles resultados, a cada uno de los cuales se le asigna una probabilidad de ocurrencia. Se puede reemplazar cada nodo de oportunidad por una distribución de probabilidad. Entonces esa componente del evento puede ser modelada en la forma en que lo sería para una simulación Monte Carlo. El resultado para el árbol de decisión, sin embargo, es simplemente el valor esperado de esa distribución de probabilidad, mientras que en la simulación Monte Carlo, el resultado permanecerá como una distribución.

Igualmente, el resultado final de un árbol de decisión es una combinación de un valor esperado (no una distribución) y una decisión para tomar acciones.

La simulación Monte Carlo es una herramienta de análisis basada en la estadística que presenta relaciones de probabilidad contra valor de parámetros clave, incluyendo reservas de aceite y gas, inversión, y diferentes indicadores económicos, tales como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estas relaciones probabilísticas ayudan al usuario a responder preguntas como: “¿Cuál es la probabilidad de que el VPN de este prospecto sobrepase la meta de \$1500000?” ó “¿Qué tan probable es que las reservas incorporadas con el programa de exploración de este año queden por debajo de la producción planeada?”. La simulación Monte Carlo es una parte de los análisis de riesgo y es en algunas ocasiones llevada a cabo en conjunto con o como alternativa de los análisis con árboles de decisión.

El siguiente paso en la guía de selección propuesta es llevar a cabo una simulación Monte Carlo a partir de los resultados obtenidos mediante el árbol de decisión. La simulación se hace sobre los valores esperados de cada rama del árbol, con lo que se obtiene una distribución de probabilidad para el valor esperado de cada tecnología, es decir, nos ofrece un panorama general de lo que sería el peor escenario, el más optimista y el escenario que tiene mayor probabilidad de ocurrencia.

En el **Apéndice B** se incluyen los conceptos que definen la simulación Monte Carlo así como los resultados que se obtienen. Se detallan las nociones básicas de estadística descriptiva, probabilidad, funciones de densidad de probabilidad, funciones de

distribución acumulativas, distribuciones de probabilidad, medidas de tendencia central y de dispersión; además se presentan ejemplos simples que facilitan la comprensión de dichos conceptos.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS DE APLICACIÓN

A continuación se muestra un ejemplo de aplicación de la guía de selección propuesta para poder decidir en principio cuál de las tecnologías es la más adecuada a cada caso en particular, así como los resultados obtenidos al llevar a cabo la aplicación del caso hipotético.

Cabe aclarar que los costos manejados en este ejemplo no corresponden a los valores reales, sino que son valores supuestos. Como se mencionó en el capítulo anterior, debe llevarse a cabo un estudio económico para cada posible alternativa, lo cual está fuera del alcance de este trabajo. Con este ejercicio se pretende solamente dar una visión general de la aplicación de la guía de selección propuesta y en particular de cómo trabajar con las técnicas conocidas como árboles de decisión y simulación Monte Carlo.

5.1 APLICACIÓN

Para la aplicación de la guía de selección se siguen los siguientes pasos:

- **Análisis de la información y obtención de datos**

Es necesario hacer una selección de la información que será de utilidad y deshacerse de aquella que resulte irrelevante y, en su caso, buscar formas de conseguir los datos que no se encuentren disponibles.

- **Clasificación de tecnologías existentes**

Esta es la clasificación presentada en el apartado 5.4

- **Elaboración de diagramas de semáforo**
Se hace uso de los diagramas mostrados en el apartado 5.5
- **Determinar si los datos con que se cuenta son suficientes**
Valor y utilidad de la información disponible.
- **Comparar datos del caso en particular con los diagramas de semáforo**
En este punto se determina el alcance o aplicabilidad que puede tener cada una de las tecnologías para ciertas condiciones o parámetros de interés.
- **Elaborar árbol de decisión**
Se trabajó sobre el árbol de decisión presentado en el capítulo anterior en el cual ya se habían asignado las probabilidades, se incluyeron los costos en dólares para cada rama del árbol (posible evento) y se procedió a dar solución al árbol mediante el método del valor esperado.

La construcción y la solución del árbol se llevaron a cabo mediante el software Precision Tree de la compañía Palisade Corporation. De la Figura 5.1a a la 5.1c se muestra el árbol de decisión elaborado conteniendo todos los elementos necesarios para su análisis.

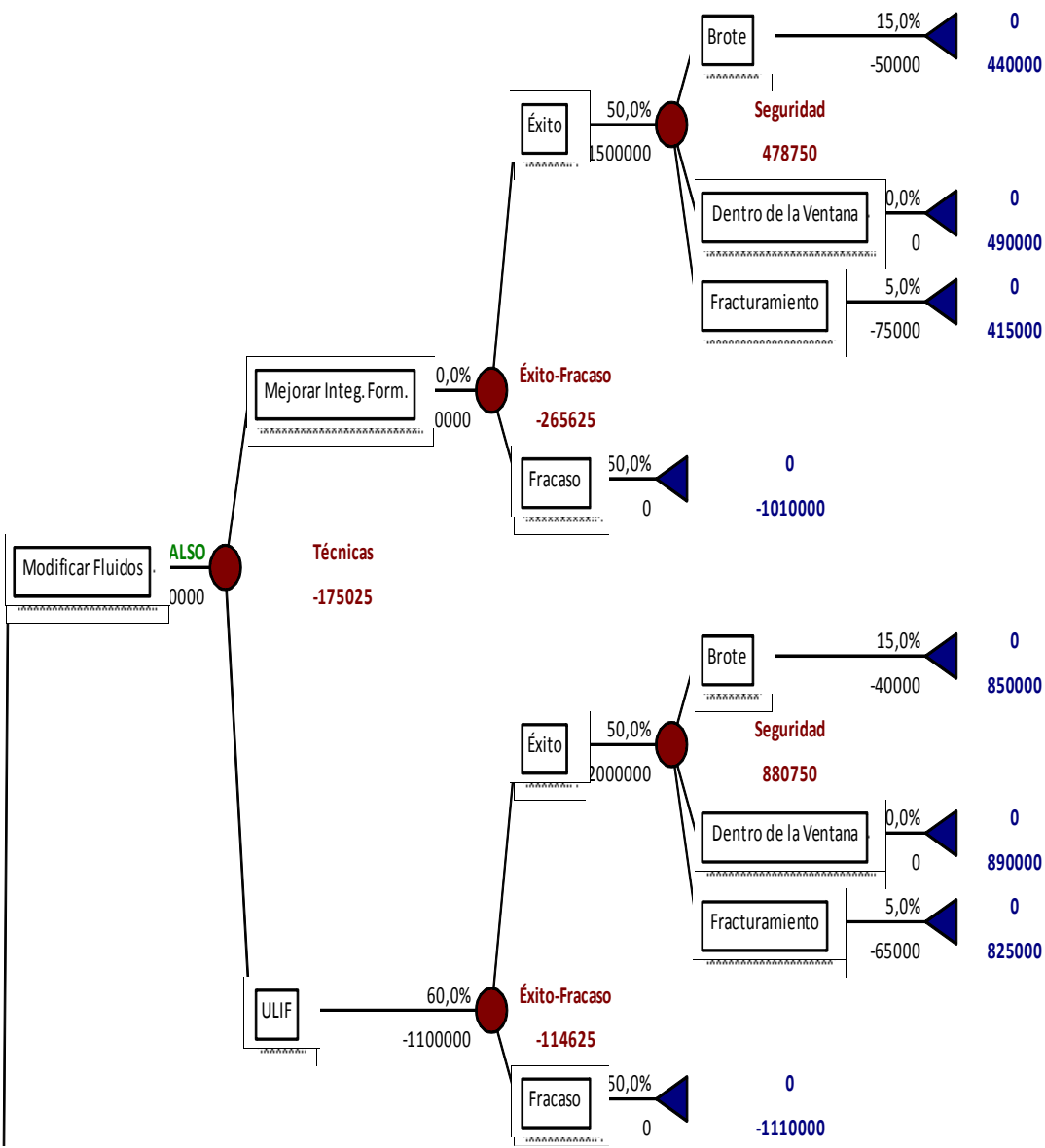


Figura 5.1a Árbol de Decisión

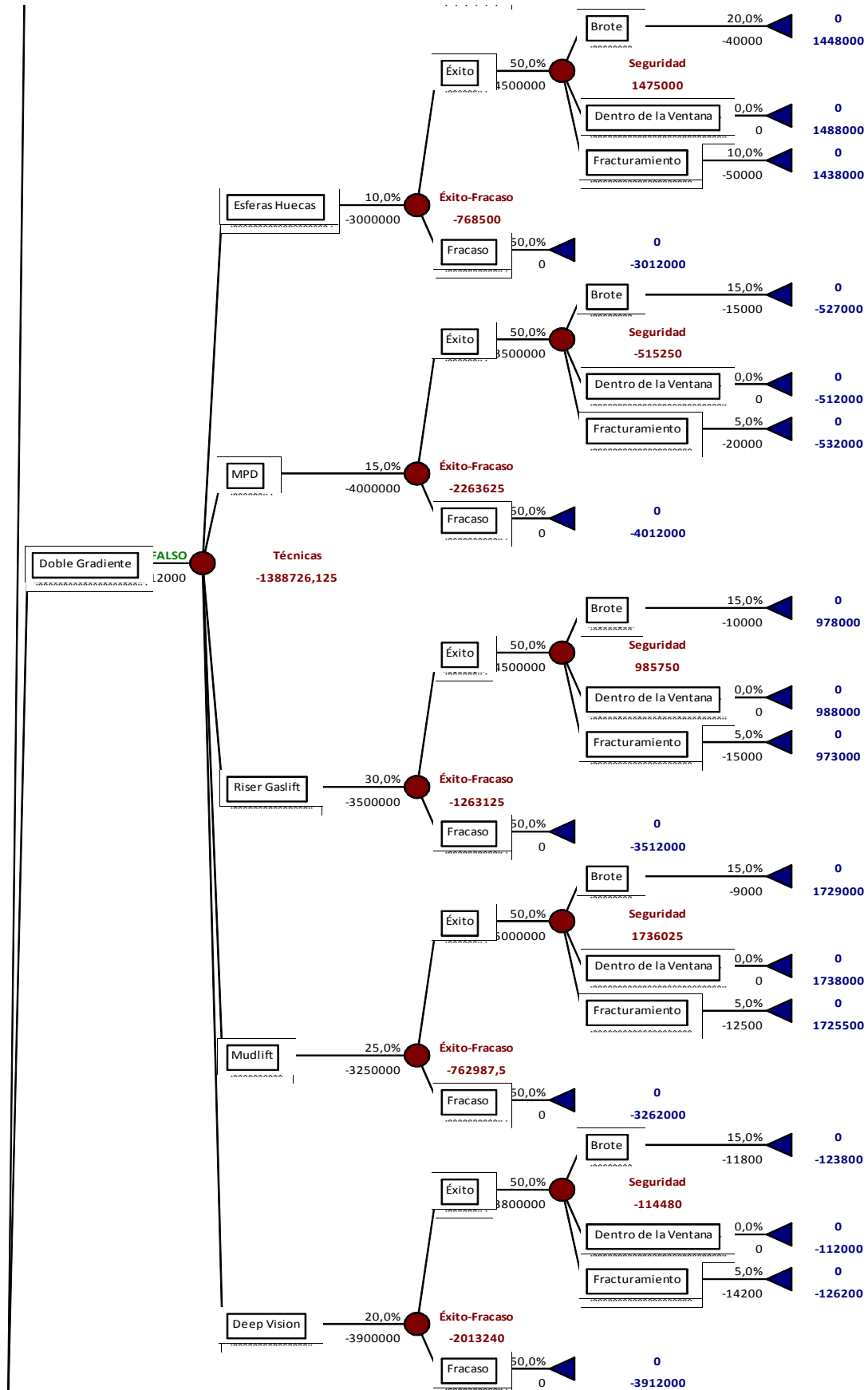


Figura 5.1b Árbol de Decisión (Continuación)

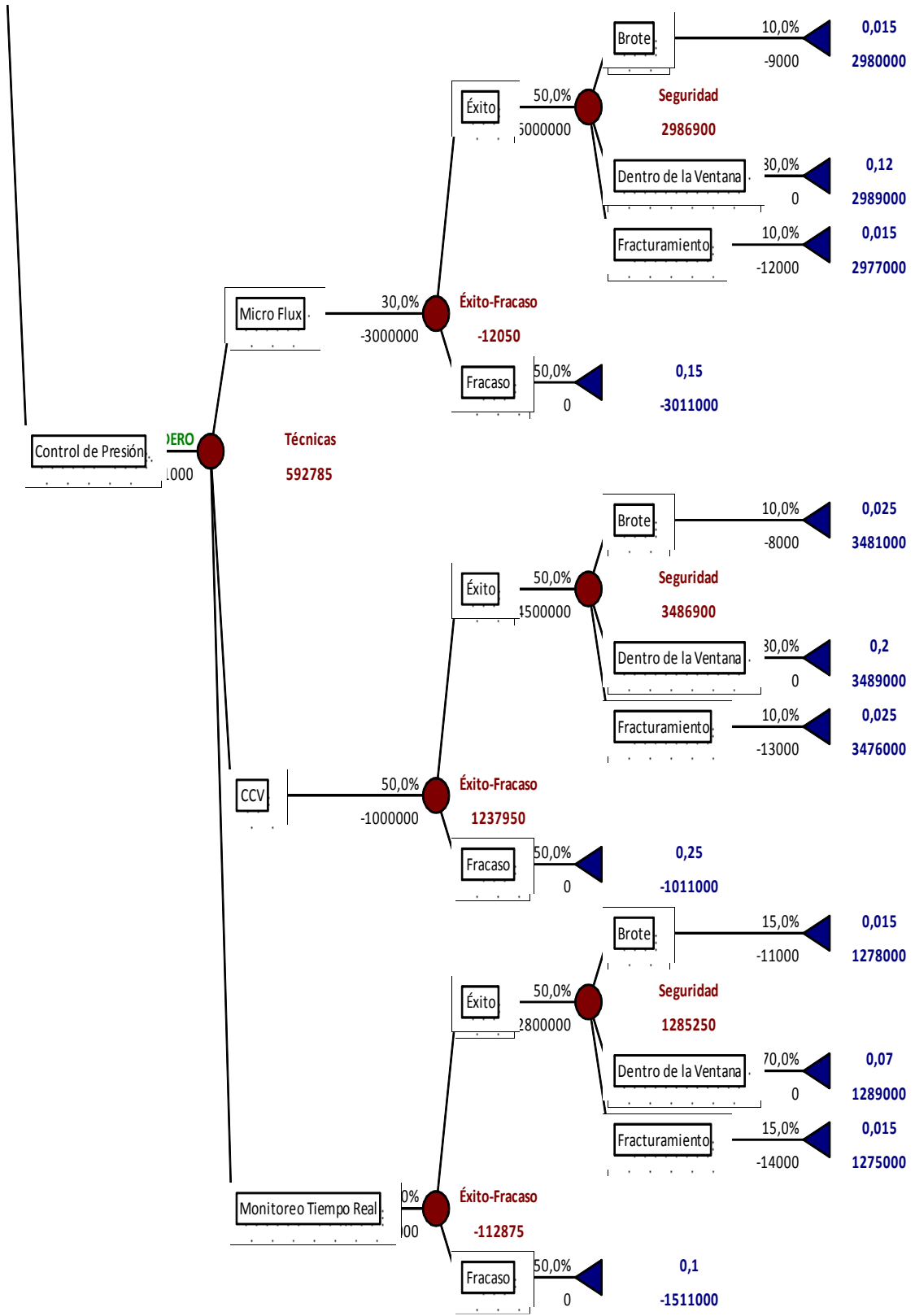


Figura 5.1c Árbol de Decisión (Continuación)

- **Solucionar árbol de decisión mediante el método de valor esperado**

Aplicando éste método se puede determinar cuál de las diferentes opciones disponibles ofrece un panorama de mayor rentabilidad o, en su defecto, la menor pérdida.

Como ya se mencionó, la solución puede obtenerse haciendo uso del software Precision Tree además en el Apéndice A se detalla la forma en que el método funciona.

- **Correr la simulación Monte Carlo a partir de los resultados obtenidos**

Se utilizó el software @Risk de la compañía Palisade Corporation, el cual trabaja junto con el software Precision Tree para poder llevar a cabo simulaciones Monte Carlo a partir de un árbol de decisión.

Para llevar a cabo la simulación Monte Carlo se asignaron distribuciones normales de de probabilidad a todos los costos dentro del árbol de decisión, se seleccionó este tipo de distribución por ser una de las más utilizadas para describir variables que involucran costos, de tal forma que se obtuvo una distribución de probabilidad para el valor esperado de cada técnica, así como también para el valor esperado de cada tecnología.

En cada caso se muestra la estadística de salida de la simulación y su respectiva distribución de probabilidad, donde se puede observar que el valor de la media en cada caso es cercano al valor esperado que se obtuvo previamente al solucionar el árbol de decisión en forma determinística, la simulación Monte Carlo ofrece además la posibilidad de visualizar un rango dentro del cual puede caer el valor esperado, con un escenario pesimista y uno optimista, así como el valor que tiene mayor probabilidad de ocurrencia.

- **Análisis de resultados y conclusiones**

En este punto se cuenta con información muy valiosa que puede ser de gran ayuda en la toma de decisiones pero se requiere llevar a cabo una interpretación de los resultados para poder visualizar la utilidad de haber hecho uso de la guía de selección.

- **Determinar cuál es la opción más atractiva**

Finalmente es posible emitir un juicio respaldado en los resultados obtenidos, reduciendo de esta forma el nivel de subjetividad y la incertidumbre en la elección de la o las opciones más viables.

5.2 RESULTADOS

5.2.1 Resultados obtenidos al solucionar el árbol de decisión

Se presentan los reportes de los resultados obtenidos al solucionar el árbol, dichos reportes se muestran en forma de estadísticas (Tabla 5.1.), perfil de riesgo (Figura 5.2.), probabilidad acumulativa (Figura 5.3.) y perfil de dispersión (Figura 5.4.).

Tabla 5.1. Reporte Estadístico

REPORTE ESTADÍSTICO	
Árbol de decisión	
2008 04:21:06 p.m.	
ESTADÍSTICAS	
Media	592785
Mínimo	-3011000
Máximo	3489000
Moda	-1011000
Desviación Estándar	2456708.7

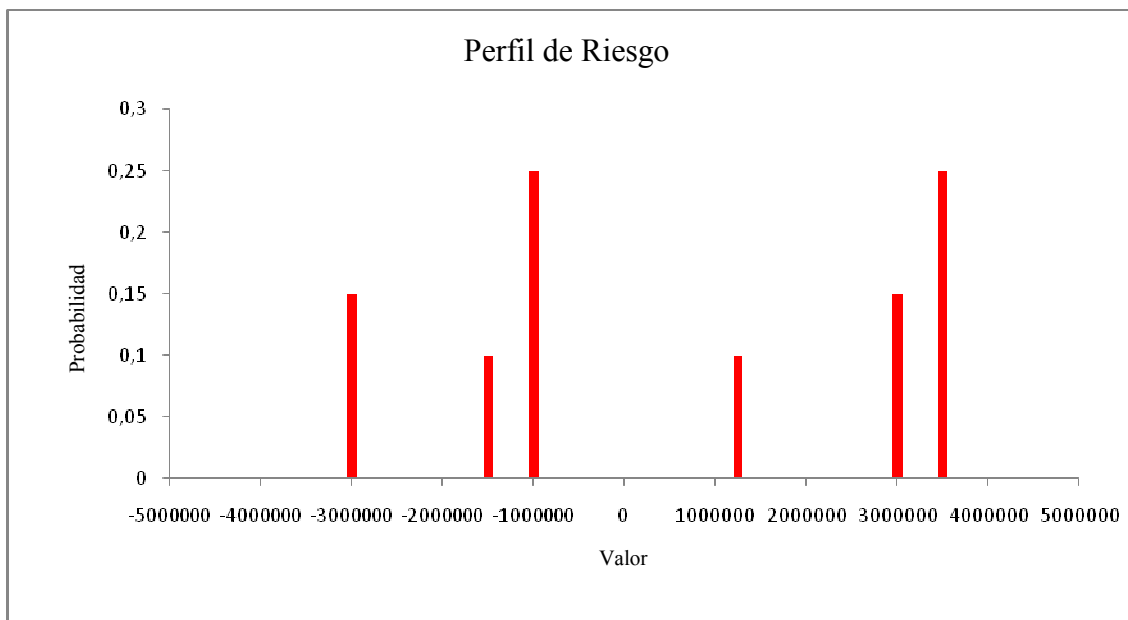


Figura 5.2. Perfil de Riesgo

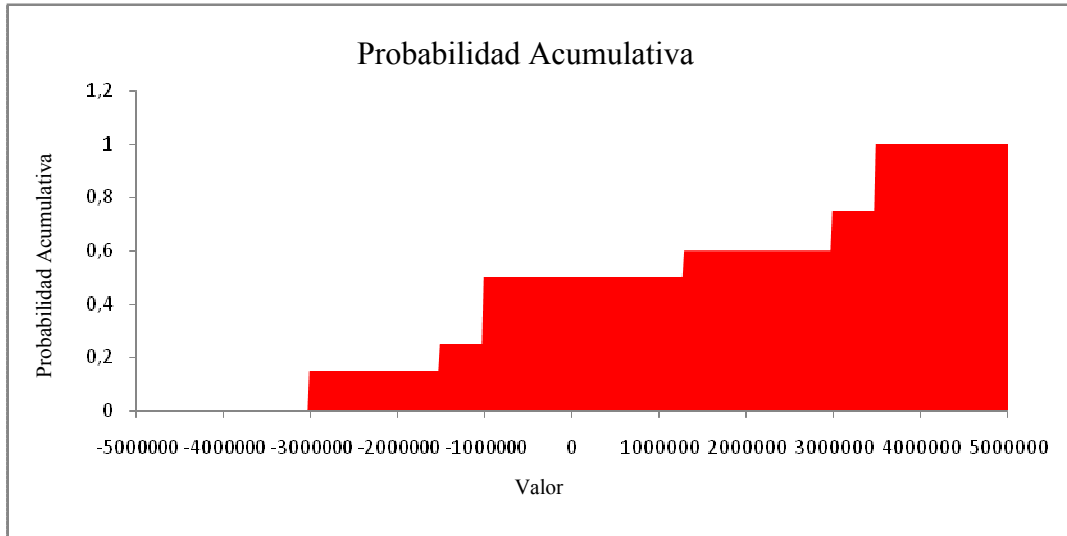


Figura 5.3. Probabilidad Acumulativa

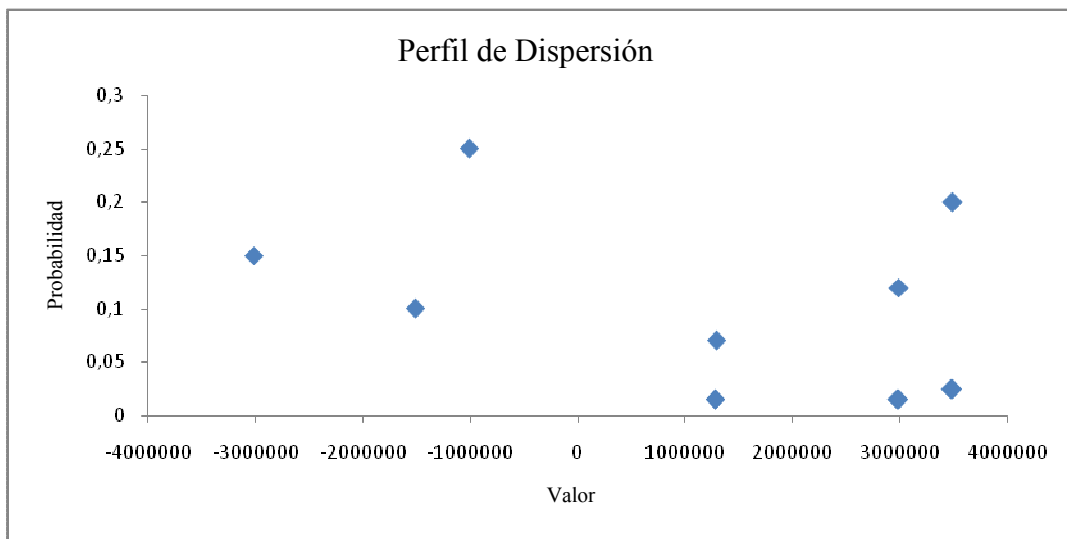


Figura 5.4. Perfil de Dispersión

5.2.2 Resultados de la Simulación Monte Carlo

En primer lugar se presentan los resultados de la simulación hecha sobre el valor esperado para cada técnica de perforación. A continuación se utilizaron las distribuciones resultantes para llevar a cabo la simulación sobre el valor esperado pero ahora de cada tecnología.

5.2.2.1 Simulación para cada técnica

Tabla 5.2. Estadística de salida para la técnica que modifica la integridad de la formación

Salidas Simulación Estadística / Celda	1 \$H\$11
Mínimo	-445924.5
Máximo	-106356.9609
Media	-265883.9065
Desviación estándar	56875.39259
Varianza	3234810282
Desviación	-0.28766207
Curtosis	3.615584166
Número de errores	0

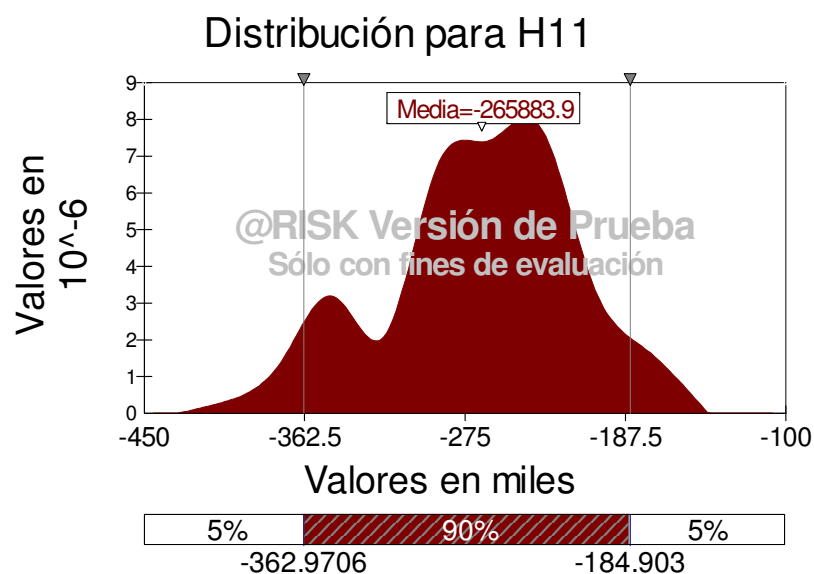


Figura 5.5. Distribución de probabilidad para la técnica que modifica la integridad de la formación

Tabla 5.3. Estadística de salida para la técnica ULIF

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-263542
Máximo	10784.65039
Media	-114771.3154
Desviación estándar	57594.34796
Varianza	3317108917
Desviación	-0.155939475
Curtosis	2.54947532
Número de errores	0

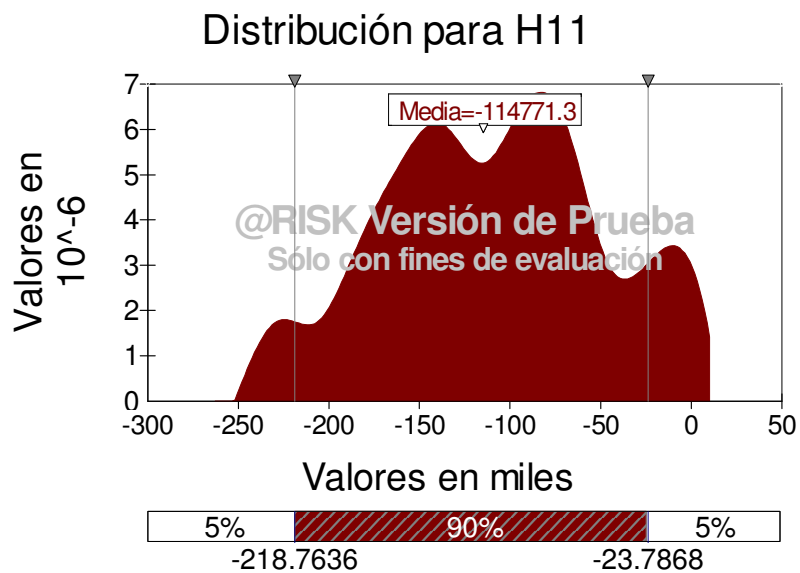


Figura 5.6. Distribución de probabilidad para la técnica ULIF

Tabla 5.3. Estadística de salida para la técnica de Esferas Huecas

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-885128
Máximo	-633311.6875
Media	-768399.2313
Desviación estándar	55497.6636
Varianza	3079990665
Desviación	0.211856579
Curtosis	2.540369976
Número de errores	0



Figura 5.7. Distribución de probabilidad para la técnica de Esferas Huecas

Tabla 5.4. Estadística de salida para la técnica MPD

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-2392226.75
Máximo	-2150620.25
Media	-2263204.14
Desviación estándar	56210.97499
Varianza	3159673709
Desviación	0.136248728
Curtosis	2.316961137
Número de errores	0

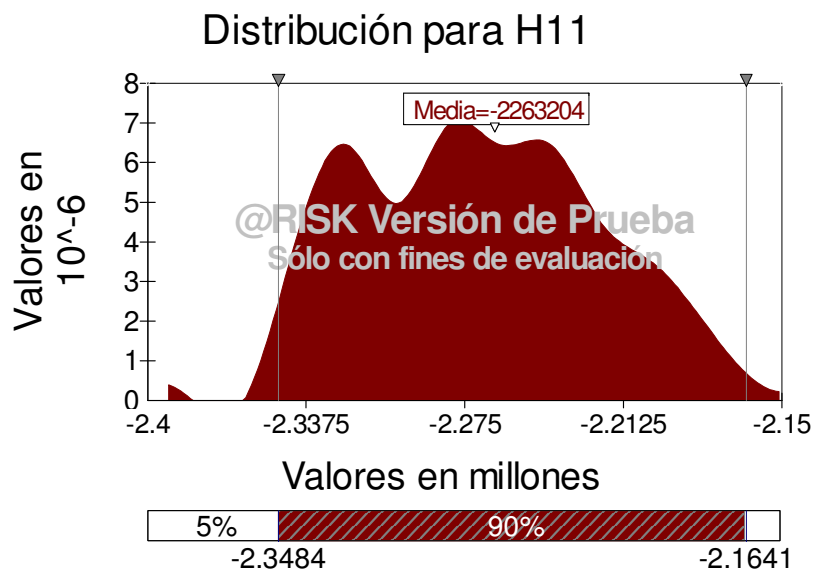


Figura 5.7. Distribución de probabilidad para la técnica MPD

Tabla 5.5. Estadística de salida para la técnica Riser Gaslift

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-1401479.75
Máximo	-1125246.75
Media	-1262511.395
Desviación estándar	59944.31751
Varianza	3593321201
Desviación	-0.005392895
Curtosis	2.628344423
Número de errores	0

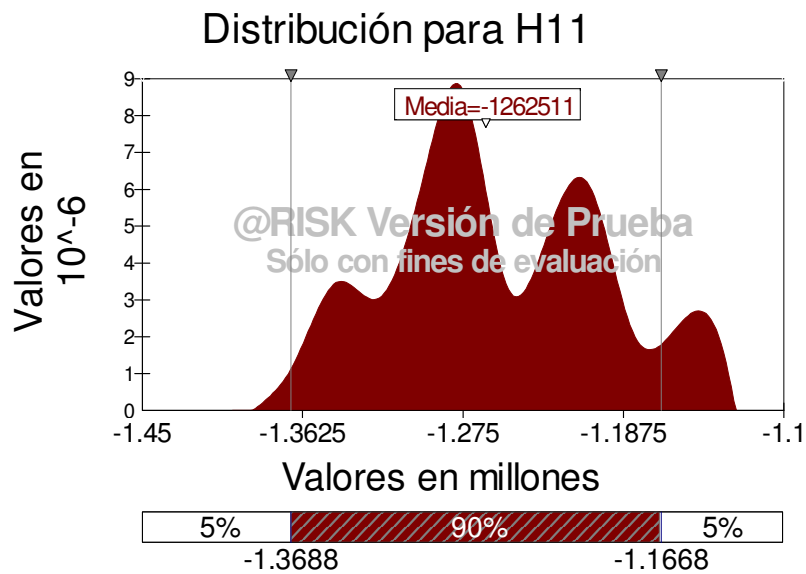


Figura 5.8. Distribución de probabilidad para la técnica Riser Gaslift

Tabla 5.6. Estadística de salida para la técnica Mudlift

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-912825.125
Máximo	-632766.875
Media	-762702.9588
Desviación estándar	56799.7132
Varianza	3226207420
Desviación	0.001180827
Curtosis	2.726143137
Número de errores	0

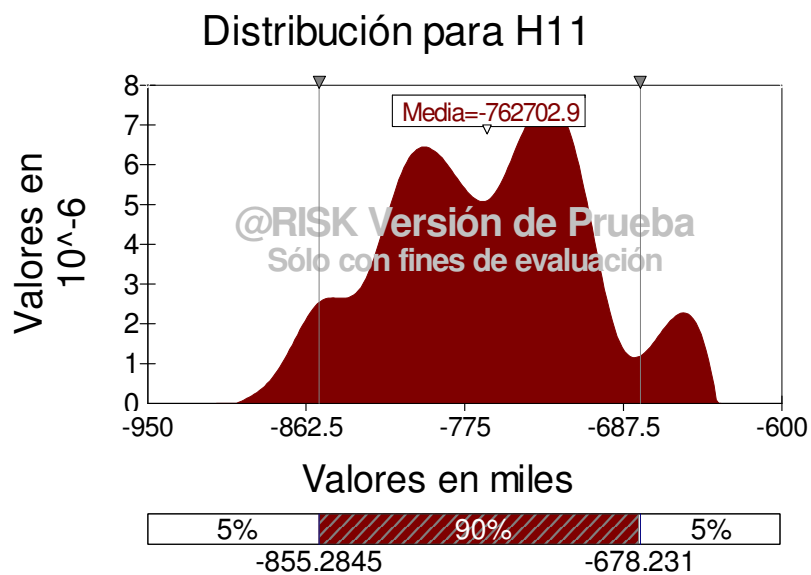


Figura 5.9. Distribución de probabilidad para la técnica Mudlift

Tabla 5.7. Estadística de salida para la técnica Deep Vision

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-2151357.75
Máximo	-1858379.625
Media	-2013281.214
Desviación estándar	56162.26767
Varianza	3154200310
Desviación	0.107320338
Curtosis	3.358987074
Número de errores	0

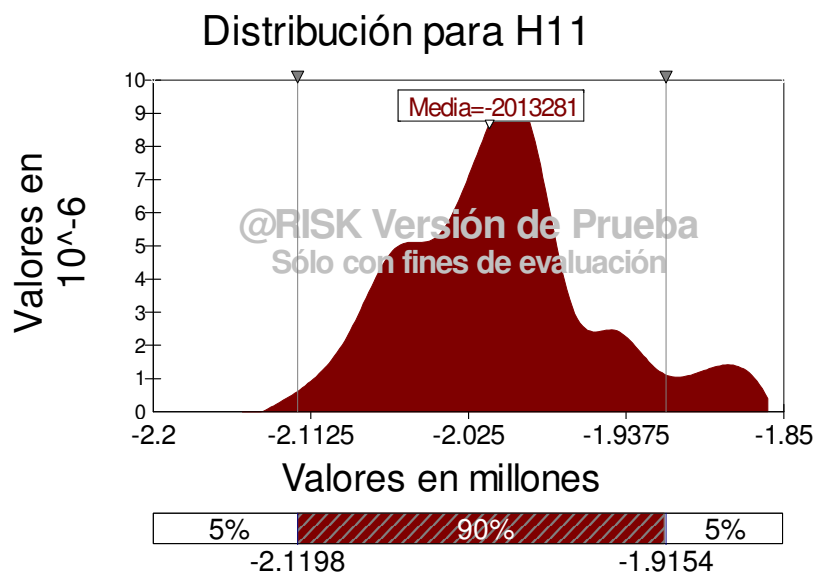


Figura 5.9. Distribución de probabilidad para la técnica Deep Vision

*Tabla 5.8. Estadística de salida para la técnica
Microflux Control*

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-125608.7969
Máximo	127110.7031
Media	-11817.21309
Desviación estándar	54944.58316
Varianza	3018907219
Desviación	0.196208627
Curtosis	2.614950439
Número de errores	0

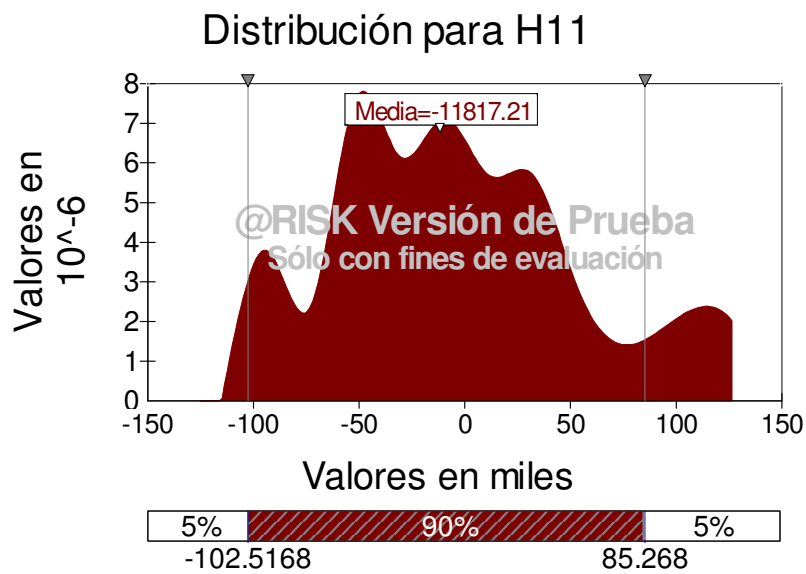


Figura 5.10. Distribución de probabilidad para la técnica Microflux Control

Tabla 5.9. Estadística de salida para la técnica CCV

Salidas Simulación Estadística / Celda	1 \$H\$11
Mínimo	1119950
Máximo	1379505.625
Media	1238074.494
Desviación estándar	54650.99481
Varianza	2986731234
Desviación	0.392143733
Curtosis	2.823227903
Número de errores	0



Figura 5.11. Distribución de probabilidad para la técnica CCV

Tabla 5.10. Estadística de salida para la técnica de Monitoreo en Tiempo Real

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$11
Mínimo	-285764.25
Máximo	84170.01563
Media	-113004.7855
Desviación estándar	58542.01987
Varianza	3427168091
Desviación	0.090099015
Curtosis	3.806544211
Número de errores	0

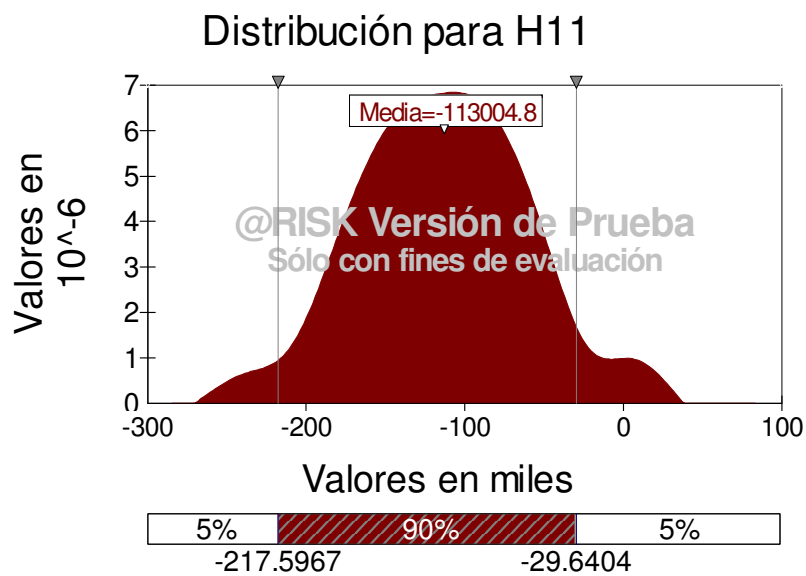


Figura 5.12. Distribución de probabilidad para la técnica de Monitoreo en Tiempo Real

5.2.2.2 Simulación para cada tipo de tecnología

Tabla 5.11. Estadística de salida para las tecnologías que modifican los fluidos de perforación

Salidas Simulación Estadística / Celda	1 \$H\$7
Mínimo	-258491.8906
Máximo	-86934.54688
Media	-175292.1176
Desviación estándar	40497.39843
Varianza	1640039279
Desviación	-0.100294576
Curtosis	2.422324731
Número de errores	0

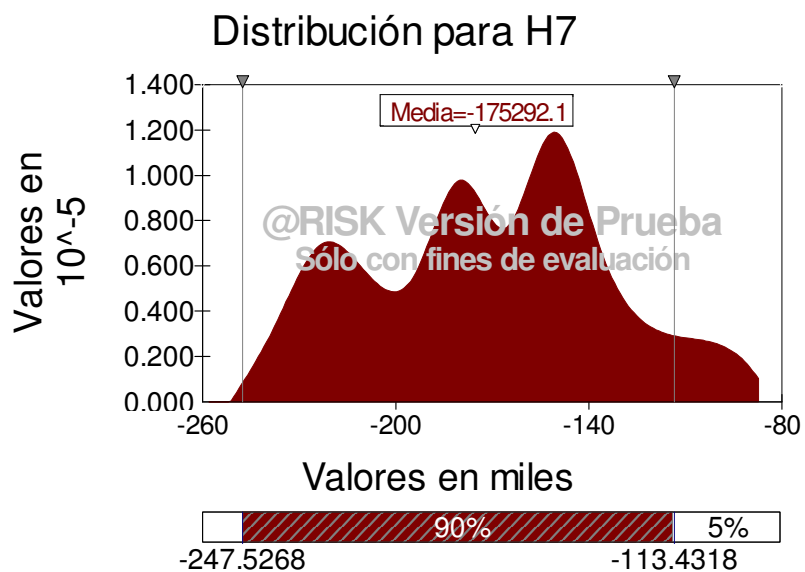


Figura 5.13. Distribución de probabilidad para las tecnologías que modifican los fluidos de perforación

Tabla 5.12. Estadística de salida para las tecnologías que generan doble gradiente

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$H\$7
Mínimo	-1470932.5
Máximo	-1324041.875
Media	-1388485.661
Desviación estándar	26092.552
Varianza	680821269.6
Desviación	-0.152585778
Curtosis	3.183465697
Número de errores	0



Figura 5.14. Distribución de probabilidad para las tecnologías que generan doble gradiente

Tabla 5.13. Estadística de salida para las tecnologías que tienen como principio de operación el manejo de la presión

Salidas	
Simulación	1
Estadística / Celda	\$HS7
Mínimo	480821.625
Máximo	666635.9375
Media	592917.5663
Desviación estándar	33088.32255
Varianza	1094837089
Desviación	-0.264028652
Curtosis	3.544519062
Número de errores	0

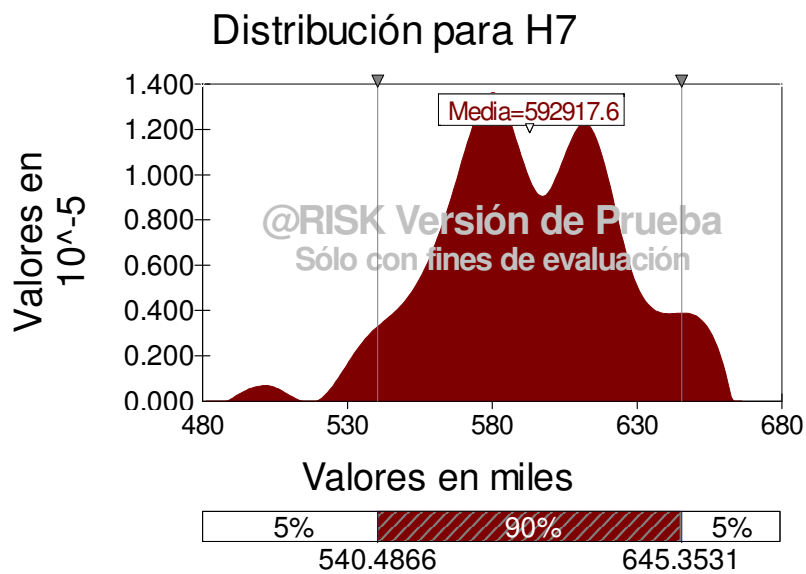


Figura 5.15. Distribución de probabilidad para las tecnologías que tienen como principio de operación el manejo de la presión

5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados que arroja la solución del árbol de decisión son determinísticos y ofrecen una primera aproximación para poder determinar cuál o cuáles son las opciones más atractivas o más factibles. Por otro lado, el análisis Monte Carlo es un método probabilístico que considera una gama de posibles escenarios para cada variable, así como para los resultados que pueden obtenerse.

Las gráficas obtenidas al solucionar el árbol nos indican las probabilidades de ocurrencia de diferentes escenarios en cuanto a los posibles valores finales. En las Figuras 5.2 y 5.4 se puede observar que existe más o menos la misma probabilidad de obtener un valor de alrededor de -1,000,000 que de obtener un valor de aproximadamente 4,000,000.

En la Figura 5.16. se muestra un gráfico comparativo de la Media del valor esperado para cada técnica, donde puede apreciarse el grado de factibilidad económica que cada una de ellas tiene bajo los valores de los costos propuestos.

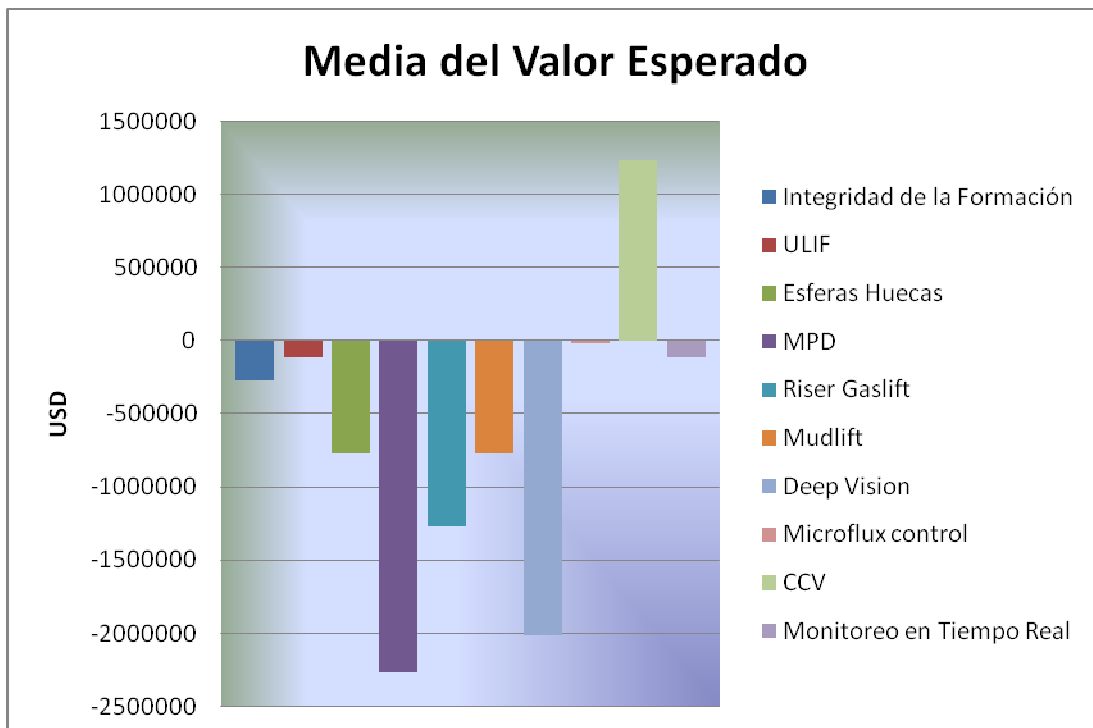


Figura 5.16. Comparativo de la media del valor esperado de cada técnica

Como resultado de la Simulación Monte Carlo que se llevó a cabo con los datos fijados, se observó que al comparar el valor esperado de cada opción, la técnica con mayor factibilidad económica resultó ser la Válvula de Circulación Continua (CCV) cuya distribución tiene una media igual a 1,238,074.494 y una desviación estándar de 54,650.99481; la CCV está comprendida dentro del grupo de tecnologías cuyo principio de operación es el Manejo de la Presión, a este grupo de tecnologías le correspondió una distribución normal con una media igual a 592,917.5663 y una desviación estándar de 33,088.32255.

Es pertinente recalcar que los datos utilizados en el ejemplo fueron supuestos, por lo tanto los resultados obtenidos no reflejan necesariamente que exista una técnica que resulte exitosa para cualquier caso. Siempre es necesario llevar a cabo estudios complementarios que nos permitan determinar con mayor certeza cual es la mejor opción para una situación en particular.

Lo más valioso del ejemplo mostrado es la aplicación de los pasos que conforman la guía de selección y la interpretación que pueda dárseles a los resultados que se obtengan.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es necesario subrayar la importancia que las tecnologías presentadas en este trabajo han adquirido hoy en día como respuesta a las necesidades cada vez más demandantes en la perforación de pozos. Sin olvidar que siempre las condiciones serán distintas para cada situación y que es indispensable contar además con los elementos necesarios que permitan disminuir la incertidumbre asociada a la ejecución de un proyecto.

Para comenzar con el análisis de un caso en particular en el cual se requiera la aplicación de alguna(s) de las tecnologías especializadas para el manejo de la problemática de la ventana operativa estrecha y, en general cuando exista la disyuntiva de elegir entre varias opciones disponibles, se debe realizar una depuración de toda la información con la que se cuente para poder seleccionar únicamente aquella que será de utilidad en la toma de decisiones.

La demanda mundial de hidrocarburos aumenta día a día y es necesario satisfacer dicha demanda, por lo cual se requiere extender cada vez más los límites operacionales para poder explotar aquellos recursos que se encuentran en ambientes desafiantes en los cuales antes era prácticamente imposible operar con la tecnología disponible. Hoy en día se han desarrollado técnicas cuya viabilidad era solamente teórica, pero que actualmente se han implementado en la práctica exitosamente, como es el caso de algunas tecnologías para perforar pozos con ventana operativa estrecha. Son por lo tanto la investigación y el desarrollo pilares fundamentales dentro de la Industria Petrolera actual.

Para proyectos en los que se requiere hacer una inversión cuantiosa donde las probabilidades de éxito son inciertas, toma gran relevancia el uso de métodos y/o técnicas que tomen en cuenta la influencia que todas las variables involucradas puedan tener en el eventual éxito o fracaso.

En procesos de análisis, como en la guía de selección propuesta, donde es necesario desarrollar métodos que implican llevar a cabo cálculos iterativos para cada posible

escenario cuya ejecución implique invertir demasiado tiempo en ello, se recomienda considerar el uso de software especializado que haga más eficiente el proceso y disminuya la probabilidad de incurrir en algún error.

La guía de selección planteada es una herramienta sencilla y práctica de fácil aplicación cuyo principal objetivo es coadyuvar en la selección de la o las opciones más viables entre una gama de posibles tecnologías, reduciendo al máximo la subjetividad a la vez que brinda un cierto grado de certidumbre, ya que la toma de decisiones estará respaldada por los resultados que ofrezcan las diferentes técnicas comprendidas dentro de dicha guía.

Otra de las bondades de la guía propuesta es la posibilidad de evitar que las capacidades de alguna tecnología que resulte viable para un caso en particular no queden muy por encima de las condiciones de operación establecidas, esto es que la tecnología no quede “sobrada”, lo cual tendría un impacto negativo sobre los costos del proyecto.

APÉNDICE A

ÁRBOLES DE DECISIÓN

Un *árbol de decisión* es un diagrama compuesto por *nodos* y *ramas*. Existen tres tipos de nodos, nodos de *decisión*, nodos de *oportunidad* y nodos *terminales*. Un nodo de decisión representa una *decisión* basada en reglas, a menudo esto se reduce a “seleccionar el camino con la máxima ganancia esperada o la mínima pérdida esperada”. Un nodo de *oportunidad* representa un evento incierto. Los nodos de oportunidad son usualmente descritos como un conjunto finito de alternativas mutuamente excluyentes, cada una de las cuales tiene una cierta probabilidad de ocurrencia asignada. Alternativamente, un nodo de oportunidad puede ser representado mediante una distribución probabilística. Un nodo *terminal* representa el final de una secuencia de ramas a través de nodos de oportunidad y de decisión. Generalmente, al nodo terminal se le asigna un valor que representa el último paso, de oportunidad o de decisión. La Figura 1 ilustra los tres tipos de nodos en el contexto de un prospecto de perforación simplificado.

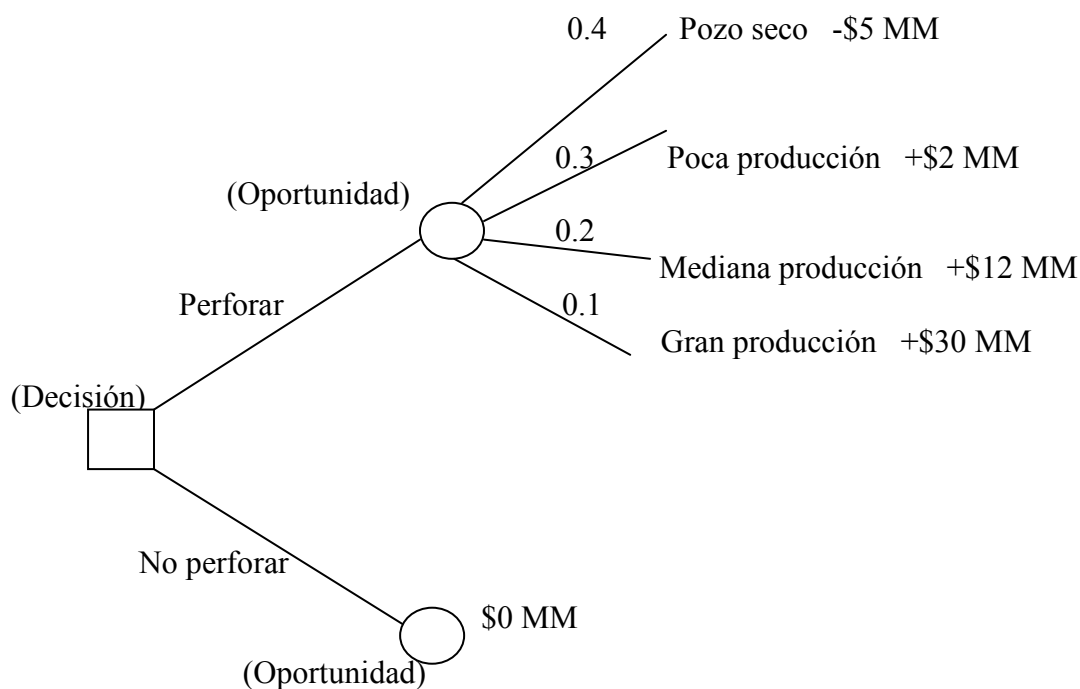


Figura 1. *Árbol de decisión con dos opciones para un prospecto de perforación*

Ejemplos de árboles de decisión.

Ejemplo 1. En este ejemplo simple, el nodo de decisión indica el punto donde quien toma la decisión escoge perforar o no perforar.

En la Figura 2 se muestra un árbol de decisiones simple que muestra un nodo de decisión (cuadrado) y los posibles resultados. Los resultados están acompañados por su valor esperado multiplicado por la probabilidad de que ocurra tal resultado. El camino con el valor esperado más alto está destacado en amarillo.

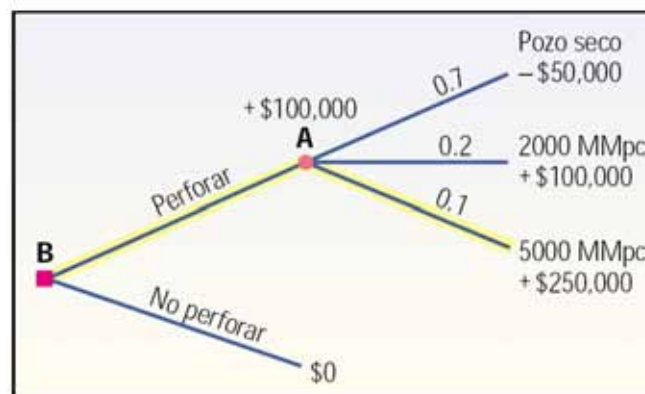


Figura 2. Árbol de decisiones simple

El valor esperado que se asocia a una decisión de no perforar es \$0; es decir, no se gasta ni se gana dinero. El valor esperado de la decisión de perforar depende de lo que se encuentre al perforar: hay un 10% de probabilidad de que sean 5000 MMpc de gas, 20% de que sean 2000 MMpc, y un 70% de que sea un pozo seco. El tamaño esperado del yacimiento tiene una distribución continua y no de tres valores, pero a los efectos de este ejemplo, se describen tres tamaños. Idealmente, las ramas del nodo de incertidumbre tratan de atraer los aspectos más importantes de esta distribución continua.

En la Figura 3 se observa la distribución continua del tamaño esperado del yacimiento. Si bien el valor esperado del tamaño del yacimiento puede caer en cualquier punto de la distribución continua, se deben seleccionar los valores más probables para las ramas del árbol de decisiones.

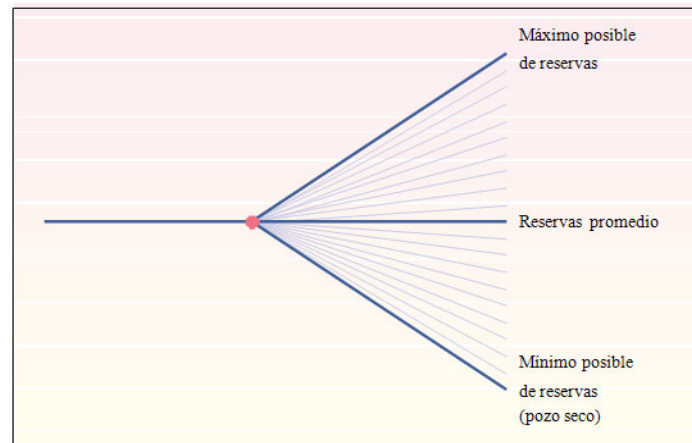


Figura 3. Distribución continua del tamaño esperado del yacimiento

El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados, y ponderados según las probabilidades de todos los resultados que se ramifican desde dicho nodo. De este modo, al retroceder desde el final o del lado derecho del árbol, se pueden calcular los valores esperados para cada resultado. Una vez que se han calculado todos los valores esperados, se puede tomar la ruta de decisión óptima, es decir, la que proyecta el mayor valor esperado. El mismo método funciona para decisiones más complicadas.

Ejemplo 2. En este ejemplo, la decisión de comprar o no áreas, depende de comprender los posibles resultados de una secuencia de decisiones, entre las que se incluyen realizar un estudio sísmico o no, perforar o no, y perforar un segundo pozo o no. Los resultados finales posibles (yacimientos de gran tamaño, yacimiento marginal o pozo seco) son los mismos que en el Ejemplo 1, independientemente de la ruta de decisión. Sin embargo, tienen diferentes probabilidades de ocurrencia en etapas distintas del árbol de decisiones, puesto que, a medida que el árbol crece, se tiene mayor información.

En la Figura 4 se muestra el árbol de decisiones para la compra de bloques. En este ejemplo, la decisión depende de una sucesión de decisiones (destacadas en amarillo) que incluyen la ejecución de un levantamiento sísmico y la perforación de uno o dos pozos exploratorios.

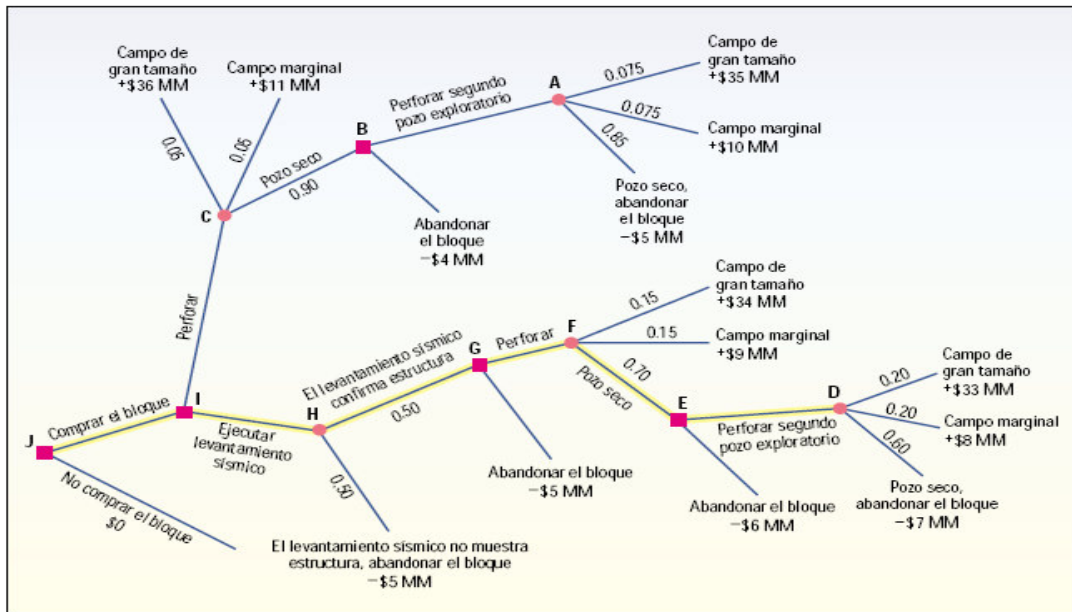


Figura 4. Árbol de decisiones para la compra de bloques

Para este árbol de decisiones, la solución que genera el mayor valor monetario esperado sigue las siguientes ramas: comprar área, ejecutar un estudio sísmico, y si el estudio sísmico confirma una estructura, perforar y, si el primer pozo es seco, perforar un segundo pozo de exploración.

La asignación de probabilidades a las tres ramas requiere pericia técnica y, en este caso, se basa en el conocimiento previo de la región. La probabilidad y el valor de los distintos resultados también se pueden basar en el resultado de simulaciones de Monte Carlo más detalladas. Por ejemplo, el valor de corte o limitador (cutoff) de lo que constituye un yacimiento de gran tamaño, podría ser el lado alto de una distribución de probabilidades, que es el resultado de una simulación de Monte Carlo del parámetro volumen del yacimiento.

Dependiendo del tipo de decisión que se adopte, se puede solicitar información a especialistas de diversas disciplinas de campos petrolíferos para el análisis del árbol de decisiones.

Además del tamaño y el contenido desconocidos del yacimiento, es necesario predecir, entre otros, los siguientes resultados:

- Precio del petróleo y el gas
- Calidad y confiabilidad de la generación de imágenes sísmicas o los datos de registros de pozos
- Costo y riesgo con respecto al valor de la información adicional
- Probabilidad de que las herramientas de registros de pozos o tubería de perforación queden atascadas y que se produzcan otros tipos de sucesos que causen tiempo improductivo del equipo de perforación
- Propiedades y comportamiento de los fluidos del yacimiento
- Complejidad de las terminaciones
- Costo del transporte hacia los mercados
- Mejoramiento obtenido de los métodos de estimulación, reacondicionamiento o mejoramiento de la recuperación

Quizás menos obvios para los profesionales de los campos petroleros, pero también importantes de estimar en los casos que se prestan para el análisis de árboles de decisiones, son las eventualidades tales como la estabilidad y la legislación gubernamental, las fusiones de empresas, los casos judiciales, y los aspectos de salud, seguridad y ambiente (HSE, por sus siglas en Inglés).

Existen numerosos productos de software que facilitan el análisis de árboles de decisiones para el sector de exploración y producción en la industria del petróleo y el gas y otras industrias. Éstos incluyen, entre otros, Precision Tree de Palisade, Decision Programming Language (DPL) de ADA (Applied Decision Analysis) y el paquete Decision Tree desarrollado por Merak, una compañía de Schlumberger. Estos sistemas se vinculan con programas de cálculo que determinan los valores actuales netos para cada rama del árbol.

En términos generales, los paquetes de software de árboles de decisiones se vinculan con Excel para las etapas de cálculo. Solamente el software Decision Tree de Merak se vincula también directamente con el programa Peep de análisis económico, que es un paquete estándar de manejo de activos de la industria del petróleo y el gas.

Los árboles de decisiones pueden ser de ayuda para el análisis de varios tipos de decisiones en la industria petrolera. Entre los ejemplos se encuentra el decidir si reemplazar registros de herramientas operadas a cable por registros adquiridos durante la perforación, evaluar programas de inyección de agua, optimizar reacondicionamientos y escoger la mejor configuración de las partes superiores de las plataformas marinas.

APÉNDICE B

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN MONTE CARLO

Conceptos básicos de Estadística Descriptiva

Para facilitar la comprensión de los conceptos se presentan ejemplos de aplicación de los mismos con datos de un campo en particular.

Suponiendo que existen registros –ya sea en archivos o en una base de datos- de 40 pozos del campo Lovett, terminados en la formación Hancock. Para cada pozo, se cuenta con ciertos datos: ubicación, inicio de la perforación, elevación, estado mecánico del pozo, profundidad medida, profundidad a la cima y a la base de la formación, profundidad de los disparos, porosidad, saturación de agua y otros.

Incidentalmente, uno de los problemas que podemos enfrentar en la práctica es que estos datos pueden encontrarse almacenados en 2 o 3 bases de datos o en diferentes lugares. Por ejemplo, puede existir una base de datos petrofísicos, una base de datos de producción y una base de datos del yacimiento para el mismo campo. Peor aún, tienden a existir ciertas inconsistencias entre las diferentes fuentes. Es cuestión de la política de cada compañía designar a quien va a tener la responsabilidad de vigilar la base de datos. Existen varios problemas con respecto a donde comenzar a buscar datos históricos, a como validarlos y definir si los datos son adecuados y apropiados. Solamente conforme mas personas comiencen a confiar en las técnicas Monte Carlo para la toma de decisiones se podrá contar con los medios y motivaciones para resolver los problemas mencionados.

Suponiendo que se tiene acceso a todos los datos, se está considerando perforar en la formación Hancock en una nueva locación y se solicita toda la información disponible sobre la porosidad en la formación mencionada. Puede comenzarse con algo de estadística descriptiva.

Muestras y Poblaciones

Se han obtenido los 40 valores de porosidad solicitados. Cada porosidad por si misma representa algún tipo de *promedio* de las porosidades calculadas (a partir de datos de

registros eléctricos) para el intervalo registrado. Estos 40 números son una *muestra* de la *población*, que consiste en todas las posibles porosidades en la formación. Si se tiene suerte, estos 40 números son representativos de la población como un todo. Se *infieren* características de la población mayor basándose en las muestras.

Estadística Descriptiva

Haciendo a un lado por el momento la cuestión de que tan representativos son estos 40 números, se tiene la tarea de resumir los datos de tal forma que puedan ser presentados.

He aquí algunas opciones que pueden considerarse:

- Tabular las 40 porosidades en una columna con fondo amarillo y enviar el archivo por correo a los interesados
- Ordenar los números desde el menor hasta el mayor y calcular la diferencia entre estos extremos. Esta diferencia es el *rango* de los datos
- Calcular el *promedio aritmético* o *media* de los 40 valores: sumándolos y dividiendo el valor obtenido por 40
- Agrupar los datos dentro de 8 *clases* igualmente espaciadas variando desde el mínimo hasta el máximo
- Graficar los datos agrupados en un *histograma*
- Graficar la *función de distribución acumulativa* de los datos

Procedimientos como estos conforman la *estadística descriptiva*. Con la ayuda de un programa que cuente con hojas de cálculo, se introducen los datos, se ordenan de menor a mayor, se agrupan en categorías, y se construyen dos gráficas: histograma de frecuencia y función de distribución acumulativa. La **Tabla 1** muestra los datos originales en el orden en que se fueron obteniendo, junto con los datos ordenados permitiendo encontrar la mediana. En la **Tabla 2** se muestran los datos agrupados con las columnas de frecuencia y frecuencia acumulativa.

La terminología es clara. Una *clase* esta definida como un intervalo en una escala de números, tal como:

“mayor que 0.064 pero menor o igual a 0.086”

Los *límites de la clase* son los puntos límite del intervalo, 0.064 y 0.086. La *frecuencia* es el número de datos que caen dentro de la clase. Las *frecuencias acumulativas* son

asignadas a cada clase sumando la frecuencia de la primera clase a las subsecuentes frecuencias.

En la **Figura 1** se muestra el histograma correspondiente a los grupos de la **Tabla 2**. Las principales reglas de los histogramas son que 1) todas las clases deben tener la misma amplitud y 2) cada dato debe caer exactamente dentro de una sola clase. La **Figura 2** muestra la función de distribución acumulativa (CDF por sus siglas en inglés). La CDF, que juega un papel significativo en la simulación Monte Carlo, utiliza los límites de las clases para X y frecuencias acumulativas para Y.

Tabla 1. Porosidades sin ordenar y ordenadas

Porosidades de 40 pozos				Porosidades ordenadas			
0.161	0.161	0.134	0.109	0.065	0.121	0.154	0.183
0.112	0.197	0.154	0.183	0.077	0.131	0.16	0.183
0.149	0.196	0.196	0.145	0.082	0.134	0.161	0.194
0.169	0.149	0.111	0.065	0.086	0.134	0.161	0.196
0.110	0.082	0.134	0.160	0.096	0.145	0.168	0.196
0.207	0.103	0.169	0.208	0.103	0.146	0.169	0.197
0.146	0.168	0.153	0.194	0.109	0.149	0.169	0.207
0.131	0.086	0.096	0.183	0.11	0.149	0.176	0.208
0.121	0.230	0.176	0.077	0.111	0.149	0.177	0.21
0.179	0.210	0.177	0.149	0.112	0.153	0.179	0.23

Tabla 2. Datos agrupados

Clase	Frecuencia	Frecuencia Acumulativa	XY para la X de la CDF	Y
			0.064	0
> 0.064 hasta 0.086	4	4	0.086	4
> 0.086 hasta 0.108	2	6	0.108	6
> 0.108 hasta 0.130	5	11	0.130	11
> 0.130 hasta 0.152	8	19	0.152	19
> 0.152 hasta 0.174	8	27	0.174	27
> 0.174 hasta 0.196	6	33	0.196	33

> 0.196 hasta 0.218	6	39	0.218	39
> 0.218 hasta 0.240	1	40	0.240	40

De utilidad para la estadística descriptiva, se registran algunos puntos sobre los datos:

Valor mínimo = 0.065

Valor máximo = 0.230

Rango: $0.230 - 0.065 = 0.165$ (también puede decirse que el rango es de 0.065 a 0.230)

Mediana a partir de los datos sin ordenar = 0.1535

Moda de los datos agrupados = empatadas: clases 0.130 a 0.152 y 0.152 a 0.174 (ambas clases contienen 8 datos)

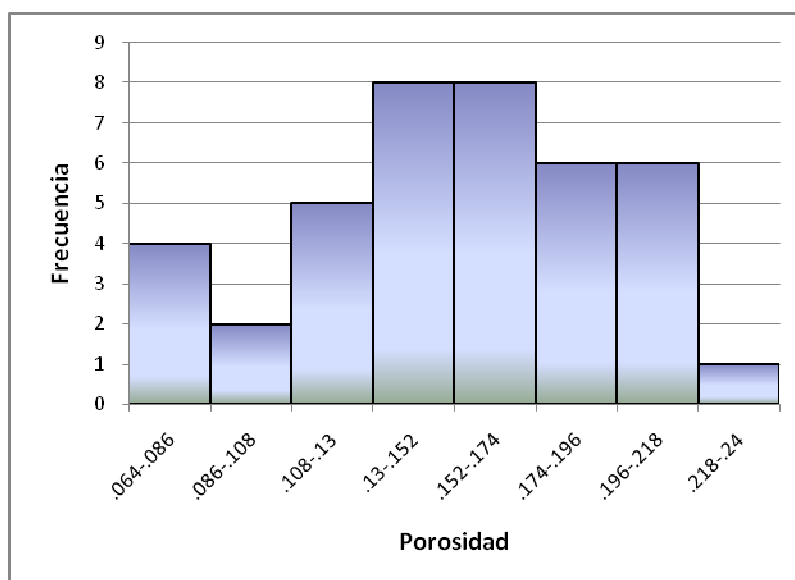


Figura 1. Histograma de datos agrupados

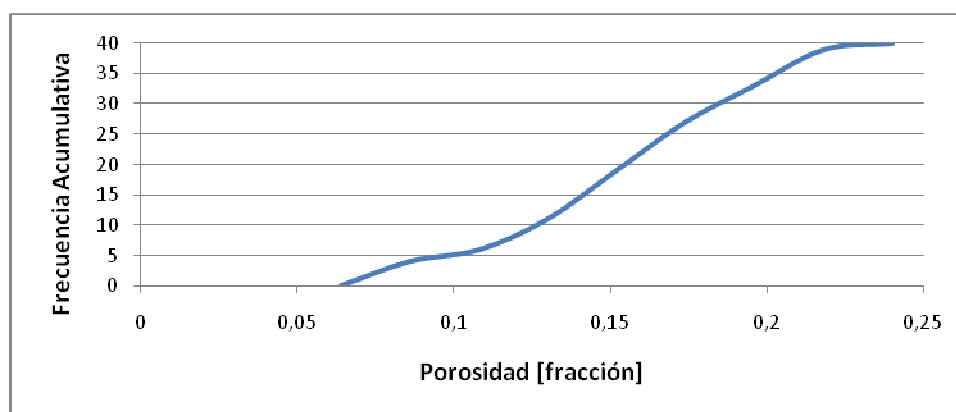


Figura 2. CDF para datos de porosidad agrupados

Funciones de Densidad de Probabilidad y Funciones de Distribución Acumulativas

Afortunadamente, la probabilidad y la estadística hacen uso de imágenes para ilustrar ideas. En las **Figuras 3a y 3b** se muestran cuatro distribuciones de probabilidad comunes. Cada una se presenta mediante dos tipos de gráficas. En la primer columna se encuentran las Funciones de Densidad de Probabilidad (PDF's). En la segunda columna, se observan las correspondientes Funciones de Distribución Acumulativa (CDF's). En cada caso, el eje de las X's se refiere a alguna variable aleatoria, mientras que el eje de las Y's se refiere a la probabilidad.

Otra distribución muy común es la distribución uniforme.

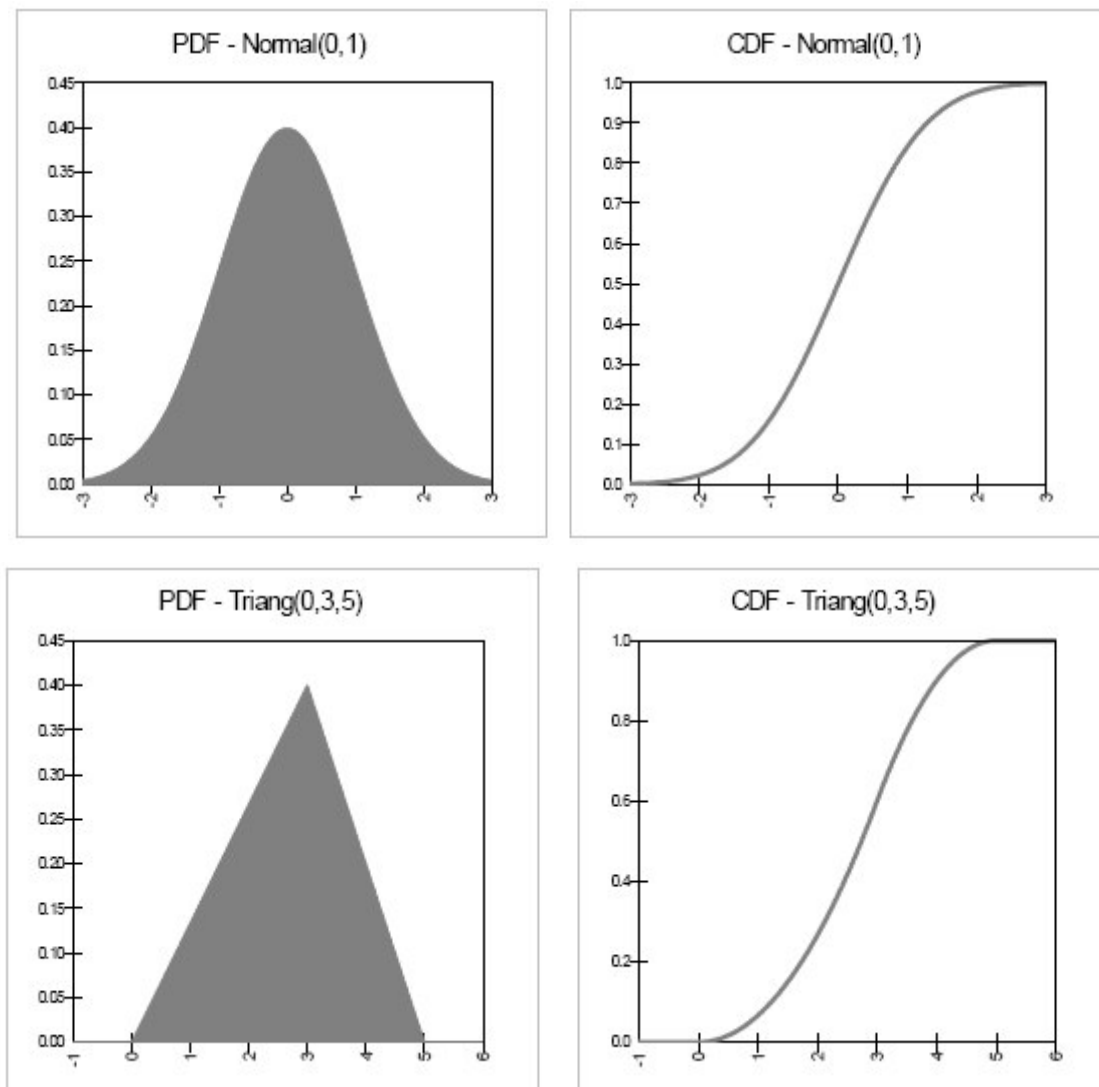


Figura 3a. Distribuciones comúnmente utilizadas

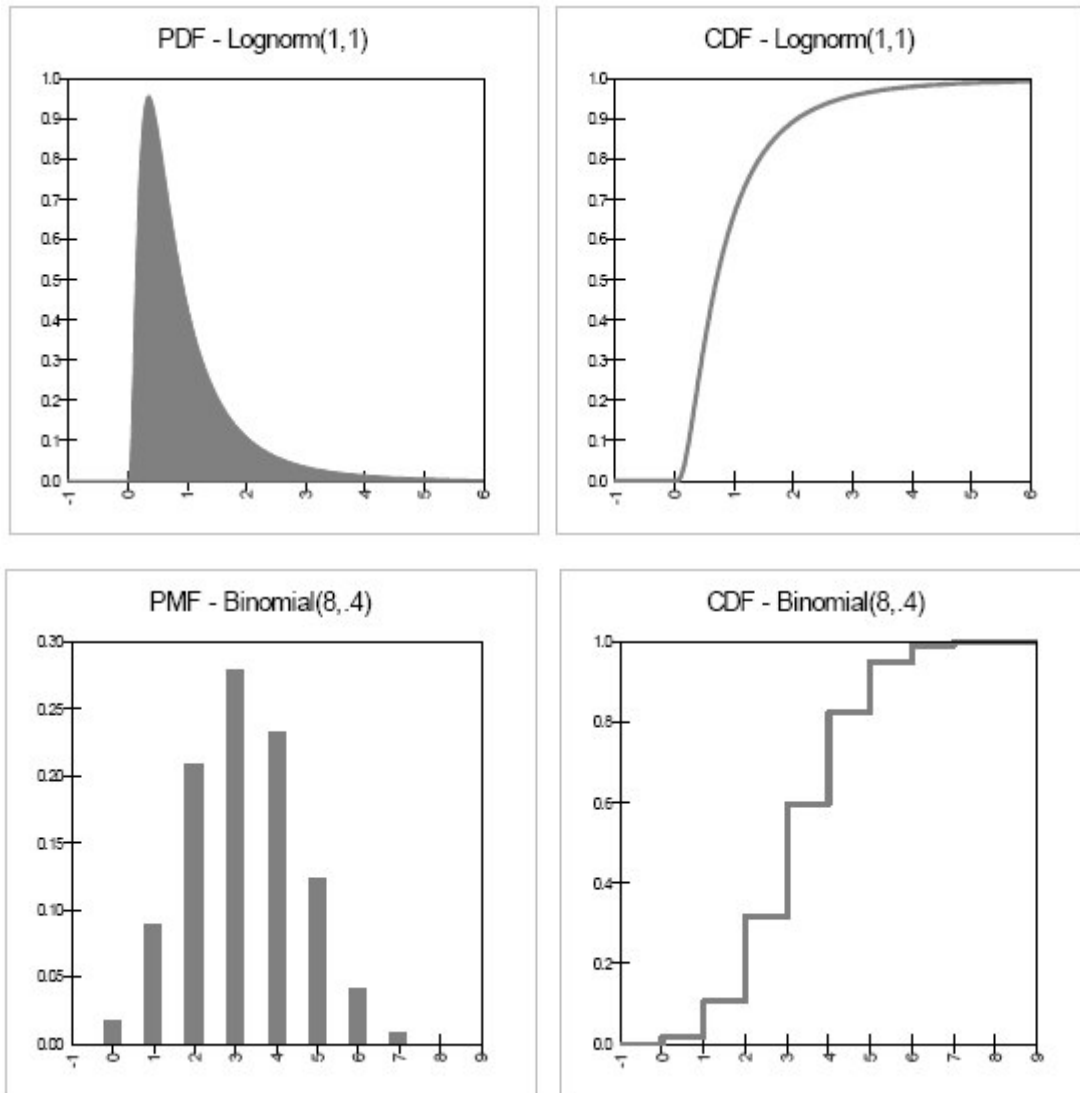


Figura 3b. Distribuciones comúnmente utilizadas (continuación)

Variables, Distribuciones, PDF's, CDF's, y mas lenguaje

¿Qué es una *variable aleatoria*? ¿Qué es una *distribución de probabilidad*? Para nuestros propósitos, una *variable aleatoria* es cualquier variable que tenga una PDF o una CDF definida para ésta. Generalmente se utilizan variables aleatorias para describir eventos futuros cuyos resultados son inciertos. Las variables aleatorias contabilizan o miden cosas que son de interés para nosotros. A veces usamos la frase *distribución de probabilidad* en relación con una variable aleatoria. Es aceptable hablar sobre una variable aleatoria distribuida normalmente o una variable aleatoria que tiene una

distribución de probabilidad normal. Se considera a X como la variable aleatoria con dos gráficas asociadas, una PDF y una CDF. La distribución de X puede referirse a cualquiera de estas gráficas. Estas gráficas nos dicen como es que los valores de X están distribuidos. En la simulación Monte Carlo, es mucho más común ver una CDF que una PDF. Cuando se construye un histograma a partir de datos de campo, sin embargo, se ésta aproximando una PDF. El histograma de la muestra puede sugerir un tipo de distribución, una forma de la PDF.

Interpretar una función de densidad de probabilidad puede parecer complicado al principio, pero pronto se vuelve muy natural y demuestra ser muy útil. La escala en el eje horizontal nos indica el rango de valores de la variable. La altura de la curva nos dice cual es la probabilidad de que los valores en el eje horizontal ocurran.

Existen solamente dos reglas para las PDF's

- 1) El área total bajo la PDF es 1.00
- 2) El área bajo la curva entre $X = a$ y $X = b$ es la probabilidad de que X caiga entre a y b

Estas PDF's son a las variables aleatorias lo que los histogramas son a los datos de la muestra. La correspondiente CDF para una PDF dada se obtiene mediante un proceso acumulativo, justo como la CDF fue definida para los histogramas.

Existen únicamente dos reglas que definen una CDF.

- 1) La curva de la CDF varía de 0.0 a 1.0 en la escala vertical y del mínimo al máximo valor en X . La curva es “monótonamente no decreciente” la cual es una forma elegante de decir que la gráfica puede tener segmentos a un mismo nivel, pero no puede decrecer
- 2) El valor en el eje de las Y's correspondiente a $X = a$ es la probabilidad de que X sea menor o igual que a (en otras palabras, que no sea mayor que a).

Las CDF's hacen más fácil encontrar el valor de la *mediana* para X : donde sea que la curva cruce la línea del percentil 50. Alrededor de la mitad de las personas que realizan este tipo de gráficas las trazan en orden inverso con respecto a la **Figura 2**, en términos de probabilidad de ocurrencia decreciente. La **Figura 4** muestra ésta orientación. La interpretación del punto ($X = a$, $\text{prob} = b$) es que la probabilidad de que X sea mayor que (en vez de que sea menor o igual que) a es b .

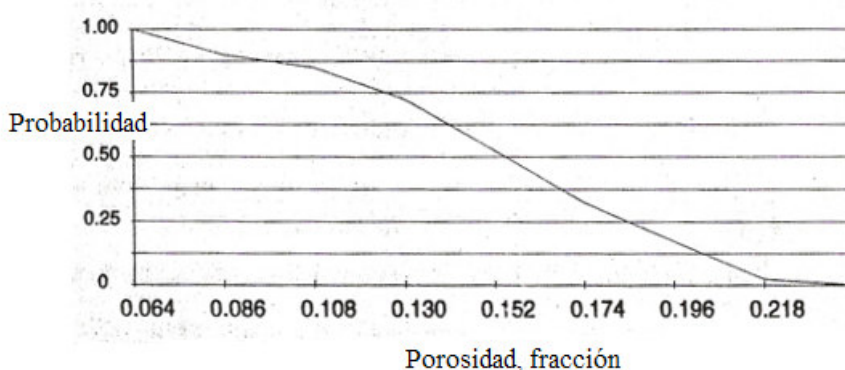


Figura 4. Otra forma de presentar la CDF

Existe una relación matemática simple entre la PDF y la CDF. Si $f(x)$ es la función que describe la curva de PDF, entonces la integral (es decir, la antiderivada) de $f(x)$ es la función que describe la CDF. En otras palabras, la CDF es el área bajo la curva de PDF. Es fácil de apreciar que una distribución uniforme, la cual es la gráfica de la función constante $Y = c$, tiene una integral que es la gráfica de la función $Y = cX + c'$ (una línea). La relación entre otras PDF's y sus CDF's no es tan obvia. Se debe ser capaz de apreciar, sin embargo, que las porciones con mayor pendiente en cualquier CDF corresponden a los rangos en X con altas probabilidades en la PDF.

Las distribuciones –en forma de histogramas, PDF's, y CDF's- juegan un importante papel en el análisis de riesgo. Muchas de las variables de entrada en nuestros modelos pueden ser representadas mediante distribuciones. El análisis de riesgo es aplicable cuando se tiene cierto grado de incertidumbre con respecto a los valores de algunos parámetros en los modelos, dichos parámetros pueden ser el área, el espesor de la zona productora, factor de recuperación, número de pozos secos que se perforarán antes del primer descubrimiento comercial, el potencial inicial y el ritmo de declinación de un pozo que está por perforarse, etc. Las distribuciones nos ayudan a cuantificar estas incertidumbres. Además, cuando se realiza un procedimiento de análisis de riesgo, los resultados son mejor descritos en términos de distribuciones. ¿Cuál es el rango del VPN para este prospecto? ¿Qué tan probable es que se complete el proyecto en 15 años? Preguntas como estas requieren del uso de distribuciones. Se necesita familiarizarse con una variedad de distribuciones de tal forma que podamos emitir buenos juicios con

respecto al tipo de distribución a usar y como estimar la forma exacta de la distribución de un determinado tipo.

La calidad de una simulación Monte Carlo depende de dos cosas. Primero, ¿Cuales son las variables subyacentes involucradas? Segundo, las distribuciones de entrada deben representar a los parámetros que se están modelando. ¿El espesor de la zona productora está distribuido bajo una función lognormal o está normalmente distribuido? Seleccionar la distribución correcta no es sencillo, se debe seleccionar aquella que se ajuste mejor a la información con que se cuente.

Modelos Discretos vs. Continuos: Contar vs. Medir

Existen dos tipos de distribuciones: un tipo representa a las variables aleatorias *discretas*, el otro tipo representa a las variables aleatorias *continuas*. Aunque de manera muy simplista, podemos visualizar a las variables *discretas* como aquellas que se **cuentan** y las variables *continuas* como aquellas que se **miden** . Una variable discreta puede tomar valores como 0,1,2,3..., mientras que una variable continua puede tomar cualquier valor dentro de un intervalo en los números reales, por ejemplo, cualquier número entre 20.0 y 30.0 Las 40 porosidades en la **Tabla 1** representan una muestra de una distribución continua. La porosidad probable puede ser cualquier valor entre 0.065 y 0.230 (6.5% y 23%), incluso aunque esté limitado a valores con 3 decimales.

Ejemplos de variables discretas:

- Número de unidades arenosas que atraviesa un pozo
- Densidad de las fracturas naturales (número de fracturas por pie)
- Número de pozos necesarios para explotar un yacimiento
- Número de años que pasarán antes de que la producción comience
- Número de pozos comerciales
- Número de pozos secos

Ejemplos de variables continuas:

- Potencial inicial de un pozo productor de gas o de aceite
- Ritmo de declinación inicial de un pozo productor
- Precio del gas o del aceite
- Costo anual de mantenimiento
- Porosidad, extensión areal, espesor de la zona productora, saturación de agua

- Reservas
- VPN

Así, si contamos el número de veces que cae cierto lado de una moneda al lanzarla al aire, entonces existen solamente tres diferentes posibilidades: 0, 1 y 2. Podemos elaborar un histograma para esta variable aleatoria con columnas o rectángulos **centrados** en estos tres valores. La altura de las columnas nos ofrece una forma de comparar la probabilidad de cada posibilidad. En contraste, 40 mediciones de porosidad fueron **agrupadas** en **clases** igualmente espaciadas y después presentadas en un histograma cuyos rectángulos representan dichas clases.

Es importante hacer notar que algunas veces los ejes verticales representan la frecuencia (es decir, el número de elementos de la muestra que caen dentro de cada clase), mientras que otras veces, se *normalizan* estas frecuencias dividiendo cada una por el tamaño total de la muestra. El resultado es un histograma de frecuencia relativa, en el cual la escala vertical ahora indica un estimado para la probabilidad.

Mediana, Moda, y Media –Medidas de Tendencia Central

Cualquier distribución o muestra de datos, ya sean discretos o continuos, pueden ser descritas en algún grado determinando algunas medidas de tendencia central, y algunas mediciones de dispersión.

Las mediciones comunes de *tendencia central* son la *media*, la *mediana*, y la *moda*. Las tres son útiles en determinado momento, y a menudo provee de información él especificar dos o tres de estas mediciones. Las definiciones son claras para variables discretas y para muestras como los 40 valores de porosidad. Suponiendo que la variable X toma los valores x_1, x_2, x_3, x_4, x_5 con frecuencias (probabilidades) p_1, p_2, p_3, p_4, p_5 . La *media* (o *promedio aritmético*) esta dado por:

$$\text{Media}(X) = \sum_1^5 p_i * x_i$$

En el caso de datos muestreados, la media es simplemente la suma de todos los valores de la muestra dividido por el número de valores en la muestra. Esto es equivalente a

asumir que todos los puntos de la muestra tienen la misma probabilidad ($1/N$) de ocurrencia. Para las 40 porosidades, la media está dada por:

$$\text{Media} = \frac{1}{40} \sum_{i=1}^{40} x_i = 0.151$$

La *mediana* de X es el valor correspondiente al 50% de la probabilidad acumulativa. Para datos muestreados, la mediana puede obtenerse ordenando los datos de menor a mayor y seleccionando el valor medio. Por convención se usa el promedio aritmético de los dos puntos medios para un número de puntos par.

La *moda* de X es el valor particular de x_i para el cual p_i es el mayor, el valor de X donde el histograma es más alto. Por lo tanto puede haber empates para la moda, si dos o más clases contienen el mismo número de datos. Por convención, si ninguna clase contiene dos o más datos, no hay moda.

Ejemplos. Se presentan a continuación varios conjuntos de datos de muestras con sus respectivas medias, modas, y medianas.

Conjunto	Datos	Media	Mediana	Moda
1	10, 20, 30, 40, 50	30	30	No hay
2	10, 20, 30, 40, 50, 50	33.3	35	50
3	1, 30, 100, 7, 3, 3, 3	21.0	3	3
4	1, 1, 2, 3, 3	2	2	Empatadas: 1 y 3
5	2, 2, 40, 4000	1011	21	2

El primer y el cuarto conjunto son *simétricos*. Una vez que hemos calculado el valor de la media, el número de puntos a la derecha y a la izquierda de esa media serán iguales. En este caso la media y la mediana son idénticas. En muchas aplicaciones, cuando se tiene una distribución simétrica, la moda también coincide con este valor en común, pero no es forzoso que sea así, como puede observarse en el cuarto conjunto de datos. Cabe resaltar que cuando los datos consisten en valores de magnitud similar, las tres medidas de tendencia central son muy parecidas. En el quinto conjunto, sin embargo, las tres medidas pueden representar muy diferentes cosas sobre los datos.

Para variables *continuas* la *moda* es simple: es el valor de X correspondiente el punto más alto en la función de densidad de probabilidad. La *mediana* es más fácil de apreciar a partir de la CDF: el valor de X correspondiente al percentil 50 en el eje vertical. La *media* es más complicada. La definición oficial utiliza una integral:

$$\text{Media}(X) = \int xp(x)dx$$

Donde la integral se toma sobre el rango de X.

Revisando las cuatro distribuciones de la **Figura 3** para la normal, la triangular y la binomial, la moda, la mediana y la media son idénticas. Mientras que, aunque no se puede apreciar a primera vista, la distribución lognormal tiene la propiedad de que la moda < mediana < media.

Rango, Varianza, y Desviación Estándar – medidas de Dispersión

La medida de dispersión más simple es el *rango* de una distribución, definido como la diferencia entre su mínimo y su máximo valor. De tal forma que el *rango* de la distribución de la muestra para las porosidades de la formación Hancock es $0.230 - 0.065 = 0.165$

La *varianza* y la *desviación estándar* son usadas para medir y describir la dispersión de los datos o de la variable aleatoria. ¿Están los valores agrupados entre sí o dispersos? De nuevo, estos conceptos son fáciles de definir para variables discretas. Suponiendo que x_1, x_2, x_3, x_4, x_5 son los valores de X con sus correspondientes frecuencias (probabilidades) p_1, p_2, p_3, p_4, p_5 ; donde m es la media. La *varianza*, s^2 , y su raíz cuadrada, s , la *desviación estándar*, de X están dadas por:

$$\text{Varianza}(X) = s^2 = \sum_1^5 p_i * (x_i - m)^2$$

Para distribuciones *continuas* la *varianza* es una integral tomada sobre el rango de X: se usa aquí diferente notación, μ para la media y σ para la desviación estándar.

$$\text{Varianza}(X) = \sigma^2 = \int (x - \mu)^2 p(x) dx$$

La siguiente tabulación ilustra como se calcula la varianza y la desviación estándar para las 40 porosidades.

X	$(x - \mu)^2$
0.161	0.0001
0.112	0.001521
0.149	0.000004
0.169	0.000324
0.11	0.001681
0.207	0.003136
0.146	0.000025
0.131	0.0004
.....
Totales	6.04 0.06519

La media $m = 6.04/40 = 0.151$. La varianza $s^2 = 0.06519/40 = 0.00163$, por lo que $s = \sqrt{0.00163} = 0.04$

Nota: Estrictamente hablando, la varianza y la desviación estándar calculadas a partir de datos muestreados arroja un **estimado** de la varianza y la desviación estándar de la población total. Aunque se utilizarán las fórmulas mencionadas arriba para nuestros cálculos, los estadísticos utilizan una fórmula ligeramente diferente: ellos dividen por (N-1) en lugar de N para obtener la varianza. Puede apreciarse que la fórmula con N-1 es una mejor estimación para la varianza de la población. Para fines prácticos, los resultados usualmente son casi iguales al menos cuando se trabaja con muestras grandes. De hecho, los estadísticos reservan el símbolo σ para la desviación estándar de la población y a menudo utilizan el símbolo s para la desviación estándar de la muestra. Para complicar las cosas aún mas, en Excel, existen dos funciones para la varianza y dos para la desviación estándar. Por ejemplo, STDEV divide por N-1, pero STDEVP divide

por N. Además, cuando se llama a la función de estadística descriptiva en una muestra, la fórmula usa (N-1).

Ocasionalmente, Excel cuenta con una Herramienta de Análisis adicional llamada Estadística Descriptiva. Si se especifican los 40 valores de la porosidad, después de dar clic en esta herramienta, aparece en una porción en blanco de la hoja la siguiente tabla:

Media	0,151
Error típico	0,0064644
Mediana	0,1535
Moda	0,149
Desviación estándar	0,040884453
Varianza de la muestra	0,001671538
Curtosis	-0,64368938
Coefficiente de asimetría	-0,266410522
Rango	0,165
Mínimo	0,065
Máximo	0,23
Suma	6,04
Cuenta	40

Intervalos de Confianza e Intervalos de Probabilidad

Cuando se ilustra una variable aleatoria con su CDF, se identifica un intervalo simétrico en el eje X determinado por los valores de 5% y 95% de probabilidad. Estrictamente hablando a esto se le llama un intervalo de probabilidad del 90%, pero a menudo es referido en la industria petrolera como el intervalo de confianza del 90%. [Los intervalos de confianza son usados en las pruebas de hipótesis estadísticas]. Se usa este rango de valores de X para representar un conjunto de posibles valores muy probables que pueden presentarse en X. Así es que podemos tener una razonable certeza en que una selección aleatoria de un valor de X caería dentro de éste rango.

Comparemos los intervalos de confianza del 90% para tres distribuciones, la normal, la triangular, y la uniforme, cada una con un rango total de 70 a 130. En el caso de la normal, el rango de 70 a 130 representa tres desviaciones estándar a partir de su media de 100.

BIBLIOGRAFÍA

Acha Virginia & Finch John. “Phats to Deepwater in the International Petroleum Industry”. Presentado en la DRUID Summer Conference 2003.

Shaughnessy John, Daugherty William, Graff Rick & Durkee Todd. “More Ultradeepwater Drilling Problems”. SPE/IADC 105792. 2007.

Harris O. & Osisanya O. “Evaluation of Equivalent Circulating Density of Drilling Fluids Under High-Pressure/High Temperature Conditions”. SPE 97018. 2005.

Santos Helio. “Differentially Stuck Pipe: Early Diagnostic and Solution”. IADC/SPE 59127. 2000.

Goud M. C. & Joseph Givi. “Drilling Additives and Engineering to Improve Formation Integrity”. SPE/IADC 104002. 2006.

Reid P. and Santos H. “Ultralow Invasion Drilling Fluids: A Practical Route to Reduce Wellbore Instability, Reduce Mud Losses, Wellbore Strengthening, and Improved Well Productivity”. SPE/IADC 101329. 2006

Fossil Borre & Sangesland Sigbjorn. “Managed Pressure Drilling for Subsea Applications; Well Control Challenges in Deep Waters”. SPE/IADC 91633. 2004.

Choe Jonggeun, Schubert Jerome & Hans C. “Analyses and Procedures for Kick Detection in Subsea Mudlift Drilling”. SPE/IADC 87114. 2004.

Eggemeyer J. C., Brainad R. R. & Peterman C. P. “SubSea MudLift Drilling: Design and Implementation of a Dual Gradient Drilling System”. SPE 71359. 2001.

Smith K. L., Gault A. D. & Weddle C. E. “SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry”. SPE 71357. 2001.

Smith John Rogers and Stanislawek Mikolaj. “Dual – Density Drilling Systems Reduce Deepwater Drilling Costs: Part I – Cocepts and Riser Gas Lift Method”. Gas TIPS, Summer 2005, pp. 11-14

Forrest Neil, Bailey Tom & Hannegan Don. “Subsea Equipment for Deep Water Drilling Using Dual Gradient Mud System”. SPE/IADC 67707. 2001

Santos Helio, Leuchtenberg Christian & Shayegi Sara. “Micro-Flux Control: The Next Generation in Drilling Process”. SPE 81183. 2003.

Santos Helio, Catak Erdem, Kinder Joe & Sonnemann Paul. “Kick Detection and Control in Oil-Based Mud: Real Well-Test Results Using Microflux Control Equipment”. SPE/IADC 105454. 2007.

Torsvoll A., Horsrud P. and Reimers N. “Continuous Circulation During Drilling Utilizing a Drillstring Integrated Valve – The Continuous Circulation Valve”. IADC/SPE 98947. 2006.

Tollefsen E., Goobie R. B., Noeth S., Sayers C., den Boer L., Hooyman P., Akinniranye G., Cooke J., Thomas R. and Carter E. “Optimize Drilling and Reduce Casing Strings Using Remote Real-Time Well Hydraulic Monitoring”. SPE 103936. 2006.

Coopersmith Ellen, Dean Graham, McVean Jason, Storaune Erling. “La Toma de Decisiones en la Industria del Petróleo y el Gas”. Oilfield Review. Primavera de 2001. pp. 2-9.

Hariharan P. R., Judge R. A. and Nguyen D. M. “The Use of Probabilistic Analysis for Estimating Drilling Time and Costs While Evaluating Economic Benefits of New Technologies”. IADC/SPE 98695. 2006.

Murtha J. A. “Monte Carlo Simulation: Its Status and Future”. SPE 37932. 1997.

Murtha, James A. “Decisions Involving Uncertainty: An @Risk Tutorial for the Petroleum industry”. Palisade Corporation. 2002.

Pemex Exploración y Producción, Manual de Procedimientos, Segunda Versión. 2002:

Procedimiento para control de brotes, Clave: 223-21100-PO-411-010

Procedimiento para despegar tuberías, Clave: 223-21100-PO-411-008

Procedimiento para controlar pérdidas de circulación, Clave: 223-21100-OP-211-0285

Unidad de perforación y Mantenimiento de Pozos. “Un Siglo de la Perforación en México”. Pemex Exploración y Producción, 2000.