



UNIVERSIDAD NACIONAL ATÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA.

**“ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE
PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

EMMANUEL PÉREZ OSORNIO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARIO ROSAS RIVERO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. FEBRERO 2015



Agradecimientos

A Dios por haberme permitido cumplir una más de mis metas.

A mis padres y familia por su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida y que sin el no hubiera sido posible finalizar mi carrera.

A la UNAM por brindarme la oportunidad de pertenecer a esta gran institución de la cual me siento orgulloso.

A la Facultad de Ingeniería de la UNAM, ya que gracias a su plan de estudios y profesores me han dado una excelente formación.

Al Ingeniero Mario Rosas Rivero y todos los que conforman el jurado de mi tesis por su gran apoyo y disposición.

A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería por brindarme el conocimiento, dedicación y amistad.

A mis compañeros y amigos por su apoyo y motivación quienes no solo formaron parte a lo largo de mi carrera si no también a lo largo de mi vida.



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS.

RESUMEN	5
ABSTRACT	6
INTRODUCCIÓN	9
¿Qué es un reporte de perforación?	9
CAPÍTULO 1	
COMPONENTES DE UN REPORTE DE PERFORACIÓN	12
1.1 Encabezado del reporte de perforación.	13
1.2 Datos de profundidades en el reporte de perforación.	14
1.3 Datos de desviación durante la perforación de un pozo petrolero.	16
1.4 Datos Geológicos que se necesitan conocer para interpretar o elaborar un reporte de perforación.	20
1.5 Datos de la tubería de revestimiento.	31
1.6 Record de barrenas	41
1.7 Datos de fluidos de perforación	53
1.8 Herramientas utilizadas en la sarta de perforación (BHA).	68
1.9 Datos de pruebas de formación, Núcleos e intentos de disparos a la formación.	83
1.10 Datos hidráulicos del pozo	90
1.11 Datos de control.	96
CAPÍTULO 2	
IMPORTANCIA DE CADA COMPONENTE DE UN REPORTE DE PERFORACIÓN	99
2.1 Introducción	100
2.2 ¿Por qué es importante conocer la profundidad durante la perforación de un pozo petrolero?	101
2.3 ¿Por qué es importante conocer los datos de desviación durante la perforación de un pozo petrolero?	101
2.4 ¿Por qué es importante conocer los datos geológicos durante la perforación de un pozo petrolero?	101
2.5 Importancia de conocer el programa de tuberías de revestimiento durante la perforación.	108
2.6 Importancia de conocer el record de barrenas durante la perforación.	109
2.7 ¿Por qué es importante registrar las diferentes propiedades del fluido de perforación cuando se está perforando un pozo?	110
2.8 ¿Por qué es importante conocer los datos de herramientas durante la perforación?	107



2.9 Importancia de conocer los datos de pruebas de formación, Núcleos e intentos de disparos a la formación durante la perforación. _____ 117

2.10 ¿Por qué es importante conocer los datos hidráulicos en el pozo durante la perforación? ____ 118

2.11 ¿Por qué es importante registrar los datos de control dentro del reporte de perforación? ____ 119

CAPÍTULO 3

ERRORES EN EL REGISTRO DE INFORMACIÓN EN UN REPORTE DE PERFORACIÓN _____ 121

3.1 Introducción _____ 122

3.2 Errores en el registro de la información del aparejo de producción _____ 123

3.3 No registrar información importante y detallada en el reporte de perforación. _____ 130

3.4 Confundir conceptos teóricos. _____ 131

3.5 Errores al registrar los datos. _____ 134

CAPÍTULO 4

REPORTES DE PERFORACIÓN EN OTROS PAISES _____ 136

4.1 Introducción _____ 137

4.2 Cementaciones _____ 138

4.3 Los datos más importantes que se registran durante la cementación. _____ 139

4.4 Ejemplos de cómo se registran los datos de una cementación dentro de un reporte de perforación. _____ 140

4.5 Importancia de registrar los datos de una cementación durante la perforación _____ 144

4.6 Parametros que se registran durante la perforación. _____ 145

4.7 Ejemplos del registro de parámetros dentro de un reporte de perforación. _____ 146

4.8 Importancia de registrar los parámetros de perforación durante la perforación. _____ 150

CAPÍTULO 5

ELABORACIÓN DE ESTADOS MECÁNICOS _____ 153

5.1 Introducción _____ 154

5.2 Estado mecánico real del pozo Brillante 20. _____ 155

5.3 Actividades durante la perforación del pozo Brillante 20. _____ 155

5.4 Actividades durante la terminación del pozo Brillante 20. _____ 170

CONCLUSIONES _____ 177

BIBLIOGRAFÍA _____ 178



Resumen

Este tema surge a partir de los errores que se han presentado en el llenado de los reportes de perforación de los pozos petroleros, los que se pueden evitar.

Un reporte de perforación contiene toda la información generada durante la perforación de un pozo, una de sus principales funciones es para conocer la historia de su perforación y terminación, que posteriormente servirá cuando se pretenda perforar otros pozos cercanos sirviendo como pozo de correlación; cuando un ingeniero petrolero necesita algún dato del pozo puede recurrir a dichos reportes. Elaborar un reporte de perforación con errores puede ocasionar una mala interpretación de la información y consecuentemente una mala planeación en la perforación del nuevo pozo, generando retardos en el tiempo en el cual se han programado las operaciones al realizar; puede ocasionar pérdidas económicas y daño al medio ambiente.

Durante la perforación de un pozo petrolero es necesario registrar los datos que serán de gran utilidad para realizar cualquier tipo de operación en el futuro, como son; el programa de barrenas, la información sobre las tuberías de revestimientos, tipo de litología, los datos de hidráulica del pozo, las herramientas que han quedado instaladas en el aparejo de producción, datos de seguridad, control, datos de núcleos, datos de desviación del pozo, ubicación del pozo, etc.

De ahí la importancia de entender todos estos conceptos que son útiles durante la perforación del pozo o para realizar operaciones posteriores.



Algunos de los errores más comunes en el llenado del reporte de perforación caen en el reporte de la distribución de las herramientas, sartas y/o aparejo de producción y todas las herramientas que han sido instaladas en el pozo, debido a que no se pueden omitir datos sobre la longitud, diámetro y profundidad que ocupa cada herramienta así como su correcta medición, esto puede ocasionar que cuando se baje una herramienta se pueda quedar atrapada dentro de la tubería.

Es importante conocer que no importa el país o la compañía en donde se esté laborando, ya que la información que se registra durante las operaciones es la misma, esto es porque los parámetros y datos nos pueden indicar si se realizó de manera correcta o no, así como la prevención de algún accidente.

El estado mecánico elaborado a través de los reportes diarios de perforación es una de las principales funciones de este y de las más importantes, ya que el estado mecánico se utilizará para operaciones como instalación de sistemas artificiales de producción, métodos de recuperación secundaria y mejorada, mantenimiento, limpieza, reparaciones mayores y menores al pozo, hasta su abandono.



Abstract.

This issue arises from the mistakes that have been made in filling reports drilling of oil wells.

A drilling report contains all the information generated throughout the drilling of a well, one of its main functions is to know the history of its drilling and completion which will subsequently be when it is intended to drill wells close correlation serving as well, when a petroleum engineer needs some data from the well can use these reports, develop a drilling report errors can cause a misinterpretation of information and consequently poor planning on drilling the new well generating delays in the time in which are scheduled to perform operations, can cause economic losses and environmental damage.

During the drilling of an oil well is necessary to record data that will be useful to perform any operation in the future. The data to be recorded are: the program of drills, information on pipelines coatings, type of lithology, hydraulic data well, the tools have been installed in the rig production, data security, control, core data, data deviation from the well and well location.

Due to the importance of understanding these concepts and what are they usefull during the drilling or for subsequent operations.

Some of the most common mistakes in filling the report drill is about reporting the distribution of tools, strings and / or tackle production and all the tools that have been installed in the well because you can see the length, diameter and depth occupied by each tool and its correct measurement, this can result when a tool that is lowered can be trapped inside the pipe.

It is important to know that no matter the country or the company where is laboring, the information recorded during operations is the same, this is because the parameters and data can tell us if it was done correctly or not so well as prevention an accident.



The mechanical condition developed through daily reports drilling is one of the main functions of this and more important as the mechanical state will be used for operations such as installing artificial production systems, maintenance cleaning, major and minor repairs to the well until it was abandoned.



Introducción

Durante los diferentes procesos que se llevan a cabo en la perforación de un pozo petrolero, se recaban datos e información que nos serán útiles para operaciones posteriores, por ello es de gran importancia registrar la información que vamos obteniendo de manera organizada y durante un periodo de tiempo determinado.

¿Qué es un reporte de perforación?

Es un informe de gran importancia durante la perforación de un pozo petrolero, se realiza de manera diaria, en el se van registrando todas las actividades que se van realizado en las diferentes operaciones; así cómo la problemática presentada durante las operaciones, desde el transporte de los equipos a utilizar hasta la salida del equipo para ser incorporados en otros lugares donde se requieran luego de terminado, abandonarlo o suspenderlo.

Es un registro histórico que se analiza y evalúa, sirve para estudiar cómo se ha realizado o se realiza la perforación, como fue el funcionamiento de las herramientas y de los equipos, las formaciones geológicas, la cantidad de materiales y fluido que se utilizaron durante la operación, los inconvenientes presentados, las causas por las cuales se retrasan las operaciones a realizar, el tiempo que se demora en cada tarea, fallas en los quipos y cualquier tipo de información relevante a la perforación, con el objetivo de hacer correcciones o modificaciones a tiempo para realizar las operaciones más eficientes y económicas.



En él se detallan los renglones que comprenden los datos generales del pozo, los programas específicos planificados para la perforación así como un breve resumen de las actividades realizadas durante ese día.

Cabe destacar que es muy importante el estado mecánico real del pozo, el cual se obtiene de los reportes de perforación como se verá más adelante en el Capítulo V; cuando se tiene programado perforar más pozos dentro del campo esta información se puede asociar y utilizar como correlación con el fin de prevenir accidentes o pérdidas económicas y solucionar problemas o inconvenientes como acuíferos, domos salinos, zonas de alta y baja presión, en los nuevos pozos a perforar.

Para conocer y entender mejor los componentes de un reporte de perforación se desglosará la información componente a componente del **Ejemplo A** y se irán presentando los detalles dentro del Capítulo 1.



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS



Cia: SCHLUMBERGER-DOWEL

14/03/2011 17:19:16

Page 1 of 2

PEMEX EXPLORACION PRODUCCION				DIVISION SUR S. O. CD. PEMEX				SIOP			
REPORTE DIARIO DE OPERACIONES				08/11/2010 Proyecto PIN-PTE				ACTIVO INTEGRAL MACUSPANA			
Equipo: 548 Pozo: COSTERO 18 (DES)				Conductor				Esp. Actividad: PER Inicio: 23/08/2010			
Objetivo: CRETACICO MEDIO				Prof. Prog: 6173/ 5864				Dias Prog: 228			
				T. Agua:				Prox. Mov: TERRA 3			
Profund	Desarr.	Vertical	Barrenas	Actual	Anterior	Herramienta	Cant.	Long.	Obs.		
00:00	3891	3797	Marca		SMITH	COMB. 4 1/2" IFX 4IF	1	.99	COMBINACION 4-1/2" IF X 5		
24:00	4053	4000	Serie		JY4904	T.P. H.W. 4 1/2"	12	112.99	12 HWDP		
05:00	4053	4000	Diametro		10 5/8	COMB. 6 1/2" 5XH (P)- 4IF (C)	1	1.09	COMBINACION 6-5/8" REG X		
Ava/Ind	162 /52.07		Tipo		MDI616	DRILL COLLAR MONELL 8"	2	18.28	2 DC 8"		
Ult.Cont			Toberas		S/T	MARTILLO HIDRAULICO 8"	1	5.29	MARTILLO 8"		
Prox.Co						DRILL COLLAR MONELL 8"	7	65.41	7 DC 8"		
Litologi	A 4037 M: 100% LUTITA GRIS CLARO Y CAFE CLARO, ARENOSA Y CALCAREA, CON ESPO RADICAS MICROFACTURAS SEL LADAS POR CALCITA, PRESENT A MATERIA ORGANICA Y PIR		m /hr op		741/ 67:06	ESTABILIZADOR 8" X 12 3/16"	1	2.19	ESTABILIZADOR 8" X 10-5/8		
			Prom x m		5.43	DRILL COLLAR MONELL 8"	1	8.82	DC MONEL 8"		
			3 Ult. Mts.		9-17-27	AMORTIGUADOR 6 3/8"	1	4.41	AMPLIADOR 10-5/8" X 12-1/		
			Costo x m		0	ESTABILIZADOR 8" X 12 3/16"	1	2.17	ESTABILIZADOR 8" X 10-5/8		
			Amp. Inic.		0	DRILL COLLAR MONELL 8"	1	7.88	DC MONEL C/MWD		
			Des. IADC		5/C	DRILL COLLAR MONELL 8"	1	5.92	DC MONEL C/LWD		
Ult. TR	11 3/4	3095-EN	Nucleos R	Int. Prog	Int. Disp	Ult. Reg.	AIT-BHC-LDL-CNL-DRCAL-GR a 3100				
Prox.T	9 5/8	4890-ECH				Desv'n	PID/Prof	Desp. Ho	Prof. Vert	Ang.	Rumbo
B.L	7"-4871	7"-2486				Prog-->					
Emp.						Real-->	4017	300.35	3964.15	28° 8'	SE 72° 3'
C2							3989	287.22	3939.49	28° 3'	SE 71° 54'
							3959	273.32	3913.43	28° 6'	SE 72° 6'
Lodo	EMULSION INVERSA					Pruebas de Formacion			Materiales		
	Dens: 2.02 Visc: 80 Temp °C: 68 %Arena: Filtrado: 3 Calcio: 18 Enjarre: 1 Alc 4.9 Gel 0: 14 Gel 10: 28 Cloruros: 22000 PH: %Solidos: 38 %Aceite: 54 %Agua: 8 VA: 55 VP: 46 YP: 18 Emul: 1300 R.A.A: 87/13 MBT:					Prub.Gote	1.75	gr/cm3	a	998	
						Grad.Form		gr/cm2xm			
						Grad.Frac		gr/cm2xm			
P. S-Bna	6/6	Tons	Camisas B-1	5 1/2 x 12	74	Epm	Dens.Eq.C	1.47	gr/cm3		
Rotaria	130/130	RPM	Camisas B-2	5 1/2 x 12	74	Epm	Pres.Red:	36 Kg/cm2	con:	50 Epm	
P. Bomba	218	Kg/cm2	Gasto	518	GPM	Sim. Control Brotes	31-OCT-10				
Torque	300/400	Amps	V. Anular	104.4	PPM	KOOMEY	30/10/10				
Peso Sart	155/150/14	Tons	BOPS	30/10/2010		Hules TP: Fren/Corona: Val. Sup: Val.Inf: Val. Pie:					

Ejemplo A Reporte de perforación de Pemex. (Tomado de Pemex, 2010).



CAPÍTULO 1

COMPONENTES DE UN REPORTE DE PERFORACIÓN



1.1 Encabezado del reporte de perforación.

En este apartado del reporte de perforación podemos localizar los datos principales del proyecto y del pozo, y los tiempos en los que se implementó. **(Ejemplo 1).**

Cia: SCHLUMBERGER-DOWEL	14/03/2011 17:19:16	Page 1 of 2
PEMEX EXPLORACION PRODUCCION	DIVISION SUR S. O. CD. PEMEX	
REPORTE DIARIO DE OPERACIONES	08/11/2010 Proyecto PIN-PTE	ACTIVO INTEGRAL MACUSPANA
Equipo: 548 Pozo: COSTERO 18 (DES)	Conductor	Esp. Actividad: PER
Objetivo: CRETACICO MEDIOProf. Prog. 6173/ 5864	Dias Prog: 228 T. Agua:	Prox. Mov: TERRA 3 Inicio: 23/08/2010

Ejemplo 1. Datos generales de un reporte de perforación. (Tomado de PEMEX, 2010)

En el **Ejemplo 1** podemos observar los datos generales más sobresalientes sobre el pozo como son:

- ✓ Compañías que intervienen.
- ✓ Fecha.
- ✓ Nombre del pozo.
- ✓ Ubicación del pozo.
- ✓ Activo al que pertenece el pozo.
- ✓ El objetivo a perforar.



1.2 Datos de profundidades en el reporte de perforación.

Estos datos son elementales y se tienen que registrar diariamente ya que nos servirán para realizar las operaciones que se encuentran programadas en el diseño de perforación, **(Ejemplo 2)**.

Profund	Desarr.	Vertical
00:00	3891	3797
24:00	4053	4000
05:00	4053	4000

Ejemplo 2. Datos de profundidades de un reporte de perforación, (Tomado de PEMEX, 2010).

El **Ejemplo 2**, nos indica la hora de inicio de la perforación del día que se levantó el reporte a las 00:00, nos muestra un avance a las 24 hrs y que no hubo ningún avance de las 24:00 hrs hasta las 05:00 hrs, en profundidades. Algunos conceptos que se encontrarán en este apartado son los siguientes:

Profundidad Medida (MD)¹: es la distancia o longitud del agujero. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el agujero.

Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth)²: es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical de cualquier punto del agujero al sistema de referencia, **(Figura 1)**.

¹⁻²J.A. Jim Short. Introduction to directional and horizontal drilling. Tulsa Oklahoma.1993.

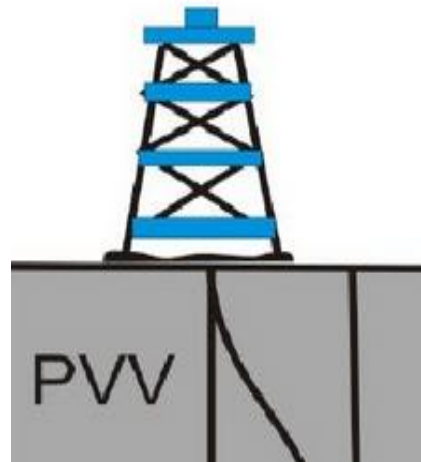


Fig.1 Profundidad Vertical Verdadera³.

Profundidad desarrollada (PD)⁴: Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales más profundo.

Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero, como se puede ver en la (Fig.2).

³ Modificada del sitio <http://ingenieriaenpetroleo.blogspot.mx/2013/02/profundidad-vertical-verdaderapvv-true.html>

⁴ J.A. Jim Short. Introduction to directional and horizontal drilling. Tulsa Oklahoma.1993.

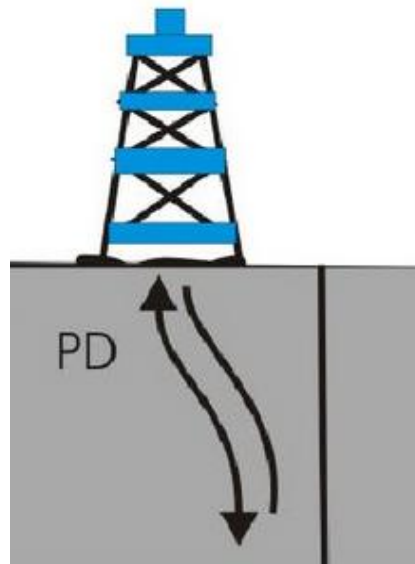


Fig. 2 Profundidad desarrollada.

1.3 Datos de desviación durante la perforación de un pozo petrolero.

Como sabemos los pozos verticales en realidad tienen un ligero ángulo de desviación y es necesario registrar estos datos precisamente para tratar de mantener la verticalidad del pozo lo más que se pueda, en pozos desviados es importante conocer el ángulo para obtener la desviación que requiere el tipo de terminación que se haya diseñado para el pozo.

En el reporte de perforación estos datos los encontramos como se muestra en el **(Ejemplo 3)**.



Desv'n	PID/Prof	Desp. Ho	Prof. Vert	Ang.	Rumbo
Prog-->					
Real-->	4017	300.35	3964.15	28° 8'	SE 72°3'
	3989	287.22	3939.49	28° 3'	SE 71°54'
	3959	273.32	3913.43	28° 6'	SE 72°6'

Ejemplo 3. Datos de desviación de un reporte de perforación, (Tomado de Pemex, 2010).

El **Ejemplo 3** muestra el ángulo de desviación y el rumbo durante la perforación, en este intervalo perforado existe un ángulo de 28° aproximadamente, por lo que este pozo tiene una ligera desviación.

Para comprender mejor estos datos es necesario conocer los siguientes conceptos:

Desvío⁵: es la distancia horizontal de cualquier punto del agujero al eje vertical de referencia, también se le conoce como desplazamiento o desviación horizontal.

Punto de arranque (Kickoff Point, KOP)⁶: es la profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío.

Ángulo de inclinación⁷: es el ángulo formado del pozo con respecto a la vertical, (**Fig. 3**).

⁵⁻⁷J.A. Jim Short. Introduction to directional and horizontal drilling. Tulsa Oklahoma.1993.

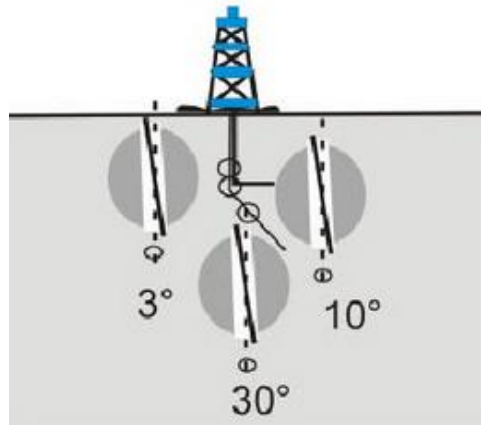


Fig. 3 Ángulo de inclinación⁸.

Tasa de incremento o disminución de ángulo⁹: es la cantidad de grados por unidad de longitud necesarios para incrementar o disminuir el ángulo.

Dirección u orientación¹⁰: ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste), que muestra la orientación y el desplazamiento.

Azimuth¹¹: ángulo desde el Norte, en dirección de las agujas del reloj, de la desviación del agujero, (**Fig.4**).

⁸ Tomada del sitio: <http://ingenieraenpetroleo.blogspot.mx/2013/02/profundidad-vertical-verdaderapv-true.html>

⁹⁻¹¹ J.A. Jim Short. Introduction to directional and horizontal drilling. Tulsa Oklahoma.1993.

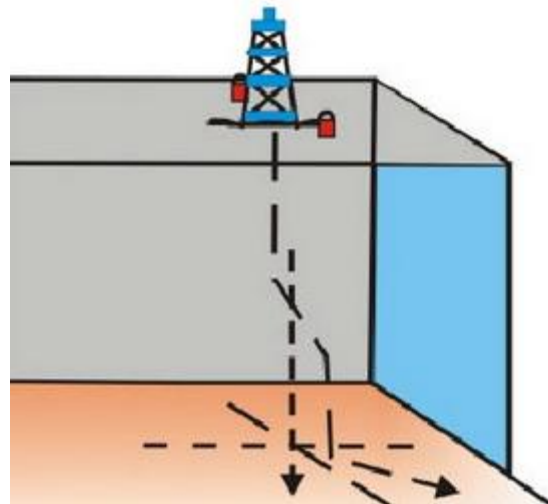


Fig. 4 Azimuth¹².

Sección aumentada¹³: sección del agujero, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

Sección tangencial¹⁴: sección del agujero donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constante.

Sección de descenso¹⁵: sección del agujero donde el ángulo de inclinación disminuye.

Giro¹⁶: es el movimiento necesario desde la superficie para obtener un cambio de dirección u orientación.

¹² Tomada del sitio: <http://ingenieraenpetroleo.blogspot.mx/2013/02/profundidad-vertical-verdaderapv-true.html>

¹³⁻¹⁶ J.A. Jim Short. Introduction to directional and horizontal drilling. Tulsa Oklahoma.1993.



Registro¹⁷: es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del agujero.

Coordenadas¹⁸: son las distancias en las direcciones N-S y E-O de un punto dado.

Rumbo¹⁹: es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.

Buzamiento²⁰: es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

Pata de Perro²¹: cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo.

Severidad de Pata de Perro²²: es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud.

1.4 Datos Geológicos que se necesitan conocer para interpretar o elaborar un reporte de perforación.

Los datos geológicos durante la perforación son de vital importancia ya que se van registrando los diferentes tipos de formaciones que se van perforando hasta llegar al objetivo, en conjunto con la columna geológica que se proporciona por los geólogos antes de la perforación en caso de pozos de exploración, sirven de guía al perforador para llegar al intervalo productor e ir cumpliendo los tiempos de perforación programados.

¹⁷⁻²² J.A. Jim Short. Introduction to directional and horizontal drilling. Tulsa Oklahoma.1993.



En caso de ser pozos de desarrollo se pueden utilizar los datos geológicos y sus respectivos espesores obtenidos de los reportes de perforación de los pozos cercanos.

En el **Ejemplo 4** se muestra la parte del reporte de perforación donde encontraremos los datos geológicos.

Litologi	A 4037 M: 100% LUTITA GRIS CLARO Y CAFE CLARO, AR ENOSA Y CALCAREA, CON ESPO RADICAS MICROFACTURAS SEL LADAS POR CALCITA, PRESENT A MATERIA ORGANICA Y PIR
-----------------	--

Ejemplo 4. Datos de litología de un reporte de perforación (Tomada de Pemex 2010).

El **Ejemplo 4** muestra la profundidad a la que se encuentra la formación productora, el tipo de roca sedimentaria productora y algunas de sus propiedades físicas de la roca.

Para poder entender mejor los datos geológicos durante la perforación es necesario conocer los siguientes conceptos y recordar que la morfología y la distribución de los distintos tipos de roca, es el resultado de procesos dinámicos de los cuales:

Los que ocurren en el interior del planeta (Endógenos), los que actúan sobre los materiales rocosos (Exógenos).

La interacción de estos dos agenten definen las características de la litología.



En los periodos intermedio y final de la era Mesozoica, Jurasico, y Cretácico las condiciones prevalecientes en la zona, fueron favorables para el desarrollo de yacimientos petrolíferos, (Fig. 5).

ERA	Millones de años	PERIODO	EPOCA
CENOZOICA	0,01	CUATERNARIO	HOLOCENA
	2		PLEISTOCENA
	7	TERCIARIO	PLIOCENO
	26		MIOCENO
	38		OLIGOCENO
	54		EOCENO
	65		PALEOCENO
MESOZOICA	136	CRETACICO	
	195	JURASICO	
	225	TRIASICO	
PALEOZOICA	280	PERMICO	
	345	CARBONIFERO	
	395	DEVONICO	
	440	SILURICO	
	500	ORDOVICICO	
	570	CAMBRICO	
ARQUEOZOICA	800	PRECAMBRICO	
	1600		

Fig.5 Eras Geológicas²³.

²³⁻²⁴ Tomada de la tesis: Propiedades de las rocas sedimentarias presentes en la perforación de pozos petroleros. Miguel Ángel Chora Alva. Enero 2010.



Columna Geológica²⁴.

La columna litológica consiste en una sucesión alternada de rocas sedimentarias. Con el estudio sísmico, y los datos geológicos obtenidos de los pozos vecinos perforados, se correlaciona y obtiene la columna geológica que se espera atravesar en la intervención del pozo a perforar, a fin de identificar la ubicación de fallas, domos salinos, pliegues, contactos, etc., y así seleccionar la trayectoria más favorable²⁵.

Rocas sedimentarias que podemos encontrar durante la perforación.

Las rocas sedimentarias que son más comunes de encontrar en la perforación de pozos son: conglomerados, brechas, areniscas, calizas, pizarras, dolomías, margas, cretas, esquistos, todas estas con diversas características²⁶.

Conglomerados.

Están formados principalmente por gravas redondeadas que se mantienen unidas por algún cementante, contienen minerales silíceos como el pedernal y el jaspe también encontramos conglomerados de caliza y de basalto²⁷, (**Fig. 6**).

²⁵⁻²⁷ Geología principios y Procesos. William H. Emmons. 5ta edición.

²⁸ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Fig. 6 Conglomerado²⁸.

Brechas.

Las brechas son rocas formadas por fragmentos angulares de rocas que se encuentran unidos por algún cementante, estos fragmentos de roca son angulares debido a que no han sido transportados lejos por el agua respecto al lugar de asentamiento por eso no tienen tanta erosión²⁹, (Fig. 7).



Fig. 7 Brecha³⁰.

²⁹ Geología principios y Procesos. William H. Emmons. 5ta edición.

³⁰ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Areniscas.

Son capas de arena cementada, el material cementante puede ser de color claro, debido al sílice o al carbonato de calcio; amarillo o rojo por el óxido de hierro, la mayor parte de las arenas están formadas por cristales de cuarzo³¹, **(Fig. 8)**.



Fig. 8 Arenisca³².

Calizas.

Las calizas son rocas compactadas por carbonato de calcio y formadas principalmente por conchas y esqueletos de plantas y animales que segregan cal, estos organismos extraen estos materiales del agua de mar para formar sus partes duras³³.

La caliza es el más abundante sedimento no clástico, **(Fig. 9)**.

^{31,33} Geología principios y Procesos. William H. Emmons. 5ta edición.

³² Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Fig. 9 Calizas³⁴.

Dolomías.

La roca es dolomía cuando una cuarta parte o casi la mitad del calcio de una caliza es remplazado por magnesio, en cambio si se ha sustituido menos de la cuarta parte, la roca es caliza dolomítica³⁵ (Fig. 10).



Fig. 10 Dolomías³⁶.

^{34,36} Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

³⁵ Geología principios y Procesos. William H. Emmons. 5ta edición.



Lutitas.

Las lutitas están conformadas por los estratos compactados de lodo y arcilla, son de origen clástico principalmente, este tipo de rocas son rocas sello que no permiten la migración del hidrocarburo³⁷.

Las lutitas arenosas contienen arena, lutita calcárea y carbonato de calcio, (Fig.11).



Fig. 11 Lutita³⁸.

Propiedades físicas de las rocas sedimentarias.

Color.

Las rocas sedimentarias varían en color dependiendo de su composición, el color depende de la pureza del material, el grado de oxidación de los compuestos de hierro y de la cantidad de materia orgánica que contengan³⁹, (Fig.12).

^{37,38} Tomadas de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

³⁹ Tomada de la tesis: Propiedades de las rocas sedimentarias presentes en la perforación de pozos petroleros. Miguel Ángel Chora Alva. Enero 2010.



Fig. 12 Rocas sedimentarias de diferentes colores⁴⁰.

Composición mineral.

Una manera de clasificar a las rocas sedimentarias es el contenido de minerales, esto es apoyado en la cantidad porcentual que poseen las rocas, las rocas sedimentarias muestran un bajo porcentaje de feldespatos, piroxenos, anfíboles y micas⁴¹.

Consolidación.

La consolidación de las rocas sedimentarias, se da en parte por la compactación y por la recristalización, al incrementar el espesor de las capas de sedimentos más jóvenes sobre las capas anteriores este sobre peso provoca que el agua que contengan se expulsada, disminuyendo el espacio de los poros y consolidando la roca⁴².

⁴⁰ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

⁴¹⁻⁴⁵ Geología física. Arthur Holmes. 8va. Edición.



Los sedimentos antiguos son los que se encuentran más consolidados que los mas jóvenes, esto quiere decir que a mayor profundidad, se tiene una mayor compactación de las rocas, sin embargo, puede haber algunas excepciones cuando el material antiguo no fue consolidado o cuando el material cementante fue removido y disuelto por algún agente que lo altere⁴³.

Textura⁴⁴.

Los sedimentos de acuerdo a su textura se pueden clasificar de la siguiente forma:

- ✓ Fragmental: Comprende fragmentos desde arcillas de granos muy finos hasta cantos o bloques muy grandes, se presenta en sedimentos clásticos tales como el barro, arenas, gravas, areniscas y conglomerados.
- ✓ Cristalina: Los cristales pueden ser microscópicos o de grano fino, como en la caliza corriente o de grano grueso y en algunas rocas salinas, se presenta en evaporitas y otras rocas precipitadas de soluciones acuosas.
- ✓ Oolítica: Son partículas en forma de huevo una roca sedimentaria oolítica está constituida completamente por pequeños cuerpos en forma de huevo agrupados para construir una mas solida, las rocas oolíticas se encuentran en todas las edades geológicas.



- ✓ Coloiforme: Las partículas coloiformes son en forma de goma y resultan de trozos de coloide o gelatina que después perdieron agua, se encogieron y endurecieron. Tienen una constitución amorfa y señales de encogimiento que las identifican.

Dureza.

La dureza se define como la facilidad de un material para ser rayado por otro. Para hacer la comparación de dureza se utiliza generalmente la escala de Mohs, la cual utiliza el valor de 1 para el material más suave y 10 para el material más duro que existe en la tierra como lo es el diamante⁴⁵, (Fig.13).

Dureza	Mineral	Prueba
1	Talco	Friable bajo la uña
2	Yeso	Rayado por la uña
3	Calcita	Rayado por una pieza de moneda
4	Fluorita	Se puede fácilmente rayar con un cuchillo
5	Apatito	Rayado con un cuchillo
6	Ortosa	Rayado con una lima
7	Cuarzo	Raya un cristal
8	Topacio	Rayado por herramientas con tungsteno
9	Corindón	Rayado por el carburo de silicio
10	Diamante	Rayado por otro diamante

Fig.13 Escala de Mohs⁴⁶.

⁴⁵ Geología física. Arthur Holmes. 8va. Edición.

⁴⁶ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



1.5 Datos de la tubería de revestimiento.

Dentro del reporte de perforación se encuentra un pequeño apartado que especifica la última tubería de revestimiento y la próxima que se colocará, de la siguiente manera, **(Ejemplo 5)**.

Ult. TR	11 3/4	3095-EN
Prox.T	9 5/8	4890-ECH
B.L	7"-4871	7"-2486
Emp.		
C2		

Ejemplo 5: Programa real de tuberías de revestimiento en un reporte de perforación. (Tomada de Pemex 2010).

Es importante conocer los tipos de TR ya que cada tubería tiene su función y un orden este diseño dependerá totalmente del estado mecánico del pozo.

En el reporte de perforación es importante identificar en el programa de TR el tipo de esta, el diámetro y la capacidad de resistencia, esto es en caso de necesitar conocer estos datos para realizar alguna modificación no prevista en el estado mecánico del pozo que nos permita calcular los diferentes esfuerzos a los que se encuentra la TR sin arriesgar la seguridad del equipo o del personal.

Para ello es necesario definir los tipos de TR que podemos utilizar para la perforación del pozo y posteriormente las diferentes definiciones de esfuerzos a los que la tubería está sometida, es dispensable conocer esta información en un reporte de perforación para operar de manera segura y llevar la secuencia del estado mecánico del pozo de manera correcta.



Tipos de TR

El diseño de las tuberías de revestimiento se realiza en base a los gradientes de las formaciones, estos determinan las principales características de las tuberías de revestimiento que se utilizarán durante la perforación de un pozo.

Durante la perforación es importante conocer los diferentes tipos de TR que se pueden utilizar las cuales se describen brevemente a continuación:

La configuración que se presenta, respecto al asentamiento de las tuberías de revestimiento, en un pozo dependerá del perfil de geopresiones; el diseño del pozo se realiza del fondo del pozo hacia la superficie. La clasificación de las tuberías de revestimiento se clasifica como sigue:

- ✓ Tubería conductora.
- ✓ Tubería superficial.
- ✓ Tubería intermedia.
- ✓ Tubería de explotación o de producción.

Tubería Conductora⁴⁷.

La tubería conductora es la primera sarta que se coloca en el pozo. Este tubo conductor puede ser piloteado, si el suelo en el que se está trabajando es blando, en caso contrario se requerirá de la perforación y se introducirá la sarta.

⁴⁷ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, permitir la circulación del fluido de perforación, brinda un soporte a las paredes del agujero donde el soporte de suelo es inadecuado, en las tuberías conductoras no se suele colocar a los preventores (BOP). Por lo general, se colocan a la profundidad entre los 20 y 150 ft (6 a 45 m), la tubería es usualmente de 16 a 30 pg de diámetro.

Tubería Superficial⁴⁸.

Es la segunda sarta de perforación colocada en el pozo, salvo en algunas ocasiones que no hay Tubería Conectora, ésta se vuelve la primera sarta. Su objetivo es el de aislar acuíferos superficiales, mantiene la integridad del pozo, minimiza las pérdidas de la circulación en las zonas someras, además de ser la primera tubería que permite instalar conexiones superficiales de control de preventores (BOP). Las tuberías superficiales son colocadas a unos cuantos cientos de pies o a varios miles de pies, la profundidad dependerá de las características del yacimiento que se esté perforando y del programa propuesto por los Ingenieros de diseño. Los diámetros de las tuberías van desde los 7 5/8" sobre los pozos superficiales a 20" en los profundos.

Tubería Intermedia⁴⁹.

La tubería de revestimiento intermedia, algunas veces es llamada sarta de protección. Esta se coloca en la cima de las presiones normalmente altas con la finalidad de incrementar la densidad en los lodos de perforación, en ocasiones se presentan intercalaciones de zonas de presión anormal, en esos casos se deberá de poner más de una tubería intermedia; reviste las zonas para evitar pérdida de circulación, aísla secciones salinas. Las tuberías se colocan desde la superficie hasta miles de pies de profundidad. Los tamaños de las tuberías van de 6 5/8" a 20". Las más comunes son de 9 5/8, 10 3/4, y 13 3/8". En las zonas de presiones anormales se colocan sargas intermedias.

⁴⁸⁻⁵¹Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Tubería de explotación⁵⁰.

La tubería de Explotación o de Producción se extiende desde la zona productora hasta la superficie, la profundidad a la que esta se coloca dependerá de la profundidad a la que se encuentra el yacimiento, que va desde unos cuantos miles de pies hasta los 14,000 ft (4,267 m).

Dentro de sus funciones, está aislar la formación productora de las demás formaciones, protege al equipo que se colocara dentro de esta tubería, además de proporcionar un diámetro conocido para los diversos cálculos en producción; también se realizan trabajos de reparación como tratamientos químicos y cementaciones forzadas, completar el pozo para la producción, proporciona un control de la presión del pozo además de cubrir tuberías de revestimiento dañadas. La longitud de la tubería dependerá del número de sargas de la TP de producción que será colocada y del tamaño del equipo de producción usado⁵¹.

Principales esfuerzos que actúan sobre la TR

Para las tuberías se deben de considerar el diámetro y la longitud de la sarga, se debe de calcular el tipo, la magnitud de esfuerzos que se presentaran; lo más importante, se deberá de seleccionar tuberías que cumplan con el peso y grado adecuados para la tarea. La tubería debe ser resistente a las distintas fuerzas presentes en el trabajo, **(Figura 14)**.

Colapso.

La carga por colapso para la tubería es ejercida por el fluido en el espacio anular, y se considera al gradiente de lodo más pesado en la perforación del intervalo, que es cuando se baja la sarga de la tubería de revestimiento.



El colapso se genera por los fluidos de la formación tales como gas, aceite, agua salada, lodo de perforación, entre otros⁵².

Presión interna.

Se genera por los fluidos empleados en la perforación o terminación, sin embargo se pueden presentar manifestaciones de la formación, tales como gas, aceite, agua salada, etc⁵³.

Fuerza de tensión.

Es la fuerza generada por el propio peso de la tubería. La fuerza de tensión, tiende a jalar parte de la tubería que es resistida por la fuerza del espesor de la propia tubería, la cual externa una contrafuerza⁵⁴.

Fuerza de compresión.

Es la fuerza ejercida por el fluido de perforación, durante el proceso de introducción de la tubería hacia el agujero o por el cemento en la proceso de cementación. La siguiente figura muestra las distintas fuerzas mencionadas y la posición en la que actúa cada una de ellas sobre la tubería⁵⁵.

⁵²⁻⁵³ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.

⁵⁴⁻⁵⁵ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.

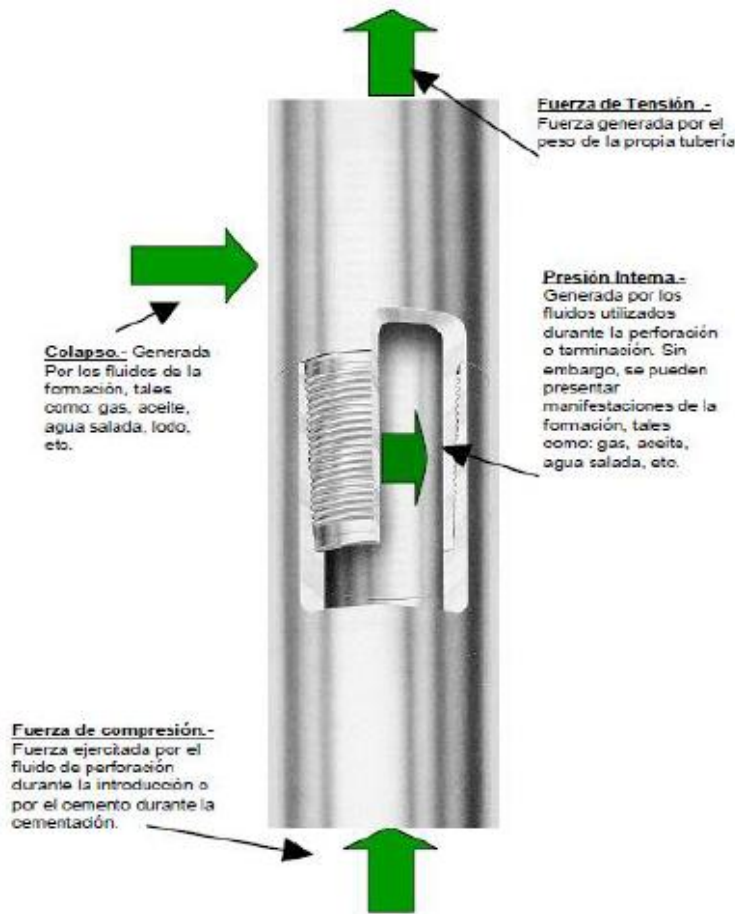


Fig.14 Esfuerzos que actúan en la tubería de revestimiento⁵⁶.

Propiedades Físicas de la TR.

Dentro de las propiedades físicas de una tubería se encuentran: el grado, la resistencia a la presión, el cambio en el diámetro y el peso. Esas propiedades deberán de ser consideradas antes de la selección final de las tuberías.

⁵⁶ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



Grado⁵⁷.

El grado es una denominación que define el rendimiento de esfuerzo de una tubería y ciertas características especiales. El grado usualmente consiste de una letra y dos o tres números como N-80.

Las letras hacia el final del alfabeto nos indican más rendimiento de esfuerzos, por ejemplo N-80 ó N-grado, es una tubería que tiene un rendimiento mayor de resistencia que una de de grado H por ejemplo.

El código numérico indica el mínimo rendimiento de esfuerzo en miles de PSI.

Por ejemplo N-80 tiene un rendimiento mínimo de esfuerzo de 80,000 psi. El promedio arriba del valor mínimo es usualmente de 10,000 psi, en nuestro ejemplo el valor será para una tubería N-80 de 90,000 psi.

⁵⁷ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



GRADO DE ACERO	COPLÉ		TUBO	CODIGO DE COLORES
	COLOR	BANDA	BANDA	
H40	-	-	-	
J55 tubing	Green	-	Green	
J55 casing	Green	White	Green	
K55	Green	-	Green	
M65 (*)	Orange	Brown	Blue/Green	
N80	Orange	-	Orange	
N80 Q	Orange	Green	Orange/Green	
L80 tipo 1	Orange	Brown	Orange/Brown	
L80 9Cr	Orange	Yellow	Orange/Yellow	
L80 13Cr	Orange	Yellow	Orange/Yellow	

Fig. 15 Grado del acero, (*) El grado de acero M65 se suministra con cople grado L80 tipo 1, Q: Contratamiento Térmico. (Tomado del Manual de Tuberías, TENARIS TAMSA).

Peso.

El peso de una tubería está expresado en libras por pie (lb/ft). El cálculo del peso se puede obtener utilizando la **Ec. 1**.

$$WL = (WpeL) \dots \dots \dots \text{Ec. 1}$$



Donde:

WL = Es el peso calculado de una tubería de longitud L, en lb.

Wpe = Peso sencillo de la tubería, en lb/ft

L = Longitud de una tubería, en ft

El área de sección transversal de una tubería puede ser aproximada con el ID y OD de la tubería con la siguiente expresión, (Ec.2):

$$AT = (\pi/4)(OD^2 - ID^2).....Ec 2$$

Donde

AT = Es el área de la sección transversal.

Rango.

El rango de una tubería es el valor para aproximar la longitud de una sección de tubería. El API utiliza tres rangos para TR, siendo los siguientes:

Rango	Longitud (ft)	Longitud (m)
1	16-25	4,88-7,62
2	25-34	7,62-10,36
3	34-48	10.36-14.63

Fig. 16 Rangos de TR⁵⁸.

El rango tres es utilizado comúnmente en las tuberías de revestimiento, debido a que se reduce el número de conexiones durante las introducciones. El uso del rango 2 de la Fig. 16 es utilizado para los ajustes de las sartas.

⁵⁸ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Diámetro.

Los ingenieros de perforación deben considerar tres diámetros diferentes cuando hacen el programa de las tuberías. El diámetro externo de la tubería se abrevia como OD (Outside Diameter), y su selección dependerá del diámetro que haya dejado la barrena a su paso, **(Fig. 17)**.

El diámetro interno de la tubería ID (Inner Diameter) es controlado por el diámetro externo y por el peso de la tubería. El cambio en el diámetro (drift diameter), este cambio de diámetro es más pequeño que el diámetro interno ID debido a las excentricidades.

Para consideraciones en la perforación, el cambio de diámetro es usualmente considerado como el diámetro por el cual puede correr sin problemas la barrena a través de la TR.

El API permite las siguientes tolerancias en el diámetro exterior:

Díametro exterior de la tubería	Tolerancia
Menores a 4 1/2" de 4 1/2" a mayores	Más, menos 0,031 pg +1%,-0,5 del diámetro nominal

Fig. 17 Tolerancias en el diámetro exterior de la TR⁵⁹.

⁵⁹ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



1.6 Record de barrenas.

En un reporte de perforación es importante llevar un registro de los tipos de barrena y sus características que se han utilizado debido a su gran importancia para conocer los diferentes parámetros que serán útiles para operaciones y selecciones de herramientas posteriores.

En los reportes de perforación de Pemex el record de barrenas aparece como se muestra en el **Ejemplo 6**, tomado de un diferente reporte de perforación debido a que en los datos del **Ejemplo 4** no aparecen completos.

Barrenas	Actual	Anterior
Marca		SMITH
Serie		JY4904
Diametro		10 5/8
Tipo		MDI616
Toberas		S/T
m /hr op		741/ 67:06
Prom x m		5.43
3 Ult. Mts.		9-17-27
Costo x m		0
Amp. Inic.		0
Des. IADC		S/CD

Ejemplo 6 Record de barrenas en un reporte de perforación, (Tomada de Pemex 2011).

Para poder interpretar de una manera más apropiada el record de barrenas que nos aparece dentro del reporte de perforación es, conocer los diferentes conceptos a los cuales hace referencia el record de barrenas.



Definición de barrena⁶⁰.

La barrena es la herramienta de corte que se encuentra en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para cortar o triturar las formaciones por las cuales va realizando el proceso de perforación rotatoria.

La forma en que se realiza el proceso de perforación con las barrenas es mediante dos principios esenciales que son: fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y de compresión.

La incrustación de los dientes de las barrenas en la formación y el desplazamiento de ésta al tener un movimiento circular es una manera de vencer la resistencia de la roca y remover los sedimentos del fondo.

El cizallamiento es otra forma de ataque para perforar la formación que consiste en un tipo de deformación de los planos de una pieza, se desplazan unos con respecto a otros paralelamente a sí mismos.

Tipos de barrenas.

Dentro del reporte de perforación viene señalado el tipo de barrena que se está empleando para realizar dicha operación de los diferentes tipos de barrenas que podemos encontrar son los siguientes:

⁶⁰ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



Barrenas tricónicas⁶¹.

Las barrenas tricónicas, como su nombre lo indica contiene tres conos cortadores que giran sobre su propio eje, empleándose para su construcción cojinetes antifricción y en vez de tener los dientes en línea sobre la longitud de un cono, cada hilera de dientes fue producida separadamente y escalonada con los dientes de otras hileras, **(Fig. 18)**.

Los conos cortadores varían de acuerdo con su estructura de corte y pueden tener dientes de acero fresado o de insertos de carburo de tungsteno. Las barrenas tricónicas están constituidas por tres componentes: la estructura cortadora, los cojinetes y el cuerpo de la barrena.

Los cortadores están montados sobre los cojinetes, los cuales corren sobre pernos y constituyen una parte integral de la barrena; el sistema de rodamiento que pueden tener es el de balero estándar, balero sellado, chumacera, etc.

Las cargas radiales son absorbidas por el elemento exterior más grande de los cojinetes, ya sea de rodillos, de balero sellado o de chumacera sellada, los cojinetes de balines sirven para retener los conos y en algunos casos para absorber las cargas radiales y de hinchamiento.

⁶¹ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



Fig. 18 Barrenas tricónicas⁶².

En la industria petrolera se emplean en las barrenas dos tipos distintos de elementos de corte y tres tipos de cojinetes.

Los elementos cortadores son los dientes de acero, maquinados desde un cono básico de material, o los insertos de carburo de tungsteno colocados a presión en agujeros perforados en la superficie de los conos. Los cojinetes son de balines y de rodillos, o sólo de balines, de balero sellado y de chumacera sellada. Los diferentes componentes dependerán de la formación que perforará la barrena.

Las barrenas para formaciones blandas, que requieren poco peso, tienen los cojinetes más pequeños menor espesor de conos y la sección de las patas más delgadas que la de las barrenas para formaciones duras, esto permite más espacio para dientes largos.

Las barrenas para formaciones duras, que deben perforar bajo grandes pesos tienen elementos de corte más robusto, cojinetes más grandes y cuerpos más vigorosos.

⁶² Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Los conos están forzados a rotar alrededor del centro de la barrena, resbalan a medida que giran y producen el escariado y paleado de sedimentos, que es la mejor manera de perforar en forma efectiva las formaciones blandas.

La excentricidad de los ejes de los conos nos ayuda a incrementar la penetración en formaciones blandas los conos de una barrena para una formación dura deben estar más cerca de un movimiento circular y por lo tanto tienen muy poca o ninguna excentricidad, **(Fig.19)**.



Fig.19 Barrena tricónica y la orientación de los ejes⁶³.

El cuerpo de la barrena consiste en;

- ✓ Una conexión roscada que une la barrena con la tubería de perforación.
- ✓ Tres ejes del cojinete en donde van montados los conos.
- ✓ Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.

⁶³ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



- ✓ Los orificios a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo los recortes.

Otro de los parámetros que se encuentra dentro del record de barrenas es el código IADC, para este caso podemos interpretar los datos de la forma que se explica a continuación.

Código IADC para barrenas tricónicas⁶⁴.

Se clasifican de acuerdo con el tipo de de dientes (de acero o de insertos de carburo de tungsteno), la clase de formación para la cual fueron diseñadas (en términos de serie y tipo), las características mecánicas, y en función del fabricante.

El primer dígito identifica el tipo de estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación. En la cual se tienen los dientes fresados y los dientes de insertos de carburo de tungsteno.

El segundo dígito identifica el grado de dureza de la formación en la cual se usará la barrena y la cual varía de suave a dura.

El tercer dígito identifica el rodamiento y lubricación de la barrena en ocho clasificaciones en donde se consideran el balero estándar, el balero sellado, la chumacera sellada, **(Fig.20)**.

⁶⁴ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



Código IADC para barrenas tricónicas⁶⁵.

	1er Dígito	2do Dígito	3er Dígito										
			Sistema de Corte	Dureza	Sistema de rodamiento								
					1	2	3	4	5	6	7	8	9
Dientes de Acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1 Suave	T	T	P	B	B	C	C	P	O	
			2 Media Suave	O	O	R	A	A	H	H	A	A	
			3 Media Dura	B	B	O	L	L	U	U	M	M	
			4 Dura	E	R	E	R	R	E	M	A	A	
	2	Dientes de acero para formación media	1 Suave	R	A	C	O	O	A	C	C	R	
			2 Media Suave	A	A	S	S	C	C	E	R	R	
			3 Media Dura	S	S	C	I	S	S	E	R	R	
			4 Dura	P	A	Ó	S	S	E	R	R	A	
	3	Dientes de acero para formación dura	1 Suave	A	R	E	L	L	L	L	S	E	
			2 Media Suave	A	R	E	L	L	L	L	S	E	
			3 Media Dura	A	R	E	L	L	L	L	S	E	
			4 Dura	A	R	E	L	L	L	L	S	E	
Dientes de Insertos	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1 Suave	L	O	C	A	A	Y	A	D		
			2 Media Suave	O	O	L	L	D	D	O	O		
			3 Media Dura	O	O	L	L	D	D	O	O		
			4 Dura	O	O	L	L	D	D	O	O		
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1 Suave	Y	Y	B	R	O	L	U	T		
			2 Media Suave	B	B	R	O	L	U	T	E		
			3 Media Dura	A	A	L	L	E	B	R	E		
			4 Dura	A	A	L	L	E	B	R	E		
	6	Dientes de inserto para formación media	1 Suave	E	R	O	B	A	B	L	E		
				S	E	R	O	B	A	B	L		
				S	E	R	O	B	A	B	L		
				S	E	R	O	B	A	B	L		
7	Dientes de inserto para formación dura	1 Suave	E	S	T	A	N	E	S	T			
		2 Media Suave	A	N	D	A	R	C	A	L			
		3 Media dura	A	N	D	A	R	C	A	L			
		4 Dura	A	N	D	A	R	C	A	L			
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1 Suave	A	R	E	L	L	L	L	S			
		2 Media Suave	A	R	E	L	L	L	L	S			
		3 Media dura	A	R	E	L	L	L	L	S			
		4 Dura	A	R	E	L	L	L	L	S			

Fig.20 Código IADC para barrenas tricónicas.

⁶⁵ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Barrenas de Cortadores fijos⁶⁶.

Las barrenas de cortadores fijos son de un diseño muy elemental ya que carecen de partes móviles, el material que se utiliza para su construcción además de los diamantes, pueden variar según el tipo de las barrenas y de las características de los fabricantes, normalmente el cuerpo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno o una combinación de ambos.

Las barrenas de diamante son fabricadas con diamantes naturales o sintéticos, según el tipo y características de las mismas. Los diamantes al tener una gran dureza, lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras y en algunos tipos de barrenas se utilizan en formaciones suave; por lo general entre más dura sea la formación más pequeño será el diamante que se deba utilizar.

Las barrenas de diamante.⁶⁷

No usan toberas de lodos para circular el fluido de control, estas están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación puede pasar a través del centro de la misma alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación, estas no son tan variables como las de las barrenas a chorro con toberas, además tienen dos configuraciones básicas, el flujo contramatriz y el flujo radial, **(Fig. 21)**.

⁶⁶ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.

⁶⁷ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



Fig.21 Barrenas de diamantes⁶⁸.

Barrenas de diamante natural⁶⁹.

Este tipo de barrenas al igual que las de otro tipo de diamante tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero. El tipo de flujo es radial o de contramatriz, y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena, con diferentes densidades y diseños.

El mecanismo de corte de este tipo de barrenas es por fricción y arrastre, por consiguiente se generan altas temperaturas, los diamantes utilizados están en su forma natural y no en forma comercial, el tamaño varía dependiendo del diseño de la barrena ya que entre más dura y abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se deba utilizar, los diamantes utilizados son redondos pero de forma irregular, cabe mencionar que es el material más duro que hasta ahora se conoce.

⁶⁸ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

⁶⁹ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP)⁷⁰.

El diseño de las barrenas TSP es de un solo cuerpo sin partes móviles, generalmente son usadas para la perforación de rocas duras como la caliza dura, basalto y arenas finas dura, son un poco más usadas que las barrenas de diamante natural, este tipo de barrenas presentan dificultad en su uso por restricciones de hidráulica, así las vías de circulación están prácticamente en contacto directo con la formación y se generan altas torsiones en la tubería de perforación por la rotación de la sarta.

Las barrenas de diamante térmicamente estable usan como estructura de corte diamante sintético en forma de triángulos pequeños no redondos; la densidad, tamaño y tipos son características que determina el fabricante, estas barrenas también tienen aplicación para cortar núcleos y desviar pozos.

Barrenas de compacto de diamante policristalino (PDC)⁷¹.

Las barrenas PDC utilizan diamante sintético en forma de pastillas, montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y la TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

⁷⁰ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.

⁷¹ Diseño manejo y selección de tuberías de producción. Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Primera edición.



El mecanismo de corte de las barrenas PCD es por arrastre y es una de las más utilizadas en la perforación de pozos; una desventaja de este tipo de barrenas son los problemas de acuñamiento en formaciones deleznable y en pozos en donde se debe repasar el agujero por constantes derrumbes de la formación, este fenómeno contribuye a que la formación las atrape más fácilmente que a una barrena tricónica.

Código IADC para barrenas de diamante.

Este código consiste en cuatro caracteres, (una letra y tres números) que describen siete características básicas, **(Fig. 21)**.

- ✓ Tipo de cortadores.
- ✓ Material del cuerpo de la barrena.
- ✓ Perfil de la barrenas.
- ✓ Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
- ✓ Distribución del flujo
- ✓ Tamaño de los cortadores.
- ✓ Densidad de los cortadores.



Código IADC para barrenas diamante⁷².

1er CARACTER			2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER					
TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	ALTURA DEL FLANCO	PERFIL DEL CUERPO			DISTRIBUCIÓN DE CORTADORES	DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES				
			ALTURA DEL CONO				TIPO DE ORIFICIO	TAMAÑO	DENSIDAD					
			Alta	Medio	Baja				Tubería	Orificio tipo	Salida abierta	Alta	Medio	Baja
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Abiertas	1	2	3	Grande	1	2	3

Fig.22 Código IADC para barrenas de diamante

Barrenas especiales⁷³.

Durante las operaciones de desviación del agujero a veces se emplean las barrenas de chorro desviadoras, la tubería y la barrena son bajadas dentro del agujero y el chorro grande es apuntado de modo que cuando se aplica presión de las bombas el chorro deslava el lado del agujero hacia la dirección que se requiera.

⁷² Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

⁷³ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



La barrena para perforar con aire es considerada para trabajar en condiciones especiales, están diseñadas para la perforación con aire, gas o neblina, como medio de circulación, estas barrenas están provistas de conductos para circular el aire, gas o neblina a través de los cojinetes no sellados, con el fin de enfriarlos y mantenerlos limpios, además contienen filtros de tela metálica colocados sobre la abertura de la entrada de aire, con lo que evitan que los ripios u otros materiales obstruyan a los cojinetes.

Existen además otras barrenas especiales como son: las barrenas ampliadoras, las barrenas para cortar tubería de revestimiento, barrenas para perforar diámetros demasiado grandes o demasiado pequeños, cortadoras de núcleos de fondo, combinadas perforación y corte, con aplicación de tubería flexible y otras que se usan para operaciones muy específicas.

1.7 Datos de fluidos de perforación.

En un reporte de perforación es importante conocer el tipo de fluidos que se están utilizando durante la perforación de un pozo petrolero, estos datos vienen en un apartado como se muestra en el **Ejemplo 7**.

Lodo	EMULSION INVERSA																																					
Dens:	2.02	Visc:	65	Temp °C:	%Arena:	Filtrado:	2.6	Calcio:	20	Enjarre:	1	Alc:	5.4	Gel 0:	14	Gel 10:	26	Cloruros:	21000	PH:	%Solidos:	37	%Aceite:	55	%Agua:	8	VA:	52	VP:	43	YP:	18	Emul:	1296	R.A.A:	87/13	MBT:	

Ejemplo 7 Datos del fluido de perforación, (Tomado de Pemex 2010).



Podemos ver que en este apartado aparecen todas las propiedades del fluido de perforación al igual que sus características, para poder comprender mejor porque son importantes estas propiedades se describirán a continuación los conceptos relacionados con los fluidos de perforación para una mejor interpretación del reporte.

Fluidos de perforación⁷⁴.

Los fluidos de perforación son aquellos que se emplean en un equipo de perforación o terminación de pozos, los cuales están formados por una mezcla de aditivos químicos y elementos sólidos como arcillas, las más comerciales son la barita y la bentonita.

Durante el proceso de perforación se realizan análisis continuos de los fluidos de control para lograr estabilizar los parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada; a mayor profundidad, se perforan varias capas de formaciones litológicas, que contienen diversos elementos contaminantes, además de las altas temperaturas y las presiones de las formaciones que afectan el rendimiento de los fluidos de perforación.

Las propiedades físico-químicas de los fluidos de perforación, son las características que deben reunir como condicionantes para alcanzar el objetivo de la perforación, los cuales son: densidad, viscosidad, alcalinidad, Salinidad, pH, propiedades reológicas y tixotrópicas, filtrado y temperaturas.

El diseño de un fluido de perforación para un pozo de desarrollo cuenta con muchos más datos disponibles como los programas de los pozos aledaños, registros geofísicos, pruebas de campo y pruebas de laboratorio, asentamiento de tubería de revestimiento, etc.

⁷⁴ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Tipos de fluidos de perforación⁷⁵.

Un fluido de perforación fundamentalmente es líquido, se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido.

El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del fluido de perforación, y las partículas sólidas o líquidos suspendidos dentro del otro constituyen la fase discontinua, cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema o también llamado base del lodo.

La fase continua de un lodo base agua, es el agua; algunos aditivos químicos que son sólidos se disuelven en la fase continua formando una mezcla homogénea que proporcionara un sistema de fluido de perforación.

Los cationes de las sales producen en las arcillas una inhibición, evitando una hidratación posterior al contacto con el agua, que al tener iones oxidrilos mejoraran la dispersión de las arcillas, reduciendo el efecto de contaminantes como los gases de CO₂ y de H₂S, inhibiendo a si la corrosión.

En el caso de un fluido base aceite conocido como emulsión inversa, la fase continua es el diesel y los glóbulos de agua salada son la fase discontinua o dispersa, **(Fig. 23)**.

⁷⁵ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Tipos de fluidos de perforación.

Tipo de fluido.	Fase continúa.	Fase discontinua.
Fluidos base agua.	El agua integra del 60 al 90 % del volumen.	Bentonita Barita Dispersantes Polímeros Lubricantes
Fluidos base aceite.	El aceite integra del 40 al 70 % del volumen.	Las salmueras de diversas sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 al 20 % como volumen. Los emulsificantes el 5 %. Los sólidos del 15 al 35 %

Fig.23 Tipos de fluidos de perforación⁷⁶.

⁷⁶ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Fluidos base agua⁷⁷.

Los fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos de la formación .

Fluidos bentonítico, este fluido es utilizado al principio de la perforación, está constituido de agua y arcillas comerciales, en este fluido no se utilizan dispersantes.

Fluido bentonítico polimérico, está constituido con agua fresca o salada considerando el contenido de calcio menos de 200 ppm y es empleado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla.

Fluido disperso no inhibido, es el fluido de perforación más utilizado en la industria, se trata de un sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes y a grandes contenidos de sólidos. La viscosidad del sistema es controlada con facilidad mediante el uso de dispersantes, además, si se le agregan surfactantes y a mayor dosis de lignitos, resulta excelente para perforar pozos de alta temperatura.

Fluido disperso inhibido, en este tipo de lodos se utilizan dispersantes químicos para de flocular la bentonita sódica, los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión; y no se utilizan iones de inhibición.

⁷⁷ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Fluidos base aceite⁷⁸.

El fluido base aceite se define como un sistema en el que la fase continua es aceite y el filtrado también lo es. El agua que forma parte del sistema consiste de pequeñas gotas que se hayan dispersas y suspendidas en el aceite, cada gota de agua actúa como una partícula de sólidos. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en el aceite en el sistema estable.

El empleo de otros materiales organofílicos va a proveer las características de gelación, a si como la utilización de asfalto o gilsonita para la reducción de filtrado de iones de calcio o de sodio para la inhibición. Las emulsiones inversas se formulan utilizando una amplia variedad de aceites, ya sea diesel o aceites minerales. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, zonas de arenas productoras con altas temperaturas, en medios corrosivos.

Los fluidos de baja densidad son emulsiones directas que se preparan a razón de hasta un 80% de diesel de acuerdo a la densidad requerida un 18% de agua y un 2 % de emulsificantes, a si como también un agente supresor de hidratación y un polímero viscosificante. Estas emulsiones directas proporcionan estabilidad al agujero ya sea en una perforación o en una reparación de pozos.

En las zonas de precio nadas las necesidades actuales para lograr los objetivos de reparación, requieren de fluidos de baja densidad.

⁷⁸ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Estos fluidos deben superar las desventajas a las que están sometidos, como son la baja estabilidad a la temperatura, sensibilidad a la sosa caustica, bajo poder de inhibición en arcillas hidratables que se encuentran intercaladas en las rocas carbonatadas del cretácico y el jurasico, gases amargos que alteran su composición química y la sensibilidad que tienen a cualquier contacto con fluidos de emulsión inversa.

Propiedades de los fluidos de perforación⁷⁹.

Densidad del fluido de perforación.

La densidad del lodo se define como el peso por unidad de volumen y puede expresarse de diversas maneras: Libras por galón (ppg), libras por pié cúbico (pcf), peso específico (sg) o kilogramos por metro cubico (kg/m³).

La densidad del lodo se determina, tanto en el campo como en el laboratorio, utilizando una balanza de lodo (Fig. 24), la cual consiste en una taza con tapa montada en el extremo de un brazo graduado, una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca a la cuchilla o se aleja de ella, hasta balancear la taza llena de lodo, la densidad del lodo se lee directamente en la graduación de la balanza, **(Fig. 24)**.

⁷⁹ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Fig.24 Balanza de lodos⁸⁰.

Propiedades reológicas⁸¹.

Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel, éstas son importantes en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad del lodo, para elevar los recortes y los derrumbes hasta la superficie, para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura.

El embudo Marsh (Fig. 25), se utiliza para las mediciones simples de viscosidad, el cual mide la velocidad de flujo en un tiempo medido, la viscosidad de embudo, es el numero de segundos requerido para que 1000 ml de lodo pase a través de un tubo de 3/16 de pulgada de diámetro, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo con capacidad de 1500 ml., el valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del fluido de perforación, **(Fig. 25)**.

⁸⁰ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

⁸¹ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Fig.25 Embudo de Marsh.⁸²

El viscosímetro Fann proporciona una mejor medición de las características reológicas, el viscosímetro provee dos lecturas que se convierten fácilmente en los dos parámetros reológicos que son la viscosidad plástica y el punto de cedencia El viscosímetro también se utiliza para determinar las características tixotrópicas de los lodos, es decir, mide la capacidad de desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida durante el periodo de reposo, para ello se hacen dos mediciones de resistencia del gel, después de 10 segundos y después de 10 minutos respectivamente, **(Fig. 26)**.

^{82,83} Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.



Fig.26 Viscosímetro Fann.

La viscosidad es la resistencia al flujo del lodo causado principalmente por la fricción de las partículas suspendidas y también por la viscosidad de la fase fluida, la unidad de medida que se utiliza para la viscosidad es el centipoise, la viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas suspendidas en el fluido de control.

El punto de cedencia es la parte de la resistencia al flujo, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, para el punto de cedencia se usan como unidades de medida la libra por 100 pies cuadrados.



PH del lodo y alcalinidad⁸³.

El pH de un fluido de perforación indica su grado de acidez o alcalinidad relativa, en la escala del pH el rango de acidez va decreciendo en un rango de 1 a 7, y el rango de alcalinidad comienza en 7 hasta llegar a 14 en forma creciente, un pH de 7 es neutro.

Por lo general, los fluidos de control son casi siempre alcalinos, y el rango habitual de pH es de 9.0 a 9.5; sin embargo pueden encontrarse lodos de pH más alto, entre 12.5 y 13. El pH de los fluidos de control afecta la dispersibilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas, la corrosión de materiales de acero como son las tuberías y las propiedades reológicas del fluido de perforación.

Existen dos métodos para determinar el pH de los lodos.

El primero es el Método colorimétrico, que se basa en el efecto de los ácidos y los álcalis sobre el color de ciertos indicadores químicos colocados sobre tiras de papel pH. Estas tiras de papel se colocan sobre la superficie de una muestra de lodo, el color resultante se compara con los colores de una tabla que sirve de estándar, (**Fig. 27**).

El segundo es el método electrométrico, que se basa en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales colocados en el mismo tubo vertical de vidrio.

⁸³ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.

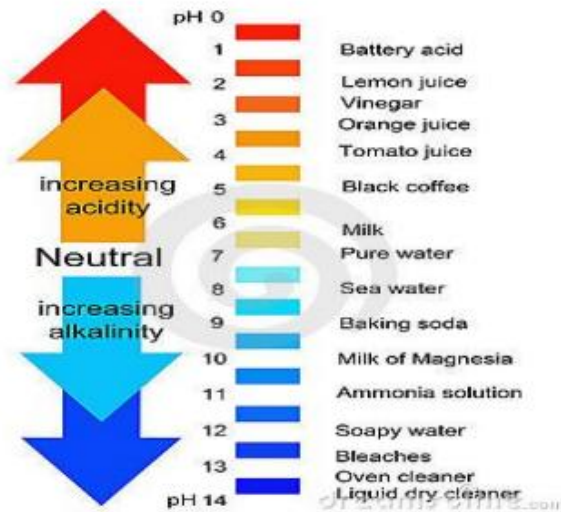


Fig.27 Escala de para medir el PH⁸⁴.

Características de filtración⁸⁵.

Cuando un fluido de perforación circula a través de una formación permeable, perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del fluido de perforación se depositarán sobre las paredes del pozo; el líquido que se pierde por filtración hacia la formación es el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre se llama pérdida de fluido.

Se cuentan con dos métodos estándar para medir la pérdida relativa de fluido en un lodo, en ambos métodos el lodo se coloca en una pequeña cámara que contiene un disco de papel filtro, luego se sella la cámara herméticamente y se aplica una presión de gas CO₂ sobre el lodo, lo que empuja el filtrado a través del disco.

⁸⁴ Tomada de la tesis: Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de pozos. Juan Roberto Robledo Rodríguez. Marzo 2012.

⁸⁵ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



El filtrado se recoge durante 30 minutos en una probeta graduada, y se anota la pérdida de fluido en centímetros cúbicos.

Los dos métodos son similares, pero se diferencian en la temperatura la presión aplicada al fluido de perforación; el API estándar, se lleva a cabo a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi., mientras que la prueba API HT-HP, se realiza a 300 F y a 500 psi.

La prueba HT-HP da como resultado una mayor pérdida de fluido que la prueba estándar a menor presión y menor temperatura.

Análisis de filtrado⁸⁶.

El fluido filtrado, obtenido de las pruebas API de filtración, se somete a ensayos químicos para determinar la presencia de contaminantes, para ayudar a controlar las propiedades del fluido de control y poder determinar los tratamientos que se requieran, estos estudios también se aplican al análisis de las aguas que se utilizarán para la preparación de los fluidos de perforación, ya que éstas contienen minerales disueltos que pueden afectar materialmente el tratamiento.

Los análisis en el filtrado incluyen: alcalinidad, cloruros y calcio⁸⁷.

La alcalinidad se determina agregando de 5 a 6 gotas de solución indicadora de fenolftaleína a un centímetro cúbico de filtrado, si no se observa cambio de color, entonces la alcalinidad es cero, pero si se presenta un color rosado, se añaden cantidades medidas de un ácido estándar, hasta que la muestra pierda su color rosado.

⁸⁶ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.

⁸⁷ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



A veces el filtrado presenta un color tal que se hace difícil decidir el punto final de la titulación, en estos casos se debe utilizar un medidor de pH. El punto final de la titulación de la fenolftaleína ocurre cuando el pH es de 8.3. La alcalinidad del filtrado es el volumen del ácido requerido para llegar al punto final dividido por el volumen de la muestra.

En el análisis de sal o cloruros, primero se trata una porción el filtrado con ácido hasta que la alcalinidad a la fenolftaleína sea cero o el pH sea 8.3, luego se añade una solución indicadora con el cual el filtrado adquirirá un color amarillo brillante, luego se añade una solución de nitrato de plata, con lo que el filtrado tomará un color rojo ladrillo. La concentración en mg/lit es proporcional al volumen del nitrato agregado, dividido por el volumen de la muestra del filtrado.

El análisis de calcio y puede determinarse de manera cualitativa, primero una pequeña muestra se diluye en agua destilada, una solución de reactivo regulador y una pequeña cantidad de solución indicadora; si hay calcio presente aparecerá un color rojo vivo.

Análisis de sólidos⁸⁸.

Los elementos importantes en el análisis de sólidos son: el contenido de arena, el contenido total de sólidos, el contenido de aceite y el contenido de agua.

⁸⁸ Curso teórico básico de laboratorio. Ing. Horacio Lucia F. Hallyburton Fluids Systems 2007.



Por definición del API, la arena abarca las partículas de tamaño mayor que una malla 200, aunque por definición geológica son las partículas de cuarzo y sílice, las cuales podrían ser muy abrasivas y afectar el desempeño de la perforación.

Para determinar la concentración de arena, se utiliza un tubo para contenido de arena calibrado de tal manera, que se pueda leer directamente el porcentaje de arena en volumen, el procedimiento consiste en diluir la muestra del lodo con agua y en lavarla a través de un cedazo de malla 200, las partículas retenidas en el cedazo se consideran como arena API, luego se hacen pasar por un tubo de contenido de arena y después de hacerlas sedimentar se anota la concentración de esta.

El agua y el aceite se determinan usando una retorta, es decir, una cámara especial de destilación, en donde un pequeño volumen del lodo de perforación se coloca en la retorta y se calienta, la fracción líquida del lodo se evapora, luego se enfría, y una vez condensada, se recoge en una probeta graduada; si tenemos aceite, éste se separará del agua contenida, los volúmenes del agua y aceite se leerán directamente de la probeta, el volumen restante es el contenido de total de sólidos, pero si el lodo contiene sal, entonces se aplicarán los factores de corrección antes de convertir los volúmenes a porcentajes finales.



1.8 Herramientas utilizadas en la sarta de perforación (BHA).

Durante la perforación se utilizan diferentes herramientas que ayudan a cumplir los requerimientos necesarios para llevar con éxito la dicha operación, para lo cual es importante registrar en el reporte de perforación las diferentes especificaciones de todas las herramientas utilizadas que han quedado instaladas en el pozo formando el aparejo de producción principalmente, o para realizar alguna medición como el MWD o el LWD⁸⁹.

Para anotar todos los datos de las herramientas utilizadas viene un cuadro en el reporte de perforación como se muestra en el **Ejemplo 8**.

Herramienta	Cant.	Long.	Obs.
COMB. 4 1/2" IFX 4IF	1	.99	COMBINACION 4-1/2" IF X 5
T.P. H.W. 4 1/2"	12	112.99	12 HWDP
COMB. 6 1/2" 5XH (P)- 4IF (C)	1	1.09	COMBINACION 6-5/8" REG X
DRILL COLLAR MONELL 8"	2	18.28	2 DC 8"
MARTILLO HIDRAULICO 8"	1	5.29	MARTILLO 8"
DRILL COLLAR MONELL 8"	7	65.41	7 DC 8"
ESTABILIZADOR 8" X 12 3/16"	1	2.19	ESTABILIZADOR 8" X 10-5/8
DRILL COLLAR MONELL 8"	1	8.82	DC MONEL 8"
AMORTIGUADOR 6 3/8"	1	4.41	AMPLIADOR 10-5/8" X 12-1/
ESTABILIZADOR 8" X 12 3/16"	1	2.17	ESTABILIZADOR 8" X 10-5/8
DRILL COLLAR MONELL 8"	1	7.88	DC MONEL C/MWD
DRILL COLLAR MONELL 8"	1	5.92	DC MONEL C/LWD

Ejemplo 8 Herramientas registradas en un reporte de perforación, (Tomada de Pemex, 2010).

⁸⁹ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Como podemos observar en la tabla aparecen cuatro apartados, en el primero se escribe el nombre de la herramienta utilizada y el diámetro de la herramienta en pulgadas, en la segunda columna viene la cantidad de herramientas utilizadas, en la tercera columna se registra la longitud de la herramienta y por último en la cuarta columna se registra cualquier observación durante la instalación de la herramienta⁹⁰.

La definición de las herramientas más comunes utilizadas durante la perforación se mencionan a continuación, junto con algunos de sus diámetros.

Tubo de perforación.

Es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, diámetro interior, recalcos, conexión caja piñón, diámetro exterior de junta, espesor de pared y marca de identificación⁹¹, (**Fig. 28**).

⁹⁰ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

⁹¹⁻⁹² Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Fig.28 Tubo de perforación⁹².

Longitud.

Es la medida que tiene el tubo de la caja del piñón.

La tubería de perforación se suministra en el siguiente rango API de longitud:

- ✓ Rango 1 de (7.5 a 8.5 metros).
- ✓ Rango 2 de (8.5 a 9.5 metros).
- ✓ Rango 3 de (9.5 a 10.5 metros).

Diámetro exterior: Es la medida que tiene el cuerpo del tubo en su parte externa.

Diámetro interior: Es la medida interna de un tubo de perforación.



Recalcado: es la parte más gruesa del tubo y prevé una superficie de contacto satisfactoria para la soldadura de las juntas. Este recalcado permite un factor de seguridad adecuado en el área soldada para proveer resistencia mecánica y otras consideraciones metalúrgicas. La junta es también hecha con un cuello soldado, para asegurar una superficie de contacto considerable durante la soldadura⁹³.

La tubería de perforación tiene un área en cada extremo, la cual tiene aproximadamente 6" de longitud, llamado recalcado: Los recalcos son necesarios en los tubos para los cuales las juntas soldadas son colocadas.

Conexión caja-piñon: es el punto donde se realiza el enlace de la caja de un tubo con el piñon de otro tubo.

Diámetro exterior de la junta: es la medida que resulta de la unión de la caja con el piñon de un tubo de perforación.

Espesor de pared: Es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un tubo de perforación.

Marca de identificación⁹⁴: la información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del piñon; excepto en la tubería grado E 75, ya que en ésta la marca de identificación se encuentra en el piñon.

El marcaje se realiza en la compañía donde se fabrica la tubería, y por ningún motivo el personal de perforación podrá alterar o marcar otro tipo de datos en la tubería.

Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro interior y exterior, tipo de conexión, peso nominal y ajustado, grado, resistencia a la tensión y espesor de pared.

⁹³ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

⁹⁴ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



En la siguiente tabla. Encontrará los diámetros más utilizados y los datos arriba mencionados, (Fig. 29 y Fig. 30).

TABLA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

DIAMETRO		CONEXION	PESO NOMUNAL (lb/pie)	PESO AJUSTADO (lb/pie)	GRADO	RESIST. TENSION AL90% EN kg	ESPESOR DE PARED				
EXT.	INT.										
27/8"	2.151	NC-26	10.40	16.03	E-75	87686	0.362				
				16.33	X-95	111069	0.362				
				16.33	G-105	122761	0.362				
				16.95	S-135	157835	0.362				
				24.42	E-75	68128	0.362				
				24.86	X-95	86296	0.362				
2 7/8	2.151	WT-26 H.D.	10.40	25.15	G-105	95379	0.362				
				26.16	S-135	122631	0.362				
				10.50	G-105	122761	0.362				
					S-135	157835	0.362				
				3½	2.602	NC-38	15.50	24.42	E-75	132044	0.449
								24.86	X-95	132044	0.449
25.15	G-105	184862	0.449								
26.16	S-135	237580	0.449								
24.42	E-75	102526	0.449								
24.86	X-95	129867	0.449								
3½	2.764	NC-38	13.30	25.15	G-105	143537	0.449				
				26.16	S-135	184547	0.449				
				20.52	E-75	111095	0.368				
				21.47	X-95	140722	0.368				
				21.59	G-105	155535	0.368				
				21.88	S-135	199974	0.368				
				20.52	E-75	102526	0.368				
				21.47	X-95	129867	0.368				
				21.59	G-105	143537	0.368				
				21.88	S-135	184547	0.368				

Fig.29 Diámetros más utilizados de TP'S⁹⁵.

⁹⁵ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



TABLA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (continuación)

DIAMETRO		CONEXIÓN	PESO NOMIAL (LB/PIE)	PESO AJUSTADO (LB/PIE)	GRADO	RESIST. TENSION AL 90% KG	ESPESOR DE PARED
EXT.	INT.						
4 ½	3.640	NC-46	20.00	32.91	E-75	168692	0.430
				33.61	X-95	213676	0.430
				33.90	G-105	236169	0.430
				34.16	S-135	303645	0.430
				32.91	E-75	132102	0.430
				33.61	X-95	167329	0.430
				33.90	G-105	184943	0.430
				34.16	S-135	237783	0.430
4 ½	3.826	NC-46	16.60	27.37	E-75	135228	0.337
				28.13	X-95	171289	0.337
				28.13	G-105	189320	0.337
				28.44	S-135	243411	0.337
				27.37	E-75	106431	0.337
				28.13	X-95	134814	0.337
				28.13	G-105	149004	0.337
				28.44	S-135	191576	0.337
5"	4.00	NC-50	25.60	40.06	E-75	216877	0.500
				41.51	X-95	274711	0.500
				42.19	G-105	303628	0.500
				42.19	S-135	390379	0.500
				40.06	E-75	169646	0.500
				41.51	X-95	214885	0.500
				42.19	G-105	237504	0.500
				42.19	S-135	305363	0.500
5"	4.276	NC-50	19.50	31.12	E-75	161834	0.362
				31.94	X-95	204990	0.362
				32.66	G-105	226568	0.362
				33.67	S-135	291301	0.362
				31.12	E-75	127446	0.362
				31.94	X-95	161432	0.362
				32.66	G-105	178425	0.362
				33.67	S-135	229403	0.362

Fig.30 Diámetros más utilizados de TP'S⁹⁶.

⁹⁶ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Tubería pesada (HW) y Lastra barrenas⁹⁷.

Tubería pesada.

La tubería de perforación extra pesada (Heavy-Weigt). Es un componente de peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación. Proporcionando un cambio gradual de rigidez de la herramienta rígida a frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga de ésta, al colocar tubería Heavy Weight en el punto de transición.

Son tubos de pared gruesa unidos entre sí, por juntas extra largas, para facilitar su manejo; tienen las mismas dimensiones de la tubería de perforación normal, por su peso y forma, la tubería “Heavy-Weigt” se pueden usar en compresión, al igual que los lastra barrenas, un distintivo sobre saliente en el recalcado central, que protege al cuerpo del tubo del desgaste por la abrasión, esta sección recalcada actúa como un centralizador y contribuye a una mayor rigidez, y resistencia de la tubería “Heavy-Weigt”. Otra ventaja, es que no se requiere cambiar de elevadores y no requiere el uso de la grapa de seguridad (collarín para herramienta).

Características de las tuberías HEAVY-WEIGHT.

- ✓ Uniones de tubería (24” y 30” de longitud) (609.6 y 762 mm):
- ✓ Más área de apoyo para reducir el desgaste del diámetro exterior.
- ✓ Más longitud para cortar conexiones nuevas.
- ✓ Más espacio para poner bandas de metal duro.
- ✓ La pared gruesa da máximo peso por metro.
- ✓ Larga sección central recalcada (24” de longitud) (609.6 mm).
- ✓ Enteriza con el cuerpo del tubo.
- ✓ Reduce el desgaste de la porción central del tubo.
- ✓ Se le puede aplicar metal duro fácil y seguramente.
- ✓ Se puede reconstruir el diámetro exterior.

⁹⁷ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



- ✓ Ayuda a evitar la pegadura por presión diferencial.

Las conexiones se pueden suministrar con elevadores de esfuerzo, tales como:

- ✓ Caja de bore bac.
- ✓ Espiga con ranura elevadora de esfuerzo.
- ✓ Raíces de rosca labradas en frío. Las uniones y la sección recalada central se pueden suministrar con bandas de metal duro.

¿Donde se usa la tubería de perforación HEAVY WEIGT?

Se usa en perforación direccional y vertical: quienes perforan pozos direccionales han comprobado que la tubería heavy Weigt es ideal para pozos muy desviados por que es menos rígida que los tubos lastrarbarrenas y el contacto con la pared del pozo es mínimo. El distintivo de tres puntos de contacto con la pared de la heavy Weigt ha resuelto dos serios problemas en perforación direccional.

Permite perforar a alta velocidad de rotación con menor torsión. Eso reduce el desgaste y deterioro de la sarta de perforación, al tiempo que simplifica el control direccional. Además tiene mínima tendencia a pegarse por presión diferencial. Como es menos rígida que los tubos lastrarbarrenas, la heavy Weigt, se dobla más en la sección del tubo que en las uniones, La heavy Weigt resiste numerosos cambios de ángulo y dirección del pozo con mínimo de los problemas asociados con la perforación direccional, **(Fig. 31)**.

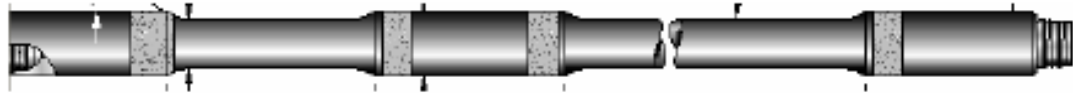


Fig.31 Tuberías pesadas⁹⁸.

Lastra barrenas.⁹⁹

Son barras de acero huecas utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación y dar peso a la barrena durante las operaciones de perforación. También son conocidas como Drill Collars, **(Fig. 102)**.

Características de los lastra barrenas.

Actualmente se tienen en uso dos tipos de lastrabarrenas:

1) Acabado de fábrica (liso).

Este acabado se denomina convencional, ya que trae la forma tal y como sale de la fábrica, satisface todos los requisitos nominales, **(Fig. 32)**.



Fig.32 Lastra barrenas¹⁰⁰.

⁹⁸ Tomada de la tesis: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente y la perforación de pozos petroleros. Borja Esquivel Ricardo y Carrillo Enríquez Víctor Manuel. 2013

⁹⁹ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

¹⁰⁰ Tomada de la tesis: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente y la perforación de pozos petroleros. Borja Esquivel Ricardo y Carrillo Enríquez Víctor Manuel. 2013



2) Diseño de espiral.

Reduce el área de contacto entre las lastrabarreras y la pared del pozo, evitando con esto pegaduras por presión diferencial en agujero abierto, (**Fig. 101**).



Fig.33 Lastrabarreras con diseño en espiral¹⁰¹.

¹⁰¹ Tomada de la tesis: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente y la perforación de pozos petroleros. Borja Esquivel Ricardo y Carrillo Enríquez Víctor Manuel. 2013



3) Diámetros y Peso.

DIÁMETRO EXTERIOR (Pg)	DIÁMETRO INTERIOR (pg)	PESO (lb/pie)	PESO Kg/m	CONEXIÓN	TORQUE (lb/pie)	DIÁMETRO DE BARRENA
4 1/8"	2"	35	52	NC-31	6,800	5 5/8"
4 3/4"	2"	50	74.5	NC-35	10,800	5 7/8" - 8"
4 3/4"	2 1/4"	47	70.03	NC-35	9,200	5 7/8"
5"	2 1/4"	53	78.97	NC-38	12,800	5 7/8" - 6 1/2"
6 1/2"	2 3/4"	83	123.67	NC-46	22,200	8 3/8" - 8 1/3"
6 1/2"	2 13/16"	92	137.08	NC-46	22,900	8 3/8" - 8 1/2"
7 3/4"	2 13/16"	119	177.31	5 1/2" API REG.	36,000	9 1/2"
8"	2 13/16"	150	223.5	6 5/8" API REG.	53,000	12" - 12 1/4"
9 1/2"	3"	217	323.33	7 5/8" API REG.	88,000	14 1/4" - 17 1/2"
9 1/2"	3 1/4"	213	317.37	7 5/8" API REG.	83,000	17 1/2" - 26"
11"	3 1/4"	295	439.55	8 5/8" API REG.	129,000	22" - 26"
11"	3"	299	445.51	8 5/8" API REG.	129,000	22" - 26"

Fig.34 Tipos de lastra barrenas¹⁰².

Herramienta MWD¹⁰³.

El término de mediciones durante la perforación (MWD) se introduce hace más de 15 años y en sus inicios se limitaba en mediciones direccionales y registros de rayos gamma naturales y resistividad.

Esta base fue muy importante para la evolución de esta tecnología, gracias a la integración de herramientas de medición en las tuberías (drill collars) de perforación dando un importante apoyo al progreso de las herramientas LWD, que con el tiempo están sustituyendo a las herramientas wireline.

¹⁰² Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3

¹⁰³ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Sin embargo, su más grande desarrollo como tecnología ha sido su implementación para pozos horizontales o con alto ángulo y multilaterales, cuyo costo y operación resulta muy complicado utilizando registros convencionales. Además la tecnología MWD permite minimizar daños en la formación y vida útil de las herramientas.

Otro aspecto importante para que las empresas opten por esta tecnología tiene que ver con la adquisición de datos en la superficie en tiempo real, que permite ahorrar tiempo en la toma de decisiones y la producción.

Información obtenida.

La tecnología MWD proporciona información sobre las condiciones en las que se perfora, estas incluyen:

- ✓ Temperatura en el pozo.
- ✓ Presión (poro, anular y formación).
- ✓ Pruebas de impacto.
- ✓ Pruebas de fluidos, presión y temperatura.
- ✓ Torque y peso en la barrena (WOB)
- ✓ Volumen del flujo del lodo
- ✓ Geonavegación.
- ✓ Perforación direccional (profundidad, inclinación, dirección, azimut, toolface).

Descripción básica.

La herramienta MWD consiste en tres secciones básicas

- ✓ Fuente de energía. A base de baterías de litio o de turbinas.
- ✓ Sección de sensores. Para definir la trayectoria del pozo.



Comúnmente acelerómetros (para mediciones de inclinación y azimut), magnetómetros (para medición de la dirección de referencia en un pozo) con base al norte magnético, y otros sensores: presión, rayos gamma y la resistividad son colocados en secciones separadas de la herramienta, (**Fig. 35**).

- ✓ Transmisores. De dos maneras: mediante ondas de presión a través de lodo (mud pulse) o mediante señales electromagnéticas a través de la formación (poco utilizado).

Aplicaciones.

- ✓ Locaciones inaccesibles.
- ✓ Pozos desviados.
- ✓ Pozos múltiples.
- ✓ Control de fallas.
- ✓ Domos salinos.
- ✓ Perforación multi-direccional en mares profundos.
- ✓ Pozos horizontales y multilaterales.

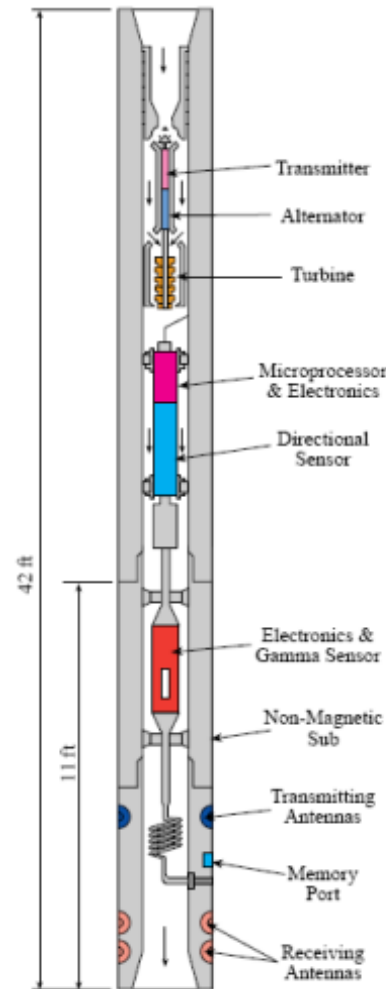


Fig.35 Herramienta MWD¹⁰⁴.

¹⁰⁴ Tomada de la tesis: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente y la perforación de pozos petroleros. Borja Esquivel Ricardo y Carrillo Enríquez Víctor Manuel. 2013



Herramienta LWD¹⁰⁵.

La tecnología LWD (Logging While Drilling), proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora. Tienen la ventaja de medir las propiedades de formación antes de que exista el efecto de invasión.

Así mismo, muchos pozos pueden ser difíciles o aún imposibles medir con instrumentos convencionales con cable, sobre todo en pozos desviados. En estas condiciones, LWD asegura que algunas mediciones en el pozo sean tomadas mientras que con los registros convencionales no es posible, (**Fig. 36**).

Los parámetros medidos por una herramienta LWD son:

- ✓ Rayos gamma
- ✓ Resistividad de formación
 - Inducción
 - Propagación electromagnética
 - Laterolog (RAB, Botón y lateral)
- ✓ Propiedades acústicas
- ✓ Sónico
- ✓ Caliper ultrasónico
- ✓ Sísmica
 - Drill-Bit Seismic (VSP-inverso)
 - Seismic MWD (SWD)
- ✓ Mediciones nucleares
 - Densidad/Porosidad
 - Neutrón/Porosidad
- ✓ Imágenes durante la perforación
- ✓ Resonancia Magnética

¹⁰⁵ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

También trabaja en conjunto con sensores MWD para un mejor desempeño en la perforación de pozos.

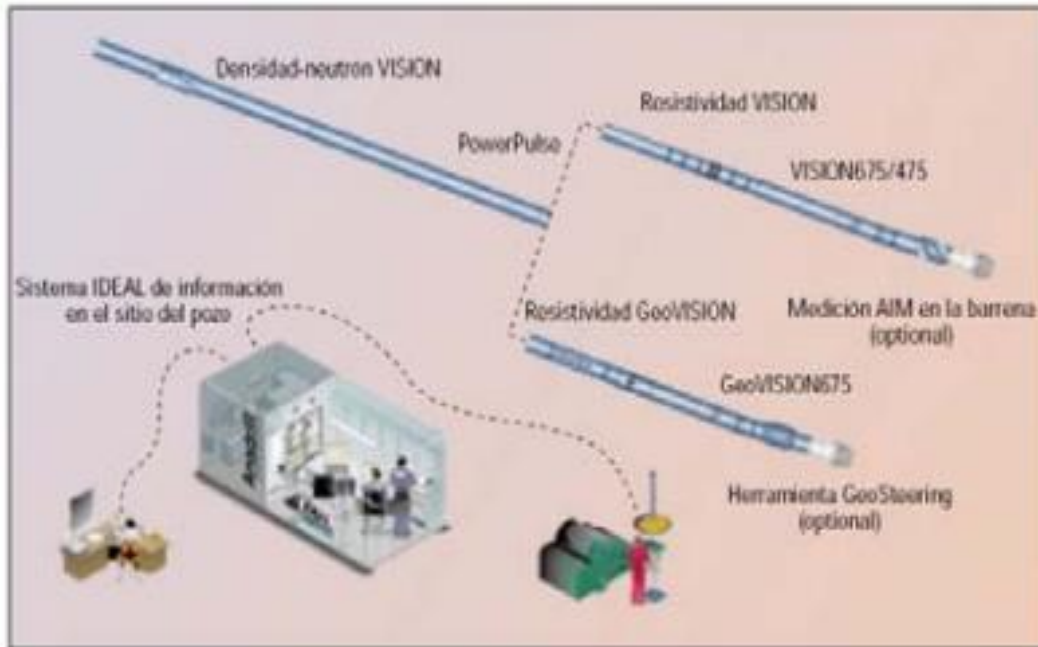


Fig.36 Herramienta LWD¹⁰⁶.

1.9 Datos de Núcleos e intentos de disparos a la formación y pruebas de formación.

Dentro del reporte de perforación aparece un apartado para registrar los datos obtenidos de las pruebas de formación, Núcleos e intentos de disparos como se muestra en el **Ejemplo 9**.

¹⁰⁶ Tomada de la tesis: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente y la perforación de pozos petroleros. Borja Esquivel Ricardo y Carrillo Enríquez Víctor Manuel. 2013



Nucleos R	Int. Prog	Int. Disp

Ejemplo 9 datos de núcleos en un reporte de perforación, (Tomada de Pemex, 2010).

En el **Ejemplo 9** de haber tomado algún núcleo se anotarían el número de núcleos, el número de intentos programados de disparos y el número de intento de disparos.

Y para las pruebas de formación observamos un recuadro como el del **Ejemplo 10**.

Pruebas de Formación			
Prub.Gote	1.75	gr/cm ³ a	998
Grad.Form			gr/cm ² xm
Grad.Frac			gr/cm ² xm
Dens.Eq.C	1.47		gr/cm ³

Ejemplo 10 Datos de pruebas de perforación en un reporte de perforación, (Tomada de Pemex, 2010).

Para entender estas tablas será necesario definir los siguientes conceptos y métodos para obtener dicha información.



Muestras de Núcleos.

El muestreo de núcleos es una operación realizada para cortar y extraer una muestra cilíndrica de la roca íntegra de una formación productiva o de interés para análisis de laboratorio. Por medio del muestreo de núcleos es posible recuperar una muestra intacta de la roca que conserva aún más propiedades y fluidos de la roca original que los cortes obtenidos en la perforación convencional. El muestreo de núcleos más específicamente para obtener un núcleo para evaluación del yacimiento.

Métodos de extracción de núcleos¹⁰⁷.

El muestreo de núcleos convencional requiere sacar la sarta de perforación del pozo. La barrena de muestreo de núcleos y el barril para recoger el núcleo son conectados al fondo de la sarta de perforación y bajados al fondo del pozo.

Esta operación es muy parecida a la perforación normal, pero mucho más cuidadosa y lentamente hecha. Cualquier cambio repentino en la rotación de la sarta puede ocasionar que se rompa el núcleo y caiga dentro del hueco o que trabe el barril, impidiendo continuar el muestreo de núcleos. La sarta de perforación con el barril debe sacarse del pozo (tripped out) con el fin de recuperar el núcleo.

El muestreo de núcleos convencional requiere equipo costoso y valioso tiempo de barrena. Con este método, existe un riesgo mayor de suavear los fluidos de la formación (swabbing) cuando se esté sacando la tubería, y existe el peligro de liberar gas venenoso en la superficie. En el muestreo de núcleos convencional el diámetro de los núcleos es de 2 a 5" (50-125 mm) y de 30', 60' o 90' (10, 20 o 30 m) de longitud. Por su tamaño son difíciles de manejar.

¹⁰⁷ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



El barril de muestreo de núcleos es una herramienta tubular que se instala en la parte extrema inferior de la sarta de perforación. El barril de muestreo de núcleos convencional contiene realmente dos barriles: Uno interior, no rotante, de pared delgada, que captura el núcleo medida que va bajando la barrena de muestreo de núcleos. Y el otro rotante, pesado, de pared gruesa, exterior, que protege al barril interior y además toma el lugar del collar inferior.

A diferencia de una barrena de perforación normal, una barrena de muestreo de núcleos no perfora el centro del hueco. En vez de esto, permite al centro (el núcleo), pasar a través de una abertura circular en el centro de la barrena hacia dentro del barril interior.

Las barrenas de muestreo de núcleos con cortadores de diamante han demostrado su durabilidad, su confiabilidad para el corte y capacidad de recuperación de núcleo. Hoy en día son usadas para operaciones de muestreo de núcleos, normal y de pared, casi exclusivamente.

El lodo de perforación es circulado inicialmente a través del barril de muestreo de núcleos. Justo antes de comenzar a nuclear, una bola de metal se deja caer por entre la sarta con el fin de accionar la válvula de flujo unidireccional.

La válvula de flujo unidireccional se cierra, desviando el lodo que pasaba por dentro del barril interior al espacio anular entre los dos barriles para que el lodo no erosione ni expulse el núcleo que esté entrando al barril interior. El lodo se descarga por los conductos de flujo en la barrena.

Operaciones de recuperación y manejo de núcleos. Cuando se ha cortado la cantidad necesaria del núcleo, se levanta el núcleo, haciendo que se rompa la roca y dejando al núcleo atrapado dentro del barril interior.



En la recuperación de núcleo convencional, cuando el barril es traído a la superficie, se le cuelga sobre la plataforma y con llaves especialmente diseñadas se va tomando el núcleo por secciones.

Una vez que el núcleo ha sido completamente removido del barril, se le mide, si la longitud recuperada es menor que la que ha bajado la sarta durante el muestreo de núcleos, se puede asumir que la parte perdida pertenece al fondo del pozo.

Inmediatamente después de haber sido medido, las secciones del núcleo son limpiadas (no lavadas) para quitar restos de fluido de perforación, luego rápidamente selladas en película inerte y en parafina y puestas en cajas para ser enviadas al laboratorio.

Esta práctica evita la contaminación del núcleo así como la pérdida de gas y otros fluidos de formación. Las cajas estarán pre-marcadas con el número de cajas (1 de n), el número del núcleo, profundidades superior e inferior e intervalo nucleado.

Muy comúnmente, en la actualidad, se usan contenedores de fibra de vidrio o de aluminio para contener el núcleo a medida que se nuclea. Esto simplifica el proceso de recuperación. El contenedor es removido en superficie y esta inmediatamente listo para ser llevado al laboratorio. El contenedor puede dejarse entero o cortarse en secciones con cada extremo sellado (usando tapas termo-encogibles).



El muestreo de núcleos de pared¹⁰⁸.

El muestreo de núcleos de pared, es una técnica por medio de la cual, los núcleos son obtenidos de la pared del pozo en una formación que ya ha sido perforada, pero no revestida. Ofrece la ventaja de que varios núcleos pueden ser tomados a varias profundidades precisas usando solo una herramienta.

Una herramienta de muestreo de núcleos de pared contiene varios cañones de muestreo requeridos para tomar las muestras, se baja al pozo con el mismo equipo que se bajan las herramientas de registros eléctricos. Lleva una carga explosiva para cada uno de los treinta contenedores huecos que han de capturar un trozo pequeño de la formación.

Estos contenedores luego de haber sido disparados y ya con una muestra son halados de nuevo a su sitio en la herramienta. A continuación se saca la herramienta del pozo con el equipo de registros eléctricos.

Los núcleos de pared van de $\frac{3}{4}$ " a $1\frac{1}{4}$ " (20 a 30 mm) de diámetro y de $\frac{3}{4}$ " a 4" (20 a 100 mm) de longitud. Como las muestras pueden estar contaminadas con filtrado, los núcleos de pared no son tan buenos como en el muestreo de núcleos convencional para determinar porosidad, permeabilidad y saturación de fluido. Otra desventaja es que puede pulverizar formaciones frágiles, evitando que se recuperen buenas muestras. Las herramientas más modernas evitan este problema perforando individualmente cada núcleo, en vez de usar la técnica de disparo.

Este último método también es necesario para recuperar núcleos con litologías muy duras que de otra forma son impenetrables al cañón.

Disparos programados e intentos de disparos a la formación¹⁰⁹.

¹⁰⁸ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

¹⁰⁹ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



La operación de disparar la formación se lleva a cabo durante la perforación del pozo con el fin de perforar la tubería y de inducir un daño controlado a la formación para que el fluido contenido en la formación pueda desplazarse hacia el pozo y posteriormente a la superficie.

Existen operaciones especiales las cuales son operaciones de disparos que no tienen como finalidad comunicar al yacimiento con el pozo.

Como son los disparos para circulación, recementar, desconexión de tuberías, anclaje de herramientas, cortes de tubería, desintegración de barrena y colocación de tapones mecánicos y de cemento dichas operaciones requieren registrar los disparos programados e intentos de disparos dentro del reporte de perforación.

Para poder realizar dicha operación se baja una sarta de disparos la cual se conforma por una cabeza monocable, contrapesos, localizador de coples, cabeza de disparos y pistola o dispositivo explosivo.

Existen normas de seguridad y prevención de accidentes durante la operación de disparar la formación las cuales establecen los procedimientos necesarios que se deben seguir para llevarse a cabo, esta norma es de Pemex clasificada como disparos en pozos petroleros con el numero NRF-039-PEMEX-2008.

Prueba de goteo.

Para determinar el gradiente de fractura de la formación se realiza la prueba denominada "de goteo", con la finalidad de proporcionar con bastante confianza el gradiente de fractura de la formación, y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, densidad de lodo máxima a usarse y el asentamiento de las subsecuentes tuberías de revestimiento.



La razón fundamental de la prueba de goteo es encontrar la presión a la cual la formación inicia a admitir fluido de control sin provocar fracturamiento de la formación. El resultado será la suma de la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido empleado más la presión del manómetro al represar.

La presión a manejar en la superficie dependerá del valor de la columna hidrostática que se utilice en el pozo; a mayor densidad del lodo, menor presión se requerirá en la superficie.

1.10 Datos hidráulicos del pozo.

Dentro del reporte aparece una tabla para registrar los parámetros de hidráulica del pozo como se muestra a continuación, **(Ejemplo 11)**.

P. S-Bna	10/10	Tons	Camisas B-1	5 1/2 x 12	50	Epm
Rotaria	120/120	RPM	Camisas B-2	5 1/2 x 12	51	Epm
P. Bomba	202	Kg/cm ²	Gasto	520	GPM	
Torque	179/179	Amps	V. Anular	104.8	PPM	
Peso Sart	136/134/13	Tons	BOPS	15/10/2010		

Ejemplo 11 Datos hidráulicos del pozo, (Tomada de Pemex 2010).

Para poder entender esta tabla es necesario definir los siguientes conceptos:



P.S-Bna = Peso sobre la barrena (WOB).

El peso aplicado sobre la barrena es aquel que permite incrementar la tasa de penetración dentro de las recomendaciones que marca la directriz de la hoja de especificaciones del fabricante. Suele ser un factor importante para la perforabilidad de los diferentes intervalos, para aumentar o disminuir la tasa de penetración, así como optimizar la vida de la barrena.

Para calcular el peso sobre la barrena es necesario tomar en cuenta si el pozo es vertical o direccional, por lo que para pozos verticales, **(Ec. 3)**.

Ec.3¹¹⁰.

$$WOB = Ff * WBHA_{aire} * Fs$$

Dónde.

WOB = peso sobre la barrena [lbf].

Ff = factor de flotación.

WBHA_{aire} = peso del BHA en el aire [lb].

Fs = factor de seguridad = 1.15

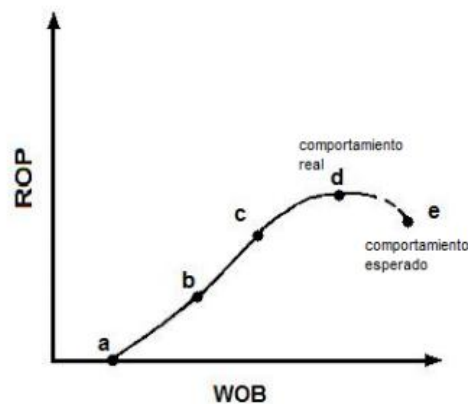


Fig. 37 Respuesta de la ROB al cambio del peso en la barrena¹¹¹.

¹¹⁰ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Revoluciones por minuto RPM¹¹².

Las revoluciones por minuto son el número de vueltas que gira la sarta en un minuto. Si se tiene un motor de fondo la cantidad de RPM total aumentará, (Ec. 4).

Ec.4¹¹³.

$$RPM_T = RPM_S + RPM_M$$

Donde:

RPM_T = revoluciones por minuto totales [rpm].

RPM_S = revoluciones por minuto del equipo superficial [rpm].

RPM_M = revoluciones por minuto del motor de fondo [rpm].

Para calcular el número de revoluciones por minuto totales es necesario sumar las vueltas en el equipo superficial y las del motor de fondo.

Algunas formaciones pueden ser considerablemente blandas pero abrasivas. Siempre es necesario optimizar las RPM para prevenir vibraciones.

¹¹¹⁻¹¹³ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Torque y arrastre¹¹⁴.

El torque puede ser definido de manera simple como la resistencia ejercida por la tubería a girar durante la perforación por el contacto de la tubería con las paredes del pozo. En un pozo con trayectoria direccional el torque aumenta.

Se dice que se perfora rotando, cuando se utiliza la mesa rotaria para imprimirle revoluciones por minuto a la sarta, y se le llama deslizar cuando la sarta se encuentra inmóvil mientras se le ajusta la inclinación y el azimut para poder direccionar el pozo, utilizando únicamente el gasto de lodo y el motor de fondo.

Cuando se perfora rotando es cuando el torque es mayor ya que toda la tubería se encuentra en movimiento, al contrario que al estar deslizando, ya que es en esta operación que el torque es mínimo.

La formula con la que se puede calcular el torque es la **Ec. 5**¹¹⁵.

Ec. 5

$$Q = \frac{0.096167 J}{D} \left(Y^2 - \frac{T^2}{A^2} \right)^{0.5}$$

Donde:

Q = torque [lb-pie].

J = momento polar inercial [pg^4] = $(\pi/32)(DE^2 - DI^2)$.

D = diámetro externo de la tubería [pg].

Y = mínima fuerza cedente [psi].

T = carga tensional [lb].

A = área de las paredes de la tubería [pg^2].

¹¹⁴ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

¹¹⁵ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



El arrastre puede ser entendido como la fricción que sufre la tubería con las paredes del pozo.

El arrastre se incrementa en pozos direccionales y es mayor mientras más inclinado sea el pozo, siendo el máximo en pozos horizontales. El arrastre mínimo se presenta en pozos verticales o en la sección vertical. El aumento en el arrastre puede provocar desgaste en el gauge de la barrena, hombro y pérdida de calibre.

La ecuación para calcular el arrastre es la **Ec. 6**¹¹⁶.

Ec. 6

$$F_f = \sum \left[\mu * B_f * W_s * DL \pm \mu * 2 * T * \sin \left(\frac{DLS * LOS}{2} \right) \right]$$

Donde:

F_f = arrastre [lb].

B_f = factor de flotación.

W_s = peso en el aire por cada pie de la sección de la tubería [lb/pie].

DL = longitud de partida de una sección de la tubería [ft].

T = tensión axial [lb].

DLS = severidad [grados/100pies].

LOS = longitud de la sección desviada [ft].

μ = coeficiente de fricción entre la tubería y el pozo [lb/lb].

Velocidad anular.

La velocidad anular es la velocidad con que viaja el fluido a la superficie.

¹¹⁶ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Espacio anular.

Es el claro que queda comprendido entre el interior del agujero o tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la T.P. utilizada. Este espacio es por donde regresan los fluidos del fondo del pozo hacia la superficie a través de la línea de descarga (línea de flote) localizada arriba del conjunto de preventores sirve de conducto para que los fluidos regresen así las presas, **(Ec. 7).**

Ec. 7¹¹⁷.

$$V_a = \frac{(24.5 \times Q)}{D_2 - d_2} = p/\text{min.}$$

Donde:

V_a = Velocidad Anular en p/min.

Q = Gasto de bomba en gal/min.

D₂ = Diámetro del agujero en (pulgadas)

d₂ = Diámetro de la T.P. en (pulgadas).

Cálculo del gasto en las bombas.

Fórmula para determinar el gasto en litros por minuto en una Bomba Triplex de simple acción, considerando un 90% de eficiencia, **(Ec. 8).**

Ec. 8¹¹⁸.

$$Q = 0.0386 \times L \times D_2 = \text{lt/emb.}$$

$$Q = 0.0102 \times L \times D_2 = \text{gal/emb.}$$

¹¹⁷ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.

¹¹⁸ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Donde:

Q = capacidad de la Bomba (litros x emboladas o galones x embolada).

L = longitud de la carrera (pulgadas).

D2 = diámetro de la camisa (pulgada).

1.11 Datos de control.

Dentro del reporte de perforación aparece un pequeño recuadro para registrar el tipo de equipo de control que se está utilizando durante la perforación el cual aparece en el **Ejemplo 12**.

Sim. Control Brotes	31-OCT-10
KOOMEY	30/10/10

Ejemplo 12 Datos de control, (Tomada de Pemex, 2010).

Para ello hay que definir lo siguiente:

Conjunto de BOPs¹¹⁹.

Para evitar que ocurran los reventones, se necesita tener la forma de cerrar el pozo, de forma que el flujo de fluidos de formación permanezca bajo control. Esto se consigue con un sistema de válvulas preventoras (Blow Out Preventers) –BOPs-, el cual es un conjunto de válvulas preventoras y cierres anulares (spools) directamente conectado a la cabeza del pozo.

¹¹⁹ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



El conjunto de BOPs debe poder:

- ✓ Cerrar la cabeza del pozo para evitar que haya fluido que escape hacia la superficie y exista el riesgo de una explosión.
- ✓ Poder dejar salir fluidos del pozo bajo condiciones controladas seguramente.
- ✓ Habilitar que pueda ser bombeado fluido de perforación hacia el pozo, bajo condiciones controladas, para balancear las presiones del pozo y evitar influjo mayor (matar el pozo).
- ✓ Permitir movimiento de la sarta.

El tamaño y distribución de la BOP será determinado por los riesgos previstos, por la protección requerida, además del tamaño y tipo de tuberías y revestimientos usados. Los requerimientos básicos para una BOP son:

- ✓ Debe haber suficiente revestimiento en el pozo que dé un anclaje firme a la BOP.
- ✓ Debe ser posible cerrar el pozo completamente, haya o no tubería dentro de él.
- ✓ Cerrar el pozo debe ser un procedimiento simple y rápido, fácilmente realizable y comprensible por el personal de perforación.
- ✓ Deben existir líneas controlables a través de las cuales la presión pueda ser aliviada en forma segura.
- ✓ Deben existir maneras para circular fluido a través de la sarta de perforación y a través del anular en forma que se pueda sacar el fluido



de formación del pozo, y de esta manera circular lodo de mayor densidad para balancear la presión de formación y controlar el pozo.

Hay requerimientos adicionales para barrenas flotantes, donde la BOP estará situada en el lecho del mar. En caso que la barrena deba abandonar temporalmente el sitio del pozo, debe haber los medios para cerrar completamente el pozo, sea descolgando o cortando algún tubo dentro del pozo.

El Riser pueda entonces soltarse de la cabeza del pozo, permitiendo a la barrena moverse a un lugar seguro pero pueda volver y reentrar al pozo después.

Durante operaciones normales, el Riser, estará sujeto a movimientos laterales debido a las corrientes en el agua. La conexión del Riser a la BOP debe ser por medio de una junta escualizable (Ball Joint) para evitar el movimiento de la BOP:

Las BOPs tienen varios grados de presión de operación, establecidos por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)(API). El cual es igual al grado de presión de operación más bajo de cualquier elemento en la BOP. Así, una BOP adecuada será montada de acuerdo a la resistencia del revestimiento y a las presiones de formación esperadas bajo la zapata del mismo. Las BOPs comúnmente tienen grados de 5000, 10000 o 20000 psi.



CAPÍTULO 2

IMPORTANCIA DE CADA COMPONENTE DE UN REPORTE DE PERFORACIÓN



2.1 Introducción.

El Capítulo 2 del presente trabajo se enfoca a la importancia que tiene registrar cada uno de los componentes de un reporte diario de perforación.

Como se ha visto en el Capítulo 1 se manejan muchos datos mientras se están llevando a cabo las operaciones de perforación y es necesario conocer las diferentes funciones de cada componente del reporte de perforación para poder tener una mejor interpretación y registrar todos los datos con mayor responsabilidad ya que como sabemos esta información será útil durante toda la vida del pozo.



2.2 ¿Por qué es importante conocer la profundidad durante la perforación de un pozo petrolero?

Los datos de profundidades en un reporte de perforación son importantes ya que nos indican la longitud desarrollada actual y la longitud vertical actual en metros que se va perforando por día.

Es importante conocer exactamente la profundidad actual para realizar operaciones posteriores ya que estas operaciones se encuentran programadas a ciertas profundidades, tales como cambios de tubería, de barrena, para colocar empacadores, cambios de densidad del fluido de perforación, realizar registros o alguna medición, etc.

2.3 ¿Por qué es importante conocer los datos de desviación durante la perforación de un pozo petrolero?

Es importante por otro lado conocer el ángulo de desviación y el rumbo ya que se tiene que evitar conducirnos hacia litologías con mayor dureza que la programada, domos salinos o zonas de alta presión que puedan afectar las herramientas de perforación o desviarse demasiado del intervalo productor, también evitar desviarnos hacia un acuífero que afectaría completamente la operación.

2.4 ¿Por qué es importante conocer los datos geológicos durante la perforación de un pozo petrolero?



Es importante conocer la información geológica durante la perforación de un pozo petrolero para saber la cercanía del intervalo productor o el intervalo productor.

Para ello es necesario conocer la columna geológica de la zona en la que se esté perforando el pozo en el **Ejemplo 4** el pozo que se está perforando se ubica en la provincia geológica de la cuenca del sureste por lo que necesitamos conocer esta información ya que durante la perforación esta información nos ayudara a ubicarnos e ir identificando las diferentes litologías y profundidades junto con otro tipo de registros y mediciones como una guía para determinar el intervalo productor y los diferentes tipos de rocas sedimentarias que irán indicando el sistema petrolero del lugar, (**Fig. 38**).

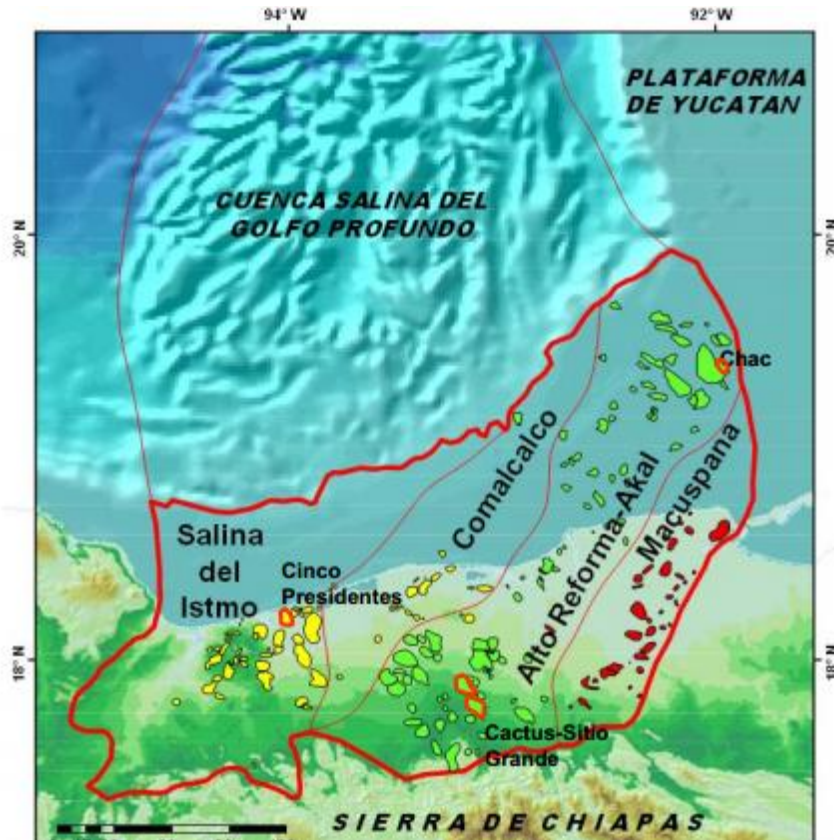


Fig.38 Ubicación geográfica de la provincia petrolera del sureste, (Tomada de Pemex).

La información geológica del **Ejemplo 4**, las edades del sistema petrolero y el tipo de litología esperada en el Activo integral Macuspana se muestra a continuación.

El intervalo productor se encuentra en rocas siliciclásticas del Mioceno y Plioceno, (**Fig. 39**).

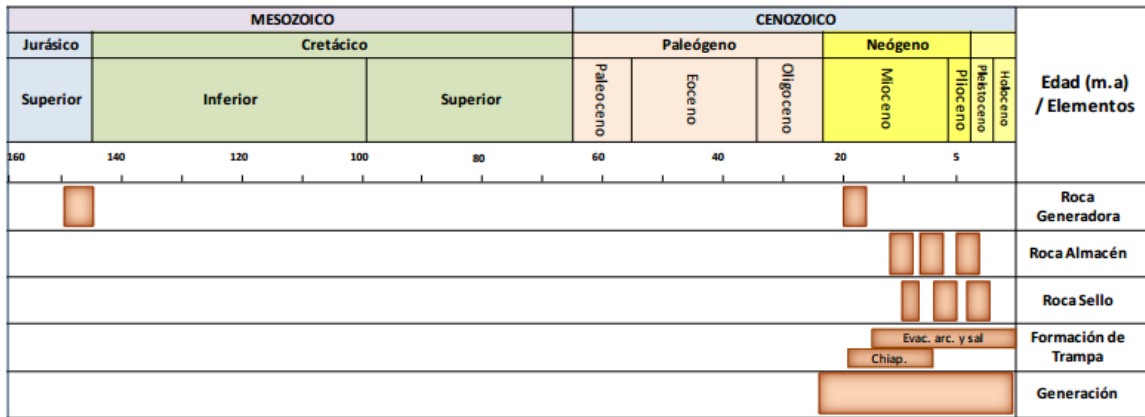


Fig.39 Edad geológica de las rocas del sistema petrolero del activo integral Macuspana, (Tomada de Pemex).

Con esta información podemos inferir cuando nos encontremos cerca del intervalo productor o cuando estemos perforando el intervalo productor ya que los fluidos de perforación llevan recortes de la formación hasta la superficie por el sistema de circulación aunque se usan también otros métodos que se describirán más adelante en este capítulo para obtener esta información, es importante conocer la litología que estamos perforando para ver cómo nos acercamos o que tan lejos nos encontramos del intervalo productor ya que perforar hasta el intervalo productor es el objetivo principal de la perforación del pozo.

Conocer la litología que perforamos tiene otros propósitos; cabe mencionar que una perforación es muy costosa, por eso existe la necesidad de tomar en cuenta la información litológica, esto para evitar una estimación errónea de topes estratigráficos, asentamiento de zapatas de tuberías de revestimiento a profundidades no deseadas y una perforación de intervalos no deseados, lo que ocasiona riesgos operacionales y tiempo adicional de operación.



La información geológica son datos que necesitamos conocer para el diseño de herramientas como los tipos de barrenas que se usaran para la perforación ya que estas son diseñadas en función de la dureza de la formación a perforar entre otras características.

Las barrenas se fabrican para diferentes tipos de formaciones que generalmente son:

- ✓ Formaciones suaves.
- ✓ Formaciones medias.
- ✓ Formaciones duras.
- ✓ Formaciones extraduras.

Para evitar confusión entre los tipos de barrenas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes se creó el código IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), de clasificación de tres dígitos, como se ilustra en la tabla, **(Fig. 40)**.



	1 dígito		2 dígito		3er dígito								
	Sistema de corte		Dureza		Sistema de Rodamiento								
					1	2	3	4	5	6	7	8	9
Diente de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave	Toberas para lodo y baleros estándar	Toberas aire/lodo y balero estándar	Protección al calibre y balero estándar	Balero sellado y autolubrificante	Balero sellado y protección al calibre	Chumacera sellada	Chumacera sellada y protección al calibre	Para perforación direccional	Otros
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	3	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave									
7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave										
		2	Medio suave										
		3	Medio duro										
		4	Duro										
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave										
		2	Medio suave										
		3	Medio duro										
		4	Duro										

Fig.40 Código IADC para barrenas¹²⁰.

En la **Fig.40** se observa que el segundo dígito está referido a el tipo de dureza de la formación para seleccionar la barrena que usaremos en litologías posteriores necesitamos conocer algunas propiedades físicas de las rocas, el diseño de la barrena debe de considerar que tiene que ser capaz de vencer la dureza del material para evitar menos desgaste de los dientes de la barrena o de sus componentes.

¹²⁰ Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. David Hawker, Karen Vogt. Versión 3.



Es de gran importancia registrar diariamente en el reporte de perforación el tipo de litología que se va perforando como se muestra en la **Fig. 40**, necesitamos conocer esta información para el diseño de herramientas y donde se asentaran como en el caso de las zapatas de las tuberías de revestimiento, esto nos servirá para no parar la operación o retrasarla y realizar de manera más eficiente la perforación.

Otros parámetros para los cuales nos servirá conocer el tipo de litología es para el fracturamiento hidráulico ya que necesitamos conocer el tipo de litología que se pretende fracturar así como sus propiedades físicas para diseñar la presión a la cual se requiere disparar el fluido que fractura la formación aunque esta operación se realiza en la terminación de un pozo la información se va recabando desde la perforación con los distintos tipos de estudios y mediciones que se realizan.

Para obtener la información geológica de un pozo existen básicamente dos métodos:

Métodos directos.

Esto se puede hacer de forma directa mediante la toma de núcleos (cores), que son las muestras de roca extraída dentro de la tubería de perforación, en las cuales se identifican el tipo de litología y se pueden realizar medidas directas de las características petrofísicas de la formación.

Métodos indirectos.

Existen, además, métodos indirectos que nos pueden llevar a inferir las características de las formaciones, entre estos métodos se encuentran los registros eléctricos y las pruebas de formación.



Los registros eléctricos, tales como el SP (Potencial Espontáneo), Resistividad y los registros eléctricos como:

Gamma Ray, Neutrón o Densidad nos proporcionan estimaciones indirectas de la calidad de roca, el tipo de roca, porosidad y saturación de fluidos (agua, petróleo o gas).

En cuanto a las pruebas de formación, éstas son útiles para estimar parámetros tales como presión de la formación, permeabilidad, daño de la formación. Éstos son útiles para definir la productividad de un pozo.

2.5 Importancia de conocer el programa de tuberías de revestimiento durante la perforación.

La técnica de perforación con TR minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación que se genera por la existencia de problemas indeseables tales como el atascamiento de las tuberías o las pérdidas de control del pozo, resultantes de un influjo de fluido de formación.

Las sartas de revestimiento poseen uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reducen en aproximadamente un 25%.

La sarta de revestimiento se usa para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena y el pozo se perfora por la rotación de esta, o se usa un motor de fondo. Al perforar con TR la geometría de la trayectoria del fluido es diferente a la que se tiene en la perforación convencional.

Una tubería de revestimiento es un elemento cilíndrico hueco, compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro del espesor del cuerpo que la conforma para métodos prácticos su geometría es homogénea, es decir un diámetro nominal y un espesor nominal en toda su longitud.



2.6 Importancia de conocer el record de barrenas durante la perforación.

Es importante conocer los diferentes parámetros relacionados con la barrena debido a que la perforación de un pozo está basando en un diseño predeterminado de barrenas que se utilizaran y las profundidades a las cuales se usara cada una de las barrenas seleccionadas buscando mayor rendimiento y velocidad de perforación, mismos que generan menos viajes y costos en la perforación.

Si no registramos dentro del reporte de perforación parámetros como los últimos tres metros perforados, el diámetro de la barrena y el promedio por metro perforado se puede tardar más en detectar anomalías en la perforación ya que nosotros tenemos velocidades de penetración por correlaciones para cada tipo de formación.

Criterios de selección de barrenas.

Criterios de selección con respecto a los objetivos de la perforación.

Con respecto a los objetivos tenemos que el primer criterio más evidente es el de seleccionar el diámetro del pozo, ya que dependiendo de las profundidades del objetivo, características de las formaciones y además en base al asentamiento de las tuberías de revestimiento es como se planean los diámetros en cada etapa de perforación.

El análisis histórico se realiza con los records de las barrenas y con los datos de los pozos de correlación con los que se cuenten, la información debe ser actualizada para reflejar los tipos de barrenas recientes con menos de dos años de antigüedad, en caso de no contar con ésta información, se debe considerar la información geológica que se tenga disponible.



El tipo y la calidad de los fluidos de perforación que se utilizan en el pozo tienen un efecto importante en el rendimiento de las barrenas.

Los fluidos más comúnmente empleados son en base agua o en base aceite, los fluidos con base de aceite mejoran el rendimiento de las estructuras de corte de PDC, el de diamante natural y del TSP varía según su litología.

La economía es un factor importante a considerar para la aceptación de los diseños con barrenas de diamante considerando los análisis de costo, ya que en caso contrario se debe seleccionar barrenas tricónicas que tienen un costo muy inferior al de las barrenas de diamante.

Para un pozo direccional se deben seleccionar las características que deben tener las barrenas ya sean tricónicas o de diamante, ya que las barrenas de diamante tienen un gran alcance y mejores posibilidades de realizar una perforación horizontal ya que se tienen secciones homogéneas muy prolongadas en este tipo de pozos.

2.7 ¿Por qué es importante registrar las diferentes propiedades del fluido de perforación cuando se está perforando un pozo?

Es muy importante registrar estas propiedades y características del fluido de perforación ya que este debe cumplir con diferentes funciones y condiciones operativas principalmente al corte y rotación de la barrena, también deben evitar que la sarta de perforación se pegue en las paredes del pozo., por lo tanto debe satisfacer las siguientes funciones:

1. Transporte de recortes y derrumbes a la superficie.
2. Suspensión de partículas.
3. Control de presión.



4. Enfriamiento y lubricación.
5. Sostener las paredes del pozo.
6. Suspensión de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento.
7. Transmisión de energía hidráulica.
8. Toma de registros geofísicos.
9. Controlar la corrosión.
10. Facilitar la cementación y la terminación.

1) Transporte de recortes y derrumbes a la superficie.

Una de las principales funciones de los fluidos de perforación es el transporte de recortes y derrumbes de la formación hacia la superficie, aunque los recortes y derrumbes sean más pesados que el fluido de perforación y que también influye la fuerza de la gravedad que hace que estos caigan hacia el fondo del pozo, se debe tener la potencia para elevarlos hasta la superficie; el fluido de perforación circula por el espacio anular hacia arriba, la velocidad a la que las partículas son elevadas es la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída de éstas, si el pozo no se limpia en la forma apropiada, el material sólido se acumulará en el espacio anular, lo que causará un aumento en la torsión, el arrastre y la presión hidrostática¹²¹.

¹²¹ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.



2) Suspensión de partículas.

Cuando se es necesario suspender la circulación del fluido de perforación, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada, por lo que los recortes tenderán a caer al fondo del pozo, por lo que el fluido de perforación deberá estar preparado y acondicionado químicamente para formar una estructura de gel cuando no esté fluyendo, y además pueda recuperar la fluidez cuando se reinicie la circulación.

Si el fluido de perforación tiene baja viscosidad y gelatinosidad provocará una mala limpieza del agujero, torsión en la sarta de perforación provocada por la acumulación de recortes y la incorporación de sólidos finos al fluido de control por la falta de remoción en los recortes sobre la barrena¹²².

3) Control de presión.

Los fluidos que se encuentran en el subsuelo, como son el agua, el gas y el petróleo, se encuentran bajo una gran presión, ésta presión debe estar balanceada para evitar un flujo incontrolado de los fluidos de la formación hacia el interior del pozo, éste control se logra a través de la presión hidrostática que es directamente proporcional a la densidad y a la altura de la columna del fluido de control.

Si se tiene que la presión del agua, gas y petróleo de la formación es mayor a la presión hidrostática, causará contaminación en el fluido de control, derrumbes y problemas en la penetración de la barrena, por consiguiente provocará tiempos perdidos debido al acondicionamiento tanto del fluido de control como del propio agujero¹²³.

¹²² Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.

¹²³ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.



4) Enfriamiento y lubricación.

El fluido del control debe tener la capacidad de absorber y soportar la temperatura que aporta la formación perforada.

Todo líquido que actúa sobre una herramienta de corte transmitirá un efecto de enfriamiento. Todo fluido de perforación ejercerá un efecto de lubricación sobre las partes del movimiento como la barrena y la tubería de perforación en movimiento. La disposición de algunas partículas contenidas en el lodo, la facilidad con que se deslizan una a lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la abrasión.

Los fluidos principal mente base agua, contiene aditivos químicos especiales para mejorar las propiedades de lubricación, si por una alta viscosidad o un corto tiempo de exposición del fluido en la superficie , no se pueden liberar temperatura para enfriarlo , los aditivos químicos para integrar el fluido de control pueden degradarse causando inestabilidad entre las propiedades físico - químicas que integran el sistema del fluido de control lo que va a provocar : problema en el agujero perforado, derrumbes por alteración estructural de la formación o desequilibrio de las presiones de control, asentamiento de sólidos en suspensión del fluido, lo que causa resistencias y entrapamiento de la sarta; una falta de lubricación originará incremento en la temperatura, así como aumento en la torsión de la herramienta y tubería de perforación¹²⁴.

¹²⁴ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.



5) Sostener las paredes del pozo.

A medida que la barrena penetra en la formación, se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo a menos que ese sostén sea reemplazado por el fluido de control; cuando se perfora una formación que no está consolidada, como una arenisca, se requiere de un lodo que proporcione un enjarre delgado; Si se perfora una formación firme y consolidada, como una lutita, la densidad del lodo puede ofrecer un apoyo suficiente; pero si la formación es muy firme, como el granito o la caliza, se necesita muy poco sostén por parte del fluido de control¹²⁵.

6) Suspensión de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento.

El peso que se ejerce por las tuberías, ya sea la de perforación o la de revestimiento, pueden exceder las doscientas toneladas, lo que puede causar una gran tensión en el equipo de perforación, estas tuberías están parcialmente suspendidas por el empuje ascendente del lodo.

La presión ascendente depende de la presión ejercida por el fluido y de la sección transversal que tenga la tubería; si no se considera el efecto de flotación, cuando se maneja el peso en toneladas de la tubería, se puede provocar el hundimiento del equipo de perforación, lo que provocaría la pérdida del pozo y daños al medio ambiente¹²⁶.

¹²⁵ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.

¹²⁶ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.



7) Transmisión de energía hidráulica.

Durante el proceso de circulación, el lodo es expulsado de la barrena a una gran velocidad, ésta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la barrena sea micro fracturada y esté libre de recortes, la remoción eficiente de los recortes que se forman en la superficie de la barrena, depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir de las toberas, para perforaciones direccionales se utiliza la fuerza hidráulica de la columna del lodo para hacer girar la barrena que está conectada a un motor de fondo¹²⁷.

8) Toma de registros geofísicos.

Los fluidos de perforación son necesarios para la toma de algunos registros geofísicos como son inductivos, sónicos y radiactivos, los fluidos de control deben ser un buen conductor de la electricidad y además presentar las propiedades necesarias que sean afines con las formaciones que se estén perforando, aunque estos fluidos por lo general afectan en mayor o menor grado las características originales de las formaciones¹²⁸.

9). Controlar la corrosión.

Cuando los fluidos de la formación y otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros deberían ser usados.

Se deben realizar muestras de corrosión durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión, la aireación del lodo, formación de espumas y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo. Los inhibidores químicos deben ser utilizados correctamente, esto mantendrá la velocidad de corrosión en un nivel aceptable¹²⁹.

¹²⁷ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.

¹²⁸ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.

¹²⁹ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.



10). Facilitar la cementación y la terminación.

El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo sea casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de perforación y la colocación de filtros de grava, pueden ser afectadas por las características del fluido de perforación.

El fluido de perforación debe cumplir que las tuberías de revestimiento puedan ser introducidas y cementadas correctamente y que no dificulte las operaciones de terminación. Para ello el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera de que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas¹³⁰.

2.8 ¿Por qué es importante conocer los datos de herramientas durante la perforación?

Los datos de las herramientas que se utilizan durante la perforación son importantes para conocer todas las posibles modificaciones o adaptaciones que pudieran modificar el programa de perforación del pozo del cual se está realizando el reporte ya que las próximas operaciones a realizar en el pozo estarán diseñadas en función de los datos los datos reales registrados durante la perforación.

Es importante señalar que los diámetros que se registran en el reporte para cada herramienta nos servirán para conocer el diámetro que queda libre (DRIF) dentro de las tuberías de revestimiento para no ocasionar posibles errores como el acuñaamiento de alguna herramienta que se utilice en operaciones posteriores que puedan ocasionar una obstrucción dentro del pozo y provocar un sidetrack.

¹³⁰ Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo, Dallas Texas.



Los datos de longitud de las herramientas que se registran en el reporte de perforación nos sirven para conocer la distribución espacial dentro del pozo es decir con estos datos podemos conocer los metros que ocupa cada herramienta con la finalidad de contemplarlos en caso de que una operación futura lo requiera por ejemplo la terminación del pozo y en posibles trabajos de pesca.

Es importante registrar el número de herramientas que se están instalando en el pozo para tomar en cuenta factores como la seguridad, la estabilidad del pozo, la distribución de las herramientas en función de la profundidad y su orientación de cada herramienta.

Se tiene que registrar cualquier observación que se haya tenido al instalar la herramienta empleada, es importante para prevenir algún tipo de incidente, estas observaciones pueden referirse a un cambio de diámetro, a una posible combinación con otra herramienta, a sustituir una herramienta por otra que no estaba programada, esto es porque durante la perforación se tiene que adecuar dicha herramienta a los requerimientos del pozo.

2.9 Importancia de conocer los datos de pruebas de formación, Núcleos e intentos de disparos a la formación durante la perforación.

Es de vital importancia y registrando los datos obtenidos de las pruebas de presión en el reporte de perforación, como sabemos la máxima presión permisible a la fractura es una limitante en lo referente a control de pozos. Si ésta se rebasa cuando ocurre un brote puede ocurrir un reventón subterráneo, pudiendo alcanzar la superficie por fuera de la TR.



Referente a la toma de núcleos es importante el registro de todas las características de la operación para extraer el núcleo, aunque el muestreo de núcleos es una operación muy costosa de realizar, proporciona muy valiosa información para determinar porosidad, permeabilidad, litología, contenido de fluidos, ángulo de inclinación, edad geológica y potencial productor de la formación, por eso es vital anotar cualquier observación durante la toma de núcleos.

Para los datos de los intentos de disparos es muy importante registrar los disparos realizados durante operaciones especiales y aclarar el tipo de operación dentro del resumen diario de perforación así como los detalles. Porque estas operaciones regularmente son para corregir algún problema que surgió durante la perforación para ello se necesita esta información para actualizar los datos del programa de perforación.

2.10 ¿Por qué es importante conocer los datos hidráulicos en el pozo durante la perforación?

El registro de los datos hidráulicos es muy importante para prevenir accidentes como se verá en el capítulo 4, ya que estos datos se monitorean constantemente durante las actividades de perforación es importante conocer las fuerzas a las que se somete el equipo durante las diferentes operaciones, estos datos son necesarios también para la limpieza del pozo, muchas de las formulas que se utilizan para el cálculo de parámetros hidráulicos de la barrena como:

- ✓ Calcular la longitud de los lastra barrenas requeridos en el aparejo.
- ✓ Para control de brotes.
- ✓ Constantes de ley de potencias.
- ✓ Viscosidad promedio del espacio anular.



- ✓ La velocidad de flujo requerida para limpiar el pozo.

Por ello la importancia de registrar el

- ✓ Peso sobre la barrena.
- ✓ La presión en las bombas.
- ✓ Peso del aparejo de perforación.
- ✓ Velocidad de penetración.
- ✓ Torque.
- ✓ Mesa rotaria (RPM).

2.11 ¿Por qué es importante registrar los datos de control dentro del reporte de perforación?

Se debe anotar la fecha en la que se realizaron las pruebas de que estos fueron probados y que funcionaron de forma adecuada.

Recordemos que es importante registrar su buen funcionamiento ya que durante las operaciones normales de perforación, la presión hidrostática a una profundidad dada, ejercida por la columna de fluido de perforación dentro del pozo, debe superar la presión de los fluidos de la formación a esa misma profundidad. De esta forma se evita el flujo de los fluidos de formación (influjo, patada, o kick) dentro del pozo y los BOPs son parte fundamental para poder cerrar el pozo en caso de un influjo.

Puede ocurrir sin embargo que la presión de los fluidos de formación supere la presión hidrostática de la columna de lodo. El fluido de formación, sea agua, gas o aceite entrará dentro el pozo, y esto se conoce como patada de pozo.



Una patada de pozo se define como un influjo controlable en superficie de fluido de formación dentro del pozo. Cuando dicho flujo se torna incontrolable en superficie esta patada de pozo se convierte en un reventón.



CAPÍTULO 3

ERRORES EN EL REGISTRO DE INFORMACIÓN EN UN REPORTE DE PERFORACIÓN



3.1 Introducción.

En el capítulo 3 se verán algunos de los errores más comunes en los reportes de perforación en México.

La información que nosotros obtenemos de un reporte de perforación es muy importante para correlacionarla cuando se planea perforar nuevos pozos en la zona, los registros y muestras de núcleos durante la perforación son actividades muy costosas por lo que solo se realizan a los primeros pozos perforados en un campo, el resto de esta información se correlaciona con los datos obtenidos para los nuevos pozos programados.

Cometer un error significativo en un reporte de perforación ocasiona un mal registro en la información de varios pozos, esto causa pérdidas económicas, reparaciones al pozo que retardan el tiempo de perforación programado y pueden ocasionar accidentes de trabajo.

Es importante mencionar que cuando se va a perforar un nuevo pozo necesitamos todo tipo de información de los pozos cercanos en caso de que los haya, ya que como sabemos desconocemos con exactitud a que profundidad se encuentra el objetivo el cual se va a disparar y otros percances durante la perforación como: acuíferos, domos salinos, fracturas, fallas, zonas de alta y baja presión, etc. Toda esta información que es importante se registra en los reportes de perforación por lo que se debe evitar cometer un error durante el registro de esta.

Es por ello que el presente trabajo dedicará este capítulo a identificar los errores más comunes y sus respectivas correcciones para evitarlos durante la realización de los reportes diarios de perforación.



3.2 Errores en el registro de la información del aparejo de producción.

Uno de los errores más comunes en un reporte de perforación es cometer errores en el registro de las profundidades acumuladas de cada accesorio del aparejo de producción y en la orientación del aparejo de producción.

La orientación del aparejo de producción comienza desde el accesorio más profundo hasta la elevación de la mesa rotaria (EMR) que se considera como la profundidad 0 de referencia hasta el accesorio más profundo que es la zapata guía.

En el ejemplo que se presenta la orientación del aparejo de producción está correcto pero la longitud acumulada está mal ya que se debe de registrar la profundidad desde la elevación de la mesa rotaria hasta el tapón e ir restando la longitud del accesorio siguiente.

Esta profundidad acumula debe registrarse por intervalos de profundidad, esto es el intervalo que ocupa el cuerpo del accesorio desde el inicio hasta el final de la herramienta que quedo instalada formando parte del aparejo de producción porque en muchas operaciones cuando se tengan que bajar nuevas herramientas debemos saber cuándo se está entrando y saliendo de cada accesorio de aparejo de producción para evitar que se queden atoradas dichas herramientas.

La longitud de la herramienta siempre se reporta en “metros” al igual que la longitud acumulada, **(Ejemplo 13)**.



Lunes, 29 de Julio de 2013

ARMO TAPON EXPULSABLE 2 7/8" 8HRR + 1 TRAMO TP 2 7/8" N-80 6.5# + NIPLE "X" NO GO + 5 TRAMO TP 2 7/8" N-80 6.5# 8HRR
EMPACADOR HID P/TR 7" + 1 TRAMO TP 2 7/8" N-80 6.5# + CAMISA DE CIRCULACION CERRADA 2 7/8" 8HRR "F" +
367 TRAMOS DE TP 2 7/8" N-80 6.5# 8HRR + COMB 2 7/8" 8 HRR (P) @ 3 1/2" 8HRR (C) + (3) TRAMOS DE TP 3 1/2" N80 9.3# 8HRR CON APRIETE
APRIETE OPTIMO COMPUTARIZADO DE 2300 LB-FT T.P. 2 7/8" Y 3200 LB-FT T.P. 3 1/2", CALIBRANDO TRAMO POR TRAMO CON
CALIBRADOR 2.347" T.P. 2 7/8" Y 2.867" T.P. 3 1/2" CON SUPERVISION DE CIA. TAMSA, BAJO A 3573 M. CON VELOCIDAD CONTROLADA.
CON PERSONAL CIA CAMERON EFECTUO AJUSTE Y SENTO BOLA COLGADORA EN SU NIDO, QUEDANDO TAPON EXPULSABLE
A 3578.8 M, EMPACADOR HID. A 3522.2 M Y CAMISA DE CIRCULACION (CERRADA) A 3510.69 M, QUEDANDO CON LA SIG. DISTRIBUCION:

ACCESORIO	CANTIDAD	LONG.	LONG.ACUM.
TAPON EXPULSABLE 8HRR	1	0.18	0.18
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	1	9.48	9.66
NIPLE "X" NO GO 2.31"	1	0.37	10.03
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	5	46.57	56.60
EMPACADOR HID REC. 7", 29 #	1	2.02	58.62
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	1	9.49	68.11
CAMISA DE CIRC 2 7/8" 8HRR "F"	1	0.94	69.05
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	367	3475.49	3544.54
COMB 2 7/8" 8 HRR (P) @ 3 1/2" 8HRR (C)	1	0.47	3545.01
TP 3 1/2" N80 9.3# 8HRR	3	28.49	3573.50
BOLA COLGADORA 11" X 3 1/2" - 8 HRR	1	0.30	3573.80
EMR	1	5.00	3578.80

Ejemplo 13 accesorios de un aparato de producción en un reporte de perforación, (Tomada de Pemex, 2013).

Como podemos observar en el reporte de perforación las profundidades de los accesorios del aparato de producción no coinciden pues las profundidades que se indican en el resumen y en la tabla con sus respectivas longitudes acumuladas, se muestran en la Fig. 41.

ACCESORIO	PROFUNDIDAD DEL RESUMEN DE PERFORACIÓN. (m)	PROFUNDIDAD EN LONGITUD ACUMULADA. (m)
TAPON EXPULSABLE	3578.8	.18
EMPACADOR HID.	3522.2	58.62
CAMISA DE CIRCULACIÓN (CERRADA)	3510.69	69.05

Fig. 41 Tabla donde se muestra un error en la profundidad acumulada.



El orden de los accesorios del aparejo de producción se debe registrar de la siguiente manera.

Los accesorios de un aparejo de producción varían de acuerdo al tipo de terminación que se haya elegido, sin embargo pueden mencionarse los más importantes en cuanto se refiere a las terminaciones sencillas, entre estos accesorios podemos encontrar:

Equipo de control superficial¹³¹.

Dentro de este equipo podemos mencionar:

Las válvulas de seguridad con las cuales se obstruye la tubería de producción en algún punto de bajo del cabezal cuando los controles del cabezal han sido dañados o requieren completamente removidos.

Reguladores y estranguladores de fondo los cuales reducen la presión fluyente a la cabeza del pozo y previene el congelamiento de las líneas y controles superficiales.

Válvulas check que previenen el contra flujo en los pozos de inyección. Todo esto se puede apreciar mejor en el estado mecánico del pozo, **(Fig. 43)**.

Empacadores de producción.

Estos son clasificados generalmente como tipo permanente o recuperable. Algunas innovaciones incluyen niples de asiento o receptáculos de estos. Los empacadores deben ser corridos cuando su utilidad futura sea visualizada para que no resulte en gastos innecesarios que deriven en costosas remociones.

¹³¹ Elementos de perforación. Ingeniero José Agustín Velazco Facultad de Ingeniería UNAM.



Los empacadores sirven para varios propósitos entre los cuales podemos mencionar la protección de la tubería de revestimiento de las presiones, tanto del pozo como de las operaciones de estimulación, y sobre todo de fluidos corrosivos.

Tipos de empacadores:

- ✓ Empacadores recuperables
- ✓ Empacadores permanentes
- ✓ Empacadores de ancla
- ✓ Empacadores de agarre de pared
- ✓ Empacadores con paso de desvió
- ✓ Empacadores de cabeza de control
- ✓ Empacadores hidráulicos
- ✓ Empacadores múltiples

Anclas hidráulicas.

Son usadas en conjunto con los empacadores y son operadas hidráulicamente, una alta presión en la tubería de producción forzara las cuñas hacia afuera contra la tubería de revestimiento, proporcionando de esta forma al empacador una conexión mecánica que lo detendrá evitando cualquier movimiento entre la tubería de producción y la de revestimiento.

Tubería de producción.

Es el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento. En la tabla se encuentran las especificaciones de esta tubería, **(Fig. 42)**.



ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Medida Nominal (pg)	Diámetro exterior (pg)	Grado	Espesor (pg)	Diámetro interior (pg)	Diámetro de paso	Diámetro exterior del copie sin esfuerzo (pg)	Resistencia al colapso (lb/pg ²)	Resistencia a la presión interna (lb/pg ²)	Tensión máxima sin esfuerzo (lb)	Capacidad (ftm)	
2 3/8	2.375	H-40	0.167	2.041	1.947	2.875	5.230	4.920	30.130	2.111	
	2.375	H-40	0.190	1.995	1.901	2.875	5.890	5.600	35.960	2.019	
	2.375	J-55	0.167	2.041	1.947	2.875	7.190	6.770	41.430	2.111	
	2.375	J-55	0.190	1.995	1.901	2.875	8.100	7.700	49.450	2.019	
	2.375	C-75	0.167	2.041	1.947	2.875	9.520	9.230	56.500	2.111	
	2.375	C-75	0.190	1.995	1.901	2.875	11.040	10.500	67.430	2.019	
	2.375	C-75	0.254	1.867	1.773	2.875	14.330	14.040	96.500	1.766	
	2.375	N-80	0.167	2.041	1.947	2.875	9.980	9.840	60.260	2.111	
	2.375	N-80	0.190	1.995	1.901	2.875	11.780	11.200	71.930	2.019	
	2.375	N-80	0.254	1.867	1.773	2.875	15.280	14.970	102.990	1.766	
	2.375	P-105	0.190	1.995	1.901	2.875	15.460	14.700	94.410	2.019	
	2.375	P-105	0.254	1.867	1.773	2.875	20.060	19.650	135.160	1.766	
2 7/8	2.875	H-40	0.217	2.441	2.347	3.500	5.580	5.280	52.780	3.021	
	2.875	J-55	0.217	2.441	2.347	3.500	7.680	7.260	72.580	3.021	
	2.875	C-75	0.217	2.441	2.347	3.500	10.470	9.910	98.970	3.021	
	2.875	C-75	0.308	2.259	2.165	3.500	14.350	14.080	149.360	2.586	
	2.875	N-80	0.217	2.441	2.347	3.500	11.160	10.570	105.570	3.021	
	2.875	N-80	0.308	2.259	2.165	3.500	15.300	15.00	159.310	2.586	
	2.875	P-105	0.217	2.441	2.347	3.500	14.010	13.870	138.560	3.021	
	2.875	P-105	0.308	2.259	2.165	3.500	20.090	19.690	209.100	2.586	
	3 1/2	3.500	H-40	0.216	3.068	2.943	4.250	4.630	4.320	65.070	4.769
		3.500	H-40	0.254	2.992	2.867	4.250	5.380	5.080	79.540	4.540
		3.500	H-40	0.289	2.992	2.797	4.250	6.060	5.780	92.550	4.540
		3.500	J-55	0.216	3.068	2.943	4.250	5.970	5.940	89.470	4.769
3.500		J-55	0.254	2.992	2.867	4.250	7.400	6.990	109.370	4.540	
3.500		J-55	0.289	2.992	2.797	4.250	8.330	7.950	127.250	4.540	
3.500		C-75	0.216	3.068	2.943	4.250	7.540	8.100	122.010	4.769	
3.500		C-75	0.254	2.992	2.867	4.250	10.040	9.530	149.140	4.540	
3.500		C-75	0.289	2.992	2.797	4.250	11.360	10.840	173.530	4.540	
3.500		C-75	0.375	2.750	2.625	4.250	14.350	14.060	230.990	3.231	
3.500		N-80	0.216	3.068	2.943	4.250	7.870	8.640	130.140	4.769	
3.500		N-80	0.254	2.992	2.867	4.250	10.530	10.160	159.090	4.540	
3.500		N-80	0.289	2.992	2.797	4.250	12.120	11.555	185.100	4.540	
3.500		N-80	0.375	2.750	2.625	4.250	15.310	15.000	246.390	3.831	
3.500		P-105	0.254	2.992	2.867	4.250	13.050	13.340	208.800	4.540	
3.500		P-105	0.375	2.750	2.625	4.250	20.090	19.690	323.390	3.831	
4 1/2	4.500	H-40	0.271	3.958	3.833	5.200	4.500	4.220	104.360	7.944	
	4.500	J-55	0.271	3.958	3.833	5.200	5.720	5.800	143.500	7.944	
	4.500	C-75	0.271	3.958	3.833	5.200	7.200	7.900	195.680	7.944	
	4.500	N-80	0.271	3.958	3.833	5.200	7.500	8.430	208.730	7.944	

Fig. 42 Tipos de tuberías de producción¹³².

¹³² Elementos de perforación. Ingeniero José Agustín Velazco Facultad de Ingeniería UNAM.

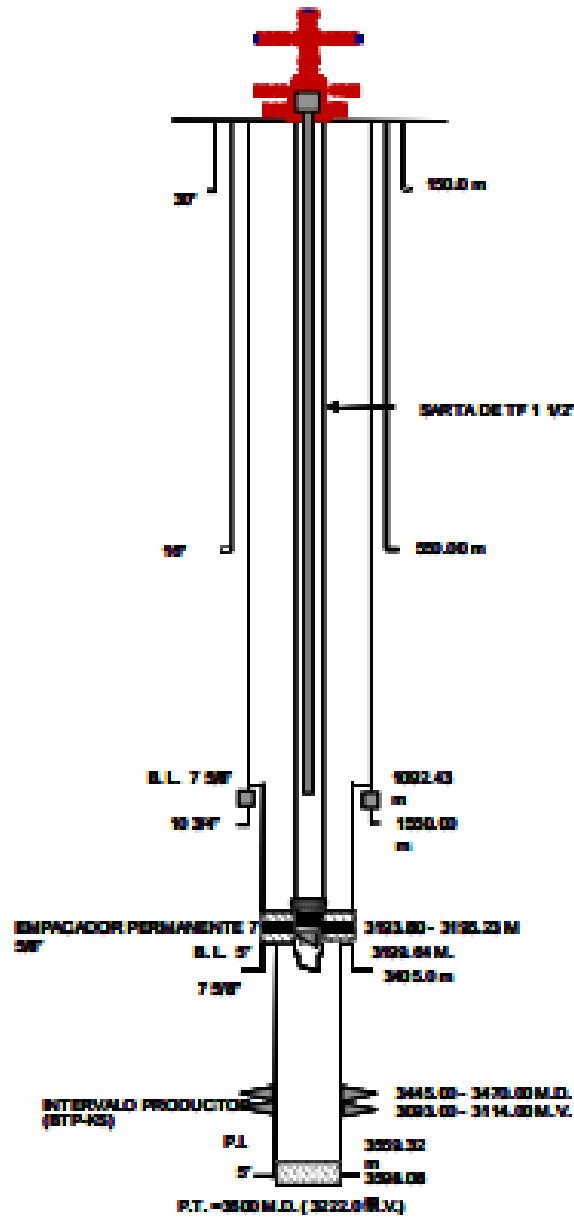


Fig.43 estado mecánico de un pozo¹³³.

¹³³ Elementos de perforación. Ingeniero José Agustín Velazco Facultad de Ingeniería UNAM.



La forma correcta en la cual se debió de registrar esta información se muestra en la **Fig. 44** y la forma en la que se había reportado en Pemex se muestra en el **Ejemplo 13.1**.

ACCESORIO	CANTIDAD	LONG.(m)	LONG. ACUMULADA (m)
TAPON EXPULSABLE 8HRR	1	.18	3578.8 A 3578.62
TP 2 7/8" N80 6.5 # 8HRR	1	9.48	3578.62 A 3569.14
NIPLE "X" NO GO 2.31°	1	.37	3569.14 A 3568.77
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	5	46.57	3568.77 A 3522.2
EMPACADOR HID REC. 7", 29#	1	2.02	3522.2 A 3520.13
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	1	9.49	3520.13 A 3510.69
CAMISA DE CIRC 2 7/8" 8 HRR "F"	1	.94	3510.69 A 3509.75
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	367	3475.49	3509.75 A 34.26
COMB 2 7/8" 8 HRR(P)@ 3 1/2" 8HRR(C)	1	.47	34.26 A 33.79
TP 3 1/2" N80 9.3# HRR	3	28.49	33.79 A 5.3
BOLA COLGADORA 11 " X 3 1/2 ".HRR	1	.30	5.3 A 5.0
EMR	1	5.00	5.0 A 0.0

Fig. 44 Tabla con la profundidad acumulada de cada accesorio corrigiendo el error del ejemplo 13.1.



ACCESORIO	CANTIDAD	LONG.	LONG.ACUM.
TAPON EXPULSABLE 8HRR	1	0.18	0.18
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	1	9.48	9.66
NIPLE "X" NO GO 2.31 °	1	0.37	10.03
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	5	46.57	56.60
EMPACADOR HID REC. 7", 29 #	1	2.02	58.62
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	1	9.49	68.11
CAMISA DE CIRC 2 7/8" 8HRR "F"	1	0.94	69.05
TP 2 7/8" N80 6.5# 8HRR	367	3475.49	3544.54
COMB 2 7/8" 8 HRR (P) @ 3 1/2" 8HRR (C)	1	0.47	3545.01
TP 3 1/2" N80 9.3# 8HRR	3	28.49	3573.50
BOLA COLGADORA 1 1/2" X 3 1/2" - 8 HRR	1	0.30	3573.80
EMR	1	5.00	3578.80

Ejemplo 13.1 Tabla completa de los accesorios de aparejo de producción con la long. Acumulada mal registrada, (Tomada de Pemex, 2013).

3.3 No registrar información importante y detallada en el reporte de perforación.

Es un error muy común, pero que puede afectar las operaciones de perforación y retrasos al no tener los datos adecuados en operaciones futuras, por ello es vital registrar con detalle todos los posibles percances que ocurren dentro de las actividades de perforación.

En el siguiente **Ejemplo 14** podemos observar que en el horario de 00:00 hrs a 14:00 hrs se reporta que se repara y se cambia el tubo lavador pero esta operación se lleva a cabo en promedio un tiempo de 2 hrs y no se reportan mas detalles de lo ocurrido por lo que el Ingeniero a cargo tiene la obligación de preguntar por qué se llevo tanto tiempo el personal en realizar esta operación y cuáles fueron los detalles del retraso.



Resumen Dia Anterior	BAJO BNA TRICONICA HASTA 900 M, CIRCULO, LEVANTO BNA TRIC HASTA SUPERFICIE, BAJ
Operación	Pozo: TUPILCO 208 T(DES)
0:00-14:00	(S) CON CIA PROSIPA REPARO Y CAMBIO TUBO LAVADOR .
14:00-17:00	(N) INSTALO Y ACONDICIONO C.S.C . .
17:00-23:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. CAMERON ALOJO TAPON DE PRUEBA Y CON CIA. PROPESA PROBO PREV ENTORES 13 5/8" 5M, PROBO PREVENTOR SUPERIOR DE ARIETES VARIABLE DE 3 1/2" A 5" CON 500 PSI EN BAJA DURANTE 5 MIN Y 4000 PSI EN ALTA DURANTE 10 MIN, SATISFACTOR IAMENTE, PREVENTOR ANULAR 13 5/8" 5M CON 2500 PSI DURANTE 15 MIN SATISFACTORIAME NTE, PROBO PREVENTOR DOBLE INFERIOR CON ARIETE CIEGO CON 500 PSI EN BAJA 5 MIN Y 4000 PSI EN ALTA DURANTE 10 MIN SATISFACTORIAMENTE PROBO LINEA DE ESTRANGULAR Y MATAR PRIMARIA CON 4000 PSI DURANTE 15 MIN SATISFACTORIAMENTE Y PROBO ENSAMBLE D E ESTRANGULACION VALVULA POR VALVULA CON 4000 PSI DURANTE 15 MIN SATISFACTORIAM ENTE .
23:00-24:00	(N) PROBO VALVULA SUPERIOR E INFERIOR DE KELLY Y TUBO LAVADOR CON 2500 PSI DURANTE 1 5 MIN SATISFACTORIAMENTE

Ejemplo 14. Reporte de perforación en donde no se registra la información completa ya que solo se registro una operación en 26 horas, (Tomado de Pemex, 2013).

En este caso la información no se registro adecuadamente por que el personal quería ocultar que tuvieron problemas con el equipo y que no contaban con un tubo lavador de repuesto en este ejemplo no se corrigió el reporte pero el personal acepto que se ocultaron estos detalles.

Es importante que el ingeniero responsable cuente con la debida experiencia para darse cuenta de que no es normal el tiempo que se está registrando en el reporte para la operación en cuestión y debe informar sobre los problemas que se presentaron.

3.4 Confundir conceptos teóricos.

Durante cualquier operación el personal al registrar la información en el reporte de perforación puede confundir conceptos teóricos ocasionando una mala interpretación de lo que realmente sucedió durante la operación.



Es importante conocer perfectamente la información que estamos registrando y en el caso de no estar seguros de cualquier concepto es mejor corroborar la información antes de cometer un error de este tipo, ya que las consecuencias pueden ir desde un retraso en las operaciones futuras a realizarse en el pozo hasta un accidente.

En el siguiente ejemplo se confunde el concepto de tensión con el de resistencia.

Para lo cual se definirán estos conceptos.

Tensión: Dentro de la industria petrolera el concepto de tensión dentro de un pozo petrolero se refiere a que existen dificultades para bajar las herramientas dentro de las tuberías, es decir que al momento de estar bajando la herramienta se atora, sí logra bajar pero se presentan obstrucciones que impiden que la herramienta libre por completo el espacio por donde se quiere circular.

Resistencia: Se dice en la industria petrolera que existe una resistencia dentro de la tubería cuando hay una obstrucción que impide por completo el paso de una herramienta.

Para ambos conceptos se tienen soluciones distintas por lo que confundir estos conceptos nos puede llevar a un retraso en la operación que vayamos a realizar.

En el siguiente **Ejemplo 15** se muestra que se registra en el reporte de perforación resistencias dentro de la tubería cuando en realidad son sobretensiones.

En el siguiente reporte podemos observar la confusión del concepto:



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS



Resumen Dia Anterior	BAJO APAREJO DE PRODUCCION HASTA 3280 MTS + INSTALO BOLA COLGADORA + LANZO
Operación	Pozo: SAN RAMON 500 D(DES)
0:00-1:00	(N) CON PERSONAL DE WIRE LINE Y PRAXAIR, INSTALO UNIDADES. .
1:00-1:30	(N) CON PERSONAL DE VETCO GRAY RCUPERO VALVULA "H". .
1:30-3:30	(N) CON PERSONAL DE UNIDAD LINEA DE ACERO BAJO CON TROLEQUELADOR DE 2 1/4" CALIBRANDO APAREJO DE PRODUCCION DE 2 7/8" Y VERIFICO PROFUNDIDAD INTERIOR HASTA 3500 MTS. RECUPERO SONDA A SUPERFICIE. . SIENDO LAS 03:30 HRS DEL DIA 05 DE NOVIEMBRE DE 2013 SE DAN POR FINALIZADAS LAS OPERACIONES DE TERMINACION DE POZO SAN RAMON 500-D SIENDO LAS 03:30 HRS DEL DIA 05 DE NOVIEMBRE SE DAN POR INICIADAS LAS OPERACIONES ADICIONALES DE TERMINACION POR PARTE DE PEMEX DEL POZO SAN RAMON 500-D CON EQUIPO EN SITIO. .
3:30-5:00	(N) CON PERSONAL DE WIRE LINE DE MEXICO BAJO CON OPERADORA OTIS DE 2.313" HASTA 3268 MTS Y ABRIO CAMISA DE CIRCULACION (5 GOLFES). Y LEVANTA OPERADORA HASTA LA SUPERFICIE. .
5:00-8:30	(N) CON PERSONAL DE PRAXAIR PROBO LINEAS CON 4000 PSI X 10 MIN. OK, DESPLAZO FLUIDO DE AGUA POR NITROGENO CON GASTO MAXIMO DE 30 M3/MIN PRESION MAXIMA 2970 PSI. PRESION DE CIERRE DE 500 PSI. VOLUMEN DE N2 OCUPADO: 6300 M3. VOLUMEN RECUPERADO DE AGUA: 52 M3.
8:30-10:30	(N) CON UNIDAD DE LINEA DE ACERO DE CIA. WIRE LINE DE MEXICO BAJO OPERADORA OTIS DE 2.313" INVERTIDA HASTA LA PROFUNDIDAD DE 2837 Y CERRO CAMISA. Y RECUPERO OPERADORA EN LA SUPERFICIE. .
10:30-11:30	(N) SE DESFOGO PRESION EN TP A 0 PSI QUEDANDO 400 PSI EN ESPACIO ANULAR. .
11:30-12:00	(N) BOMBEO 2.5 M3 DE AGUA DULCE EN INTERIOR DE TP. .
12:00-12:30	(N) CON PERSONAL DE PRAXAIR REPRESIONO INTERIOR DE TP CON 600 PSI DE N2. .
12:30-14:00	(N) CON PERSONAL DE WIRE LINE Y PRAXAIR, DESMANTELO UNIDADES. .
14:00-18:00	(N) CON PERSONAL DE SCHLUMBERGER INSTALO UNIDAD DE DISPARO PARA INTERVALOS (3303-3306, 3350-3355, 3355-3359, 3378-3382, 3390-3395 MTS)
18:00-19:00	(N) CON PERSONAL DE SLB PROBO EQUIPO DE CONTROL DE PRESION CON 4000 PSI X 15 MIN. BIEN.
19:00-24:00	(N) CON PERSONAL DE CIA SLB Y URE BAJA HERRAMIENTA DE 2 BARRAS DE 1 11/16" + TROQUELADOR 2 1/4" + SONDA DETECTOR DE COPLER Y RG. (LONG: 6.10 MTS) Y BAJO HASTA 2500 MTS. OBSERVANDO RESISTENCIAS A 1000, 2000 Y 2500 MTS. SOBRETENSIONANDO 900 LBS SOBRE LA TENSION NORMAL. SUSPENDE Y LEVANTA PARA REVISAR HTA. DE 2500 A 800 MTS. .

Ejemplo 15 Reporte de perforación el cual muestra la confusión de conceptos, (Tomado de Pemex, 2013).

Al preguntar al personal de operación para proceder a corregir las resistencias se confirma que son sobretensiones y se corrige el reporte como se muestra en el **Ejemplo 16**.



Resumen Dia Anterior	BAJO APAREJO DE PRODUCCION HASTA 3280 MTS + INSTALO BOLA COLGADORA + LANZO
Operación	Pozo: SAN RAMON 500 D(DES)
0:00-1:00	(N) CON PERSONAL DE WIRE LINE Y PRAXAIR, INSTALO UNIDADES. .
1:00-1:30	(N) CON PERSONAL DE VETCO GRAY RCUPERO VALVULA "H". .
1:30-3:30	(N) CON PERSONAL DE UNIDAD LINEA DE ACERO BAJO CON TROLEQUELADOR DE 2 1/4" CALIBRA NDO APAREJO DE PRODUCCION DE 2 7/8" Y VERIFICO PROFUNDIDAD INTERIOR HASTA 3500 MTS. RECUPERO SONDA A SUPERFICIE. . SIENDO LAS 03:30 HRS DEL DIA 05 DE NOVIEMBRE DE 2013 SE DAN POR FINALIZADAS LA S OPERACIONES DE TERMINACION DE POZO SAN RAMON 500-D SIENDO LAS 03:30 HRS DEL DIA 05 D E NOVIEMBRE SE DAN POR INICIADAS LAS OPERACIONES ADICIONALES DE TERMINACION POR PARTE DE PEMEX DEL POZO SAN RAMON 500-D CON EQUIPO EN SITIO .
3:30-5:00	(N) CON PERSONAL DE WIRE LINE DE MEXICO BAJO CON OPERADORA OTIS DE 2.313" HASTA 3268 MTS Y ABRIO CAMISA DE CIRCULACION (5 GOLPES). Y LEVANTA OPERADORA HASTA LA SUPE RFICIE. .
5:00-8:30	(N) CON PERSONAL DE PRAXAIR PROBO LINEAS CON 4000 PSI X 10 MIN. OK, DESPLAZO FLUIDO DE AGUA POR NITROGENO CON GASTO MAXIMO DE 30 M3/MIN PRESION MAXIMA 2970 PSI. PRE SION DE CIERRE DE 500 PSI. VOLUMEN DE N2 OCUPADO: 6300 M3. VOLUMEN RECUPERADO DE AGUA: 52 M3.
8:30-10:30	(N) CON UNIDAD DE LINEA DE ACERO DE CIA. WIRE LINE DE MEXICO BAJO OPERADORA OTIS DE 2.313" INVERTIDA HASTA LA PROFUNDIDAD DE 2837 Y CERRO CAMISA. Y RECUPERO OPERADO RA EN LA SUPERFICIE. .
10:30-11:30	(N) SE DESFOGO PRESION EN TP A 0 PSI QUEDANDO 400 PSI EN ESPACIO ANULAR .
11:30-12:00	(N) BOMBEO 2.5 M3 DE AGUA DULCE EN INTERIOR DE TP. .
12:00-12:30	(N) CON PERSONAL DE PRAXAIR REPRESIONO INTERIOR DE TP CON 600 PSI DE N2. .
12:30-14:00	(N) CON PERSONAL DE WIRE LINE Y PRAXAIR, DESMANTELO UNIDADES. .
14:00-18:00	(N) CON PERSONAL DE SCHLUMBERGER INSTALO UNIDAD DE DISPARO PARA INTERVALOS (3303-330 6, 3350-3355, 3355-3359, 3378-3382, 3390-3395 MTS)
18:00-19:00	(N) CON PERSONAL DE SLB PROBO EQUIPO DE CONTROL DE PRESION CON 4000 PSI X 15 MIN . BIEN.
19:00-24:00	(N) CON PERSONAL DE CIA SLB Y URE BAJA HERRAMIENTA DE 2 BARRAS DE 1 11/16" + TROQUE LADOR 2 1/4" + SONDA DETECTOR DE COPLE Y RG. (LONG: 6.10 MTS) Y BAJO HASTA 250 0 MTS. OBSERVANDO SOBRETENSIONES A 1000, 2000 Y 2500 MTS. SOBRETENSIONANDO 9 00 LBS SOBRE LA TENSION NORMAL. SUSPENDE Y LEVANTA PARA REVISAR HTA. DE 2500 A 800 MTS .

Ejemplo 16 Corrección del ejemplo 15 por parte del personal de operación, (Tomado de Pemex, 2013).

3.5 Errores al registrar los datos.

Es muy común que al momento de llenar el reporte podamos cometer un error al registrar la información sin darnos cuenta, esto puede ocasionar confusiones y una mala información cuando se están requiriendo estos datos por lo que si el ingeniero no cuenta con la suficiente experiencia para darse cuenta el error puede ser considerable.

En el siguiente reporte podemos observar que la profundidad a la que se calibra el aparejo de producción es de 2803 m de profundidad pero el extremo del aparejo se encuentra a 1878 m de profundidad por lo que se está calibrando el aparejo casi 1000 m por debajo del extremo del aparejo como podemos observar a continuación, (**Ejemplo 17**).



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS



Resumen Dia Anterior	
Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-1:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. HLB. INSTALO U.R.E. Y ARMO POLEAS PARA TOMA DE REGISTRO DE CORELACION.
1:00-5:00	(N) BAJÓ SONDA DE REGISTRO DE CORELACIÓN (GAMMA REY-CCL) HASTA 1820 M, REGISTRO EL INTERVALO DE 1500 MA 1820 M, LEVANTÓ SONDA HASTA SUPERFICIE.
5:00-6:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. HLB. ELIMILÓ U.R.E, POLEAS Y SONDA DE REGISTRO .
6:00-6:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. HLB. EFECTUÓ AJUSTE EN LA PROFUNDIDAD DE LAS PISTOLAS SEGÚN REGISTRO DE CORRELACIÓN (2 90.M.)
6:30-7:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. CAMERON INSTALÓ BOLA COLGADORA 11" 5M Y SENTO MISMA EN SU NIDO DEJANDO EXTREMO DEL APAREJO A 1878 M.
7:30-8:00	(N) EFECTUA SIMULACRO DE BROTE CON HOMBRE CAIDO TIEMPO DE RESPUESTA DE 30 SEG AL CIE RRE Y 2.5 MIN AL PUNTO DE REUNION
8:00-8:30	(N) EFECTUA PLATICA DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN PARA ANCLAR EMPACADOR HDCO .
8:30-9:30	(N) INSTALA UNIDAD DE ALTA DE CIA TP MEXICANA. .
9:30-10:00	(N) REALIZA PRUEBA DE LINEAS CON 4000 PSI X 15 MIN .
10:00-10:30	(N) CIA. WEATHERFORD ANCLÓ EMPACADOR HDCO. RECUPERABLE CON 2800 PSI X 5 MIN. SATISFACTORIAMENTE
10:30-11:00	(N) EFECTUA PRUEBA MECANICA TENSIONANDO SARTA CON 5000 LBS POR ARRIBA DEL PESO DE LA SARTA 83 KLBS
11:00-12:00	(N) CIA. CAMERON COLOCÓ BOLA COLGADORA EN SU NIDO E INSTALÓ YUGOS. .
12:00-12:30	(N) CIA. CAMERON COLOCÓ VALVULA "H" .
12:30-15:00	(N) ELIMINÓ LINEA DE FLOTE, CHAROLA ECOLOGICA, CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL Y BOP'S SIN TERMINAR.
15:00-16:00	(N) PERSONAL DE CIA. CAMERON INSTALÓ MEDIO ARBOL 11" 5M. Y CON APOYO DE PERSONAL DE CIA. WEATHERFORD CON LLAVE HYTORC APRETÓ TORNILLERIA DEL MEDIO ÁRBOL DE PRODUCCIÓN. .
16:00-17:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. CAMERON PROBÓ ANILLO RX-54 Y SELLOS DEL COLGADOR CON 4000 PSI POR 15 MIN. RECUPERÓ LA VALVULA TIPO "H"
17:00-17:30	(N) CON CIA. WEATHERFORD PROBÓ VÁLVULAS DEL MEDIO ÁRBOL DE 11" X 2 9/16" X 2 1/16 5M VALVULA X VALVULA. CON 500/4000 PSI. X 5/10 MIN. BIEN
17:30-18:00	(N) EFECTUA PLATICA DE SEGURIDAD CIA WEATHERFORD WDI Y LINEA DE ACERO PARA CALIBRAR APAREJO Y ABRIR CAMISA DE CIRCULACIÓN
18:00-19:00	(N) INSTALÓ U.L.A., LUBRICADOR Y POLEAS. .
19:00-20:30	(N) CALIBRÓ APAREJO DE PRODUCCIÓN A 2803 M. CON LINEA DE ACERO Y CALIBRADOR TIPO PARAFINA DE 2 1/4" LEVANTA HERRAMIENTA A SUPERFICIE

Ejemplo 17 Reporte de perforación en el cual se presenta un error al registrar los datos, (Tomado de Pemex, 2013)



CAPÍTULO 4

REPORTES DE PERFORACIÓN EN OTROS PAISES



4.1 Introducción.

Los reportes diarios de perforación son realizados por todas las compañías del sector petrolero en los diferentes países en los que se opera.

Por lo que, en este capítulo conoceremos algunos formatos de reportes de perforación de otros países, dónde observaremos que cada país tiene sus propios vocablos y/o términos sin embargo por las unidades o el contexto en el que se encuentran nos ayudará a identificar exactamente a lo que están refiriéndose.

El Capítulo IV pretende dar a conocer algunos reportes de diferentes empresas en diferentes países, es importante mencionar que sin importar la compañía o el país los datos que se registran en un reporte son los mismos por lo que el enfoque del Capítulo IV consistirá en conocer los datos que se registran durante la cementación de TR`S y los parámetros de perforación que se monitorean constantemente, saber por qué se registran específicamente estos datos y las consecuencias que pueden traer al no realizar de manera correcta la operación o un cambio fuera de lo normal en los parámetros.



4.2 Cementaciones¹³⁴.

La cementación es la operación efectuada en un pozo petrolero donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero o revestidores anteriores con el fin de cumplir con los siguientes objetivos, (los cuales se muestran en la **Fig. 45**):

- ✓ Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- ✓ Proveer soporte a la tubería de revestimiento dentro del pozo.
- ✓ Proteger al revestidor del proceso de corrosión.
- ✓ Proteger el hoyo de un posible derrumbe.
- ✓ Formar un sello entre la T.R. y la formación.

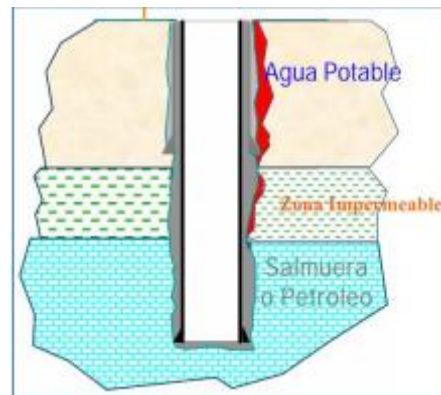


Fig.45 Ejemplo de una cementación¹³⁵.

¹³⁴ Ingeniería de cementaciones. Group CEDIP. 2009.

¹³⁵ Ingeniería de cementaciones. Group CEDIP. 2009



En general, las cementaciones se clasifican en tres principales tipos:

- ✓ Cementación primaria.
Operación para fijar las diferentes tuberías de revestimiento que han sido colocadas en el pozo.
- ✓ Cementación forzada.
Corrección de una cementación primaria.
- ✓ Tapones de cemento.
Se usan en operaciones para cubrir el agujero con cemento, generalmente para su abandono.

4.3 Los datos más importantes que se registran durante la cementación.

- ✓ Presiones de circulación
- ✓ Volumen de fluidos de perforación.
- ✓ Volumen de la lechada.
- ✓ Presión final de desplazamiento.
- ✓ Presión máxima alcanzada.
- ✓ Volumen de retorno.



4.4 Ejemplos de cómo se registran los datos de una cementación dentro de un reporte de perforación.

Ejemplo 1.1, (Fig. 46, Ejemplo 18, Ejemplo 18.1, Fig. 47).

PAIS	ARABIA SAUDITA
CIA	SAUDI ARAMCO
POZO	HWYH-1067
FECHA	25/11/2014

Fig. 46 Datos del reporte de perforación del ejemplo 18.

Daily Onshore (LSTK) Drilling Report (0500-0500) Saudi Aramco Date: Tuesday 11/25/2014		Rig: ADC-42L Well: HWYH-1067	Charge #: (66-13053-1067) Wellbores: (D) HWYH_1067_0	Operation: NEW WELL Well Type: PRODUCER (PROD) BI: (60) DEVELOPMENT DRILLING AND WORKOVERS Objective: VERTICAL DRILL HWYH-1067 ACROSS KHUFF-C RESERVOIR AND PRE-KHUFF RESERVOIRS AS SECONDARY TARGETS	Foreman(s): ALWAN, MAYTHAM, MERZA/ Engineer: ALI, TARAB, HAFIZ/ Superintendent: ROOLEY, JAMES, IAN	THURAYA: 008821677711726 RIG FORMAN VSAT: 880-6666 RIG FORMAN VSAT: 880-6667 OTHER VSAT: IPM 880-6662 CONTRACTOR/CLERK VSAT: AD-42 880-6665
Last 24 hr operations CIRC, CEMENT FIRST STAGE, WOC		Next 24 hr plan WOC, SET CSG SLIPS, PERFORM SECOND STAGE CEMENT, N/D BOP, N/U TUBING SPOOL, N/U BOP & PT TEST SAME				
Depth: 12199	Lost Hrs: 3.5	Footage Hrs: 0	Non Footage Hrs: 24	30 PPM H2S RER (M): 1307	100 PPM H2S RER (M): 465	Location: 190 KM F/ DHAHRAN MAIN GATE, 4.8 KMS EAST F/ HWYH MADINA
Prev. Depth: 12199	Last Csg Size: 9 5/8	MD: 12196	TVD: 12196	Liner Size: 1307	TOL: 465	Circ %: 100
Footage: 0	Total Lost Time Hours: 14.50 for the well Total UPRA Time Hours: 0.0 for the well			Compl.: Hrs: 00.00	RDP: Feet/Hrs: 84	Target Days: 84
	Hrs: 09.00	01.50	02.00	02.00		Formation tops: MNJR 9574 28' HIGH JILH 9916 49' HIGH MRRT 9245 PROGRAM JLDM 10163 8' HIGH BJDM 10292 31' HIGH SUDR 11381 30' HIGH SDDM 11684 13' LOW KHFF 12035 30' HIGH KFAC 12070 29' HIGH KFBC 12194 22' HIGH
	Lateral: 0	0	0	0		
	Phase: 12	16	28	34		

Ejemplo 18 Datos generales de un reporte de perforación de Arabia Saudita, (Tomado de Saudi Aramco, 2014).



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS



(From - To)	Hrs	Lateral	Phase	Cat.	Major OP	Action	Object	Resp. Co	Hole depth		Event depth		LT TYPE	LT ID	Summary of Operations
									Start	End	Start	End			
0500 - 0530	00.50	0	12	N	CSG	CIRC	MPMP	RIG	12199	12199					CONT CIRCULATION WHILE RECIPROCATING STRING HP ISM FLUSH & PT DOWELL LINES TO 5000 PSI OK
0530 - 0600	00.50	0	12	N	CSG	CMC	CSG	SCM	12199	12199					SWITCH TO RIG & WHILE PUMP 200 BBLS 102 PCF THIN MUD, TWO COMPRESSOR BROKE DOWN, CONTD PUMPING W/NORMAL MUD & WAITED ON DOWEL COMPRESSOR
0600 - 0930	03.50	0	12	N	CSG	CIRC	MPMP	RIG	12199	12199			TF	486497	RIG PUMP 350 BBLS 102 PCF THIN MUD + 100 BBLS 112 PCF DOWELL SPACER, WHILE BATCH MIX 224 BBLS 125 PCF BLENDED CMT.
0930 - 1100	01.50	0	12	N	CSG	CMC	CSG	SCM	12199	12199					PERFORM FIRST STAGE CMT:- DOWELL PUMP 224 BBL OF 125 PCF SLURRY (918 SX) CLASS "G" CEMENT (35% BWOC D066 + 1% BWOC D176 + 0.035 GPS D175 + 1.5 GPS D600G + 0.008 GPS D080 + 0.1 GPS D135 + 0.08 GPS D801+ 0.3 % BWOC D028) DROP DISPLACEMENT PLUG, DOWELL PUMP 5 BBL CEMENT + 10 BBL WATER, DOWELL PUMP 90 BBL 102 PCF MUD ,RIG PUMP 10 BBL SPACER, DROP DV OPENING PLUG, DISPLACE WITH 20 BBL SPACER + 705 BBL 102 PCF MUD, FINAL DISPLACEMENT PRESSURE 750 PSI, BUMP PLUG WITH 200 PSI OVER TO 950 PSI HOLD PRESSURE FOR 5 MIN, OK, INFLATED DV @ 2000 PSI, SET DV SLIPS & PIU 80 KLB TO CONFIRM :OK, OPEN PORTS WITH 2800 PSI.
1100 - 1400	03.00	0	12	N	CSG	CMC	CSG	SCM	12199	12199					CIRCULATE BTM-UP @ 8 BPM, RECOVERED ON SURFACE 30 BBLS SPACER + 50 BBLS GOOD CMT
1400 - 1630	02.50	0	12	N	CSG	CIRC	MPMP	RIG	12199	12199					WOC AS PER UCA CHART (15:00 HRS) WHILE CIRC @ 3 BPM ...INC@RT * HELD H2S DRILL GOOD RESPONSE FROM EVERYBODY
1630 - 0500	12.50	0	12	N	CSG	WOC	CSG	SCM	12199	12199					

Ejemplo 18.1 Continuación del reporte de perforación del ejemplo 18 donde se muestran los datos de una cementación, (Modificado de Saudi Aramco, 2014).

Volumen de fluidos de perforación	350 bls
Volumen de la lechada	Se mezclaron 224 bls de lechada de cemento tipo G
Presión final de desplazamiento	750 psi
Presión máxima alcanzada	2000 psi
Volumen en superficie	30 bls de cemento

Fig. 47 Datos de una cementación registrados en el ejemplo 18.1.

Ejemplo 2.1, (Fig. 48, Ejemplo 19, Ejemplo 19.1, Fig. 49).

PAIS	ARGENTINA
CIA	REPSOL
POZO	OH-POZO-ORIGINAL
FECHA	10/12/2014

Fig.48 Datos del reporte de perforación del ejemplo 19.



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS



Repsol YPF								
Parte Diario de Perforación (API)								
Datos Generales								
NOMBRE LEGAL YPF.Nq.LLL-1143(d)	Nº DE ST OH-POZO_ORIGINAL	EVEN TO PERFORACION ORIGINAL	PROGRESO 0.00	PFD (m) 2,045.00	PfV (m) 2,024.55	DIAS P. 7.1	PARTE Nº 14	FECHA 10/12/2014
CONTRATISTA PETREVEN UTE	Nº (TIPO) 204(DRILLMECH - HH220)	YAC. LOMA LA LATA	AREA LOMA CAMPANA		PROVINCIA NEUQUEN			
JEFE DE EQUIPO ZWONKO GABRIEL	SUPERVISOR EDUARDO BRITO RONDON		FORMACION QUINTUCO		LITOLOGIA Arenisca Calcárea			
DATOS CAÑERÍA								
DIAMETRO (in)	PROF. ZAPATO (m)							
9.625	9.60							

Ejemplo 19 Datos generales de un reporte de perforación de Argentina, (Tomado de Repsol, 2014).

03:30	04:15	0.75	05	P	04	01X	B	PERSONAL DE CIA. SLB CEMENTACIONES CONECTA CABEZA DE CEMENTACION Y LINEAS
04:15	04:30	0.25	05	P	04	37A	C	REALIZO REUNION PREOPERATIVA Y DE SEGURIDAD PARA LA CEMENTACION DE LA CAÑERÍA DE 7".
04:30	04:45	0.25	05	P	04	15G	B	CIA. SLB CEMENTACIONES REALIZO PRUEBA DE LINEAS CON 1000 PSI Y 4200 PSI.
04:45	05:45	1.00	05	P	04	12A	B	CIA SLB CEMENTACIONES BOMBEO 42 BLS. DE MUSPUSH DE 11.50 PPG + 124 BLS. DE LECHADA DE RELLENO DE 12.50 PPG. + 42 BLS. DE LECHADA PRINCIPAL DE 15.8 PPG. A 4 BPM.
05:45	07:30	1.75	05	P	04	12A	B	LIBERO TAPON DE DESPLAZAMIENTO SOLIDO Y DESPLAZO CEMENTO CON 256 BLS. DE LODO DE E.I. DE 1190 GR/LT. A 6-4 Y 2 BPM. HASTA ACOPLAR TAPON. PFINAL: 1540 PSI. PRESION DE ACOPLA 2000 PSI. DESFOGO PRESION A UNIDAD DE ALTA RETORNANDO 2 BLS. EQUIPO DE FLOTACION BIEN. DURANTE LA CEMENTACION OBSERVO BUENA CIRCULACION.
07:30	09:00	1.50	05	P	04	01X	B	CIA. SLB DESMONTA CABEZA DE CEMENTACION Y LAVA LINEAS. RETIRA UNIDADES DE CEMENTACION

Ejemplo 19.1 Continuación del reporte de perforación del ejemplo 19 donde se muestran los datos de una cementación, (Modificado de Repsol, 2014).



Volumen de la lechada	124 bls
Presión final	1540 psi
Presión de acople	2000 psi
Volumen de retorno	2bls

Fig. 49 Datos de una cementación registrados en el ejemplo 19.1.

Ejemplo 3.1, (Fig. 50, Ejemplo 20, Ejemplo 20.1, Fig. 51).

PAIS	MÉXICO
CIA	HALLIBURTON
POZO	BRILLANTE 20
FECHA	21/09/2013

Fig. 50 Datos del reporte de perforación del ejemplo 20.

Cia: WEATHERFORD DE MEXICO 08/10/2014 9:43:12 Page 22 of 34

PEMEX EXPLORACION PRODUCCION		DIVISION SUR U. O. DELTA DEL TONALA							
REPORTE DIARIO DE OPERACIONES				21/09/2013	Proyecto PIN-PTE	ACTIVO DE PRODUCCION CINCO PRESIDENTES			
Equipo: 733		Pozo: BRILLANTE 20 (DES)		Conductor		Esp. 9.00	Actividad: PER	Inicio: 16/09/2013	
Objetivo:		Prof. Prog. 1971/ 1754.38		Dias Prog: 29		T. Agua:		Prox. Mov: BRILLANTE 21	
Profund	Desarr.	Vertical	Barrenas	Actual	Anterior	Herramienta	Cant.	Long.	Obs.
00:00	384	383	Marca						
24:00	700	698	Serie						
05:00	700	698	Diametro						
Ava/Ind	318/135.48		Tipo						
Ult.Cont			Toberas						
Prox.Co									
Litologi			m /hr op						
			Prom x m						
			3 Ult. Mts.						
			Costo x m						
			Amp. Inic.						
			Des. IADC						
Ult. TR	9 5/8	700-	Nucleos R	Int. Prog	Int. Disp	Ult. Reg.			

Ejemplo 20 Datos generales de un reporte de perforación de México, (Tomado de Pemex, 2013).



0:00-0:30	(N) EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y PRE-OPERATIVA CON TODO EL PERSONAL EN SITIO: TEMA C EMENTACION DE T.R. 9 5/8" 36 LBS-PIE J-55 BCN.
0:30-2:30	(N) CON PERSONAL Y EQUIPO DE CIA. "HALLIBURTON" EFECTUO CEMENTACION DE T.R. 9 5/8" 3 6# J-55 BCN A 700 M. PROBO LINEAS SUPERFICIALES CON 3000 PSI, POR 10 MIN. SATISF ACTORIAMENTE. BOMBEÓ 15 BLS. DE BACHE LAVADOR MUD FLUSH III DE 1.02 GR/CC, Q = 8 .0 BPM, PB= 50-400 PSI, CON 3000 PSI, POR 10 MIN. SATISFATORIAMENTE. BOMBEÓ 15 BLS. DE BACHE LAVADOR MUD FLUSH III DE 1.02 GR/CC, Q = 8.0 BPM, PB= 50-400 PSI, BOMBEO 20 BLS DE BACHE ESPACIADOR TUNED SPACER III DE 1.35 GR/CC. Q = 8 BPM, PB= 300-500 PSI, SOLTÓ TAPON DE BARRIDO, MEZCLÓ 126 BLS. DE LECHADA DE LLENADO DE 1. 60 GR/CC, BOMBEÓ LECHADA A Q = 5.0 BPM, PB = 50-250 PSI. MEZCLÓ 58 BLS. DE LECHADA DE AMARRE DE 1.90 GR/CC, BOMBEÓ LECHADA A Q = 4.0 BPM, PB=50-450 PSI. SOLTÓ TAPON DE DESPLAZAMIENTO Y DESPLAZÓ MISMO CON 160 BLS, DE LODO E.I. DE 1.22 GR/CC BOMBEÓ LECHADA A Q = 4.0 BPM, PB=50-450 PSI. SOLTÓ TAPON DE DESPLAZAMIENTO Y DES PLAZÓ MISMO CON 160 BLS, DE LODO E.I. DE 1.22 GR/CC Q = 8.0 - 4.0 BPM, PB=50-750 PSI, + 14 BLS DE AGUA FRESCA DE 1.00 GR/CC, Q = 2.0 BPM, P FINAL BOMBEO = 550 PS I, ACOPLÓ TAPON CON 1100 PSI, SALIDA DE 6 BLS DE CEMENTO A SUPERFICIE.
2:30-3:30	(N) PERSONAL DE CIA. HALLIBURTON DESMANTELO LINEAS DE 2" Y UNIDADES DE CEMENTACION. .

Ejemplo 20.1 Continuación del reporte de perforación del ejemplo 20 donde se muestran los datos de una cementación, (Modificado de Pemex, 2013).

Volumen de la lechada	126 bls
Presión final de bombeo	550 psi
Presión de acople	1100 psi
Volumen de retorno	6 bls

Fig. 51 Datos de una cementación registrados en el ejemplo 20.1.

4.5 Importancia de registrar los datos de una cementación durante la perforación.

Como hemos visto en los tres ejemplos los datos que se reportan durante una cementación son los mis mismos ya que estos nos pueden advertir de problemas durante la operación, sí está fue exitosa o podría ser defectuosa por lo que, es importante conocer las consecuencias de una mala cementación que estos.



Datos durante la operación pueden ser indicativos por eso es necesario registrar la presión manométrica en superficie, esta nos sirve como un indicador para interpretar que es lo que está pasando en el fondo del pozo además con los gastos podemos saber las condiciones de flujo, si estamos en flujo laminar o turbulento, pero en las operaciones de cementación en formaciones de bajo gradiente, de poro generalmente no se tiene retorno de fluidos y por lo tanto la presión que se observa en la superficie es la atmosférica, entonces no sabemos nada de lo que ocurre en el fondo del pozo, de aquí es la gran importancia que previo a la cementación se realice este análisis de presiones en el sistema con el fin de garantizar el éxito de la operación.

4.6 Parámetros que se registran durante la perforación.

Es muy importante ir registrando estos datos con frecuencia ya que nos pueden advertir un descontrol en el pozo, una falla en las herramientas o zonas de presiones anormales que pueden causar problemas durante la perforación los datos más los parámetros más relevantes son:

- ✓ Peso sobre la barrena (WOB)
- ✓ Rotaria
- ✓ Presión en las bombas
- ✓ Torque
- ✓ Peso en la sarta
- ✓ Velocidad de penetración (ROB)




4.7 Ejemplos del registro de parámetros dentro de un reporte de perforación.

Ejemplo 1.2, (Fig. 52, Ejemplo 22, Fig. 53).


PAIS	ARABIA SAUDITA
CIA	SCHLUMBERGER
POZO	HWYH-1067
FECHA	28/11/2014

Fig.52 Datos del reporte de perforación del ejemplo 21



Daily Operations Report (DOR)

28-Nov-2014



Well Name HWYH-1067		Field Name Hawiyah (HWYH)				
Rig AD-42		RT Elev. 1,026.00				
Obj: Pre-Khuff		GL Elev. 991.00				
General		Drilling Parameters		Position	Name	Phone
Rig Name	AD-42	Avg. WOB (1000 lbf)	25	Day Sup.	John D'Souza	013-3318498
Latitude	24.812183	Avg. ROP (ft/h)	35	Night Sup.	Ahmed Attia	013-3318498
Longitude	49.225591	Avg. RPM (RPM)	80	Well Sup.	Anil Mathur	+966 55 200 8479
MD at 05:00 (ft)	13,260.00	Torque (1000 ft.lbf)	14	Well Engineer		
Drilled Length (ft)	795.00	Stand Pipe Press. (psi)	3,400	Client Witness		
Target Depth (ft)	14,576	Pickup Weight (1000 lbf)	399	Client Geologist		
Spud Date	15-Oct-2014	Slackoff Weight (1000 lbf)	370	Rig Manager	Julian Arghir	
Planned Days	70	Rotating Weight (1000 lbf)	381	Safety Coord.		
Day	45	Total Drilling Time (h)	23.50			
		Circulating Press. (psi)				

Ejemplo 22 Reporte de perforación donde se muestran los parámetros de perforación de la compañía Schlumberger, (Modificada de Schlumberger, 2014).



Peso sobre la barrena (WOB)	25 lbf
Rotaria	80 rpm
Presión en las bombas	-
Torque	14 lb ft
Peso en la sarta	399 lb
Velocidad de penetración (ROB)	35 ft/h

Fig. 53 Parámetros de perforación del ejemplo 22.

Ejemplo 2.2, (Fig. 54, Ejemplo 23, Ejemplo 23.1, Fig. 55).

PAIS	ARGENTINA
CIA	REPSOL
POZO	OH-POZO-ORIGINAL
FECHA	04/12/2014

Fig.54 Datos del reporte de perforación del ejemplo 21

Repsol YPF								
Parte Diario de Perforación (API)								
Datos Generales								
NOMBRE LEGAL YPF.Nq.LLL-1146(d)	N° DE ST OH-POZO_ORIGINAL	EVENTO PERFORACION ORIGINAL	PROGRESO 187.00	PfD (m) 2,622.00	PfV (m) 2,734.00	DIAS P. 17.5	PARTE N° 24	FECHA 04/12/2014
CONTRATISTA PETREVEN UTE	N° (TIPO) 203(DRILLMECH - HH220)	YAC. LOMA LA LATA	AREA LOMA CAMPANA	PROVINCIA NEUQUEN				
JEFE DE EQUIPO ABARZUA JAVIER	SUPERVISOR EDGAR CABRERA		FORMACION VACA MUERTA	LITOLOGIA Lutita				

Ejemplo 23.1 Datos generales del reporte de perforación de la compañía Repsol, (Tomada de Repsol, 2014).



SUMARIO DE OPERACIONES								
DESDE	HASTA	HORAS	FASE	CLASE TIEMPO	ACTIVIDAD	OPERACION	TARIFA	DETALLE DE MANIOBRAS
00:00	08:00	8.00	08	P	02	02C	A	PERFORA SECCION DE AISLACION CON TREPANO DE 6 1/8" ALINEADO A SISTEMA UBD @ 2688 MTS.
08:00	08:15	0.25	08	P	02	37A	C	REUNION DE INICIO DE TURNO
08:15	20:00	11.75	08	P	02	02C	A	PERFORA SECCION DE AISLACION CON TREPANO DE 6 1/8" ALINEADO A SISTEMA UBD @ 2782 MTS. PARAMETROS: WOB: 7-9 TON, HS DE ROTACION: 75.25 HS, ROP: 9.6 MTS/HRA, RPM: 100 , TORQUE: 7500 LBS/FT, GPM: 171, PRESION DIRECTA: 2280 PSI, PRESION ANULAR: 310 PSI, CHOKE: 50 % ABIERTO, DENS. ENTRADA: 1560 GR/LT, DENS. SALIDA: 1550 GR/LT, PRESION CIERRE: 1510 PSI, QUEMA +/- 2.5 MTS DE GAS DURANTE LA PERFORACION, QUEMA GAS DE CONEXION, NIVELES DE PILETAS ESTABLES.

Ejemplo 23.1 Reporte de perforación donde se muestran los parámetros de perforación de la compañía Repsol, (Modificada de Repsol, 2014).

Peso sobre la barrena (WOB)	6-7 Ton
Rotaria	100 rpm
Presión en las bombas	2280 psi
Torque	7500 lb ft
Peso en la sarta	-
Velocidad de penetración (ROB)	9.6 m/h

Fig. 55 Parámetros de perforación del ejemplo 23.1.

Ejemplo 3.2, (Fig. 56, Ejemplo 24, Fig.57).

PAIS	MÉXICO
CIA	WEATHERFORD
POZO	BRILLANTE 20
FECHA	17/09/2013

Fig.56 Datos del reporte de perforación del ejemplo 24



ESTRUCTURA E IMPORTANCIA DE LOS REPORTES DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS



REPORTE DIARIO DE OPERACIONES											
Equipo: 733 Pozo: BRILLANTE 20 (DES)					17/09/2013 Proyecto PIN-PTE		ACTIVO DE PRODUCCION CINCO PRESIDENTES				
Objetivo:			Prof. Prog. 1971/ 1754.38Dias Prog: 29		Conductor		Esp. 9.00	Actividad: PER	Inicio: 16/09/2013		
					T. Agua:		Prox. Mov: BRILLANTE 21				
Profund	Desarr.	Vertical	Barrenas	Actual	Anterior	Herramienta	Cant.	Long.	Obs.		
00:00	9	9	Marca			T. PESADA 4" TAC-110 42 LB/PIE	12	112.24	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
24:00	384	383	Serie	211597		COMBINACIÓN (R.DIF.) (CP) 6 3/4"	1	.29	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
05:00	384	383	Diametro	12 1/4-12 1/4		LASTRABARRENA HELICOIDAL 6	4	37.37	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
Aval/Ind	375/329.14		Tipo			COMBINACION (R.DIF) (CP) 8" A	1	.83	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
Ult.Cont			Toberas	12-12-12-12		LASTRABARRENA HELICOIDAL 8"	1	9.47	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
Prox.Co				12-12-12-12		MWD 8"	1	9.35	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
Litologi			m /hr op	354/ 7:00		HERRAMIENTA DE NAVEGACION	1	1.31	PERFORAR CON BNA DE 12 1/		
			Prom x m	1.19							
			3 Ult. Mts.	1-1-1							
			Costo x m								
			Amp. Inic.								
			Des. IADC								
Ult. TR			Nucleos R	Int. Prog	Int. Disp	Ult. Reg.					
Prox.T						Desv'n	PID/Prof	Desp. Ho	Prof. Vert	Ang.	Rumbo
B.L						Prog-->	0 / 1971	284	1754.38	35° 59'	NW 20° 22'
Emp.						Real-->	1955	688.94	1733.79	35° 7'	NW 21°41'
C2							1926	672.31	1710.08	35° 15'	NW 21°45'
							1897	655.64	1686.42	35° 22'	NW 21°44'
Lodo POLIMERICO INHIBIDO						Pruebas de Formacion			Materiales		
Dens: 1.18 Visc: 50 Temp °C: 49 %Arena: 0 Filtrado: 3.2 Calcio: 0 Enjarre: 1						Prub.Gote			Kg/cm2 a		
Alc: 0 Gel 0: 8 Gel 10: 14 Cloruros: 0 PH: 10 %Solidos: 8 %Aceite: 0 %Agua: 92 VA: 26.5 VP: 11 YP: 31 Emul: R.A.A: MBT: 28.5						Grad.Form			Kg/cm2/m		
						Grad.Frac			Kg/cm2/m		
						Dens.Eq.C			Kg/cm2/m		
						Pres.Red: Kg/cm2			con: Epm		
						Sim. Control Brotes					
						KOO MEY					
						Hules TP: 0 Fren/Corona: Val. Sup: Val.Inf: Val. Pie:					
P. S-Bna	2/4	Tons	Camisas B-1		Epm						
Rotaria	166/166	RPM	Camisas B-2		Epm						
P. Bomba		Kg/cm2	Gasto	0	GPM						
Torque	180/180	Amps	V. Anular		PPM						
Peso Sart	40/41/39	Tons	BOPS								

Ejemplo 24 Reporte de perforación donde se muestran los parámetros de perforación de Pemex, (Modificada de Pemex, 2013).

Peso sobre la barrena (WOB)	2-4 Ton
Rotaria	166/166 rpm
Presión en las bombas	-
Torque	180/180 Amps
Peso en la sarta	40/41/49 Ton
Velocidad de penetración (ROB)	-

Fig. 57 Parámetros de perforación del ejemplo 24.



4.8 Importancia de registrar los parámetros de perforación durante la perforación.

- ✓ El peso sobre la sarta, debe permanecer constante mientras estamos perforando, si este disminuye abruptamente puede que una de las herramientas de la sarta de perforación se haya desprendido y ocasionado un pescado.
- ✓ La velocidad de penetración (ROP) es importante ya que si aumenta puede que nos indique una zona de cavernas en la formación o que estamos perforando una zona más blanda, si disminuye puede que nos indique una zona de presiones anormales como domos salinos o zonas muy consolidadas.
- ✓ La presión en las bombas es importante ya que si esta disminuye nos puede indicar la pérdida de fluido de perforación, este podría estarse infiltrando dentro de la formación y alterando la permeabilidad de la vecindad del pozo.
- ✓ El peso sobre la barrena; el cambio abrupto nos indica la probable presencia de cavernas/ fallas o cambios de formación.
- ✓ Las exigencias del peso de la barrena o WOB dependen del tipo y dureza de la formación. Cuando aumenta la fuerza compresiva de la formación, es importante aumentar el peso aplicado sobre la barrena y bajar la tasa de rotación.
- ✓ El WOB no debe ser aumentado más de lo que recomiendan las hojas técnicas de las barrenas, ya que esto podría cambiar el punto neutro y generar alguna rotura en algún componente de la sarta o en una aleta o cono y causar la formación de chatarra en el fondo del pozo.
- ✓ Si la formación es altamente abrasiva, es necesario mantener o reducir ligeramente el WOB y bajar las RPM, ya que esto incrementará el desgaste de los dientes de la barrena.



- ✓ El WOB generalmente deberá aumentar en la medida que los elementos de corte se desgasten para mantener un óptimo ROP y la estabilidad de la barrena aumenta generalmente cuando se aumenta el WOB.
- ✓ Siempre se debe optimizar el WOB para reducir daños en la barrena, causados por vibraciones. Esto es porque el comportamiento dinámico provocaría vibración y la pérdida de calibre.
- ✓ Para los datos registrados a cerca da la cantidad de RPM conocemos que depende de la dureza y abrasión de la formación. Al aumentar la fuerza compresiva de la formación es necesario bajar las RPM, ya que con RPM más altas es más eficiente la perforación en formaciones blandas. Al contrario, un RPM más bajo es eficiente en formaciones duras o abrasivas ya que minimiza vibraciones y desgaste de los elementos de corte.
- ✓ Algunas formaciones pueden ser considerablemente blandas pero abrasivas. Siempre es necesario optimizar las RPM para prevenir vibraciones.
- ✓ Con respecto al torque es importante registrar cualquier observación ya que como sabemos un torque excesivo puede limitar la longitud del intervalo perforado ya que esto podría ocasionar daño a las juntas o a las conexiones más débiles de la tubería o a las paredes más delgadas de ésta.
- ✓ El incremento en el torque puede ser causado por cambios en el ángulo del pozo, cambios de formación, incremento en el peso sobre la barrena, entre otros.
- ✓ La disminución en el torque se puede deber a cambios en la formación, cambios en la velocidad de rotación, disminución en el peso sobre la barrena o echado. El incremento en el torque puede provocar un aumento en el daño que sufren los cortadores, desprender conos o romper aletas.



Esto nos puede ahorrar la pérdida de tiempo durante la operación, pérdidas económicas, accidentes, etc.



CAPÍTULO 5

ELABORACIÓN DE ESTADOS MECÁNICOS



5.1 Introducción.

En el Capítulo 5 se explicará cómo se obtiene el estado mecánico real de un pozo petrolero, para ello se tomará de ejemplo los reportes de perforación y terminación del pozo brillante 20 el cual pertenece al activo de producción 5 presidentes en la división sur delta del Tonalá.

El estado mecánico de un pozo es el arreglo de los diferentes tipos de tuberías que revisten el pozo en relación a la profundidad a la cual fueron fijadas junto con la introducción del aparejo de producción y los diferentes accesorios que lo componen. También nos proporciona información de fechas de inicio y termino de los trabajos, la geología, la dirección del pozo y los fluidos utilizados.

Este diseño nos servirá como información de correlación cuando se tiene programado la perforación de otro pozo cerca de la zona ya que el podemos inferir que será un estado mecánico similar para ser tener más precisión al realizar las operaciones de perforación y terminación, por ejemplo la profundidad a la cual se disparó la formación, o se asentaron las TR's de esta forma podemos tener menos riesgos y mayor probabilidad de éxito.

Sin duda alguna otro de los usos más importantes del estado mecánico de un pozo es cuando se realizan actividades de limpieza, mantenimiento, reparaciones mayores, menores, instalaciones de sistemas artificiales de producción e incluso para aplicar métodos de recuperación secundaria y mejorada ya que para realizar estas operaciones es necesario conocer a exactitud los datos del pozo en cuestión.



La obtención del estado mecánico real del pozo es uno de los principales objetivos que tienen los reportes diarios de perforación, por lo que se explicará paso por paso su obtención y el uso correcto de la información contenida en los reportes.

5.2 Estado mecánico real del pozo Brillante 20.

Para poder realizar el estado mecánico del pozo, es necesario contar con los reportes de perforación y terminación, como hemos visto estos contienen toda la información que se requiere. Primeramente necesitamos saber las fechas de inicio de la perforación y la fecha en la que se terminó el pozo; como se muestra en la siguiente tabla, **(Fig. 58)**.

	Inicio	Terminó
Perforación	16/09/2013	1/10/2013
Terminación	1/10/2013	5/10/2013

Fig. 58 Fecha de inicio y fin de la perforación al igual que la fecha de inicio y fin de la terminación del pozo Brillante 20.

5.3 Actividades durante la perforación del pozo Brillante 20.

Las actividades de perforación están enfocadas a realizar el agujero y a la colocación de las diferentes tuberías de revestimiento y sus cementaciones. El primer reporte que nos interesa es aquel donde se detalla que se ha comenzado a perforar como se muestra en el siguiente ejemplo y el récord de perforación por día, las condiciones de perforación y los datos de desviación, **(Ejemplo 25, Ejemplo 26, Ejemplo 27)**.



Profund	Desarr.	Vertical
00:00	0	0
24:00	9	9
05:00	9	9
Ava/Ind	9 /54.00	

Ejemplo 25 Datos de avance en la perforación para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Condiciones de la barrena.

P. S-Bna	2/4	Tons
Rotaria	166/166	RPM
P. Bomba		Kg/cm2
Torque	180/180	Amps
Peso Sart	40/41/39	Tons

Ejemplo 26 Parámetros durante la perforación del pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Datos direccionales.

Desv'n	PID/Prof	Desp. Ho	Prof. Vert	Ang.	Rumbo
Prog-->	07/1971	284	1754.38	35° 59'	NW 20° 22'
Real-->					

Ejemplo 27 Datos direccionales del pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Podemos observar que el avance es de 9m por lo que podemos empezar a realizar el estado mecánico. Es importante mencionar que la tubería conductora se colocó de manera “Hincada” o “Piloteada” para el pozo Brillante 20 por lo que no se perforó con mesa rotaria y barrena.



Es necesario cocer el reporte de perforación a detalle de este avance por lo que se muestra a continuación, (Ejemplo 28).

Fecha: 16/09/2013

Resumen Dia Anterior	ESPERO POR LUZ DIURNA. + IZO SEGUNDA SECCION DE MASTIL + CONTINUO INSTALANDC
Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-7:00	(N) CONTINUO INSTALANDO EQUIPO PMX-733 / WDI-817 EN CONTRAPOZO BRILLANTE 20, REALIZA TRABAJOS DE PINTURA Y LIMPIEZA EN GRAL. AVANCES GRAL: INSTALACIÓN GENERAL = 95 %. INSTALACIÓN ELÉCTRICA = 95 %. INSTALACIÓN MECÁNICA = 95 %. INSTALACION DE GEO MEMBRANA= 95%. BORDES DE GEOMEMBRANA = 95%.
7:00-7:30	(N) REALIZÓ PLATICA DE SEGURIDAD CON PERSONAL WDI PARA CONTINUAR INSTALANDO EQUIPO P MX-733 / WDI-817 EN CONTRAPOZO BRILLANTE 20.
7:30-16:00	(N) INSTALANDO EQUIPO PMX-733 / WDI-817 EN CONTRAPOZO BRILLANTE 20, REALIZA TRABAJOS DE PINTURA Y LIMPIEZA EN GRAL. AVANCES GRAL: INSTALACIÓN GENERAL = 100 %. INSTALACIÓN ELÉCTRICA = 100 %. INSTALACIÓN MECÁNICA = 100 %. INSTALACION DE GEOMEMBRANA= 100%. BORDES DE GEOMEMBRANA = 100%.
16:00-16:30	(N) SE PRESENTÓ PERSONAL INVOLUCRADO EN CHECK LIST (SUP. DE CONTRATO PEMEX), (PERSONAL DE WEATHERFORD). SE EFECTUÓ PLÁTICA DE SEGURIDAD E INDUCCIÓN A COMITIVA INVO LUCRADA EN CHECK LIST. DEL PREARRANQUE. .
16:30-20:00	(N) REALIZÓ RECORRIDO DE PREARRANQUE CON PERSONAL INVOLUCRADO EN LAS OPERACIONES. SI ENDO LAS 20:00 HRS DEL DIA 16 DE SEPTIEMBRE DEL 2013 SE DAN POR INICIADAS LAS OPERACIONES DE PERFORACION EN EL POZO BRILLANTE 20 .
20:00-20:30	(N) REALIZO JUNTA DE SEG. Y PREOPERATIVA CON PERSONAL OPERACIONAL INVOLUCRADO EN INICIO DE OPERACIONES.
20:30-21:00	(N) MIDIO Y CALIBRO HERRAMIENTAS. .
21:00-22:00	(N) CONECTO BNA PDC. 12 1/4" Y MOTOR DE FONDO BH 1.5° 8" X 12 1/8" + X/O 8" 6 5/8" REG X 4" IF + X/O 6 3/4" 4" IF X 4" FH. DONDE SUSPENDE POR FALLA EN TOP DRIVE.
22:00-24:00	(S) PERSONAL DE WDI MTTTO INTENTA CORREGIR FALLA DEL TOP DRIVE SIN ÉXITO. .

Ejemplo 28 Reporte de perforación de Pemex donde se inician las actividades de perforación para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Con esta información podemos comenzar a construir el avance del pozo de manera grafica y los datos que se consideran más importantes, (Fig. 59 y Fig.60).

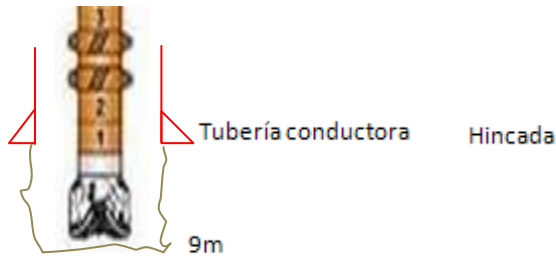


Fig. 59 Avance en la perforación de 9m para el pozo Brillante 20

Fecha	16/09/2013
Densidad del fluido de perforación	1.12 gr/cc
Tipo de Barrena	12 ¼ " PDC
Motor de fondo	8"

Fig. 60 Datos durante la perforación de los 9m para el pozo Brillante 20

El segundo reporte de perforación que se presentará muestra un avance en la operación hasta los 700m al igual que los cambios necesarios como se muestra a continuación, (Ejemplo 29, Ejemplo 30, Ejemplo 31).

Profund	Desarr.	Vertical
00:00	384	383
24:00	700	698
05:00	700	698

Ejemplo 29 Datos del avance hasta 700m para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).



Condiciones de la barrena.

P. S-Bna	3/4	Tons
Rotaria	166/166	RPM
P. Bomba		Kg/cm ²
Torque	166/166	Amps
Peso Sart	52/54/48	Tons

Ejemplo 29 Parámetros de perforación para el pozo Brillante 20 @700m perforados, (Tomada de Pemex, 2013).

Datos direccionales.

Desv'n	PID/Prof	Desp. Ho	Prof. Vert	Ang.	Rumbo
Prog-->	07/1971	284	1754.38	35° 59'	NW 20° 22'
Real-->	1955	688.94	1733.79	35° 7'	NW 21° 41'
	1926	672.31	1710.08	35° 15'	NW 21° 45'
	1897	655.64	1686.42	35° 22'	NW 21° 44'

Ejemplo 30 Datos direccionales para el pozo Brillante 20 @ 700 m perforados, (Tomada de Pemex, 2013).

Los resúmenes que muestran los detalles, (Ejemplo 30 y Ejemplo 31).



Fecha: 19/9/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-3:00	(N) CONTINUO LEVANTANDO BNA PDC. 12 1/4" Y SARTA DIRECCIONAL DE 645 M. HASTA 31 M. LIBRE..
3:00-6:00	(N) CON BNA DE 12 1/4" A 31 M. DESCONECTO HERRAMIENTAS DE 8" COMBINACION DE 8" 6 5/8" + D.C. MONEL 8" + D.C. C/MWD 8" + MULE SHOE 8" + ESTABILIZADOR 8" + MOTOR FON DO. ELIMINO BNA PDC. 12 1/4" EN SUPERFICIE. DESGASTE DE BNA: (1 - 1 - BT- C/S - X - I - BU - TD).
6:00-6:30	(N) PERSONAL DE OPERACIÓN WDI. REALIZO ORDEN Y LIMPIEZA EN PISO DE TRABAJO. .
6:30-7:00	(N) EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y PRE-OPERACIONAL CON TODO EL PERSONAL EN SITIO. TEMA : METER T.R. 9 5/8" J-55 #36 LBS-PIE BCN.
7:00-8:00	(N) PERSONAL DE TR'S INSTALO HERRAMIENTAS DE INTRODUCCION DE T.R. 9 5/8" 36 LBS-PIE. J-55 BCN.
8:00-13:00	(N) PERSONAL DE TR'S CONECTÓ ZAPATA GUIA 9 5/8" BCN + 1 TRAMO DE TR 9 5/8" 36 LBS-PIE + COPLE FLOT. + 18 TRAMOS DE TR 9 5/8" 36 LBS-PIE J-55 BCN Y BAJO HAS TA 245 M. (DONDE OBSERVO RESISTENCIA DE 5 TON).
13:00-15:30	(N) CON TR DE 9 5/8" A 245 M. CONECTO BOTELLA CIRCULACION PARA T.R 9 5/8" CIRCULA CO N Q=300 GPM; 103 EPM. RECIPROCANDO SARTA. SIN ÉXITO.
15:30-19:00	(S) CON PERSONAL DE TR'S RECUPERO T.R DE 9 5/8" HASTA SUPERFICIE. SUPERVISADO POR PE RSONAL TEC. DE LA CIA. TENARIS TAMSA. NOTA: TRAMOS TR 9 5/8" J-55 36 LBS-PIE. RE CUPERADOS 18 Y 1 TRAMO DAÑANDO. TOTALES :19 TRAMOS.PERSONAL DE TR'S DESCONECTO E QUIPO DE INTRODUCCION DE T.R 9-5/8"
19:00-19:30	(S) CON PERSONAL OPERACIONAL DE WDI. CONECTO BNA 12 1/4" + MOTOR DE FONDO BH 1..5" 8" X 12 1/8" + ESTABILIZADOR 8" X 12 1/8" + (2) D.COLLAR ESPIRAL 8" 6 5/8" P + CO MB 8" 6 5/8" REG (P) A 4" IF (C) + 4 D. C. ESPIRAL 6 1/2" + COMB 4" 4 IF (P) A 4 FH (C) +12 TPHW 4" + (2) TRAMOS DE TP 4" ESPIRAL 8" 6 5/8" P + COMB 8" 6 5 /8" REG (P) A 4" IF (C) + 4 D. C. ESPIRAL 6 1/2" + COMB 4" 4 IF (P) A 4 FH (C) +12 TPHW 4" + (2) TRAMOS DE TP 4"
19:30-22:00	(S) CON BNA PDC 12 1/4" Y SARTA EQUIPADA CON MOTOR DE FONDO DE 200 M. A 219 M. CONTI NUO BAJANDO TRAMO POR TRAMO. DONDE OBSERVO RESISTENCIA DE 7 TONS. PESO DE LA SAR TA NEUTRO 33 TONS. LEVANTO BNA 12 1/4" A 200 M. .
22:00-23:00	(S) CON BNA DE 12 1/4" Y SARTA EQ. M.F. BAJO CON CIRCULACION Y ROTACION DE 200 M. HA STA 219 M. CON Q= 500 GPM; 70 RPM; PSB: 3 TONS. CON BNA DE 12 1/4" Y SARTA EQ. M. F. BAJO CON CIRCULACION Y ROTACION DE 200 M. HASTA 219 M. CON Q= 500 GPM; 70 RP M; PSB: 3 TONS.
23:00-24:00	(S) METE BNA 12 1/4" DE 200 M. A 219 M. LIBRE, CONTINUO BAJANDO BNA PDC 12 1/4" Y SA RTA EQ. M.F. DE 219 M. HASTA 284 M. TRAMO POR TRAMO CON BOMBEO Y ROTACION; Q=500 GPM; 70 RPM; Y PB=1008 PSI. .

Ejemplo 30 Reporte de perforación de Pemex donde se muestra el avance de la perforación del pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Fecha: 20/09/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-8:30	(S) CONTINUO METIENDO BNA PDC 12 1/4" Y SARTA EQ. CON MOTOR DE FONDO. DE 284 M. HAST A 700 M. POR LINGADAS. CON BOMBEO Y ROTACION Q=501 GPM; 70 RPM; Y PB=1008 PSI. D ENSIDAD DE LODO 1.27 GR/CC. POR 60 SEG. Q=501 GPM; 70 RPM; Y PB=1008 PSI. DENSIDAD DE LODO 1.27 GR/CC. POR 60 SEG.
8:30-10:00	(S) NOTA: SE BOMBEO 4 M3 DE BACHE VISCOSO DE 160 SEGUNDOS PARA LIMPIEZA DE AGUJERO A LA PROF. DE 425 M. PB=1008 PSI. Y 40 RPM.
10:00-10:30	(S) PB=1008 PSI. Y 40 RPM. MONITOREANDO MEDIANTE HOJA Y TANQUE DE VIAJES. .
10:30-13:00	(S) LEVANTANTO BNA PDC. 12 1/4" Y SARTA EQ CON MOTOR DE FONDO DE 630 M. HASTA 68 M. LIBRE.
13:00-15:00	(S) CON BNA DE 12 1/4" A 68 M. DESCONECTO 2 LING DRILL COLLAR DE 6 1/2" + COMBINACION + 2 DRILL COLLAR DE 8" + ESTABILIZADOR + MOTOR DE CON BNA DE 12 1/4" A 68 M. D ESONECTO 2 LING DRILL COLLAR DE 6 1/2" + COMBINACION + 2 DRILL COLLAR DE 8" + E STABILIZADOR + MOTOR DE
15:00-15:30	(S) PERSONAL DE WDI OPERACIONAL LIMPIO Y ACONDICIONO PISO DE PERFORACION. .
15:30-16:30	(S) PERSONAL WEATHERFORD TRS INSTALO EQUIPOS PARA INTRODUCCION DE TR DE 9-5/8". .
16:30-17:00	(N) REALIZA PLATICA DE SEGURIDAD PARA CORRER TR 9 5/8" A 700 M. .
17:00-21:00	(N) METIO (50) TRAMOS T.R DE 9 5/8" #36 LBS-PIE J-55 BCN; EQUIPADA CON ZAPATA GUIA Y COPLE FLOTADOR Y BAJO HASTA (700 M). CON APRIETE GEOMETRICO APLICADO A LA BASE DEL TRIANGULO Y SUPERVISADO POR PERSONAL TEC. DE LA CIA. TENARIS TAMSA CON APRIETE GEOMETRICO APLICADO A LA BASE DEL TRIANGULO Y SUPERVISADO POR PERSONAL TEC. DE LA CIA. TENARIS TAMSA, DESCRIPCIÓN DE LA T.R DE 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN: 1 Z APATA GUIA 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, 1 TRAMO DE T.R 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, 1 TRAMO DE T.R 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, 49 TRAMOS DE T.R 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN , NOTA: DURANTE LA INTRODUCCION SE INSTALARON 10 CENTRADORES DE ACUERDO AL PROGR AMA. .
21:00-23:00	(N) DESMANTELO HERRAMIENTA DE TR'S. EN EL INTER CONECTO BOTELLA PARA T.R. 9 5/8" CIR CULO A BAJO GASTO CON 25 EPM.; 73 GPM; CONECTO CABEZA DE CEMENTAR DE CIA. HALLI BURTON CIRCULO A BAJO GASTO INCREMENTANDO PAULATINAMENTE CON 10 EPM, 23 GPM. .
23:00-24:00	(N) CONECTO CABEZA DE CEMENTAR DE CIA. HALLIBURTON CIRCULO A BAJO GASTO INCREMENTAND O PAULATINAMENTE CON 10 EPM, 23 GPM, 40 EPM, 117 GPM, 50 EPM, 146 GPM, PSI 250, HOMOGENIZANDO COLUMNAS DE LODO 1.29 GR/CC. A 1.26 GR/CC. .

Ejemplo 31 Reporte de perforación de Pemex donde se muestra el avance de la perforación del pozo Brillante 20 hasta los 700 m, (Tomada de Pemex, 2013).



Con lo que podemos obtener lo siguiente, (Fig. 61 y Fig. 62).



Fig.61 avance en la perforación hasta 700m del pozo Brillante 20.

Fecha	20/09/2013
Densidad del fluido de perforación	1.12 gr/cc -1.26 gr/cc
Tipo de Barrena	12 ¼ " PDC
Motor de fondo	8"

Fig. 62 Datos en la perforación hasta los 700m para el pozo Brillante 20.

En los siguientes reportes que se presentaran para este ejemplo nos hablan de la instalación y cementación de la TR 9 5/8",36# J-55 BCN como se muestra a continuación, (Ejemplo 32 y Ejemplo 33).



Fecha: 21/09/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-8:30	(S) CONTINUO METIENDO BNA PDC 12 1/4" Y SARTA EQ. CON MOTOR DE FONDO. DE 284 M. HASTA 700 M. POR LINGADAS. CON BOMBEO Y ROTACION Q=501 GPM; 70 RPM; Y PB=1008 PSI. DENSIDAD DE LODO 1.27 GR/CC. POR 60 SEG. Q=501 GPM; 70 RPM; Y PB=1008 PSI. DENSIDAD DE LODO 1.27 GR/CC. POR 60 SEG.
8:30-10:00	(S) NOTA: SE BOMBEO 4 M3 DE BACHE VISCOSO DE 160 SEGUNDOS PARA LIMPIEZA DE AGUJERO A LA PROF. DE 425 M. PB=1008 PSI. Y 40 RPM.
10:00-10:30	(S) PB=1008 PSI. Y 40 RPM. MONITOREANDO MEDIANTE HOJA Y TANQUE DE VIAJES. .
10:30-13:00	(S) LEVANTANDO BNA PDC. 12 1/4" Y SARTA EQ CON MOTOR DE FONDO DE 630 M. HASTA 68 M. LIBRE.
13:00-15:00	(S) CON BNA DE 12 1/4" A 68 M. DESCONECTO 2 LING DRILL COLLAR DE 6 1/2" + COMBINACION + 2 DRILL COLLAR DE 8" + ESTABILIZADOR + MOTOR DE CON BNA DE 12 1/4" A 68 M. D ESCONECTO 2 LING DRILL COLLAR DE 6 1/2" + COMBINACION + 2 DRILL COLLAR DE 8" + ESTABILIZADOR + MOTOR DE
15:00-15:30	(S) PERSONAL DE WDI OPERACIONAL LIMPIO Y ACONDICIONO PISO DE PERFORACION. .
15:30-16:30	(S) PERSONAL WEATHERFORD TRS INSTALO EQUIPOS PARA INTRODUCCION DE TR DE 9-5/8". .
16:30-17:00	(N) REALIZA PLATICA DE SEGURIDAD PARA CORRER TR 9 5/8" A 700 M. .
17:00-21:00	(N) METIO (50) TRAMOS T.R DE 9 5/8" #36 LBS-PIE J-55 BCN; EQUIPADA CON ZAPATA GUIA Y COPLER FLOTADOR Y BAJO HASTA (700 M). CON APRIETE GEOMETRICO APLICADO A LA BASE DEL TRIANGULO Y SUPERVISADO POR PERSONAL TEC. DE LA CIA. TENARIS TAMSAM CON APRIETE GEOMETRICO APLICADO A LA BASE DEL TRIANGULO Y SUPERVISADO POR PERSONAL TEC. DE LA CIA. TENARIS TAMSAM, DESCRIPCION DE LA T.R DE 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN: 1 ZAPATA GUIA 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, 1 TRAMO DE T.R 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, 1 TRAMO DE T.R 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, 49 TRAMOS DE T.R 9 5/8 J-55 36 LB/PIE BCN, NOTA: DURANTE LA INTRODUCCION SE INSTALARON 10 CENTRADORES DE ACUERDO AL PROGRAMA. .
21:00-23:00	(N) DESMANTELO HERRAMIENTA DE TR'S. EN EL INTER CONECTO BOTELLA PARA T.R. 9 5/8" CIRCULO A BAJO GASTO CON 25 EPM; 73 GPM; CONECTO CABEZA DE CEMENTAR DE CIA. HALLIBURTON CIRCULO A BAJO GASTO INCREMENTANDO PAULATINAMENTE CON 10 EPM, 23 GPM. .
23:00-24:00	(N) CONECTO CABEZA DE CEMENTAR DE CIA. HALLIBURTON CIRCULO A BAJO GASTO INCREMENTANDO PAULATINAMENTE CON 10 EPM, 23 GPM, 40 EPM, 117 GPM, 50 EPM, 146 GPM, PSI 250, HOMOGENIZANDO COLUMNAS DE LODO 1.29 GR/CC. A 1.26 GR/CC. .

Ejemplo 32 Reporte de perforación donde se muestra introducción de la TR de 9 5/8 para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).



Fecha: 21/09/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-0:30	(N) EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y PRE-OPERATIVA CON TODO EL PERSONAL EN SITIO: TEMA CEMENTACION DE T.R. 9 5/8" 36 LBS-PIE J-55 BCN.
0:30-2:30	(N) CON PERSONAL Y EQUIPO DE CIA. "HALLIBURTON" EFECTUO CEMENTACIÓN DE T.R. 9 5/8" 3 6# J-55 BCN A 700 M. PROBO LINEAS SUPERFICIALES CON 3000 PSI, POR 10 MIN. SATISF ACTORIAMENTE. BOMBEÓ 15 BLS. DE BACHE LAVADOR MUD FLUSH III DE 1.02 GR/CC, Q = 8 .0 BPM, PB= 50-400 PSI, CON 3000 PSI, POR 10 MIN. SATISFACTORIAMENTE. BOMBEÓ 15 BLS. DE BACHE LAVADOR MUD FLUSH III DE 1.02 GR/CC, Q = 8.0 BPM, PB= 50-400 PSI, BOMBEO 20 BLS DE BACHE ESPACIADOR TUNED SPACER III DE 1.35 GR/CC. Q = 8 BPM, PB= 300-500 PSI, SOLTÓ TAPÓN DE BARRIDO, MEZCLÓ 126 BLS. DE LECHADA DE LLENADO DE 1. 60 GR/CC, BOMBEÓ LECHADA A Q = 5.0 BPM, PB = 50-250 PSI. MEZCLÓ 58 BLS. DE LECHA DA DE AMARRE DE 1.90 GR/CC, BOMBEÓ LECHADA A Q = 4.0 BPM, PB=50-450 PSI. SOLTÓ TAPON DE DESPLAZAMIENTO Y DESPLAZÓ MISMO CON 160 BLS, DE LODO E.I. DE 1.22 GR/CC BOMBEÓ LECHADA A Q = 4.0 BPM, PB=50-450 PSI. SOLTÓ TAPON DE DESPLAZAMIENTO Y DES PLAZÓ MISMO CON 160 BLS, DE LODO E.I. DE 1.22 GR/CC Q = 8.0 - 4.0 BPM, PB=50-750 PSI, + 14 BLS DE AGUA FRESCA DE 1.00 GR/CC, Q = 2.0 BPM, P FINAL BOMBEO = 550 PS I, ACOPLÓ TAPÓN CON 1100 PSI, SALIDA DE 6 BLS DE CEMENTO A SUPERFICIE.
2:30-3:30	(N) PERSONAL DE CIA. HALLIBURTON DESMANTELO LINEAS DE 2" Y UNIDADES DE CEMENTACION. .
3:30-6:00	(N) PERSONAL DE WDI OPERACIONAL LIMPIO CONTRAPOZO. .
6:00-7:30	(N) PERSONAL DE CIA. "MABISA" EFECTUO CORTE DE TUBO CONDUCTOR DE 13 3/8" Y CORTE PRE -ELIMINAR A LA T.R. DE 9 5/8"
7:30-10:00	(N) PERSONAL DE CIA "TOP OIL" REALIZO CORTE, DIFINITIVO Y BISELADO A T.R. DE 9 5/8". .
10:00-11:00	(N) PERSONAL DE OPERACIÓN WDI Y CON SUPERVISION DE CIA CAMERON, INSTALO SECCION "A" DEL CABEZAL SOLDABLE DE 9 5/8" X 11" 5M.
11:00-14:00	(N) PERSONAL DE OPERACIÓN WDI Y CON SUPERVISION DE CIA CAMERON, INSTALO SECCION "A" DEL CABEZAL SOLDABLE DE 9 5/8" X 11" 5M.
14:00-15:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. TOP OIL. SOLDO CABEZAL DE 9 5/8" X 11" 5M. Y PROBO SOLDADUR A CON (N2) 600 PSI. DURANTE 10 MINUTOS
15:30-16:00	(N) EFECTUO PLATICA DE SEGURIDAD Y PREOPERATIVA CON PERSONAL DE WDI, TEMA: INSTALAR BOP'S Y C.S.C.
16:00-18:30	(N) PERSONAL DE OPERACIÓN INSTALO CARRETE ESPACIADOR 11" 5M X 11" 5, PREVENTOR DOBLE CON ARIETES INFERIORES CIEGOS, Y ARIETES SUPERIORES DE 4" 11" X 5M, PREVENTOR A NULAR 11" X 5M. .
18:30-20:00	(N) PERSONAL DE CIA. WFT CON LLAVE HYTORC APRETÓ TORNILLERIA A CONJUNTO DE PREVENTOR ES 11" 5M.
20:00-20:30	(N) CON PERSONAL DE WDI OPERACIONAL INTENTO INSTALAR VALVULA DE LINEA DE MATAR DONDE SUSPENDE POR OBSTRUCCION DE CONEXIÓN (FALTA DE ESPACIO PARA PODER APRETAR BIRLO S)..
20:30-21:30	(N) PERSONAL WDI OPERACIONAL Y CON APOYO DE LLAVE HYTORQ WFO AFLOJO TORNILLERIA DE C ONJUNTO DE PREVENTORES,
21:30-22:00	(N) CON PERSONAL DE WDI OPERACIONAL REUBICO CONJUNTO DE PREVENTORES 11" X 5 M. .
22:00-23:30	(N) PERSONAL DE CIA. WFT CON LLAVE HYTORC APRETÓ TORNILLERIA A CONJUNTO DE PREVENTOR ES 11" 5M.

Ejemplo 33 Reporte de perforación donde se muestra la cementación para la TR de 9 5/8, (Tomada de Pemex, 2013).

Por lo que podemos obtener el siguiente diagrama y sus datos más importantes, (Fig. 63 y Fig. 64).

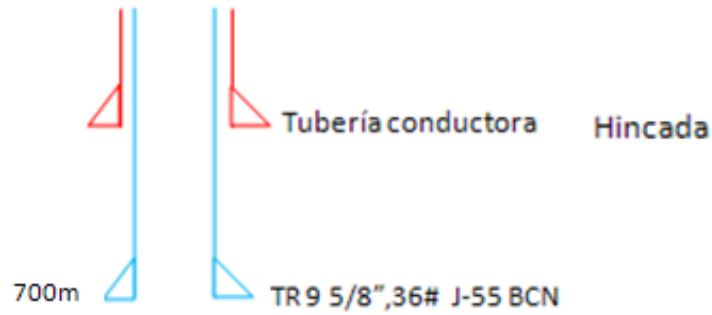


Fig.63 Revestimiento hasta los 700m con TR de 9 5/8

Fecha	21/09/2013
Densidad del fluido de perforación	1.12 gr/cc -1.26 gr/cc
Tipo de Barrena	12 ¼ " PDC
Motor de fondo	8"
Operaciones	Introducción de TR 9 5/8",36# J-55 BCN Cementó TR 9 5/8" Se instaló Cabezal.

Fig.64 Datos más importantes al introducir la TR 9 5/8

En el siguiente reporte se logra un avance en la perforación hasta los 1974 m de profundidad como se puede observar en la siguiente tabla, (Ejemplo 34, Ejemplo 35, Ejemplo 36).



Profund	Desarr.	Vertical
00:00	1859	1687
24:00	1974	1791
05:00	1974	1791

Ejemplo 34 Avance hasta 1974 en la perforación del pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Condiciones de barrena.

P. S-Bna	3/5	Tons
Rotaria	50/50	RPM
P. Bomba		Kg/cm ²
Torque	291/291	Amps
Peso Sart	87/86/84	Tons

Ejemplo 35 Parámetros de perforación @ 1974m para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Datos direccionales.

Desv'n	PID/Prof	Desp. Ho	Prof. Vert	Ang.	Rumbo
Prog-->	0 / 1971	284	1754.38	35° 59'	NW 20° 22'
Real-->	1955	688.94	1733.79	35° 7'	NW 21° 41'
	1926	672.31	1710.08	35° 15'	NW 21° 45'
	1897	655.64	1686.42	35° 22'	NW 21° 44'

Ejemplo 36 Datos direccionales @ 1974m para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Todos los detalles de este avance se muestran a continuación en el reporte de perforación, (**Ejemplo 37**).



Fecha: 27/09/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-9:30	(N) PERFORO CON BNA 8 1/2" Y SARTA DIR. ROTANDO Y DESLIZANDO DE 1859 M. HASTA 1974 M. CON Q= 404 GPM, 206 EPM, 45 RPM,+ MF. PB=2500 PSI, PSB= 3-5 TON CON LODO DE E. I. DE 1.30 GR/CC. X 65 SEG. ULT.3M: 2'- 1' -1'. METROS CORTADOS = 1274 M. EN 62. 13 HRS ROP GENERAL: 20.52 M/HR. METROS ROTADOS = 1122 M. EN 52.43 HRS. ULT. 3 M = 2'-1'-1' ROP: 21.42 M/HR. METROS DESLIZADOS= 152 M. EN 9.70 HRS. ULT. 3 M = 6' -6'-6' ROP: 15.67 M/HR. SE BOMBEA 20 BLS DE BACHE ANTIPÉRDIDA: CADA 50 M. 20 KG/ M3 DE CARBONATO DE CALCIO M-70, 20 KG/M3 DE CARBONATO M-200 20 KG/M3 DE CALCIO M -325.
9:30-10:30	(N) BOMBEO 4 M3 BACHE VISCOSO DE 1.34 GR/CC. X 150 SEG. & CIRCULO HASTA RETORNOS LIM PIOS, Q: 350 GPM, 178 EPM, PB: 2000 PSI, 45 RPM.+MF; RECIPROCANDO SARTA.
10:30-13:30	(N) CIRCULO RECIPROCANDO SARTA CON 178 EPM, Q=350 GPM; PB= 2000 PSI, INCREMENTO DENS IDAD DE LODO ENTRANDO DE 1.30 GR/CC. A 1.35 HOMOGENIZANDO COLUMNAS DE LODO 1.35 GR/CC. ENTRADA Y SALIDA. .
13:30-14:00	(N) REALIZO PLATICA DE SEGURIDAD PARA SACAR BNA 8 1/2" + SARTA DIRECCIONAL A SUPERFI CIE.
14:00-14:30	(N) LEVANTO BNA PDC 8 1/2" Y SARTA DIRECCIONAL DE 1974 M HASTA 1850 M. LIBRE. .
14:30-15:00	(N) VERIFICO NIVEL ESTATICO EN LINEA DE FLOTE, BIEN. BOMBEA 3 M3 DE BACHE ECOLOGICO DE 1.55 GR/CC.
15:00-21:30	(N) LEVANTO BNA 8 1/2" Y SARTA DIRECCIONAL DE 1850 M. HASTA 97 M. LIBRE LLEVANDO LLE NADO DEL VOLUMEN DE ACERO EXTRAIDO CON TANQUE Y HOJA DE VIAJES.
21:30-23:30	(N) PERSONAL OPERACIONAL WDI Y PERSONAL DIRECCIONAL WFT. RECUPERO VARILLA DE MWD, EL IMINO HERRAMIENTA DIRECCIONAL. DESGASTE DE BNA 8 1/2" = 0-0-NO-A-X-I-NO-TD
23:30-24:00	(N) EFECTUÓ ORDEN Y LIMPIEZA EN PISO DE PERFORACIÓN. .

Ejemplo 37 Reporte de perforación donde se indica el avance en la perforación hasta 1974m de profundidad, (Tomada de Pemex, 2013).

Con lo que podemos obtener el siguiente grafico y la información más destacada, (Fig. 65 y Fig. 66).

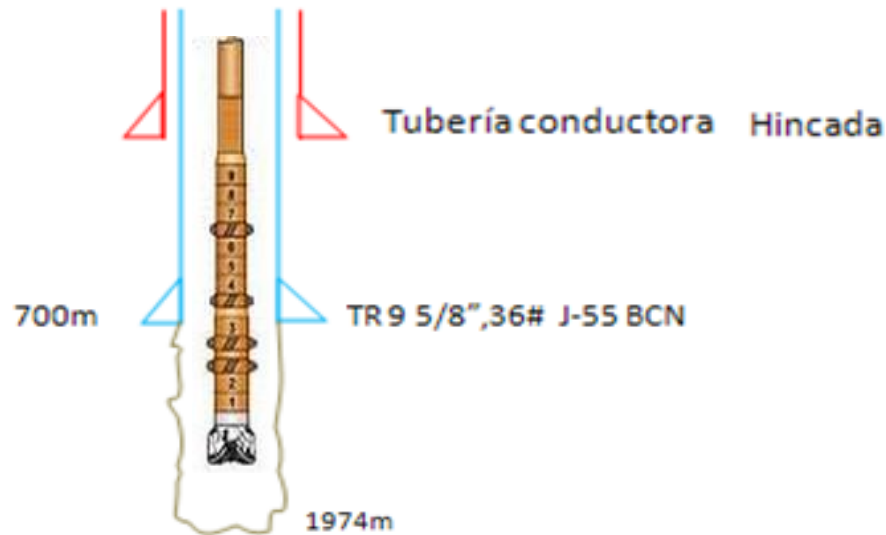


Fig. 65 Avance en la perforación hasta 1974m para el pozo Brillante 20



Fecha	27/09/2013
Densidad del fluido de perforación	1.26 gr/cc-1.35 gr/cc
Tipo de Barrena	8 1/2 " PDC
Motor de fondo	8 3/8"
Operación	Toma de registro sínico. Cambio de Preventores.

Fig. 66 Datos importantes durante el avance hasta los 1974 m

En último reporte perforación que se presentará en este trabajo es la instalación y cementación de la TR 7" #26 LB-FT N80 BCN, (**Ejemplo 38**).



Fecha: 29/09/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-0:30	(N) EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN CON PERSONAL DE WTF TR'S Y TAMSA. TEMA IN STALACION DE EQ. DE INTRODUCCION DE T.R. 7
0:30-1:30	(N) PERSONAL DE TR'S INSTALO EQUIPO DE INTRODUCCION DE T.R. 7"
1:30-13:00	(N) METIO (140) TRAMOS T.R DE 7" #26 LB-FT N-80 BCN; EQUIPADA CON ZAPATA FLOTADORA Y COPLE FLOTADOR BAJO A 1971 M. CON APRIETE GEOMETRICO APLICADO A LA BASE DEL TRI ANGULO Y SUPERVISADO POR PERSONAL TEC. DE LA CIA. TENARIS TAMSA. LLENANDO EL INT ERIOR DE LA T.R DE 7" CADA 10 TRAMOS. CON LODO DE 1.32 GR/CC. NOTA: CIRCULO T.R. A 705 M. HOMOGENIZANDO COLUMNAS DE LODO A 1.32 GR/CC. .
13:00-14:00	(N) CON PERSONAL DE LA CIA. CAMERON SE INSTALO COLGADOR DE T.R. DE 11" X 7" 5M. SE E FECTUO AJUSTE FINAL QUEDANDO ZAPATA DE 7" A 1971.21 M
14:00-14:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. HALLIBURTON INSTALO CABEZA DE CEMENTACION. .
14:30-16:30	(N) CON T.R. 7" A 1971.21 M.. CIRCULO A BAJO GASTO CON 50 EPM; Q:98 GPM., P.B:390 PS I., HOMOGENIZO COLUMNAS DE LODO A 1.32 GR/CC. ENTRADA Y SALIDA. (EN EL INTER TR' S DESMANTELO HERRAMIENTAS DE INTRO' DE T.R. 7"). Y CIA. HALLIBURTON INSTALA LINE AS SUPERFICIALES DE 2" Y UNIDADES DE CEMENTACION..AVANCE: 75%
16:30-18:00	(N) CIA. HALLIBURTON CONTINUO INSTALANDO LINEAS SUPERFICIALES DE 2" Y UNIDADES AL 10 0%. Y PREPARO BACHES ESPACIADORES. EN EL INTER CIRCULO CON 80 EPM, Q: 157 GPM; P B: 260 PSI. CON LODO E.I. ENTRADA Y SALIDA 1.32 GR/CC. .
18:00-18:30	(N) REALIZO JUNTA DE SEGURIDAD Y OPERACIONAL CON CIAS. HALLIBURTON WEATHERFORD. TEMA CEMENTACION DE T.R. 7"
18:30-21:30	(N) PROBO LINEAS DE 2" CON 5000 PSI. SATISFACTORIAMENTE. Y EFECTUO CEMENTACION DE T. R. 7" DE LA SIG: MANERA BOMBEO 40 BLS DE BACHE ESPACIADOR TUNED SPACER DENS. 1.4 5 GR/CC. Q: 7 BPM, P.B: 50 - 600 PSI. LIBERO TAPON DIAFRAGMA + MEZCLO Y BOMBEO 1 28 BLS DE LECHADA DE LLENADO GASSTOP CEMENT DE 1.60 GR/CC, Q: 5 BPM, PB: 300 - 4 00 PSI. + BOMBEO 80 BLS. DE LECHADA DE AMARRE DE 1.95 GR/CC. BONDCEM* CEMENT Q= 4 BPM, PB: 300-400 PSI. SOLTO TAPON DE DESPLAZAMIENTO Y SE DESPLAZO EL MISMO CON 239 BLS DE AGUA DULCE Q: 7-4-2 BPM, PB: 1900 PSI. PRESION FINAL 2400 PSI, SE PRO BÓ EQUIPO DE FLOTACION SATISFACTORIAMENTE., RETORNO 2 BLS. A CAJAS U.A.P. DURAN TE LA CEMENTACION SE OBSERVO CIRCULACIÓN NORMAL Y SALIDA DE 3 BLS DE BACHE A SUP ERFICIE, CIMA TEORICA DE CEMENTO: 300 M.
21:30-22:30	(N) CIA HALLIBURTON. DESMANTELO CABEZA Y LINEAS DE CEMENTACION. .
22:30-23:00	(N) PERSONAL OPERACIÓN WDI., LIMPIO Y ORGANIZO PISO DE TRABAJO. .
23:00-24:00	(N) N PERSONAL DE CAMERON RECUPERO TUBO ANCLA. .

Ejemplo 38 Reporte de perforación que muestra la introducción de la TR de 7" y su cementación, (Tomada de Pemex, 2013).



De lo que podemos obtener la siguiente información, (Fig. 67 y Fig. 68).

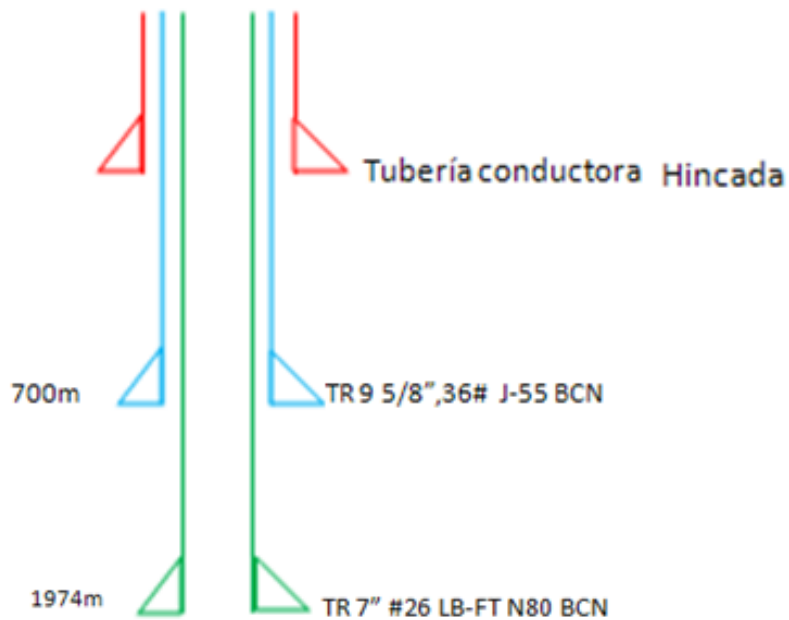


Fig. 67 Revestimiento del agujero hasta los 1974 m con TR de 7" para el pozo Brillante 20.

Fecha	29/09/2013
Densidad del fluido de perforación	1.35 gr/cc-1.32 gr/cc
Operación	Introducción de TR 7" #26 LB-FT N80 BCN. Cementación de TR 7". Instalo sellos (Pack Off). Se lavó Pozo y se cubrió con salmuera. Toma de registro (CBL-VDL).
Se finalizan las actividades de perforación	1/10/2013

Fig. 68 Datos importantes durante la introducción de la TR de 7"



Con esto se dan por terminadas las actividades de perforación como lo muestra el siguiente reporte, **(Ejemplo 39)**.

Resumen Día Anterior	ARMO EQUIPO DE TR'S + METIO T.R 7". A 1974 M. +INSTALO COLGADOR. + CEMENTO.T.R. 7"
Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-1:30	(N) SACO BNA PDC 6" CON ESCAREADOR P/T.R. DE 7" 26 LB/PIE Y SARTA LISA HASTA SUPERFI CIE. DESCONECTO TRAMO X TRAMO.
1:30-2:00	(N) EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y PREOPERATIVA CON PERSONAL EN SITIO TEMA: TOMA DE RE GISTROS (CBL-VDL)
2:00-3:00	(N) CIA. WFO WIRELINE INSTALO UNIDAD DE REGISTROS Y POLEAS., ARMO SONDA REG. (CBL - VDL) D.E 1 3/8" LONGITUD: 11.53 M.
3:00-9:00	(N) CON U.R.E.WEATHERFORD WIRELINE.METIO SONDA DE REGISTRO (CBL-VDL) A 1956 M. (P.I) Y LEVANTO REGISTRANDO DE 1956 M. A 500 M. LEVANTO HERRAMIENTA A SUPERFICIE Y DE SMANTELO MISMA. .
9:00-11:00	(S) ESPERO POR UNIDAD DE REGISTROS (RST) .
11:00-11:30	(N) EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y PREOPERATIVA CON PERSONAL EN SITIO TEMA: TOMA DE RE GISTROS (RST PEMEX).
11:30-14:30	(N) PERSONAL Y UNIDAD DE PEMEX INSTALO EQUIPO SUPERFICIAL Y ARMA HTA DE FONDO DE 1 1 1 / 16" LONGITUD: 10.10 M.
14:30-17:00	(N) CON U.R.E. DE PEMEX BAJA SONDA DE REGISTROS RST DE HASTA 1956 M (P.I.) TOMO REGI STRO EN MODO SIGMA DE 1956 M HASTA 1750 M. LEVANTO HERRAMIENTA A SUPERFICIE.
17:00-18:00	(N) CIA. PEMEX DESMANTELO U.R.E (RST). SIENDO LAS 18:00 HRS. DEL DÍA 01/10/2013 SE DAN POR TERMINADAS LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN E INICIAN LAS OPERACIONES DE TE RMINACIÓN DEL BRILLANTE 20. .

Ejemplo 39 Reporte de perforación donde se indica que se dan por terminadas las operaciones de terminación para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

5.4 Actividades durante la terminación del pozo Brillante 20.

Las actividades de terminación de pozos están enfocadas al aparejo de producción y los accesorios que lo conforman, por lo que se mostrará la distribución en relación con la profundidad para el pozo Brillante 20.

Como vimos en el capítulo 3 de esta tesis el aparejo de producción llevará los accesorios en función del tipo de terminación que se requiera, los detalles de estas operaciones aparecen a continuación, **(Ejemplo 40)**.



Fecha: 02/10/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-5:30	(N) CON PERSONAL CIA. HLB. ARMO PISTOLAS TCP PARA SEGUNDO INTERVALO DEFINITIVO PROPORCIONADO POR PEMEX DE 1856 A 1878 M. 17 CPM, FASE 60°.
5:30-8:00	(N) PERSONAL DE WEATHERFORD TR'S INSTALA EQUIPO PARA INTRODUCCIÓN DE APAREJO DE PRODUCCION DE 2-7/8" 8 HRR
8:00-8:30	(N) REALIZO PLATICA DE OPERACION Y SEGURIDAD CON CIAS. INVOLUCRADAS, WEATHERFORD, HALLIBURTON, TENARIS TAMSA. TEMA: "ENSAMBLE DE PISTOLAS TCP 4 1/2" E INTRODUCCIÓN DE APAREJO 2 7/8".
8:30-11:00	(N) PERSONAL DE CIA. HALLIBURTON ARMO PISTOLAS TCP 4 1/2" + ESPACIADOR DE SEGURIDAD + CABEZA DE DISPARO HDF/BHF + SOLTADOR DE PISTOLAS 2 TRAMOS T.R. 2 7/8", 8 HRR, J-55, 6.5 LB/FT + SUB CIRCULACION BPV + 2 TRAMOS T.R. 2 7/8", 8 HRR, J-55, 6.5 LB/FT EN PISO DE PERFORACION Y BAJO A 64 M.
11:00-12:30	(N) CON PERSONAL DE C.H.C. WFT CONECTO EMPACADOR HYD 7" 26 LB/FT + 1 TRAMO DE T.R. D E 2 7/8", 8 HRR J-55 + CAMISA DE CIRCULACION 2 7/8" PERFIL F. Y BAJO HASTA 85 M. BIEN.
12:30-23:30	(N) CONTINUO BAJANDO APAREJO DE 2 7/8" 6.5 LB/FT J-55, EQUIPADO CON ARREGLO DE PISTOLAS TCP 4 5/8", & EMPACADOR HCO REC.7, CAMISA DESLIZABLE DE CIRCULACION PERFIL "F", (58) TRAMOS DE TP 2 7/8" 6.5 LB/FT J-55, (133) TRAMOS DE TP 2 7/8" 6.5 LB/FT T N-80, Y BAJO HASTA 614 M. APLICO APRIETE COMPUTARIZADO OPTIMO DE DE 1650 LB/FT Y 2300 LB/FT APLICADO CON LA LLAVE HCA DE LA CIA. WEATHERFORD SUPERVISADO POR PERSONAL DE TENARIS TAMSA. CALIBRO T X T CON CALBRADOR 2.347. LLENANDO CADA 10 TRAMOS CON AGUA.
23:30-24:00	(N) EFECTUÓ PLATICA DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN CON PERSONAL INVOLUCRADO, TEMA: TOMA DE REGISTRO DE CORELACIÓN.

Ejemplo 40 Reporte de perforación en donde se indica que está bajando el aparejo de producción para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Para este ejemplo la terminación contará con los siguientes complementos que formarán el aparejo de producción, (Ejemplo 41).

Aparejo
TAPON ASIENTO EXPULSABLE
PISTOLA TCP 4 5/8"
TUBO ESPACIADOR DE
CABEZA DISPARO HIDRÁULICA 2
SOLTADOR FL, 2 7/8"
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE
VÁLVULA SUB CIRCULACIÓN 4
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE
NIPLE NO GO 2 7/8" N-80
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE
EMP. RECUPER. INTGR. HIDRÁUL.
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE
TP 2 7/8" N-80 6.5 LB/PIE

Ejemplo 41 accesorios del aparejo de producción para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).



Como podemos observar nos faltan algunas operaciones entre ellas la instalación de la bola colgadora como se muestra en el siguiente reporte, (Ejemplo 42).

Fecha: 03/10/2013

Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-1:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. HLB. INSTALÓ U.R.E. Y ARMÓ POLEAS PARA TOMA DE REGISTRO DE CORELACIÓN.
1:00-5:00	(N) BAJO SONDA DE REGISTRO DE CORELACIÓN (GAMMA REY-CCL) HASTA 1820 M, REGISTRO EL INTERVALO DE 1500 M A 1820 M, LEVANTÓ SONDA HASTA SUPERFICIE.
5:00-6:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. HLB. ELIMILÓ U.R.E, POLEAS Y SONDA DE REGISTRO .
6:00-6:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. HLB. EFECTUÓ AJUSTE EN LA PROFUNDIDAD DE LAS PISTOLAS SEGÚN REGISTRO DE CORRELACIÓN (2.90 M.)
6:30-7:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. CAMERON INSTALÓ BOLA COLGADORA 11" 5M Y SENTO MISMA EN SU NIDO DEJANDO EXTREMO DEL APAREJO A 1878 M.
7:30-8:00	(N) EFECTUA SIMULACRO DE BROTE CON HOMBRE CAIDO TIEMPO DE RESPUESTA DE 30 SEG AL CIERRE Y 2.5 MIN AL PUNTO DE REUNION
8:00-8:30	(N) EFECTUA PLATICA DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN PARA ANCLAR EMPACADOR HDCO .
8:30-9:30	(N) INSTALA UNIDAD DE ALTA DE CIA TP MEXICANA .
9:30-10:00	(N) REALIZA PRUEBA DE LINEAS CON 4000 PSI X 15 MIN .
10:00-10:30	(N) CIA. WEATHERFORD ANCLÓ EMPACADOR HDCO. RECUPERABLE CON 2800 PSI X 5 MIN. SATISFACTORIAMENTE
10:30-11:00	(N) EFECTUA PRUEBA MECANICA TENSIONANDO SARTA CON 5000 LBS POR ARRIBA DEL PESO DE LA SARTA 83 KLBS
11:00-12:00	(N) CIA. CAMERON COLOCÓ BOLA COLGADORA EN SU NIDO E INSTALÓ YUGOS. .
12:00-12:30	(N) CIA. CAMERON COLOCÓ VALVULA "H" .
12:30-15:00	(N) ELIMINÓ LINEA DE FLOTE, CHAROLA ECOLOGICA, CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL Y BOP'S SIN TERMINAR.
15:00-16:00	(N) PERSONAL DE CIA. CAMERON INSTALÓ MEDIO ARBOL 11" 5M. Y CON APOYO DE PERSONAL DE CIA. WEATHERFORD CON LLAVE HYTORC APRETÓ TORNILLERIA DEL MEDIO ÁRBOL DE PRODUCCIÓN. .
16:00-17:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. CAMERON PROBO ANILLO RX-54 Y SELLOS DEL COLGADOR CON 4000 PSI POR 15 MIN. RECUPERÓ LA VALVULA TIPO "H"
17:00-17:30	(N) CON CIA. WEATHERFORD PROBO VALVULAS DEL MEDIO ARBOL DE 11" X 2 9/16" X 2 1/16 5M VALVULA X VALVULA. CON 500/4000 PSI. X 5/10 MIN. BIEN
17:30-18:00	(N) EFECTUA PLATICA DE SEGURIDAD CIA WEATHERFORD WDI Y LINEA DE ACERO PARA CALIBRAR APAREJO Y ABRIR CAMISA DE CIRCULACIÓN
18:00-19:00	(N) INSTALÓ U.L.A., LUBRICADOR Y POLEAS. .
19:00-20:30	(N) CALIBRO APAREJO DE PRODUCCION A 2803 M. CON LINEA DE ACERO Y CALIBRADOR TIPO PARAFINA DE 2 1/4" LEVANTA HERRAMIENTA A SUPERFICIE
20:30-23:00	(N) ARMÓ OPERADORA OTIS TIPO "B" DE 2.313" Y METE MISMA A 1792 M. DONDE TRABAJÓ OPERADORA CON 4 GOLPES DESCENDENTES. RECUPERO HERRAMIENTA A SUPERFICIE Y DESMANTELO U.L.A 100 % .

Ejemplo 42 Reporte durante la terminación donde se indica que se instala la bola colgadora, (Tomada de Pemex, 2013).

Con ello se agregará la bola colgadora que conformará el aparejo de producción para el pozo Brillante 20.



Con esta información podemos obtener una tabla con todos los accesorios que conformaran el aparejo de producción para el pozo Brillante 20, (Fig. 69).

APAREJO	PROFUNDIDAD CIMA (m)	PROFUNDIDAD BASE (m)
TAPONASIENTO EXPULSABLE	0	.23
PISTOLA TCP 4 5/8"	.23	22.23
TUBO ESPACIADOR	22.23	25.4
CABEZA DISPARO HIDRÁULICA 2	25.4	25.63
SOLTADOR FL, 2 7/8"	25.63	25.99
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	25.99	44.65
VÁLVULA SUB CIRCULACIÓN 4	44.65	45.08
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	45.08	63.75
NIPLE NO GO 2 7/8" N-80	63.75	63.76
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	63.76	73.09
EMP. RECUPER. INTGR. HIDRÁUL.	73.09	74.03
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	74.03	612.71
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	612.71	1861.56
BOLA COLGADORA 2 7/8 "	1861.56	1861.88
EMR	1861.88	1866.88

Fig.69 Datos de la longitud de cada accesorio del aparejo de producción para el pozo Brillante 20.

Con las profundidades cima y profundidad base para accesorio del aparejo de producción podemos obtener la longitud de la herramienta de la siguiente manera.

$$\text{Longitud del accesorio} = (\text{Profundidad base (m)}) - (\text{Profundidad cima (m)})$$

Para la longitud acumula se representa con un rango de la siguiente manera.

$$\text{Longitud acumulada} = \text{Profundidad base del accesorio} - \text{Profundidad cima del accesorio.}$$



Donde para el primer accesorio es decir el más profundo podemos calcularlo de la siguiente forma:

Profundidad base del accesorio= Dato de profundidad más alto.

Profundidad cima del accesorio= (Dato de profundidad más alto) – (la longitud de la herramienta)

Para los siguientes accesorios la longitud acumulada se calculara de la siguiente forma:

Profundidad base del accesorio= Profundidad cima del accesorio anterior

Profundidad cima del accesorio= (Profundidad cima del accesorio anterior) – (Longitud del accesorio)

Con las formulas anteriores podemos obtener la siguiente tabla la cual muestra las profundidades reales para cada accesorio del aparejo de producción del pozo Brillante 20 (**Fig. 70**).

APAREJO	LONGITUD (m)	LONGITUD ACUMULADA(m)
TAPONASIENTO EXPULSABLE	.23	1866.88 A 1866.65
PISTOLA TCP 4 5/8"	22	1866.65 A 1844.65
TUBO ESPACIADOR	3.17	1844.65 A 1841.48
CABEZA DISPARO HIDRÁULICA 2	.23	1841.48 A 1841.25
SOLTADOR FL, 2 7/8"	.36	1841.25 A 1840.89
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	18.66	1840.89 A 1822.23
VÁLVULA SUB CIRCULACIÓN 4	.43	1822.23 A 1821.8
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	18.67	1821.8 A 1803.13
NIPLE NO GO 2 7/8" N-80	.01	1803.13 A 1803.12
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	9.33	1803.12 A 1793.79
EMP. RECUPER. INTGR. HIDRÁUL.	.94	1793.79 A 1792.85
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	538.68	1792.85 A 1254.17
TP 2 7/8" J-55 6.5 LB/PIE	1248.85	1254.17 A 5.32
BOLA COLGADORA 2 7/8 "	.32	5.32 A 5
EMR	5	5 A 0

Fig. 70 Profundidad de cada accesorio del aparejo de producción para el pozo Brillante 20.



Fecha: 05/10/2013

Una vez que se ha instalado el aparejo de producción se desplazó el agua con N2 en el pozo brillante 20 con esto se dan por terminadas las actividades de terminación como se muestra en el último reporte, (Ejemplo 43).

Fecha: 05/10/2013

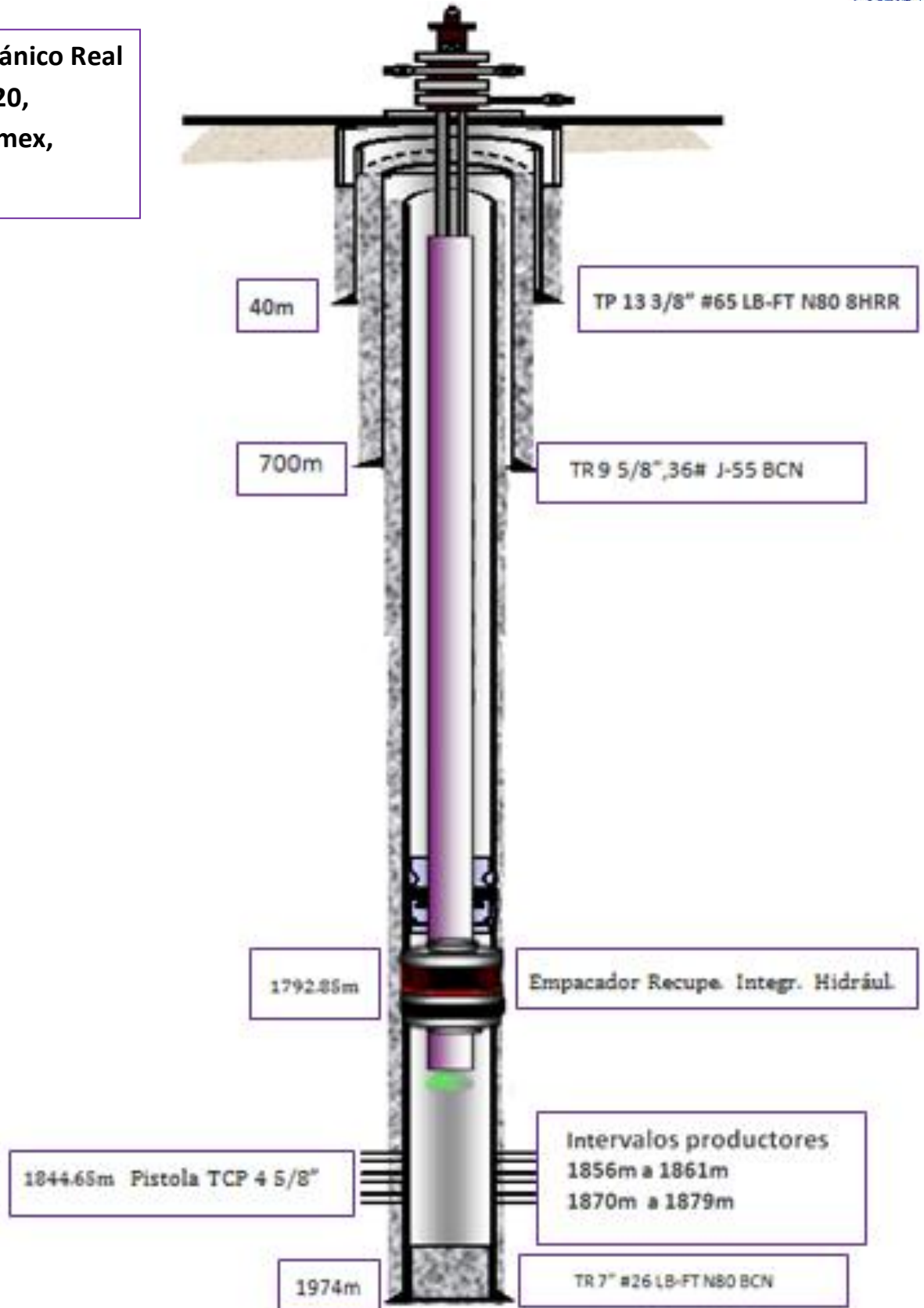
Operación	Pozo: BRILLANTE 20 (DES)
0:00-2:00	(S) ESPERA POR UNIDAD DE N2 .
2:00-2:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. PRAXAIR Y OPERACIONES EFECTUÓ PLATICA DE SEGURIDAD Y OPERAC IÓN TEMA: DESPLAZAMIENTO DE AGUA POR N2.
2:30-4:30	(N) CON PERSONAL DE CIA. PRAXAIR INSTALÓ LINEA DE 2" DE UNIDAD INYECTORA AL 1/2 ÁRBO L DE VÁLVULAS.
4:30-5:00	(N) CON PERSONAL DE CIA. PRAXAIR PROBO LINEAS CON 3000 PSI. BIEN .
5:00-7:00	(N) CON UNIDAD INYECTORA DE N2 CIA. PRAXAIR DESPLAZÓ AGUA POR T.P Y E.A. A TRAVEZ DE LA CAMISA DE CIRCULACION CON UN GASTO DE 15 M3/MIN. DE N2, P.BOMBEO= 250- 600 P SI. VOL. BOMBEADO= 450 M3 DE N2 (PRESION FINAL 1000 PSI) VOL. DE AGUA RECUPERADO : 2.38 M3 (15 BLS.), DEJANDO CIMA TEÓRICA A 800 M, DEJANDO PRESURIZADO CON 1000 PSI. .
7:00-9:00	(N) ARMÓ OPERADORA OTIS TIPO "B" DE 2.313" Y METIO MISMA A 1792 M. DONDE SE TRABAJO OPERADORA CON 4 GOLPES ASCENDENTES Y CERRO CAMISA, SACO HERRAMIENTA A SUPERFICIE , DESFOGO PRESIÓN A 0 PSI EN E.A. Y 1000 PSI EN T.P., VERIFICANDO CIERRE. .
9:00-11:00	(N) CIA. PRAXAIR BOMBEÓ N2 REPRESIONANDO CON 500 PSI POR E.A. Y CON PERSONAL DE CIA HLB. LANZÓ BARRA OBSERVANDO ACTIVACIÓN
11:00-13:00	(N) PERSONAL DE WEATHERFORD SLICK LINE DESMANTELÓ U.L.A., TROQUELADOR Y LUBRICADOR .
13:00-15:00	(N) PERSONAL DE PRAXAIR DESMANTELÓ UNIDAD INYECTORA DE N2 . SIENDO LAS 15:00 HRS DEL DIA 05 / SEPTIEMBRE / 2013. SE DAN POR TERMINADAS LAS OPERACIONES ADICIONALES D E TERMINACION A CARGO DE PEMEX. .

Ejemplo 43 Reporte durante la terminación en el que se dan por terminadas las operaciones de la terminación para el pozo Brillante 20, (Tomada de Pemex, 2013).

Con los datos de la tabla anterior y con la distribución de las tuberías que se obtuvieron con los reportes de perforación podemos construir el estado mecánico real del pozo Brillante 20 (Fig. 71).



Fig. 71 Estado Mecánico Real del pozo Brillante 20, (Modificado de Pemex, 2013).





Conclusiones.

- ✓ Los componentes de un reporte de perforación y la toma de información de forma completa y adecuada son muy importantes para el ingeniero petrolero o técnico de perforación ya que al conocer todos los parámetros permiten conocer si están realizando las operaciones que pueden proporcionar información de cualquier riesgo durante la perforación.
- ✓ Los reportes diarios de perforación son la mejor guía para darnos una idea muy aproximada de lo que está ocurriendo durante la perforación ya que los reportes como se ha visto son muy completos y contienen toda la información del pozo que necesitamos para la toma de decisiones.
- ✓ La información que se registra en un reporte de perforación será útil para toda la vida productiva del pozo hasta su cierre, y servirá de correlación para pozos que se pretendan perforar cerca de la zona. Los datos deben ser registrados de la manera más exacta posible para disminuir cualquier incertidumbre en la información.
- ✓ Es importante registrar en cada componente del reporte mientras se está perforando, esta información nos permite analizar de una manera más profunda cada etapa de la perforación o de la vida productiva del pozo.
- ✓ Evitar errores durante el registro de la información de un reporte de perforación considerando que algunos errores ocurren cuando se confunden conceptos.



- ✓ En el campo laboral existen varias formas en las que podemos equivocarnos durante el registro de la información en un reporte de perforación, por lo que es importante conocer algunos de los errores más comunes.

- ✓ En los reportes de perforación sin importar el país donde se labore o la empresa, se registra prácticamente la misma información ya que son parámetros de vital importancia que nos pueden advertir un accidente o falla en los equipos

- ✓ Uno de los principales usos de los reportes de perforación es la elaboración adecuada del estado mecánico de los pozos, porque este nos servirá como correlación para otros pozos programados, operaciones de mantenimiento, limpieza, para instalar sistemas artificiales de producción, para la complementación métodos de recuperación secundaria o mejorada, para realizar simulaciones, para el abandono del pozo, para realizar, registros geofísicos o de producción, para redisparar la formación o cambiar de intervalo productor.

- ✓ Se recomienda adjuntar espacios en el reporte de perforación para registrar el gradiente de temperatura ya que si este aumenta muy rápido en poca profundidad puede dañar la tubería, y el porcentaje de gases tóxicos producidos para evitar accidentes; no se contemplan estos datos en ningún reporte de perforación.



Bibliografía.

- ✓ William H. Emmons Geología principios y Procesos. 5ta edición. Estados Unidos de Norte América.
- ✓ Mc. Cray Artur w. Tecnología de la perforación de pozos petroleros. 3er. Edición. México
- ✓ Arthur Holmes. Geología física. 8va. Edición. México
- ✓ David Hawker, Karen Vogt Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3. México
- ✓ Pemex.
- ✓ Rymond de Verteuil and Iain McCourt. Manual de perforación Introduction to directional drilling. Estados Unidos de Norte América.
- ✓ Rymond de Verteuil and Iain McCourt. Apuntes de estimulación de pozos, Facultad de Ingeniería UNAM. México.
- ✓ Garicochea P. Francisco. Apuntes de terminación de pozos, Facultad de ingeniería UNAM. México.
- ✓ Garicochea P. Francisco. Diseño manejo y selección de tuberías de producción. México.
- ✓ Sánchez Samudio Miguel y Vélez Martínez Manuel. Cementing considerations for deep Wells in the appalachian basin. Primera Edición, Estados Unidos de Norte América.
- ✓ R. Schindler. Schlumberger. Accesorios para cementación de pozos petroleros. Editorial Siderca. Tanaris Group.



- ✓ Group CEDIP. 2009. Ingeniería de cementaciones. Group CEDIP. 2009. México.

- ✓ Ingeniero José Agustín Velazco Facultad de Ingeniería UNAM. Elementos de perforación. México.

- ✓ Nelson, E.B. Well cementing. 1983. Estados Unidos de Norte América.

- ✓ Ing. Horacio Lucia F. Curso teórico básico de laboratorio. Hallyburton Fluids Systems 2007. México.

- ✓ Edgar Sánchez González. Calculo de Geopresiones y tubería de revestimiento.

- ✓ Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas Texas.