

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Estimación estocástica de  
tiempos y velocidades de  
perforación**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Jesús Eduardo Munguía Tabares

**ASESOR DE INFORME**

M.I. Oswaldo David López Hernández



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018**

## **Agradecimientos**

A Dios por sobre todas las cosas.

A mis padres por darme todo el amor que en ellos existe.

A mis hermanos por cuidarme y ser mis dos grandes ejemplos desde muy pequeño.

A toda mi familia por siempre apoyarme y estar ahí presentes.

A todos mis amigos y profesores que han formado parte de toda mi preparación académica.

A mi Universidad por permitirme vivir y aprender cosas maravillosas.

A todos en Jaguar E&P por darme la oportunidad de aprender y desarrollarme profesionalmente.

## Contenido

I. Introducción.....	4
II. Objetivo .....	4
III. Retos .....	5
IV. Metodología utilizada.....	5
IV.1. Velocidades en la perforación.....	14
IV.2. Tiempo plano .....	18
IV.3. Riesgo.....	19
V. Resultados.....	27
VI. Conclusiones .....	29
Anexo 1.....	31
Anexo 2.....	32

## **I. Introducción**

Como parte de la Reforma Energética y la apertura que esta dio a inversionistas privados, diversas empresas fueron creadas para su participación en el sector petrolero del país, entre ellas Jaguar Exploración y Producción (Jaguar E&P).

Derivado de mi ingreso en 2016 a Jaguar E&P una de las tareas que desarrollé fue la estimación de tiempos y velocidades de perforación de un campo de interés para la compañía. Dicha estimación se basó en experiencias que el operador previo había presentado durante la perforación de los pozos.

Para la estimación de tiempos y velocidades comencé con el análisis de los reportes diarios de perforación de una muestra representativa de pozos para continuar con el vaciado de las actividades en un formato donde discreticé si la actividad realizada debía ser considerada una actividad con tiempo productivo o con tiempo no productivo (NPT).

Posterior al análisis de los reportes de perforación de la muestra de pozos procedí al condensado de las actividades en un solo formato donde continuaría con la determinación estocástica de los tiempos y velocidades involucrados en la perforación de los pozos como son velocidades de corrida de tubería, velocidades de perforación, tiempos productivos y tiempos no productivos todo basado en las actividades reportadas por el operador previo durante la perforación de los pozos, esto con ayuda del complemento de Oracle para Microsoft Excel Crystal Ball.

Los resultados que obtuve fueron las velocidades y tiempos de perforación que mejor representan las condiciones particulares del campo en análisis y fueron de gran utilidad para el análisis integral del área.

## **II. Objetivo**

Estimar estocásticamente los tiempos y velocidades de perforación de un campo a partir de los reportes diarios de perforación de una muestra representativa de pozos.

### III. Retos

Previo a la Reforma Energética, Petróleos Mexicanos (Pemex) era la única empresa autorizada para explorar y producir hidrocarburos en México, por lo tanto, la mayoría de la información con la que hoy cuentan los nuevos operadores fue generada bajo los estándares de Pemex.

Al no tratarse de información o estudios realizados de primera mano se debe de prestar especial atención a su interpretación y entendimiento para su máximo aprovechamiento.

### IV. Metodología utilizada

A continuación describiré el proceso que seguí para cálculo de tiempos y velocidades de perforación basado en experiencias previas. En la **Figura 1** muestro un diagrama de flujo de los pasos que seguí.

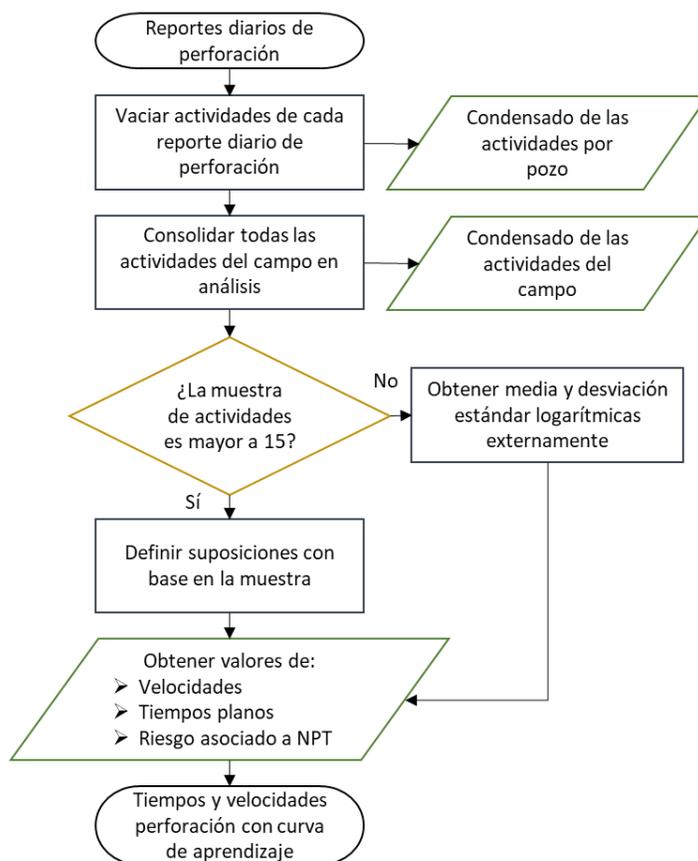


Figura 1 Diagrama de flujo para obtención de tiempos y velocidades de perforación.

Los reportes de perforación que analicé tienen la estructura que muestro en la **Figura 2**.

**Daily Drilling Report**

Well Name: [REDACTED]

Section: **8.50** Drig Hrs: **11.73** Cum. Drig Hrs: **47.15** Days // Spud: **6** Rep #: **6** GLE: [REDACTED]

DAY: **\$65,064.00** CUM.: **\$840,467.26** Drig + Well Test AFE 1: **\$3,115,124.00** Drig + Well Test AFE 1 Execution: **26.98%** AFE1 Code: [REDACTED] RKB: [REDACTED] Weather:

DAILY OPERATIONS DETAIL																
From	To	Hrs	Operation													
0:00	3:00	3.00	Cont directional drilling 8.½" hole section // 4,094' // 4,130' in Drop section of S shape directional well. Flow rate= 520 GPM, 70 RPM, WOB= 10/15 Kib, 1600 SPP, Torque 220/250. @ 4,130' EOD w/ 0,84" Inc and 242,18" azi.													
3:00	6:00	3.00	Cont directional drilling 8.½" hole section // 4,130' // 4,418' in vertical section of S shape directional well. Flow rate= 520 GPM, 70 RPM, WOB= 10/15 Kib, 1600 SPP, Torque 220/250. @ 4,130' Started vertical section. @ 4,125' Discarded 100 Bbl of heavy weight mud. Add 150 Bbl of fresh mud to increase levels, control weight and MBT.													
6:00	18:00	12.00	Cont directional drilling 8.½" hole section // 4,418' // 5,074' in vertical section of S shape directional well. Flow rate= 520 GPM, 70 RPM, WOB= 5/10 Kib, 1750 SPP, Torque 250/300. @ 5,074' Circ and reciproc string 1 bottoms up to confirm C8 FM top. Ok.													
18:00	19:00	1.00	Cont directional drilling 8.½" hole section // 5,074' // 5,109' in vertical section of S shape directional well. Flow rate= 520 GPM, 70 RPM, WOB= 5/10 Kib, 1750 SPP, Torque 250/300. Drilled 35 ft into C8 FM.													
19:00	20:00	1.00	Final MW: 9.7 ppg; Visc. 50 sec. @ 5,109' mixed, pumped and displaced 30Bbl of High-Vis Pill 150sec and 9,7 ppg to shakers clean. Ok. Average hole diameter: 9.2".													
20:00	22:30	2.50	POOH // 5,109' // 4,023'. Tight points: @ 4,884' w/ 14 Kib OP; 4,354' w/ 16 Kib OP; 4,115' w/ 14 Kib OP. Reciprocating to free point.													
22:30	0:00	1.50	Reciprocating to free point.													
<b>Total</b>		<b>24.00</b>														

**06:00 Hrs Update**

Cont POOH // 4,023' // surface.  
Tight points: @ 803' w/ 12 Kib OP; 563' w/ 16 Kib OP; 434' w/ 16 Kib OP.  
Reciprocating to free point. ok. Hole in good condition.

LD directional BHA.

MUD																				
Time	Type	Depth	MW	VIS	PV	YP	Gels	Pm	Pf	Mf	Cl-	Ca++	FL	% Solid	LGS	% Sand	pH	MBT	ECD	
23:59	POLYMER	5,109.0	9.70	39.00	9.00	14.0	6.0	10.0	14.0	1.00	0.80	1.20	500	80	1.00	7.00	0.25	10.50	30.0	10.10
10:00	POLYMER	4,607.0	9.60	42.00	8.00	16.0	10.0	13.0	16.0	0.50	0.40	0.70	500	80	1.00	6.00	0.25	9.40	25.0	

LOSSES			DAYS SINCE LAST			
	Daily	Cum	LTA	100.0	BOP TEST	4.0
Subsurface total		0.00	EVACUAT/DRILL	32.0	SPILL DRILL	FIRE DRILL
						KICK DRILL

BHA # 1 (DIRECTIONAL) DETAIL		Component (# of Jts, @Distance // Bit)	
Drill Pipe(x1,@xx) + Unknown(x1,@xx) + Antenna Sub(x1,@xx) + Indeex Sub(x1,@xx) + Unknown(x1,@xx) + Drill Pipe(x1,@xx) + Heavy Weight Drill Pipe(x6,@xx) + Drilling Jar(x1,@xx) + Heavy Weight Drill Pipe(x10,@xx) + Spiral Drill Collar(x3,@xx) + Unknown(x1,@xx) + Antenna Sub(x1,@xx) + Indeex Sub(x1,@xx) + Non-Mag Drill Collar(x1,@xx) + Integral Blade Stabilizer(x1,@xx) + Adjustable Stabilizer(x1,@xx) + Positive Displacement Motor(x1,@xx) + Polycrystalline Diamond Bit		PU:	122.00
		ROT:	112.00
		SO:	106.00
		BHA:	
		below jars:	36.00
		BHA Length:	1,811.48

BIT 2 RUN DETAIL																														
Run #	Bit #	SIZE	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	JETS	TFA	IN	OUT	I	O	D	L	B	G	O	R	P	WOB	RPM	Torque(ft-lbf)	ROP	KRevs	Ftg.	Hrs.	ΔBPress	SPP	Flow In	HSI
1	2	8.500	HYCALO/RSFX319N	M422	A188019	2X16,3X15	0.91	306	5,109	0-0-NO-A-X-IWO-BHA	5/15	60/80	7520/11,280	86.5						5/15	60/80	7520/11,280	86.5	1,015	11.73	817	1,750	871		

SURVEY				CASING				PUMP OPS				HOURS ON			
No.	MD	Inclinat.	Azimuth	SIZE	SHOE DEPTH (MD/TVD)			No.	Liner size	Stroke	SPM	DRLG JARS		Hr	
85	5,109.0	0.95	163	0.000	/			1	5.50	8.00	111.00	MUD MOTOR		Hr	
84	5,074.0	0.92	168	13.375	30.00 / 30.00			2	5.50	8.00	112.00	MWD		Hr	
83	5,053.0	0.91	172	9.625	306.00 / 306.00			3	5.50	8.00	111.00	BHA		Hr	

PERSONNEL						Total no. of People: 57
[REDACTED]	4	NOV FLUID CONTROL	6	[REDACTED]	5	HALLIBURTON WL
[REDACTED]	27	[REDACTED]	10	NOV DRILLING FLUIDS	1	

Drig Supervisor: [REDACTED] Well Assistant: [REDACTED] Rig TP.: [REDACTED]

Figura 2 Reporte diario de perforación, ejemplo 1.

Donde:

1. Generalidades del pozo: Nombre, ubicación, costo total planeado del pozo, costo del día en curso, costo acumulado, conteo de días, sección o etapa de perforación.

2. *Daily operations detail*: Se detallan las operaciones realizadas o eventos suscitados en el pozo, registrando el inicio y fin de la operación.
3. *06:00 Hrs update*: En esta sección se describe la actualización de las operaciones del día siguiente al de la elaboración del reporte.
4. *Mud*: Se enlistan las propiedades del fluido de perforación o lodo de perforación utilizado, en caso de adecuaciones al lodo se escribe la hora y las nuevas propiedades del fluido.
5. *Losses / Days since last*: Se realiza el conteo de días desde un último evento de seguridad o siniestro como puede ser manifestación, prueba de BOP, derrame, etc.
6. *BHA Detail*: Se especifican las herramientas utilizadas en el BHA (*bottomhole assembly*) o sarta de perforación como pueden ser tuberías de perforación, tubería pesada de perforación, lastrabarrenas, barrena, etc.
7. *Bit run detail*: Se detallan las especificaciones de la barrena y su estado de conservación en las diferentes corridas de barrenas que se realizan.
8. *Survey / Casing / Pumps ops / Hours on*: Se detalla la desviación o trayectoria del pozo indicando su inclinación (grados desviados respecto a la vertical) y azimuth (grados desviados del norte). / Se registra la profundidad de las zapatas cementadas de las etapas anteriores. / Especifica las características de las bombas utilizadas. / Especifica las horas de operación de equipamiento subsuperficial.
9. *Personnel*: En esta sección se especifica el puesto, compañía y cantidad de personal trabajando en el equipo de perforación.
10. *Safety Information*: Se enumeran los derrames, accidentes que han ocurrido en el equipo de perforación o plataforma de perforación y se lleva un registro de las situaciones peligrosas que se han presentado.

Los reportes de diarios de perforación no varían demasiado entre sí, incluso, los reportes de pozos en ambientes marinos cuentan con una estructura muy similar. En la **Figura 3** muestro un ejemplo de ellos.

Daily Drilling Report																		
Rig: [REDACTED]					Rig No: 12													
Job No: [REDACTED]					Job Name: [REDACTED]													
Report No: 21					Report For 22-Apr-08													
Operator: [REDACTED]		Last Casing: 9.625 at 6,157, Test		Water Depth (ft): 317.9		Block: [REDACTED]												
MD (ft): 10,198		Next Casing: 7.000 at 11,311		Spud Date: 03-Apr-08		OCS No: [REDACTED]												
TVD (ft): 8,510		Job End/Rig Avail: 04-May/11-May-08		Drill Days: 20 actual / 31 plan		State: [REDACTED]												
Hole Made/Hrs: 428.9 / 14.75		Proposed TD: 11,355		Days on Job: 22		Country: [REDACTED]												
Current Ops: Drlg. - Circ & raise mud wt. - POOH to 9100' B/ream to 8070' - TIH to 9801' - Circ. B/U -Drlg w/Dir Assy																		
Planned Ops: Drlg ahead. & trip for new bit																		
Snr Toolpusher: [REDACTED]			Night Toolpusher: [REDACTED]			Rig Tel: [REDACTED]												
Client Sup.: [REDACTED]			Personnel on Board: 30			Operator: 2 Service - Cont: 10												
O.I.M.: [REDACTED]			Contractor: 30			Other: 7												
Rig Manager: [REDACTED]			Service - Op: 8			Catering: 7 Total: 57												
Operations Summary																		
From	To	Hrs	MD(ft)	IADC	Activity	Operations Description												
0:00	0:30	0.50	9,801	2	DRILS	Sliding & Drlg. F/9769' to 9801'												
0:30	2:00	1.50		5	CIRC	Circ. & raise mud wt. To 9.8 ppg												
2:00	3:00	1.00		6	TRPOUT	TOH to 9100' hole started swabbing												
3:00	4:00	1.00		3	REAM	Back Ream F/9100' to 8070'												
4:00	5:00	1.00		6	TRPIN	TIH to 9801' - no fill on BTM												
5:00	6:00	1.00		5	CIRC	Circ. B/U, check for cavings												
6:00	12:00	6.00	9,941	2	DRILS	Sliding & Drlg. F/9801'to 9941' hole started packing off												
12:00	16:00	4.00	10,041	2	DRIL	Sliding & Drlg. F/9941'to 10,041' hole started packing off												
16:00	17:00	1.00		5	CIRC	Circ. B/U & Cond Hole												
17:00	18:30	1.50	10,098	2	DRILS	Sliding & Drlg. F/10,041' to 10,098'												
18:30	19:00	0.50		9	CUTDL	Cut and Slip 120 ft												
19:00	21:45	2.75	10,198	2	DRILS	Sliding & Drlg. F/10,0981' to 10,198'												
21:45	22:30	0.75		5	CIRC	Circ to condition Hole												
22:30	0:00	1.50		8	RRTD	Repair main hydraulic control line leak												
Casing Information																		
Type	Size	Top MD	Top TVD	Bottom MD	Bottom TVD	Nom. Weight	Nom. Grade	LOT										
FULL	18.625	8	8	1101	1101	102.0	J-55	10.10										
FULL	13.375	8	8	3855	3855	78.0	K-55	11.90										
FULL	9.625	8	8	6157	6157	51.0	K-55	14.30										
Safety Information																		
Meetings/Drills	Time	Description																
Safety	15	PTSM - Discussed issue with keeping stairs in mud pit room clean																
Abandon Ship	30	All personnel mustered to assigned crew boats																
Record Events:	1	Spill Events:	1	Near Miss Reports:		Hi Po Events:												
Dropped Objects:	2	Stop Cards:	2	<input checked="" type="checkbox"/> Crownmatic Check	<input checked="" type="checkbox"/> Storm Packer Onboard													
Last BOP Test Date:	22-Apr-08	Test Pressure:	12500	Next Test Date:	22-Apr-08													
First Aid:	1	Medical:	0	Days Since LTA:	1026													
Accident Description: [REDACTED] slipped on stairs in mud pit room. Sustained abraisoin on hip. Applied bandaaid and returned to work.																		
Bit/BHA Information																		
No/Run	Make	Model	Diam	Jets	Dist	Hrs	ROP	WOB	RPM	Torq	MudWt	Flow	Press	J.Vel	P.Drp	HHP	JIF	
5	1	REED	HRT-22	12.250	15,15,16,16	441.0	19.5	22.6	28	100	21	9.70	870	2,900	378	1242	630	1652
DepthOut:		Cutter:Inner/Outer:		Dull:Maj/Oth:		WearLoc:		Brgs:		Gauge:		Pull:						
BHA - BIT, XO, MMTR, STAB, DC, DC, BS, DC, STAB, JAR, 3 DC - Length=263.90																		
Mud Reports																		
Date/Time	Density	Vis.	PV	YP	Filtrate	Cake	pH	Solids	Oil	Water	Sand	Chlor.	Ca	Gels	Temp In/Out			
22-Apr-08 15:06	9.80	32	28	27	2.5	2	7.2	2			0.1	2300	220	20 / 25 / 31	71/75			
22-Apr-08 06:00	9.75	30	29	27	2.4	2.1	7.3	2			1.5	23500	280	24 / 27 / 30	70/74			
Drilling Parameters																		
Depth	ROP	Ave./Max.	WOB	RPM	Torque	Pump 1	Pump 2	Pump 3	Pump 4	Ann. Vel.		DC/DP			Formation			
9798-10198	22.0	42.0	32	100	20	5.50	80	6.25	60	6.25				910	2,950	259	149	Shale/Sist

1

2

8

10

6-7

4

8

Figura 3 Reporte diario de perforación, ejemplo 2.

Contando con la información de distintos pozos perforados procedí al vaciado de información en una hoja de cálculo la cual se encuentra dividida en tareas y



Donde:

1. Se indica la fecha, duración de la actividad (no mayor a 24 hrs), profundidad, diámetro y densidad del lodo de la etapa en la que se está trabajando y si es el caso metros o pies perforados. En esta sección también se lleva un conteo de las horas y días acumulados.
2. En la sección dos se encuentran enlistadas las actividades cuyo tiempo califica como tiempo productivo (en horas). En cada columna se debe anotar el tiempo que duro la actividad o trabajo. En la **Figura 5** muestro un ejemplo de algunas actividades enlistadas.

Perforar	DRILLING
Circular	
Amar BHA/Probar herramienta	BHA
Quebrar BHA	
Bajar sarta	
Sacar sarta	TRIPS
Amar/Quebrar tubería/Calibrar tubería	
Instalar equipo para bajar TR / LINER	
Desmantelar equipo para bajar TR / LINER	
Bajar TR / LINER	Tr/liner
Instalar equipo para cementar	
Circular para cementar	
Cementar TR / LINER	
Instalar BOP'S	BOP'S/CABEZAL
Prueba de BOP'S	
Desmantelar BOP'S	
Probar TR / LINER	
Realizar prueba de integridad/goteo a la formación	PRUEBAS
Correr registros eléctricos	LOGGING
Simular y planificar de seguridad	DRILLS

Figura 5 Actividades de tiempo productivo.

3. Resumen de tiempos productivos en horas, días y acumulado.
4. En la sección cuatro se enlistan las actividades cuyo tiempo califica como tiempo no productivo o NPT. En la **Figura 6** muestro un ejemplo de algunas actividades calificadas como NPT.

Reaming	FORMATION
Perdidas de Circulación	
Influjo/Control de pozo	
Problemas de Cementación	
Corriendo registros	
Problemas direccionales	SEGMENTS (WAIT)
Problemas de logging	
Problemas de barrenas	
Espera/Fallas Compañías de Servicio	TERCEROS
Espera/Fallas CSG	
Problemas en Cabezal	
Falla de equipos de control de soldos	
Bombas	RIG
Otros - Sistema de Circulación	
Falla Eléctrica	
Pega de Tubería (trabajo y libero)	FALLAS OPERA
Sidetrack	
Otros	
Obra Civil	OBRAS CIVILES
Cierre de Locacion	PAROS
Clima/Ambiental/Naturaleza	AMBIENTE

Figura 6 Actividades de tiempo no productivo.

5. Resumen de tiempos no productivos en horas, días, acumulado y tiempo total.

En la **Figura 7** muestro un ejemplo de la hoja de cálculo ya con datos de un pozo perforado.

FECHA		TIEMPO	TIEMPO ACUMULADO	TIEMPO ACUMULADO	PROFUNDIDAD	PIES PERFORADOS	ETAPA	DENSIDAD	COMENTARIOS	Mudanza	DRILLING				
From	To	hrs	hrs	days	ft	ft				Mudanza	Perforar	Perforar parametros controlados - Anticollision / Topes	Circular	Perforar cople flotador/cemento/shoe track	Ampliar agujero
		0.50	0.5	0.02	30	0	12 1/4"	9.7							
		3.00	3.5	0.15	306	276	12 1/4"	10.2			3.00				
		2.50	6.0	0.25	306	0	12 1/4"	10.2					0.50		
		21.50	27.5	1.15	306	0	12 1/4"	10.2						1.50	
		2.50	30.0	1.25	457	151	8 1/2"	9.7	shar. mass		2.50				
		17.50	47.5	1.98	1573	1116	8 1/2"	9.6	shar. mass		17.50				
		0.50	48.0	2.00	1595	22	8 1/2"	9.6	tangent		0.50				
		0.50	48.5	2.02	1595	0	8 1/2"	9.6					0.50		
		4.00	52.5	2.19	1841	246	8 1/2"	9.6	tangent D		4.00				
		0.50	53.0	2.21	1841	0	8 1/2"	9.6	MWD						
		1.00	54.0	2.25	1882	41	8 1/2"	9.6	tangent D		1.00				
		3.50	57.5	2.40	1950	68	8 1/2"	9.5			3.50				
		1.00	58.5	2.44	1950	0	8 1/2"	9.5	shar. mass						
		7.50	66.0	2.75	2432	482	8 1/2"	9.5			7.50				
		12.00	78.0	3.25	3066	634	8 1/2"	9.7	drop S		12.00				
		15.00	93.0	3.88	3786	720	8 1/2"	9.6			14.00		0.50		
		9.00	102.0	4.25	4094	308	8 1/2"	9.6			9.00				
		3.00	105.0	4.38	4130	36	8 1/2"	9.7			3.00				
		3.00	108.0	4.50	4418	288	8 1/2"	9.7			3.00				
		12.00	120.0	5.00	5074	656	8 1/2"	9.6			12.00				
		1.00	121.0	5.04	5074	0	8 1/2"	9.6					1.00		

Figura 7 Llenado de actividades por pozo.

En esta etapa de vaciado de información es muy importante tener presente la secuencia operativa que se sigue en la perforación de pozos para anticipar en medida de lo posible las actividades subsecuentes a realizar y poder identificar las actividades realizadas que entran como tiempo no productivo. Un ejemplo de esto puede ser el *reaming* o repasado de barrena sobre la pared del pozo, puede ser una actividad planeada al tener presente que se perforaran formaciones inestables o hinchables por lo que su tiempo se tomaría como productivo sin embargo si en el reporte de perforación reportan puntos apretados o atrapamientos el *reaming* se encontraría vinculado a una actividad no prevista y se contaría como una actividad con tiempo no productivo.

Después de vaciar la información de una muestra representativa de pozos en el formato de la **Figura 7** procedí a condensar la información de los pozos en otra hoja

de cálculo de la cual se obtendrían los valores para la estimación de los tiempos de perforación.

El nuevo formato u hoja de cálculo tiene los mismos rubros que el formato anterior además de incluir cálculo de velocidades de corridas de revestidores, bajada y subida de sarta de perforación y velocidad de perforación (ROP). Justo como muestro en la **Figura 8**.

Total Time	Section	Fts Drilled	Depth [ft]	CSG RIH Speed (fts/hrs)	POOH (fts/hrs)	RIH BHA (fts/hrs)	ROP	DRILLING					
								Perforar	Perforar parametros controlados - Anticollision / Topes	Circular	Perforar cople flotador/cemento/shoe track	Ampliar agujero	
0.02	12 1/4"	0	30										
0.21	12 1/4"	255	285				63.75	4					
0.75	12 1/4"	0	285	190.00	142.50	570.00				0.5			
1.19	12 1/4"	0	285			95.00						1.5	
1.44	8 1/2"	279	564				55.80	5					
1.69	8 1/2"	328	892				54.67	6					
1.75	8 1/2"	0	892										
2.10	8 1/2"	409	1301				48.12	8.5					
2.75	8 1/2"	711	2012				45.87	15.5					
2.85	8 1/2"	158	2170				63.20	2.5					
3.75	8 1/2"	888	3058				41.30	21.5					
4.63	8 1/2"	718	3776				35.90	20		0.5			
4.75	8 1/2"	143	3919				47.67	3					
5.75	8 1/2"	534	4453				23.22	23		1			
5.83	8 1/2"	49	4502				24.50	2					

Figura 8 Formato condensado de actividades.

Una vez condensada toda la información se facilita el análisis de la misma y de forma inmediata se pueden generar gráficos como los que presento en la **Figura 9**

y **Figura 10** para tener una idea más clara de los tiempos de perforación del campo en análisis.



Figura 9 Gráfico tiempo vs profundidad.



Figura 10 Gráfico de días de perforación.

De la **Figura 9** y **Figura 10** se puede concluir que perforar un pozo de 5,500 [ft] en el campo de estudio puede tomar entre 12 a 14 días aproximadamente y que en

general los tiempos productivos del área son buenos sin embargo existe la posibilidad de mejorar los tiempos de perforación mediante la mitigación de los tiempos no productivos.

#### **IV.1. Velocidades en la perforación**

Como mencioné al inicio del presente informe la herramienta que utilicé para la determinación estocástica de velocidades y tiempos de perforación fue Crystal Ball y a continuación mencionaré la metodología que seguí.

Las velocidades involucradas en la perforación de pozos son:

- Corrida de tubería de revestimiento dentro del pozo (CSG RIH)
- Sacada de tubería (POOH)
- Metida de tubería (RIH)
- Velocidad de perforación (ROP)

Dependiendo de la profundidad estas velocidades tienen asociado un tiempo el cual forma parte del tiempo productivo del pozo.

Filtrando la información del formato condensado de actividades (mostrado en la **Figura 8**) generé la siguiente tabla de velocidades donde las separé de acuerdo a su etapa, que para todos los pozos fue 12 ¼" y 8 ½".



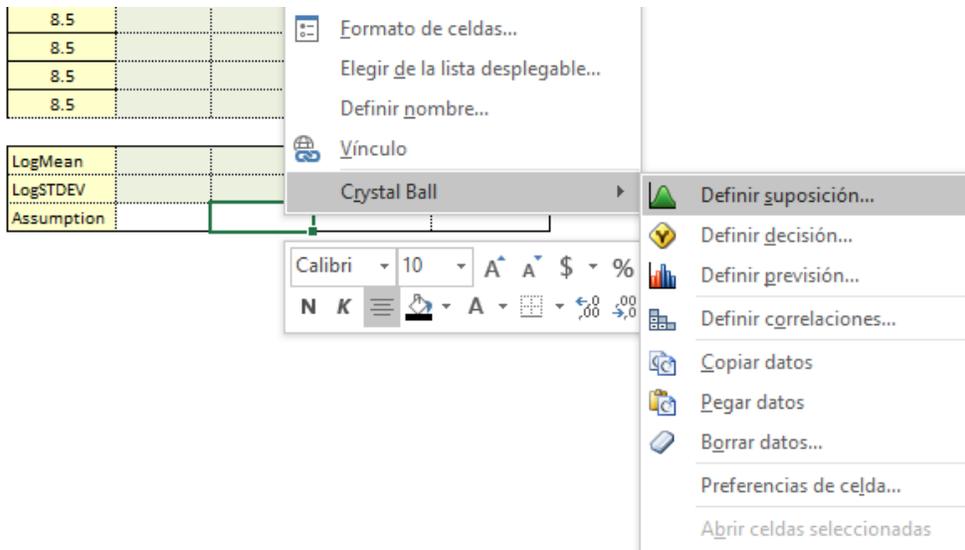


Figura 12 Definición de superposición en Crystal Ball.

2. Elegir la distribución a utilizar, yo utilicé la distribución Logarítmico Normal ya que en ella la variable desconocida, velocidad de perforación, por ejemplo, puede aumentar sin límite, pero está limitada a un valor finito en el límite inferior.
3. Seleccionar las velocidades de entrada. Por ejemplo, todas las ROP para la etapa de 8 ½”.
4. Repetir para las otras velocidades hasta obtener las velocidades estocásticas involucradas en la perforación del campo en análisis. Como muestro en la **Figura 13**.

	G	H	I	J	K
	Seccion	CSG RIH Speed (ft/hrs)	POOH (ft/hrs)	RIH BHA (ft/hrs)	ROP (ft/hr)
	8.5				48.57
	8.5				43.80
	8.5				83.43
	8.5				49.62
	8.5				35.00
	8.5				29.00
	8.5				16.62
	LogMean				
	LogSTDEV				
	Assumption		880.38	755.53	48.70

Figura 13 Velocidades generadas con más de 15 valores.

Para los casos donde no conté con más de 15 valores como fue en la velocidad de corrida de revestidores (columna H de **Figura 13**) utilicé una hoja de cálculo ya programada cuya finalidad es arrojar la media logarítmica y desviación estándar logarítmica de los valores que introduce.

Esta media logarítmica y distribución estándar logarítmica son las encargadas de describir la distribución de las variables a analizar, por ejemplo, CSG RIH de la etapa de 8 ½” y fueron las que utilice para introducir las manualmente a CB y generar las velocidades propuestas, justo como muestro en la **Figura 14**.

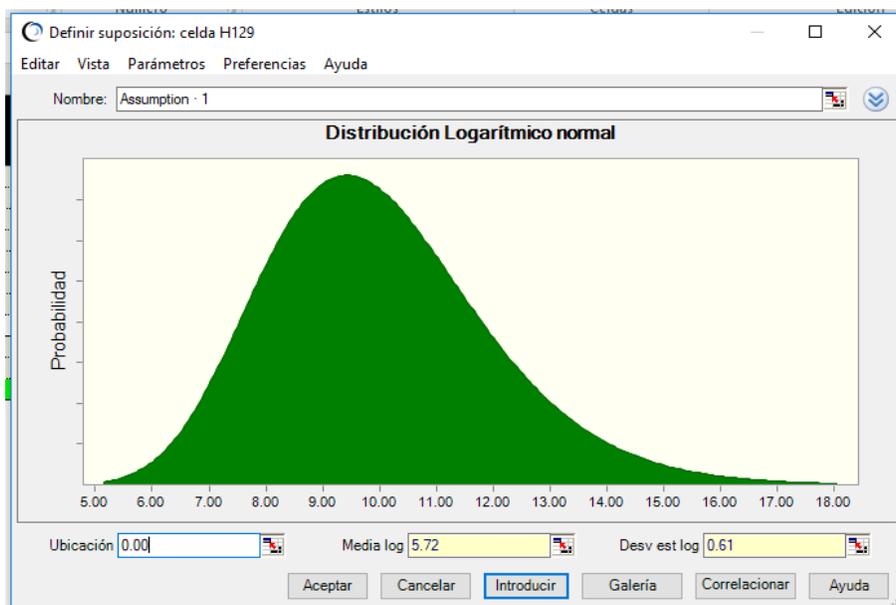


Figura 14 Distribución logarítmico normal con datos manuales.

En la **Figura 15** muestro los resultados obtenidos del análisis de velocidades.

Seccion	CSG RIH Speed (ft/s/hrs)	POOH (ft/s/hrs)	RIH BHA (ft/s/hrs)	ROP (ft/hr)
8.5				49.62
8.5				35.00
8.5				29.00
8.5				16.62
LogMean	5.72			
LogSTDEV	0.61			
Assumption	366.81	880.38	755.53	48.70

Figura 15 Resultado de velocidades involucradas en pozos.

Podemos ver que el operador previo introducía más rápido en el pozo la sarta de perforación de lo que la sacaba del pozo, también se hace notar que en el campo se tiene una baja tasa de perforación, 48.70 [ft/hr] o 14.84 [m/hr] lo cual hace evidente el área de oportunidad que se presenta en el campo, mejorar la configuración del BHA para el aumento de la ROP.

**IV.2. Tiempo plano**

Se le llama tiempo plano o *flat time* al tiempo que duran las actividades necesarias para la realización del pozo como puede ser corrida de tuberías, circulación de lodo, pruebas a BOP, ensamble de BHA, etc. Que no estén involucradas con la perforación del mismo por lo que el tiempo plano forma parte del tiempo productivo del pozo.

El procedimiento que seguí para el cálculo del tiempo plano fue el mismo que para el cálculo de velocidades, para una muestra de más de 15 datos lo hice directamente con una suposición logarítmico normal de CB y para una muestra menor obtuve externamente la media logarítmica y desviación estándar logarítmica para el cálculo del tiempo plano propuesto. En la **Figura 16** y **Figura 17** presento algunos resultados para la etapa de 8 ½” y la etapa de 12 ¼” respectivamente, oculté algunas celdas de la población de datos para fines de visualización ya que la tabla era demasiado grande.

Sección	BHA				TRIPS							Tr/liner					
	Circular	Ampliar agujero	Armar BHA/Probar herramienta	Quebrar BHA	Bajar sarta	Sacar sarta	Viaje de calibración	Armar/Quebrar tubería/Calibrar tubería	Instalar equipo para bajar TR / LINER	Desmantalar equipo para bajar TR / LINER	Bajar TR / LINER	Bajar liner con DP	Instalar colgador	Asentar colgador/empaecedor	Instalar equipo para cementar	Circular para cementar	Cementar TR / LINER
0.5																	
0.5	4.5		1		5.5	5									1	2.5	1
0.5	15				5.5	0.5			15								
0.5					24												
0.5	2				5.5										15		4.5
0.5						5											
Contar	56	0	21	3	33	41	4	3	7	4	12	0	0	0	8	8	11
LogNormal	1.81		0.75	0.85	2.44	4.75	5.96	5.17	1.11	1.05	14.58				1.20	1.41	2.46

Figura 16 Cálculo de tiempos planos en la perforación en etapa de 8 ½”.

Sección	BHA				TRIPS				Tr/liner								
	Circular	Ampliar agujero	Armar BHA/Probar herramienta	Quebrar BHA	Bajar sarta	Sacar sarta	Viaje de calibración	Armar/Quebrar tubería/Calibrar tubería	Instalar equipo para bajar TR / LINER	Desmantelar equipo para bajar TR / LINER	Bajar TR / LINER	Bajar liner con DP	Instalar colgador	Asentar colgador/empacador	Instalar equipo para cementar	Circular para cementar	Cementar TR / LINER
12.25																	
12.25	0.5					1			0.5	0.5	2				0.5		1
12.25																	
12.25	0.5																
12.25			4		1	15			1	0.5	2						0.5
Contar	10	0	8	0	9	11	0	10	7	10	0	0	0	4	3		8
LogNormal	0.76		1.05		2.51	1.23		1.54	0.74	1.84				0.72	0.59		0.98

Figura 17 Cálculo de tiempos planos en la perforación en etapa de 12 1/4".

### IV.3. Riesgo

En la perforación de pozos existen principalmente dos tipos de riesgos que impedirán que la perforación del pozo se lleve a cabo eficientemente, estos son:

- Riesgo superficial: Fallo de bombas, sistema de circulación, espera por herramientas, equipo o personal, etc.
- Riesgo subsuperficial: Atrapamiento, pegaduras, pérdida de circulación, falla de registros, etc.

Ambos tipos de riesgos llevan asociado un impacto en tiempo que corresponde al tiempo no productivo del pozo y costo al plan de perforación y a pesar de que no se puede predecir que dichos problemas ocurrirán sí se puede tomar en consideración su probabilidad de ocurrencia por experiencias pasadas.

Es un hecho que en el diseño y perforación del pozo se prevén dichos riesgos con el fin de mitigarlos sin embargo no se puede confiar en que simplemente no ocurrirán. Por esta razón se cuantifica el riesgo al que estarán expuestos los pozos a perforar para tener contemplado desde el diseño cuanto tiempo y dinero extra podría implicar la perforación de un pozo en el campo estudiado.

Comenzando con la cuantificación del riesgo subsuperficial, la metodología que seguí fue la siguiente:

Filtré del condensado de las actividades de los pozos aquellos que fueran verticales y direccionales, en caso de existir horizontales también se haría un filtro de dichos pozos. Una vez filtrados los pozos verticales agregué una fila donde introduje la función contar de Excel esto para contar el número de eventos ocurridos durante la perforación de los pozos de acuerdo a la actividad. Como muestro en la **Figura 18**

para pozos verticales se tuvieron 6 eventos de Reaming (consultar **Anexo 2** para significado) el cual tuvo por consecuencia tiempo no productivo para el pozo. Oculté varias celdas para fines de visualización.

FORMATION								
Total Removable Time Days	Reaming	Backreaming	Perdidas de circulación	Influjo/Control de pozo	Gasificación	Corriendo CSG/LINER	Problemas de cementación	Corriendo registros
2.04			1.5					
2.04	2							2
2.04								
Contar	6	0	5	3	0	0	1	5

Figura 18 Conteo de actividades con tiempo no productivo.

Condensé el conteo de actividades con tiempo no productivo de pozos verticales en un formato donde se obtendría el impacto en días y en costo que dichas actividades tienen. Muestro el formato que utilicé en **Figura 19**.

a      b      c      d      e      f      g      h      i      j

**V E R T I C A L**

SUB SURFACE RISKS	EVIDENCE		Beta P.	Binom.	Impact in Days		Days	Impact in KUSD		KUSD	KUSD	KUSD					
	EVENTS	POPULATION			Distrib.	Distrib.		Additional	Min (P5)				Max (P95)	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional
Reaming	6	24	0.250														
Perdidas de Circulacion	5	24	0.208														
Influj/Control de pozo	3	24	0.125														
Problemas de Cementacion	1	24	0.042														
Corriendo registros	5	24	0.208														
Problemas direccionales	1	24	0.042														
Problemas de logging	3	24	0.125														

Figura 19 Formato para cálculo de riesgo y su impacto.

Donde el llenado lo realicé con la siguiente metodología:

- a) Probability per well: Obtuve la probabilidad de ocurrencia de cada evento, esto dividiendo el número de eventos que se presentaron en los pozos entre el número total de la población de eventos con tiempo no productivo.
- b) Probability of occurrence: Para la probabilidad de ocurrencia mínima y máxima ocupé dos funciones binomiales programadas, la binomial baja y binomial alta respectivamente, las cuales arrojan el límite inferior y superior del intervalo de confianza o del par de números entre los cuales se estima estará el valor de probabilidad de ocurrencia.
- c) Beta PERT: Utilicé la distribución de CB Beta PERT la cual es utilizada cuando se conocen los valores mínimo, máximo y más probables de alguna situación y resulta útil con datos limitados. La distribución pide como datos de entrada probabilidades de ocurrencia mínima, máxima y más probable que para el primer caso (reaming) fueron 0.115, 0.435 y 0.25 respectivamente. Calculadas en los puntos anteriores a) y b). Ejemplo en **Figura 20**.

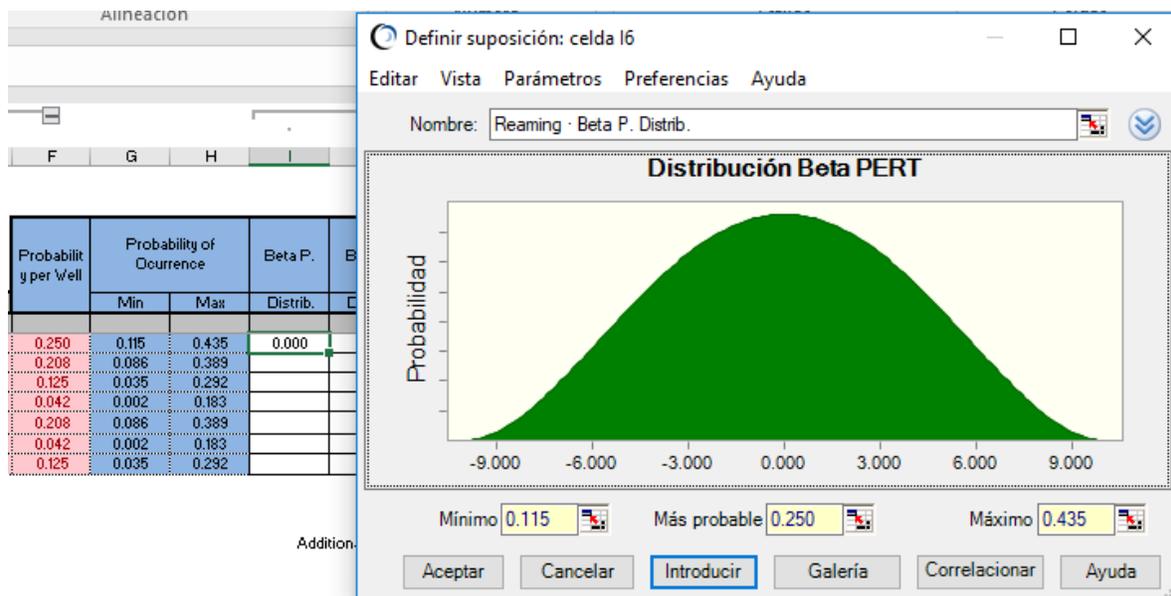


Figura 20 Distribución Beta PERT de probabilidades de ocurrencia.

- d) Binomial: Para el cálculo de la binomial utilicé la suposición de CB Binomial que describe el número de veces que se produce o no un evento en un

número fijo de pruebas como puede ser el número de veces que sale cara en 10 tiradas de una moneda. En este caso la prueba fue única y su probabilidad de ocurrencia fue la probabilidad la Beta PERT calculada en el punto c) definiendo así la distribución de que ocurra o no el evento. Ejemplo en **Figura 21**.

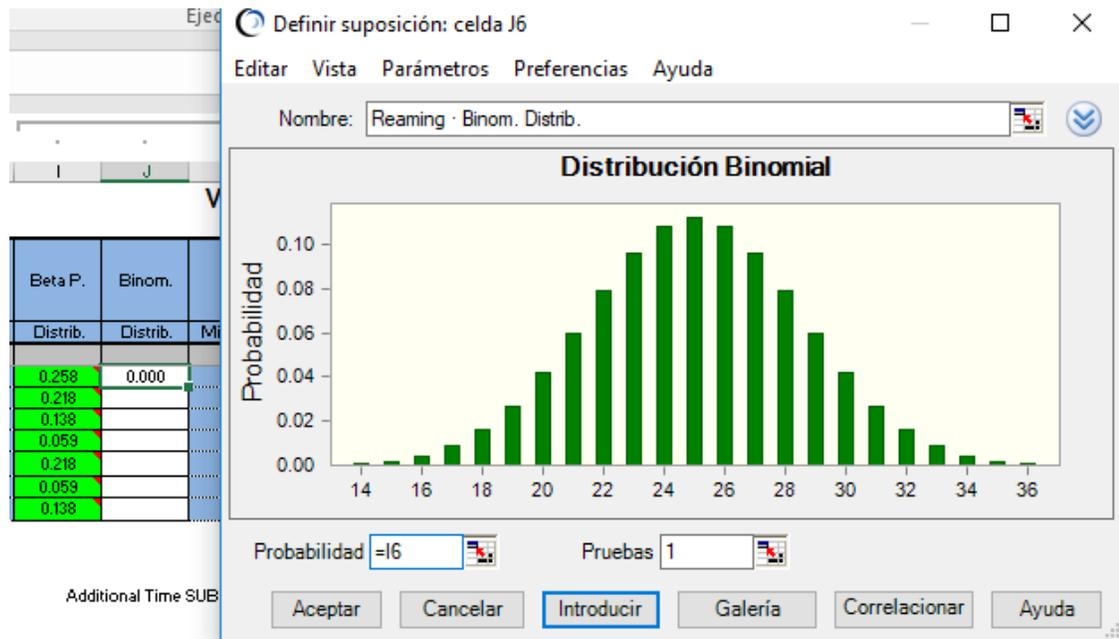


Figura 21 Distribución Binomial de Beta PERT.

- e) Impact in days: En esta sección coloqué el tiempo mínimo y máximo en días que tuvieron cada una de las actividades basado en el condensado de actividades con tiempo no productivo (**Figura 18**).
- f) Days: En esta sección calculé la distribución que tendría la duración de cada una de las actividades basados en el tiempo mínimo y máximo que por experiencia se tuvieron en el campo. La distribución que utilicé fue logarítmico normal para dar un sesgo positivo a la distribución sin embargo puede ocuparse una distribución normal o alguna otra distribución continua. Ejemplo en **Figura 22**.

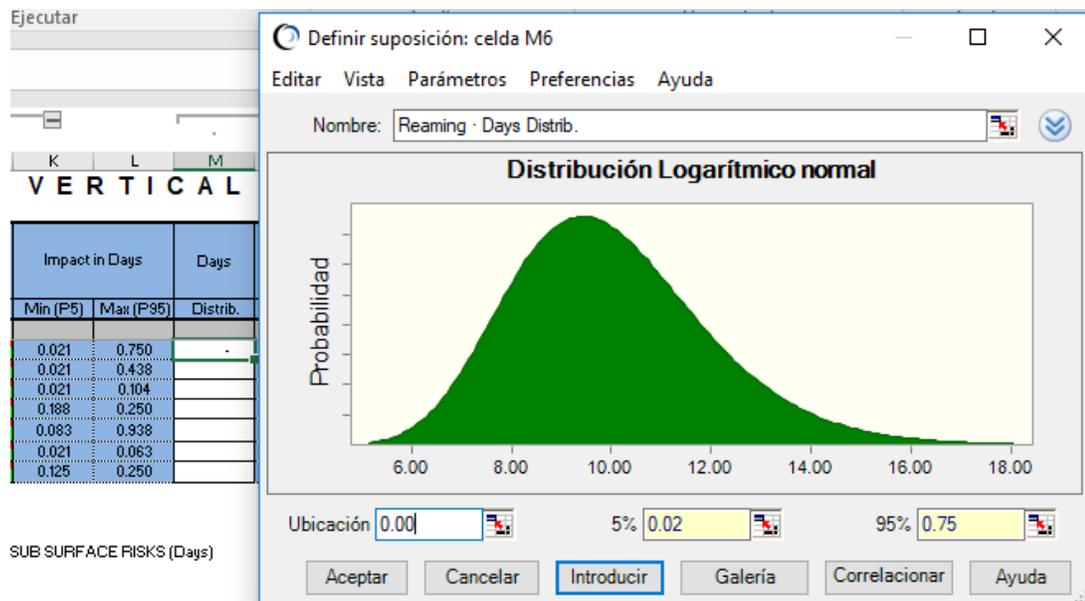


Figura 22 Distribución logarítmico normal de días.

- g) Days: Resultado de multiplicar la distribución binomial de probabilidad por la distribución en días para la obtención final de días estimados de tiempo no productivo por actividad. Punto d) por f).
- h) Impact in KUSD: Esta sección la llené con el soporte de personal con amplia experiencia en operaciones de perforación ya que se necesita de experiencia en el tema para poder definir el rango de costos que se puede tener al incurrir en las actividades de tiempo no productivo analizadas.
- i) KUSD: Para su llenado utilicé una distribución logarítmico normal como mencioné anteriormente para dar un sesgo positivo a la distribución. La distribución era alimentada de los rangos de precios determinados en el punto anterior. Muestro un ejemplo en la **Figura 23**.

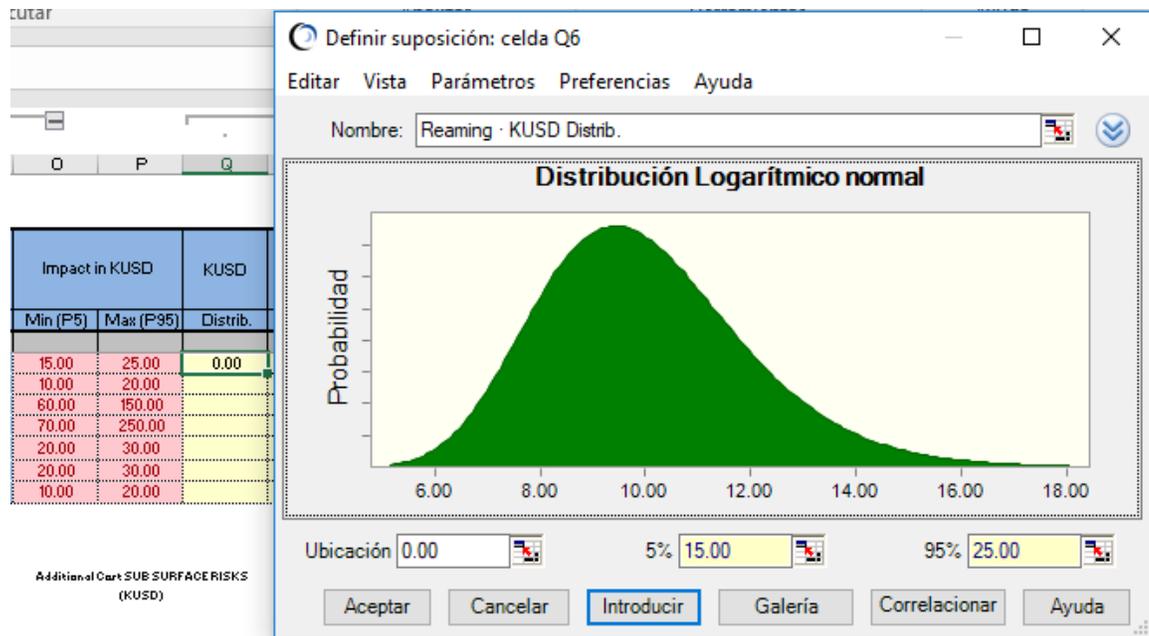


Figura 23 Distribución logarítmico normal para rango de costos.

- j) KUSD: Resultado de multiplicar la distribución binomial de probabilidad por la distribución en miles de dólares para la obtención final de costo estimado tiempo no productivo por actividad. Punto d) por i).
- Para el análisis de riesgo de pozos direccionales repetí el punto 2 pero ahora aplicando un filtro para solo contar las actividades con tiempo no productivo de los pozos direccionales.
  - Posterior a los análisis subsuperficiales realicé el análisis superficial el cual contemplaría los tiempos no productivos que se tuvieron tanto en pozos verticales como en pozos direccionales, utilizando la misma metodología que expliqué en el punto 2.

En la **Figura 24** muestro los resultados que obtuve del análisis de riesgo.

**V E R T I C A L**

SUB SURFACE RISKS		EVIDENCE		Probability of Occurrence		Beta P.		Binom.		Impact in Days		Days		Impact in KUSD		KUSD	
		EVENTS	POPULATION	Min	Max	Distrib.	Distrib.	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional		
Reaming	6	24	0.250	0.115	0.435	0.258	0.258	0.021	0.750	0.23	0.058	15.00	25.00	19.60	5.06		
Perdidas de Circulacion	5	24	0.208	0.086	0.389	0.218	0.218	0.021	0.438	0.15	0.032	10.00	20.00	14.46	3.15		
Influjos/Control de pozo	3	24	0.125	0.035	0.292	0.138	0.138	0.021	0.104	0.05	0.007	60.00	150.00	98.62	13.60		
Problemas de Cementacion	1	24	0.042	0.002	0.183	0.059	0.059	0.188	0.250	0.19	0.011	70.00	250.00	142.57	8.36		
Corriendo registros	5	24	0.208	0.086	0.389	0.218	0.218	0.083	0.938	0.08	0.018	20.00	30.00	24.68	5.38		
Problemas direccionales	1	24	0.042	0.002	0.183	0.059	0.059	0.021	0.063	0.02	0.001	20.00	30.00	24.68	1.45		
Problemas de logging	3	24	0.125	0.035	0.292	0.138	0.138	0.125	0.250	0.13	0.017	10.00	20.00	10.00	1.38		

Additional Time SUB SURFACE RISKS (Days) **0.145** Additional Cost SUB SURFACE RISKS (KUSD) **38.376**

**D I R E C T I O N A L**

SUB SURFACE RISKS		EVIDENCE		Probability of Occurrence		Beta P.		Binom.		Impact in Days		Days		Impact in KUSD		KUSD	
		EVENTS	POPULATION	Min	Max	Distrib.	Distrib.	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional		
Reaming	12	68	0.176	0.105	0.270	0.212	0.212	0.063	0.542	0.23	0.048	15.00	25.00	19.60	4.16		
Backreaming	2	68	0.029	0.005	0.090	0.021	0.021	0.021	0.063	0.02	0.000	20.00	35.00	26.84	0.57		
Perdidas de Circulacion	19	68	0.279	0.191	0.382	0.267	0.267	0.021	3.854	1.00	0.267	10.00	20.00	14.46	3.87		
Influjos/Control de pozo	10	68	0.147	0.082	0.237	0.137	0.137	0.021	0.667	0.21	0.028	60.00	150.00	98.62	13.48		
Corriendo registros	13	68	0.191	0.117	0.287	0.260	0.260	0.021	4.604	1.19	0.309	20.00	30.00	24.68	6.42		
Problemas direccionales	1	68	0.015	0.001	0.068	0.212	0.212	0.042	0.083	0.06	0.013	20.00	30.00	20.00	4.24		
Problemas de logging	1	68	0.015	0.001	0.068	0.164	0.164	0.208	0.250	0.23	0.038	10.00	20.00	10.00	1.64		
Problemas de Cementacion	3	68	0.044	0.012	0.110	0.260	0.260	0.125	0.458	0.26	0.067	70.00	250.00	21.69	5.64		
Pega deTuberia (trabajo y libero)	1	68	0.015	0.001	0.068	0.164	0.164	0.042	0.083	0.06	0.010	10.00	20.00	14.46	2.38		
Pesca (baja hta pesca)	1	68	0.015	0.001	0.068	0.117	0.117	0.083	0.125	0.10	0.012	40.00	80.00	57.84	6.75		
Sidetrack	4	68	0.059	0.020	0.130	0.064	0.064	0.021	1.000	0.29	0.019	150.00	360.00	240.76	15.46		
Problemas de Mudlogging	1	68	0.015	0.001	0.068	0.070	0.070	0.146	0.188	0.17	0.012	10.00	20.00	34.88	2.43		

Additional Time SUB SURFACE RISKS (Days) **0.823** Additional Cost SUB SURFACE RISKS (KUSD) **67.028**

**S U R F A C E R I S K**

SURFACE RISKS	EVENTS	POPULATION	Probability of Occurrence		Beta P.		Binom.		Impact in Days		Days		Impact in KUSD		KUSD	
			Min	Max	Distrib.	Distrib.	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional	Min (P5)	Max (P95)	Distrib.	Additional		
Acondicionando - falla equipo control solidos	3	10	0.3	0.087	0.607	0.316	0.316	0.042	0.063	0.05	0.016	5	20	10.93	3.45	
Bombas	3	10	0.3	0.087	0.607	0.316	0.316	0.021	0.063	0.04	0.012	5	10	7.23	2.28	
Otros - Sistema de Circulacion	4	10	0.4	0.150	0.686	0.408	0.408	0.021	0.042	0.04	0.014	10	25	16.44	6.70	

Additional Time SURFACE RISK (Days) **0.043** Additional Cost SURFACE RISK (KUSD) **12.434**

Figura 24 Resultados de análisis de riesgo.

Como resumen del análisis de riesgo muestro la **Tabla 1** Tabla 1 Resumen de análisis de riesgo. donde enlisto los días y costos que se deben de adicionar a cada pozo a planear, esto en consideración del riesgo que la perforación de un pozo involucra basándose en experiencias previas.

Riesgo	Vertical		Direccional	
	Tiempo [días]	Costo [KUSD]	Tiempo [días]	Costo [KUSD]
Superficial	0.043	12.434	0.043	12.434
Subsuperficial	0.145	38.376	0.823	67.028
<b>Total</b>	<b>0.188</b>	<b>50.810</b>	<b>0.866</b>	<b>79.462</b>

*Tabla 1 Resumen de análisis de riesgo.*

El análisis de costos debido a riesgo de actividades con tiempo no productivo lo calculé para tomarlo en consideración y porque sin problema se podía realizar en conjunto con el análisis de tiempo debido al riesgo, sin embargo no fue el objetivo del trabajo que en su momento realicé por lo que no desarrollé más dicho tema de costos de perforación.

Como se observa en la **Tabla 1** la perforación de pozos direccionales en el campo analizado conlleva un mayor riesgo con impacto en el tiempo de perforación y costo. Presentándose así un área de oportunidad en la perforación de pozos direccionales donde con el correcto estudio y análisis de mitigación de riesgos se podría reducir en gran medida su costo extra asociado al riesgo.

## **V. Resultados**

A continuación presento los resultados obtenidos de la estimación de tiempos y velocidades involucrados en la perforación

- Velocidades de perforación:

Los resultados de la estimación de velocidades de perforación de las dos últimas etapas de los pozos analizados son:

Etapa [in]	CSG RIH Speed [ft/hr]	POOH [ft/hr]	RIH BHA [ft/hr]	ROP [ft/hr]
12.25	246.77	491.80	259.95	72.31
8.5	366.81	880.38	755.53	48.70

*Tabla 2 Resultado de velocidades en la perforación.*

Como se puede observar en la etapa de 8 ½” las velocidades de subida y bajada de tubería fueron mayores que en la etapa de 12 ¼” sin embargo la velocidad de perforación fue menor en casi un 50%.

➤ Tiempos planos:

En la **Tabla 3** presento los resultados que obtuve de la estimación de tiempos planos para las dos últimas etapas de los pozos en análisis.

Actividad	Tiempo estimado [hr]	
	Etapa 12 1/4"	Etapa 8 1/2"
Circular	0.70	1.61
Amar BHA/Probar herramienta	1.83	0.79
Quebrar BHA	0.00	0.89
Bajar sarta	2.51	6.44
Sacar sarta	1.23	4.79
Viaje de calibración	0.00	5.96
Instalar equipo para bajar TR / LINER	1.24	1.11
Desmantelar equipo para bajar TR / LINER	0.74	1.06
Bajar TR / LINER	1.84	14.68
Instalar equipo para cementar	0.72	1.20
Circular para cementar	0.50	1.41
Cementar TR / LINER	0.98	2.46
Desmantelar equipo de cementaciones	0.72	1.10
Instalar cabezal y probar	2.17	0.00
Instalar BOP'S	5.56	4.78
Prueba de BOP'S	1.62	1.28
Instalar/Desmantelar campana, charola y línea de flote	2.50	1.74
Cambiar Rams	7.00	7.00
Desmantelar BOP'S	1.00	1.00
Probar TR / LINER	1.09	1.09
Instalar para correr registros eléctricos	0.00	1.80
Correr registros eléctricos	0.00	6.17
Desinstalar equipo para correr registros eléctricos	0.00	2.21

Tomar survey	0.50	1.04
Cortar cable de perforación/ Mant. Equipo	0.00	9.21
Simulacro y platica de seguridad	0.50	1.21

*Tabla 3 Resultado de tiempos planos.*

➤ Riesgo:

En la **Tabla 4** presento los resultados del análisis de riesgo.

Riesgo	Vertical		Direccional	
	Tiempo [días]	Costo [KUSD]	Tiempo [días]	Costo [KUSD]
Superficial	0.043	12.434	0.043	12.434
Subsuperficial	0.145	38.376	0.823	67.028
<b>Total</b>	<b>0.188</b>	<b>50.810</b>	<b>0.866</b>	<b>79.462</b>

*Tabla 4 Resultado de riesgo de perforación.*

Donde es evidente que la perforación de pozos direccionales, con base en experiencias previas, conlleva a un mayor riesgo el cual se traducirá en costos extra al pozo.

## VI. Conclusiones

Cuando en Jaguar E&P me comentaron del análisis y procedimiento para la estimación estocástica de tiempos y velocidades de perforación a partir de los reportes diarios de perforación que el operador previo había generado para el área en estudio, cobro mucho sentido para mí dicha actividad ya que de esta forma continuaríamos con la curva de aprendizaje iniciada por el antiguo operador y adecuaríamos lo más posible a la realidad las estimaciones realizadas.

Un ejemplo claro de la optimización que se tendría al basarse en la información generada por el operador previo se evidencia en los tiempos no productivos asociados a fallas superficiales que se tuvieron durante la perforación de los pozos ya que estos, como muestro en la **Figura 24**, se encontraron asociados a fallas en el sistema de circulación como bombas y equipo de control de solidos lo que ahora implica para Jaguar E&P tener especial cuidado en el sistema de circulación a utilizar en la nueva campaña de perforación ya que un mal dimensionamiento del

mismo o el uso de un equipo fatigado conllevaría a las mismas fallas y tiempo no productivo que el operador previo presentó.

Otra ventaja que ofrece el análisis de los reportes diarios de perforación es el detectar de forma oportuna las áreas de oportunidad en las que al hacer una adecuación o un correcto dimensionamiento se disminuiría el tiempo de perforación y en consecuencia el costo de los pozos. Un ejemplo de esto sería la velocidad de perforación o ROP que en el campo que analicé fue muy baja, 14.84 [m/hr] haciendo necesario un análisis especial de formaciones a perforar, barrenas y BHA a utilizar para la mejora de la ROP.

En general las ventajas que ofrece el realizar un análisis como el presentado se traducen en un mejor entendimiento del campo y un eficiente desarrollo del mismo.

## Anexo 1

### Terminología en reportes de perforación

La terminología utilizada en los reportes de perforación usualmente es la misma independientemente del país en el que se elabore y consiste en abreviaturas de palabras que refieren a un concepto o acción generalmente en inglés. A continuación presento algunos ejemplos con su significado en inglés / español:

- RIH: Running in hole / Introducir en el pozo ya sea herramientas, tubería, etc.
- POOH: Pull out of hole / Sacar del pozo herramienta, tubería, etc.
- ROP: Rate of penetration / Velocidad de perforación
- RU: Rig up / Armar
- RD: Rig Down / Desarmar
- WOP: Weight on bit / Peso sobre barrena
- FM: Formation / Formación (geología)
- GPM: Gallon per minute / Galones por minuto
- CSG: Casing / Tubería de revestimiento
- DP: Drillpipe / Tubería de perforación
- KOP: Kick off point / Punto donde la perforación del pozo sale de la vertical
- Circ: Circulate, Circulation / Circular fluidos en el pozo
- TOC: Top of cement / Cima de cemento
- LOT: Leak-off test / Prueba de admisión a la formación

## Anexo 2

A continuación presento una breve descripción de las actividades en las cuales clasifiqué las tareas reportadas en los reportes diarios de perforación.

### Actividades de tiempo productivo

DRILLING	Perforar	Tiempo que se ha tenido de perforación continua
	Circular	Circular fluido de perforación por sarta de perforación
	Perforar cople flotador/cemento/sh oe track	Perforación de la última etapa cementada para comenzar una nueva
	Ampliar agujero	Ampliación del diámetro del pozo
BHA	Armar BHA/Probar herramienta	Armado de sarta de perforación
	Quebrar BHA	Desarmado de sarta de perforación para cambio de herramientas, barrena, etc.
TRIPS	Bajar sarta	Tiempo que toma bajar la sarta de perforación
	Sacar sarta	Tiempo que toma sacar la sarta de perforación
	Viaje de calibración	Repasado de pozo (reaming) programado
	Armar/Quebrar tubería/Calibrar tubería	Armado o desarmado de una lingada tubo por tubo y su calibración
Tr/liner	Instalar equipo para bajar TR / LINER	Armado de equipo para viajes de tuberías de revestimiento
	Desmantelar equipo para bajar TR / LINER	Desarmado de equipo para viajes de tuberías de revestimiento
	Bajar TR / LINER	Bajada de tubería de revestimiento o liner
	Bajar liner con DP	Bajada de tubería corta o liner con tubería de perforación
	Instalar colgador	Instalación de colgador de tubería de revestimiento
	Instalar equipo para cementar	Instalación del equipo para la cementación de tubería de revestimiento
	Circular para cementar	Circulación para colocar el cemento en espacio anular
	Cementar TR / LINER	Cementar tubería de revestimiento o tubería corta (liner)
	Esperar fragüe	Tiempo de fraguado del cemento
	Desmantelar equipo de cementaciones	Desmantelado del equipo de cementación
BOP'S/CABEZAL	Instalar cabezal y probar	Instalación y prueba de cabezal
	Instalar BOP'S	Instalación de preventores
	Prueba de BOP'S	Prueba de preventores
	Cambiar Rams	Cambio de rams de preventores
	Desmantelar BOP'S	Desmantelamiento de preventores

PRUEBAS	Probar TR / LINER	Prueba de presión a tubería de revestimiento posterior a su cementación
	Realizar prueba de integridad/goteo a la formación	Prueba de admisión a la formación
LOGGING	Instalar para correr registros eléctricos	Instalación de equipo para corrida de registros
	Correr registros eléctricos	Corrida de registros dentro del pozo
	Desinstalar equipo para correr registros eléctricos	Desinstalación de equipo de corrida de registros
GYRO	Tomar survey	Medición de inclinación y acimut del pozo
RIG MAINT	Cortar cable de perforación/ Mant. Equipo	Mantenimiento de equipo y cable de perforación
DRILLS	Simulacro y platica de seguridad	Generalmente platicas de seguridad previas a operaciones especiales
CORING	Núcleos	Toma de núcleos

#### Actividades de tiempo no productivo

FORMATION	Reaming	Repasado de barrena en formaciones apretadas
	Backreaming	Repasado de barrena mientras se saca del pozo la sarta de perforación
	Perdidas de Circulación	Perdida de fluido de perforación
	Influjo/Control de pozo	Manifestación del pozo y su posterior control
	Gasificación	Gasificación en el pozo
	Corriendo CSG/LINER	Problemas mientras se baja tubería de revestimiento en el pozo
	Problemas de Cementación	Problemas de cementación debido a la formación, generalmente perdidas
	Corriendo registros	Problemas en la toma de registros relacionados a atrapamientos
SEGMENTS (WAIT)	Problemas direccionales	Problemas con el equipo direccional de la sarta de perforación
	Problemas de logging	Problemas con registros
	Problemas de Cementación	Problemas con el equipo de cementación
	Acondicionando - falla equipo control solidos	Falla de equipo de control de sólidos, generalmente temblorinas

	Problemas de barrenas	Problemas con la barrena, posible embolamiento, perdida de conos, desgaste, etc.
	Problemas de Mudlogging	Problemas con equipo de mudlogging
	Problemas de herramientas	Problemas con herramientas en el piso de perforación
	Falla Liner Hanger	Falla con el colgador de liner
TERCEROS	Falla Liner Hanger	Falla por parte del equipo del colgador de liner
	Espera/Fallas Compañías de Servicio	Espera en personal o equipo de compañías de servicios
	Espera/Fallas CSG	Espera o falla de tubería de revestimiento
	Problemas en Cabezal	Problemas con un cabezal no propio
	Falla de equipos de control de solidos	Falla de equipo de control de solidos no propio
	Acondicionando - falla equipo control solidos	Acondicionamiento de lodo
	Otros Servicios de Terceros	Falla de equipos no propios por consecuencias no imputables al pozo actual
RIG	Bombas	Falla de bombas
	Otros - Sistema de Circulación	Fallas en sistema de circulación
	Top Drive - Mesa Rotaria	Problemas en sistema de rotación
	Falla Eléctrica	Falla eléctrica en el equipo de perforación
	Malacate	Problemas en malacate o línea
	Falla de Prueba de BOP'S & Acumulador	Falla durante la prueba de preventores o en acumulador
	Otras fallas de componente del Rig	Otras fallas que se presenten en el equipo de perforación
FALLAS OPERACIONALES	Pega de Tubería (trabajo y libero)	Pegadura de sarta de perforación por presión diferencial
	Pesca (baja hta pesca)	Trabajos de pesca
	Sidetrack	Perforación de re-entrada
	Perdida de Circulación (inducida)	Perdida de circulación por falta de control en la densidad del lodo fluido de perforación
	Taponamiento de Herramientas	Taponamiento de líneas en el equipo de perforación

	Viaje No Planeado	Viaje no planeado generalmente para acondicionamiento de fluido
	Espera por equipos y materiales	Espera por falla de logística
	Otros	Otro tipo de fallas operacionales
OBRAS CIVILES	Obra Civil	Falla a causa de una mala obra civil
PAROS	Cierre de Locación	Cierre de vías de acceso
AMBIENTE	Clima/Ambiental/ Naturaleza	Espera por clima desfavorable para continuar con las operaciones