



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN:
CONCEPTUALIZACIÓN Y DISEÑO DE UN
SIMULADOR DE PERFORACIÓN”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R O P E T R O L E R O
P R E S E N T A
SAÚL EDUARDO ESPINOSA GARCÍA



DIRECTOR DE TESIS
ING. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS

CIUDAD UNIVERSITARIA

2011



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1210

SR. SAÚL EDUARDO ESPINOSA GARCÍA
Presente

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

**OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN: CONCEPTUALIZACIÓN Y DISEÑO DE UN SIMULADOR
DE PERFORACIÓN**

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	CONCEPTOS GENERALES
II	FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN
III	MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN
IV	DESARROLLO DEL ALGORITMO PARA EL PROGRAMA DE CÓMPUTO
V	APLICACIÓN PRÁCTICA DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN
VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 23 de Noviembre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

A mi madre, Idalia, por su esfuerzo, dedicación, amor y su apoyo. Sin ella no estaría culminando esta etapa. Gracias

A Rubén, por su gran esfuerzo para brindarme una carrera.

A mis hermanas Vania y Lorena por su apoyo y cariño.

A Tania cuyo amor y apoyo me animan a seguir.

A mi abuela Rosario Martínez Acevedo (q.e.p.d)

A toda mi familia, que es el baluarte fundamental de mi vida.

Quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México, a mi escuela la Facultad de Ingeniería por brindarme las armas y conocimientos con los cuales podré crear una trayectoria como hombre de bien.

Agradezco al Ing. Alejandro Cortés Cortés por todo el apoyo brindado durante mis años de estudiante, por transmitirme conocimientos, pero sobre todo por fortalecer en mí un sentimiento crítico y analítico.

A todos los profesores de la carrera, por dedicar su tiempo a la impartición de conocimientos y a la formación de las generaciones futuras.

A todos mis amigos en especial a Dalia y Maribel por hacer más llevaderas las horas de estudio y por brindarme su amistad incondicional y su apoyo en todo momento.

RESUMEN

Uno de los aspectos más importantes de la perforación de pozos petroleros es el costo de las operaciones mismas, dado que, a mayor costo menor será la posibilidad de obtener una ganancia que justifique las operaciones mismas.

Es por esto, que a mediados de los años 50's comienzan a surgir una serie de técnicas y tendencias encaminadas a la predicción de tiempos con el fin de anticipar los costos que tendrían las operaciones de perforación, dando lugar a una nueva materia en el área de perforación de pozos: la optimización de la perforación.

El objetivo de este trabajo es presentar la conceptualización y un algoritmo para el desarrollo de un simulador de perforación; el cual, teniendo como datos de entrada el récord de perforación de un pozo de correlación, nos arrojaría como salida la predicción de la velocidad de penetración para el pozo a perforar. Pudiendo de esta manera, seleccionar los parámetros operativos y condiciones que den como resultado un menor costo, optimizando la operación.

Antes de presentar el algoritmo, es necesario comprender el efecto que tienen todos los parámetros operativos en la velocidad de penetración; es por eso, que se realizó un análisis del efecto de los distintos parámetros en la velocidad de penetración para poder entender las relaciones y tener un respaldo al tomar decisiones durante la optimización de las operaciones.

Posteriormente se describieron de algunos modelos matemáticos utilizados para predecir la velocidad de penetración, que es uno de los parámetros más importantes dentro del cálculo de tiempos y costos de las operaciones de perforación. Para finalmente, realizar una aplicación práctica del algoritmo, optimizando las operaciones para un pozo perforado en la Región Norte de Petróleos Mexicanos en el área de Veracruz.

ÍNDICE

	Pág.
Resumen	i
Índice	ii
Lista de Figuras	v
Lista de Tablas	vii
Lista de Gráficas	viii
Introducción	xi
Capítulo I Conceptos Generales	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Desarrollo de la perforación.....	2
1.3 Optimización y optimación.....	5
1.4 Optimización de la perforación.....	6
1.5 Simulación en Ingeniería.....	8
1.6 Aplicación de la simulación en la perforación de pozos petroleros.....	9
Capítulo II Factores que afectan la velocidad de penetración	11
2.1 Clasificación de factores.....	11
2.2 Variables Inalterables.....	13
2.2.1 Entorno.....	13
2.2.1.1 Clima.....	13
2.2.1.2 Localización.....	13
2.2.1.3 Disponibilidad de agua.....	14
2.2.1.4 Profundidad.....	14
2.2.2 Personal.....	15
2.2.2.1 Capacidad.....	15
2.2.2.2 Eficiencia.....	15
2.2.2.3 Entrenamiento.....	16
2.2.2.4 Motivación.....	16
2.2.2.5 Relación empresa-trabajador.....	16
2.2.3 Equipo de perforación.....	17
2.2.3.1 Condiciones.....	18
2.2.3.2 Capacidad y potencia.....	19
2.2.3.3 Flexibilidad y grado de automatización.....	19
2.2.4 Características de la formación.....	20
2.2.4.1 Esfuerzos de la roca.....	20
2.2.4.2 Elasticidad.....	29
2.2.4.3 Tendencia al embolamiento.....	32
2.2.4.4 Permeabilidad.....	33

2.2.4.5 Contenido de fluidos / Presión de formación.....	34
2.2.4.6 Porosidad.....	36
2.2.4.7 Temperatura.....	36
2.3 Variables Alterables.....	37
2.3.1 Propiedades del lodo de perforación.....	37
2.3.1.1 Tipo de lodo.....	38
2.3.1.2 Densidad.....	40
2.3.1.3 Viscosidad.....	43
2.3.1.4 Pérdida de filtrado.....	44
2.3.1.5 Contenido de sólidos.....	46
2.3.1.6 Contenido de aceite.....	47
2.3.2 Hidráulica.....	48
2.3.2.1 Presión en las bombas.....	48
2.3.2.2 Gasto de fluido.....	49
2.3.2.3 Potencia hidráulica.....	50
2.3.2.4 Fuerza de impacto hidráulico.....	52
2.3.2.5 Velocidad en el espacio anular.....	53
2.3.3 Factores mecánicos.....	54
2.3.3.1 Peso sobre barrena.....	54
2.3.3.2 Velocidad de rotación.....	56
2.3.4 Barrena.....	59
2.3.4.1 Tipo de barrena.....	59
2.3.4.2 Desgaste de la barrena.....	61
Capítulo III Modelos de predicción de la velocidad de penetración	62
3.1 Teoría de limpieza perfecta (Modelo de Maurer)	63
3.2 Modelo de Warren (limpieza perfecta)	67
3.3 Modelo de Warren Modificado (limpieza imperfecta).....	69
3.4 Modelo de Hareland para barrena tricónicas.....	72
3.5 Modelo de Hareland para barrenas de arrastre.....	74
Capítulo IV Desarrollo del algoritmo para el programa de cómputo	79
4.1 Registro Geológico de Perforación (Geology Drilling Log).....	80
4.2 Estructura y generación de un GDL.....	81
4.3 Algoritmo para la obtención del costo mínimo de perforación.....	83
4.3.1 Determinación del perfil litológico.....	83
4.3.2 Determinación del UCS de la roca.....	87
4.3.3 Cálculo de coeficientes a, b y c y cálculo de la velocidad de penetración.....	88
4.3.4 Empalme entre la velocidad real y velocidad calculada.....	89
4.3.5 Determinación del costo de la perforación.....	90
Capítulo V Aplicación práctica del algoritmo de optimización	91
5.1 Perfil litológico.....	92

5.2 Cálculo del UCS de la roca.....	94
5.3 Obtención de los parámetros a, b y c.....	96
5.4 Cálculo de la velocidad de penetración.....	100
5.5 Cálculo de la velocidad de empalme.....	102
5.6 Optimización de la etapa.....	105
Capítulo VI Conclusiones y Recomendaciones	109
Bibliografía	112

LISTA DE FIGURAS

	Pag.	
Figura 1	Elementos de la optimación	5
Figura 2	Ciclo de la optimización de la perforación	8
Figura 3	Representación de los esfuerzos compresivo, tensión y de corte	21
Figura 4	Principales esfuerzos actuando en un punto	22
Figura 5	Ejemplo de gráfica Presion vs Volumen/Tiempo para una operación de fracturamiento hidráulico	26
Figura 6	Ejemplo de gráfica deformación vs esfuerzo para un mudstone de la región este de China	27
Figura 7	Presión de confinamiento	30
Figura 8	Cráteres formados por el impacto de un diente de barrena en formaciones permeables	30
Figura 9a	Efecto de la presión diferencial (presión de confinamiento) en la velocidad de penetración para un pozo A	31
Figura 9b	Efecto de la presión de confinamiento en la velocidad de penetración en cuarcita dura, para una barrena de 1¼” y 50 rpm.	31
Figura 10	Barrenas emboladas (a) Tricónica (b) PDC	32
Figura 11	Elemento de formación debajo de la barrena	34
Figura 12	Efecto de una presión de formación mayor que la presión generada por la columna de lodo	35
Figura 13	Relación entre la velocidad de perforación y la velocidad del sonido en una roca	36
Figura 14	Relación entre la velocidad de perforación y la velocidad del sonido en una roca	39
Figura 15	Efecto del tipo de lodo en la velocidad de penetración para una arcilla Mancos	39
Figura 16	Efecto de retención (chip hold down)	41
Figura 17	Efecto de la presión generada por la columna de lodo en la velocidad de penetración	41
Figura 18	Velocidad de penetración obtenida con agua y aire	42
Figura 19	Efecto de la densidad del fluido en la velocidad de penetración al perforar la formación Aghajari	42
Figura 20	Velocidad de perforación vs viscosidad cinemática a un gasto de 3.5 gpm	44
Figura 21	Efecto de la pérdida de filtrado en la velocidad de penetración para arena Berea, Bandera y lutita Leuders	45

Figura 22	Efecto del contenido de sólidos en la velocidad de penetración	46
Figura 23	Efecto de la concentración de aceite en la velocidad de penetración	47
Figura 24	Efecto de la presión de la bomba en la velocidad de penetración utilizando el modelo de Warren	48
Figura 25	Efecto del fluido de perforación y la hidráulica en la velocidad de penetración	50
Figura 26	Efecto de la potencia hidráulica en la velocidad de penetración para barrenas de 8 ¾" a distintas profundidades	51
Figura 27	Ola de presión de impacto y flujo cruzado	53
Figura 28	Relación entre la velocidad en el espacio anular y la velocidad de penetración	54
Figura 29	Efecto de la hidráulica en el comportamiento de la velocidad de penetración	55
Figura 30	Efecto del peso sobre barrena en la velocidad de penetración para distintos tipos de rocas	57
Figura 31	Efecto de la velocidad de rotación en la velocidad de penetración para distintas profundidades	58
Figura 32	Clasificación de barrenas	59
Figura 33	Comparativa entre el desempeño de barrenas	61
Figura 34	Área de contacto bajo y frente a un cortador para barrena de diamante	74
Figura 35	Área de contacto bajo y frente a un cortador para barrena PDC	75
Figura 36	Concepto de radio equivalente	76
Figura 37	Orientación de un cortador utilizando los ángulos side rake y back rake	78
Figura 38	Adquisición de datos para obtener un GDL	82
Figura 39	Algoritmo utilizado para obtener el costo de perforación óptimo	84
Figura 40	Algoritmo utilizado para obtener el costo de perforación	85
Figura 41	Forma de obtención de parámetros a, b y c	89
Figura 42	Ubicación del Pozo 1	91

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1 Costo de un pozo vs. Profundidad y tiempo	15
Gráfica 2 Registro de densidad vs profundidad y cálculo de gradiente y esfuerzo de sobrecarga	23
Gráfica 3 Comparación entre datos UCS de laboratorio y obtenidos por correlaciones empíricas	29
Gráfica 4 Registro de rayos gamma, volumen de arcillas y perfil litológico del pozo	94
Gráfica 5 Comparación entre el UCS obtenido de laboratorio y el UCS obtenido con la correlación	96
Gráfica 6 UCS obtenido con modelo de Warren y UCS de laboratorio	97
Gráfica 7 Puntos y líneas de tendencia para cada valor de b entre 0.1 y 1	98
Gráfica 8 Error promedio para cada valor de b	99
Gráfica 9 Puntos generados con el refinamiento junto con sus líneas de tendencia	100
Gráfica 10 Comparación entre la velocidad de penetración real y la obtenida con el Modelo de Warren de limpieza perfecta	101
Gráfica 11 Comparación entre la velocidad de penetración real y la obtenida con el Modelo de Hareland para barrenas de arrastre PDC	102
Gráfica 12 Valores de velocidad de penetración normalizados vs. reales para la barrena tricónica de 12 ¼”.	104
Gráfica 13 Valores de velocidad de penetración normalizados vs. reales para la barrena PDC de 8 ½”	105
Gráfica 14 Costo por metro para las corridas de optimización de la barrena 12.25”.	107
Gráfica 15 Costo por metro para las corridas de optimización de la barrena 8.5”.	108

LISTA DE TABLAS

	Pág.	
Tabla 1	Desarrollo de la perforación rotatoria	3
Tabla 2	Variables que afectan la velocidad de penetración	12
Tabla 3	Criterios para la selección de equipo de perforación	18
Tabla 4	Clasificación de las rocas de acuerdo a su dureza	20
Tabla 5	Correlaciones empíricas para calcular UCS	28
Tabla 6	Minerales arcillosos con tendencia al embolamiento (ordenados de mayor a menor)	33
Tabla 7	Comparativa entre tipos de barrenas	60
Tabla 8	Constantes dependientes de la litología para la función del efecto de retención	73
Tabla 9	Parámetros básicos a incluir en un GDL	80
Tabla 10	Valores de los parámetros utilizados para calcular a, b y c	98
Tabla 11	Ecuaciones de las líneas de tendencia y valores de las constantes a, b y c	99
Tabla 12	Valores de a, b y c seleccionados	100
Tabla 13	Constantes de empalme obtenidas para las etapas de estudio	103
Tabla 14	Consideraciones tomadas en cuenta para realizar la optimización	106
Tabla 15	Parámetros para las corridas de optimización de 12.25 pg.	106
Tabla 16	Parámetros para las corridas de optimización de 8.5 pg.	108

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la tecnología en el pasado siglo llevó a un incremento desmedido del consumo mundial de energía. El petróleo, como principal fuente de energía alrededor del mundo, se convirtió entonces en un recurso estratégico, y valioso en el ámbito económico-político a nivel mundial.

Es por eso, que las compañías de exploración y explotación de petróleo a nivel mundial (E&P por sus siglas en inglés) han explorado tanto la tierra como en el mar en busca de yacimientos petroleros que ayuden a aumentar las reservas para asegurar un abasto del energético en los años venideros.

La búsqueda del petróleo ha llevado a la industria a enfrentarse a ambientes de perforación cada vez más complejos y difíciles. Tales son el desarrollo de campos a altas profundidades donde se presentan condiciones extremas tanto de temperatura y presión o bien, en locaciones costafuera con tirantes de agua cada vez mayores, donde se tienen condiciones de temperaturas bajas en el fondo del mar, las cuales propician la aparición de hidratos de metano y ventanas operacionales muy cerradas.

Sin embargo, la industria ha ido encontrando soluciones a las diversas problemáticas encontradas en la búsqueda del *“petróleo difícil”*; sin embargo, dichas soluciones no son económicas. De lo anterior la palabra **ahorro** se ha convertido en un término vital en este tipo de operaciones.

Atrás en los años 50's comenzó a surgir el término de optimización de la perforación, siendo esta definida como el conjunto de procedimientos a través de los cuales se logra una disminución en el costo de las operaciones de perforación de pozos petroleros. Éstas técnicas estaban enfocadas en un principio a describir el efecto de diversos parámetros operacionales en la velocidad de penetración para después buscar una forma de modificarlos para obtener una velocidad de penetración más alta y por ende una disminución en tiempo de las operaciones.

Este tipo de estudios tuvo gran auge en las décadas siguientes, lográndose grandes avances en el entendimiento del proceso de perforación. Después con el avance de la tecnología y la aparición de computadoras cada vez más potentes y pequeñas, se buscó la forma de utilizar estas para la planeación y descripción de los procesos de perforación. Este acercamiento llevó a la creación de los primeros simuladores de perforación (enfocados a describir un evento en particular) como el de Millheim (1979).

El avance de la computación y la informática permitió el desarrollo de programas cada vez más complejos que permiten simular varios eventos al mismo tiempo. El concepto de simulador es bastante útil en la industria, ya que es una herramienta que permite ganar experiencia virtual en cierto proceso sin poner en riesgo ningún equipo ni capital.

Este trabajo tiene como objetivo el mostrar la conceptualización y diseño de un simulador de perforación enfocado a optimizar la perforación de pozos. Esta conceptualización incluye la descripción del algoritmo propuesto para realizar la optimización y la aplicación del mismo utilizando datos reales de un pozo en México.

En el primer capítulo se muestra una visión general de los conceptos básicos necesarios en la optimización de la perforación, de manera que el lector se familiarice con los términos y el trasfondo histórico. Asimismo, se puede encontrar la justificación del presente trabajo.

El capítulo 2 describe el efecto de todos los parámetros operativos en la velocidad de penetración, con el fin de tener herramientas para poder explicar los comportamientos observados tanto en campo como los resultados de los modelos utilizados para la predicción de la velocidad de penetración.

El tercer capítulo aborda los modelos de perforación que se han de utilizar en el proceso de optimización. Todos menos el modelo de Maurer, el cuál fue incluido

dada su importancia y su influencia en los modelos de perforación posteriores al mismo.

El cuarto capítulo describe el algoritmo a seguir para lograr el proceso de optimización de las operaciones de perforación. Mientras que el quinto capítulo es la aplicación práctica del algoritmo utilizando datos de un pozo de la Región Norte de Petróleos Mexicanos, en México.

Cabe destacar, que este enfoque de optimización de la perforación no ha sido utilizado en México, mientras que en otras zonas petroleras de gran importancia a nivel mundial ha sido implementado exitosamente (Bratli, R.K. et. al. (1997); Rastegar et. al. (2008).

CAPÍTULO 1 CONCEPTOS GENERALES

1.1 Antecedentes

La energía es un requerimiento indispensable en cualquier actividad humana que se pueda imaginar. El desarrollo y el crecimiento de la población a nivel mundial han dado como resultado la necesidad cada vez más creciente de energéticos. Los hidrocarburos (petróleo y gas natural) son considerados los energéticos más importantes a nivel mundial. Por lo tanto su búsqueda y explotación son actividades consideradas estratégicas, dado que una nación con la capacidad de satisfacer sus necesidades internas de hidrocarburos goza de independencia energética.

Alrededor del mundo, las compañías petroleras, ya sean privadas o estatales, exploran tanto en la tierra como en el mar en busca de yacimientos comercialmente explotables para satisfacer la demanda creciente de hidrocarburos.

Al ser tan importante la industria petrolera, la perforación de pozos petroleros cobra una importancia vital en el medio. Al ser el pozo el medio de comunicación entre el yacimiento y la superficie además del conducto por el que los hidrocarburos saldrán a superficie, es lógico que en las operaciones se busque una alta eficiencia y durabilidad de los mismos. Es decir, la industria busca recuperar las inversiones en forma rápida, así como el evitar tener que hacer erogaciones adicionales en los pozos.

En México, la compañía estatal encargada de todo el sector de los hidrocarburos es Petróleos Mexicanos (PEMEX), la cual al ser el principal contribuyente fiscal del país enfrenta la problemática de la restitución de reservas,

del incremento de la producción y de la explotación racional de los yacimientos situados en territorio y aguas nacionales.

Dentro de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción (PEP) es el organismo encargado de efectuar la exploración y explotación del petróleo y gas natural, su transporte y almacenamiento así como la comercialización de los mismos.

Actualmente, la investigación y el desarrollo tecnológico en el sector hidrocarburos en México se da por parte del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y de compañías privadas, interesadas en mejorar y eficientar sus operaciones para poder ofrecerlas al cliente (PEP).

1.2 Desarrollo de la perforación

El desarrollo de la perforación rotatoria puede ser dividido en cuatro periodos distintos: Periodo de la Concepción de 1900 a 1920, donde la perforación era considerada un arte, más que una ciencia; el Periodo de Desarrollo de 1920 a 1948; el Periodo Científico de 1948 a 1968; y el Periodo de la Automatización que comenzó en 1968(Lummus, 1970). Los logros y expectativas de cada uno de los periodos pueden verse en la Tabla 1.

Al analizar los distintos periodos por los que ha atravesado la perforación de pozos, surge la cuestión del tiempo que se tardó en alcanzar el periodo científico. La razón es que no fue sino hasta después de la Segunda Guerra Mundial cuando las empresas petroleras comenzaron a invertir grandes sumas de dinero en la investigación y desarrollo de tecnologías para la industria de la perforación. De hecho, los mayores logros del Periodo Científico fueron alcanzados entre 1958 y 1968.

El concepto de la Optimización de la Perforación fue uno de los logros más importantes del Periodo Científico; sin embargo, no fue introducido de manera

especializada sino hasta 1967. Y no fue sino hasta 1970 cuando se comenzaron a desarrollar proyectos para comprender los efectos que tienen las variables de la perforación en la velocidad de penetración.

Periodo	Fecha	Desarrollo
Concepción	1900-1920	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo del principio de perforación rotatoria, 1900 (Spindletop). • Barrenas rotatorias, 1908 (Hughes). • Revestimiento y cementación, 1904-1910 (Halliburton). • Lodo de perforación, 1914-1916 (National Lead Co.).
Desarrollo	1920-1948	<ul style="list-style-type: none"> • Equipos más poderosos. • Mejores barrenas. • Cementación mejorada. • Lodos especializados
Científico	1948-1968	<ul style="list-style-type: none"> • Investigación de la perforación. • Mejor entendimiento de los principios hidráulicos. • Mejoras significativas en barrenas. • Perforación optimizada. • Tecnología de lodos mejorada.
Automatización	1968-	<ul style="list-style-type: none"> • Completa automatización del equipo y del manejo de lodos. • Operación del equipo por medio de la computadora en un “ciclo cerrado”. • Control de las variables de perforación. • Planeación completa del pozo, desde el bosquejo hasta la producción.

Tabla 1. Desarrollo de la Perforación rotatoria (Lummus, 1970)

Como se observa en la tabla 1, durante el periodo científico se llevaron a cabo la mayor parte de las investigaciones enfocadas a entender el proceso de la perforación y al descubrimiento de las interacciones entre las distintas variables y la velocidad de penetración, la calidad del agujero, el costo final, etc.

En 1975, Millheim (1979), obtuvo el financiamiento por parte de la compañía Chevron para desarrollar un esquema de transferencia de tecnología formulando el primer algoritmo de perforación para la predicción del comportamiento de un ensamble de fondo, debido a que los pozos direccionales presentaban problemas durante su construcción. Fue hasta 1978 cuando los trabajos publicados por Milse, permitieron a Millheim desarrollar el análisis del comportamiento de la sarta de perforación en condiciones dinámicas mediante el concepto del elemento finito (Millheim, 1978).

Debido a estos trabajos, fue posible demostrar que algunas de las variables que influían en la sarta de perforación estaban relacionadas con la velocidad de penetración de la barrena, la dureza de la formación y la geometría del pozo.

Este descubrimiento dio pie a nuevos modelos analíticos, que buscaban encontrar la relación de las variables de la perforación con la velocidad de penetración, con el fin de tratar de aumentar la velocidad para reducir los tiempos de las operaciones.

En 1987, Millheim y Gaebler, presentaron un concepto para desarrollar un simulador basado en la heurística. Mostrando cómo se podían utilizar los datos de disponibles de cierto número de pozos para desarrollar un simulador capaz de reproducir el rendimiento de la perforación.

Posteriormente Cooper et al. (1995), describe un simulador construido a través de modelos de perforación mecánicos que predice la tasa de perforación y el desgaste en función del tipo de barrena, el tipo de roca que se perfora y los parámetros de perforación.

Hareland, Rampersad y Bretli, presentaron un modelo de simulación diferente llamado Simulador para la Optimización de Perforación (DROPS, por sus siglas en ingles) cuya base es el “Registro Geológico de Perforación (o GDL por sus siglas en ingles) y un registro de datos de pozos perforados en un área específica.

Este simulador ha sido utilizado en distintas regiones (Mar del Norte, Inglaterra, Golfo Pérsico, Venezuela) mostrando buenos resultados.

1.3 Optimización y optimación

A lo largo de su historia, el ser humano ha buscado por distintos medios alcanzar lo mejor en cualquier procedimiento o actividad que se realice; es decir, siempre se ha intentado obtener los resultados óptimos.

La optimización puede ser definida como la ciencia que determina la “mejor” solución a ciertos problemas matemáticos definidos, los cuales, por lo general son modelos de un fenómeno físico. La optimización incluye el estudio de los criterios óptimos de los problemas, la determinación de métodos y algoritmos para su solución y el estudio de la estructura de dichos métodos

La aplicación de los métodos de optimización es muy amplia, ya que abarca casi cualquier actividad donde se procese información numérica (ciencias, ingeniería, matemáticas, economía, comercio, etc.).

Por su parte, la optimación significa mejorar un proceso mediante herramientas que permitan describir y controlar las variables con el fin de obtener una simulación del proceso mismo (Véase figura 1).

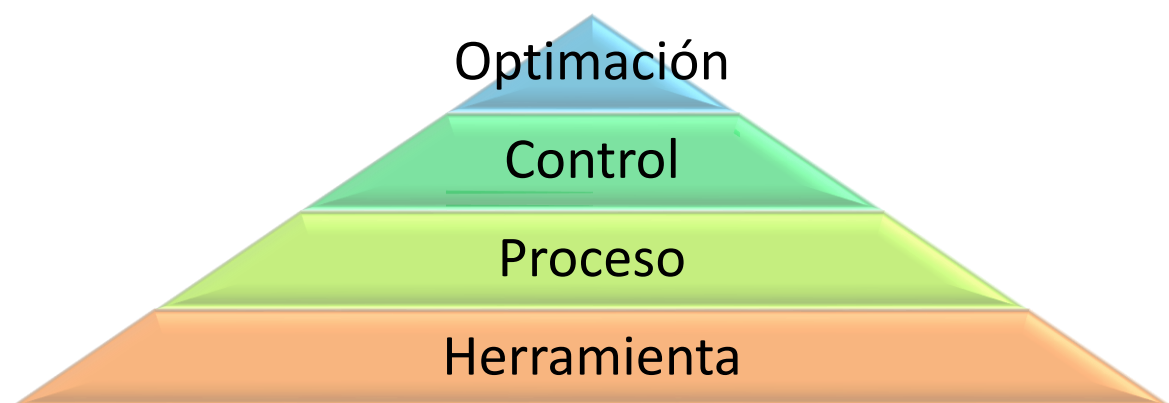


Figura 1. Elementos que intervienen en la Optimación de un proceso.

Existe cierta confusión entre ambos conceptos, ya que en la literatura se maneja el término Optimización de la Perforación (Lummus, 1969; Lummus, 1970; Hill, 1999) abarcando el significado de ambos conceptos.

1.4 Optimización de la Perforación

Los objetivos en cualquier operación de perforación de pozos petroleros son: por un lado, perforar en el menor tiempo posible manteniendo operaciones seguras y por otro cumplir con todas las regulaciones ambientales. Es con base en lo anterior que el concepto de optimización de la perforación es fundamental para poder lograr los objetivos fijados.

Se puede entender como optimización de la perforación al proceso completo a través del cual se logra una disminución en el costo general de las operaciones de perforación de pozos petroleros en un campo en específico, al seleccionar y usar las mejores combinaciones de equipos y técnicas disponibles hasta el momento.

La optimización de la perforación es el proceso lógico de analizar los efectos y las interacciones de las variables en la perforación mediante un modelado matemático con el fin de alcanzar la mayor eficiencia en la perforación. El proceso incluye el análisis de las operaciones en los llamados pozos de correlación. Se deben seleccionar las variables que lleven a tener una mayor eficiencia de costos. Al final, el resultado, es un programa de perforación optimizado que puede ser implementado en el campo (Lummus, 1986).

Para Hill (1999), la optimización de la perforación debe incluir, tanto la formulación del plan de diseño de un pozo, como todas las operaciones de perforación que resulten en el menor costo, alcanzando todos los objetivos de construcción, y manteniendo el nivel de seguridad en las instalaciones, operaciones y además protegiendo el medio ambiente.

La optimización de la perforación envuelve todo un proceso de predicción y de anticipación de resultados, ya que su principal objetivo es resolver los problemas antes de que estos se presenten.

De acuerdo con Lummus (1970) no existe un programa de perforación *óptimo* o perfecto, pues siempre se tendrán de forma invariable limitaciones en las operaciones que van más allá de nuestro control que harán que no se alcance el punto óptimo o ideal. Sin embargo, es posible modificar todas las variables a nuestro alcance con el fin de disminuir el efecto de eventos no programados, o bien, crear planes de contingencia para poder reducir los efectos de eventos fuera de nuestro control.

El proceso de la optimización de la perforación consta de tres pasos principales (Lyons, 2004) (Véase figura 2):

Planeación de la perforación.- El producto principal de este paso es el Programa de Perforación que es un condensado donde se incluyen todas las características de la zona a perforar, tirante de agua si es el caso de un pozo costa fuera, columna geológica esperada, ventana operacional esperada para el pozo, densidades del lodo, eventos posibles, etc. De esta forma, el Programa de Perforación nos brinda toda la información requerida sobre el pozo y sobre todas las operaciones que se van a realizar así como también todo el conocimiento que el operador tiene sobre las condiciones de operación y problemas que se presentan en la zona objetivo.

Implementación de la perforación.- Optimizar las operaciones para que estas sean realizadas en menor tiempo da como resultado un ahorro sustancial de recursos aumentando la rentabilidad del proyecto en sí mismo.

Evaluación post-operación.- Esta última parte del ciclo consta de la recolección de datos obtenidos en la perforación del pozo, los cuales se convierten en datos de entrada para la planeación del siguiente pozo.

Los criterios y eventos que afectaron la operación de perforación se utilizan ahora como material de análisis con el fin de tratar de solventarlos en operaciones posteriores o para poder determinar las mejores prácticas operativas.



Figura 2. Ciclo de la optimización de la perforación. Ref. 35

1.5 Simulación en la ingeniería

La simulación puede ser definida como el proceso de diseñar un modelo a partir de un sistema real, llevando a cabo experimentos en dicho modelo con el propósito de entender el comportamiento del sistema o bien para evaluar distintas estrategias para la operación del mismo.

Los modelos se utilizan para describir procesos en cualquier área de la ciencia. En Ingeniería Petrolera se utilizan distintos tipos de modelos. Los modelos pueden ser físicos o matemáticos. Los primeros son los que tienen como característica que lucen como la entidad a ser modelada. Los modelos físicos pueden ser a tamaño real o bien a escala. En este caso puede ser un tubo transparente para

analizar los regímenes de flujo o bien, una celda PVT, que sirve para modelar el comportamiento del fluido de un yacimiento. Por su parte, un modelo matemático surge en el momento en que resulta muy complicado o demasiado costoso realizar un modelo físico del proceso, por lo que se recurre a ecuaciones para describir el comportamiento del proceso; por ejemplo, la ecuación de difusión, los modelos de hidráulica, etc.

En el caso de la perforación de pozos petroleros, se pueden hacer modelos de cada una de las facetas del espectro de modelos; sin embargo, por lo general los modelos físicos son los más costosos, y solamente se construyen para casos muy específicos (por ejemplo, las pruebas de una barrena de nuevo diseño), o bien para formular modelos matemáticos que describan el comportamiento de la operación.

1.6 Aplicación de la Simulación en la Perforación de pozos petroleros

En el campo de la perforación de pozos petroleros la simulación de los eventos recae en programas de cómputo llamados simuladores de perforación.

Un simulador de perforación es, un programa de cómputo que contiene los modelos matemáticos que describen una operación, en el que el usuario ingresa datos conocidos y obtiene como resultado el comportamiento del equipo u operación bajo ciertas condiciones.

Los simuladores de perforación no solo generan respuestas a preguntas complejas (asumiendo que existe un análisis matemático reducible) también permiten al ingeniero de diseño juzgar el impacto de las variables de entrada y compararlas con ciertos rangos esperados. De esta forma, el diseñador gana experiencia en su oficina (de igual forma que un piloto gana experiencia de combate en un simulador sin el costo y riesgos de un combate real) (Hill, 1999).

Un simulador de perforación permite ganar “experiencia artificial” que ayuda a disminuir la curva de aprendizaje y nos aproxima al concepto de perforación optimizada (Hill, 1999), gracias al desarrollo de las computadoras, nos es posible afrontar problemas cada vez más complejos a través de programas de cómputo.

Los simuladores de perforación permiten al usuario la manipulación de variables y la observación de los efectos. De esta forma, los simuladores son y serán un factor clave en la disminución de costos en la industria de la perforación. Sin embargo, hay que remarcar el hecho de que el usuario del simulador de perforación debe contar con experiencia en el ramo, con el fin de que sepa interpretar y estimar si los resultados arrojados por el simulador son lógicos y realistas.

El objetivo principal de este trabajo será la conceptualización de un simulador de perforación que ayude a anticipar los cambios en la velocidad de penetración al cambiar las variables que lo afectan (las cuales serán abordadas en el siguiente capítulo). De esta manera, conociendo las restricciones de la operación se logrará determinar las condiciones de operación ideales para obtener el costo más bajo.

Es importante puntualizar que este trabajo es un esfuerzo encaminado a resaltar la importancia que tiene la optimización de la perforación en las operaciones.

CAPÍTULO 2 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN

2.1 Clasificación de factores

Desde principios de la década de los años 50's, se han realizado diversos estudios tanto de campo como en laboratorio para describir el efecto que tienen varios parámetros sobre la velocidad de penetración. Hay que puntualizar que hoy en día se siguen realizando este tipo de investigaciones, ya que la evolución de las operaciones nos ha ido llevando a ambientes cada vez más profundos, difíciles y hostiles; por lo que es importante tener una descripción lo más precisa posible del efecto de los parámetros en la velocidad de penetración.

Como se mencionó anteriormente, las investigaciones llevadas a cabo por Millheim (1979) para la predicción del comportamiento del ensamble de fondo (o BHA por sus siglas en inglés) tuvieron como resultado la descripción de algunos parámetros ya estudiados por sus efectos en la velocidad de penetración.

Lummus (1969 y 1970) clasificó las variables que afectan la velocidad de penetración en dos grandes grupos:

Alterables. Son todas aquellas variables que pueden ser modificadas y/o alteradas de acuerdo con las necesidades que se tengan en la perforación. Es decir, forman parte de las variables que podemos controlar.

Inalterables. Son aquellas variables que no pueden ser modificadas por el operador; es decir, aquellas variables sobre las que no se tiene control. Casi todas son inherentes al lugar donde se perfora o a las características de la formación a perforar.

La Tabla 2 muestra la clasificación general de las variables que afectan la velocidad de penetración.

VARIABLES QUE AFECTAN A LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN	
<i>Alterables</i>	<i>Inalterables</i>
<u>Propiedades del lodo de perforación</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Tipo ○ Contenido de sólidos ○ Viscosidad ○ Pérdida de filtrado ○ Densidad ○ Contenido de aceite 	<u>Entorno</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Clima ○ Localización ○ Disponibilidad de agua ○ Profundidad
<u>Hidráulica</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Presión en las bombas ○ Gasto del fluido ○ Potencia hidráulica ○ Fuerza de impacto hidráulico ○ Velocidad en el espacio anular 	<u>Personal</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Capacidad ○ Eficiencia ○ Entrenamiento ○ Motivación ○ Relación empresa-trabajador ○ Factores psicológicos
<u>Factores mecánicos</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Peso sobre barrena ○ Velocidad de rotación 	<u>Equipo de perforación</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Condiciones ○ Capacidad ○ Flexibilidad, grado de automatización ○ Potencia
<u>Barrena</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Tipo de barrena ○ Desgaste de la barrena 	<u>Características de la formación</u> <ul style="list-style-type: none"> ○ Esfuerzos de la roca ○ Elasticidad ○ Tendencia a embolamiento ○ Permeabilidad ○ Contenido de fluidos/Presión de formación ○ Porosidad ○ Temperatura

Tabla 2. Variables que afectan a la velocidad de penetración (Gatling, 1960; Lummus, 1969; Lummus 1970; León, 1999).

La clasificación mostrada anteriormente no es estricta, dado que algunas variables inalterables pueden ser modificadas por un cambio en las variables alterables. Por ejemplo, el cambio de un lodo de perforación puede permitir la utilización de otra barrena que tenga un mejor desempeño en la formación a perforar. En este caso, los esfuerzos de la roca permanecen constantes, pero las propiedades de perforabilidad de la misma han sido alteradas por el cambio de fluido y de barrena.

A continuación se desglosarán las variables mencionadas en la tabla 2, de forma que se pueda entender de qué manera afectan dichas variables a la velocidad de penetración

2.2 Variables Inalterables

2.2.1 Entorno

2.2.1.1 Clima

Es importante conocer el clima y el medio ambiente en el cual serán llevadas las operaciones de perforación de pozos dado que influirá en la continuidad y velocidad de las mismas.

Para ilustrar lo anterior, podemos poner como ejemplo un pozo costafuera, las condiciones de humedad y salinidad harán que los equipos tengan una vida útil más corta debido a la corrosión, por lo que hay que tener en cuenta el estado de los mismos para tener un programa de mantenimiento adecuado. Asimismo, la presencia de huracanes o tormentas pueden hacer que el equipo no reciba provisiones y herramientas a tiempo, lo cual conduciría a tiempos muertos.

Por su parte, también hay que tener en cuenta de qué manera afecta el clima a los trabajadores, ya que se debe cuidar que éstos se encuentren en condiciones óptimas, evitando la fatiga extrema y los esfuerzos peligrosos.

2.2.1.2 Localización

La localización de los pozos juega un papel importante en la logística de las operaciones, ya que determina con qué facilidad se puede estar reabasteciendo al equipo de perforación. Una localización remota supondrá un mayor esfuerzo en cuanto a entrega de víveres, agua potable y herramientas necesarias.

La localización de un pozo en un área remota significa que se debe tener un grado mayor de previsión, ya que es necesario anticipar fallas y operaciones para tener las herramientas o repuestos necesarios a tiempo.

Una falla en un equipo alejado de rutas de transporte o bien de la costa tiene como consecuencia pérdida de tiempo, ya que el equipo debe detener las operaciones en lo que se recibe la herramienta, al especialista en reparación o los repuestos.

2.2.1.3 Disponibilidad de agua

La disponibilidad de agua tiene consecuencias directas sobre la continuidad de las operaciones, además de estar íntimamente ligada a los puntos anteriores.

Es decir, no es lo mismo realizar operaciones en medio del desierto, donde se tiene que medir cada litro de agua utilizado para los fluidos de control y donde es difícil estar recibiendo un surtido continuo de agua a operar junto a un río o en una plataforma costafuera.

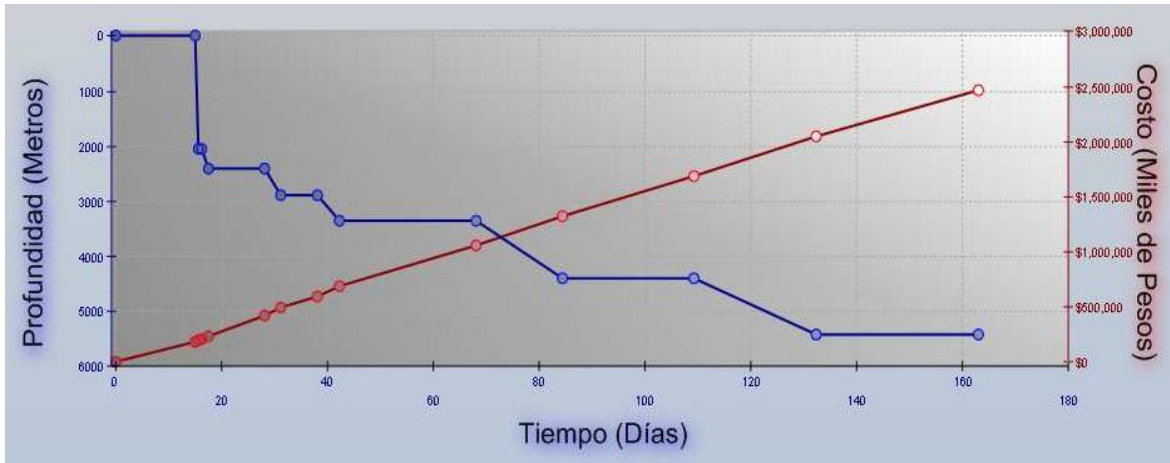
La falta de agua puede tener consecuencias muy graves, incluyendo hasta la pérdida del pozo, ya que se merma la capacidad de preparación, reposición, tratamiento y mantenimiento del lodo de perforación.

2.2.1.4 Profundidad

La profundidad es un factor importante a la hora de planear la perforación de un pozo petrolero, ya que es un indicativo de las condiciones que se esperan en el fondo, temperatura y presión principalmente, y es criterio para la selección del equipo, tuberías y herramientas a utilizar.

Además hay que tener en cuenta que entre más profundo sea el pozo, más tiempo tomará sacar y meter la tubería en caso de la falla de alguna herramienta en el ensamble de fondo (barrena, motor, MWD [Measure While Drilling], LWD [Logging While Drilling], etc.).

En la gráfica 1 podemos ver una relación entre la profundidad de un pozo y su costo, observando que el costo aumenta de forma directamente proporcional a la profundidad y al tiempo.



Gráfica 1. Costo de un pozo vs. Profundidad y tiempo

2.2.2 Personal

2.2.2.1 Capacidad

La eficiencia del personal que integra la cuadrilla de perforación depende de su capacidad para realizar todas las operaciones; por lo que es conveniente contar con el personal más capaz con el fin de que las operaciones sean realizadas de la forma más eficiente y para evitar que las capacidades del personal no limiten las actividades.

2.2.2.2 Eficiencia

La eficiencia está relacionada con la calidad de las operaciones, es decir, una operación eficiente significa que se ha realizado en el menor tiempo posible sin presentar ningún incidente y cumpliendo con los objetivos.

El lograr una alta eficiencia en el personal se logra mediante el entrenamiento.

2.2.2.3 Entrenamiento

El entrenamiento es la práctica repetida de cualquier actividad para mejorar su ejecución. El entrenamiento tiene como finalidad la formación de empleados más capaces y competentes en su trabajo.

Debido a lo anterior, la creación de un programa de entrenamiento que mezcle entrenamiento de campo con cursos en aulas es sumamente necesaria para uniformar el nivel de capacitación del personal y para incrementar la eficiencia de la cuadrilla.

2.2.2.4 Motivación

Es una de las maneras mediante las cuales se logra un alto nivel de rendimiento por parte del personal.

La motivación está directamente relacionada con las oportunidades de desarrollo que tiene el trabajador dentro de la empresa, es decir, si el trabajador sabe que destacando puede llegar a ascender, trabajará de mejor manera ya que estará motivado.

Este punto es hasta cierto punto inalterable, ya que por lo general las políticas de ascensos y promociones ya están establecidas en una compañía a la hora de realizar operaciones, por lo que un cambio de las mismas es muy difícil.

2.2.2.5 Relación empresa-trabajador

El mantener una buena relación entre la empresa y sus trabajadores es indispensable para que éstos últimos tengan un buen desempeño en sus labores; es decir, el que el trabajador sepa que tiene un trabajo asegurado, con buenas prestaciones, etc. hará que éste aumente su productividad laboral.

Además en este punto podemos incluir también el orgullo por el trabajo, que es un punto fundamental en la productividad laboral de los trabajadores. Un trabajador orgulloso de su trabajo dará su mejor esfuerzo con el fin de que a su compañía le vaya bien, ya que si a la compañía le va bien, al trabajador también.

Este tipo de pensamientos deben ser inculcados en el trabajador durante todos los cursos de capacitación que le sean prestados.

2.2.3 Equipo de perforación

El equipo de perforación por sí solo permite realizar solamente dos funciones básicas: subir y bajar las sartas en el pozo y darle rotación a la misma. Todas las demás funciones son llevadas a cabo mediante equipos auxiliares (León, 1999).

En ocasiones, debido a las limitaciones que se presentan en el equipo de perforación, es necesario realizar cambios o adaptaciones en el programa de perforación, reduciendo así, la eficiencia de las operaciones que se llevarán a cabo dado que el equipo presenta limitaciones en el control de una o más variables.

Sin embargo, a pesar de que el equipo es considerado inalterable; hay ocasiones en la que puede ser alterable, esto es, durante la planeación de las operaciones en función de los criterios de selección de equipo, es alterable, dado que si no cumple con las necesidades de la perforación, no debe elegirse y debe optarse por otra opción. Es de esta manera que este elemento puede ser considerado en ambos casos, inalterable una vez iniciadas las operaciones dado que las reparaciones o adecuaciones resultan difíciles de hacer y alterable durante la planeación de las mismas, donde se cuenta con el tiempo suficiente o bien para realizar adecuaciones al equipo o para seleccionar otro.

En la tabla 3 muestra los criterios comúnmente empleados en la selección del equipo de perforación adecuado para una operación en particular.

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO
<p>Potencia</p> <p>La necesaria para la operación combinada de bombas, mesa rotaria y demás equipos.</p>
<p>Capacidad de Izaje</p> <p>Que tenga la capacidad de izar la tubería considerando los máximos jalones permisibles.</p>
<p>Estructura y subestructura</p> <p>Capacidad de tuberías. Altura suficiente para albergar los preventores en la subestructura.</p>
<p>Capacidad de rotación</p> <p>Rangos apropiados dependiendo de las formaciones esperadas.</p>
<p>Sistema de Circulación</p> <p>Potencia hidráulica suficiente para obtener velocidades de fluido en las toberas de más de 250 pie/seg. Rango de gasto de fluido aceptable para mantener una buena limpieza del agujero. Tanques de asentamiento adecuados, así como bombas de mezclado y productos químicos necesarios en existencia. Equipo para remoción y control de sólidos en adecuado.</p>
<p>Disponibilidad de herramientas</p> <p>Que se cuente con el número de tuberías necesario. Disponibilidad de lastrabarrenas para proporcionar peso sobre barrena adecuado.</p>
<p>Control de brotes</p> <p>Equipo adecuado para las presiones esperadas.</p>

Tabla 3. Criterios para la selección del equipo de perforación (León, 1999).

2.2.3.1 Condiciones del equipo

Las condiciones en las que se encuentra el equipo son de vital importancia para asegurar la continuidad de la operación ya que, un equipo en malas condiciones es más propenso a presentar fallas de algún tipo, afectando los tiempos.

La presencia de fallas trae problemas incluso de logística, dado que en ocasiones es necesario conseguir refacciones en lugares alejados del equipo o incluso en otros países.

Además es necesario estar monitoreando las condiciones del equipo durante la operación para prevenir fallas o incluso predecirlas. Asimismo, el personal debe tener la responsabilidad del cuidado del equipo, conociéndolo para no darle un mal uso, manteniéndolo limpio, realizando todas las actividades de mantenimiento

preventivo y/o correctivo necesarias y conservando un almacén de refacciones bien abastecido.

2.2.3.2 Capacidad y potencia

Este es uno de los parámetros más importantes al momento de seleccionar el equipo. Dado que la potencia y capacidad del equipo determinan las condiciones máximas de operación (profundidad, presión y temperatura), la correcta elección del equipo ayudará en gran parte a alcanzar los objetivos planteados en el programa de perforación.

Se debe cuidar que la potencia del equipo sea suficiente para mantener operando todos los equipos además de la mesa rotaria, evitando así interrupciones o limitaciones.

En cuanto a capacidad, poniendo como ejemplo un equipo costafuera, es esencial asegurar la autosuficiencia de la plataforma en cuestión de agua, combustible, víveres y aditivos para mantener las condiciones del fluido de perforación. De esta manera, es posible asegurar la continuidad de las operaciones, incluso cuando las necesidades meteorológicas no permitan abastecer al mismo.

2.2.3.3 Flexibilidad y grado de automatización

Este punto se refiere a la capacidad de automatizar los procesos dentro del equipo; es decir, la posibilidad de añadir sensores, sistemas de monitoreo con tecnologías más recientes, sistemas de control a distancia, de almacenamiento de datos, etc.

Este tipo de actualizaciones al equipo nos llevan a tener un proceso de optimización en tiempo real, donde se pueden tomar decisiones nuevas al momento de recibir datos nuevos. Este proceso lleva a una mejora constante de las condiciones para minimizar los tiempos.

2.2.4 Características de la roca

De acuerdo con León (1999), existe una clasificación de las rocas de acuerdo a su dureza para propósitos de la perforación. En la tabla 4, se puede observar dicha clasificación con sus respectivos ejemplos.

CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS	
1. Rocas suaves	<ul style="list-style-type: none"> • Arcillas y lutitas suaves. • Arenas no consolidadas y moderadamente cementadas.
2. Rocas intermedias	<ul style="list-style-type: none"> • Lutitas medias. • Calizas porosas. • Arenas consolidadas. • Yeso.
3. Rocas duras	<ul style="list-style-type: none"> • Calizas y dolomitas densas. • Arenas cementadas. • Cuarzita. • Granito. • Pedernal.

Tabla 4. Clasificación de las rocas de acuerdo a su dureza.

El efecto de las propiedades de las rocas en la velocidad de penetración ha sido el tema de diversas investigaciones; sin embargo, el tema de la geomecánica enfocada a la perforación de pozos petroleros no ha sido totalmente estudiado, por lo que hoy en día siguen existiendo interrogantes sobre la forma en que las rocas interaccionan con su medio circundante durante el proceso de la perforación.

2.2.4.1 Esfuerzos de la roca

El concepto de esfuerzo es fundamental en los principios y aplicaciones de la mecánica de rocas. Fairhurst define la mecánica de rocas como: “el campo de estudio enfocado a entender el proceso básico de la deformación de las rocas y su significación tecnológica. El significado de estos procesos para un ingeniero petrolero es de particular importancia. El conocer la mecánica de las rocas a

condiciones de fondo ayuda a predecir posibles derrumbes o deformaciones que puedan poner en riesgo las operaciones de perforación de pozos, o bien de la producción.

Si un cuerpo es sometido a una carga externa o a una fuerza, se desarrollan esfuerzos internos. Si estos esfuerzos son suficientes, el cuerpo se deformará. Cuando se habla de deformación, se refiere a cambios en la forma (distorsión) acompañados de un cambio en el volumen (dilatación). Existen tres condiciones básicas de esfuerzos internos: compresivo, de corte y tensión. Los esfuerzos compresivos ocurren cuando las fuerzas externas se dirigen una contra otra sobre un mismo plano (Fig. 3a). Los esfuerzos tensiles se desarrollan cuando las fuerzas externas están sobre un mismo plano pero tienen direcciones contrarias (Fig. 3b). Por último, los esfuerzos de corte se desarrollan cuando existen fuerzas paralelas en direcciones contrarias, pero se encuentran en diferentes planos (Fig. 3c).

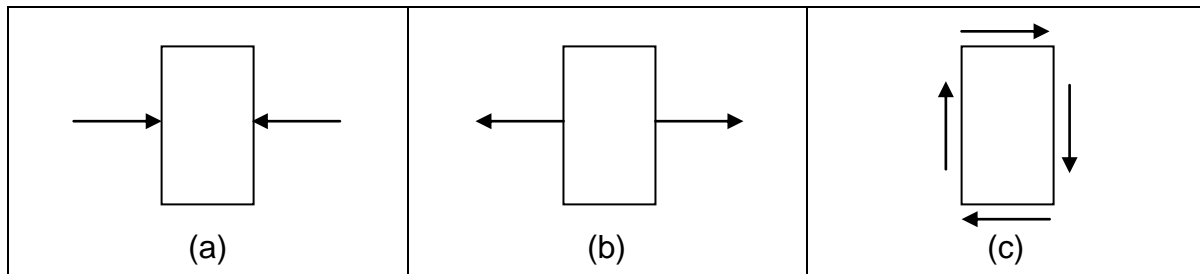


Figura 3. Representación de los esfuerzos compresivo, tensión y de corte.

Los esfuerzos in-situ, son la combinación de esfuerzos a los que está sometido un cuerpo de roca en el subsuelo. El esfuerzo in-situ está caracterizado por las magnitudes y direcciones de los tres esfuerzos principales. Generalmente, los esfuerzos in-situ principales consisten de tres esfuerzos mutuamente ortogonales: el esfuerzo vertical (σ_v), esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), y esfuerzo horizontal máximo (σ_H). Es necesario puntualizar que la orientación y magnitud de los esfuerzos in-situ varía entre diferentes regiones geográficas y tectónicas. Existen tres esfuerzos in-situ que corresponden a cada uno de los tres esfuerzos principales antes mencionados llamados: esfuerzo principal (σ_1), esfuerzo intermedio (σ_2) y esfuerzo mínimo (σ_3). (Fig. 4).

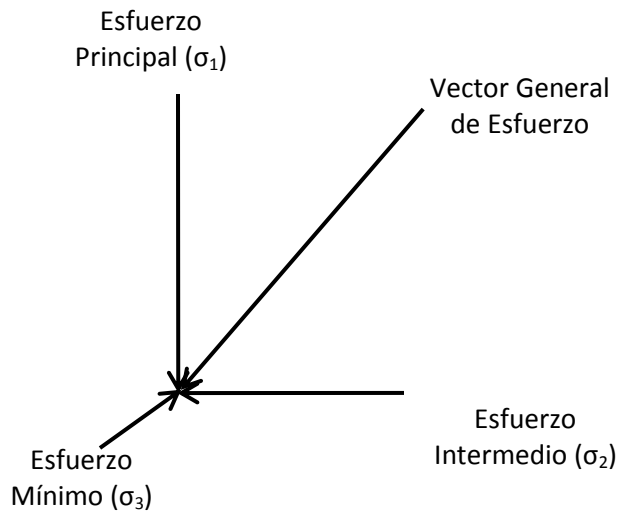


Figura 4. Principales esfuerzos actuando en un punto.

El esfuerzo de sobrecarga, también llamado esfuerzo vertical, es inducido por el peso de las formaciones suprayacentes. Si las formaciones suprayacentes tienen una densidad promedio ρ_a , el esfuerzo de sobrecarga puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\sigma_v = \rho_a g z \quad 2.1$$

Donde:

g : es la aceleración debida a la gravedad.

Si la densidad varía con la profundidad, el esfuerzo vertical es calculado integrando las densidades de las rocas desde la superficie a la profundidad de interés, z :

$$\sigma_v = \int_0^z \rho_b(z) g dz \quad 2.2$$

En áreas costafuera, es necesario considerar la profundidad del tirante de agua (z_w) para calcular el esfuerzo vertical:

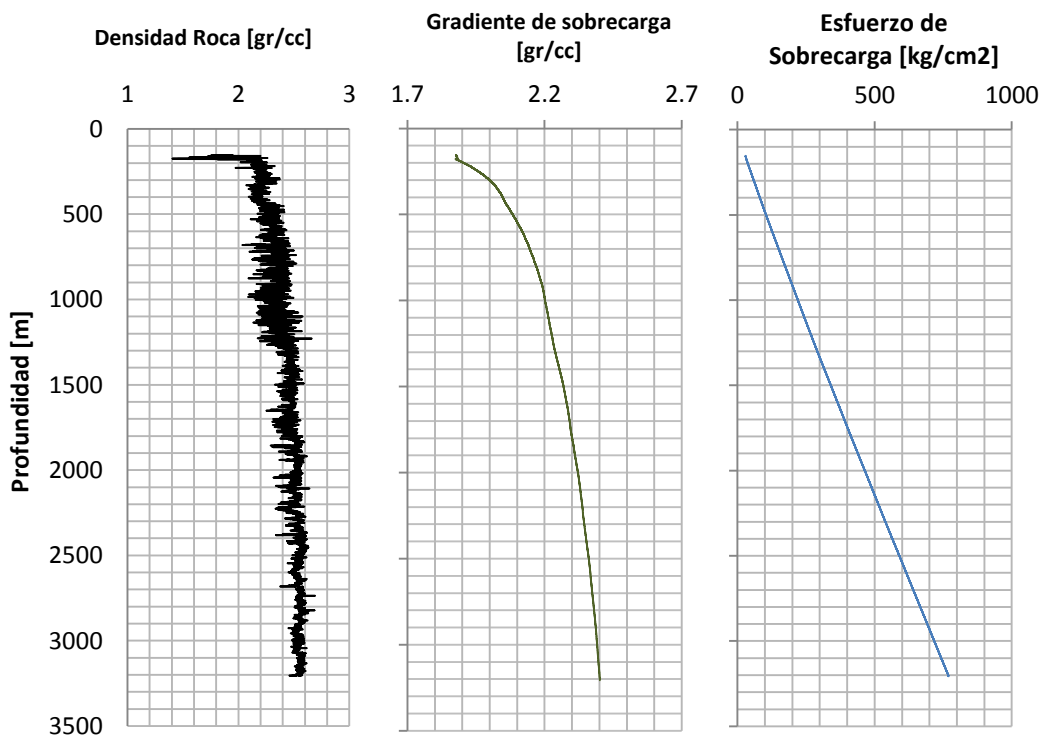
$$\sigma_v = \rho_w g z_w + \int_0^z \rho_b(z) g dz \quad 2.3$$

Donde ρ_w es la densidad del agua.

El registro de densidad es utilizado para calcular el esfuerzo de sobrecarga. La gráfica 2 es un ejemplo del cálculo del esfuerzo de sobrecarga a partir de un registro de densidad, para un pozo terrestre de la Cuenca de Burgos, México.

En un régimen de esfuerzos de falla normal, el esfuerzo horizontal mínimo es igual al esfuerzo mínimo que puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = \alpha p + K_o(\sigma_v - \alpha p) \quad 2.4$$



Gráfica 2. Registro de densidad vs Profundidad, cálculo del gradiente de sobrecarga y del esfuerzo de sobrecarga.

donde p es la presión de poro, α es la constante de Biot; K_0 es la relación efectiva de esfuerzos, y

$$K_0 = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad 2.5$$

donde ν es la relación de Poisson. La relación efectiva de esfuerzos tiene valores que varían de 0.33 a 1.

De acuerdo con estudios conjuntos llevados a cabo por Knowledge Systems (2001), un valor de K_0 de 0.8 es lo bastante preciso para predecir el esfuerzo horizontal mínimo y el gradiente de fractura para formaciones arcillosas con profundidades mayores a 3000m en el Golfo de México.

Usando datos de fracturamientos de la parte estadounidense del Golfo de México, Brecklel y van Eekelen (1982) propusieron correlaciones entre el esfuerzo horizontal mínimo y la profundidad. En dichas correlaciones, son considerados los efectos de presiones de poro anormales. Las correlaciones son las siguientes:

$$\sigma_h = 0.0053D^{1.145} + 0.46(p - 0.0105D) \quad (D < 3500m) \quad 2.6$$

$$\sigma_h = 0.0264D - 31.7 + 0.46(p - 0.0105D) \quad (D > 3500m) \quad 2.7$$

donde D es la profundidad en metros; p es la presión de poro en MPa. σ_h es el esfuerzo horizontal mínimo en MPa.

Brecklel y van Eekelen puntualizaron que la predicción del esfuerzo horizontal mínimo es bastante aceptable en el rango de profundidades mayor a 3500m, y que puede ser usado con un alto grado de confiabilidad en otras áreas con tectónica relajada, como el Mar del Norte (Fjær et. al., 1992).

Otra de las formas para calcular los esfuerzos son las operaciones de fracturamiento hidráulico (fig. 5), esta operación se enfoca a la determinación de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo. Otra operación útil para la

determinación de esfuerzos es la prueba de goteo, que se realiza después de la cementación de un revestidor para revisar la calidad de la cementación y para comprobar la presión de fractura de la roca a perforar. En este tipo de pruebas el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h o S_h) se determina a partir de la presión de cierre. El esfuerzo mínimo horizontal es igual a la presión de cierre

$$\sigma_h = p_c \quad 2.8$$

El esfuerzo horizontal máximo puede ser estimado a partir de una prueba de goteo con una prueba de reapertura. En un caso ideal, cuando el fluido no penetra en la fractura hasta que esta es reabierta, el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) puede ser calculado utilizando la siguiente ecuación para pozos verticales (Bredehoeft et. al., 1976):

$$\sigma_H = 3\sigma_h - p_r - p_o \quad 2.9$$

donde p_r es la presión de reapertura y p_o es la presión de poro en la fractura.

Si la fractura es ligeramente conductiva, donde la presión del fluido en la pared del pozo penetra parcialmente y la presión dentro de la fractura en la pared del pozo es igual a la presión del pozo. En este caso, el esfuerzo horizontal máximo puede ser obtenido por (Ito et al., 1997):

$$\sigma_H = 3\sigma_h - 2p_r \quad 2.10$$

En el caso extremo con una fractura más conductiva, la presión del fluido penetrará completamente dentro de la fractura. Esto implica que la reapertura está dominada por la fuerza total aplicada por la presión del fluido en las caras de la fractura, la presión de reapertura será igual al esfuerzo horizontal mínimo (Rutqvist et al., 2000):

$$\sigma_h = p_r \quad 2.11$$

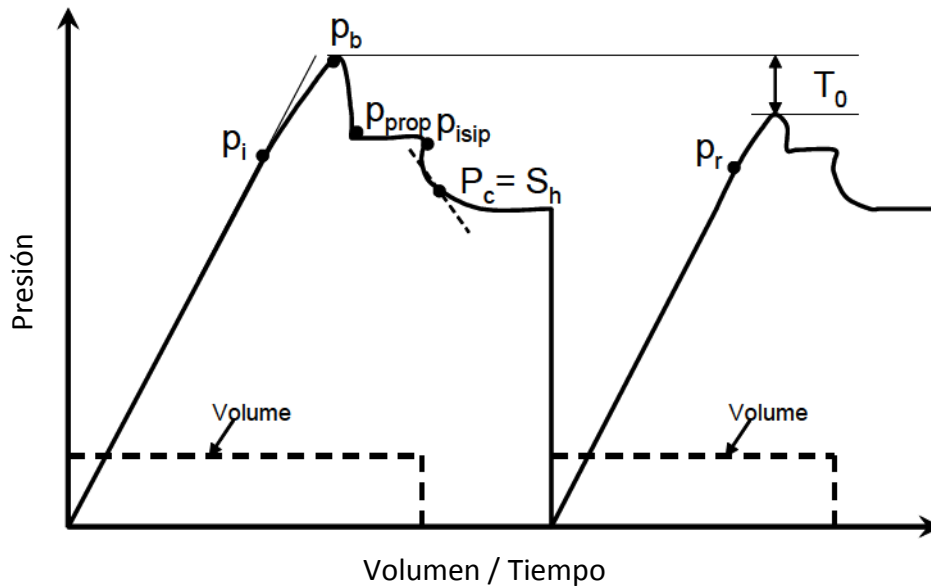


Figura 5. Ejemplo de gráfica presión vs volumen/tiempo para una operación de fracturamiento hidráulico marcando sus parámetros principales.

El esfuerzo compresivo sin confinamiento (UCS por sus siglas en inglés) es un concepto fundamental dentro de la mecánica de rocas, ya que este es un parámetro que determina el máximo esfuerzo que puede soportar la roca. Considerando una gráfica de esfuerzo contra deformación (fig. 6) el UCS de la roca puede ser considerado el pico más alto de la gráfica. Este punto representa el esfuerzo máximo soportado por la roca antes de ceder.

El concepto de UCS un parámetro de gran importancia utilizado en análisis de problemas de geomecánica, tales como: el análisis de la estabilidad de los pozos, la determinación cuantitativa de los esfuerzos in situ utilizando las fallas presentes en el pozo, la determinación de la producción de arena en el pozo, la selección de barrenas, etc. La estabilidad del pozo es un factor muy importante durante la perforación del mismo, ya que la presencia de derrumbes aumenta el tiempo de perforación.

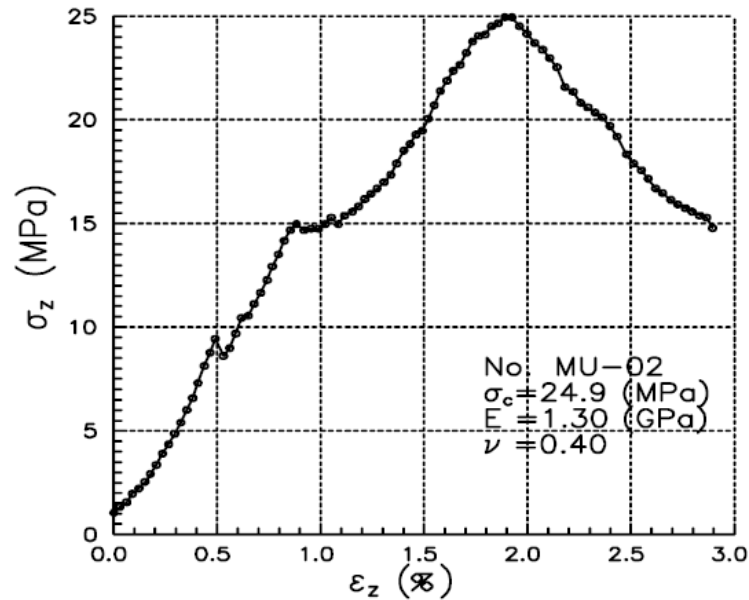


Figura 6. Ejemplo de gráfica esfuerzo vs deformación para un mudstone de la región este de China. En la figura, σ_c equivale al UCS de la roca. ^{Ref. 47}

El UCS de una roca puede ser determinado en laboratorio a partir de pruebas de esfuerzos triaxiales realizadas en muestras cilíndricas de roca obtenidas de núcleos tomados a la profundidad de interés. Sin embargo, en la práctica, muchos problemas de geomecánica deben ser resueltos en donde no se dispone con muestras de núcleos.

De acuerdo con Fjær (1992), al no existir un método para determinar los esfuerzos in-situ, la mayor parte de la investigación realizada al respecto se enfoca en el desarrollo de correlaciones, basadas principalmente en parámetros medibles con registros geofísicos de pozo (velocidad de tránsito, porosidad y densidad), teniendo como desventaja que deben ser calibradas para coincidir con áreas nuevas.

A continuación, se mostrarán algunas de las correlaciones desarrolladas para calcular el UCS de las rocas a partir de parámetros encontrados con registros geofísicos para distintos tipos de roca, la región para la cual fue desarrollada, sus restricciones y el autor(es) de la misma. Donde Φ (porosidad) y Δt es el tiempo de tránsito obtenido del registro sísmico.

Ec.	UCS (MPa)	Región	Comentario	Referencia
1	$1200\exp(-0.036\Delta t)$	Australia	Arenas de grano fino con cualquier rango de porosidad	McNally (1987)
2	$227\exp(-10\phi)$	---	Arenas con un rango $290 < UCS < 52200\text{psi}$ y $0.002 < \phi < 0.33$	Chang et. al. (2006)
3	$0.77(304.8/\Delta t)^{2.93}$	Mar del Norte	Desarrollada para arcillas con alta porosidad del Terciario	Horsud (2001)
4	$1.35(304.8/\Delta t)^{2.6}$	Global	Arcillas	Chang et. al. (2006)
5	$(7682/\Delta t)^{1.82}/145$	---	Desarrollada para calizas y dolomías	Militzer & Stoll (1973)
6	$135.9\exp(-4.8\phi)$	---	Desarrollada para calizas y dolomías con porosidad moderada ($0 < \phi < 0.2$) y altos UCS ($10 < UCS < 300\text{MPa}$)	Chang et. al. (2006)

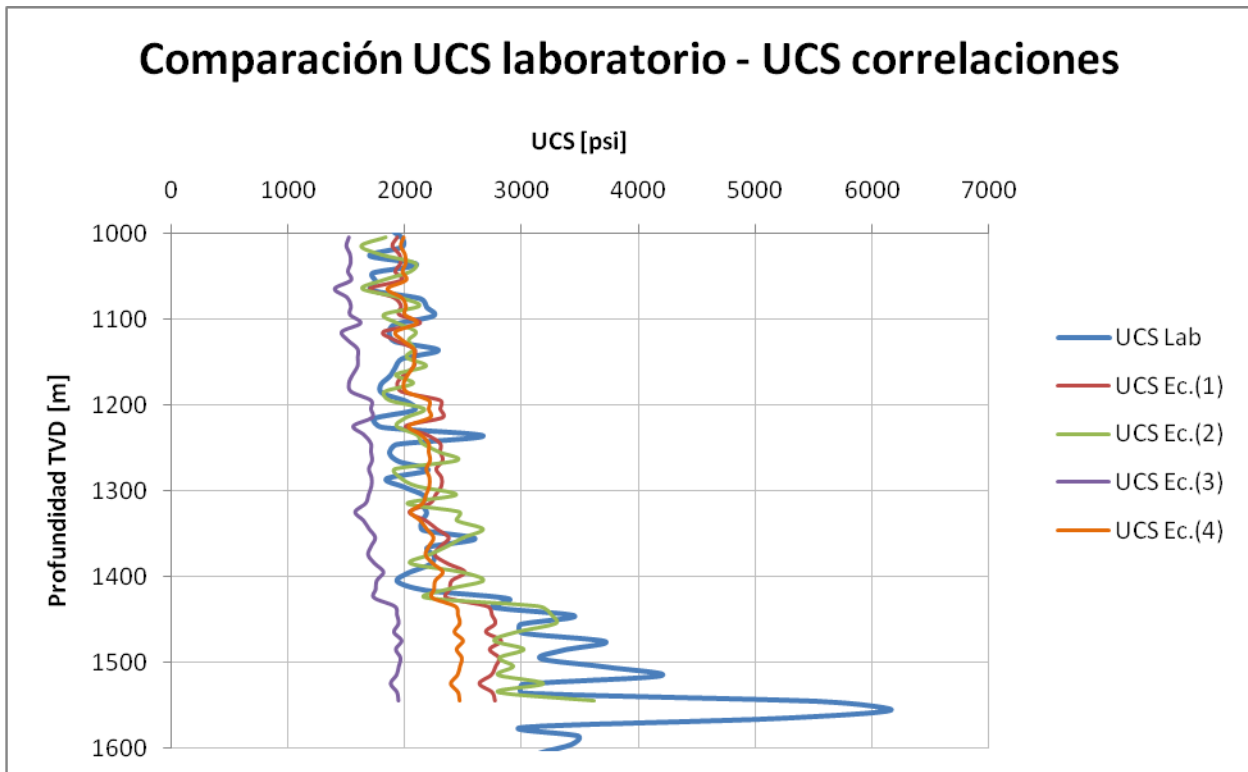
Tabla 5. Correlaciones empíricas para estimar el UCS de la roca a partir de datos de registros geofísicos de pozo.

Como parte de los trabajos de la presente investigación se realizó la comparación de la precisión de algunas de las correlaciones mencionadas anteriormente. Esto con el fin de predecir el UCS de la roca a atravesar ya que, como será mencionado en el siguiente capítulo, una de las correlaciones para predecir la velocidad de penetración utiliza como uno de los datos de entrada el UCS de la roca (Ecuación de Hareland).

La siguiente gráfica muestra la comparación de los resultados arrojados por las correlaciones mostradas en la tabla 5 con los datos obtenidos por laboratorio para un pozo de la Región Norte de Pemex ubicado en el Activo Veracruz. La línea gruesa representa los datos obtenidos por el laboratorio y las demás líneas delgadas son los calculados mediante las correlaciones mostradas anteriormente.

A partir de datos de la cuenca, se sabe que el pozo fue perforado en una secuencia de estratos de arenas y lutitas. Debido a esto solo se utilizaron las correlaciones con números 1-4. Después de realizar los cálculos correspondientes, se observó que la ec. (2) tenía una tendencia muy similar a la de los datos de laboratorio, por lo que se utilizó un factor de ajuste de 0.6 para

lograr un mejor ajuste entre los datos calculados y los de laboratorio. En la gráfica 3 pueden observarse todos los resultados antes mencionados.



Gráfica 3. Utilización de las correlaciones para calcular el UCS de la columna geológica de un pozo, comparando con datos de laboratorio.

2.2.4.2 Elasticidad (Fragilidad y Plasticidad)

La elasticidad es la propiedad que tiene un material para resistir y recuperarse de la deformación ocasionada por una fuerza. La teoría de la elasticidad es utilizada como base para cualquier discusión acerca de este parámetro en la mecánica de rocas.

Sin embargo, la teoría de la elasticidad no logra explicar en ocasiones el comportamiento de ciertos cuerpos, incluidas las rocas. Este tipo de comportamiento es llamado inelástico.

En las rocas sedimentarias, el módulo de falla puede variar desde un tipo de falla frágil hasta una de tipo plástico. Este comportamiento depende de la

magnitud de la diferencia entre la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo de perforación y la presión de formación (presión de confinamiento) (ver figura 7).

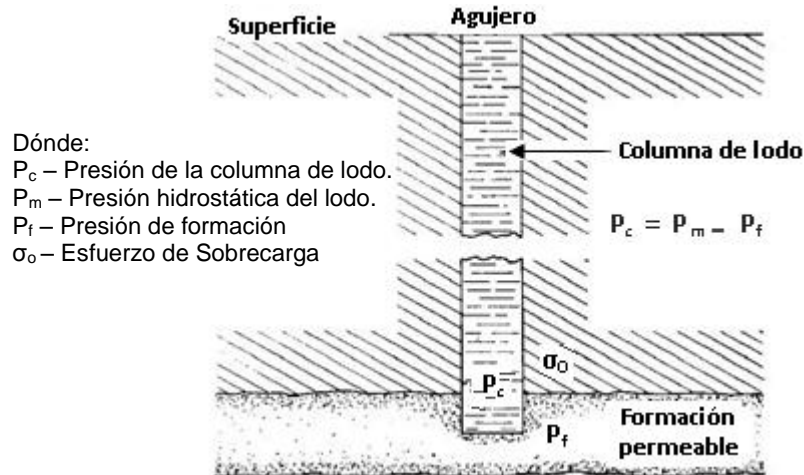


Figura 7. Presión de confinamiento. Ref. 9

Experimentos realizados en el laboratorio han demostrado que cuando la presión de confinamiento y la presión de formación son de igual magnitud, la roca presentará un tipo de falla frágil. Sin embargo, cuando esta diferencial de presión se incrementa (presión de confinamiento mayor que la presión de la formación), la falla de la roca cambia gradualmente de frágil a plástica.

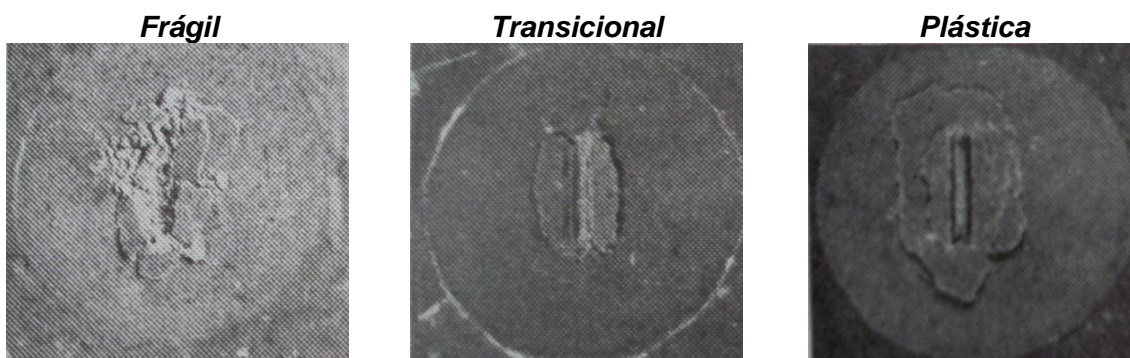


Figura 8. Cráteres formados por el impacto de un diente de barrena en formaciones permeables. Ref. 20

Lo anterior indica que las propiedades elásticas de las formaciones son principalmente influenciadas por el estado de esfuerzos del subsuelo al cual están sujetas.

En la figura 9a, se puede observar el comportamiento de la velocidad de penetración con respecto a la presión de confinamiento, para un pozo A, de acuerdo con los estudios llevados a cabo por Vidrine (1968) donde se observa que la velocidad de penetración se ve afectada significativamente por cambios en la presión de confinamiento. En la figura 9b, se observa una gráfica similar a la anterior, tomada de los estudios llevados a cabo por Murray y Cunningham (1995) donde se observa el comportamiento de la velocidad de penetración en una cuarcita dura

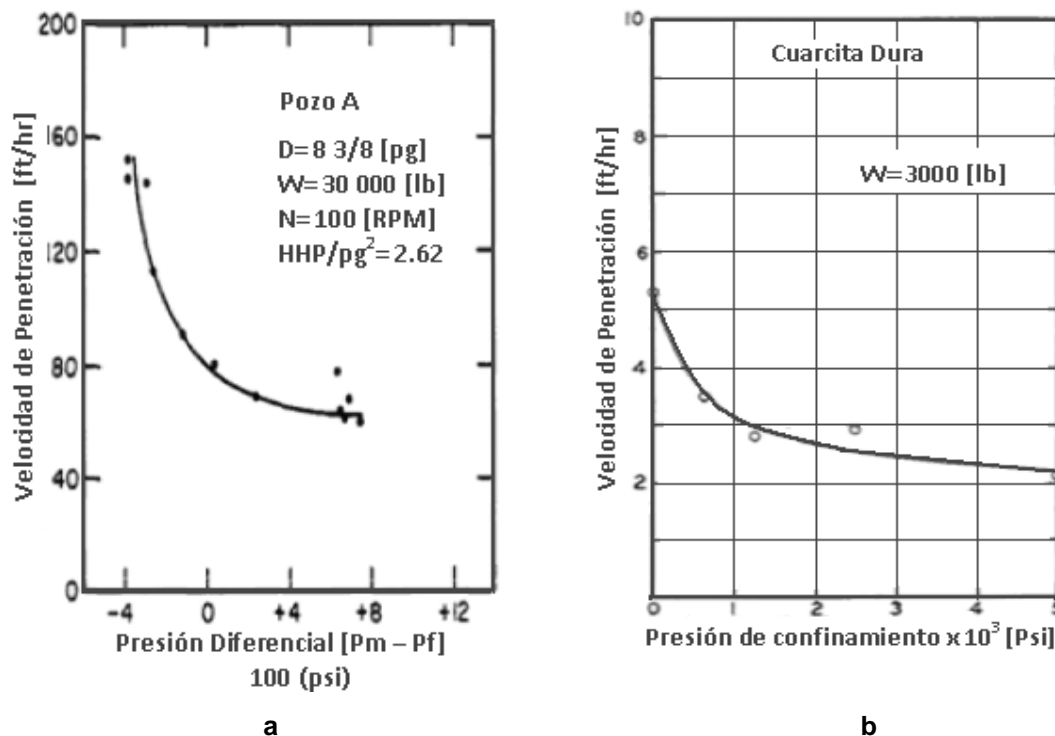


Figura 9a. Efecto de la presión diferencial (presión de confinamiento) en la velocidad de penetración para un pozo A. ^{Ref. 58}

Figura 9b. Efecto de la presión de confinamiento en la velocidad de penetración en cuarcita dura, para una barrena de 1¼" y 50 rpm. ^{Ref. 43}

2.2.4.3 Tendencia al embolamiento

El embolamiento es un proceso que se genera cuando los recortes generados por la barrena se comienzan a adherir y aglutinar, llegando en ocasiones a cubrir totalmente a la barrena (ver fig. 10).

El problema del embolamiento es que reduce el contacto entre la barrena y la formación, ya que crea una superficie lisa en los cortadores o dientes de la barrena ocasionando que esta pierda efectividad al cortar la roca. Además, todo el peso que se carga sobre la barrena pasa a la formación por medio del material embolante en vez por la estructura de corte. Otro efecto que tienen las formaciones con tendencia al embolamiento es que los recortes pueden llegar a taponar el espacio anular, haciendo que se aumente la presión en la TP pudiendo ocasionar una pérdida de lodo en la formación.

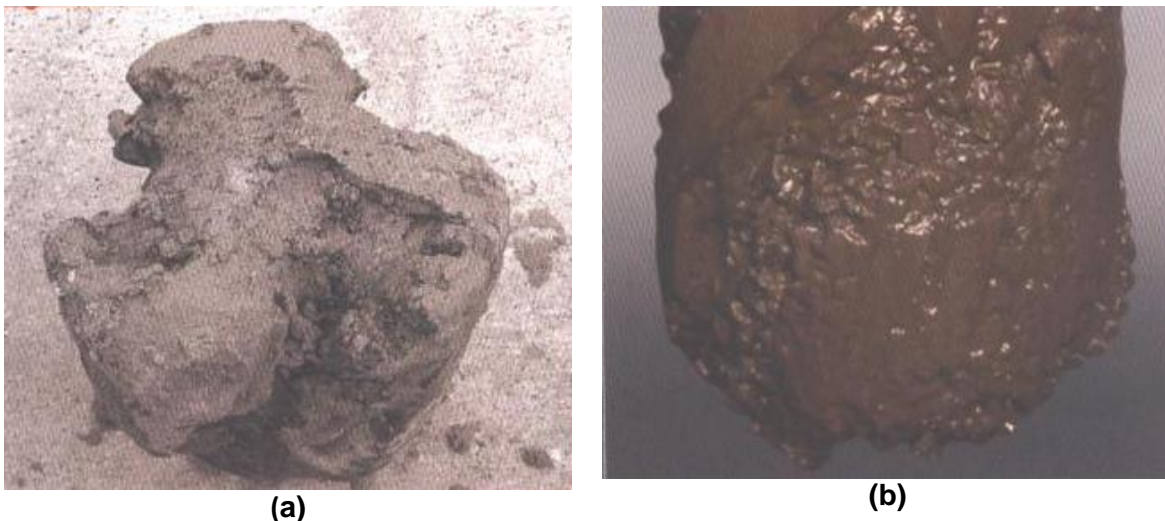


Figura 10. Barrenas emboladas (a) Tricónica; (b) PDC. Ref. 22

En ocasiones, el problema del embolamiento se debe a una pobre limpieza del agujero, es decir, el fluido de perforación no es capaz de desalojar todos los recortes generados por la barrena. Esto puede corregirse rediseñando la hidráulica, modificando el gasto o bien, cambiando la barrena.

Existen formaciones con una alta tendencia al embolamiento, esto es, debido a condiciones mineralógicas principalmente. En la tabla 6, se muestra la relación de minerales con la más alta tendencia al embolamiento.


Mineral	Tendencia al embolamiento
Montmorilonita	
Capas combinadas de montmorilonita e illita.	
Illita	
Kaolinita	

Tabla 6. Minerales arcillosos con tendencia al embolamiento (ordenados de mayor a menor).

Cualquier formación con presencia de arcillas hidratables es potencialmente propensa al embolamiento, por lo que el uso de lodos base aceite o inhibidores de arcillas es esencial para contrarrestar los efectos que éstas puedan tener en la operación.

2.2.4.4 Permeabilidad.

Considere un pequeño elemento de formación que está a punto de ser removido por la barrena (Figura 11). Si el agujero se encuentra lleno de agua o de algún fluido de perforación, la superficie superior de dicho elemento de formación está sometida a la presión hidrostática que ejerce dicho fluido (P_m), la cual depende de la profundidad del agujero y la densidad del fluido. La formación alrededor de dicho pequeño elemento ejerce una presión alrededor y debajo del mismo (σ_{ob}); además, los fluidos contenidos dentro de la roca ejercen una presión (P_p). De esta manera, existe una fuerza resultante (presión diferencial) que ocasiona que el recorte se mantenga pegado al fondo.

Ahora bien, si la formación atravesada es permeable, ésta permitirá que el fluido de perforación penetre dentro de los poros de la formación. Si la roca fuera lo suficientemente permeable al fluido de perforación (al filtrado en concreto), la presión diferencial existente en el elemento no existiría, porque entonces habría

un equilibrio hidrostático de las presiones, por lo que la retención del recorte en el fondo sería eliminado.

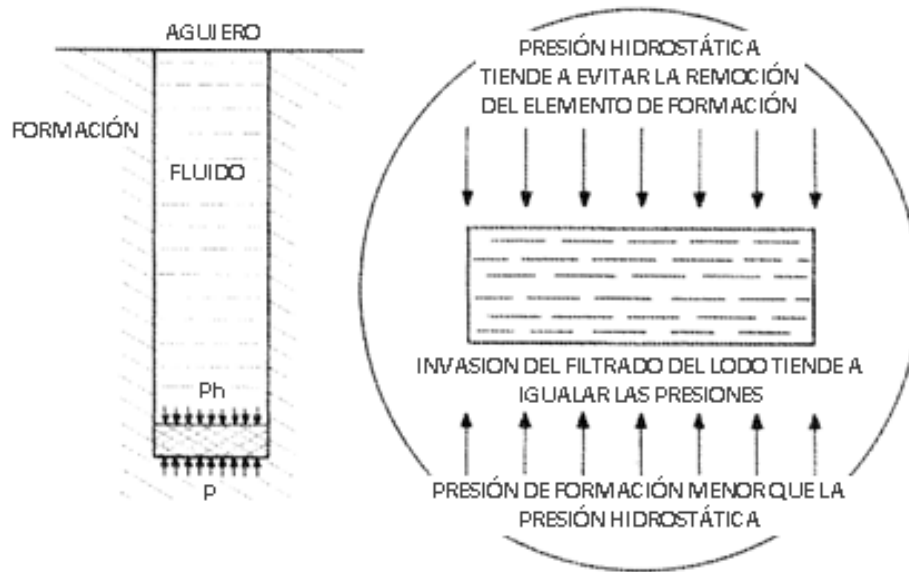


Figura 11. Elemento de formación debajo de la barrena. Ref. 30

De este análisis se puede concluir que las formaciones permeables, pueden ser perforadas a una mayor velocidad, dado que los recortes producidos por la barrena pueden ser removidos más rápidamente y con mayor facilidad.

2.2.4.5 Contenido de fluidos (Presión de formación)

El efecto que tiene la presión de formación en la velocidad de penetración está muy relacionado con el efecto que tienen la permeabilidad y la elasticidad de la roca sobre la misma.

Se ha demostrado, mediante pruebas de laboratorio y de campo que una roca saturada con fluidos incompresibles es menos sensible a los efectos de la presión diferencial en el fondo del pozo (ver figura 11), que cuando está saturada por fluidos compresibles. Esto debido a que en la primera basta una pequeña cantidad de filtrado para lograr el equilibrio hidrostático de las presiones.

De acuerdo con la investigación llevada a cabo por Vidrine (1968), la velocidad de penetración aumenta cuando la presión de formación (P_f) excede la presión generada por la columna hidrostática de lodo (P_m) (una diferencial de presión negativa). Esto por la misma razón que la mencionada en el subtema de permeabilidad. La figura 12 muestra el incremento de la velocidad de penetración en porcentaje para cada uno de los 8 pozos estudiados por Vidrine (1968), perforador utilizando presión diferencial negativa.

Es por esta ocasión que la velocidad de penetración es utilizada para reconocer zonas con presión anormalmente alta, dado que se observa un aumento en la misma. De esta forma, es posible evitar y reconocer los posibles influjos haciendo un manejo correcto de la presión diferencial.

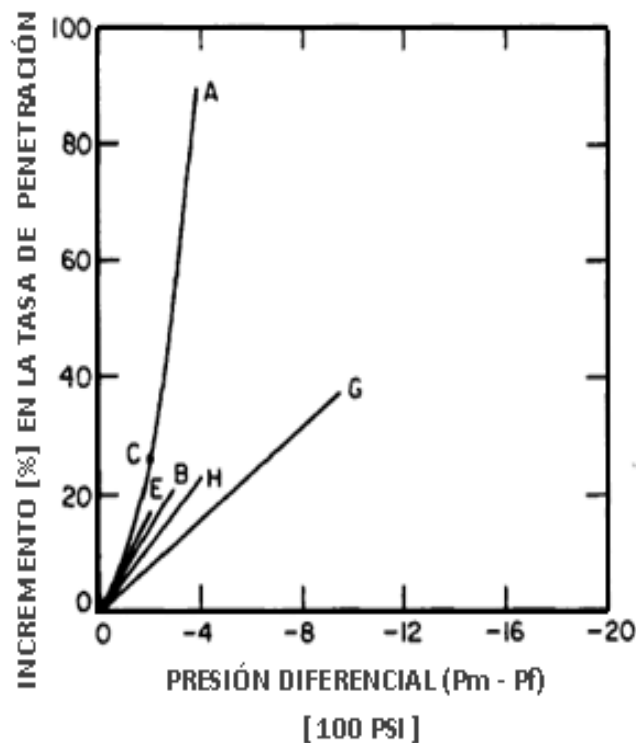


Figura 12. Efecto de una presión de formación mayor que la presión generada por la columna de lodo. Ref. 58

2.2.4.6 Porosidad

Por diversos estudios, se sabe que una zona porosa tiene un factor de perforabilidad y ésta se incrementa de manera directamente proporcional con la porosidad. Es decir, a medida que aumenta la porosidad de una roca, es más fácil perforarla. Esto probablemente se origine debido a que la resistencia a la compresión se incrementa a medida que la porosidad disminuye, por lo que entre más porosa sea una roca, menor resistencia a la compresión tendrá.

De acuerdo a los estudios llevados a cabo por Gstalder (1966), se encontró una relación entre la velocidad del sonido en una roca y su dureza, llegando a la conclusión de que la dureza de una roca disminuye con la porosidad. A partir de esto estudios, generó unas gráficas (figura13), donde se puede apreciar la relación entre la velocidad del sonido en la roca y la velocidad de penetración. Cabe recordar que la porosidad disminuye la velocidad del sonido a través de la roca, lo que incrementa el tiempo de tránsito. Entonces en la figura 13, entre menor sea la velocidad del sonido, mayor será la porosidad.

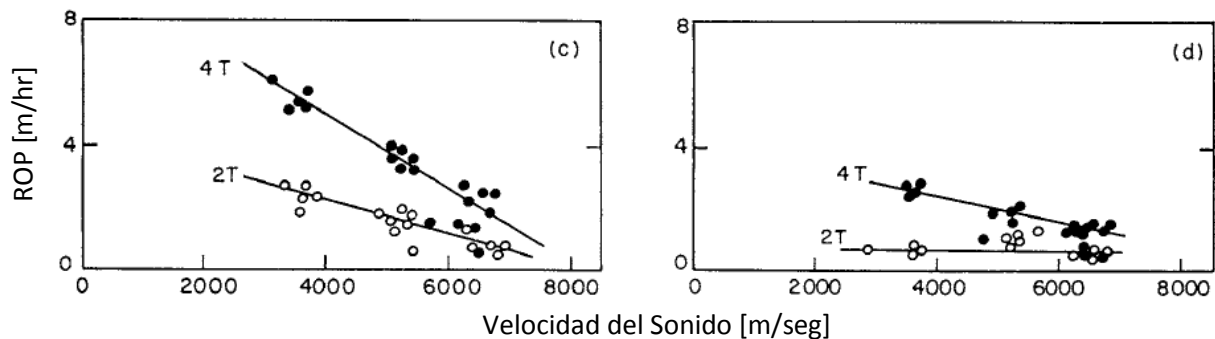


Figura 13. Relación entre la velocidad de perforación y la velocidad del sonido en una roca. Ref. 21

2.2.4.6 Temperatura

El efecto de la temperatura en la velocidad de penetración no ha sido completamente estudiado. Sin embargo, es posible conocer algunos de los efectos que tiene la misma, por los problemas que causa en otros componentes del sistema.

El lodo de perforación es uno de los elementos que se ven afectados por la temperatura. En pozos de alta presión-alta temperatura (HPHT por sus siglas en inglés) la estabilidad térmica del lodo es uno de los factores más importantes en el diseño del lodo. La degradación térmica de los productos en el lodo es dependiente del tiempo y puede afectar todas las propiedades del mismo. Los lodos de perforación, tanto base agua como base aceite pueden sufrir una gelatinización por alta temperatura. La pérdida de filtrado se incrementa con la temperatura y se ve afectada tanto por la gelatinización como por la degradación de los productos.

Los equipos utilizados en pozos HPHT deben tener características especiales para resistir las altas temperaturas evitando la degradación de los materiales eléctricos que los componen.

Los equipos superficiales de control de pozos, también deben contar con elastómeros y conexiones especiales que resistan las altas temperaturas. Estos materiales deben resistir las altas presiones y temperaturas para garantizar la continuidad de la operación.

De esta manera, es posible ver que la temperatura tiene un efecto indirecto en la velocidad de penetración al afectar los materiales y herramientas con los cuales se llevan a cabo las operaciones.

2.3 Variables Alterables

2.3.1 Propiedades del lodo de perforación

El lodo de perforación es uno de los elementos más importantes y simples que controlan la velocidad de penetración. El estudio del efecto que tienen las distintas propiedades del lodo en la velocidad de penetración ha sido objeto de varios estudios; sin embargo, los efectos no han sido determinados en forma cuantitativa y concluyente. Esto es dado que es prácticamente imposible aislar una propiedad

sin afectar las demás, de esta manera se ha hecho muy difícil identificar el efecto que tienen las distintas propiedades en forma aislada.

2.3.1.1 Tipo de lodo

Se ha sabido desde los inicios de las operaciones de perforación la diferencia en las velocidades de penetración al variar el tipo de fluido utilizado.

Se han realizado diversos estudios para conocer los efectos que tiene el tipo de lodo utilizado en las velocidades de penetración. Desde que se comenzaron a utilizar los lodos base aceite, se notó que la velocidad de penetración con éstos disminuía. Esto se fue atribuido en parte a la alta viscosidad plástica de éste tipo de lodos, que no limita la tasa de bombeo, o bien al hecho de que el lodo base aceite no suaviza las arcillas como lo hace el fluido base agua.

Entre 1961 y 1962, se realizaron comparaciones entre las velocidades de penetración de 22 pozos. Basados en esas 22 comparaciones, se pudo concluir que perforar con lodo base aceite proporciona una mejor velocidad de penetración en arenas y arcillas, comparado con un lodo base agua de la misma densidad y las mismas propiedades.

Recientemente (Black, 2008), se hicieron algunas comparaciones entre los efectos de distintas propiedades del lodo en la velocidad de penetración. El objeto de este estudio fue el conocer el efecto que tienen ciertos aditivos (Formiato de Cesio y Tetraóxido de Manganeso) en la velocidad de penetración. De estos estudios se desprenden la conclusión de que estos aditivos mejoran la velocidad de penetración hasta en un 100% comparado con la obtenida por un lodo similar sin el aditivo. En las figuras 14 y 15, se puede observar el efecto del lodo de perforación en la velocidad de penetración al perforar: (14) Marga Carthage con una barrena PDC de 7 aletas y, (15) Arcilla Mancos con una barrena PDC de 7 aletas.

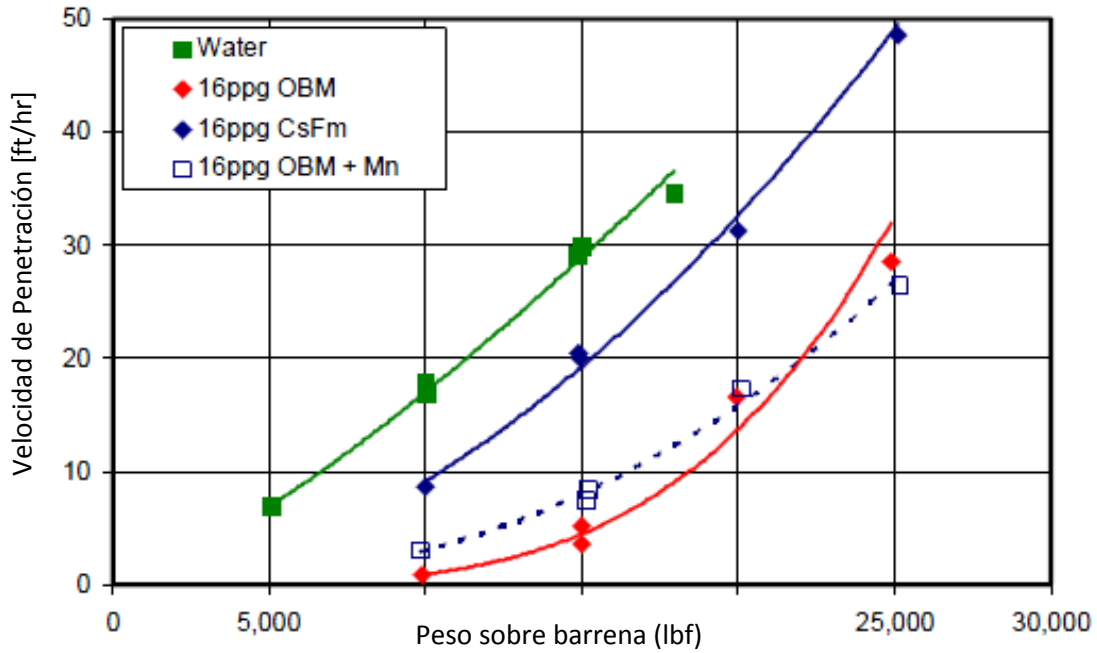


Figura 14. Efecto del tipo de lodo en la velocidad de penetración para una marga Carthage. Ref. 5

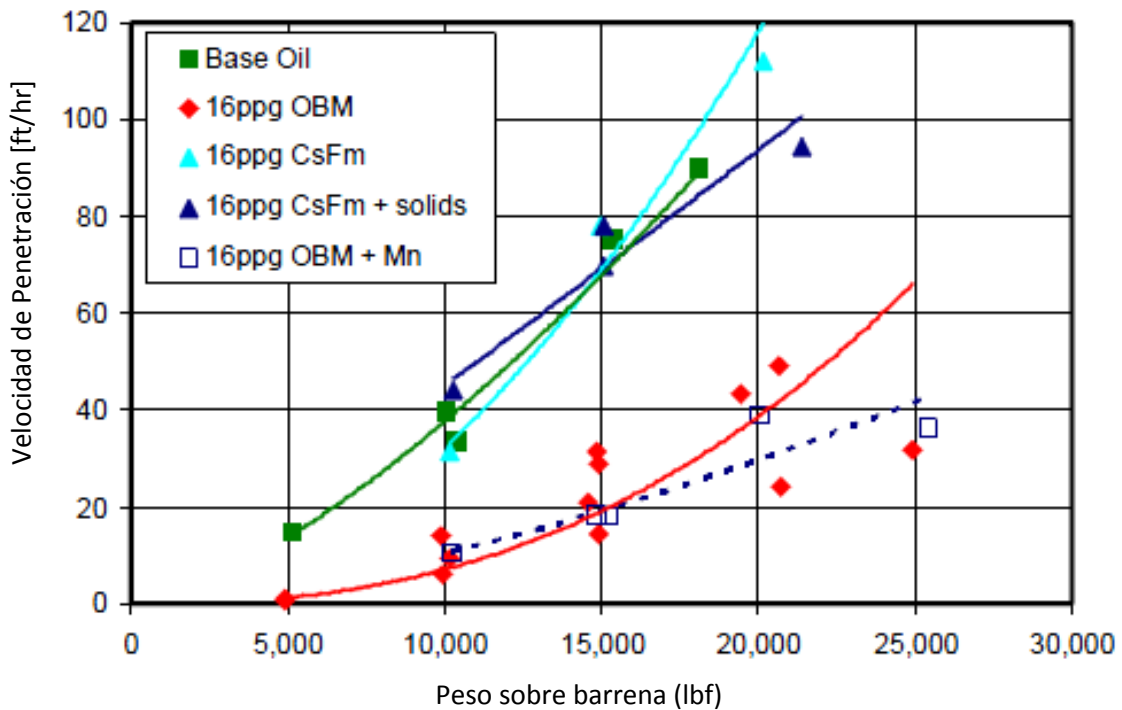


Figura 15. Efecto del tipo de lodo en la velocidad de penetración para una arcilla Mancos. Ref. 5

2.3.1.2 Densidad

La densidad del lodo, es uno de los factores que más afecta la velocidad de penetración.

Como fue mencionado anteriormente, en toda operación de perforación, existe una presión diferencial entre la presión de formación y la generada por la columna de lodo (Ecuación 2.12).

$$P_{dif} = P_h - P_f \quad 2.12$$

donde:

P_{dif} = Presión diferencial

P_h = Presión hidrostática generada por la columna de lodo

P_f = Presión de formación

Esta presión diferencial es positiva en la mayoría de las ocasiones, lo que tiene como resultado que los recortes tiendan a quedarse adheridos en el fondo del pozo, haciendo que la barrena los retrabaje e impidiendo que ésta pueda alcanzar roca virgen.

Al fenómeno que ocasiona que los recortes se queden adheridos al fondo del pozo se le llama efecto de retención (chip hold down) (ver figura 16). Y a pesar de que los efectos de éste fenómeno son conocidos, no ha podido ser estudiado y descrito a profundidad debido a la complejidad del mismo.

Los estudios llevados a cabo por Murray (1955), Eckel (1958) y Garnier (1959) estuvieron enfocados a describir los efectos de la presión diferencial en la velocidad de penetración. En todos estos estudios se llegó a la conclusión que lo mejor que se podía hacer para incrementar la velocidad de penetración es generar una presión diferencial nula o bien negativa. Dentro de estos estudios también se incluyó la perforación con aire, teniendo una velocidad de penetración mayor que con agua o cualquier lodo de perforación; esto por la diferencial de presión negativa generada entre la columna del lodo y la presión de formación.

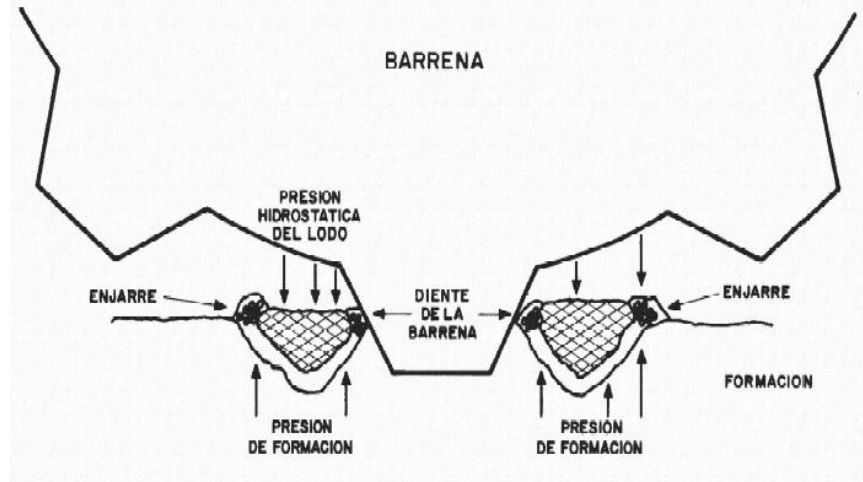


Figura 16. Efecto de retención (chip hold down). Ref. 30

En la figura 17, podemos ver una de las gráficas realizadas por Garnier (1958), donde se describen los efectos de la presión generada por la columna hidrostática de lodo sobre la velocidad de penetración (en porcentaje). Esta gráfica fue generada utilizando una barrena tricónica convencional de 3 7/8" en una caliza Belga. Por su parte, la figura 18 muestra una gráfica de barras publicada por Eckel (1958) donde se hace una comparación entre las velocidades de penetración alcanzadas en diferentes pozos utilizando diversos fluidos (aire y agua).

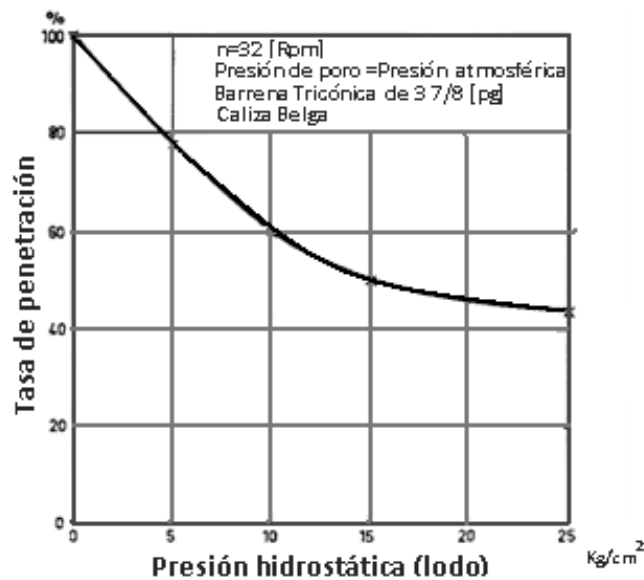


Figura 17. Efecto de la presión generada por la columna de lodo en la velocidad de penetración. Ref. 16

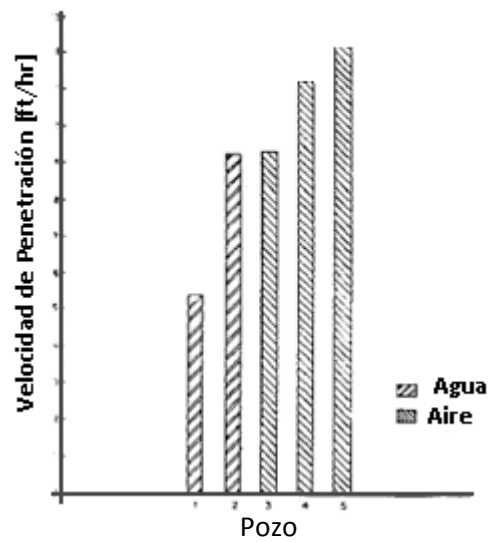


Figura 18. Velocidad de penetración obtenida con agua y aire. ^{Ref. 11}

En la figura 19, es posible ver el efecto que tiene la densidad del fluido en la velocidad de penetración en una formación de roca perteneciente al medio oriente. En la misma se puede apreciar la recta de ajuste resultante de los datos.

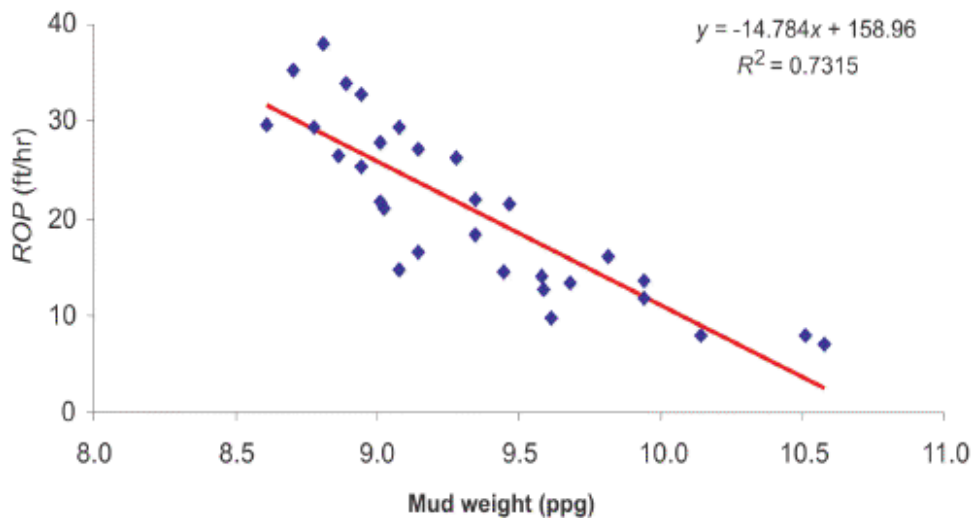


Figura 19. Efecto de la densidad del fluido en la velocidad de penetración al perforar la formación Aghajari. ^{Ref. 46}

2.3.1.3 Viscosidad

La viscosidad tiene un efecto marcado en la velocidad de penetración. Desde los primeros estudios encaminados a describir la relación entre la viscosidad del lodo y la velocidad de penetración, se encontró que a medida que la viscosidad aumenta, la velocidad de penetración disminuye.

El efecto de la disminución de la velocidad de penetración relacionada con la viscosidad se debe a que para incrementar la eficiencia de limpieza del lodo es preferible tener un fluido de baja viscosidad (cercana a la del agua) en un régimen turbulento para asegurar la remoción completa de los recortes en el fondo, a un fluido con una viscosidad alta en un régimen laminar.

Asimismo, el incremento en la viscosidad trae distintas consecuencias como se describe a continuación:

- La viscosidad tiene efecto en los regímenes de flujo presentes en el pozo.
- Un aumento en la viscosidad trae como consecuencia mayores caídas de presión a lo largo del sistema.
- Aunado a lo anterior, un aumento en las caídas de presión requiere mayor presión de bombeo.
- Una mayor viscosidad en el fluido también hace más difícil todo el control de sólidos, dado que el fluido tiende a mantener en suspensión los recortes o sólidos.

Eckel (1967) realizó estudios para describir los efectos de ciertas propiedades de lodo en la velocidad de penetración, entre ellas la viscosidad. La figura 20 muestra los resultados obtenidos al variar la viscosidad cinemática¹ del fluido de

¹ Viscosidad cinemática se refiere a la viscosidad μ [cp] del fluido a condiciones dinámicas dividido entre la densidad del mismo ρ .

perforación manteniendo las mismas condiciones mecánicas (peso sobre barrena y revoluciones por minuto) y el mismo gasto y caída de presión.

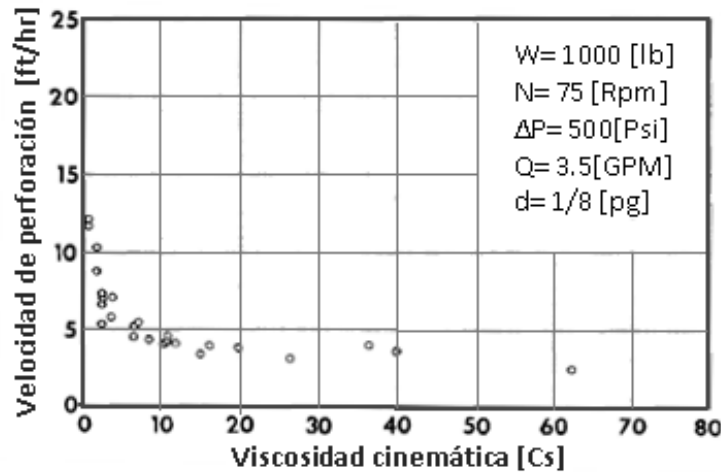


Figura 20. Velocidad de perforación vs viscosidad cinemática a un gasto de 3.5 gpm. Ref. 13

Sin embargo, en este punto, el ingeniero de diseño del pozo se encuentra ante una disyuntiva. Dado que se tiene que decidir entre un fluido que tenga una viscosidad suficiente para mantener recortes en suspensión, pero que no sea demasiada para afectar la velocidad de penetración.

2.3.1.4 Pérdida de filtrado

Durante la década de los 60's se escribieron varios trabajos acerca de la relación entre las propiedades del lodo y la velocidad de penetración. Eckel (1967) no pudo encontrar una relación entre ambos factores; sin embargo, trabajos realizados dando continuidad a dicho estudio, se enfocaron en describir el efecto que tiene la pérdida de filtrado en condiciones dinámicas (Eckel (1967), Lawhon (1967)).

Dentro de esta serie de estudios, se probaron distintos tipos de fluidos y aditivos. Sin embargo, sus conclusiones arrojaron datos conocidos por la gente de

campo: la velocidad de penetración se afecta por una disminución en la pérdida de filtrado.

Este punto, está muy relacionado con el subtema de permeabilidad, descrito con anterioridad en este trabajo. El filtrado que pasa a través del enjarre sirve para equalizar las presiones entre la presión del lodo y la presión de formación. De esta forma, un lodo de perforación con una pérdida de filtrado alta brindará una mayor velocidad de penetración (figura 21). Sin embargo, en este punto nos enfrentamos ante otra disyuntiva al diseñar un lodo: velocidad o minimizar el daño.

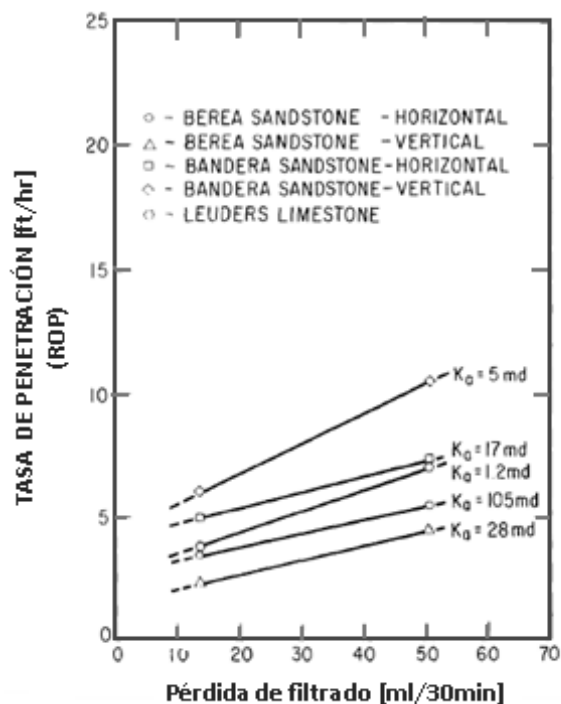


Figura 21. Efecto de la pérdida de filtrado en la velocidad de penetración para arena Berea, Bandera y lutita Leuders. Ref. 61

Un fluido de perforación con alta pérdida de filtrado servirá para equalizar las presiones en el fondo del pozo, minimizando el efecto de retención de los recortes. Pero al mismo tiempo, invadirá la formación causando daño a la misma.

2.3.1.5 Contenido de sólidos.

Los efectos negativos de la acumulación de sólidos en el lodo de perforación, han sido temas de investigación de la industria petrolera desde hace muchos años. Sin embargo, dado que el contenido de sólidos en un lodo de perforación está íntimamente ligado a la densidad y a la viscosidad del mismo, ha sido muy difícil encontrar la relación que guarda con la velocidad de penetración.

Los sólidos son elementos inevitables de un lodo de perforación. Ya sean agregados para brindar algunas propiedades al mismo (densidad, viscosidad) o bien producto de la perforación. A medida que se perfora, se van incorporando al lodo pequeñas cantidades de sólidos. Si se mantiene una cantidad pequeña de sólidos, la velocidad no se ve afectada. La figura 22 muestra el efecto del contenido de sólidos en el lodo en la velocidad de penetración.

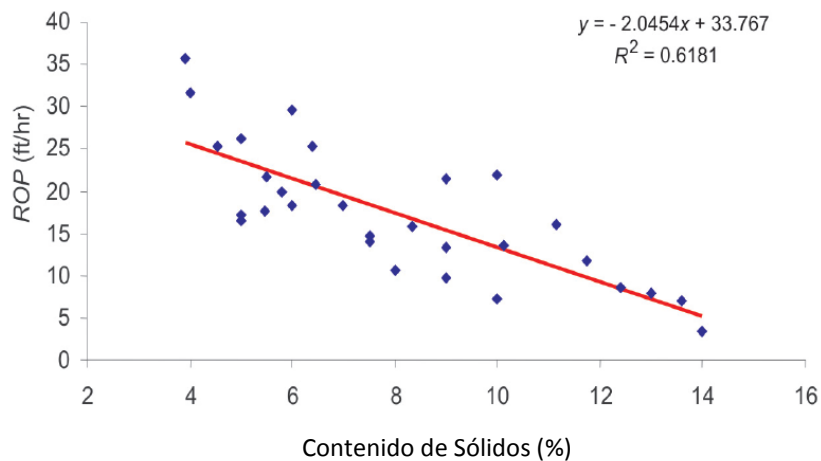


Figura 22. Efecto del contenido de sólidos en la velocidad de penetración. Ref. 46

Sin embargo, si estas cantidades se comienzan a recircular debido a una mala limpieza del lodo, se pueden llegar a tener serios problemas. Los problemas generados por el contenido de sólidos en el lodo, se ven magnificados por la presencia de otros contaminantes. Dado que los sólidos pueden llegar a reaccionar con iones contaminantes creando problemas más graves de los que crearían individualmente. Por ejemplo, cuando se agregan sales solubles a un lodo base agua, el lodo se espesa y cambian sus propiedades de gel, también se

incrementa la pérdida de filtrado. Junto con estos problemas, también se puede presentar la floculación de los sólidos en el lodo.

2.3.1.6 Contenido de aceite

Diversos estudios realizados en campo utilizando fluidos base agua a los que se les adicionaba aceite, demostraron que la velocidad de penetración aumentaba con el incremento en la concentración de aceite.

Este incremento se debe principalmente a que el aceite no tiene ninguna reacción con las arcillas, lo que evita su hinchamiento y problemas de embolamiento. Además el aceite incrementa la lubricación, reduciendo la fricción entre la barrena y el agujero, lo que disminuye el torque y el arrastre.

Dentro de estas pruebas, también se notó que cuando el contenido de aceite se aproxima a la concentración del 20% (fig. 23), se tiene un efecto inverso, es decir, la velocidad de penetración tiende a disminuir. Este efecto no ha podido ser explicado completamente. Sin embargo, se le ha atribuido a dos efectos principalmente: el incremento en la viscosidad del lodo y el hecho de que partículas de la emulsión agua-aceite pueden bloquear los poros de la roca, impidiendo que se equalicen las presiones y aumentando la presión diferencial. La figura 23 utiliza el término ROP relativa, que hace referencia a la relación entre la velocidad de penetración obtenida con agua y con el fluido de estudio.

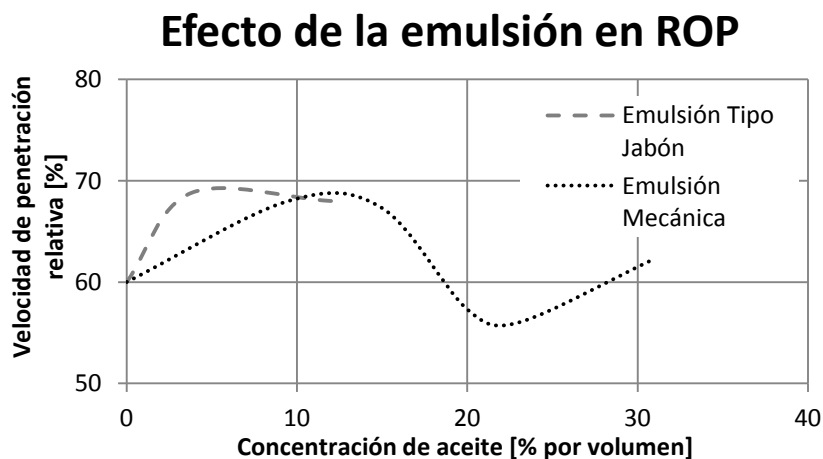


Figura 23. Efecto de la concentración de aceite en la velocidad de penetración.

2.3.2 Hidráulica.

2.3.2.1 Presión en las bombas.

La presión generada al entrar el fluido en las bombas tiene varios usos y efectos sobre la velocidad de penetración.

El uso más importante de la presión generada por las bombas es el mantener al fluido en movimiento, es decir, contrarresta la columna hidrostática generada por el lodo y los recortes en el espacio anular. Además esta presión hace que exista una densidad equivalente de circulación en el fondo, la cual es mayor que la densidad del lodo, por lo que ayuda a mantener el control del pozo.

Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, el aumento de la densidad del fluido en el pozo trae como consecuencia un aumento en la presión diferencial y una disminución de la velocidad de penetración (véase fig. 9). Este comportamiento se ilustra en la figura 24, donde se compara la presión en las bombas con la velocidad de penetración utilizando el modelo de Warren.

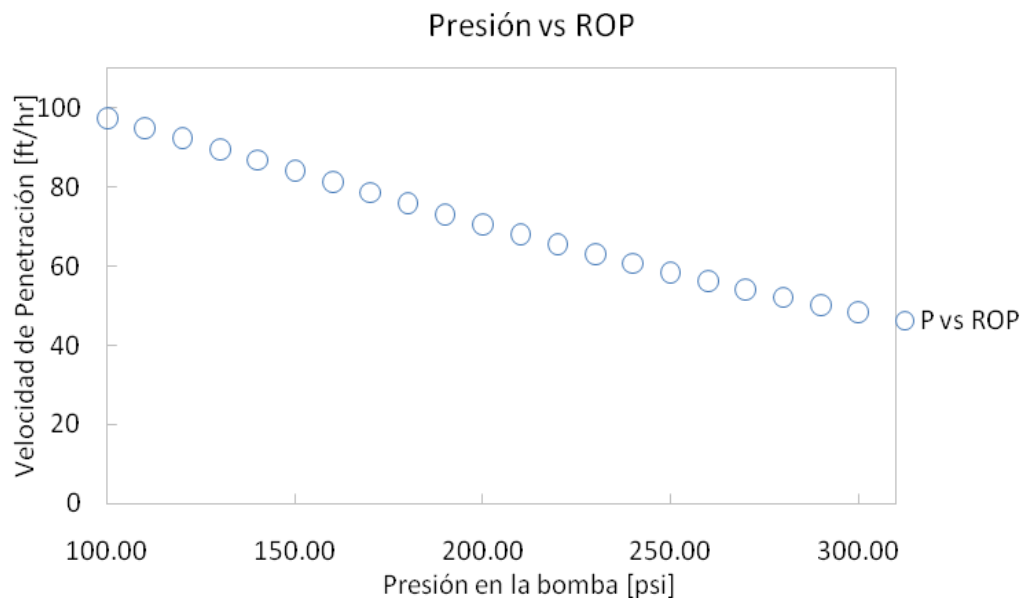


Figura 24. Efecto de la presión de la bomba en la velocidad de penetración utilizando el modelo de Warren.

2.3.2.2 Gasto de fluido.

El bombear fluido de perforación tiene varias funciones en el agujero, la más importante de ellas es el retirar los recortes generados por la barrena y llevarlos a superficie.

Para tener una limpieza eficiente del agujero, es necesario que el fluido alcance y tenga una velocidad por encima de la crítica, la cual es necesaria para que el fluido sea capaz de acarrear los recortes.

A parte de calcular todos los factores considerados en la hidráulica (caídas de presión, caballaje (HP) en la barrena y fuerza de impacto en la barrena), es necesario realizar todos los cálculos necesarios para asegurarse que el gasto cumpla con las siguientes condiciones:

- Que la velocidad en el espacio anular sea suficiente para remover los recortes generados por la barrena.
- Que la velocidad sea suficiente para alcanzar una potencia en la barrena suficiente.
- Que la velocidad en el espacio anular no sea demasiada para erosionar las formaciones deleznales (aproximadamente 100 pies/min).

De acuerdo con la investigación llevada a cabo por Warren (1987) para el desarrollo de su modelo de perforación. Cuando se utiliza lodo como fluido de perforación, la energía hidráulica tiene una gran influencia en la velocidad de penetración. Un incremento en la energía hidráulica tiende a hacer que la barrena responda de mejor manera al peso sobre barrena y se mejore la velocidad de penetración al corregir la limpieza pobre del agujero que se tiene con gastos de fluidos bajos. En la figura 25 se muestra una de las gráficas publicadas por Warren (1987) donde se muestra el efecto del tipo de lodo y la hidráulica en la velocidad

de penetración. En esta gráfica se muestra el comportamiento descrito por el autor, se observa como la curva de peso sobre barrena (WOB por sus siglas en inglés) aumenta hasta llegar a estabilizarse; sin embargo el potencial completo rara vez se alcanza.

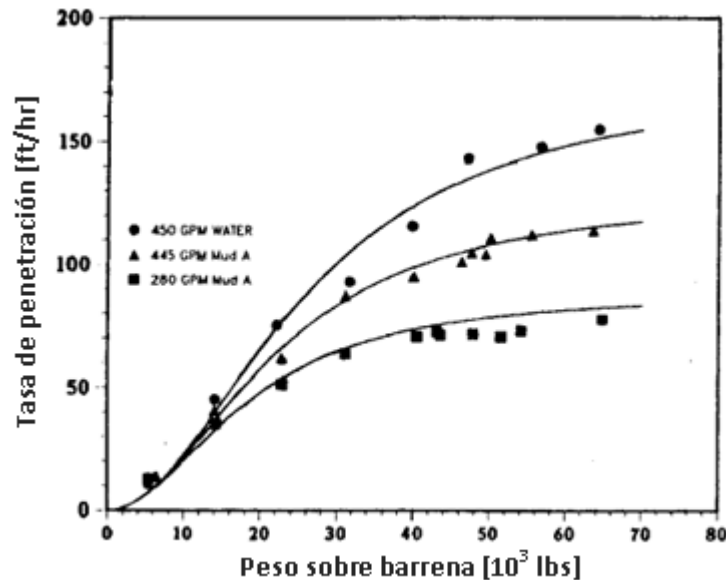


Figura 25. Efecto del fluido de perforación y la hidráulica en la velocidad de penetración. ^{Ref. 60}

2.3.2.3 Potencia hidráulica.

La potencia hidráulica de una barrena está determinada por la siguiente expresión:

$$HHP = \frac{PQ}{1714} \quad 2.13$$

Donde P= Presión en el fondo del pozo [psi].
Q= Gasto del lodo [gal/min].

Gracias a la recolección de datos provenientes de pozos en diferentes localizaciones, fue posible lograr la descripción del efecto de la potencia hidráulica

de la barrena en la velocidad de penetración. El comportamiento de esta relación presenta una gráfica en forma de "S" (figura 26). Esto significa que para valores bajos de potencia hidráulica, existe un incremento pequeño en la velocidad de penetración. Para valores intermedios de potencia, los incrementos en la velocidad de penetración son mayores ante incrementos leves en la potencia, mientras que para valores altos, el incremento en la velocidad de penetración es menor ante cambios grandes en la potencia.

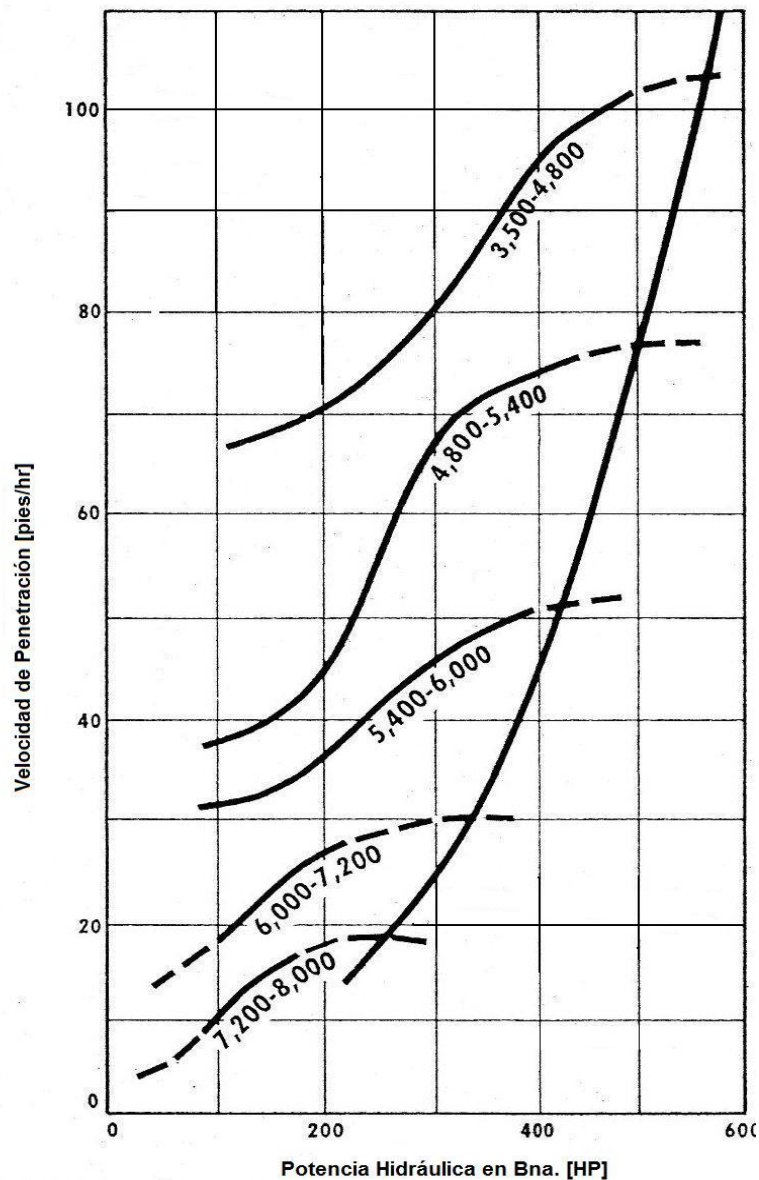


Figura 26. Efecto de la potencia hidráulica en la velocidad de penetración para barrenas de 8 3/4" a distintas profundidades. Ref. 10

La explicación de este comportamiento es que cuando se tiene una potencia hidráulica baja, no se logra una limpieza del fondo del pozo con las toberas. De esta manera, no existe mucha diferencia entre una velocidad baja en la tobera a una ligeramente mayor. Cuando se alcanzan velocidades intermedias, la potencia es suficiente para que comience a haber limpieza, entonces a cada impacto sucesivo de los dientes de la barrena, los recortes son desalojados, por lo que la barrena puede alcanzar formación virgen de manera más fácil. Cuando se tienen velocidades altas en las toberas, no existe gran diferencia al seguir aumentando la velocidad, ya que el punto donde se alcanza una buena limpieza en el fondo ya fue alcanzado.

2.3.2.4 Fuerza de impacto hidráulico.

La fuerza de impacto hidráulico, es la fuerza con la que el fluido de perforación golpea la formación al salir de las toberas de la barrena. Este parámetro es calculado con la siguiente expresión:

$$I_f = .000516\rho QV_\eta \quad 2.14$$

Donde I_f = Fuerza de impacto hidráulico [lbf]
 ρ = Densidad del fluido de perforación [lb/gal]
 Q = Gasto del fluido [gal/min]
 V_η = Velocidad en las toberas [pie/seg]

El fluido de perforación, sale de la tobera a una velocidad la cual depende del gasto y del área total de flujo (la suma de las áreas de cada tobera). Este chorro, impacta la superficie de la roca creando una ola de presión (fig. 27), haciendo que el fluido cambie de dirección creando un flujo cruzado, lo cual ayuda a incrementar el índice de limpieza en el fondo del pozo. Además, una fuerza de impacto alta, ayuda a debilitar la roca, creando microfracturas, lo cual hace que la barrena tenga una mayor duración y eficiencia.

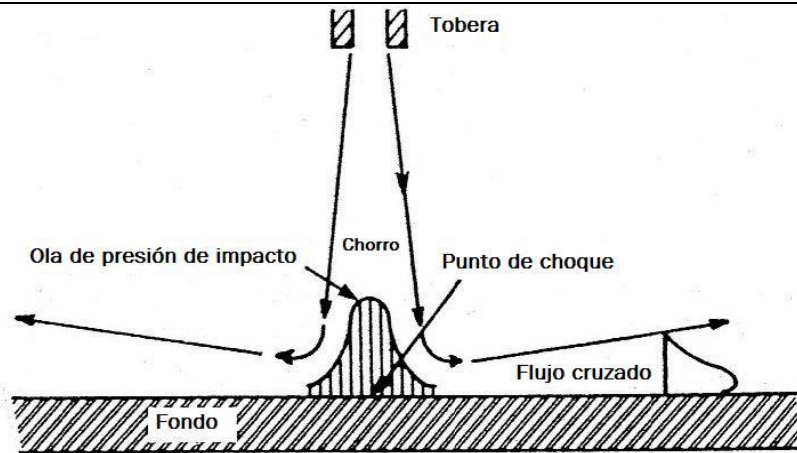


Figura 27. Ola de presión de impacto y flujo cruzado. ^{Ref. 10}

2.3.2.5 Velocidad en el espacio anular.

A pesar de que la velocidad del fluido en el espacio anular no tiene una implicación directa en la velocidad de penetración, es un componente esencial de la limpieza del pozo.

Una velocidad de fluido en el espacio anular óptima permite tener el pozo limpio de recortes. Sin embargo, cuando la velocidad no es la adecuada los recortes se comienzan a acumular en el espacio anular. En pozos direccionales, este parámetro es de vital importancia para evitar la formación de camas de recortes, las cuales pueden llevar al atrapamiento de la sarta de perforación.

La figura 28 muestra la relación entre la velocidad de penetración y la velocidad del fluido en el espacio anular, de acuerdo con datos obtenidos para el campo Ark-La-Tex en los Estados Unidos. Cada línea representa un tamaño de agujero distinto. Esta figura también puede ser utilizada en la forma inversa, es decir, encontrando qué velocidad en espacio anular se requiere cuando se tiene cierta velocidad de penetración. Cabe destacar que los datos presentados en esta figura son solamente de guía, por lo que no sustituyen al análisis de la hidráulica del agujero; sin embargo, puede ser usado como punto de partida.

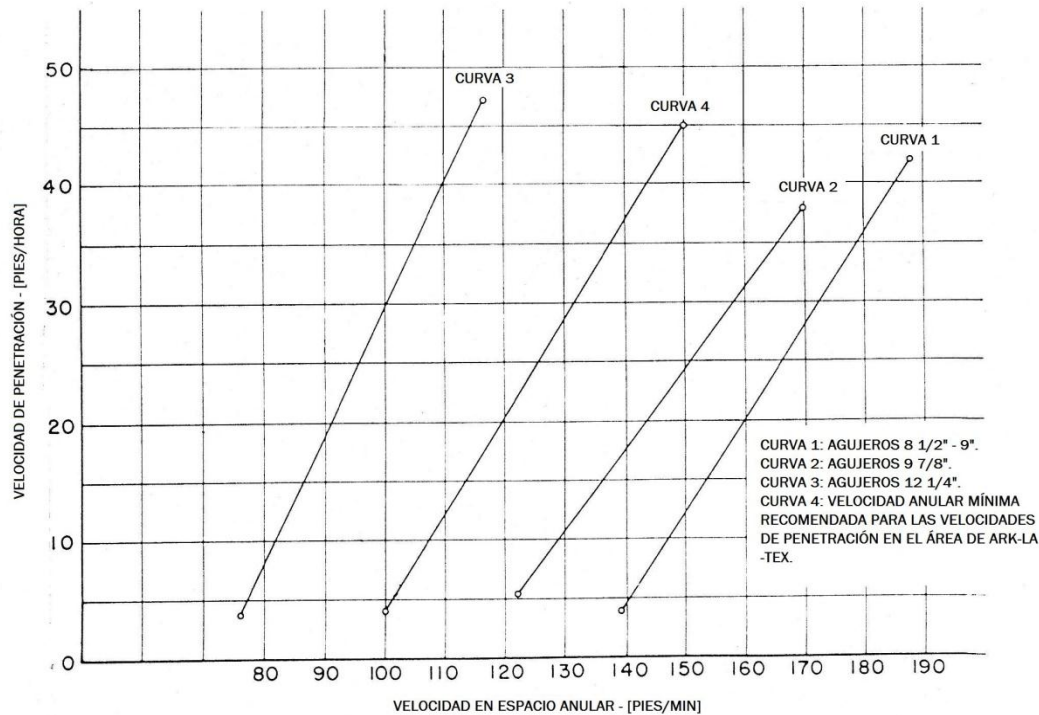


Figura 28. Relación entre la velocidad en el espacio anular y la velocidad de penetración para pozos en el área de Ark-La-Tex. Ref. 27

2.3.3 Factores mecánicos

2.3.3.1 Peso sobre barrena.

El efecto del peso sobre barrena ha sido objeto de los estudios más extensos dentro de la perforación. Se han realizado numerosos trabajos al respecto utilizando distintas barrenas, rocas y bajo distintas formaciones.

De estos estudios se desprende que el peso sobre barrena es el factor más importante que determina la velocidad de penetración, limitado por la hidráulica existente en el agujero.

Para demostrar la influencia de una limpieza inadecuada del agujero en el desempeño de la barrena, obsérvese la figura 29, donde se encuentran graficadas tres curvas de peso sobre barrena vs velocidad de penetración para tres hidráulicas distintas en la barrena. Tomando como ejemplo la curva A, que es la

menor potencia hidráulica de las tres mostradas, la barrena comienza a “embolarse” cuando se alcanza un peso de 8,000 lb, la velocidad de penetración comienza a disminuir. El embolamiento continúa conforme se incrementa el peso, y cuando se alcanza un peso (22,000 lb), cualquier incremento en el peso tendrá como resultado que la velocidad de penetración baje.

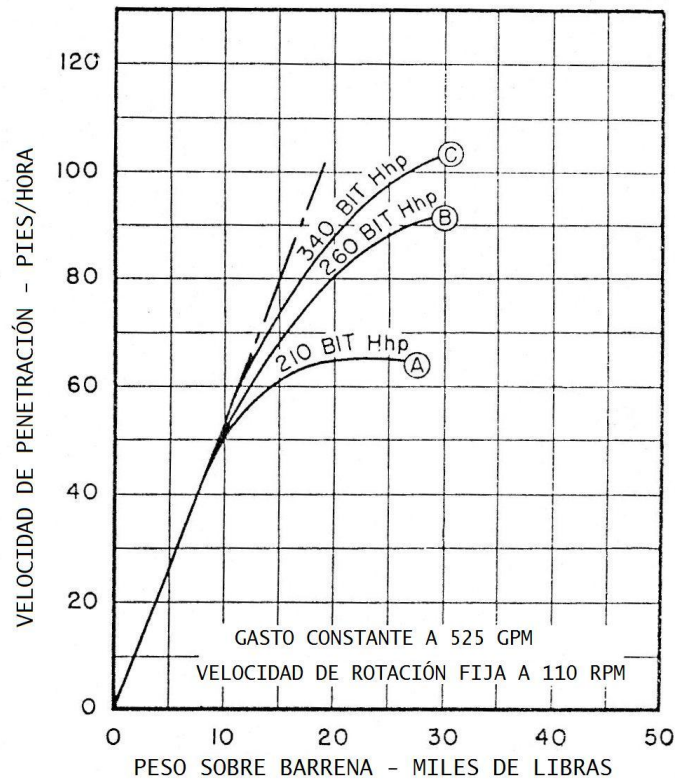


Figura 29. Efectos de la hidráulica en el comportamiento de la velocidad de penetración. Ref. 55

Datos obtenidos en laboratorio permitieron crear la gráfica mostrada en la figura 30 (en página completa). La cual muestra la relación entre la velocidad de penetración y el peso sobre barrena. Dichos datos fueron obtenidos a partir de barrena de 6 $\frac{3}{4}$ " y 8 $\frac{3}{4}$ ", con muestras de rocas de distintas durezas variando desde caliza hasta cuarcita. Todas las gráficas obtenidas tienen una forma similar. Comenzando en la ordenada 0,0 o en el origen de la gráfica; 1, la velocidad de penetración responde ligeramente a incrementos de peso en el rango de pesos

ligeros; 2, cuando se alcanza cierto peso la velocidad de penetración se incrementa rápidamente; 3, la relación se hace lineal.

- **Condición 1.** Cuando se tiene un peso sobre barrena bajo, la carga en los dientes de la barrena no supera el esfuerzo compresivo de la roca; por lo que el proceso de perforación es resultado del desgaste y trituración de la superficie de la roca.
- **Condición 2.** Cuando se llega al rango de pesos donde se supera el esfuerzo compresivo de la roca, los dientes de la barrena comienzan a fracturar y remover grandes pedazos de roca. Este peso se llama “peso crítico”.
- **Condición 3.** El peso sobre barrena supera al esfuerzo compresivo de la roca, la profundidad del diente en la formación depende directamente del peso aplicado sobre la barrena.

2.3.3.2 Velocidad de rotación.

Los efectos de la velocidad de rotación en la velocidad de penetración, no han podido ser descritos de una forma tan detallada como los del peso sobre barrena.

Sin embargo, se han hecho diversos estudios para verificar los efectos de este parámetro. De estos estudios se desprende que la velocidad de perforación aumenta de forma proporcional con la velocidad de rotación.

La figura 31, muestra la relación entre la velocidad de rotación y la de perforación para distintas profundidades. El efecto de la profundidad se debe a la presión hidrostática y el hecho de que, generalmente, la potencia hidráulica disminuye con la profundidad. Además, las formaciones se vuelven dúctiles con la profundidad y no se rompen de la misma manera que una roca frágil.

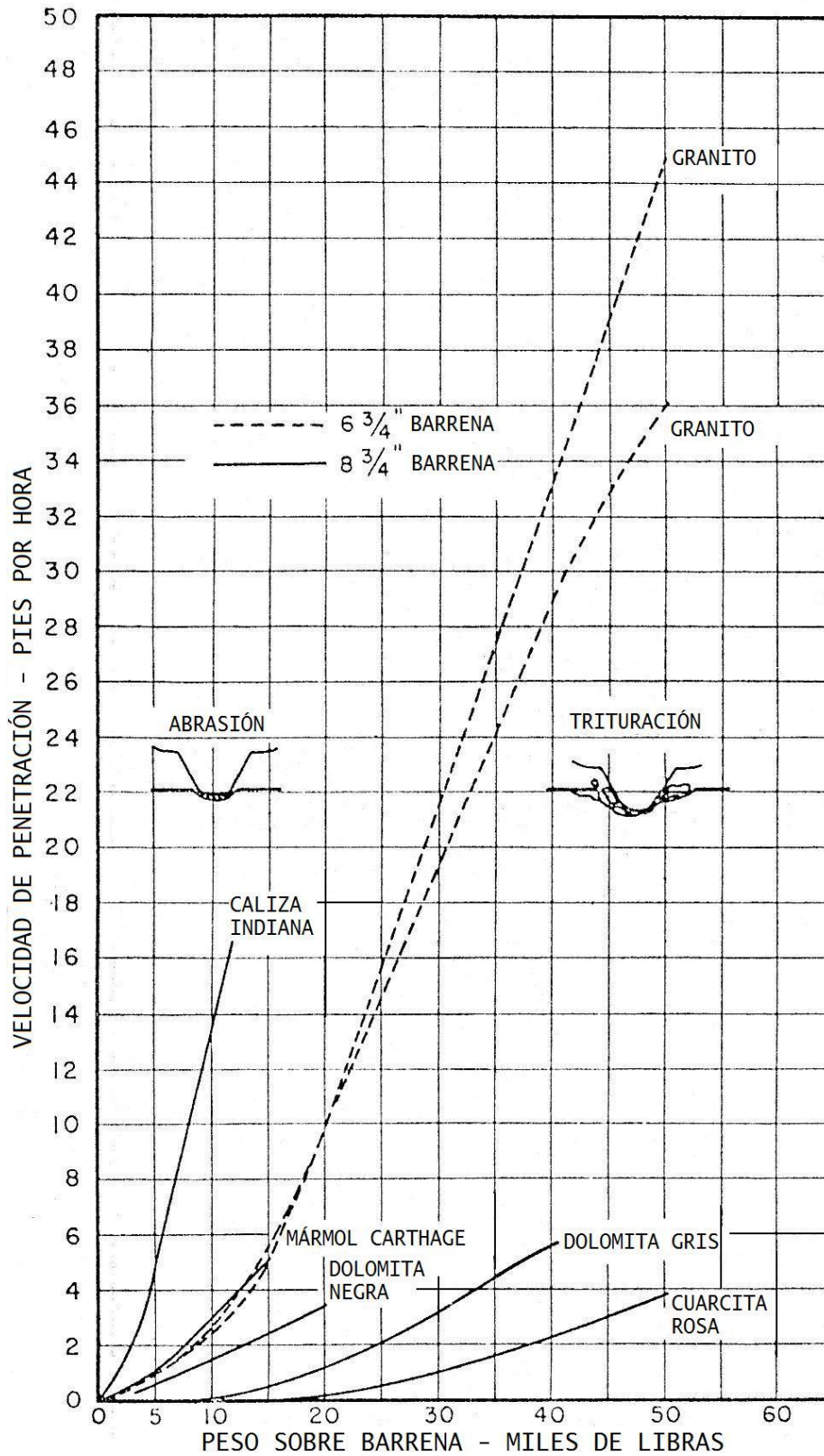


Figura 30. Efecto del peso sobre barrena en la velocidad de penetración para distintos tipos de rocas. Ref. 55

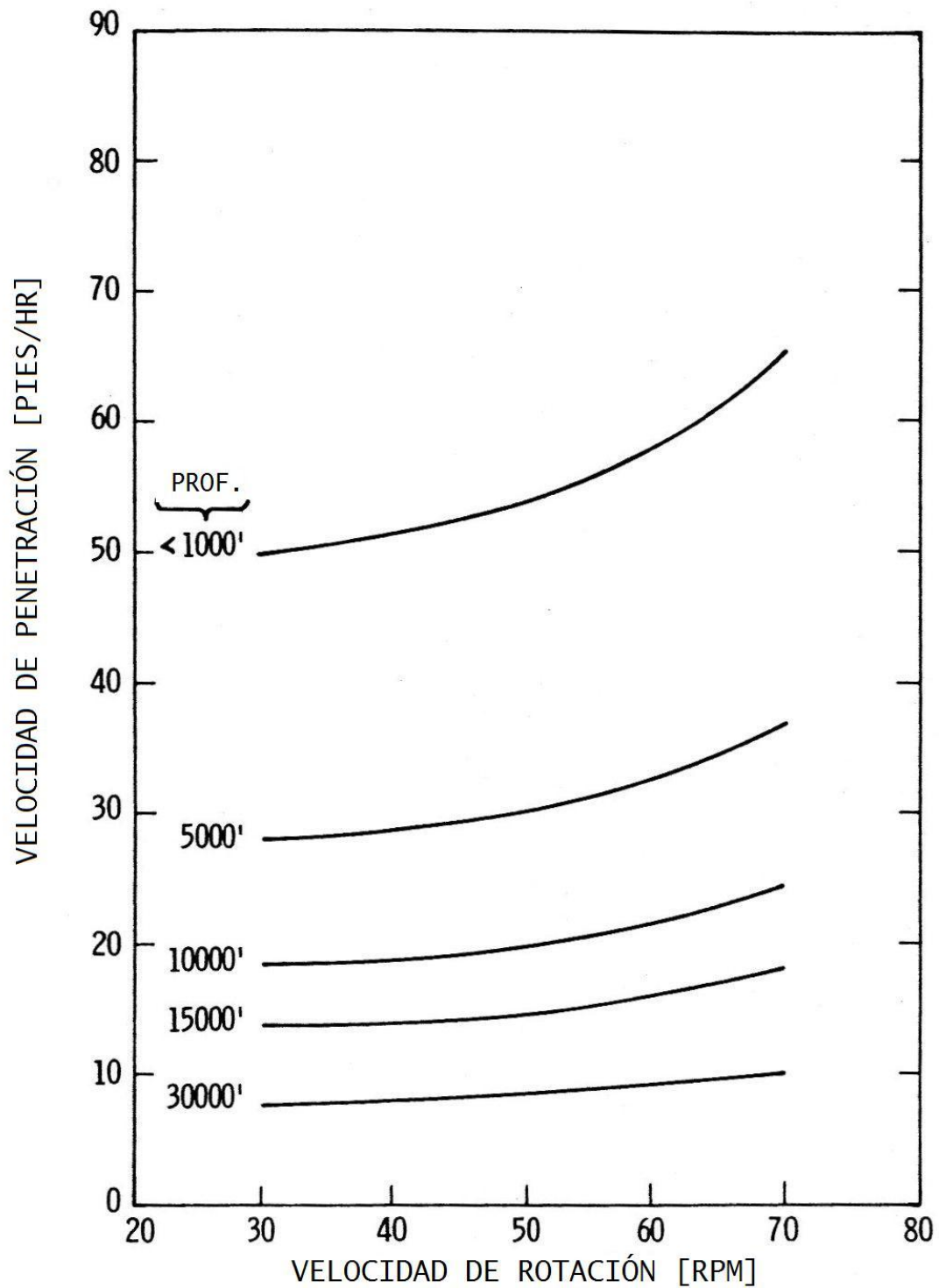


Figura 31. Efecto de la velocidad de rotación en la velocidad de penetración para distintas profundidades. ^{Ref. 33}

2.3.4 Barrena

2.3.4.1 Tipo de barrena.

La selección de una barrena se debe realizar en base a distintos factores como la geología, esfuerzos, elasticidad, abrasión, tipo de pozo, costo, etc.

La figura 32 muestra los tipos de barrenas utilizados en la perforación de pozos petroleros. Las barrenas se clasifican en primer término por la acción de corte; las barrenas de rodillos tienen una acción trituradora en la formación, mientras que las barrenas de cortadores fijos tienen un mecanismo de raspado de la roca, hacen que ésta falle por esfuerzos de corte.

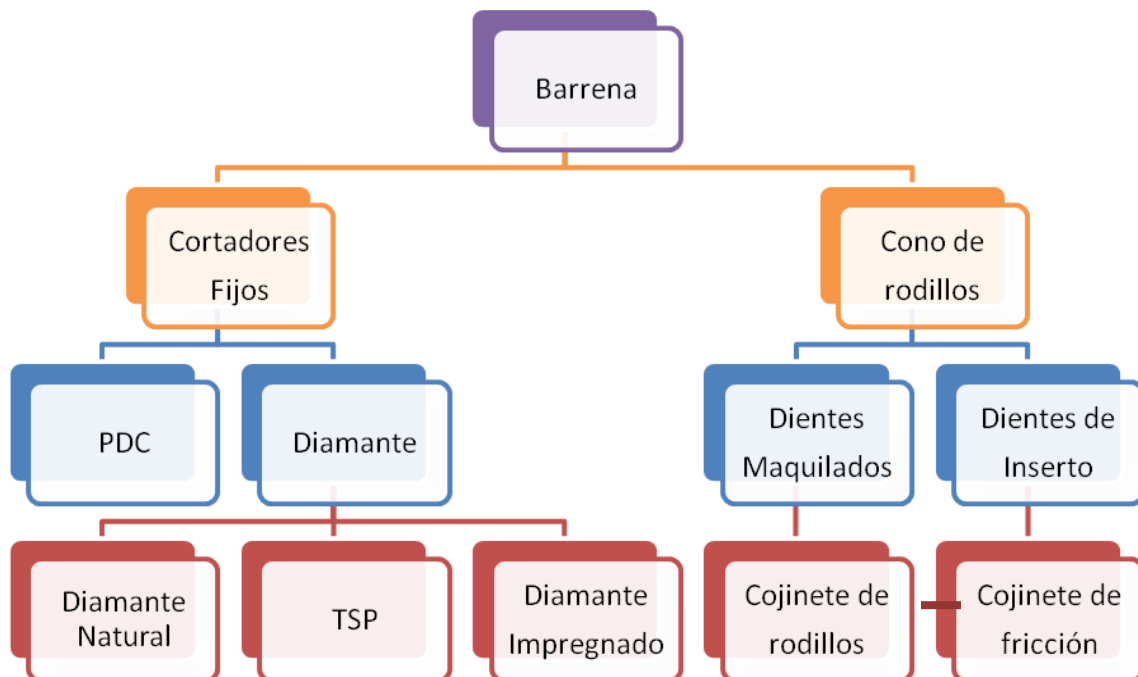


Figura 32. Clasificación de barrenas.

La tabla 7, muestra una comparativa entre las ventajas, desventajas y aplicaciones de los distintos tipos de barrena utilizadas en la perforación de pozos petroleros.

Tipo de barrena	Ventaja	Desventajas	Aplicación
Tricónica	<ul style="list-style-type: none"> • Precio menor a las otras barrenas. • Mejor respuesta en formaciones duras. • Mejor para formaciones abrasivas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de perforación menor. • Menor duración. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos exploratorios. • Intervalos cortos. • Situaciones de alto riesgo. • Formaciones extremadamente duras. • Áreas con fallas o con intercalaciones duras.
PDC	<ul style="list-style-type: none"> • Adecuadas para formaciones blandas a medias. • Requieren un peso sobre barrena menor. • Mejor respuesta en lodos base aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> • No recomendables en formaciones abrasivas. • No recomendables en formaciones con tendencia a embolamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación direccional. • Agujeros estrechos, perforación con tubería flexible (TF). • Utilización de motores de fondo.
TSP/Diamante Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Efectivas en formaciones de media a dura 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo. • No efectivas en formaciones blandas. • Se pueden dañar con restos metálicos dentro del pozo. • Se dañan al recibir golpes. 	

Tabla 7. Comparativa entre tipos de barrenas.

En la figura 33 se muestra una comparativa entre distintos tipos de barrenas al perforar una roca dura y abrasiva. El objeto de dicho estudio fue mostrar los avances logrados en el desarrollo de cortadores de diamante termalmente estable en un desarrollo conjunto entre el Departamento de Energía de los Estados Unidos y el Instituto de Tecnología del Gas del mismo país.

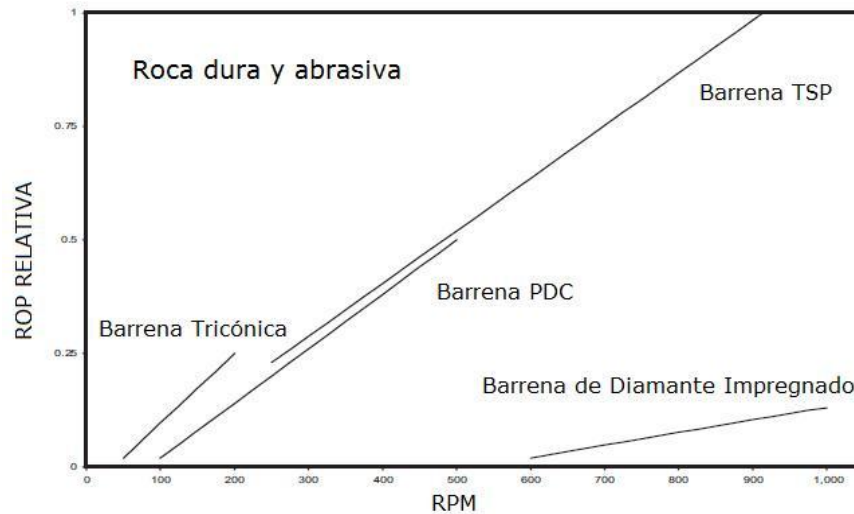


Figura 33. Comparativa entre el desempeño de barrenas. Ref. 49

2.3.4.2 Desgaste de la barrena.

Como es de suponerse, el efecto que tiene el desgaste de una barrena sobre la velocidad de penetración es la disminución de esta última; sin embargo, hay que recalcar que el desgaste de la barrena depende de las condiciones de operación de la misma. Por lo que se debe hacer un estudio para comparar la velocidad de perforación esperada y el desgaste de la barrena.

Lo anterior con el fin de mantener un costo de la operación óptimo, dado que puede que se tenga un ahorro en tiempo, pero se tiene un aumento en el costo de la barrena, ya que se incrementa el número de barrenas a utilizar.

La abrasividad de la formación es un factor muy importante dentro de la selección de barrenas, ya que el elegir una barrena para características distintas a las de la formación puede traer serios problemas, desde un desgaste prematuro hasta problemas de atrapamiento, al producir una velocidad de penetración demasiado alta para las condiciones de hidráulica presentes en el agujero.

CAPÍTULO 3

MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN

Desde los inicios de las operaciones de perforación con mesa rotaria, comenzaron a surgir los primeros modelos empíricos que trataron de relacionar los parámetros que influyen sobre la velocidad de penetración; de tal manera, que se predijeran o anticiparan los resultados que tendrían distintas combinaciones de parámetros en los tiempos de operación.

La finalidad de predecir la velocidad de penetración es mejorar las operaciones mediante “simulaciones”, las cuales permiten incrementar la experiencia y encontrar los mejores parámetros a manejar durante la perforación.

Los modelos de predicción de la velocidad de penetración han sido clasificados en dos grandes grupos: modelos de limpieza perfecta y modelos de limpieza imperfecta.

Los modelos de limpieza perfecta no consideran el efecto de retención de los recortes generados en el fondo del pozo. Por lo tanto, se considera una limpieza completa del fondo del pozo. Este tipo de modelos es útil en los casos donde se tenga un índice de limpieza del pozo correcto y donde los parámetros hidráulicos sean adecuados para mantener limpio el pozo.

Los modelos de limpieza imperfecta surgen para explicar el comportamiento que tiene la velocidad de penetración en el momento en que la hidráulica presente en el pozo no es suficiente para retirar los recortes de fondo.

A continuación, se describirán los modelos de predicción de la velocidad de penetración utilizados en el presente trabajo.

3.1 Teoría de limpieza perfecta (Modelo de Maurer)

La mecánica de perforación con una barrena tricónica consiste en dos operaciones fundamentales: la formación de cráteres debajo del diente de la barrena y la remoción de los recortes de los cráteres al moverse el cono. Maurer (1962) enunció un modelo denominado de limpieza perfecta analizando el proceso de formación de cráteres de una barrena tricónica.

Bajo condiciones de limpieza perfecta, la velocidad de perforación es directamente proporcional a la velocidad de rotación y al peso sobre barrena al cuadrado, e inversamente proporcional al producto de los cuadrados del diámetro de la barrena y el esfuerzo de la roca.

Partiendo de un análisis para la formación de cráteres, Maurer (1959) expuso que en los cráteres producidos en una roca mediante el impacto de esferas, el volumen del cráter es proporcional a la energía de formación del mismo

$$V_c \propto E_c \quad 3.1$$

$$V_c \propto X^2 \quad 3.2$$

Donde X es la profundidad de penetración de la esfera. En otras investigaciones, Simon (1949-1953) demostró que se exhibe la misma relación entre el volumen del cráter y la energía en cráteres formados por el impacto de cinceles.

La energía usada en la formación de un cráter es

$$E_c \propto \int_0^X F(u) du \quad 3.3$$

Donde F es la fuerza ejercida en el diente y u es una variable ficticia; a partir de las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3

$$X^2 \propto \int_0^X F(u) du \quad 3.4$$

Diferenciando la ecuación 3.4 respecto a X se obtiene

$$X \propto F(X) \quad 3.5$$

En el caso de un diente con filo gastado, se requiere una fuerza antes de que el diente penetre la roca, es decir, una fuerza mínima, F_0 . De tal forma que la relación 3.5 se vuelve

$$\begin{aligned} X &\propto F - F_0 && \text{para } F \geq F_0 \\ X &= 0 && \text{para } F \leq F_0 \end{aligned} \quad 3.6$$

Donde $F - F_0$ es conocido como la fuerza efectiva. La estipulación para cuando $F \leq F_0$ es solo una primera aproximación, dado que se sabe que existe cierta deformación elástica en la roca cuando se aplica alguna fuerza diferente de 0 ($F > 0$).

Investigaciones llevadas a cabo por Garcia (1958) y Maurer (1959), encontraron una relación entre la profundidad de un cráter y el recíproco tanto del esfuerzo de corte de la roca como del esfuerzo compresivo de la misma. Entonces, es posible escribir, asumiendo que la fuerza sobre el diente es constante

$$X \propto \frac{1}{S} \quad 3.7$$

Donde S es definido como el esfuerzo de perforabilidad de la roca.

Combinando las ecuaciones 3.2, 3.6 y 3.7

$$\begin{aligned} V_c &\propto (F - F_0)^2 / S^2 && \text{para } F \geq F_0 \\ V_c &= 0 && \text{para } F \leq F_0 \end{aligned} \quad 3.8$$

La cual muestra que el volumen de un cráter varía directamente con la fuerza efectiva al cuadrado es inversamente proporcional al cuadrado del esfuerzo cuando la fuerza en el diente excede la fuerza mínima.

A continuación se mostrara el desarrollo de la formula relativa a la velocidad de penetración. La velocidad de perforación puede ser expresada de la siguiente manera:

$$R = \frac{4}{\pi d_b^2} \frac{dV}{dt} \quad 3.9$$

Donde d_b es el diámetro de la barrena, V es el volumen de roca removido, R la velocidad de penetración y t el tiempo.

Ahora, cuando todos los recortes son removidos de los cráteres entre impactos, el volumen puede ser expresado

$$V = niV_c \quad 3.10$$

Donde ni es el número de impactos.

Esta condición, donde no se presenta un retrabajo de los recortes por la barrena, es definida como limpieza perfecta.

El volumen de cada cráter es independiente del tiempo, entonces, la derivada de la ecuación 3.10 con respecto al tiempo es:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{dni}{dt} V_c \quad 3.11$$

La velocidad a la cual los dientes impactan la roca es

$$\frac{dni}{dt} = IN \quad 3.12$$

Donde I es el número de impactos por revolución y N es la velocidad de rotación de la barrena.

La fuerza efectiva puede ser expresada como

$$F - F_0 = \frac{(W - W_0)}{n_t} \quad 3.13$$

Donde W es el peso sobre barrena, W_0 es el peso límite antes de que el diente penetre la roca y n_t es el número de dientes de la barrena en contacto con la roca al momento de tener la mayor fuerza por diente.

Partiendo de las ecuaciones 3.8 a la 3.13

$$R \propto \frac{IN(W - W_0)^2}{n_t^2 D^2 S^2} \quad \text{para } W \geq W_0$$

$$R = 0 \quad \text{para } W \leq W_0 \quad 3.14$$

Dado que la mayoría de los pesos utilizados en las operaciones son altos, se puede asumir que

$$W \gg W_0 \quad 3.15$$

En cuyo caso, la ecuación 3.14 se reduce a

$$R = k_d \frac{NW^2}{D^2 S^2} \quad 3.16$$

La cual es la fórmula de limpieza perfecta para la velocidad de penetración propuesta por Maurer.

La constante de perforabilidad k_d en la ecuación 3.16 tiene dimensiones del recíproco de la distancia y depende de varios factores como: propiedades de la roca, propiedades del lodo, condiciones de presión, desgaste y diseño de la barrena. A pesar de que k depende de todos esos parámetros, es constante para una barrena a cierta profundidad y las variables representadas en 3.16 si se tiene la condición de limpieza perfecta.

3.2 Modelo de Warren (limpieza perfecta)

El modelo de Warren (1981) fue desarrollado para tratar de cubrir las fallas que presentaron otros modelos al tratar de aplicarlos para predecir velocidades de perforación de barrenas tricónicas en formaciones blandas.

Debido a la inconsistencia de los modelos anteriores, se llevó a cabo un esfuerzo de investigación para desarrollar un nuevo modelo para barrenas de formaciones blandas que reflejara las características especiales de cada barrena. El modelo fue desarrollado bajo la premisa de que los efectos de algunas condiciones mecánicas como peso sobre barrena, velocidad de rotación, tamaño y tipo de barrena y esfuerzo de la roca pueden ser determinadas en laboratorio utilizando barrenas a escala real.

A continuación se mostrara el desarrollo del modelo. Se ha demostrado en diversos estudios enfocados al impacto de dientes afilados que el volumen de un cráter generado por un diente con forma de cincel es:

$$V_c = \left(\frac{F}{SL} \right)^2 \quad 3.17$$

Donde V_c es el volumen de cráter por unidad de longitud del cortador. Si se considera que cada impacto de los dientes tiene la misma efectividad, entonces la velocidad de penetración está dada por

$$R = \frac{4NL_t V_c}{\pi d_b^2} \quad 3.18$$

Donde L_t es la longitud total de los dientes de la barrena, N es la velocidad de rotación de la barrena y d_b es el diámetro de la misma. Ahora, asumiendo que el peso sobre barrena total se encuentra distribuido sobre un numero constante de dientes y que tanto la longitud total de los dientes como la longitud individual de cada diente en contacto con el fondo del agujero son proporcionales al diámetro de la barrena, encontramos que

$$R = \frac{NW^2}{ad_b^3 S^2} \quad 3.19$$

La ecuación 3.19 no es una ecuación real para obtener la velocidad de penetración porque implica que no existe un límite superior para la velocidad de penetración a medida que el peso sobre barrena aumenta. Las limitaciones para la velocidad se deben tanto al diseño mecánico de la barrena como a consideraciones de limpieza de recortes. A medida que el diente se hunde en la formación, la carga se distribuye en una mayor cantidad de dientes. Si se asume que la fracción del peso que es soportada por el diente adyacente es proporcional a la profundidad total de penetración del diente, e inversamente proporcional a la longitud del mismo, entonces la velocidad de penetración está dada por

$$R = \frac{N \left(W - \frac{cR}{Nd_b} W \right)^2}{aS^2 d_b^3} \quad 3.20$$

$$R = \left(\frac{aS^2 d_b^3}{NW^2} + \frac{2c}{Nd_b} - \frac{c^2 R}{N^2 d_b^2} \right)^{-1} \quad 3.21$$

Para valores razonables de R, N y d_b , el último término de la ecuación 3.21 es despreciable, quedando la velocidad de penetración definida como

$$R = \left(\frac{aS^2 d_b^3}{NW^2} + \frac{c}{Nd_b} \right)^{-1} \quad 3.22$$

Donde c en la ecuación 3.22 equivale a 2c en las ecuaciones 3.20 y 3.21.

Después de los ajustes con datos experimentales, el modelo final para calcular la velocidad de penetración es el siguiente.

$$R = \left(\frac{aS^2 d_b^3}{N^b W^2} + \frac{c}{Nd_b} \right)^{-1} \quad 3.23$$

Donde el exponente “b” en la velocidad de rotación fue añadido para tener un mejor ajuste con los datos experimentales.

En la ecuación 3.23, el primer término define la tasa máxima a la cual la roca es deshecha en pedazos pequeños por la barrena. El segundo término modifica las predicciones al tomar en cuenta la distribución del peso en una mayor cantidad de dientes, al hundirse estos más en la roca. También proporciona un límite superior para la velocidad de penetración con una velocidad de rotación constante.

A un peso sobre barrena reducido para una roca en particular, la velocidad de penetración se incrementa a medida que el peso en la barrena aumenta tal como se ve en la fig. 29 del capítulo II. En cierto punto, la velocidad de penetración pasa por un punto de inflexión y comienza a decrementarse. Este fenómeno resulta porque el primer término del modelo predomina a una velocidad de penetración baja, mientras que el segundo es predominante a velocidades de penetración altas.

3.3 Modelo de Warren modificado (limpieza imperfecta)

Este modelo fue modificado por el mismo Warren (1987) para tomar en cuenta el efecto causado por la generación/remoción de recortes en las barrenas tricónicas.

El modelo fue desarrollado tomando en cuenta que bajo condiciones estables de perforación, la velocidad de remoción de recortes de la barrena es igual a la velocidad de formación de nuevos recortes. Esto implica que la velocidad de perforación es controlada ya sea por el proceso de formación de recortes, o el proceso de remoción de los mismos o una combinación de los mismos.

Cuando se utiliza lodo como fluido de perforación, el nivel de energía hidráulica tiene una gran influencia en la velocidad de penetración. Warren y Winters realizaron estudios para describir los efectos del impacto de las toberas de una

barrena de 8 ½ pg. y descubrieron que la medida de la presión de impacto bajo una barrena puede ser comparada con la presión de impacto generada por una tobera circular en una placa plana.

$$p_m = \frac{50}{1238.6s^2} \rho d_n^2 v_n^2 \quad 3.24$$

Donde	p_m	Presión máxima de impacto bajo una tobera [psi]
	ρ	Densidad del fluido [lb/gal]
	d_n	Diámetro de la tobera [in]
	v_n	Velocidad en la tobera [ft/seg]
	s	Distancia de la tobera al punto de impacto

Teóricamente la presión de impacto debe ser independiente del tamaño de tobera para un tamaño de barrena fijo y un valor fijo de fuerza de impacto calculado a partir de la ecuación 3.25.

$$F_j = 0.000516 \rho q v_n \quad 3.25$$

Donde	q	Gasto de fluido [gal/min].
-------	-----	----------------------------

Dado que el flujo volumétrico a través de las toberas es igual al flujo de retorno, se pueden encontrar velocidades relativas a partir del área seccional de la tobera y el área seccional disponible para el flujo alrededor de la barrena. De acuerdo con Warren, el área disponible para retorno de fluido bajo una barrena tricónica es igual o cercana al 15% del área total de la barrena. Si A_v es la relación entre la velocidad de la tobera y la velocidad de retorno del fluido, entonces A_v (para tres toberas) está dada por

$$A_v = \frac{v_n}{v_f} = \frac{0.15 d_b^2}{3 d_n^2} \quad 3.26$$

Donde	v_n	Velocidad en la tobera [pies/seg]
	v_f	Velocidad de retorno del fluido [pies/seg]
	d_n	Diámetro de la tobera [in]
	d_b	Diámetro de la barrena [in]

Se encontró que la presión de impacto obtenida por varias toberas puede ser obtenida por la siguiente relación

$$p_m = (1 - A_v^{-0.1222}) \frac{50}{1238.6S^2} \rho d_n^2 v_n \quad 3.27$$

La fuerza de impacto modificada para los efectos de tamaño de las toberas y la influencia del flujo de retorno es obtenida por la ecuación 3.28 siempre y cuando se asuma que la fuerza de impacto es afectada al igual que la presión pico de impacto.

$$F_{jm} = (1 - A_v^{-0.1222}) F_j \quad 3.28$$

Donde F_j Fuerza de impacto de la tobera [lbf]
 F_{jm} Fuerza de impacto modificada [lbf]

La fuerza de impacto modificada calculada de la ecuación 3.28 elimina la variación en la presión de impacto causada por el tamaño de la tobera.

Después de efectuar un análisis dimensional para aislar el grupo de variables que consiste de la fuerza de impacto modificada y las propiedades del lodo, es posible incorporar estos términos a la ecuación 3.22 para tomar en cuenta el efecto de limpieza de recortes. Estos factores fueron combinados con la ecuación 3.22 hasta lograr una expresión que fuera concordante con los datos experimentales. La expresión resultante es la siguiente

$$R = \left(\frac{aS^2d_b^3}{NW^2} + \frac{b}{Nd_b} + \frac{cd_b\gamma_f\mu}{F_{jm}} \right) \quad 3.29$$

Donde a,b,c Constantes adimensionales
S Resistencia de la roca [psi]
 d_b Diámetro de la barren [pg]
N Revoluciones por minuto [rpm]
W Peso sobre barrena [lbf]
 γ_f Gravedad específica del fluido
 μ Viscosidad plástica [cP]

3.4 Modelo de Hareland para barrena tricónicas

Hareland (1993), modificó una vez más el modelo de Warren para tomar en cuenta el efecto de retención de los recortes (chip hold down en inglés).

El modelo está basado en pruebas diseñadas para dar la mayor información relacionada a la interacción entre la roca y la barrena y toma en cuenta los efectos de formación, remoción además del efecto de retención de recortes sobre la velocidad de penetración.

Para determinar el efecto de retención de recortes, Hareland realizó varias pruebas de laboratorio a escala real donde se variaba la presión de fondo, manteniendo constantes otros parámetros. La expresión que ofreció el mejor ajuste a los datos obtenidos es la siguiente

$$f_c(P_e) = c_c + a_c(P_e - 120)^{b_c} \quad 3.30$$

Donde P_e es la presión diferencial, $f_c(P_e)$ está definida como la función del efecto de retención y a_c , b_c , y c_c son constantes dependientes de la litología. En la tabla 8 se muestran algunos valores para dichas constantes. La presión diferencial se calcula de la siguiente manera

$$P_e = P_h - P_p + P_a \quad 3.31$$

Donde P_e es la presión diferencial, P_p es la presión de poro, y P_h es la presión de la columna hidrostática generada por el lodo en el fondo. P_a es la presión de circulación calculada a partir de un modelo de hidráulica conociendo datos de gasto de flujo, geometría del espacio anular y reología del fluido de perforación.

Hay que recalcar que para rocas impermeables (p. e. arcillas), se considera que P_p es igual a cero, de tal manera que la presión de confinamiento efectiva es igual a la presión de fondo.

El modelo para predecir la velocidad de penetración se muestra en la ecuación 3.32.

$$R = \left\{ f_c(P_e) \left[\frac{aS^2d_b^3}{NW^2} + \frac{b}{Nd_b} \right] + \frac{c\gamma_f\mu d_b}{I_m} \right\}^{-1} \quad 3.32$$

Donde

a,b,c	Constantes adimensionales
$f_c(P_e)$	Función del efecto de retención
S	Resistencia de la roca [psi]
d_b	Diámetro de la barren [pg]
N	Revoluciones por minuto [rpm]
W	Peso sobre barrena [lbf]
γ_f	Gravedad específica del fluido
μ	Viscosidad plástica [cP]
I_m	Fuerza de impacto modificado
R	Velocidad de Penetración [ft/hr]

El esfuerzo compresivo de la roca S es función de la presión y la litología

$$S = S_o(1 + a_s P_e^{b_s}) \quad 3.33$$

Donde S_o UCS de la roca

a_s, b_s Coeficientes dependientes de la permeabilidad (ver tabla 8)

En la tabla 8 se muestran los coeficientes clasificados para rocas permeables e impermeables.

Coeficiente	Permeable	Impermeable
a_c	0.00497	0.0141
b_c	0.757	0.470
c_c	0.103	0.569
a_s	0.0133	0.00432
b_s	0.577	0.782

Tabla 8. Constantes dependientes de la litología para la función del efecto de retención.

3.5 Modelo de Hareland para barrenas de arrastre

Este modelo fue desarrollado tomando en cuenta la interacción teórica de cada cortador con la roca, considerando distintos coeficientes de rocas y el desgaste del cortador. El modelo está basado en la conservación de la masa donde la velocidad de penetración es equivalente a la cantidad de roca removida por los cortadores.

A medida que se le carga peso a la barrena de perforación, la profundidad con la que los cortadores penetran la roca es proporcional al número de cortadores, los esfuerzos de la roca, el peso mecánico aplicado y el área de contacto proyectada de cada cortador. Dado que la barrena gira, la parte delantera del cortador remueve la roca antes de que la porción posterior pase, por lo que el área de contacto roca-cortador es considerada la mitad del área de contacto medida en condiciones estáticas. En la figuras siguientes, se puede observar el área bajo compresión (área de contacto) para barrena de arrastre con cortador de diamante (fig. 34) y una con cortadores de diamante policristalino PDC (35), donde el área bajo compresión (área de contacto) bajo el cortador se denota mediante A_p , y el área contacto frente al cortador se denota con A_v y la profundidad del cortador es P .

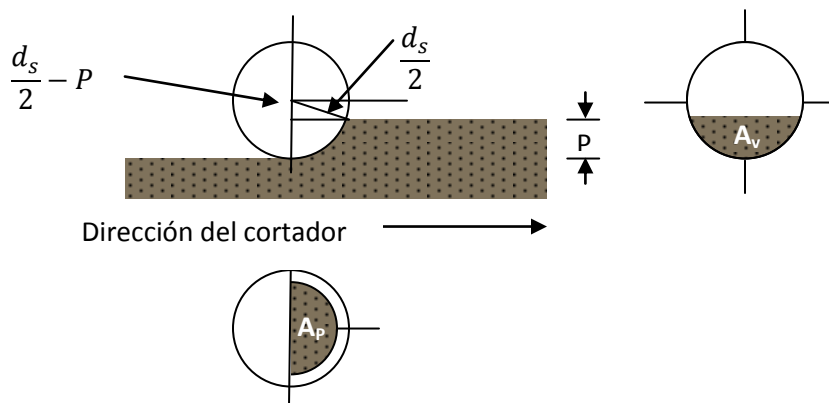


Figura 34. Área de contacto bajo y frente a un cortador para barrena de diamante. ^{Ref. 23}

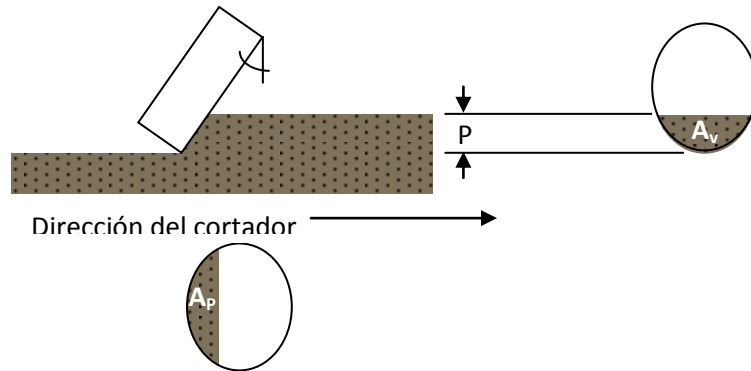


Figura 35. Área de contacto bajo y frente un cortador de barrena PDC. Ref. 23

A continuación se mostrará el desarrollo del modelo de velocidad de penetración para una barrena de diamante, mostrando posteriormente las variaciones para barrenas PDC. Uno de los criterios considerados para que una roca presente una falla define el esfuerzo compresivo de la roca como una función del peso mecánico sobre barrena y el área de contacto (A_p) de los cortadores,

$$\sigma_c = \frac{W_{mech}}{A_p} \quad 3.34$$

Donde σ_c UCS de la roca
 W_{mech} Peso mecánico aplicado sobre cada cortador de diamante

Haciendo referencia a la figura 34.

$$r = \left[\frac{d_s^2}{2} \cdot \left(\frac{d_s}{2} - P \right) \right] = \sqrt{d_s P - P^2} \quad 3.35$$

Donde: r radio [pg]
 d_s Diámetro del cortador de barrena diamante
 P Penetración del cortador

De esta manera, el área de contacto es

$$A_p = \frac{\pi}{2} r^2 = \frac{\pi}{2} (d_s P - P^2) \quad 3.36$$

Si se asume que $d_s P \gg P^2$ entonces

$$A_P = \frac{\pi d_s P}{2} \quad 3.37$$

Si se combinan las ecuaciones 3.34 y 3.37, sustituyendo A_P , entonces, la penetración de cada diamante, P , es

$$P = \frac{2W_{mech}}{\pi d_s \sigma_c} \quad 3.38$$

Ahora es necesario introducir el concepto de radio equivalente (R_e). Está definido como un radio equivalente para todos los cortadores de manera que la distancia recorrida por todos los cortadores por revolución sea $2\pi R_e$.

Se debe asumir un valor promedio de R_e tal que el área en la cara de la barrena a ambos lados de R_e sea la misma. Esto está basado en la suposición de que la cantidad de trabajo requerida para remover el mismo volumen de roca es el mismo (Véase fig. 36).

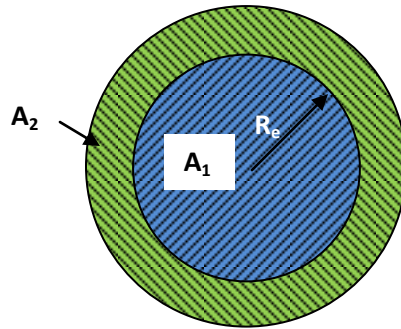


Figura 36. Concepto del radio equivalente. Ref. 24

$$A_1 = A_2 = \frac{1}{2} A_B \quad 3.39$$

Donde A_B Área de la cara de la barrena.

Para una barrena de agujero completo

$$R_e = \frac{R_b}{\sqrt{2}} = \frac{D_B}{2\sqrt{2}} \quad 3.40$$

Donde R_b Radio de la cara de la barrena
 D_B Diámetro de la barrena

El área bajo compresión al frente del cortador está determinada de la siguiente manera

$$L = 2\pi \frac{D_B}{2\sqrt{2}} \quad 3.41$$

Entonces, el volumen de roca removido por diamante por revolución es

$$A_v = \left(\frac{d_s}{2}\right)^2 \cos^{-1} \left[1 - \left(\frac{2P}{d_s}\right) \right] - (d_s P - P^2)^{0.5} \left(\frac{d_s}{2} - P\right) \quad 3.42$$

El volumen de roca removido por revolución es

$$V_d = 2\pi R_e N_s A_v \quad 3.43$$

Donde V_d Volumen removido por revolución
 N_s Número de cortadores de diamante

Para obtener la velocidad de penetración en [ft/hr], el volumen removido, V_d , debe dividirse entre el área de la barrena.

$$ROP = \frac{14.14 N_s R P M A_v}{D_B} \quad 3.44$$

Sustituyendo los valores de A_v (Ec. 3.42) y P (Ec. 3.38) en la Ec. 3.44.

$$ROP = \frac{14.14 N_s R P M}{D_B} \left\{ \left(\frac{d_s}{2}\right)^2 \cos^{-1} \left[1 - \frac{4W_{mech}}{N_s \pi d_s^2 \sigma_c} \right] - \left(\frac{2W_{mech}}{N_s \pi d_s \sigma_c} - \left(\frac{4W_{mech}}{N_s \pi d_s \sigma_c} \right)^2 \right)^{0.5} \left(\frac{d_s}{2} - \frac{2W_{mech}}{N_s \pi d_s \sigma_c} \right) \right\} \quad 3.45$$

Siguiendo un método similar para obtener el área proyectada (A_p) y el área frente al cortador (A_v) dependiendo de la geometría de los cortadores es posible obtener las expresiones para barrenas PDC. Haciendo referencia a la figura 35.

$$A_p = \sin \theta \left[\left(\frac{d_c}{2} \right)^2 \cos^{-1} \left(1 - \frac{2P}{\cos \theta d_c} \right) - \left(\frac{d_c P}{\cos \theta} - \frac{P^2}{\cos^2 \theta} \right)^{0.5} \left(\frac{d_c P}{2 \cos \theta} \right) \right] \quad 3.46$$

$$A_v = \cos \alpha \sin \theta \left[\left(\frac{d_c}{2} \right)^2 \cos^{-1} \left(1 - \frac{2P}{\cos \theta d_c} \right) - \left(\frac{d_c P}{\cos \theta} - \frac{P^2}{\cos^2 \theta} \right)^{0.5} \left(\frac{d_c P}{2 \cos \theta} \right) \right] \quad 3.47$$

Donde θ Ángulo back rake del cortador
 α Ángulo side rake del cortador

El ángulo back rake y el side rake son utilizados para denotar la posición del cortador en la barrena, en la figura 37 podemos observar la descripción gráfica de dichos ángulos.

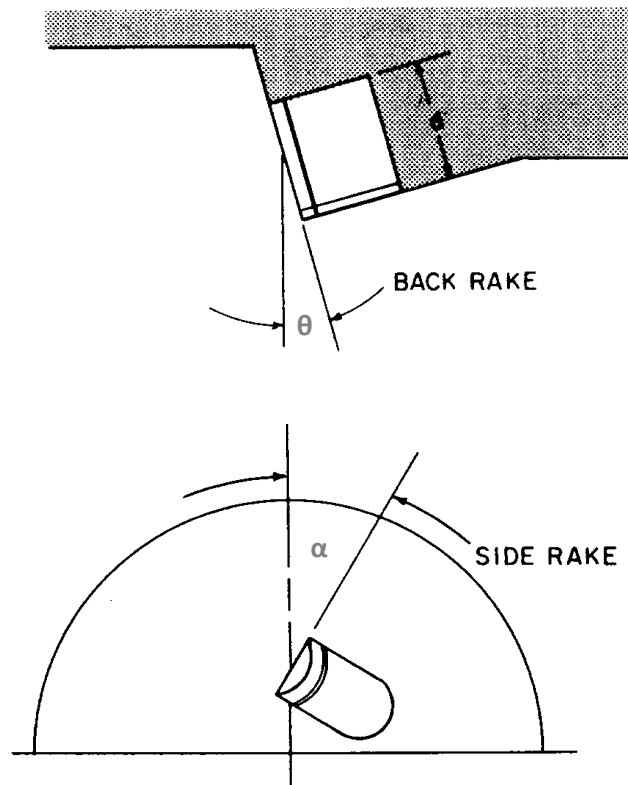


Figura 37. Orientación de un cortador utilizando los ángulos side rake y back rake. Ref. 8

CAPÍTULO 4 DESARROLLO DEL ALGORITMO PARA EL PROGRAMA DE CÓMPUTO

Tal como se mencionó en el capítulo I, un simulador está definido como un equipo o método que pueda hacer una réplica de un proceso u operación con cierto grado de fidelidad. Existen varios simuladores de perforación que pueden reproducir ciertos procesos con alto grado de fidelidad.

El objetivo del simulador es realizar varias “corridas” emulando el proceso, todas con parámetros distintos con el fin de identificar cuales parámetro son los que nos brindan los resultados óptimos.

Existen distintos enfoques y métodos para la creación de un simulador de perforación, a continuación enumeraremos los principales:

- Simulación de Perforación con Experiencia Virtual (VESD, por sus siglas en inglés).
- Simulador de Perforación con Editor de Litología (LEDS, por sus siglas en inglés).
- Simulador de Perforación con Registro Geológico (GDLS, por sus siglas en inglés).

De todos los enfoques de simulación mencionados anteriormente, se ha demostrado que el GDLS puede predecir la velocidad de penetración en función de los esfuerzos de la roca logrando buenos resultados. Onyia (1987) demostró que es posible obtener propiedades de la roca con suficiente detalle a partir de datos de perforación.

El GDLS está basado en un Registro Geológico de Perforación (GDL, por sus siglas en inglés), creado a partir de datos recolectados en pozos perforados previamente, en la misma área.

4.1 Registro Geológico de Perforación (Geology Drilling Log).

El GDL fue desarrollado a partir de datos de control de pozos, recopilando datos del ambiente geológico y de perforación para una localización específica. Debido al desarrollo tecnológico, se descubrió que el método de generación del GDL era aplicable a otros sistemas de simulación de perforación.

El GDL es un sistema de base de datos diseñado para aplicaciones de simulación de alta fidelidad. El GDL consiste en una matriz de parámetros geológicos y de perforación cuyas propiedades definen las condiciones de perforación de un área en particular. Los parámetros más importantes utilizados para definir un GDL se muestran en la tabla 9.

Parámetros básicos de un GDL	
1	Profundidad
2	Litología
3	Esfuerzo de la roca
4	Porosidad
5	Permeabilidad
6	Presión de poro
7	Presión de fractura
8	Abrasividad
9	Temperatura de la formación
10	Coeficiente de fricción
11	Tipo de fluido de formación
12	Densidad bulk
13	Rayos gamma
14	Tiempo de tránsito
15	Resistividad de formación
16	Caliper del agujero
17	Velocidad de penetración
18	Peso sobre barrena
19	Velocidad de rotación
20	Diámetro de la barrena
21	Densidad del lodo
22	Viscosidad del lodo
23	Presión en bombas

Tabla 9. Parámetros básicos a incluir en un GDL.

La aplicación del concepto de GDL no está limitada a simuladores de alta fidelidad solamente. Las técnicas utilizadas para el desarrollo y compilación

pueden adaptarse a otros sistemas. De esta manera se puede diseñar una base de datos similar al GDL que pueda ser utilizada en cualquier otro simulador de perforación. Este enfoque tiene tres beneficios: Primero, es un avance en el uso de datos empíricos o datos interactivos que se utilizan en las simulaciones, lo que puede ayudar a aumentar el realismo de las simulaciones al tener datos específicos inherentes a la zona a perforar. Segundo, el GDL es un medio para representar las características de las rocas perforadas en una zona; y tercero, el GDL es una opción para utilizar todos los datos generados durante la perforación.

4.2 Estructura y generación de un GDL.

Como se observa en la tabla 9 los datos utilizados para conformar un GDL tienen distintos orígenes y se obtienen de distintas maneras.

La figura 38 muestra los medios utilizados para la obtención de los datos que componen un GDL. Todos los datos son recolectados en medios de almacenamiento para posteriormente ingresarlos en una computadora que generará el GDL.

Datos de perforación.- Las mediciones de perforación provienen de sensores de fondo y de superficie utilizados en el monitoreo de variaciones en las operaciones de perforación. Los datos deben ser muestreados a distintas profundidades y frecuencias de tiempo y deben grabarse en medios de almacenamiento digital.

Datos de Registros Geofísicos.- Como se mencionó en el capítulo II, la velocidad de penetración está controlada en gran medida por la naturaleza geológica de la formación perforada. La mayoría de los datos referentes a la formación se obtienen a partir de los registros geofísicos, otras fuentes de datos son pruebas a núcleos, pruebas de presión y registro de hidrocarburos. Dado lo anterior es necesario tener acceso a los registros en forma digital (formato .LAS) con el fin de poder incluir los datos necesarios en el GDL. A partir de los registros podemos obtener datos como perfil litológico, porosidad, saturación de agua,

densidades de formación. Además se pueden obtener datos de entrada para el cálculo de presiones de poro y de fractura.

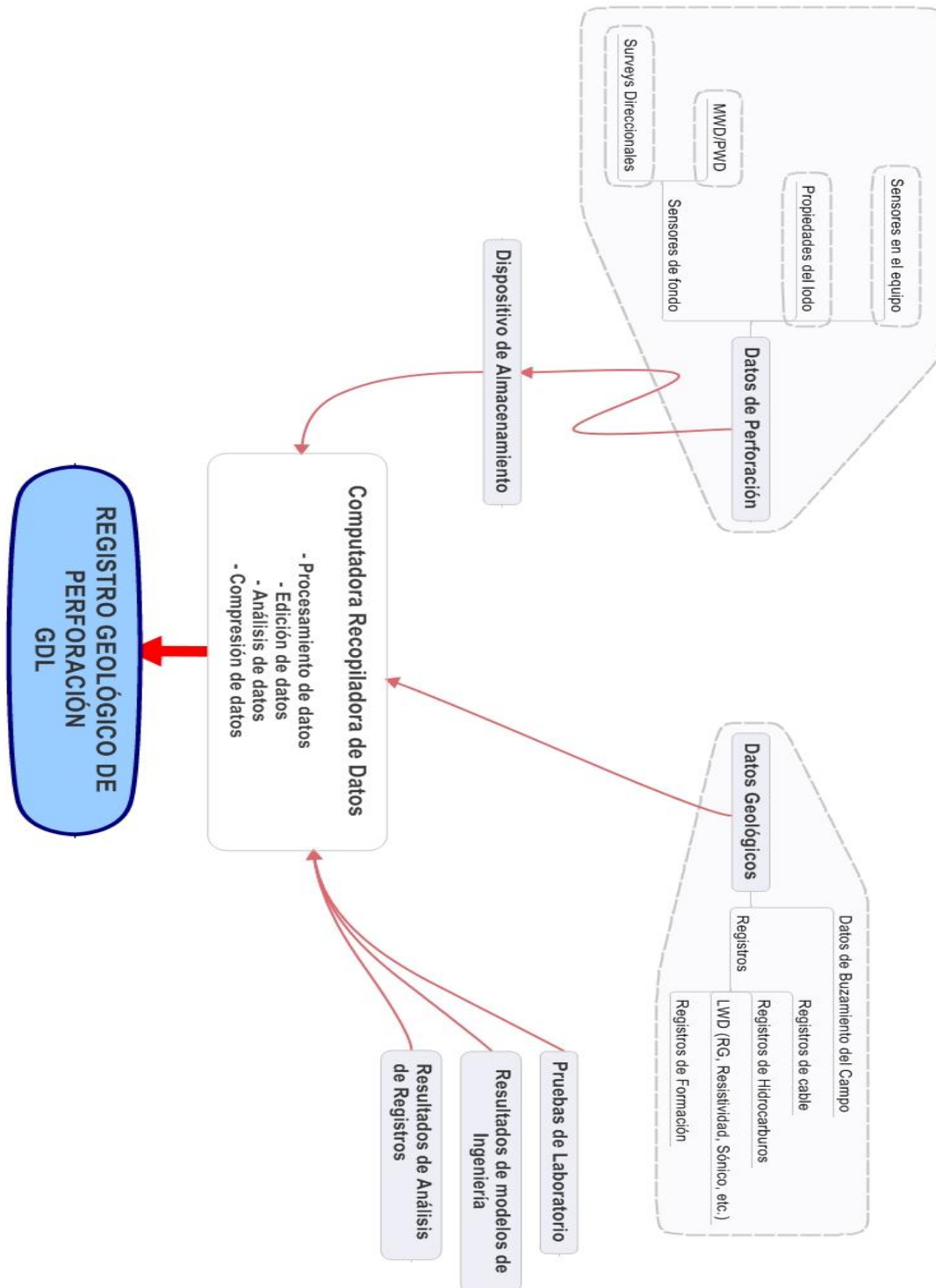


Figura 38. Adquisición de datos para obtener un GDL. Ref. 45

4.3 Algoritmo para la obtención del costo mínimo de penetración.

El objetivo de la creación de un GDL es el tener un medio para poder realizar una inversión numérica para obtener el esfuerzo sin confinamiento de la roca utilizando los modelos de perforación descritos en el capítulo anterior. De tal manera que se pueda volver a aplicar el modelo para predecir la velocidad de penetración y de esta forma poder realizar una optimización de las operaciones realizando distintas corridas con distintas barrenas o parámetros operacionales.

El diagrama de flujo para obtener el costo óptimo para las operaciones de perforación se muestra en la figura 39, donde los datos de entrada son la selección de una barrena y de los parámetros operacionales a utilizar durante la perforación.

El proceso de determinación del costo de la perforación se detalla en la figura 40, donde se puede observar la necesidad de utilización del GDL para poder obtener nuevos valores de velocidad de penetración que servirán para optimizar las operaciones al hacer corridas con distintos valores que tendrán como resultado el costo mínimo de las operaciones.

A continuación, se describirán los distintos pasos del algoritmo para determinar el costo mínimo de la perforación.

4.3.1 Determinación del perfil litológico.

La determinación del perfil litológico comienza con la creación de un módulo geológico en el GDL, que utiliza los datos de registros geofísicos obtenidos en pozos correlación.

Los registros en formato .LAS serán vaciados y organizados en una hoja de cálculo para poder modificarlos y utilizar los datos para posteriormente aplicarlos en los modelos de perforación mencionados en el capítulo III.

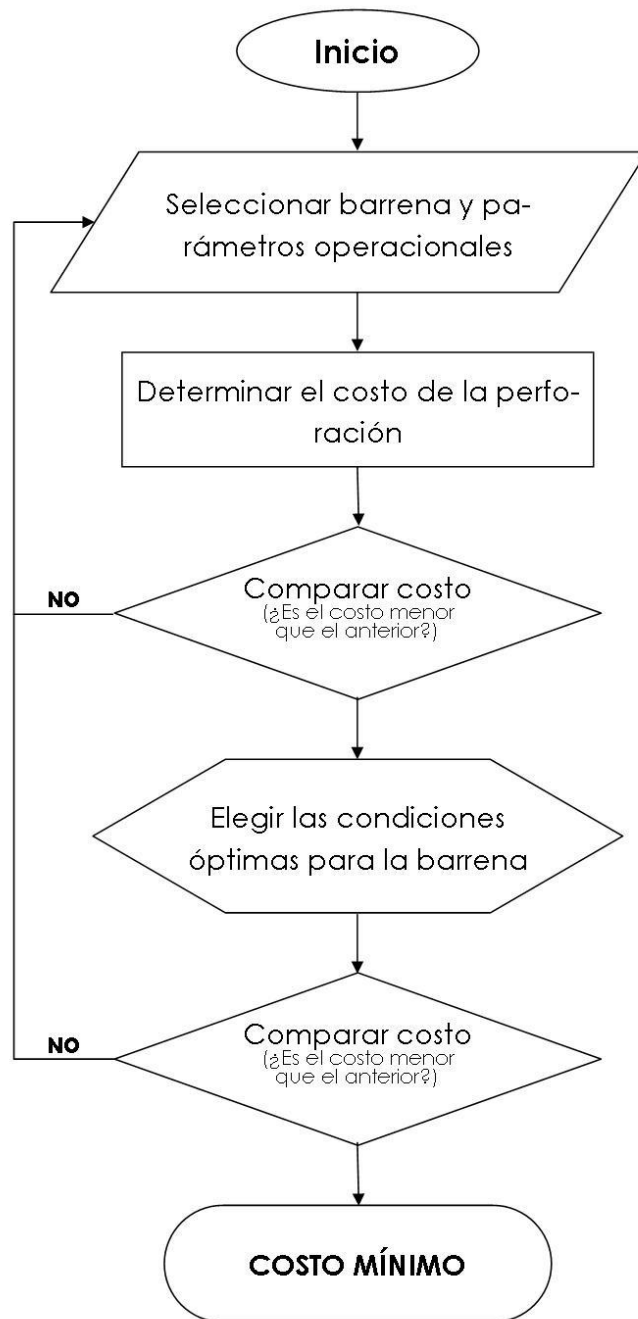


Figura 39. Algoritmo utilizado para obtener el costo de perforación óptimo. Ref. 50

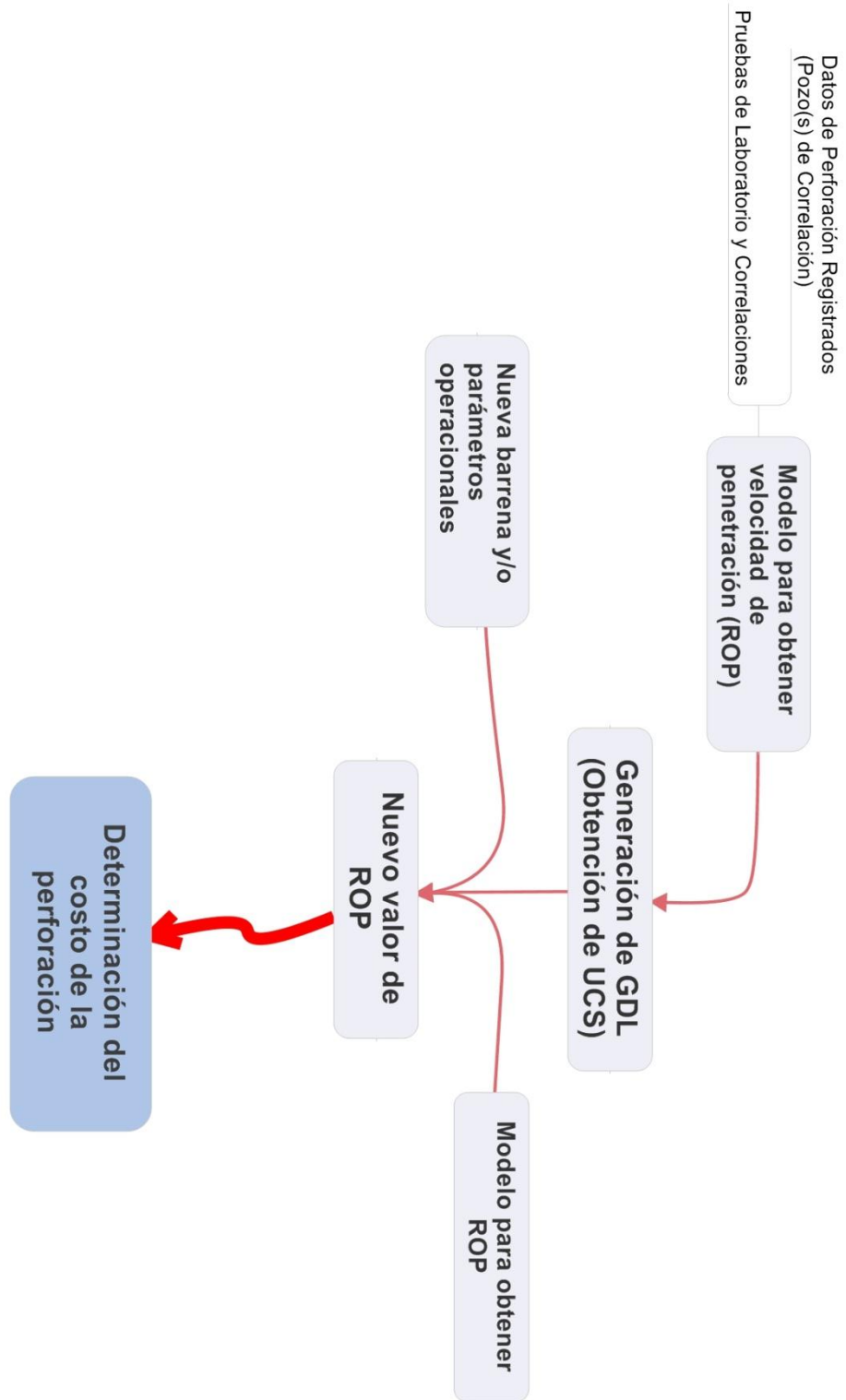


Figura 40. Algoritmo utilizado para obtener el costo de la perforación. Ref. 52

Los datos deben clasificarse por litologías, haciendo hincapié en si la litología es permeable o impermeable, por lo que para hacer más simple la tarea se clasificará en: arenas o calizas (permeable), lutitas (impermeable) o bien en formación sucia (la cual dependiendo su volumen de arcillas será considerada permeable o impermeable).

El criterio de selección se basará en la utilización del parámetro de volumen de arcillas. El volumen de arcilla está relacionado al índice de arcillosidad I_{sh} .

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{sh} - GR_{min}} \quad 4.1$$

Donde GR es la respuesta del registro de rayos gamma en la zona de interés, GR_{min} es la respuesta promedio en la zona más limpia del registro y GR_{sh} es la respuesta promedio del registro en la zona de lutitas.

Por lo general, se asume que $I_{sh}=V_{sh}$; sin embargo, esta suposición tiende a exagerar el volumen de arcilla presente en la roca. Para tal fin fueron desarrolladas varias correlaciones empíricas para distintas áreas y eras geológicas. Las correlaciones más importantes fueron desarrolladas por Larionov, Stieber y Clavier. En este trabajo se utilizaron las expresiones desarrolladas por Larionov para rocas terciarias (4.2) y para rocas más antiguas que terciarias (4.3), las cuales se muestran a continuación:

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{sh}} - 1) \quad 4.2$$

$$V_{sh} = 0.33(2^{2I_{sh}} - 1) \quad 4.3$$

Con las expresiones anteriores es posible crear el perfil litológico del pozo a simular. De tal manera que se pueda hacer una clasificación de intervalos por litología para la aplicación de los modelos para obtener el UCS o para hacer la inversión numérica para generar el esfuerzo compresivo sin confinamiento (UCS) de la roca.

4.3.2 Determinación del esfuerzo compresivo sin confinamiento (UCS).

La importancia y utilización del UCS fue abordada en el capítulo II. Así que en este apartado nos referiremos a la forma de obtenerlos para utilizarlos como datos de entrada en los modelos de velocidad de penetración.

Existen muchas correlaciones para obtener el UCS de la roca a partir de distintos datos, las que tienen mayor importancia dentro de este trabajo son las correlaciones que parten de datos que pueden obtenerse a partir de registros geofísicos (porosidad y tiempo de tránsito, principalmente), dado que los datos serán tomados del GDL para generar la columna de UCS de la roca.

Después de calculado el UCS de la roca, es posible utilizar la ecuación 3.33 (ver capítulo III) para obtener el esfuerzo de la roca utilizando la presión diferencial y las constantes dependientes de la litología mostradas en la tabla 8.

Otro método que puede utilizarse es la inversión matemática de los datos operativos contenidos en el GDL utilizando los modelos de predicción de la velocidad de penetración mencionados en el capítulo III de la presente tesis. La ecuación 4.4 muestra la solución para S utilizando el modelo de Hareland para barrenas tricónicas.

$$S = \left\{ \frac{NW^2}{af_c(P_e)Rd_b^3} - \frac{bW^2}{ad_b^4} + \frac{c\gamma_f\mu NW^2}{af_c(P_e)I_m d_b^2} \right\}^{0.5} \quad 4.4$$

Donde	a,b,c	Constantes adimensionales
	$f_c(P_e)$	Función del efecto de retención
	S	Resistencia de la roca [psi]
	d_b	Diámetro de la barren [pg]
	N	Revoluciones por minuto [rpm]
	W	Peso sobre barrena [lbf]
	γ_f	Gravedad específica del fluido
	μ	Viscosidad plástica del lodo de perforación [cP]
	I_m	Fuerza de impacto modificado
	R	Velocidad de penetración

4.3.3 Cálculo de coeficientes a, b y c y cálculo de la velocidad de penetración.

De acuerdo con Warren (1987), desde los primeros intentos de desarrollo de un modelo de velocidad de penetración, se realizaron distintas correlaciones entre grupos de variables adimensionales para realizar el ajuste de datos y la solución de las ecuaciones diferenciales implicadas en el planteamiento del problema. Las correlaciones más exitosas fueron las que incluyeron los grupos adimensionales Nd_b/R y $S^2d_b^4/W^2$, donde N es la velocidad de rotación de la barrena, d_b es el diámetro de la misma, R es la velocidad de penetración, S es el esfuerzo de la roca (UCS) y W es el peso aplicado sobre la barrena.

Para el modelo de Hareland para barrenas tricónicas, el cálculo de los coeficientes a, b y c parte de un análisis dimensional. El grupo adimensional ND/R es graficado contra S^2D^4/W^2 . Por medio del método de mínimos cuadrados se ajusta una línea recta a los datos. La recta tendrá pendiente a y ordenada al origen b.

En el caso del modelo de Warren con limpieza perfecta, el análisis cambia al incluir al parámetro b como exponente en la velocidad de rotación, lo cual muestra una mejora en los resultados obtenidos por el modelo. El procedimiento para obtener las constantes es el mismo; sin embargo, las variables cambian a ND/R y NS^2D^4/N^bW^2 , donde b tiene un valor menor a 1.0. Y la recta obtenida tiene como pendiente a y ordenada al origen c. En la figura 41, se muestra la gráfica para los parámetros usados en la obtención de los parámetros a, b y c para una barrena tricónica perforando en una caliza Bedford.

A partir de los datos colectados en el GDL y del esfuerzo de la roca obtenido anteriormente, es posible calcular una velocidad de penetración para las condiciones operativas específicas del pozo. Se utilizará algunos de los modelos abordados en el capítulo III (Warren limpieza perfecta, Warren limpieza imperfecta, Hareland barrenas tricónicas y Hareland barrenas de arrastre).

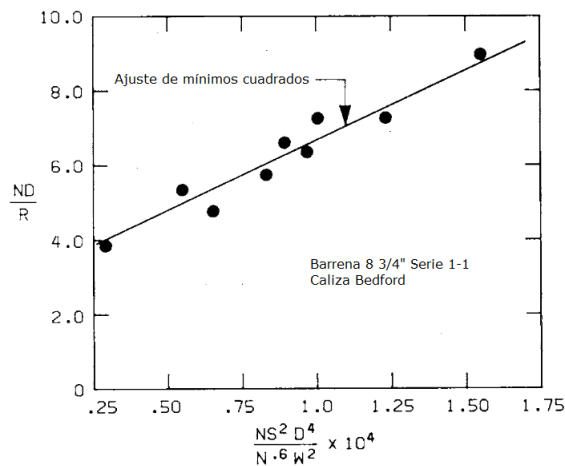


Figura 41. Forma de obtención de parámetros a, b y c. Ref. 59

4.3.4 Empalme entre velocidad real y velocidad calculada.

Después de la determinación de los coeficientes implicados en el modelo de velocidad de penetración y conociendo los parámetros operativos, propiedades de la barrena, propiedades del lodo, se puede calcular la velocidad de penetración (ROP) para una profundidad en particular. Esta velocidad de penetración será llamada ROP_{modelo} . Este ROP no representa la velocidad de penetración real obtenida con el modelo. Debe ser modificada por el efecto de los parámetros de campo. Con el fin de tomar en cuenta los parámetros de campo, la velocidad de penetración obtenida con el modelo debe ser modificada para normalizarla con la velocidad de penetración obtenida en el campo. Esto significa que el ROP_{modelo} debe multiplicarse por una constante K llamada coeficiente de empalme.

$$ROP_{\text{emp}} = ROP_{\text{modelo}} \times K \quad 4.5$$

El tiempo de rotación obtenido con el ROP de empalme (ROP_{emp}) debe ser igual al tiempo de rotación obtenido basándose en el ROP del campo. De esta manera los coeficientes K son fijos para cada corrida de barrena.

4.3.5 Determinación del costo de la perforación.

Para la determinación del costo por pie se utilizará la ecuación de costos convencional, la cual se muestra a continuación.

$$C_f = \frac{(t_r + t_t + t_c)C_r + t_r C_m + C_b}{\Delta D} \quad 4.6$$

Donde C_f es el costo por unidad perforada (\$/m), C_b es el costo de la barrena (\$), C_m es el costo del motor de fondo (\$/hr) y C_r es el costo operativo del equipo por unidad de tiempo (\$/hr). Además ΔD representa la profundidad perforada (m), t_r es el tiempo de rotación de la barrena (hr), t_t es el tiempo de viaje total (hr) y t_c es el tiempo de conexión de la tubería (hr).

CAPÍTULO 5 APLICACIÓN PRÁCTICA DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

La metodología descrita en el capítulo IV fue aplicada a un pozo de la Región Norte de Petróleos Mexicanos perforado en la parte centro oriental de la Cuenca Terciaria de Veracruz. Para efectos de seguridad de la información, el pozo será llamado Pozo-1, con el fin de evitar publicar información que puede ser considerada confidencial. La figura 42 muestra la ubicación aproximada del pozo.



Figura 42. Ubicación del Pozo-1

El Pozo-1 tuvo como objetivo evaluar el potencial económico petrolero de la secuencia de rocas siliciclásticas depositadas en aguas profundas, asociadas a depósitos de abanico de piso de cuenca en dos objetivos, el primero ubicado a 1520 mvbnm (metros verticales bajo el nivel del mar) con un espesor bruto de 80 m y el segundo ubicado a 1640 mvbnm con un espesor bruto de 50 m.

A continuación se irá explicando la metodología que se siguió para obtener el costo mínimo de la perforación para un hipotético Pozo-2, donde el pozo de correlación es el Pozo-1.

5.1 Perfil litológico.

Se obtuvo el perfil litológico del Pozo-1 utilizando el registro geofísico en formato .LAS introduciéndolo al programa Excel. Donde se utilizó el carril de información obtenida por la sonda de rayos gamma.

Después se procedió a calcular el índice de arcillosidad usando la ecuación 4.1 tomando como valores máximo de rayos gamma $GR_{sh}=111$ unidades API (considerada una unidad arcillosa por completo) y mínimo $GR_{min}=25$ unidades API (tomándola como arena limpia).

$$I_{sh} = \frac{GR - 25}{111 - 25} = \frac{GR - 25}{86}$$

Tras obtener el índice de arcillosidad, se obtuvo el volumen de arcillas utilizando la expresión de Larionov para rocas terciarias considerando que los estratos de interés pertenecen al mioceno. Por lo tanto, la expresión utilizada fue la (4.2)

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{sh}} - 1)$$

A continuación mostramos el procedimiento de cálculo del volumen de arcillas para la profundidad de 300 m, donde se registra una lectura de 56 unidades API.

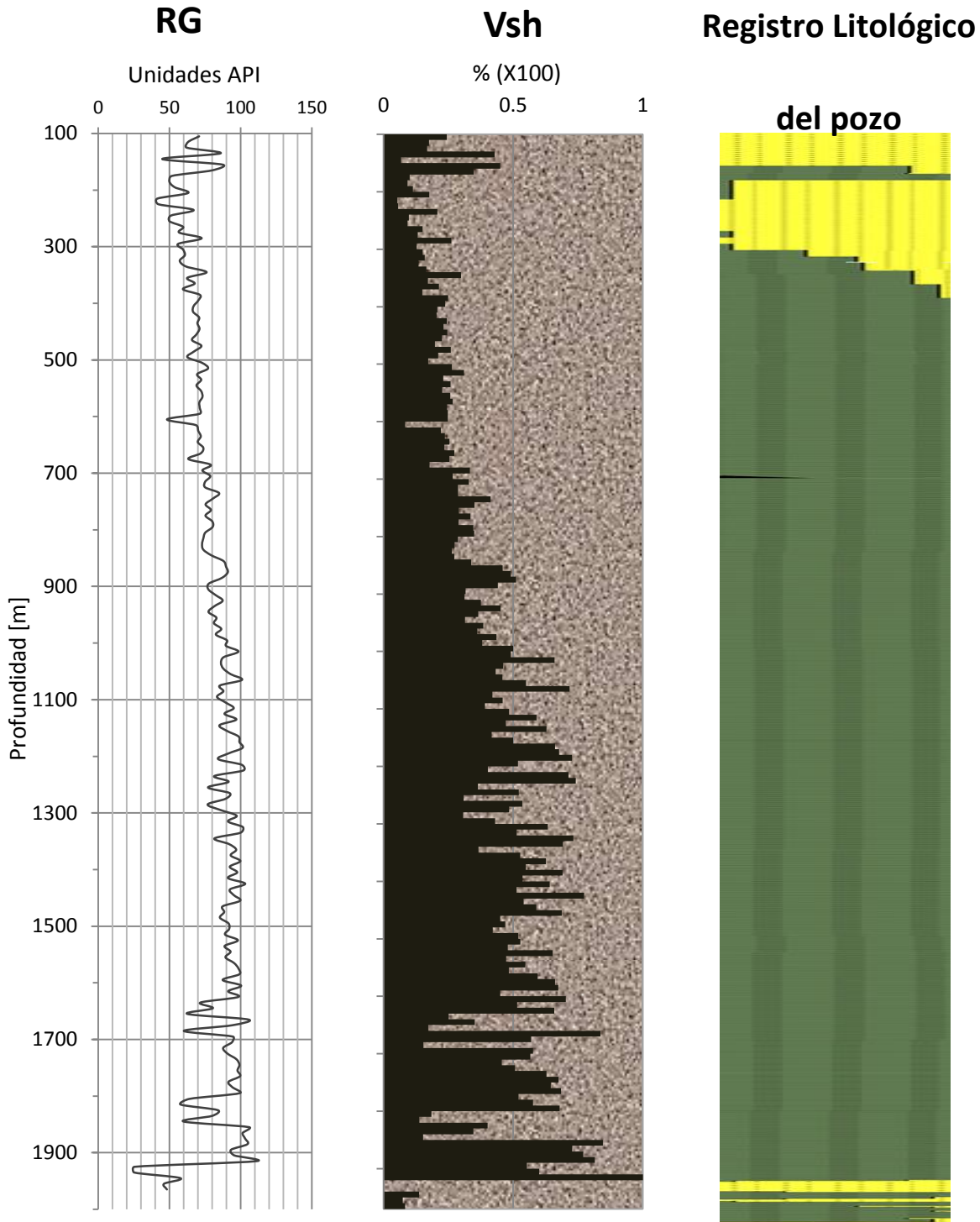
$$I_{sh} = \frac{56 - 25}{86} = 0.3604$$

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 * 0.3604} - 1) = 0.1270$$

Entonces, el volumen de arcilla presente en la roca para la profundidad de 300 es de aproximadamente el 12.70%.

La gráfica 4 (en página completa) muestra el registro de rayos gamma junto con el volumen de arcilla. El volumen de arcilla se compara con el registro litológico obtenido por el servicio de registro de hidrocarburos presentes en el pozo durante las operaciones, cuyos datos provienen del análisis de muestras de canal (recortes) tomados periódicamente durante la perforación. La zona verde en el registro representa la zona arcillosa, mientras que la amarilla corresponde a las arenas.

De la comparación entre ambas se puede observar que se logra una buena predicción y correlación entre lo obtenido con la expresión de Larionov y el registro litológico del pozo (teniendo en cuenta que el registro litológico no está hecho con tanto detalle).



Gráfica 4. Registro de rayos gamma, volumen de arcillas y perfil litológico del pozo.

5.2 Cálculo del UCS (esfuerzo compresivo sin confinamiento) de la roca.

El cálculo de UCS de la roca se llevó a cabo de dos maneras:

- a) Utilizando la correlación empírica de UCS.

Como se mencionó en el capítulo II existen muchas correlaciones entre datos obtenidos de registros o de análisis de núcleos y el UCS de la roca, de tal manera que se puede estimar la magnitud de éste partiendo de registros geofísicos, lo cual ahorra tiempo, siempre y cuando la correlación haya sido validada con datos reales obtenidos en laboratorio.

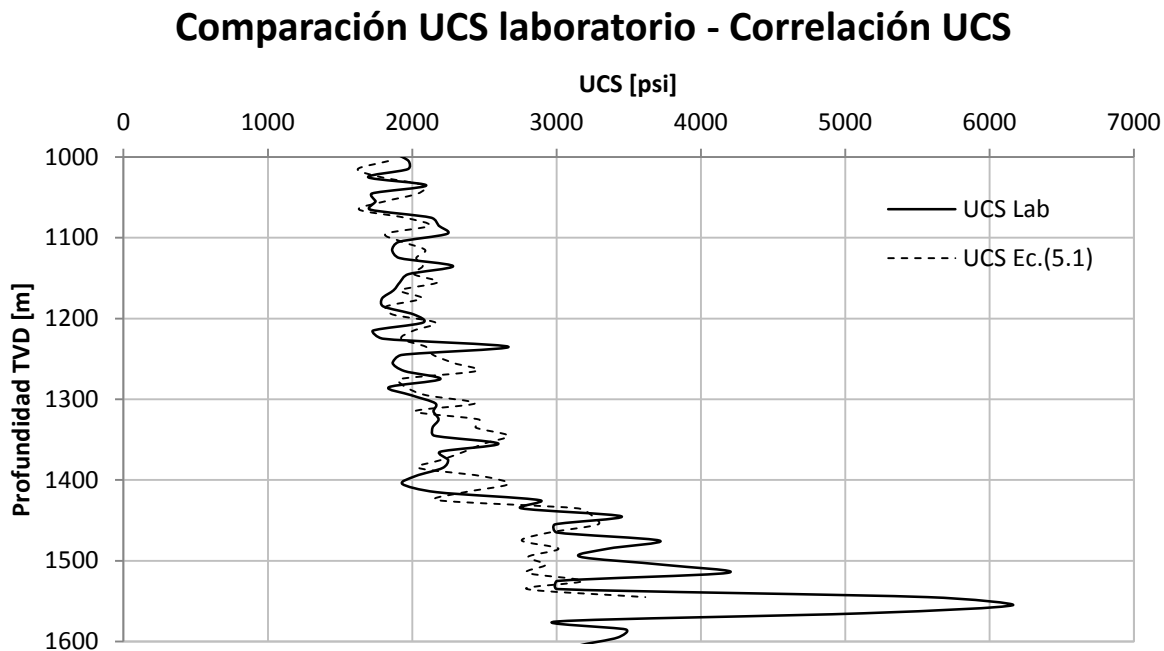
Del análisis litológico desarrollado en el punto anterior, se puede ver que la columna litológica del pozo está compuesta por intercalaciones de lutitas y arenas, es por eso que fueron seleccionadas las correlaciones de cálculo presentadas en el capítulo II.

Dado que el Pozo-1 fue exploratorio, se realizaron estudios extensivos a los núcleos obtenidos y se registraron los datos, por lo que fue posible obtener información de laboratorio para validar las correlaciones. Como se muestra en la gráfica 1 (en el capítulo II), se utilizaron varias correlaciones para calcular el UCS, las cuales fueron comparadas con el registro de UCS tomado durante la perforación. De las ecuaciones mostradas en la Tabla 5 (pag. 27), la que tiene un comportamiento más cercano al del UCS real es la ecuación 2, mostrada a continuación:

$$UCS = 227\exp(-10\emptyset) \quad 5.1$$

Donde \emptyset es porosidad.

La gráfica 5 muestra los datos obtenidos con la expresión 5.1 y los obtenidos en laboratorio. Cabe destacar, que al ser una correlación no diseñada específicamente para el pozo, lo que se espera de ella es tener una tendencia similar sin que se presenten desviaciones muy grandes.

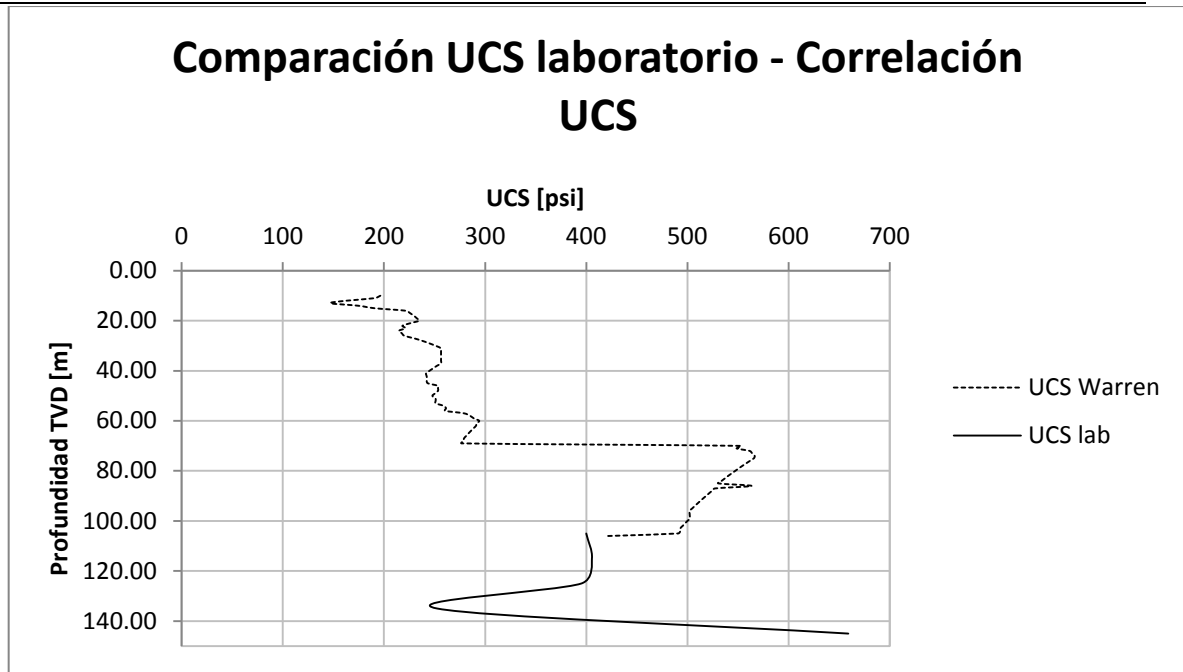


Gráfica 5. Comparación entre el UCS obtenido de laboratorio y el UCS obtenido con la correlación 5.1.

a) Utilizando ecuación de Warren.

Se utilizó la ecuación de Warren con limpieza perfecta para la sección de 12.25", en la cual fue cementada la tubería conductora de 9 5/8". La razón por la que se utilizó la limpieza perfecta para esta etapa es que dado que es la primera etapa, las caídas de presión en el sistema son mínimas comparadas a las que se presentan durante las operaciones en etapas más profundas y porque se tiene una mayor presión disponible.

Al realizar esta inversión de datos surgió la problemática de validar los resultados dado que los análisis de laboratorio no proporcionan datos para la primera etapa. Sin embargo, al empalmar ambas curvas (gráfica 6) se puede notar que el punto final de una coincide con la otra, además de que ambas tienen la misma tendencia, por lo que se puede asumir que los datos obtenidos con el modelo de Warren para la barrena tricónica de 12 ¼" son correctos o aceptables.



Gráfica 6. UCS obtenido con modelo de Warren y UCS de laboratorio.

5.3 Obtención de los parámetros a, b y c.

Las constantes a, b y c fueron obtenidas utilizando datos donde se mantuvieron constantes los parámetros de perforación, con el fin de simular una prueba de perforabilidad con distintos puntos.

Una vez seleccionados los grupos de datos, se promedió el valor de velocidad de penetración para obtener un valor “representativo” del grupo. De esta manera, los datos obtenidos fueron introducidos en los grupos adimensionales

$$\frac{Nd_b}{R} \quad 5.2$$

$$\frac{NS^2d_b^4}{N^bW^2} \quad 5.3$$

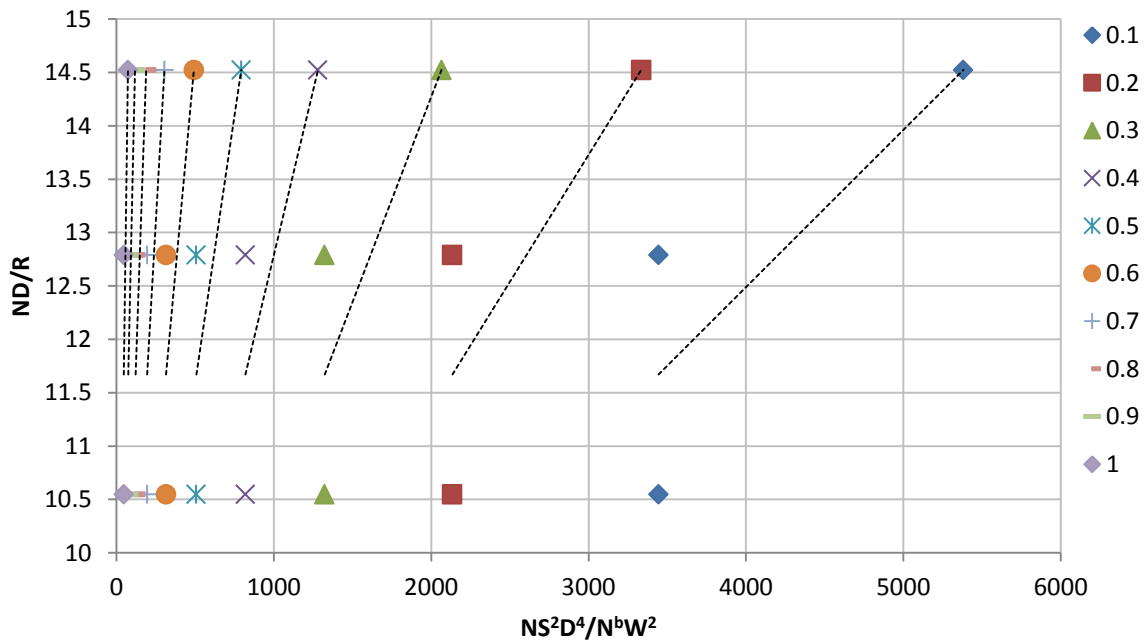
La tabla 10 muestra los parámetros utilizados como datos de entrada para las variables adimensionales mostradas en las ecuaciones 5.2 y 5.3

ROP	WOB	WOB	RPM	Db	UCS
[ft/hr]	[ton]	[lb]		[in]	[psi]
114.93	2	4409.245	120	12.25	200
139.36	2	4409.245	120	12.25	220
101.21	2	4409.245	120	12.25	250

Tabla 10. Valores de los parámetros utilizados para calcular a, b y c

Posteriormente, con dichos valores y utilizando las ecuaciones 5.2 y 5.3, pudieron obtenerse puntos distintos variando el valor de b entre 0.1 y 1, los cuales fueron graficados utilizando Excel y a los cuales se les agregó una línea de tendencia. En la gráfica 7 se muestran los puntos para cada valor de b, y la línea de tendencia que ajusta a dichos puntos. Las ecuaciones de las líneas de tendencia y los valores de los parámetros a, b y c, se muestran en la tabla 11.

Puntos y líneas de tendencia



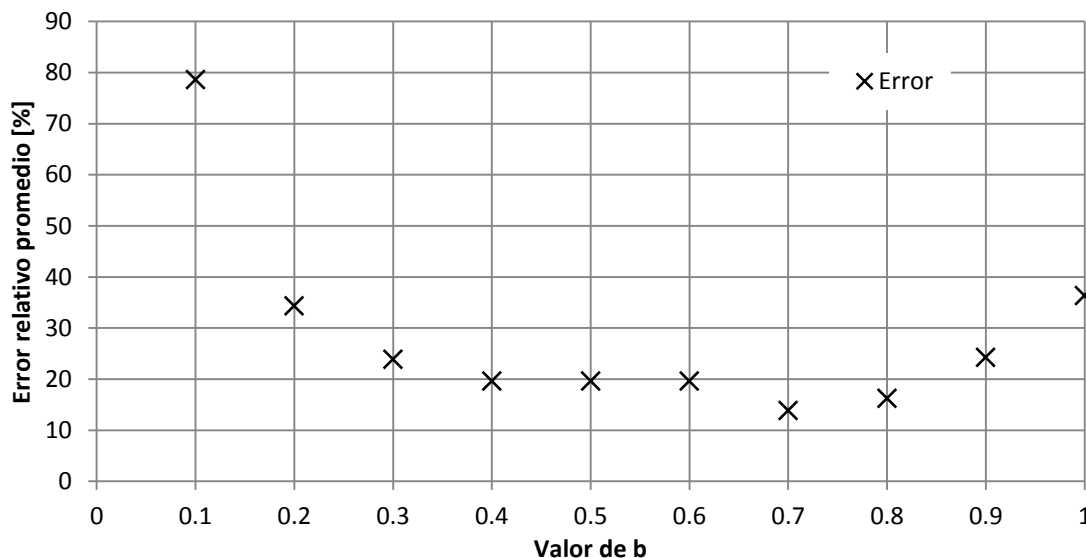
Gráfica 7. Puntos y líneas de tendencia para cada valor de b entre 0.1 y 1.0

Ecuación	A	b	c
$y = 0.00147x + 6.59384$	0.00147	0.1	6.59384
$y = 0.00238x + 6.59384$	0.00238	0.2	6.59384
$y = 0.00384x + 6.59384$	0.00384	0.3	6.59384
$y = 0.00620x + 6.59384$	0.00620	0.4	6.59384
$y = 0.01000x + 6.59384$	0.01000	0.5	6.59384
$y = 0.01614x + 6.59384$	0.01614	0.6	6.59384
$y = 0.02605x + 6.59384$	0.02605	0.7	6.59384
$y = 0.04205x + 6.59384$	0.04205	0.8	6.59384
$y = 0.06787x + 6.59384$	0.06787	0.9	6.59384
$y = 0.10955x + 6.59384$	0.10955	1.0	6.59384

Tabla 11. Ecuaciones de las líneas de tendencia y valores de constantes a, b y c.

Después de obtener los valores de los parámetros, se sustituyeron en el modelo de Warren para hacer una comparación entre un valor calculado y el valor real. Para hacer esta comparación se utilizó el error relativo de cada uno de los valores calculados y se promediaron los errores, para obtener un error promedio por valor de b. En la gráfica 8 se muestra la comparación de errores para cada valor de b.

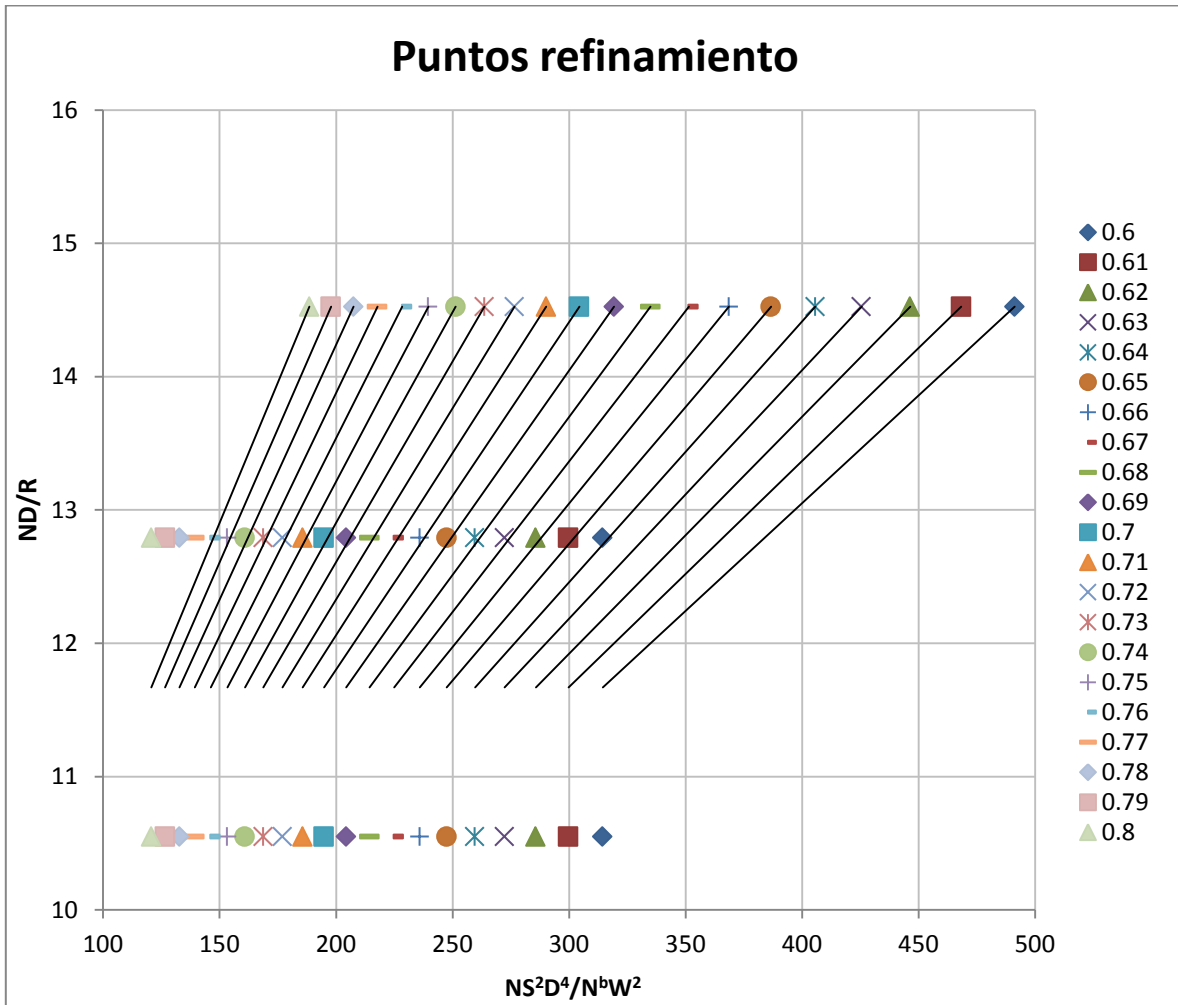
Error promedio por valor de b



Gráfica 8. Error promedio para cada valor de b.

De la gráfica anterior se puede observar que los valores con menor error promedio se encuentran entre 0.6 y 0.8. Para reducir el error, se procedió a hacer

un refinamiento con intervalo de 0.01. La gráfica siguiente muestra los puntos junto con las líneas de tendencia para cada juego de puntos.



Gráfica 9. Puntos generados con el refinamiento junto con sus línea de tendencia.

Tras obtener las tendencias de cada línea y seguir el mismo procedimiento para obtener el error promedio, se seleccionaron los siguientes parámetros mostrados en la tabla 12, que fueron los que arrojaron un menor error promedio.

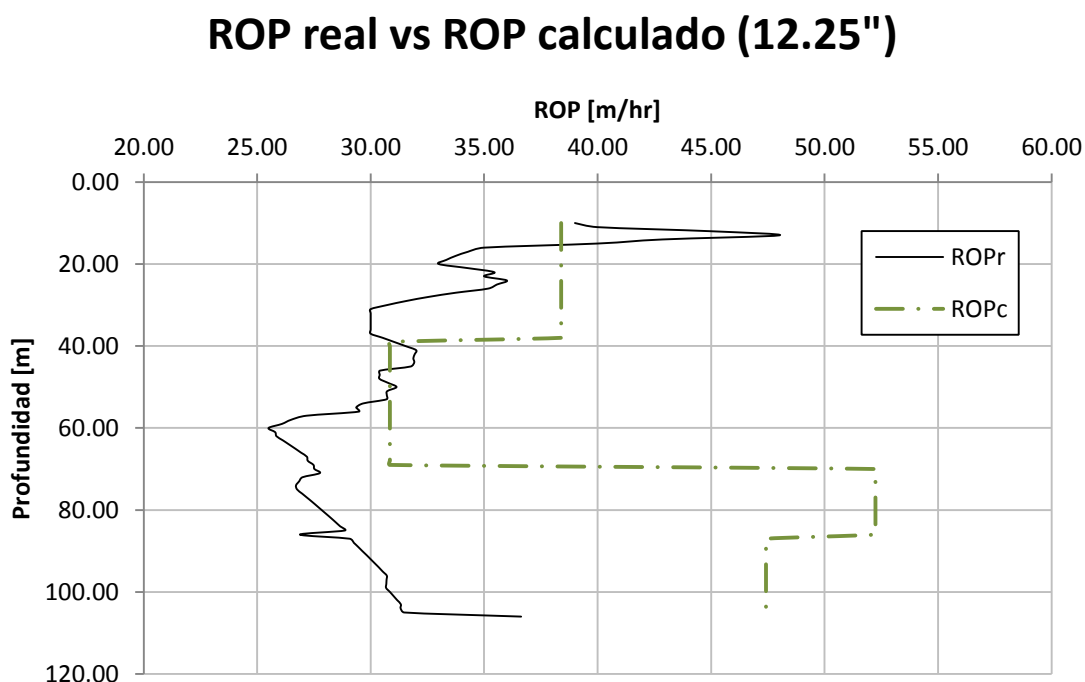
a	b	c
0.02257	0.67	6.59384

Tabla 12. Valores de a, b y c seleccionados.

5.4 Cálculo de la velocidad de penetración.

Tras obtener los parámetros a , b y c , se procedió a obtener la velocidad de penetración para la sección de 12 ¼". Dado que la sección fue perforada con una barrena tricónica y dado que es la primera etapa, se utilizó el modelo de Warren de limpieza perfecta.

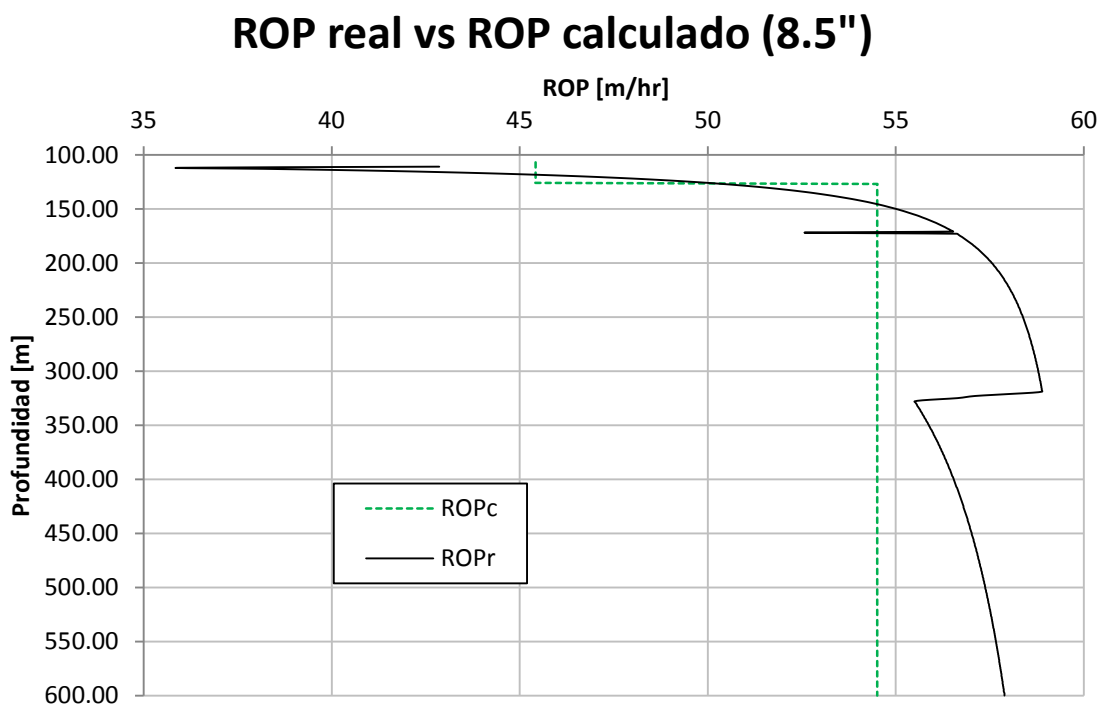
Los resultados pueden verse en la gráfica 10, donde se compara la velocidad de penetración obtenida en el campo con la obtenida con el modelo. Hay que resaltar que a estos resultados hay que multiplicarlos por el parámetro k , lo cual se hará más adelante.



Gráfica 10. Comparación entre la velocidad de penetración real y la obtenida con el modelo de Warren con limpieza perfecta.

Para la segunda etapa, 8 ½", se utilizó una barrena PDC, por lo que el modelo de Warren no puede ser utilizado. Para calcular la velocidad de penetración se utilizó el modelo de Hareland para barrenas de arrastre. Este modelo requiere como datos de entrada el diámetro de la barrena, el número de cortadores, el diámetro de cada cortador y los ángulos backrake y siderake de los cortadores.

Dado que existen ciertos datos relativos al diseño de barrenas que son considerados confidenciales e inherentes a las compañías fabricantes de las mismas. Se obtuvieron los datos reales de número de cortadores y tamaño de los mismos. Sin embargo, los ángulos de ataque de los mismos no pudieron obtenerse. Aún así, Burgoyne et. al. (1991) considera que un ángulo backrake de 20° es común en barrenas PDC utilizadas en la industria, mientras que 10° es un ángulo siderake común. La barrena que se utilizó en esta etapa contaba con 28 cortadores de .629 pg. La gráfica 11 muestra la comparación entre la velocidad real y la obtenida con el modelo.



Gráfica 11. Comparación entre la velocidad de penetración real y la obtenida con el modelo de Hareland para barrenas de arrastre (PDC).

Como puede observarse en la gráfica, el modelo de Hareland da muy buenos resultados al calcular la velocidad de penetración; sin embargo, también en este caso, es necesario realizar el cálculo de la variable K para tener un tiempo de rotación de la barrena igual entre los cálculos y los datos reales. Al obtener la constante de empalme es posible realizar las distintas variaciones en los parámetros para optimizar la etapa.

5.5 Cálculo de la constante de empalme.

Dado que la velocidad de penetración obtenida con el modelo de perforación no está normalizada, es necesario multiplicarla por una constante, llamada de empalme (K). De tal manera que el tiempo de rotación obtenido con la velocidad de penetración afectada por este parámetro (ROP_e , por empalme) sea el mismo al tiempo de rotación obtenido con los datos de campo. La forma mediante la cual se calculó la constante de empalme es la siguiente:

$$K = \frac{T_m}{T_r} \quad 5.4$$

Donde T es tiempo de rotación, con subíndice r para real y m para el obtenido con el modelo de perforación y K es la constante de empalme. Para obtener el tiempo de rotación fue necesario sacar el inverso de la velocidad de penetración y multiplicarlo por el intervalo de profundidad donde se presentó, para obtener de esta manera un tiempo (en horas) el cual fue sumado al final de la etapa para obtener un tiempo total de rotación de la barrena (ecuación 5.5).

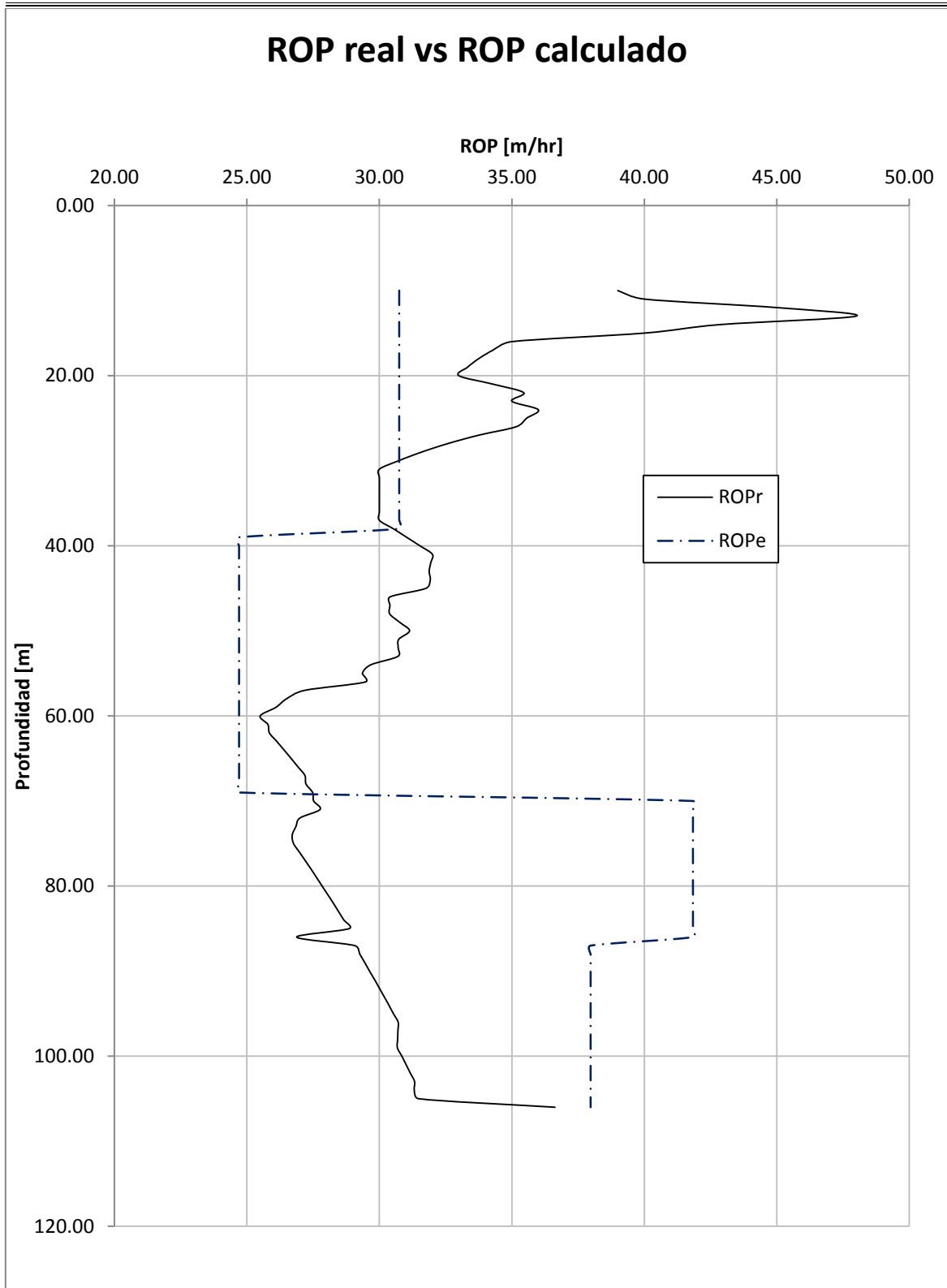
$$T[hr] = \frac{1}{ROP \left[\frac{m}{hr} \right]} * Intervalo [m] \quad 5.5$$

En la tabla siguiente se muestran las constantes de empalme obtenidas para las etapas de 12.25 pg y 8.5 pg.

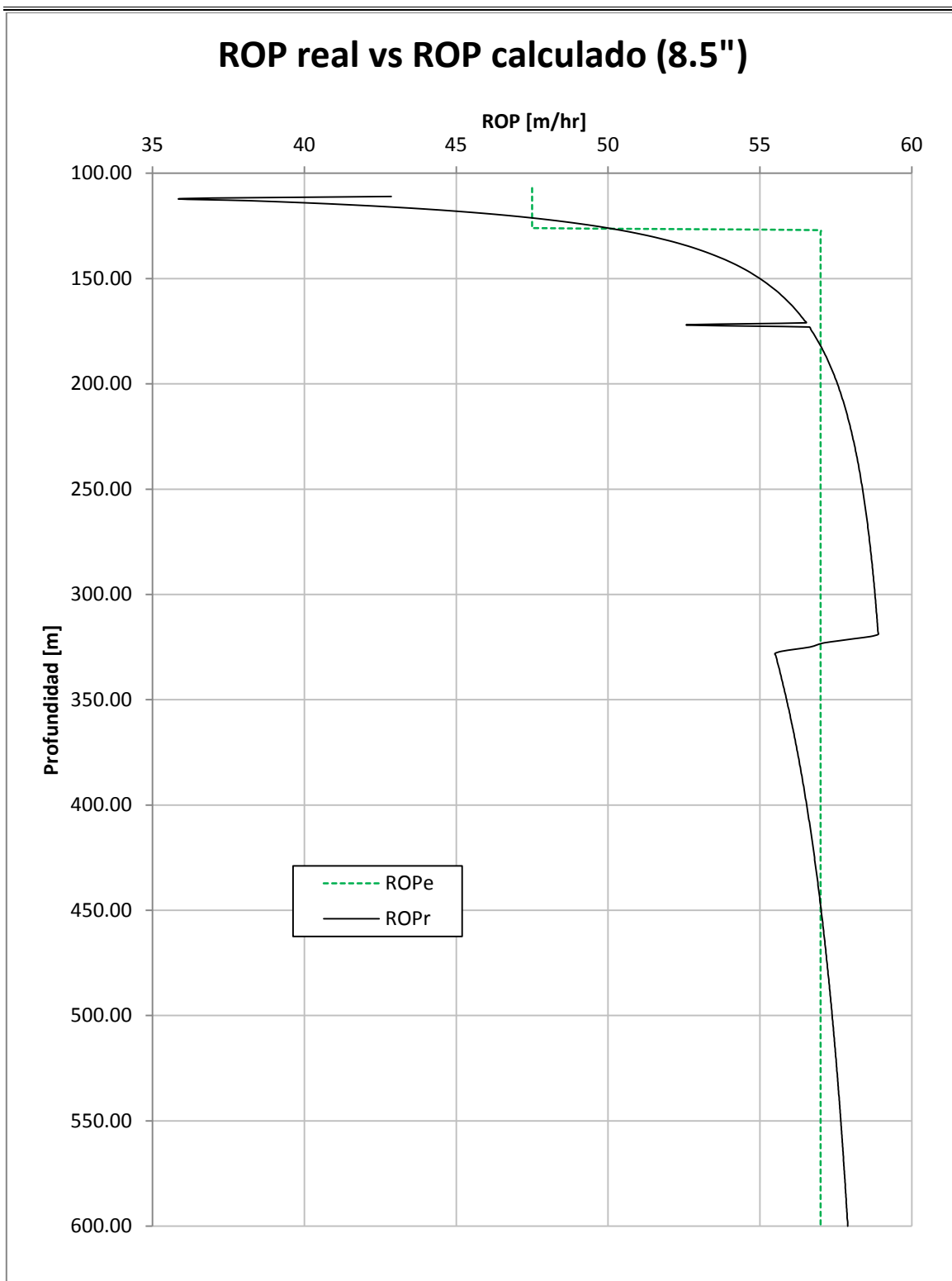
Etapa	Constante de empalme K
12 ¼"	0.80087269
8 ½"	1.045701

Tabla 13. Constantes de empalme obtenidas para las etapas de estudio.

A continuación se muestran las gráficas con los valores de velocidad de penetración normalizados comparados con la velocidad de penetración real. Estos valores normalizados dan el mismo tiempo de rotación de la barrena que el caso real y sirven para realizar la optimización de la corrida.



Gráfica 12. Valores de velocidad de penetración normalizados vs. reales para la barrena tricónica de 12 ¼".



Gráfica 13. Valores de velocidad de penetración normalizados vs. reales para la barrena PDC de 8 1/2”.

5.6 Optimización de la etapa.

Para realizar la optimización de las etapas de estudio se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

Etapa 12 ¼"	
Tiempo de viaje	0.4 hr
Tiempo de conexión	0.2 hr
Profundidad perforada	105 m
Etapa 8 ½"	
Tiempo de viaje (etapa 8.5")	2.5 hr
Tiempo de conexión (etapa 8.5")	1.11 hr
Profundidad perforada	495 m
Costo barrena 1	\$ 2000
Costo barrena 2	\$ 2500
Costo barrena 3	\$ 3000
Costo barrena 4	\$ 4000
Restricciones del equipo	
Peso sobre barrena	6 ton
Velocidad de rotación	120 rpm
Costo del equipo	2205 \$/hr
Costo de barrena	Variable

Tabla 14. Consideraciones tomadas en cuenta para realizar la optimización

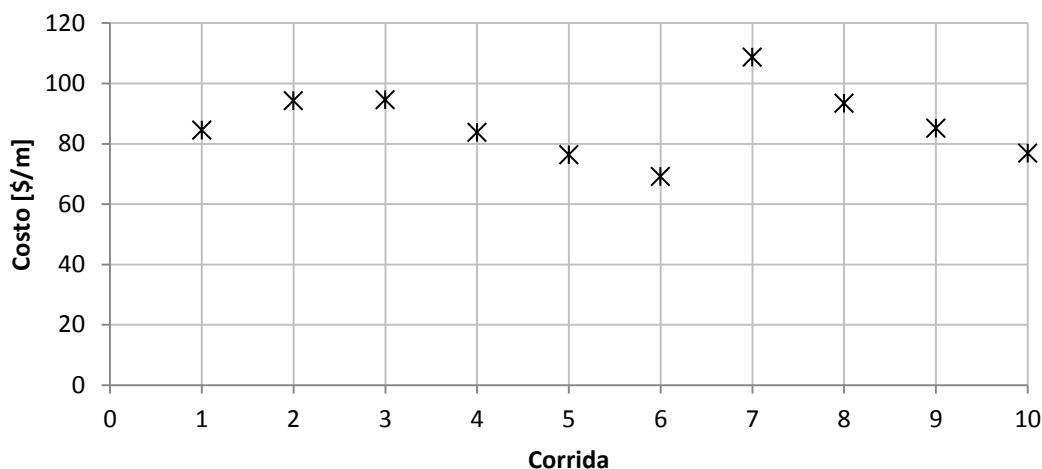
A continuación se muestran los parámetros utilizados en las distintas corridas para la sección de 12 ¼".

Etapa 12 ¼"		
Corrida	WOB [ton]	RPM
1	2,4	120
2	2,4	100
3	2,3,4	100
4	2.5	120
5	3	120
6	4	120
7	2	100
8	2.5	100
9	3	100
10	4	100

Tabla 15. Parámetros de las corridas de optimización de 12.25 pg.

Después, con los datos mostrados anteriormente y el tiempo de rotación obtenido del modelo de perforación es posible calcular el costo por metro para cada combinación de parámetros, de esta forma es posible seleccionar el punto con mejor desempeño y menor costo, lo cual completaría el ciclo de la optimización. Los resultados de costo por metro para cada corrida se muestran en la gráfica siguiente.

Optimización de etapa 12.25"



Gráfica 14. Costo por metro para las corridas de optimización de la barrena 12.25".

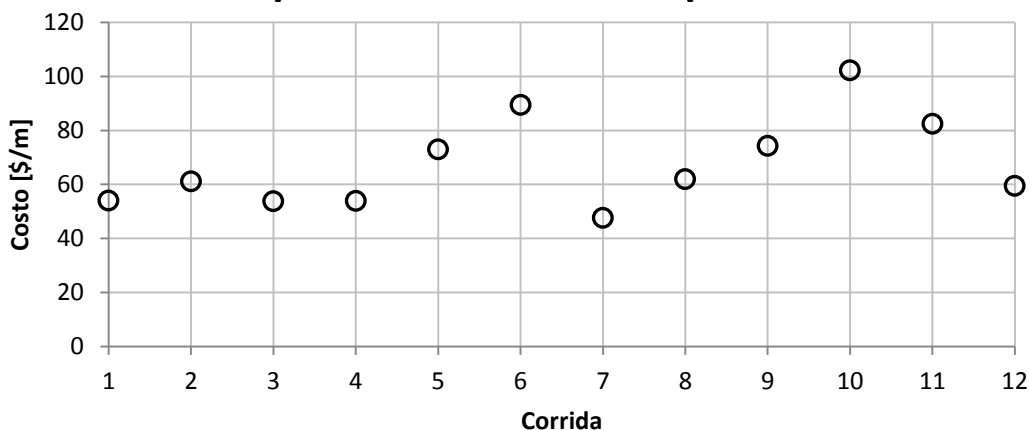
De la gráfica anterior se puede concluir que la combinación de parámetros que resulta en el menor costo de perforación es la mencionada en la corrida 6. Estos datos pueden ser utilizados para el diseño de las operaciones de un Pozo-2, de esta manera, se pueden planear las operaciones que representen el menor gasto, con el fin de hacer más rentables las operaciones.

Se siguió el mismo proceso de optimización para la etapa de 8.5"; sin embargo, en esta etapa, no sólo se hizo variación en los parámetros operativos, también se variaron parámetros inherentes al diseño de la barrena. La tabla 16 muestra los parámetros utilizados en cada corrida y la gráfica muestra el costo por metro para cada corrida.

Corrida	Barrena	# cortadores	Tamaño cortador [pg]	RPM	WOB [ton]
1	1	28	0.629	100-120	2-3
2	1	28	0.629	80-100	2-3
3	1	28	0.629	120	2-3
4	3	30	5/8	120	3
5	3	30	1/2	120	3
6	3	30	7/16	120	3
7	4	40	5/8	120	3
8	4	40	1/2	120	3
9	4	40	7/16	120	3
10	2	25	5/8	120	3
11	2	25	1/2	120	3
12	2	25	7/16	120	3

Tabla 16. Parámetros utilizados para las corridas de optimización de la barrena de 8.5".

Optimización de la etapa 8.5"



Gráfica 15. Costo por metro para cada una de las corridas de optimización de la etapa 8.5".

Del análisis de la gráfica anterior, se pueden obtener los mejores parámetros de perforación para la perforación de un pozo que utilice al Pozo-1 como correlación. Estos datos pueden ayudar al diseño de las operaciones, a la predicción de tiempos, costos, etc. Asimismo, en estos tiempos pueden incluirse contingencias (tomando un tiempo promedio en el campo), de manera que se pueda tener un plan de perforación a detalle y completo.

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La optimización ha demostrado ser una herramienta útil en diversas industrias y especialidades y la Ingeniería Petrolera no es la excepción, se tiene optimización en todas y cada una de las áreas de esta disciplina. Sin embargo, la optimización de la perforación es un tema con poca difusión en nuestro país. A pesar de ser un tema impartido dentro de una materia en la carrera, no se le da la importancia que merece.

Un Ingeniero con una mentalidad enfocada en la optimización tiene las herramientas y conocimientos necesarios para implementar programas que lleven a la empresa donde labore, o a su empresa a ahorrar recursos (monetarios, materia prima, tiempo) en cierta actividad o procedimiento. De manera que la optimización debe ser un tema de importancia en la formación de futuros ingenieros, no importando su especialidad.

Las tendencias actuales de la perforación de pozos petroleros indican que los ambientes seguirán siendo cada vez más difíciles y ofrecerán retos, los cuales habrá que resolver buscando siempre optimizar los procesos. Actualmente, las operaciones de perforación están enfocadas en el ahorro de tiempo, dado el costo de los equipos (un equipo de perforación de última generación puede costar mucho más de medio millón de dólares diarios). De manera que tanto las compañías arrendadoras como las prestadoras de servicios buscan una disminución en sus costos de operación para de esta manera lograr un incremento en las ganancias.

El conocimiento del efecto de los parámetros de perforación en la velocidad de penetración debe ser un cimiento de gran fortaleza para un Ingeniero Petrolero que quiera desarrollarse en el área de perforación de pozos. Este conocimiento le

permitiría comprender de manera rápida el porqué de los eventos durante la perforación de un pozo y le ayudaría a tener herramientas para tomar una decisión adecuada en poco tiempo.

Durante la realización de este trabajo se han encontrado documentos que prueban que la metodología aquí descrita ha sido probada y se han obtenido buenos resultados y una disminución en los costos de las compañías que han aplicado las metodologías. Como un ejemplo, en el Mar del Norte se ha utilizado un simulador de perforación que sigue una metodología similar a la propuesta desde hace más de 15 años.

Se espera que este trabajo sirva como punto de partida o referencia a futuros trabajos que desarrollen cada uno de los puntos abordados en el presente, de manera que en un futuro no lejano se logre la implementación de un simulador de perforación mexicano que sea utilizado en campo.

Es muy importante el desarrollo de un módulo de geopresiones, que sirva para predecir las presiones de poro y de fractura que utilice modelos actuales y que sea capaz de ser utilizado para cualquier tipo de pozo. Asimismo, un módulo de hidráulica que no solo cuantifique las pérdidas de presión en las distintas tuberías, sino que sea capaz de describir el comportamiento del fluido a distintas temperaturas y presiones, de tal forma que se tengan datos precisos del índice de limpieza del pozo y del transporte de recortes. Estos dos módulos podrían conjuntarse para la obtención de las presiones diferenciales, las cuales son de suma importancia y tienen un efecto contundente en la velocidad de penetración.

Se espera que el término de optimización de la perforación cobre aún más fuerza en nuestro país, de tal manera que se logre una completa mejora en los procesos operativos encaminados al ahorro de recursos o bien a la correcta utilización de los mismos.

De esta manera lograr una disminución en los tiempos de operación aumentando la eficiencia y competitividad de las compañías.

Asimismo, se recomienda el desarrollo de pruebas de laboratorio a escala real encaminadas a la obtención de constantes (a, b y c) de las barrenas, de manera que se conforme una base de datos, la cual servirá para posteriores desarrollos de programas de cómputo. Dado que estas constantes presentan dificultades para ser determinadas con datos de campo, donde no se pueden controlar variables.

El aumento de la investigación en materia de velocidad de penetración serviría para explicar y describir procesos y daría pie a la aplicación de los conocimientos en campos mexicanos. Es decir, se podría dar una descripción de los efectos que tienen los parámetros en la velocidad de penetración para campos mexicanos.

Esto llevaría a un mejor entendimiento de las operaciones y a un mejor diseño de los planes de desarrollo de pozos a futuro.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) Adams, N.J., Charrier, T., "Drilling Engineering – A complete well planning approach," Penn Well Publishing Co., Tulsa, Ok., 1985.
- (2) Adamson, K. et. al. "High-Pressure, High-Temperature Well Construction," Oilfield Review 10, no. 2 (Summer 1998): 36-49.
- (3) ASME Shale Shaker Comitee, "Drilling Fluid Proccesing Handbook," Gulf Professional Publishing, Oxford, UK, 2005.
- (4) Bassiouni, Z., "Theory, measurement, and interpretation of well logs," SPE Textbook Series Vol. 4, Richardson TX, 1994.
- (5) Black, A.D., et. al., "Optimization of deep drilling performace with improvements in drill bit and drilling fluid design," IADC/SPE 112731. Presented at the 2008 IADC/SPE Drilling Conference held in Orlando, Florida, U.S.A., 4-6 March 2008.
- (6) Bobo, R.A., "Drilling – Three decades back, one ahead," Journal of Petr. Tech. (July, 1968), 700-708.
- (7) Bratli, R.K., Hareland, G., Stene, F., Dunsæd, G.W., Gjelstad, G., "Drilling Optimization Software Verified in the Noth Sea," SPE 39007. Presented at the 1997 SPE/LACPEC Conference in Rio de Janeiro, Brazil, August 30-Sept. 2, 1997.
- (8) Burgoyne, A.T., Chenevert, M.E., Millheim, K.K., Young Jr., F.S., "Applied Drilling Engineering," SPE Textbook Series, vol. 2, Richardson, TX., 1991.
- (9) Cunningham, R.A., Eenick, J.G., "Laboratory study of effect of overbunden, formation and mud column pressures on drilling rate of permeable formations," Trans. AIME (1959) Vol. 216, 9.
- (10) Don Murphy, P. E, "What factors affect drilling rate?," Oil and Gas Journal, Febrero 17, 1969, Vol. 67, No. 7, 74-76.
- (11) Eckel, J.R., "Effect of pressure on rock drillability," Trans. AIME (1958) Vol 213, 1.

-
-
- (12) Eckel, J.R., "How mud properties affect drilling rate," Oil and Gas Journal, April 12, 1954, Vol. 52, No. 49, 131-136.
 - (13) Eckel, J.R., "Microbit studies of the effect of fluid properties and hydraulics on drilling rate," Trans. AIME (1967) Vol. 240, 541.
 - (14) Fjær E., Holt, R.M., Horsud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., "Petroleum related rock mechanics," Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, Netherlands, 1992.
 - (15) Fletcher, L., "Practical Methods of Optimization," John Wiley & Sons, Padstow, Cornwall, 2nd Ed., 2001.
 - (16) Garnier, A.J., van Lingen, N.H., "Phenomena affecting Drilling rates at depth," Trans. AIME (1959) Vol. 216, 232.
 - (17) Gatling, C., "Petroleum Engineering Drilling and Well Completions," Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1960.
 - (18) Gnirk, P.F., Cheatman, J.B. Jr., "An experimental study of single bit-tooth penetration into dry rock at confining pressures of 0 to 5000 psi," Trans. AIME (1965) Vol. 234, 117.
 - (19) Gray, G.R., Young, F.S. Jr., "25 years of drilling technology. A review of significant accomplishments," Journal of Petr. Tech. (Dec. 1973), 1347-1354.
 - (20) Gray, K.E., "Some current rock-mechanics research related to oil-well drilling," API Drilling and Production Practice, 1967.
 - (21) Gstalder, S., Raynal, J., "Measurement of some mechanical properties of rocks and their relationship to rock drillability," Journal of Petr. Tech. (Aug. 1966), 991-996.
 - (22) Halliburton "Dull Grading Manual", Security DBS Drill Bits, USA, 2008.
 - (23) Hareland, G., Hoberock, L.L., "Use of drilling parameters to predict in-situ stress bounds," SPE/IADC 25727. Presented at the 1993 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam 23-25 February 1993.
-
-

-
-
- (24) Hareland, G., Rampersad, P.R., "Drag-Bit Model Including Wear," SPE 26957. Presented at the Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 27-29 April 1994.
- (25) Hill, T.H., Lee, G. Jr., "Drilling optimization: If it ain't broke, fix it!," World Oil, March, 1999.
- (26) Hill, T.H., Lee, G. Jr., "Drilling optimization: Practice makes perfect!," World Oil, April 1999.
- (27) Keating, T.W., Clift, W.D., Cutrer, J.P., "A study of penetration rates in rotary drilling," Three parts article. API Drilling and Production Practices (1956).
- (28) Lawhon, Ch.P., Evans, W.M., Simpson, J.P., "Laboratory drilling rate and filtration studies of clay and polymer drilling fluids," Trans. AIME (1967) Vol. 240, 688.
- (29) Lawhon, Ch.P., Evans, W.M., Simpson, J.P., "Laboratory drilling rate and filtration studies of emulsion drilling fluids," Trans. AIME (1967) Vol. 240, 948.
- (30) León Loya, J.G., "Optimización de la Perforación Factores que afectan la velocidad de penetración," Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México, noviembre de 1999.
- (31) Lumms, J.L., "Drilling Optimization," Journal of Petr. Tech. (Nov. 1970), 1379-1388.
- (32) Lumms, J.L., "Factors to be considered in drilling optimization," API Drilling and Production Practices (1969).
- (33) Lummus, J.L., "Weight-Rotary Speed Considerations," (Part IV of Drilling in the Seventies Series), Petr. Engr. International, May 1974, No. 5, Vol. 46, p.84-93.
- (34) Lummus, J.L., Azar, J.J., "Drilling Fluids Optimization: A practical field approach," Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1986.
- (35) Lyons, W.C., Plisga, G.J., "Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering," Gulf Professional Publishing Co., Burlington, MA, USA, 2nd Ed., 2005.
-
-

-
-
- (36) Maurer, W.C., "The "Perfect-Cleaning" Theory of Rotary Drilling," Journal of Petr. Tech. (Nov., 1962), 1270-1274; Trans. AIME, **225**.
- (37) McLean, R.H., "Crossflow and impact under jet bits," Journal of Petr. Tech. (Nov., 1964), 1299-1306.
- (38) Millheim, K.K., "The Role of The Simulator in Drilling Operations," SPE Drilling Engineering, Oct. 1986.
- (39) Millheim, K.K., Huggins, R.L., "An engineering simulator for drilling: Part I," SPE 12075, presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA, October 5-8, 1983.
- (40) Millheim, K.K., Huggins, R.L., "An engineering simulator for drilling: Part II," SPE 12210, presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA, October 5-8, 1983.
- (41) Millheim, K.K., Jordan, S., Ritter, C.J., "Bottom-Hole Assembly Analysis Using the Finite Element Method," Journal of Petr. Tech. (Feb. 1978), 265-274.
- (42) Mora G., L.A., "Uso de Parâmetros de Perfuração para Estimar a Resistência Não Confinada das Rochas," Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica Do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro 2008.
- (43) Murray, A.S., Cunningham, R.A., "Effect of mud column pressure on drilling rates," Trans. AIME (1955) Vol. 204, 196.
- (44) Nygaard, R., Hareland, G., Budiningsih, Y., Terjesen, H.E., Stene, F., "Eight Years Experience with a Drilling Optimization Simulator in the North Sea," SPE/IADC 77247. Presented at the SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology held in Jakarta, Indonesia, 9-11 September 2002.
- (45) Onyia, E.C., "Geology Drilling Log – A computer database system for drilling simulation," SPE 13113. Presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Sept. 16-19.
- (46) Paiaman, A.M., Ghassem Al-Askari, M.K., Salmani, B., Al-Anazi, B.D., Masihi, M., "Effect of drilling fluid properties on rate of penetration," NAFTA 60 (3) 129-134 (2009).
-
-

-
-
- (47) Peng, S., Zhang, J., "Engineering Geology for Underground Rocks," Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2007.
- (48) Pike, R.W., Guerra, L., "Optimización en Ingeniería," Ed. Alfaomega, Distrito Federal, México, 1989.
- (49) Radtke, R., Riedel, R., Hanaway, J., "Faster drilling, longer life: Thermally Stable Diamond drill bit cutters," Gas TIPS, Summer, 2004, 5-9.
- (50) Rampersad, P.R., Hareland, G., Pairintra, T., "Drilling Optimization of an Oil or Gas Field," SPE 26949. Presented at the 1993 Eastern Regional Conference & Exhibition held in Pittsburg, PA, U.S.A., 2-4 November 1993.
- (51) Rastegar, M., Hareland, G., Nygaard, R., Bashari, A., "Optimization of multiple bit runs based on ROP models and cost equation: A new methodology applied for one of the Persian Gulf carbonate fields," IADC/SPE 114665. Presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 25-27 August 2008.
- (52) Salas, J.G., "Drilling Optimization using Drilling Simulator Software," Master of Science Thesis, Texas A&M University, May 2004.
- (53) Schlumberger "Drilling School, Sección 3, Barrenas de Perforación".
- (54) Schlumberger "Log Interpretation Principles / Applications," Sugar Land, TX; March, 1998.
- (55) Speer, J.W., "A method for determining optimum drilling techniques," API Drilling and Production Practices (1959).
- (56) Taylor, S., "Drill Bit Running Procedures: A guideline for field engineers," Drilling Engineering Center – North & South America (DEC-NSA), Schlumberger.
- (57) Tiab, D., Donaldson, E.C., "Petrophysics – Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties," Gulf Professional Publishing Co., Burlington, MA, USA, 2nd Ed., 2004.
- (58) Vidrine, D.J., Benit, E.J., "Field verification of the effect of differential pressure on drilling rate," Journal of Petr. Tech. (July, 1968), 676-682.
-
-

- (59) Warren, T.M., "Drilling Model for Soft-Formation Bits," Journal of Petr. Tech. (June, 1981), 963-970.
- (60) Warren, T.M., "Penetration-Rate Performance of Roller-Cone Bits," SPE Drilling Engineering (March, 1987), 9-18.
- (61) Young, F.S., Gray, K.E., "Dynamic filtration during microbit drilling," Trans. AIME (1967) Vol. 240, 1209.