



**ASISTENTE DE OPERACIONES EN EL ÁREA DE EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN
DEL BLOQUE BUENAVISTA CON ÉNFASIS EN PERFORACIÓN**

**Proyecto: Pasantía Supervisada
Área de aplicación: Ingeniería de perforación**

INGRID FERNANDA VASQUEZ MENDEZ

2005203194

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2013**

**ASISTENTE DE OPERACIONES EN EL ÁREA DE EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN
DEL BLOQUE BUENAVISTA CON ÉNFASIS EN PERFORACIÓN**

INGRID FERNANDA VASQUEZ MENDEZ

2005203194

**Proyecto: Pasantía supervisada presentada como requisito para optar el
título de Ingeniero de Petróleos**

Director:

**EDGAR JOSE HERAZO MARTINEZ
INGENIERO DE PETROLEOS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
COORDINADOR DE OPERACIONES
OMEGA ENERGY COLOMBIA**

Codirectora:

**HAYDEE MORALES
INGENIERA DE PETROLEOS
PROFESORA DE PLANTA
USCO**

Evaluadores:

**LUIS HUMBERTO ORDUZ
INGENIERO DE PETROLEOS
PROFESOR DE PLANTA**

**LUZ MARINA BOTERO
INGENIERA QUIMICA
PROFESORA DE PLANTA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2013**

Nota de aceptación



Firma del director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá, 25 de Mayo 2013.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Dios y la Santísima Virgen María. Porque sin la ayuda de ellos nada hubiese sido posible. “en el mundo no se mueve una hoja... si no es la voluntad de Dios”

Hilda Alvira, Abogada, Notaria quinta de Neiva; gran amiga y consejera. Quien me oriento en momentos difíciles, me ayudo incondicionalmente en lo que estuvo a su alcance. Una mujer a quien admiro, aprecio y respeto mucho.

Carlos Ernesto Pinzón Azuero, Ingeniero de petróleos, Gerente de operaciones VARISUR, por su amistad, colaboración, sus valiosos aportes a mi conocimiento, por darme la oportunidad de trabajar en su empresa VARISUR & COMPAÑÍA LIMITADA, para poder cubrir los gastos de mi sostenimiento en los últimos semestres de Universidad.

Haydee Morales, Ingeniera de petróleos, Docente de la Universidad Surcolombiana, codirectora del proyecto, por su amistad, disposición, acompañamiento en el desarrollo y correcciones de los informes, y por sus valiosas enseñanzas durante la carrera.

Luis Humberto Orduz, Ingeniero de petróleos, Docente de la Universidad Surcolombiana, Evaluador del Proyecto, por su valiosa amistad, disposición, y por su excelente manera de transmitir conocimientos y experiencias profesionales que me prepararon para la vida laboral.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero de petróleos, Docente de la Universidad Surcolombiana, por su valiosa amistad y por transmitirme todos sus conocimientos.

Luz Marina Botero, Ingeniera Química, Docente de la Universidad Surcolombiana, Evaluadora del Proyecto, por su grandiosa amistad, disposición para enseñarme, preocupación por impulsarme a cumplir mis metas, por sus buenos consejos y todas las veces que me escucho y oriento en momentos difíciles.

Omar Leal Quiroz, Ingeniero de petróleos, Universidad Industrial de Santander, Presidente de Omega Energy Internacional S.A, por la oportunidad que me brindo de realizar la pasantía en su empresa.

Edgar Herazo Martínez, Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Coordinador de operaciones de Omega Energy Colombia, por su disposición para dirigir el proyecto, explicaciones y aclaraciones al proyecto.

Luis Rodrigo Tejada, Ingeniero de petróleos, Fundación Universidad de

América, Gerente de operaciones Omega Energy Colombia, por su disposición, colaboración, paciencia y apoyo en el desarrollo del proyecto.

Juan Patricio Villalba, Geólogo, Presidente Coal & Energy Colombia, por su apoyo e incondicionalidad.

Gladys Quino de Narváez, Secretaria Programa Ingeniería Agrícola, por su disposición, colaboración y amistad.

Familia Rojas Vargas, por su valioso apoyo, amistad y hospitalidad.

Familia Ramírez Castellanos, por su valiosa y sincera amistad.

A **OMEGA ENERGY COLOMBIA**, por darme la oportunidad de realizar la pasantía supervisada donde afiance los conocimientos que adquirí previamente, durante mi formación académica en la Universidad Surcolombiana, por la paciencia y por facilitarme los recursos necesarios para que esta pasantía se llevara a cabo satisfactoriamente.

A mi familia, compañeros de universidad, amigos y compañeros de trabajo durante la pasantía, Universidad Surcolombiana, profesores y a todas las personas que de alguna manera contribuyeron positivamente en la culminación exitosa de este proyecto.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso porque cada paso que he dado en mi vida ha sido con la certeza de que tu estas a mi lado, y es por esto que alcanzado esta meta propuesta.

A la virgencita María por ser mi madre y mi intercesora ante Jesucristo, porque siempre me cubres con tu divino manto.

Antes que a cualquier persona este triunfo te lo dedico a tí, mi pequeña ternurita, porque me haces la mujer más feliz del mundo... te amo mi pequeño Patrick!

A mi madre, Violetha Méndez; por darme la vida, cuidarme, y todos los esfuerzos y sacrificios que hiciste para sacarme adelante y creer en mí hasta el final, por depositar tú entera confianza en cada uno de mis retos sin dudar ni un solo momento de mi inteligencia y capacidad.

A mis hermanas y sobrino, Catalina, Indira, Sofia y Andrés por su invaluable apoyo, amor y comprensión.

A mi abuelita, Luz Cadena por ser la mujer más humilde y tierna del mundo... sé que me acompañas donde quiera que estés... siempre estarás en mi corazón mi viejís.

A mi esposo, Patricio Villalba, por la familia tan linda que me has regalado, por tu amor, apoyo, comprensión, paciencia y todas esas cosas tan lindas que hicieron que me enamorara de tí. Te amo mi amor!

A mis compañeros de clase y a todos esos amigos que han alegrado mi vida durante todos estos años: Diana Rojas, hermanas polo Quesada, Natalia Cícery, Toya Murcia, Cindy Vargas, Tatiana Rojas y familia, Saudith Martínez, Karina Perdomo, Laura Martínez y familia, Leidy Méndez, leidy Sterling, Kelly Gonzales, Mildred Morales, Oscar Oviedo, Mateo Galvis, Mauro Muñoz y familia, Jhon Fredy Manchola, Wilson Cerquera, Jhon Edinson Piedrahita, Jonathan Castro, Karla Rodríguez, Diana Fernández, Esperanza Vásquez, Shirley Vargas, Heidy Cadena, Eider Fierro, kaydileth, Gladys Quino, Rodrigo Vidal, Nelson Barros... Mil gracias a todos por su amistad, compañerismo y apoyo incondicional...

CONTENIDO

INTRODUCCION RESUMEN

	Pág.
1. Conceptos Generales _____	14
1.1 AFE (Autorization For Expenditure) _____	14
1.2 Estado Mecánico _____	16
1.3 Forma 4CR _____	16
1.4 Requisiciones _____	17
1.5 Curva de costos _____	17
1.6 Curva de avance de perforación _____	18
1.7 Reporte tiempos operacionales _____	18
1.8 Curva Programada _____	18
1.9 Curva Real _____	18
2. Resumen de actividades Realizadas durante la pasantía _____	19
2.1 Actividades realizadas en oficina _____	19
2.2 Actividades realizadas en campo _____	20
2.2.1 Curva de perforación y completamiento para el Pozo A _____	21
2.2.2 Curva de costos para el pozo A _____	22
2.2.3 Reporte diario de perforación pozo A _____	23
2.2.4 Curva de perforación y completamiento para el Pozo B _____	24
2.2.5 Curva de costos para el pozo B _____	25
2.2.6 Reporte diario de perforación para el pozo B _____	26
2.2.7 Tiempos operacionales para el pozo B _____	27
2.2.8 Curva de perforación y completamiento para el Pozo C _____	29
2.2.9 Curva de costos para el pozo C _____	30
2.2.10 Reporte diario de perforación para el pozo C _____	31
2.2.11 Tiempos operacionales para el pozo C _____	32
3. Calculo de tiempos operacionales _____	33
3.1 Tiempos operacionales del reporte diario de perforación _____	33
3.1.1 Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo A _____	33
3.1.2 Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo B _____	35
3.1.3 Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo C _____	36
3.2 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” _____	37
3.2.1 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el Pozo A _____	37
3.2.2 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el Pozo B _____	38
3.2.3 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el Pozo C _____	40
4. Resultados de tiempos operacionales _____	42

4.1 Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación _____	42
4.1.1 Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en horas _____	42
4.1.2 Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en días _____	43
4.1.3 Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un pozo D con el reporte diario de perforación _____	44
4.2 Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales”____	46
4.2.1 Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en horas _____	46
4.2.2 Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en días _____	48
4.2.3 Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un pozo D con el reporte “Tiempos Operacionales”_____	50
5. Análisis de los resultados _____	54
5.1 Análisis de resultados para el Pozo B _____	54
5.2 Análisis de resultados para el Pozo C _____	56

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. AFE del Pozo B _____	14
Tabla 2. Tiempos operacionales para el Pozo B _____	27
Tabla 3. Tiempos operacionales para el Pozo C _____	32
Tabla 4. Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo A _____	34
Tabla 5. Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo B _____	35
Tabla 6. Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo C _____	36
Tabla 7. Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el pozo B sección de 12 ¼” _____	38
Tabla 8. Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el pozo B sección de 8 1/2” _____	39
Tabla 9. Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el pozo C sección de 12 ¼” _____	40
Tabla 10. Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el pozo C sección de 8 1/2” _____	41
Tabla 11. Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en horas _____	42
Tabla 12. Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en días _____	43
Tabla 13. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D en horas con el reporte diario de perforación _____	44
Tabla 14. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D en días con el reporte diario de perforación _____	45
Tabla 15. Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en horas para la sección de 12 ¼” _____	46
Tabla 16. Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en horas para la sección de 8 1/2” _____	47
Tabla 17. Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en días para la sección de 12 ¼” _____	48
Tabla 18. Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en días para la sección de 8 1/2” _____	49
Tabla 19. Tabla de datos ejemplo Pozo D _____	50
Tabla 20. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un pozo D con el reporte “Tiempos Operacionales” en horas para la sección 12 ¼” _____	50
Tabla 21. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un pozo D con el reporte “Tiempos Operacionales” en horas para la sección 8 1/2” _____	51
Tabla 22. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un pozo D con el reporte “Tiempos Operacionales” en días para la sección 12 ¼” _____	52
Tabla 23. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un pozo D con el reporte “Tiempos Operacionales” en días para la sección 8 1/2” _____	53

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estado mecánico Pozo A _____	16

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Curva de perforación y completamiento Pozo A _____	21
Grafica 2. Curva de costos Pozo A _____	22
Gráfica 3. Curva de perforación y completamiento del Pozo B _____	24
Grafica 4. Curva de costos Pozo B _____	25
Gráfica 5. Curva de perforación y completamiento del Pozo C _____	29
Grafica 6. Curva de costos Pozo C _____	30

LISTA DE IMAGENES

	Pág.
Imagen 1. Requisición Pozo A _____	17
Imagen 2. Edificio Torres Unidas II _____	17
Imagen 3. Reporte diario de perforación para el Pozo A _____	23
Imagen 4. Reporte diario de perforación para el Pozo B _____	26
Imagen 5. Reporte diario de perforación para el Pozo C _____	31
Imagen 6. Tiempos operacionales pronosticados y reales para el pozo B sección de 12 ¼" _____	54
Imagen 7. Tiempos operacionales pronosticados y reales para el pozo B sección de 8 1/2" _____	54
Imagen 8. Tiempos operacionales pronosticados y reales para el pozo C sección de 12 ¼" _____	56
Imagen 9. Tiempos operacionales pronosticados y reales para el pozo C sección de 8 1/2" _____	56

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Descripción reporte diario de perforación _____	62
ANEXO B. Descripción reporte Tiempos Operacionales _____	75

INTRODUCCIÓN

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que podría localizarse un yacimiento de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo. La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

Para llevar a cabo una perforación se debe tener un AFE (presupuesto para llevar a cabo la perforación), en la elaboración de este, interviene el personal de operaciones, compuesto por: geólogos, ingenieros de yacimientos, ingenieros de perforación, ingenieros de producción, asistentes de company, coordinador de operaciones, gerente de operaciones, entre otros, quienes determinan: la forma como se va a perforar el pozo, el lugar óptimo para hacer la perforación dentro del campo (teniendo en cuenta las características del yacimiento) y prevén todo lo que puede suceder durante la perforación. Con esta información debe pedirse un presupuesto a la empresa para el desarrollo de la perforación, este presupuesto está estrechamente ligado con el tiempo en días que se requiera para llegar a la formación de interés, ya que a medida que aumenta el tiempo de perforación, aumentan los costos de la misma.

Hacer una buena planeación del pozo es muy importante para lograr el éxito de un pozo, una mala decisión podría generar pérdidas humanas, contaminaciones ambientales, pozos secos, fracturamiento a la formación, pérdidas de tiempo, entre otros. Por lo tanto se debe ser muy cuidadoso en el momento de seleccionar las empresas que prestaran los servicios de lodos, cementación, corrida de revestimiento, inspección de tubería, mud logging, alquiler de brocas, direccionamiento del pozo, toma de registros eléctricos, completamiento, el talento humano, entre otros.

OMEGA ENERGY COLOMBIA, actualmente se encuentra desarrollando una campaña de perforación para desarrollar la etapa de evaluación y explotación del bloque Buenavista. Debido a que la operación de Omega Energy Colombia (OEC) es muy joven aún no se cuenta con una base de datos donde se pueda estimar con precisión el tiempo que se requiere para llevar a cabo una u otra operación durante la perforación, razón por la cual existen muchas pérdidas de tiempo, las cuales aumentan los costos. En esta pasantía se busca recopilar información de operaciones con el fin de evaluar las mejores opciones para mitigar las pérdidas de tiempo y contribuir con la disminución de costos.

Con la ayuda de los reportes diarios de perforación y el reporte “Tiempos Operacionales” se promediara en 3 pozos el tiempo requerido para ejecutar cada una de las operaciones con el fin de optimizar proyecciones de futuros pozos.

RESUMEN

Omega Energy Colombia, opera el Bloque Buenavista en el municipio de Corrales Boyacá. Este bloque cuenta con tres campos: Bolívar, Santander y Corrales. El campo Corrales cuenta con dos pozos activos produciendo por flujo natural, los cuales producen más de 2000 BOPD, el campo Bolívar y Santander actualmente no están activos.

Omega Energy Colombia, está ejecutando un programa de perforación para el desarrollo de la etapa de evaluación y explotación del bloque Buenavista.

Con la presente investigación, se llevó a cabo un estudio a tres pozos, donde se evaluaron los tiempos requeridos para el desarrollo de cada una de las operaciones de perforación con el fin de llevar un control real de estos, conocer las razones por las cuales se prolonga la perforación de un pozo e implementar medidas preventivas o correctivas en el momento de la realización del pronóstico o curva de avance de perforación para futuros pozos.

Con el desarrollo de esta pasantía se logró identificar algunos problemas que inciden en las pérdidas de tiempo y promediar los tiempos operativos para hacer un pronóstico más eficaz del tiempo que se requiere para perforar un pozo a cierta profundidad en el campo Corrales, contribuyendo a la disminución de costos en la perforación de un pozo.

Al tener un promedio de los tiempos operacionales requeridos para realizar cada una de las operaciones se facilita la toma de decisiones, además se tiene mayor control de la operación sin necesidad de estar en campo.

Adicionalmente, permitió afianzar los conocimientos adquiridos por la pasante durante la formación como Ingeniera de Petróleos en la Universidad Surcolombiana.

Palabras Clave: Pérdidas de tiempo, tiempos operacionales, curva de avance de perforación.

ABSTRACT

Omega Energy Colombia (OEC) operates at Buenavista Block in the municipality of Corrales, department of Boyacá. This block counts with three different fields: Bolivar, Santander and Corrales. The Corrales field has two active wells which are currently producing by natural flow over 2.000 BOPD; the fields Bolivar and Santander now are no active.

OEC is currently executing a drilling program for the development of the evaluation and exploration stage in the Buenavista Block.

In the current research was conducted a study in three different wells, where the timing were evaluated in order to develop every drilling operation to undertake a real control of these procedures, acquiring some information about the reasons why each perforation take longer. Additionally, the implementation of preventive and corrective measures is required in the moment of the forecast execution or drilling advance curve for future wells.

During the internship was possible to identify some issues witch influence in the time loses and average the operative time to make a more efficient forecast of the time required to drill a well at certain deepness in the Corrales field, contributing to the cost reduction of the drilling.

Once the average time required is identified to execute each of the operations, it is easier to make the logistics and operational decisions about the well. In addition to, this will produce a better control of the operation and without being at the field.

Additionally, it allows securing the acquired knowledge by the student during its studies at the Surcolombiana University.

Key words: Time loses, operational timing, Drilling advance curve.

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1 AFE (Autorization For Expenditure)

Es el presupuesto aprobado y autorizado para ser invertido en la perforación del pozo; en este se planea y presupuesta cuanto se debe invertir en cada una de las operaciones que se van a realizar, el catering, costos de geología, costos jurídicos, HSEQ, gestión humana, entre otros. En caso de que en el pozo se presenten problemas tiene un presupuesto para llevar a cabo operaciones correctivas en el pozo.

CONSOLIDADO						
 AFE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO Pozo B		Fecha	09/08/2012			
		PIES ESTIMADO	7000			
		DIAS DE PERFO	23			
		DIAS DE COMPI	7			
PRESUPUESTO Y DETALLE DE TRABAJO A REALIZAR						
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD	VALOR TOTAL USD	
DRILLING COST						
EQUIPO DE PERFORACION						
1	MOBILIZATION & DESMOBILIZATION RIG	USS/DA	1			
2	DRILLING RIG WITH DRILLING STRING, LOADER, RIG CAMP AND FUEL OIL (1000 HP)+ 12% AIU	USS/DA	23			
FLUIDOS DE PERFORACION						
3	MOVILIZATION OF DRILLING PRODUCTS	USS/GLOBAL				
4	MUD DRILLING PRODUCTS	USS/GLOBAL	1			
5	2 MUD ENGINEERS	USS/DA	23			
CONTROL DE SOLIDOS Y DEWATERING						
6	MOVILIZATION AND DESMOBILIZATION OF SOLID CONTROL AND DEWATERING EQUIPMENT	USS/ GLOBAL				
7	SOLID CONTROL AND DEWATERING SERVICE OF MUD DRILLING	USS/ DA	26			
8	RIG UP/DOWN OF SOLID CONTROL AND DEWATERING EQUIPMENT	USS/ GLOBAL	1			
CONTROL DIRECCIONAL						
9	DIRECTIONAL CONTROL JOB HOLE 12 1/4" (MOTOR, MONEL, MWD, ENGINEERS)	USS/DA	6			
10	DIRECTIONAL CONTROL JOB HOLE 8 1/2" (MOTOR, MONEL, MWD, ENGINEERS)	USS/DA	16			
CEMENTACION						
11	LOT, FIT & BOP TEST WITH CEMENTING UNIT	USS/ GLOBAL	1			
12	SURFACE CASING CEMENTING WITH FLOAT EQUIPMENT	USS/ GLOBAL	1			
13	INTERMEDIATE CEMENTING WITH FLOAT EQUIPMENT	USS/ GLOBAL	1			
14	PRODUCTION CASING CEMENTING WITH FLOAT EQUIPMENT	USS/ GLOBAL	1			
15	ABANDONED PLUGS	USS/ GLOBAL	1			
16	CEMENTING RETAINER WITH SERVICE WIRE LINE (2 EA)	USS/ EA	1			
17	CEMENTING LOGS (CBL, VDL, CCL, GR, URS, RB1)	USS/ GLOBAL	1			
SERVICIOS DE PERFORACION						
18	RUN CASING (CASING 9 5/8" TO 600, CASING 7" TO 6500 FT	USS/ GLOBAL	1			
19	INSPECTION (CASING 9 5/8" X 650 FT, CASING 7" X 6500 FT)	USS/ GLOBAL	1			
19	CUT, WELDER AND TEST WELL HEAD (SECTION A)	USS/ GLOBAL	1			
20	INSPECTION RIG	USS/ GLOBAL	1			
21	CATERING (FOODS, HOTEL, LUNCH, LAUDRY, CAMARERIA * 17 PERSONS)	USS/ DA	23			
MATERIALES PARA LA PERFORACION						
22	BITS (1" PDC 8 1/2", 1" TRICONIC 12 1/4")	USS/GLOBAL	1			
23	CONDUCTOR PIPE 20" (40 FT)	USS/FT	40			
24	CASING 13 3/8", 54 #/FT, R3, J65, BTC (0 FT)	USS/FT	0			
25	CASING 9 5/8", N - 80, 43.5 #/FT, R3, BTC (650 FT)	USS/FT	650			
26	CASING 7", N-80, 26 #/FT, (6500 FT)	USS/FT	7000			
27	WELL HEAD SECTION A (CASING HEAD TOP: 11" x 5M , BOTTOM: 9 5/8" SOW FOR WELDER)	USS/GLOBAL	1			
28	WELL HEAD SECTION B (TUBING HEAD SPOOL 11" 5M x 7 1/16" x 5M)	USS/GLOBAL	1			
29	WELL HEAD SECTION C	USS/GLOBAL	1			
30	XMAS TREE (ADAPTER FLANGE 7 1/16" X3 1/8" 5K + 2 MASTER VALVE 3 1/8"5K, AJUSTABLE CHOKE)	USS/GLOBAL	1			
31	TOOLS FOR WELL HEAD (TEST PLUG, WEAR BUSHING, BACK PRESSURE VALVE)	USS/GLOBAL	1			
32	SHALE SHAKER AND MUD CLEANER SCREENS	USS/GLOBAL	1			
RENTA DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS PARA LA PERFORACION						
33	RENTAL STABILIZER INTEGRAL SPIRAL (2" * 12 1/8", 1" * 8 1/8", 1" * 8 1/4")	USS/GLOBAL	1			
34	RENTAL JARS DRILLING (WITH BACKUP) (6 1/2")	USS/DA	23			
35	DRILLING JAR INSPECTION	USS/ GLOBAL	1			
36	RENTAL OTHER TOOL BOTTOM HOLE	USS/ GLOBAL	1			
37	RENTAL LOADER CATERPILLAR (OUT LOCATION)	USS/HR	72			
38	RENTAL EQUIPMENT (PUMP, GENERATOR, COMPRESOR AND OTHER)	USS/ GLOBAL	1			
PERSONAL PARA LA PERFORACION						
39	COMPANY MAN	USS/DA	23			
40	WELL SITE	USS/DA	-			
41	COMPANY MAN ASISTENT	USS/DA	-			
42	ADMINISTRATOR FIELD	USS/DA	-			
TRANSPORTE PERSONAL PARA LA PERFORACION						
43	TRANSPORTE BOGOTA-CORRALES WEST 1- BOGOTA FOR OMEGA STAFF	USS/TICKET	10			
44	RENTAL 4 x 4 CAR FOR COMPANY MAN UTOE WITH FUEL OIL AND OPERATOR (1 CARS)	USS/DAY-CAR	23			
45	RENTAL BUS FOR COMPANY SERVICES WITH FUEL AND OPERATOR (1 CARS) (1 CARS)	USS/DAY-CAR	23			
TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA LA PERFORACION						
46	TRANSPORTE MATERIALS AND TOOLS (MATERIALS, TUBULARS & TOOLS, WELL HEAD AND OTHERS)	USS/ GLOBAL	1			
47	TRANSPORTE BOTTOM HOLE ASSEMBLY (STABILIZER, JAR, DIRECTIONAL TOOLS AND OTHERS)	USS/ GLOBAL	1			
TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE AGUA						
48	TRANSPORT OF INDUSTRIAL WATER	USS/DA	23			
49	TRANSPORT OF POTABLE WATER	USS/DA	23			
50	INDUSTRIAL WATER	USS/GLOBAL	1			
51	POTABLE WATER	USS/GLOBAL	1			

COMPLETION COST				
EQUIPO DE COMPLETAMIENTO				
1	MOBILIZATION & DESMOBILIZATION RIG	US\$/DAY	0	
2	COMPLETION RIG WITH COMPLETION STRING, FOR LIFT, RIG CAMP AND FUEL OIL (1000 HP) + 12% AUI	US\$/DAY	7	
FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO				
3	MOBILIZATION OF COMPLETION PRODUCTS	US\$/GLOBAL	1	
4	COMPLETION PRODUCTS	US\$/GLOBAL	1	
5	FLUID ENGINEERS	US\$/DAY	7	
6	UNIT FILTER	US\$/DAY	7	
MATERIALES PARA EL COMPLETAMIENTO				
7	ACPM	US\$/GAL	3000	
8	TUBING 3 1/2" - 9.3 LB/PIE - N-80, 6150 FEET	US\$/FT	6500	
9	PACKERS 7", LANDING NIPLLE, SLIDING VALVE AND OTHRES	US\$/GLOBAL	1	
10	SWAB CLIPS	US\$/ UNIT	15	
11	OTHER MATERIAL COMPLETION (SCRAPER PUP JOINTS, CROSS OVER AND OTHERS)	US\$/ GLOBAL	1	
SERVICIOS PARA EL COMPLETAMIENTO				
12	WIRE LINE UNIT FOR CORRELATIONS WITH GR	US\$/GLOBAL	2	
13	SERVICES TCP (MOB/DESMB, TCP STRING)	US\$/GLOBAL	1	
14	TCP/ CASING GUN PERFORATION 35 FT	US/ GLOBAL	1	
15	SWAB UNIT	US/ DAY	5	
16	SLUCK LINE UNIT	US/ DAY	5	
17	INSPECTION (TUBING 3 1/2" X 6500 FT)	US\$/GLOBAL	1	
18	DST	US/ DAY	0	
19	PRESURE TEST	US/ GLOBAL	1	
LINEAS DE FLUJOS Y ENERGYZACION				
20	FLOW LINES (PIPE + PERSONAL+ VALVE + PAINT + INSTALATION)	US/ GLOBAL	1	
21	INSURANCE	US/ GLOBAL	1	
22	ENERGYZACION	US/ GLOBAL	1	
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL				
23	BES (BOMBA + VARIADOR)	US/ GLOBAL		
24	INSTALACION	US/ GLOBAL		
25	OTHER SISTEM ARTIFICIAL LIFT (WELL HEAD FOR BES AND OTHER)	US/ GLOBAL		
SERVICIOS DE LABORATORIO				
26	CHARACTERIZATION FLUIDS	US/TEST	2	
27	TREATMENT CONTAMINATED FLUIDS WITH OIL (160 BLS)	US/ GLOBAL	1	
PERSONAL PARA EL COMPLETAMIENTO				
28	COMPANY MAN	US\$/DAY	7	
29	ADMINISTRATOR FIELD	US\$/DAY		
TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPO - COMPLETAMIENTO				
30	TRANSPORT SERVICES (MATERIALS, TUBULARS & TOOLS)	US/ GLOBAL	1	
31	TRANSPORT EQUIPMENT SUPERFICIAL TEST	US/ GLOBAL	1	
RENTA PARA EL COMPLETAMIENTO				
32	RENTAL WELL TESTING (HORIZONTAL TANKS, GAUGE TANK, CASH TANK , SEPARATOR AND LINES)	US/ DAY	10	
33	DRILL PIPE	US\$/DAY-FT	7	
34	RENTAL OTHER TOOL COMPLETION (BOPs 7 1/16", SCRAPER, CROSS OVER AND OTHERS)	US/GLOBAL	1	
TRANSPORTE PERSONAL PARA EL COMPLETAMIENTO				
35	TRANSPORT BOGOTA-POZO-BOGOTA OMEGA STAFF	US\$/TICKET	7	
36	RENTAL 4 x 4 CAR FOR COMPANY MAN UTOE WITH FUEL AND OPERATOR (1 CARS)	US\$/DAY-CAR	7	
I. COSTOS DE GEOLOGIA				
REGISTRO ELECTRICOS				
37	B 1/2" Section Logs - Plataform -express (Densidad, Neutron, MSFL, GR)	US/ GLOBAL	1	
	IMÁGENES	US/ GLOBAL	0	
38	PRUEBAS MDT	US/ GLOBAL	1	
MUD LOGGING SERVICES				
	MUD LOGGING	US/ DAY	18	
	MUD LOGGING RIG UP, RIG DOWN, TRANSPORT,	US/ GLOBAL	1	
	OTHERS MUD LOGGING	US/ GLOBAL	1	
CORAZONAMIENTO				
	CORE OPERATIONS	US\$/PIE	1	
	BASIC ANALYSIS CORES (POROSITY, PERMEABILITY, SATURATIONS) ANALISIS DE CORES	US\$/GLOBAL	1	
III. COSTOS DE JURIDICA				
JURIDICO (SERVIDUMBRES)				
			1	
III. COSTOS DE HSEQ				
COMUNIDADES				
	COMMUNITY COST	US\$/GLOBAL	1	
	LICENSE ENVIRONMENTAL COST (INCLUDE ICA REPORT)	US\$/GLOBAL		
REFORESTACION				
	RECOVERY AREA	US\$/GLOBAL	1	
HSEQ				
	AUDITOR ENVIRONMENTAL (INCLUDE AUDITOR IN WORK CIVIL)	US\$/DAY	25	
	AIR, WATER AND NOISE ANALYSIS	US\$/GLOBAL	1	
	OPERATIONAL LOGISTIC (SUPERVISOR)	US\$/DAY		
	DOTACION	US\$		
	PMA			
	MONITOREOS			
IV. COSTOS DE COMERCIAL				
V. COSTOS DE GESTION HUMANA				
SEGURIDAD				
	SECURITY PERSONNEL (2 CIVIL GUARDS)	US\$/DAY		
	ROUSTABOUT CREW (AUXILIARY PERSONNEL 12 PERS. DAY- PERS)	US\$/DAY		
VII. COSTOS OBRAS CIVILES				
VIA Y LOCACION				
	ACCESS ROAD	US\$/GLOBAL		
	CONTRAPOZO, PISCINAS Y OBRAS CIVILES	US\$/GLOBAL	1	
	ENGINEERING CIVIL (30 DAYS)	US\$/DAY		
VIII. COSTOS FINANCIEROS				
	A LA FECHA NO SE RECIBIO INFORMACION (20/04/2012)			
IX. COSTOS IT				
SISTEMAS Y COMUNICACIONES				
1	INSTALACION SERVICIO SATELITAL (TRASLADO DE BOUVARÁ)	MES	1	
2	SERVICIO INTERNET SATELITAL	MES	2	
3	TRANSPORTE	MES	2	
4	SERVICIOS DE COMUNICACIÓN CELULAR	MES	1	
CONTINGENCIA OPERACIONES				
CONTINGENCIA GEOLOGIA				
TOTAL COSTOS OPERACIÓN ESTACION CORRALES 1D				
			TMR	1,836.00
Elaborado: Dto Operaciones				

Tabla 1. AFE pozo B

1.2 Estado mecánico

Es el diseño mecánico del pozo; donde se establece cuantas secciones tendrá el pozo, los diámetros y profundidades de cada sección, el tipo y diámetro de broca que se utilizara, además el diámetro, grado, y cantidad de pies que se utilizaran de Casing para revestir el pozo.

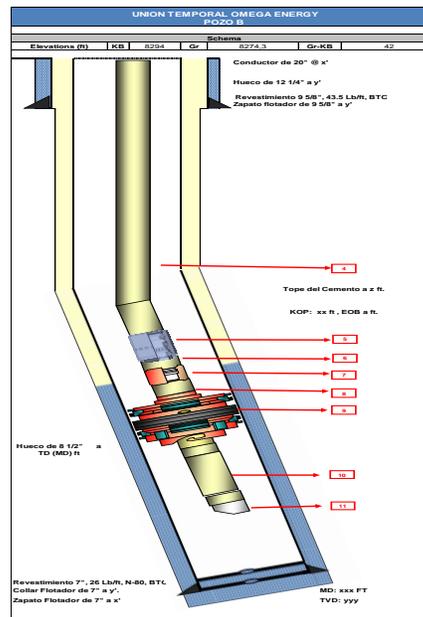


Fig 1. Estado mecánico pozo A

1.3 Forma 4CR

Corresponde al documento donde se informa al Ministerio de Minas y Energía la intención que tiene la operadora de perforar un pozo, esta forma contiene coordenadas de superficie y coordenadas de fondo tanto cartesianas como de Gauss, una descripción geológica del área, la prognosis, columna estratigráfica de la zona, interpretación de las líneas sísmicas utilizadas para la ubicación del pozo, geología del petróleo, mapas de ubicación geográfica y estructural, diseño y descripción del estado mecánico del pozo a perforar, fluido de perforación, programa de brocas, ensamblaje de fondo de pozo, programa de cementación, instalación de cabezales de pozo y preventoras anulares, pruebas de pozo y completamiento, en caso de ser un pozo direccionado se debe adjuntar el diseño propuesto para llegar a las coordenadas de fondo (MD) objetivo, curva de perforación esperada, tratamiento de sólidos y fluidos, problemas que se podrían presentar durante la perforación, costos, recomendaciones HSEQ, etc.

1.4 Requisiciones

Se realizan con el fin de solicitar al área de compras las herramientas, equipos y servicios que se utilizarán durante la perforación, para que este departamento gestione la consecución y contratación de los mismos.

PRO-MYL-01-FOR-01 V: 04 F: 08/11




FORMATO DE REQUISICION

SOCIEDAD: **QUAL:** **FECHA:**

PROYECTO / CC: **DESCRIPCION / PROCESO:**

CONDICIONES DE ENTREGA: **RECIBE / VALIDA:**

CONDICIONES SELECCIÓN DE PROVEEDOR
 NOMBRE DEL PROVEEDOR:

ADJUNTA COTIZACION/ OFERTA: **NT/CC/EIC...:**

MONEDA: **TERMINOS DE NEGOCIACION / REQUERIDOS:**

ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	SERVICIO	DESCRIPCION	PROYECTO	FECHA		PRECIO	
						INICIO	LIMITE/FIN	UNITARIO	TOTAL
1	DIAS	21	SERVICIO	SERVICIO DE COMPANY MAN DE PERFORACION	CORBALES 1-1	19-may-12	09-jun-12		
2	DIAS (Dia)	6	SERVICIO	SERVICIO DE COMPANY MAN DE COMPLETAMIENTO	CORBALES 1-1	10-jun-12	16-jun-12		
								SUBTOTAL	\$ -
OBSERVACIONES: (Justificación / Destino)								IVA	16,00% \$ -
								SUBTOTAL	\$ -

Nota: al final de la perforación o el completamiento el Company Man debe entregar un informe completo elaborado por el Company Man, UTOE le entregara un modelo de este informe.

REQUERIDO POR: FIRMA **APROBADO POR:** FIRMA
 NOMBRE NOMBRE
 CARGO CARGO

APROBACIÓN DE SUPLEMENTO PRESUPUESTAL:

FIRMA
 NOMBRE
 CARGO

Imagen 1. Requisición pozo A

1.5 Curva de costos

La curva de costos se realiza con el fin de llevar un control diario de los costos de la operación.

Está compuesta por dos curvas una programada y una real. La curva programada se realiza durante la planeación del pozo con las cotizaciones que envían las empresas de servicios (que se seleccionaron mediante licitación) en función del tiempo. La curva real se realiza diariamente durante la perforación. Con la ayuda de estas dos curvas se puede comparar el comportamiento planeado y real con el fin de saber si se está dentro de los costos programados o si estamos por encima o por debajo de estos costos.

1.6 Curva de avance de la perforación

La curva de avance de perforación se realiza con el fin de llevar un control diario de la profundidad hasta la cual se ha perforado.

Durante la planeación del pozo se hace una curva programada de avance de perforación con los tiempos que se requieren para llevar a cabo cada una de las operaciones, esta curva ayuda a guiarse durante la perforación y a saber a qué profundidad se debe estar cierto día.

La curva real de avance de perforación se realiza diariamente en campo a medida que va avanzando la perforación. Con la ayuda de esta curva se puede saber a qué profundidad estamos con respecto a lo programado.

Con la ayuda de estas dos curvas se puede comparar el comportamiento planeado y real para verificar si se está a la profundidad óptima y en el tiempo óptimo.

1.7 Reporte tiempos operacionales

El reporte Tiempos Operacionales sirve para monitorear, planear y verificar que una operación se esté llevando a cabo en tiempo óptimo.

1.8 Curva Programada

Esta curva se realiza cuando se está planeando el pozo, es una aproximación de cómo se comportara el pozo en cuanto a operación, tiempos, profundidad y costos

1.9 Curva Real

Esta curva se va realizando diariamente, al final de cada día se introducen los datos de operación, tiempo, profundidad, costos.

2. RESUMEN DE ACTIVIDADES REALIZADAS DURANTE LA PASANTIA

En el siguiente capítulo se detallarán las actividades realizadas en la pasantía supervisada que se lleva a cabo en OMEGA ENERGY COLOMBIA en el campo Corrales, en el área de Perforación, en la cual se aplicó los conocimientos adquiridos durante la formación profesional del pasante en la universidad Surcolombiana.

Debido a que Omega Energy Colombia se encuentra ejecutando la etapa de evaluación y explotación del Bloque Buenavista se ha planeado perforar varios pozos para estimar reservas y dimensionar el yacimiento del Campo Corrales.

En el campo Corrales solo se han perforado tres pozos, Corrales 1D, Corrales 2 y Corrales 3; por lo tanto no existe una base de datos muy amplia con la que se pueda correlacionar para estimar el tiempo que se requiere para llevar a cabo una u otra operación de perforación, además la información de perforación de estos pozos es incompleta y desorganizada. Por lo tanto durante el tiempo en que se realizó la presente pasantía (6 meses) se hizo acompañamiento a la perforación de 2 pozos (pozo A y pozo B) donde se recopiló información a través del reporte diario de perforación (Daily Report) de cada una de las operaciones y tiempo empleado en cada una de estas. Con la información de estos dos pozos (pozo A y pozo B) y la de un pozo adicional (pozo C) en el que no se hizo acompañamiento pero se tuvo en cuenta el reporte diario de perforación, se logró hacer un estimativo un poco más exacto del tiempo que se requiere para perforar un pozo.

Cabe destacar que el pozo A, se realizó en tiempo record razón por la cual el costo de éste fue mucho menor de lo que se estimaba que costaría, mientras que el B y C presentaron muchas pérdidas de tiempo razón por la cual aumento el costo de estos sin sobrepasar el AFE.

2.1 ACTIVIDADES REALIZADAS EN OFICINA

Durante la pasantía supervisada, se llevaron a cabo en la oficina de Bogotá (ubicada en la Av. Carrera 9 # 113-52 Edificio Torres Unidas 2, Piso 9) las siguientes actividades de planeación de la perforación del Pozo A, B, y C:

- AFE
- Diseño del estado mecánico de los pozos
- Actualización de datos en la forma 4CR
- Revisión de propuestas de las compañías de servicios
- Selección del equipo de perforación
- Selección de proveedores
- Requisiciones

Estas actividades se llevan a cabo con el fin de planificar la perforación del pozo. En todas estas actividades se hizo acompañamiento por parte del pasante.



Imagen 2. Edificio torres unidas II

2.2 ACTIVIDADES REALIZADAS EN CAMPO

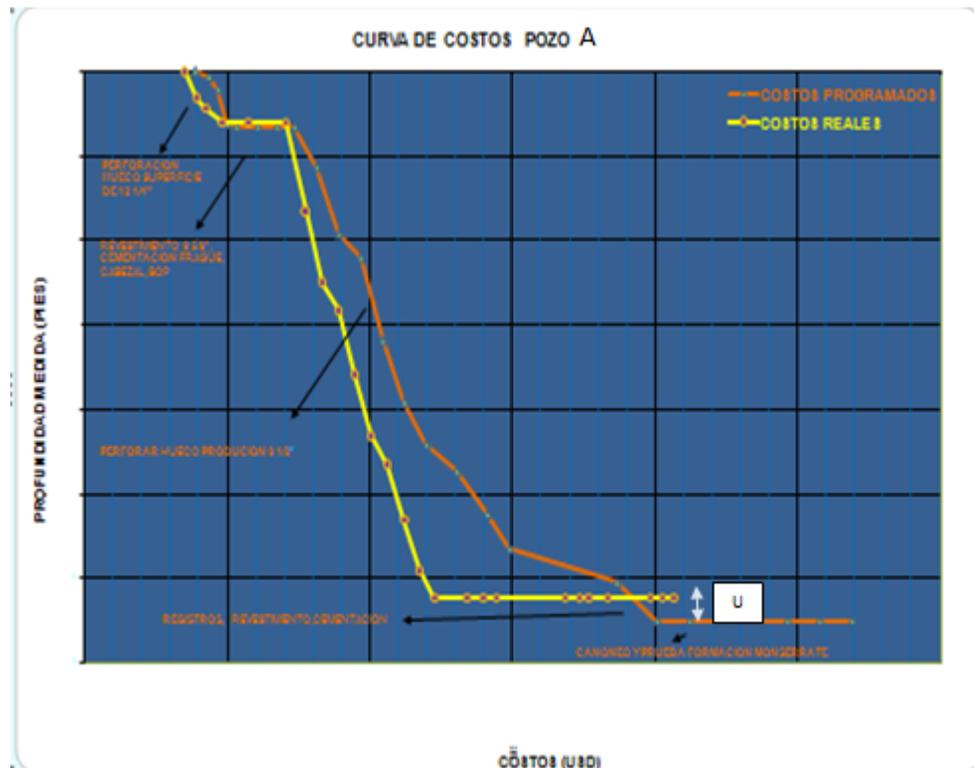
Realización del reporte diario de perforación, donde se reporta todo lo que se hace en el transcurso del día, el tiempo que tarda cada operación y los parámetros operativos de cada una; reportando esta información obtengo los parámetros necesarios para realizar la curva real de avance de perforación y completamiento y la curva real de costos. Todo esto se hace con el fin de verificar que la perforación este haciéndose en el tiempo y con el presupuesto planeado. Estas actividades se realizan mientras se está perforando.

Esta información se envía diariamente a la operadora Omega Energy Colombia para informar cómo va la perforación y el costo diario de la misma, y, al ministerio de Minas y Energía (MME) y (ANH) Agencia Nacional de Hidrocarburos, ya que estos organismos de control deben estar informados de cómo se está haciendo la operación, que problemas han surgido durante la misma y que potencial tienen las formaciones que se están atravesando. Es obligatorio reportar esto diariamente, no hacerlo genera multas, sanciones y pérdida de licencias o hasta el contrato del bloque.

A continuación se muestran las curvas de costos, de avance de perforación y reporte diario de perforación para el pozo A, B y C. Como a los pozos B y C se les implemento el reporte tiempos operacionales, también se muestran los correspondientes reportes de estos. Los valores de las curvas y datos de los

Según el comportamiento de la curva real y la curva pronosticada, se puede decir que el Pozo A es un pozo que se perforo en menor tiempo del pronosticado como se muestra con la flecha verde representada por la letra V.

2.2.2 Curva de costos para el Pozo A



Grafica 2. Curva de costos pozo A

En la gráfica 2, la curva anaranjada corresponde a los costos programados para la perforación del Pozo A según lo proyectado en el AFE para un pozo sin graves complicaciones, y la gráfica amarilla representa los costos reales de la perforación del Pozo A.

Comparando estas dos curvas se concluye que el costo del pozo A estuvo por debajo de lo presupuestado y la profundidad final (MD) estuvo por encima de la profundidad a la cual se pronosticó que se encontraría el tope de la formación Monserrate (la distancia denominada U representa esta diferencia en profundidad).

Con la información extraída de la gráfica 1 y grafica 2, se puede concluir que el Pozo A se hizo en tiempo y costos menores a los pronosticados. Cuando esto sucede se denomina un pozo RECORD.

Después de realizado el completamiento, y las pruebas extensas, se concluye que el pozo A es un pozo con alto potencial de hidrocarburos líquidos y gaseosos, actualmente aporta entre 900 y 1000 barriles diarios de crudo, 2500 KPC de gas y un corte de agua del 2%, API de 25°. Produciendo por flujo natural.

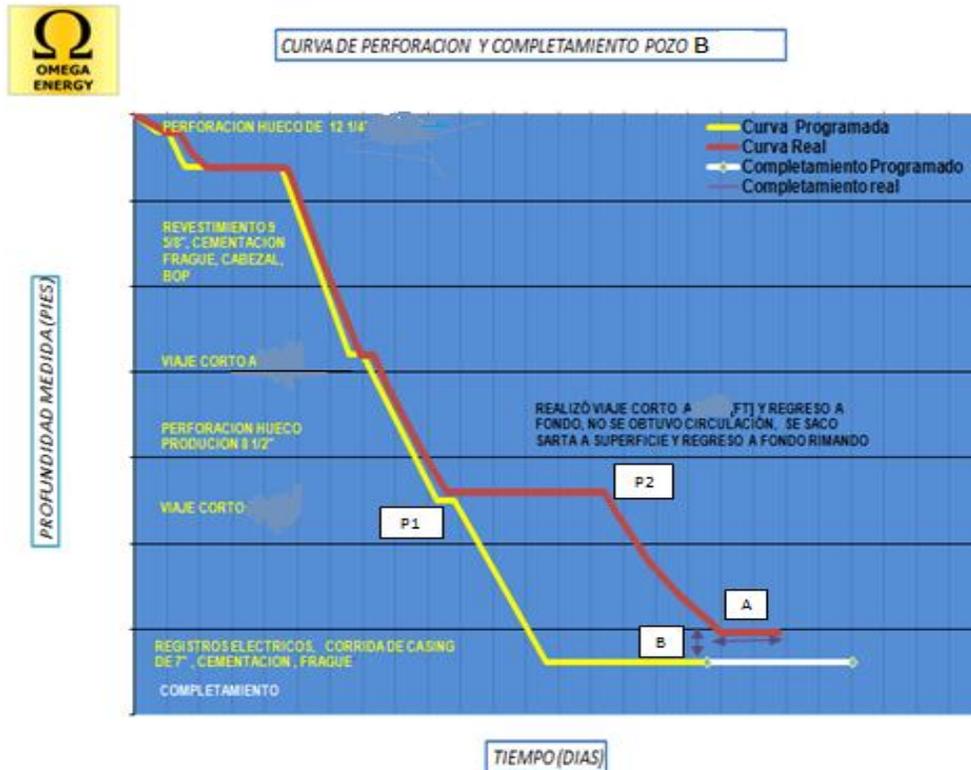
2.2.3 Reporte diario de perforación para Pozo A

En el reporte diario se reporta detalladamente cada una de las operaciones y eventualidades que suceden en el pozo durante la perforación, este formato se diligencia diariamente:

MEGA ENERGY COLOMBIA		INFORME DIARIO DE PERFORACION		PRO-DPE-02-FOR-01						
03-oct-12		03/10/2012		VERSION: 01 FECHA: 08/11						
WELL	POZO A	RIG NAME	SLS 503	DATE	03/10/2012	REPORT No.	12			
DEPTH	3301 FT	DAY No	12	LAST CASING	9 5/8"	DEPTH SHOE	595 FT			
LAST DEPTH	2632 FT	START DATE	22/10/2012	TEST BOPS DATE	26/10/2012	DEPTH COLLAR	NA			
ACTIVITY AT 06:00	Perforando sección de 8 1/2" a 5449 [ft]									
FOLLOWING OPERATION	TERMINAR D PERFORAR SECCION DE 8 1/2" Y REALIZAR VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO.									
FROM	TO	HOURS	COD	PROGRESS SUMMARY				TIMES	DAILY	CUM
00:00	06:00	6.0	1	Perforo sección de 8 1/2" desde 4652[ft] hasta 4826[ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [psi], RPM =50-60 [rpm], WOB =12-25 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 86, SPM2:88, GPM = 428 [gpm] , MW: 9 [ppg] ,ROPp: 29[ft /hora] En el transcurso de la perforación se han evidenciado shows de gas entre los 5000-20000 ppm, Back Ground de 2000 ppm				1 Drilling	23.0	167.0
06:00	11:30	5.5	1	Perforo sección de 8 1/2" desde 4826[ft] hasta 5014[ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [psi], RPM =50-60 [rpm], WOB =12-25 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 86, SPM2:88, GPM = 428 [gpm] , MW: 9 [ppg] ,ROPp: 34 [ft /hora]				2 Tripping		29.0
11:30	12:00	0.5	4	Bombea y circula 20 Bls de píldora viscosa de 120 seg/4to, con 450 [gpm]				3 Cleaning	0.5	9.5
12:00	24:00	12.0	1	Perforo sección de 8 1/2" desde 5014[ft] hasta 5301[ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [psi], RPM =50-60 [rpm], WOB =12-25 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 92, SPM2:90, GPM = 440 [gpm] , MW: 9 [ppg] ,ROPp: 23,91[ft /hora] En el transcurso de la perforación se han evidenciado shows de gas entre los 5000-20000 ppm, Back Ground de 2000 ppm, siendo necesario circular a 450 [gpm]				4 Circulating		3.0
TOTAL:		24.0						5 Logging surveys		
				Se deslizaron en total 296 [ft] desde: 4652[ft] - 4673 [ft] 4733[ft] - 4779 [ft], 4795 [ft] - 4810 [ft], 4827 [ft] - 4859 [ft], 4927 [ft] - 4953 [ft], 5017 [ft] - 5066 [ft], 5088 [ft] - 5103[ft], 5110 [ft] - 5132[ft], 5141 [ft] - 5156[ft], 5173 [ft] - 5183 [ft], 5204 [ft] - 5224 [ft], 5235 [ft] - 5245 [ft], 5266 [ft] - 5271 [ft], 5272 [ft] - 5282 [ft].				6 Logging		
				Se deslizaron 296 [ft] , Horas [hrs] : 9.1, ROP [ft/hr]: 32.58.				7 Production Logs		
00:00	06:00	6.0	1	Perforo sección de 8 1/2" desde 5301[ft] hasta 5449 [ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [psi], RPM =50-60 [rpm], WOB =12-25 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 102, SPM2:86, GPM = 453 [gpm] , MW: 9 [ppg] ,ROPp: 24,66[ft /hora]				8 Welding well		
				Nota: se tienen los siguientes pendientes con SLS: arreglo del 3-1 (deslizer, desander), instalación del cuenta Stokes de la consola del Superchoke. El montacargas se encuentra no operativo.				9 Running casing	4.5	
								10 Cementing	6.0	
								11 Dry cement	12.0	
								12 LOT /FIT	1.0	
								13 Perforating pay		
								14 Lubrication rig		
								15 Rig services	24.5	
								16 Stand by with crew		
								17 Stand by without crew		
								18 Slack line operations		
								19 Pressure test		
								20 Core operation		
								21 NU BOPS and X- mas tree	13.5	
								22 Fishing	6.0	
								23 Fasten BOPS	1.5	
								24 Drill Out	0.5	
								25 Operational Meeting	0.5	
								26 Waiting tools		
								27 Others waiting	0.5	
								28 Others	0.5	
								29 NPT	0.5	
								TOTAL:	24.0	279.0

Imagen 3. Reporte diario de perforación Pozo A

2.2.4 Curva de perforación y completamiento para el Pozo B



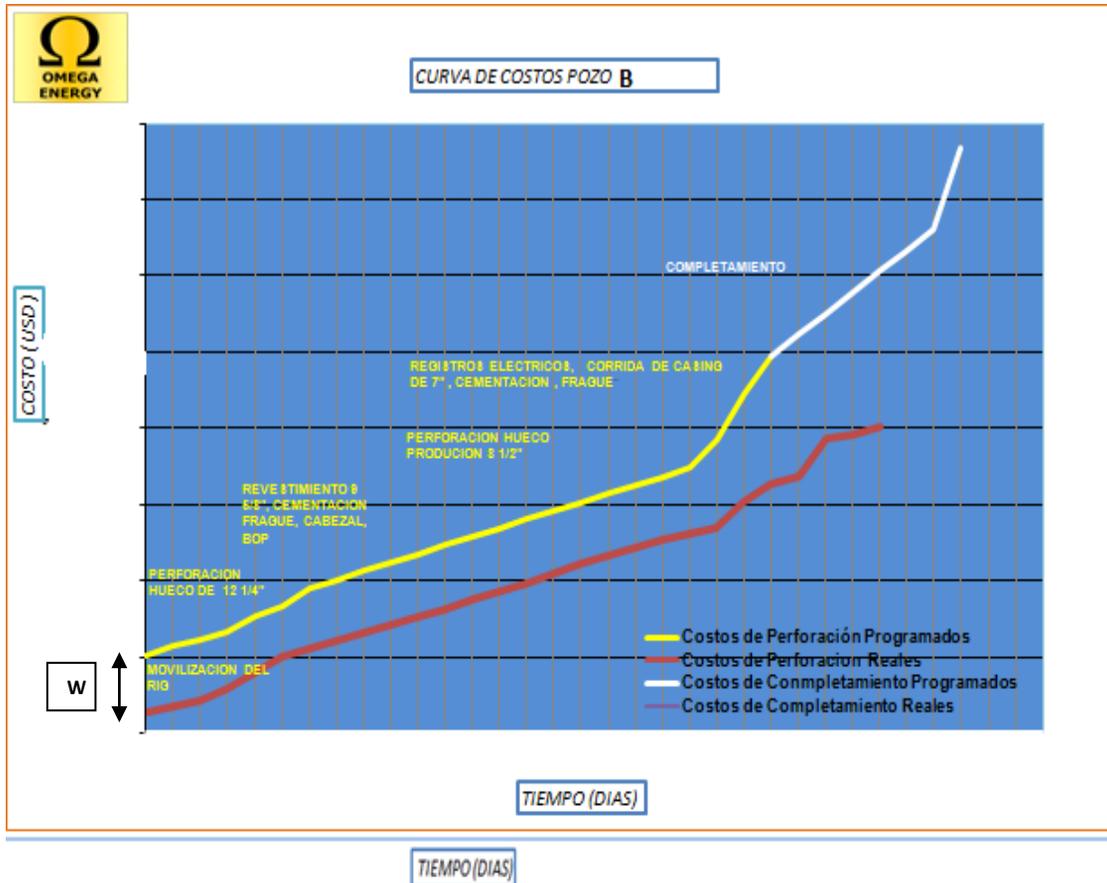
Gráfica 3. Curva de perforación y completamiento Pozo B

En la gráfica 3; la curva programada o prognosis corresponde a la curva amarilla, la curva real corresponde a la curva roja.

Este gráfico muestra que en la perforación del Pozo B se consumió más tiempo en días para terminar la perforación por eso la curva roja tiene mayor extensión en el eje X, Esta distancia adicional se denominó A. La distancia B que se muestra en la figura en el eje de las Y muestra la diferencia en profundidad de la perforación, ósea que la perforación inicialmente estaba estimada hasta una profundidad, y que realmente se hizo a una menor profundidad ya que la formación Monserrate en el Pozo B se encontró algunos pies por encima de la prognosis que se había hecho. El P1 muestra que en la prognosis que estaba estimado un viaje cortó que tenía cierta duración en días, el P2 muestra que este viaje se realizó a menor profundidad y duro más días de los provistos, ya que en el viaje se presentaron pegas y problemas de circulación.

En conclusión, el pozo se demoró más tiempo del pronosticado en ser perforado, ya que hubo problema de pegas y pérdida de circulación en el pozo.

2.2.5 Curva de costos para el Pozo B



Gráfica 4. Curva de costos Pozo B

En la gráfica 4; la curva amarilla corresponde a los costos pronosticados para la perforación del Pozo B, la curva roja corresponde a los costos que realmente generó la perforación del Pozo B.

La curva roja está a una distancia W de la curva amarilla desde el inicio de la perforación ya que en el AFE se había presupuestado trabajar con un equipo de perforación que costaba más dinero, que el que finalmente se utilizó. En conclusión este pozo resultó más económico que lo inicialmente pronosticado.

2.2.6 Reporte diario de perforación para el Pozo B

MEGA ENERGY		INFORME DIARIO DE PERFORACION		PRO-OPS-02-FOR-01																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		FORMADO		VERSION: 01																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		15-dic-12		FECHA: 08/11																																																																																																																																																																																																																																																																																										
WELL	POZO B	RIG NAME	SLS 503	DATE	15/12/2012																																																																																																																																																																																																																																																																																									
DEPTH	3645 FL	DAY No	24	LAST CASING	9 5/8"																																																																																																																																																																																																																																																																																									
LAST DEPTH	3534 FL	START DATE	11/12/2012	TEST BOPS DATE	15/12/2012																																																																																																																																																																																																																																																																																									
PROGRESS	111 FL																																																																																																																																																																																																																																																																																													
ACTIVITY AT 06:00	Bajando casing 7", 26 [lb/ft], N-80, BTC, R3 a 424 [ft]																																																																																																																																																																																																																																																																																													
FOLLOWING OPERATION	Terminar de bajar casing 7" y cementar																																																																																																																																																																																																																																																																																													
FROM	TO	HOURS	COO	PROGRESS SUMMARY	TIMES DAILY CUM																																																																																																																																																																																																																																																																																									
0:00	2:30	2.5	2	Terminó de sarta de Drill Pipe de 4 1/2" hasta superficie..	1 Drilling 229.0																																																																																																																																																																																																																																																																																									
2:30	6:00	3.5	2	Inició arné del BHA # 6: Broca PDC 8 1/2", TIPO:MSF616M, SN:A149654, jets: 4 X 11 + 2 X 12, TFA:0.592 + BIT SUB 4 1/2" XH 4 1/2" REG X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" XH + ESTABILIZADOR 8 1/8" + X-OVER 4 1/2" XH X 4 1/2" IF + 1DC 6 1/4" + X-OVER 4 1/2" IF " 4 1/2" XH ESTABILIZADOR 7 3/4" + 4 DC 6 1/2" + 7 HW 4 1/2" XH + X-OVER 4 1/2" XH " 4 1/2" IF + 10 HWs 4 1/2" XH + DRILLING JAR 6 1/2" + 3 HW 4 1/2" XH. Bajando hasta 2027 [ft]	2 Tripping 22.0 3 Cleaning / Reaming 153.0 4 Drilling 2.0 5 Logging 32.0 6 Logging surveys 5.0																																																																																																																																																																																																																																																																																									
6:00	11:00	5.0	2	Terminó de bajar BHA # 6 a 6040 [ft]. Rompiendo geles cada 2000 [ft] con Q=123 [gpm]. Presion : 723 [psi]	7 Production Logs 14.5 8 Logging 4.5																																																																																																																																																																																																																																																																																									
11:00	13:00	2.0	4	Bombeo 40 [bbl] de pldora viscosa de 110 [seg/lit] y circulo hasta retorno limpio, acondiciono lodo para la corrida de Casing de 7" con Q: 230 [gpm], presion: 570 [psi], quitó Kelly, y conecto brazos e inicio a sacar BHA # 6 a superficie..	9 Running casing 1.5 10 Cementing 5.5																																																																																																																																																																																																																																																																																									
13:00	19:30	6.5	2	Sacó BHA # 6 desde 6040 [ft] hasta 816 [ft] dejando todo en paradas sobre la mesa.	11 Dry cement 15.0 12 LOT / FIT 1.0																																																																																																																																																																																																																																																																																									
19:30	24:00	4.5	2	Quebrando BHA # 6. Broca PDC 8 1/2", TIPO:MSF616M, SN:A149654, jets: 4 X 11 + 2 X 12, TFA:0.592 + BIT SUB 4 1/2" XH 4 1/2" REG X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" XH + ESTABILIZADOR 8 1/8" + X-OVER 4 1/2" XH X 4 1/2" IF + 1DC 6 1/4" + X-OVER 4 1/2" IF " 4 1/2" XH ESTABILIZADOR 7 3/4" + 4 DC 6 1/2" + 7 HW 4 1/2" XH + X-OVER 4 1/2" XH " 4 1/2" IF + 10 HWs 4 1/2" XH + DRILLING JAR 6 1/2" + 3 HW 4 1/2" XH.	13 Perforating pay 14 Lubrication rig 15 Rig services 3.5 16 Stand by with crew 17 Stand by without crew 18 Slack line operations 19 Pressure test 20 Core operation 21 NU BOPS and X-mas tree 11.5 22 Fishing 23 Testing BOPS 3.0 24 Drill Out 25 Operational Meeting 0.5 26 Waiting tools 27 others waiting 10.5 28 Others 0.5 29 NPT 2.5																																																																																																																																																																																																																																																																																									
		TOTAL:	24.0		TOTAL = 24.0 570.0																																																																																																																																																																																																																																																																																									
0:00	02:00	2.0	2	Terminó de quebrar BHA # 6.																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2:00	2:30	0.5	28	Recuperó Wear Bushing .																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2:30	3:00	0.5	9	Realizó reunión preoperacional y de seguridad para dar inicio a la corrida de Casing de 7", 26 Lb/ft, N-80, BTC .																																																																																																																																																																																																																																																																																										
3:00	4:00	1.0	9	Rig Up de las herramientas y equipos necesarios para la corrida de Casing de 7", 26 Lb/ft, N-80, BTC .																																																																																																																																																																																																																																																																																										
4:00	6:00	2.0	9	Conectó zapato flotador de 7" la junta N° 1 y el Collar flotador de 7" a junta N° 2 del casing 7" y aplico Baker look. Se bajaron 11 juntas de casing 7", 26 [lb/ft], N-80, BTC, R3 a 424 [ft]																																																																																																																																																																																																																																																																																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>PUMP</th> <th>LINER OD. (in)</th> <th>LGTH. STROKE (in)</th> <th>SPM</th> <th>GPM</th> <th>PRESSURE (psi)</th> <th>VELOCITY JET (ft/sec)</th> <th>LOSS PRESSURE BIT (%)</th> <th>HHP BIT</th> <th>REDUCED PRESSURE (SPM GPM)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>F-800</td> <td>5 1/2</td> <td>8.0</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>BH-800</td> <td>5 1/2</td> <td>8.5</td> <td>94</td> <td>234</td> <td>570</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						PUMP	LINER OD. (in)	LGTH. STROKE (in)	SPM	GPM	PRESSURE (psi)	VELOCITY JET (ft/sec)	LOSS PRESSURE BIT (%)	HHP BIT	REDUCED PRESSURE (SPM GPM)	F-800	5 1/2	8.0								BH-800	5 1/2	8.5	94	234	570																																																																																																																																																																																																																																																															
PUMP	LINER OD. (in)	LGTH. STROKE (in)	SPM	GPM	PRESSURE (psi)	VELOCITY JET (ft/sec)	LOSS PRESSURE BIT (%)	HHP BIT	REDUCED PRESSURE (SPM GPM)																																																																																																																																																																																																																																																																																					
F-800	5 1/2	8.0																																																																																																																																																																																																																																																																																												
BH-800	5 1/2	8.5	94	234	570																																																																																																																																																																																																																																																																																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>BIT</th> <th>MANUFACT</th> <th>TYPE</th> <th>OD.</th> <th>SIN.</th> <th>JETS (in)</th> <th>TFA. (in²)</th> <th>IN (ft)</th> <th>OUT (ft)</th> <th>FOOTAGE</th> <th>Hrs.</th> <th>ROP. (ft/hr)</th> <th>ROP. EF (ft/hr)</th> <th>WOB. (K lbs)</th> <th>VEL ROT. (RPM)</th> <th>TQ. (PSI)</th> <th>DUAL GRADE IADC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>NOV-DOWNHOLE</td> <td>S11GP</td> <td>12 1/4"</td> <td>AC 1077</td> <td>3 x 16</td> <td>0.589</td> <td>0</td> <td>201</td> <td>201</td> <td>22.5</td> <td>8.9</td> <td>14</td> <td>2.0-10.0</td> <td>50-70</td> <td>20-30</td> <td>0 - 1 - WT - G - E - 1 - NO - BHA</td> </tr> <tr> <td>1R</td> <td>NOV-DOWNHOLE</td> <td>S11GP</td> <td>12 1/4"</td> <td>AC 1077</td> <td>3 x 16</td> <td>0.589</td> <td>201</td> <td>608</td> <td>407</td> <td>18.5</td> <td>22.0</td> <td>35</td> <td>8.0-10.0</td> <td>50-60</td> <td>30-50</td> <td>1 - 1 - WT - G - E - 1 - NO - TD</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>NOV-DOWNHOLE</td> <td>MSF616M</td> <td>8 1/2"</td> <td>A149654</td> <td>4 X 11 + 2 X 12</td> <td>0.592</td> <td>608</td> <td>4410</td> <td>3.802</td> <td>105.5</td> <td>36.0</td> <td>70</td> <td>8.0-12.0</td> <td>40 - 80</td> <td>50-100</td> <td>1 - 0 - WT - C - X - 1 - NO - BHA</td> </tr> <tr> <td>2R</td> <td>NOV-DOWNHOLE</td> <td>MSF616M</td> <td>8 1/2"</td> <td>A149654</td> <td>4 X 11 + 2 X 12</td> <td>0.592</td> <td>4410</td> <td>6940</td> <td>1.630</td> <td>82.5</td> <td>19.8</td> <td>30</td> <td>9-13.</td> <td>40-55</td> <td>110-150</td> <td>1 - 1 - WT - G - X - 1 - CT - TD</td> </tr> <tr> <td>ZRR</td> <td>NOV-DOWNHOLE</td> <td>MSF616M</td> <td>8 1/2"</td> <td>A149654</td> <td>4 X 11 + 2 X 12</td> <td>0.592</td> <td>6040</td> <td>6940</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>						BIT	MANUFACT	TYPE	OD.	SIN.	JETS (in)	TFA. (in ²)	IN (ft)	OUT (ft)	FOOTAGE	Hrs.	ROP. (ft/hr)	ROP. EF (ft/hr)	WOB. (K lbs)	VEL ROT. (RPM)	TQ. (PSI)	DUAL GRADE IADC	1	NOV-DOWNHOLE	S11GP	12 1/4"	AC 1077	3 x 16	0.589	0	201	201	22.5	8.9	14	2.0-10.0	50-70	20-30	0 - 1 - WT - G - E - 1 - NO - BHA	1R	NOV-DOWNHOLE	S11GP	12 1/4"	AC 1077	3 x 16	0.589	201	608	407	18.5	22.0	35	8.0-10.0	50-60	30-50	1 - 1 - WT - G - E - 1 - NO - TD	2	NOV-DOWNHOLE	MSF616M	8 1/2"	A149654	4 X 11 + 2 X 12	0.592	608	4410	3.802	105.5	36.0	70	8.0-12.0	40 - 80	50-100	1 - 0 - WT - C - X - 1 - NO - BHA	2R	NOV-DOWNHOLE	MSF616M	8 1/2"	A149654	4 X 11 + 2 X 12	0.592	4410	6940	1.630	82.5	19.8	30	9-13.	40-55	110-150	1 - 1 - WT - G - X - 1 - CT - TD	ZRR	NOV-DOWNHOLE	MSF616M	8 1/2"	A149654	4 X 11 + 2 X 12	0.592	6040	6940	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																			
BIT	MANUFACT	TYPE	OD.	SIN.	JETS (in)	TFA. (in ²)	IN (ft)	OUT (ft)	FOOTAGE	Hrs.	ROP. (ft/hr)	ROP. EF (ft/hr)	WOB. (K lbs)	VEL ROT. (RPM)	TQ. (PSI)	DUAL GRADE IADC																																																																																																																																																																																																																																																																														
1	NOV-DOWNHOLE	S11GP	12 1/4"	AC 1077	3 x 16	0.589	0	201	201	22.5	8.9	14	2.0-10.0	50-70	20-30	0 - 1 - WT - G - E - 1 - NO - BHA																																																																																																																																																																																																																																																																														
1R	NOV-DOWNHOLE	S11GP	12 1/4"	AC 1077	3 x 16	0.589	201	608	407	18.5	22.0	35	8.0-10.0	50-60	30-50	1 - 1 - WT - G - E - 1 - NO - TD																																																																																																																																																																																																																																																																														
2	NOV-DOWNHOLE	MSF616M	8 1/2"	A149654	4 X 11 + 2 X 12	0.592	608	4410	3.802	105.5	36.0	70	8.0-12.0	40 - 80	50-100	1 - 0 - WT - C - X - 1 - NO - BHA																																																																																																																																																																																																																																																																														
2R	NOV-DOWNHOLE	MSF616M	8 1/2"	A149654	4 X 11 + 2 X 12	0.592	4410	6940	1.630	82.5	19.8	30	9-13.	40-55	110-150	1 - 1 - WT - G - X - 1 - CT - TD																																																																																																																																																																																																																																																																														
ZRR	NOV-DOWNHOLE	MSF616M	8 1/2"	A149654	4 X 11 + 2 X 12	0.592	6040	6940	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>MUD PROPERTIES</th> <th>MATERIALES</th> <th>BHA</th> <th>INTERVAL</th> <th>LITOLGY</th> <th>FORMATION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fluid</td> <td>Qmax-Drill</td> <td>PRODUCT</td> <td>USE TODAY</td> <td>STOCK</td> <td>No</td> <td>DESCRIPTION</td> <td>LENGTH</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Weight (PPG)</td> <td>9.7</td> <td>NATURAL GEL (60 lbs)</td> <td>1</td> <td>118</td> <td>1</td> <td>Broca PDC 8 1/2"</td> <td>0.80 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Viscosity (Cp)</td> <td>16</td> <td>SODA CAUSTICA (65 lbs)</td> <td>1</td> <td>28</td> <td>2</td> <td>BIT SUB 4 1/2" XH 4 1/2" REG</td> <td>3.00 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>pH</td> <td>10.6</td> <td>KELZAN XCD (65 lbs)</td> <td>1</td> <td>39</td> <td>3</td> <td>X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" XH</td> <td>1.53 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Funnel Viscosity (sec/ct)</td> <td>50</td> <td>SINERLOC A250</td> <td></td> <td>54</td> <td>4</td> <td>ESTABILIZADOR 8 1/8"</td> <td>5.68 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>YF</td> <td>20</td> <td>CAC03 M400 (110 LBS)</td> <td></td> <td>149</td> <td>5</td> <td>X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" IF</td> <td>2.00 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Filtrat (30 MIN- 100 PSI)</td> <td>-</td> <td>Q-CORE LUB (BACTERICIDA) (5 gal)</td> <td>3</td> <td>23</td> <td>6</td> <td>1DC 6 1/4"</td> <td>30.00 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Clay (1/32)</td> <td>4.2</td> <td>Q-DEFAM (5 gal)</td> <td></td> <td>28</td> <td>7</td> <td>X-OVER 4 1/2" IF " 4 1/2" XH</td> <td>2.38 ft</td> <td>INTERVAL</td> <td>OIL SHOWS</td> <td>FORMATION</td> </tr> <tr> <td>Solids %</td> <td>2.73</td> <td>CAC03 M200 (110 lbs)</td> <td></td> <td>520</td> <td>8</td> <td>ESTABILIZADOR 7 3/4"</td> <td>5.23 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Sand %</td> <td>0.25</td> <td>CAC03 M325 (110 lbs)</td> <td></td> <td>242</td> <td>9</td> <td>4 DC 6 1/2"</td> <td>122.01 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Gels</td> <td>9/12/17</td> <td>Q-PACL (50 Lbs)</td> <td></td> <td>65</td> <td>10</td> <td>7 HWDP 4 1/2"</td> <td>215.63 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hydrocarbons</td> <td>-</td> <td>Q-START HT (60 lbs)</td> <td></td> <td>32</td> <td>11</td> <td>X-over 4 1/2" IF X 4 1/2" XH</td> <td>1.48 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cl (mg /L)</td> <td>800</td> <td>DESCO</td> <td></td> <td>40</td> <td>12</td> <td>10 HWDP 4 1/2"</td> <td>304.73 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ca++ (mg /L)</td> <td>104</td> <td>Q-DRILL UP (65 gal)</td> <td></td> <td>6</td> <td>13</td> <td>Drilling Jar 6 1/2"</td> <td>31.50 ft</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>MBT (lb/ft)</td> <td>15</td> <td>CAC03 M40-10 (110 lbs)</td> <td></td> <td>75</td> <td>14</td> <td>3 HWdp 4 1/2"</td> <td>90.30 ft</td> <td>INTERVAL</td> <td>GAS SHOW</td> <td>FORMATION</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Q-LUBE (65 Gal)</td> <td></td> <td>8</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>MAX DRILL</td> <td></td> <td>5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>SILMAX (65 Gls)</td> <td></td> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>CAL HIDRAT ADA (22 LBS)</td> <td></td> <td>38</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>WALL NUT</td> <td></td> <td>50</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>ACTIVE VOLUME IN PITS</td> <td></td> <td>775</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>TOTAL VOLUME MADE</td> <td></td> <td>1577</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>MUD DAILY COST</td> <td></td> <td>US \$ 34</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>MUD CUMULATIVE COST</td> <td></td> <td>US \$ 98</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>TOTAL LENGTH 816.27 ft</td> </tr> </tbody> </table>						MUD PROPERTIES	MATERIALES	BHA	INTERVAL	LITOLGY	FORMATION	Fluid	Qmax-Drill	PRODUCT	USE TODAY	STOCK	No	DESCRIPTION	LENGTH				Weight (PPG)	9.7	NATURAL GEL (60 lbs)	1	118	1	Broca PDC 8 1/2"	0.80 ft				Viscosity (Cp)	16	SODA CAUSTICA (65 lbs)	1	28	2	BIT SUB 4 1/2" XH 4 1/2" REG	3.00 ft				pH	10.6	KELZAN XCD (65 lbs)	1	39	3	X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" XH	1.53 ft				Funnel Viscosity (sec/ct)	50	SINERLOC A250		54	4	ESTABILIZADOR 8 1/8"	5.68 ft				YF	20	CAC03 M400 (110 LBS)		149	5	X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" IF	2.00 ft				Filtrat (30 MIN- 100 PSI)	-	Q-CORE LUB (BACTERICIDA) (5 gal)	3	23	6	1DC 6 1/4"	30.00 ft				Clay (1/32)	4.2	Q-DEFAM (5 gal)		28	7	X-OVER 4 1/2" IF " 4 1/2" XH	2.38 ft	INTERVAL	OIL SHOWS	FORMATION	Solids %	2.73	CAC03 M200 (110 lbs)		520	8	ESTABILIZADOR 7 3/4"	5.23 ft				Sand %	0.25	CAC03 M325 (110 lbs)		242	9	4 DC 6 1/2"	122.01 ft				Gels	9/12/17	Q-PACL (50 Lbs)		65	10	7 HWDP 4 1/2"	215.63 ft				Hydrocarbons	-	Q-START HT (60 lbs)		32	11	X-over 4 1/2" IF X 4 1/2" XH	1.48 ft				Cl (mg /L)	800	DESCO		40	12	10 HWDP 4 1/2"	304.73 ft				Ca++ (mg /L)	104	Q-DRILL UP (65 gal)		6	13	Drilling Jar 6 1/2"	31.50 ft				MBT (lb/ft)	15	CAC03 M40-10 (110 lbs)		75	14	3 HWdp 4 1/2"	90.30 ft	INTERVAL	GAS SHOW	FORMATION			Q-LUBE (65 Gal)		8									MAX DRILL		5									SILMAX (65 Gls)		3									CAL HIDRAT ADA (22 LBS)		38									WALL NUT		50									ACTIVE VOLUME IN PITS		775									TOTAL VOLUME MADE		1577									MUD DAILY COST		US \$ 34									MUD CUMULATIVE COST		US \$ 98																	TOTAL LENGTH 816.27 ft
MUD PROPERTIES	MATERIALES	BHA	INTERVAL	LITOLGY	FORMATION																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Fluid	Qmax-Drill	PRODUCT	USE TODAY	STOCK	No	DESCRIPTION	LENGTH																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Weight (PPG)	9.7	NATURAL GEL (60 lbs)	1	118	1	Broca PDC 8 1/2"	0.80 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Viscosity (Cp)	16	SODA CAUSTICA (65 lbs)	1	28	2	BIT SUB 4 1/2" XH 4 1/2" REG	3.00 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
pH	10.6	KELZAN XCD (65 lbs)	1	39	3	X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" XH	1.53 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Funnel Viscosity (sec/ct)	50	SINERLOC A250		54	4	ESTABILIZADOR 8 1/8"	5.68 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
YF	20	CAC03 M400 (110 LBS)		149	5	X-OVER 4 1/2" IF X 4 1/2" IF	2.00 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Filtrat (30 MIN- 100 PSI)	-	Q-CORE LUB (BACTERICIDA) (5 gal)	3	23	6	1DC 6 1/4"	30.00 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Clay (1/32)	4.2	Q-DEFAM (5 gal)		28	7	X-OVER 4 1/2" IF " 4 1/2" XH	2.38 ft	INTERVAL	OIL SHOWS	FORMATION																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Solids %	2.73	CAC03 M200 (110 lbs)		520	8	ESTABILIZADOR 7 3/4"	5.23 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Sand %	0.25	CAC03 M325 (110 lbs)		242	9	4 DC 6 1/2"	122.01 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Gels	9/12/17	Q-PACL (50 Lbs)		65	10	7 HWDP 4 1/2"	215.63 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Hydrocarbons	-	Q-START HT (60 lbs)		32	11	X-over 4 1/2" IF X 4 1/2" XH	1.48 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Cl (mg /L)	800	DESCO		40	12	10 HWDP 4 1/2"	304.73 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Ca++ (mg /L)	104	Q-DRILL UP (65 gal)		6	13	Drilling Jar 6 1/2"	31.50 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																							
MBT (lb/ft)	15	CAC03 M40-10 (110 lbs)		75	14	3 HWdp 4 1/2"	90.30 ft	INTERVAL	GAS SHOW	FORMATION																																																																																																																																																																																																																																																																																				
		Q-LUBE (65 Gal)		8																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		MAX DRILL		5																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		SILMAX (65 Gls)		3																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		CAL HIDRAT ADA (22 LBS)		38																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		WALL NUT		50																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		ACTIVE VOLUME IN PITS		775																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		TOTAL VOLUME MADE		1577																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		MUD DAILY COST		US \$ 34																																																																																																																																																																																																																																																																																										
		MUD CUMULATIVE COST		US \$ 98																																																																																																																																																																																																																																																																																										
										TOTAL LENGTH 816.27 ft																																																																																																																																																																																																																																																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>ACUMULATOR PRESSURE (Psi)</th> <th>MANIFOLD PRESSURE</th> <th>ANULAR PRESSURE (Psi)</th> <th>TEST BOP</th> <th>FUEL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3000</td> <td>1500</td> <td>1500</td> <td>Blind Rams con 1500 [psi] Pipe Rams 4 1/2" con 2200 [psi] Preventor Anular 11" x 5K con 1150 [psi]</td> <td>AVAILABLE CONSUMED</td> </tr> <tr> <td>TIME</td> <td></td> <td>2 minutos y 53 segundos.</td> <td>15/12/2012 15/12/2012 15/12/2012</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						ACUMULATOR PRESSURE (Psi)	MANIFOLD PRESSURE	ANULAR PRESSURE (Psi)	TEST BOP	FUEL	3000	1500	1500	Blind Rams con 1500 [psi] Pipe Rams 4 1/2" con 2200 [psi] Preventor Anular 11" x 5K con 1150 [psi]	AVAILABLE CONSUMED	TIME		2 minutos y 53 segundos.	15/12/2012 15/12/2012 15/12/2012																																																																																																																																																																																																																																																																											
ACUMULATOR PRESSURE (Psi)	MANIFOLD PRESSURE	ANULAR PRESSURE (Psi)	TEST BOP	FUEL																																																																																																																																																																																																																																																																																										
3000	1500	1500	Blind Rams con 1500 [psi] Pipe Rams 4 1/2" con 2200 [psi] Preventor Anular 11" x 5K con 1150 [psi]	AVAILABLE CONSUMED																																																																																																																																																																																																																																																																																										
TIME		2 minutos y 53 segundos.	15/12/2012 15/12/2012 15/12/2012																																																																																																																																																																																																																																																																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>DEPTH (Ft)</th> <th>INCL</th> <th>AZI</th> <th>SURVEYS DEPTH (Ft)</th> <th>INCL</th> <th>AZI</th> <th>DEPTH (Ft)</th> <th>INCL</th> <th>AZI</th> <th>WELL COSTS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>ITEM</td> <td>US</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>DAILY COST</td> <td>US 6</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>CUMULATIVE COST</td> <td>US 23</td> </tr> </tbody> </table>						DEPTH (Ft)	INCL	AZI	SURVEYS DEPTH (Ft)	INCL	AZI	DEPTH (Ft)	INCL	AZI	WELL COSTS										ITEM	US										DAILY COST	US 6										CUMULATIVE COST	US 23																																																																																																																																																																																																																																														
DEPTH (Ft)	INCL	AZI	SURVEYS DEPTH (Ft)	INCL	AZI	DEPTH (Ft)	INCL	AZI	WELL COSTS																																																																																																																																																																																																																																																																																					
									ITEM	US																																																																																																																																																																																																																																																																																				
									DAILY COST	US 6																																																																																																																																																																																																																																																																																				
									CUMULATIVE COST	US 23																																																																																																																																																																																																																																																																																				
COMPANY MAN: JOSE CARRILLO																																																																																																																																																																																																																																																																																														
ASISSTANT COMPANY MAN: INGRID VASQUEZ																																																																																																																																																																																																																																																																																														

Imagen 4. Reporte diario de perforación Pozo B

2.2.7 Tiempos Operacionales para el pozo B

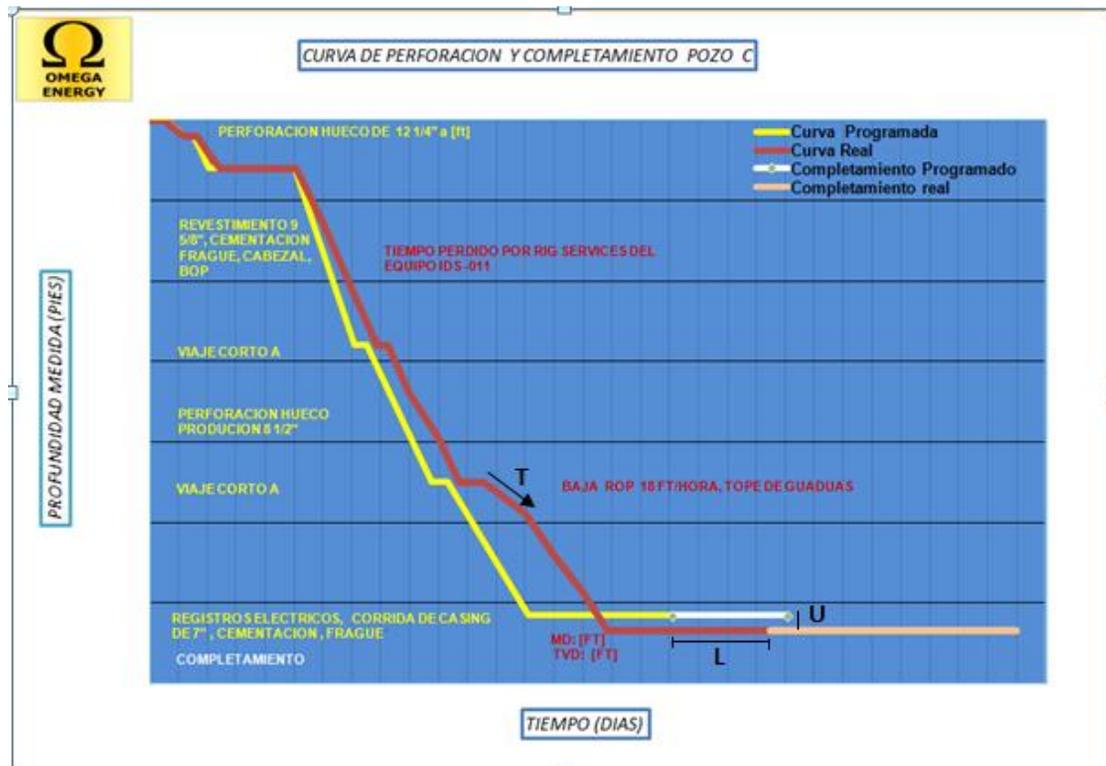
OPERACIONES				
SECCION 12 1/4"				
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO B		TIEMPO REAL POZO B	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	96,5	4,02	104,0	4,33
Perforacion Hueco de 12 1/4"	41,0	1,71	59,0	2,46
Prehidratar Bentonita	0,0	0,00	0,0	0,00
Amar BHA No. 1 con Broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	1,0	0,04	1,0	0,04
Perforar sección de 12 1/4" hasta X' con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= Y[gpm].	16,0	0,67	22,5	0,94
Sacar BHA N° 1a Superficie	3,0	0,13	3,5	0,15
Arma BHA No. 2 con Broca Triconica , Motor y Herramientas Direccionales	4,5	0,19	6,0	0,25
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q[gpm].	3,5	0,15		
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50[gpm].	3,0	0,13	9,0	0,38
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100[gpm].	3,0	0,13		
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150[gpm].	3,0	0,13	11,5	0,48
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	1,0	0,04	0,5	0,02
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	3,0	0,13	5,0	0,21
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	7,5	0,31	0,0	0,00
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato'.	3,0	0,13	0,0	0,00
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	1,0	0,04	0,0	0,00
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, SIBs, DCs de 8" .	3,5	0,15	0,0	0,00
Correr Revestimiento de 9 5/8"	4,5	0,19	5,0	0,21
Acondicionar Mesa Rig up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	1,5	0,06	0,5	0,02
Realizar Charla Pre - Operacional para Corrida de Revestimiento.	0,5	0,02	0,5	0,02
Torquear Casing Sab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programado	2,5	0,10	4,0	0,17
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	11,5	0,48	8,0	0,33
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	1,0	0,04	0,5	0,02
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,5	0,02	0,5	0,02
Conectar Singera DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Singera en Zapato "Sab In".	3,0	0,13	3,5	0,15
Circula a x [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.	1,0	0,04	0,5	0,02
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	2,0	0,08	0,5	0,02
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.	1,0	0,04	0,5	0,02
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2" Circular Excesos. Sacar Inner String.	3,0	0,13	2,0	0,08
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	32,0	1,33	32,0	1,33
Limpiar Contrapozo.	1,0	0,04		
WOC	6,0	0,25		
Desarmar Flow Line	1,5	0,06		
Cortar tubo conductor de 20"	1,5	0,06	13,0	0,54
Cortar y Biselar Revestimiento de 9 5/8".	2,5	0,10	1,0	0,04
Instalar/ soldar & Probar (Sección A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	2,5	0,10	2,5	0,10
Esperar enfriamiento de la soldadura	1,0	0,04	1,0	0,04
Armar Conjunto de Preventoras	10,0	0,42	11,5	0,48
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	3,0	0,13	2,5	0,10
Instalar Campana y Flow Line.	2,0	0,08	0,0	0,00
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	1,0	0,04	0,5	0,02

SECCIÓN 8 1/2 "

DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO B		TIEMPO REAL POZO B	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	325,0	13,54	516	21,5
Arme del BHA # 3, Drill Out y RT	11,5	0,48	9	0,375
Armar BHA No 2. con Broca PDC de 8 1/2".	5,0	0,21	6	0,25
Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotacion 9 5/8".	2,0	0,08		
Probar revestimiento de 9 5/8"	0,5	0,02	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	2,0	0,08	1	0,04166667
Circular - Cambiar Fluido	1,0	0,04	1	0,04166667
Realizar RTV LOT.	1,0	0,04	1	0,04166667
Perforación Hueco de 8 1/2"	220,5	9,19	379,5	15,8125
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO' hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	50,0	2,08	53,5	2,22916667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	1,0	0,04	0,5	0,02083333
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	8,0	0,33	8,5	0,35416667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1,0	0,04	1	0,04166667
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	54,5	2,27	54	2,25
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	2,0	0,08	1,5	0,0625
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	10,0	0,42	114	4,75
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1,0	0,04	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta TD .	67,5	2,81	85,5	3,5625
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear pildora pesada.	1,5	0,06	2	0,08333333
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO' y regresar a fondo	15,0	0,63	46,5	1,9375
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros electricos.	2,0	0,08	2,5	0,10416667
Sacar tubería a superficie.	7,0	0,29	10	0,41666667
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	10,5	0,44	56	2,33333333
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Armar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas.	1,0	0,04	1	0,04166667
Armar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	2,0	0,08	2	0,08333333
Registrar fase de 8.5"	5,0	0,21	2	0,08333333
Desarmar Sonda de registros Electricos y realizar Rig Down.	2,0	0,08	50,5	2,10416667
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	29,50	1,23	24	1
Armar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo').	12,0	0,50	8,5	0,35416667
Bombear pildora viscosa y circular hasta retomos limpios.	2,0	0,08	2	0,08333333
Sacar Tubería a superficie.	12,0	0,50	13	0,54166667
Recuperar Wear Bushing.	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Desarmar y retira kelly 4 1/2".	1,5	0,06		0
Cambar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".	1,5	0,06		0
Correr Casing de 7"	17,50	0,73	14,5	0,60416667
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	2,0	0,08	1	0,04166667
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO' .	13,0	0,54	12	0,5
Circular en Fondo.	1,0	0,04	0	0
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down.	1,0	0,04	1	0,04166667
Cementar Casing de 7"	9,50	0,40	7	0,29166667
Charla de seguridad arme de líneas prueba	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Armar Líneas y Cabeza de Cementación.	1,0	0,04	0	0
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest.P DE 7"	0,5	0,02	0	0
Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg	2,5	0,10	2	0,08333333
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	2,5	0,10	2,5	0,10416667
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	1,5	0,06	2	0,08333333
Limpiar contrapozo	1,0	0,04	0	0
Quebrar tubería de perforacion, Quitar BOPs, instalar Tubing Head Spool.	26,00	1,08	26	1,08333333
Quebrar el DP de 4 1/2"	18,0	0,75	19	0,79166667
Levantar Bop Sack.	3,5	0,15	3,5	0,14583333
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Biselar Tubo.	1,5	0,06	1,5	0,0625
Instalar Sección B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16"x 5M	3,0	0,13	2	0,08333333

Tabla 2. Tiempos operacionales para el Pozo B

2.2.8 Curva de perforación y completamiento para el Pozo C



Gráfica 5. Curva de perforación y completamiento Pozo C

En la gráfica 5; la curva programada o prognosis corresponde a la curva amarilla, la curva real corresponde a la curva roja. Este gráfico muestra que en la perforación del Pozo C se requirió más tiempo en días para terminar la perforación por eso la curva roja tiene mayor extensión en el eje X, esta distancia adicional se denominó L.

La distancia U que se muestra en la figura en el eje de las Y muestra la diferencia en profundidad de la perforación, ósea que la perforación inicialmente estaba estimada hasta una profundidad, y que realmente se hizo a una menor profundidad ya que la formación Monserrate en el Pozo C se encontró ciertos pies por encima de la prognosis que se había hecho.

La distancia T muestra que para perforar estos pies se necesitaron más días de los que se habían pronosticado ya que en el tope de la formación Guaduas disminuyeron las ROP debido a que el acumulador arrancaba la bomba cada 2,5 minutos y el instrumentista se demoró 3 días en ir al pozo a hacer las reparaciones pertinentes. Otra razón por la cual se extendió el tiempo de perforación es que la

rumba numero 2 tenía problemas de nivelación permitiendo el aumento del peso del lodo por sólidos y la bomba centrífuga se dañó.

2.2.9 Curva de costos para el Pozo C

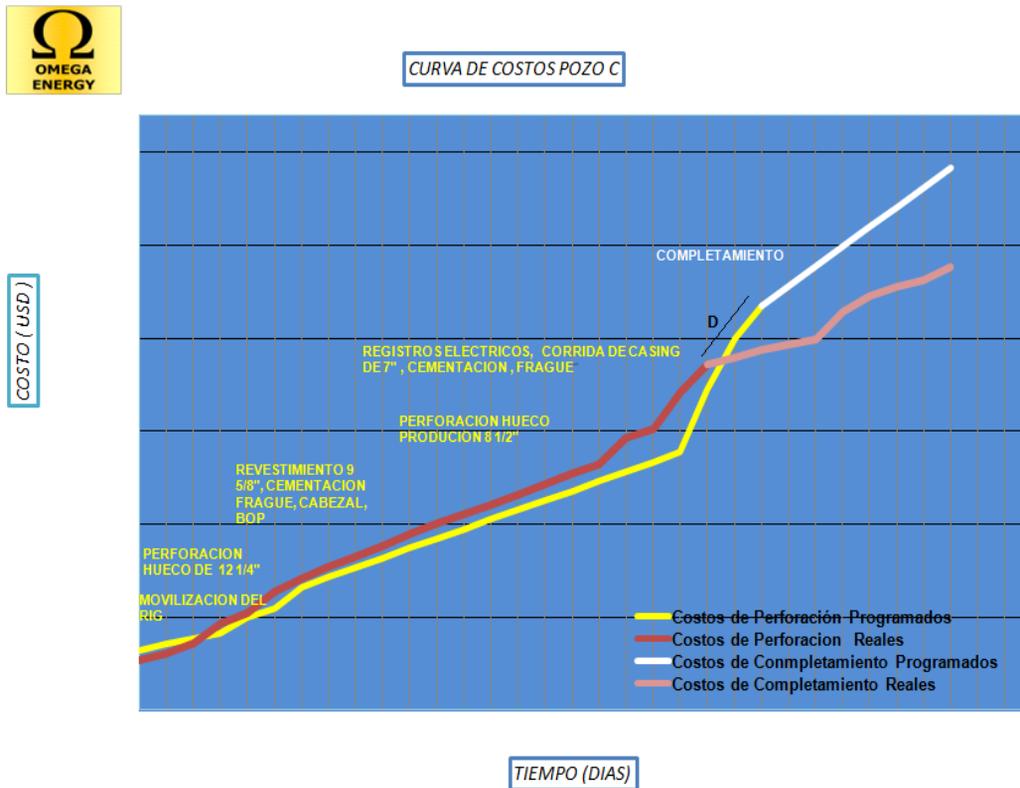


Gráfico 6. Curva de costos el Pozo C

En la gráfica 6; la curva amarilla corresponde a los costos pronosticados para la perforación del Pozo C, la curva roja corresponde a los costos que realmente generó la perforación del Pozo C. La curva roja es más corta que la curva amarilla (distancia D); debido a que la perforación de este pozo a pesar de los imprevistos que tuvo, presentó menores costos que los presupuestados en el AFE, debido a que para este pozo el AFE se realizó con las tarifas de los antiguos proveedores y se cambiaron algunos proveedores en último momento (Mud Logging y Registros), debido a que estos tienen tarifas y paquetes mejores y más económicos.

En conclusión a pesar de los inconvenientes presentados este pozo resultó más económico que lo inicialmente pronosticado.

2.2.11 Tiempos Operacionales para el Pozo C

POZO C																
TIEMPOS OPERACIONALES - FASE I: HUECO DE SUPERFICIE 12 1/4"																
DESCRIPCIÓN OPERACIONES	RES					TIEMPO PLANEADO					TIEMPO REAL					COMENTARIOS
	PERF	HORAS	ROP	DÍAS	ACUM	PERF	HORAS	ROP	DÍAS	ACUM	PERF	HORAS	ROP	DÍAS	ACUM	
HUECO 12 1/4" (Sup - 600')	600	108,5	29	4,52	4,52	1385	111,5	17,9	4,69	4,69						
Perforación Hueco de 12 1/4"																
Rehidratar bentonita. Reunión operacional y de seguridad		12,0		0,50	0,50		12,0		0,50	0,50						
Amar BHA No. 1 con Boca Ticonica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')		1,0		0,04	0,54		0,5		0,02	0,52						
Perforar sección de 12 1/4" hasta 200' con WOB= 2.0 - 8.0 [Kib], RPM= 60 [rpm] , Q= 60 -240[gpm].	200	16,0	12,5	0,67	1,21	201	17,5	11,5	0,73	1,25						
Sacar BHA N° 1a Superficie		3,0		0,13	1,33		4,0		0,17	1,42						
Arma BHA No. 2 con Boca Ticonica , Motor y Herramientas Direccionales.	200	4,5		0,19	1,52	201	5,5		0,23	1,65					1 hora de Rq Service	
Perforar sección de 12 1/4" hasta 300' con WOB= 5.0 - 8.0 [Kib], RPM= 60 [rpm] , Q= 300[gpm].	300	3,5	30,3	0,15	1,67	383	9,5	21,4	0,35	2,00						
Perforar sección de 12 1/4" hasta 400' con WOB= 5.0 - 8.0 [Kib], RPM= 60 [rpm] , Q= 350[gpm].	400	3,0	33,3	0,13	1,79		0,0		0,00	2,00						
Perforar sección de 12 1/4" hasta 500' con WOB= 5.0 - 8.0 [Kib], RPM= 60 [rpm] , Q= 430[gpm].	500	3,0	33,3	0,13	1,92		0,0		0,00	2,00						
Perforar sección de 12 1/4" hasta 600' con WOB= 5.0 - 8.0 [Kib], RPM= 60 [rpm] , Q= 500[gpm].	600	3,0	33,3	0,13	2,04	600	10,5	20,7	0,44	2,44						
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpiosa 500 [gpm].		1,0		0,04	2,08		1,0		0,04	2,48						
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.		3,0		0,13	2,21		4,0		0,17	2,65						
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"																
Bajar BHA No. 1 desde Superficie hasta 600'		7,5		0,31	2,52		0,0		0,00	2,65						
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpiosa 500 [gpm].		1,0		0,04	2,38		0,0		0,00	2,65						
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Boca, SIBs, DCs de 8".		3,5		0,15	2,52		0,0		0,00	2,65						
Correr Revestimiento de 9 5/8"																
Acondicionar Mesa Rq up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".		1,5		0,06	2,58		1,0		0,04	2,69						
Realizar Charla Pre - Operacional para Comida de Revestimiento.		0,5		0,02	2,60		0,5		0,02	2,71						
Torquear Casing Sab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a 595'.		2,5		0,10	2,71		2,5		0,10	2,81						
Cementar Revestimiento de 9 5/8"																
Circular pozo a 265 [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.		1,0		0,04	2,75		0,0		0,00	2,81						
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.		0,5		0,02	2,77		0,5		0,02	2,83						
Conectar Singler al DP de 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Singler Zapato "Sab In".		3,0		0,13	2,90		2,5		0,10	2,94						
Circular a 280 [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.		1,0		0,04	2,94		3,5		0,15	3,08						
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".		2,0		0,08	3,02		1,0		0,04	3,13						
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.		1,0		0,04	3,06		0,5		0,02	3,15						
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2" / Circular Exceso. Sacar Inner String.		3,0		0,13	3,19		2,3		0,10	3,25						
Instalar Casing Head, amarrar y probar BOPs																
Limpia Contrapozo.		1,0		0,04	3,23		1,0		0,04	3,29						
WOC		6,0		0,25	3,48		13,0		0,54	3,83						
Desarmar Row Line		1,5		0,06	3,54		1,0		0,04	3,98						
Contar tubo conductor de 20"		1,5		0,06	3,60		1,5		0,06	3,94						
Contar y Bajar Revestimiento de 9 5/8".		2,5		0,10	3,71		1,0		0,04	3,98						
Instalar soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.		2,5		0,10	3,81		1,5		0,06	4,04						
Especialamiento de la soldadura		1,0		0,04	3,85		1,0		0,04	4,08						
Amar Conjunto de Preventoras.		3,0		0,13	4,40		9,5		0,40	4,48						
Probar Anillo de Preventoras y Acumulador.		3,0		0,13	4,40		2,0		0,08	4,56						
Instalar Campana y Row Line.		2,0		0,08	4,48		1,5		0,06	4,63						
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.		1,0		0,04	4,52		0,5		0,02	4,65						

POZO C																
TIEMPOS OPERACIONALES - FASE II: HUECO DE PRODUCCION 8 1/2"																
DESCRIPCIÓN OPERACIONES	RES					TIEMPO PLANEADO					TIEMPO REAL					COMENTARIOS
	PERF	HORAS	ROP	DÍAS	ACUM	PERF	HORAS	ROP	DÍAS	ACUM	PERF	HORAS	ROP	DÍAS	ACUM	
HUECO 8 1/2" (Sup - 600')	6151,0	325,0	34,3	13,54	18,06	6350	404,5	26,60	16,85	21,50						
Arme del BHA # 3. Drill Out y RT																
Amar BHA No. 2 , con Boca PDC de 8 1/2".		5,0		0,21	4,73		9,5		0,40	5,13						
Bajar Sarta hasta Tpe de cemento o equipo de flotación 9 5/8".		2,0		0,08	4,81		1,5		0,06	4,87						
Probar revestimiento de 9 5/8"	600	0,5		0,02	4,83		0,0		0,00	5,04						
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. 605 ft.	605	2,0		0,08	4,92		1,0		0,04	5,08						
Circular - Cambiar fluido		1,0		0,04	4,96		0,5		0,02	5,10						
Realizar RT LOT	605	1,0		0,04	5,00		0,5		0,02	5,13						
Perforación Hueco de 8 1/2"	6151	220,5	34,3	9,19	14,19	6350	295,0	27	12,29	17,42						
Perforar desde 605' hasta 2.800'.	2800	50,0	44	2,08	7,08	2800	66,5	33	2,77	7,90	13	Horas de Rq service.				
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear pildora pesada.		1,0		0,04	7,13		1,5		0,06	7,96						
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8"		8,0		0,33	7,46		6,5		0,27	8,23						
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios.	2800	1,0		0,04	7,50	2800	1,0		0,04	8,27						
Perforar desde 2.800' hasta 4.500'.	4500	54,5	31	2,27	9,77	4500	59,0	29	2,46	10,73	3	hora de NPT				
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear pildora pesada.		2,0		0,08	9,85		1,0		0,04	10,77						
Realizar viaje corto hasta 2.750' y regresar a fondo		10,0		0,42	10,27		19,0		0,79	11,56						
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios.	4500	1,0		0,04	10,31		0,0		0,00	11,56						
Perforar desde 4500' hasta TD Aprox. 6.381'.	6151	67,5	28	2,81	13,13	6350	102,5	18,0	4,3	15,83						
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear pildora pesada.		1,5		0,06	13,19		1,5		0,15	15,90						
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a 600' y regresar a fondo		15,0		0,63	13,81		22,0		0,9	16,81						
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros eléctricos.		2,0		0,08	13,90		2,0		0,08	16,90						
Sacar tubería a superficie.		7,0		0,29	14,19		12,5		0,52	17,42						
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"																
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.		0,5		0,02	14,21		0,5		0,02	17,44						
Amar Unidad de Registros Eléctricos / Instalar Poleas		1,0		0,04	14,25		1,0		0,04	17,48						
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.		2,0		0,08	14,33		1,0		0,04	17,52						
Registrar Ise de 8 5"		5,0		0,21	14,54		9,0		0,38	17,90						
Desarmar Snda de registros Eléctricos y realizar Rq Down.		2,0		0,08	14,63		1,5		0,06	17,96						
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"																
Amar y Bajar BHA. Sarta desde Superficie hasta fondo'.		12,0		0,50	15,13		13,5		0,56	18,52						
Bombear pildora viscosa y circular hasta retomos limpios.		2,0		0,08	15,21		2,0		0,08	18,60						
Sacar Tubería a superficie.		12,0		0,50	15,71		13,0		0,54	19,15						
Recuperar Wear Bushing.		0,5		0,02	15,73		0,0		0,00	19,15						
Desarmar y retirar Kelly 4 1/2".		1,5		0,06	15,79		0,0		0,00	19,15						
Cambiar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".		1,5		0,06	15,85		1,5		0,05	19,21						
Correr Casing de 7"																
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".		17,50		0,73	16,58		22,00		0,9167	20,13						
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".		0,5		0,02	16,88		0,5		0,02	20,23						
Bajar Revestimiento de 7" hasta 6350' (Aprox 240 Juntas).		2,0		0,08	16,96		2,5		0,10	19,33						
Circular en Fondo.		13,0		0,54	16,50		17,0		0,71	20,04						
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rq Down.		1,0		0,04	16,54		1		0,04	20,08						
Cementar Casing de 7"																
Charla de seguridad arma de líneas prueba		1,0		0,04	16,58		1,0		0,04	20,13						
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.		0,5		0,02	16,60		0,5		0,02	20,15						
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cement																

Llevar la curva de costos, la curva de avance de perforación y diligenciar diariamente el reporte diario de perforación y el reporte “Tiempos operacionales”: es muy importante, ya que con esta información se puede verificar si el pozo se está desarrollando dentro de los costos y tiempos estimados.

Adicionalmente la gerencia de operaciones estará totalmente informada de todas las actividades que se desarrollan en el pozo hora a hora y esto contribuye a que se tomen decisiones asertivas en caso de que se presente algún problema.

3. CALCULO DE TIEMPOS OPERACIONALES

Con la información recopilada anteriormente de los tres pozos perforados; en este capítulo se procede a mostrar la información recopilada durante la perforación de los pozos, para entender de donde sale el cálculo del promedio de los tiempos que se requirieron para perforar los anteriores tres pozos (Pozo A, Pozo B y Pozo C) en el reporte diario de perforación y en el reporte “tiempos operacionales”.

3.1 TIEMPOS OPERACIONALES DEL REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN

En el reporte diario de perforación, en la sección 3, llamada: Acumulado de tiempos de perforación (véase ANEXO 1) se muestra diariamente que operaciones se llevaron a cabo y que duración tuvo cada una.

Esta información se tabula día a día con el fin de saber cuánto tiempo acumulado se requirió en cada uno de los pozos para llevar a cabo cierta operación y poder hacer un cálculo del promedio de tiempo con la data de los tres pozos. Como se muestra a continuación:

3.1.1 Tiempos Operacionales del reporte diario de perforación para el pozo A:

Con la información que se recolecta diariamente en campo a través del reporte diario de perforación se organizaron los tiempos reportados día a día y operación por operación, para el Pozo A:

ITEM	CODD.A	TIMES	DAY 1	DAY 2	DAY 3	DAY 4	DAY 5	DAY 6	DAY 7	DAY 8	DAY 9	DAY 10	DAY 11	DAY 12	DAY 13	DAY 14	DAY 15	DAY 16	DAY 17	DAY 18	DAY 19	CUMM	CUMM
			DAILY	DAILY	DAILY	DAILY	DAILY	DAILY	DAILY	DAILY	DAILY	DAILY											
1	Drilling	13.5	8.0	11.0	4.5	0.5	22.0	22.5	11.5	2.5	22.0	10.0	23.5	23.0	12.5	9.0	12.0	16.5	10.0			202.5	8.4375000
2	Tripping					6.0				8.0		10.5										78.5	3.2708333
3	Cleaning																					0.0	0.0000000
4	Circulating					1.0	1.0	1.0	0.5	1.5	1.0	0.5	0.5	1.0	1.5		2.5					14.5	0.6041667
5	Logging surveys	1.0	1.0	1.0																		3.0	0.1250000
6	Logging																9.0					0.0	0.0000000
7	Production Logs																					9.0	0.3750000
8	Widening well																					0.0	0.0000000
9	Running casing					4.5											11.0	3.5				19.0	0.7916667
10	Cementing					1.5	4.5															12.5	0.5208333
11	Dry cement					12.0											14.0	12.0				38.0	1.5833333
12	Leak off test							1.0														1.0	0.0416667
13	Petrobrating																					0.0	0.0000000
14	Lubrication																					0.0	0.0000000
15	Rig services					15.0	0.5	2.5	1.0	3.0	0.5	1.0	1.0									24.5	1.0208333
16	Standby with crew																					0.0	0.0000000
17	Standby without crew																					0.0	0.0000000
18	Sick line operators																					0.0	0.0000000
19	Pressure test																					0.0	0.0000000
20	Core operation																					0.0	0.0000000
21	NU BOPS and X-mas tree						7.5	6.0														13.5	0.5625000
22	Fishing																					0.0	0.0000000
23	Testing BOPS						6.0															6.0	0.2500000
24	Drill Out							1.5														1.5	0.0625000
25	Operational Meeting					0.5																0.5	0.0208333
26	Waiting tools																					0.0	0.0000000
27	others waiting																					0.0	0.0000000
28	Others							0.5						1.0	3.0	3.0	3.0					10.5	0.4375000
29	NPT											0.5										0.5	0.0208333
																						48.0	
																						18.25	

TABLA 4. Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el Pozo A

En la tabla 4, los valores resaltados en rojo corresponden al tiempo acumulado que se necesitó para hacer cada una de las operaciones para el Pozo A. en las últimas dos columnas de la tablas: La primera columna muestra los resultados en horas, la segunda en días. Las últimas dos filas de la segunda columna corresponden al tiempo total que se empleó para hacer todas las operaciones en horas y días respectivamente.

3.1.2 Tiempos Operacionales del reporte diario de perforación para el pozo B:
 Con la información que se recolecto diariamente en campo a través del reporte diario de perforación se organizaron los tiempos reportados día a día y operación por operación, para el Pozo B:

FECHA	PROCESO	DAY1	DAY2	DAY3	DAY4	DAY5	DAY6	DAY7	DAY8	DAY9	DAY10	DAY11	DAY12	DAY13	DAY14	DAY15	DAY16	DAY17	DAY18	DAY19	DAY20	DAY21	DAY22	DAY23	DAY24	DAY25	DAY26	DAY27	DAY28	CUM
	TIEMPOS	DAILY	CUM																											
	1 Drilling	17.0	14.5	9.5	1.5	24.0	22.0	14.0	23.5	20.5						8.0	23.0	24.0	22.0	5.5										229.0
	2 Tripping	0.5	9.0	6.5	2.0	6.5		7.0	2.0	24.0	4.0								13.0	22.0	11.0	16.0	7.0	22.0	2.0	20.5	12.0		187.0	
	3 Clearing										17.5	24.0	21.5	10.0								4.0								77.0
	4 Circulating		0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	0.5	1.5	2.5				2.5	6.0			2.0	5.0	3.5	5.0	0.5	2.0	1.0	1.5				34.5
	5 Logging surveys																						5.0							5.0
	6 Logging																													6.0
	7 Production Logs																				5.5	5.5								94.5
	8 Welding well						4.5																	9.0						4.5
	9 Running casing																								13.5					97.0
	10 Cementing					1.5																			7.0					8.5
	11 Dry cement					15.0																			16.0					31.0
	12 LOT /FIT.						1.0																							1.0
	13 Reducing pay																													0.0
	14 Lubrication																													0.0
	15 Rig services																1.0													3.5
	16 Stand by with crew																													0.0
	17 Stand by without crew																													0.0
	18 Shut line operations																													0.0
	19 Pressure test																													0.0
	20 Core operation																													0.0
	21 NU BOPS and X-mis tree						0.5	11.0																		8.0	2.0	6.0		27.5
	22 Fishing																													0.0
	23 Testing BOPS																													3.0
	24 Drt Out																													0.0
	25 Operational Meeting																													0.0
	26 Making tools																													1.0
	27 others waiting																													0.0
	28 Others																													2.5
	29 NPT																													2.5
																														66.0
																														1074.0
																														27.8

TABLA 5. Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el pozo B.

En la tabla 5, los valores resaltados en rojo corresponden al tiempo acumulado que se necesitó para hacer cada una de las operaciones para el Pozo B. en las últimas dos columnas de la tablas: La primera columna muestra los resultados en horas, la

segunda en días. Las últimas dos filas de la segunda columna corresponden al tiempo total que se empleó para hacer todas las operaciones en horas y días respectivamente.

3.1.3 Tiempos Operacionales del reporte diario de perforación para el pozo C:
 Con la información que se recolecto diariamente en campo a través del reporte diario de perforación se organizaron los tiempos reportados día a día y operación por operación, para el Pozo C:

ITEM	POZO C	DAY 1	DAY 2	DAY 3	DAY 4	DAY 5	DAY 6	DAY 7	DAY 8	DAY 9	DAY 10	DAY 11	DAY 12	DAY 13	DAY 14	DAY 15	DAY 16	DAY 17	DAY 18	DAY 19	DAY 20	DAY 21	DAY 22	ACUMULADO	ACUMULADO		
		DAILY																						DAILY	DAILY		
		TIMES																						CUM	CUM		
1	Drilling	11.5	14.5	10.5																					250.5	10,075	
2	Trooping	0.5	8.0	4.0	5.5	1.0	18.0	23.0	17.0	17.5	20.5	17.5	10.0	23.5	23.5	23.5	20.0	2.5	20.5	11.0	21.0	3.5				301.5	4,291,667
3	Cleaning																									0.0	0
4	Circulating	0.5	1.0		0.5	2.0	0.5		2.0	1.0	3.5	1.0	2.0	0.5	0.5	1.5	3.5				3.0					21.0	0,85
5	Logging surveys																									0.0	0
6	Logging																									0.0	0
7	Production Logs																		13.0							13.0	0,541,666,667
8	Wireline well																									0.0	0
9	Running casing			4.0																	20.5	2.0				26.5	1,091,666,667
10	Cementing			4.5	3.0																	6.0				13.5	0,535
11	Dry cement			18.0																	16.0	10.0				44.0	1,833,333,333
12	Leak off test						0.5																			0.5	0,008333333
13	Perforating day																									0.0	0
14	Lubrication rig																									0.0	0
15	Rig services		1.0			7.5	3.5	1.0																		13.0	0,541,666,667
16	Stand by with crew																									0.0	0
17	Stand by without crew																									0.0	0
18	Sick line operations																									0.0	0
19	Pressure test																									0.0	0
20	Core operation																									0.0	0
21	NU BOPS and X-mastree			3.0	9.0																					12.0	0,5
22	Fishing																									0.0	0
23	Waiting tools																									0.0	0
24	Testing BOPS				2.0																					2.0	0,008333333
25	Waiting																									0.0	0
26	Others	12.0							4.0																	18.0	0,75
27	Drill Out						0.5																			0.5	0,008333333
																										516.0	
																										21.5	

Tabla 6. Tiempos operacionales del reporte diario de perforación para el pozo C

En la tabla 6, los valores resaltados en rojo corresponden al tiempo acumulado que se necesitó para hacer cada una de las operaciones para el pozo C. En las últimas dos columnas de la tablas: La primera columna muestra los resultados en horas, la segunda en días. Las últimas dos filas de la segunda columna corresponden al tiempo total que se empleó para hacer todas las operaciones en horas y días respectivamente.

3.2 TIEMPOS OPERACIONALES DEL REPORTE “TIEMPOS OPERACIONALES”

En el reporte “Tiempos Operacionales”, se muestra en detalle diariamente que operaciones se llevaron a cabo y que duración tuvo cada una.

Los valores de tiempo acumulado finales en horas y días de este reporte difieren un poco de los valores acumulados del reporte diario de perforación, debido a que en este reporte solo se reportan tiempos operativos, mientras que en el reporte diario de perforación se tienen en cuenta stand by, Rig Service, espera de herramientas, otras esperas y tiempos no provistos (NPT), entre otros.

Esta información se tabulo día a día con el fin de saber cuánto tiempo acumulado se requirió en cada uno de los pozos para llevar a cabo cada una de las operaciones y poder hacer un promedio de tiempo con la data de los tres pozos para proyectar futuros pozos.

Teniendo un promedio de los tiempos fijos (no dependen de la profundidad) que se requieren para hacer cada una de las operaciones y con el promedio de tiempos variables (que dependen de la profundidad), podremos proyectar el tiempo óptimo en que se desarrollarían futuros pozos. Para entender estas tablas diríjase al (Anexo B).

A continuación se muestran los datos de la proyección en tiempo que se hizo para cada uno de los pozos, y los datos reales que se obtuvieron durante la perforación de los pozos.

3.2.1 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el pozo A:

Para este pozo, este formato no existe debido a que después de que se terminó de perforar este pozo, se implementó la utilización de este reporte. Este reporte se

elaboró con la data del reporte diario de perforación de este pozo (Pozo A) y con la data que se obtuvo de los reportes diarios de perforación de los pozos Corrales 1D, corrales 2 y Corrales 3.

3.2.2 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos operacionales” para el pozo B:

OPERACIONES				
SECCION 12 1/4"				
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO B		TIEMPO REAL POZO B	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	96,5	4,02	104,0	4,33
Perforacion Hueco de 12 1/4"	41,0	1,71	59,0	2,46
Prehidratar Bentonita	0,0	0,00	0,0	0,00
Amar BHA No. 1 con Broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	1,0	0,04	1,0	0,04
Perforar sección de 12 1/4" hasta X' con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= Y[gpm].	16,0	0,67	22,5	0,94
Sacar BHA N° 1a Superficie	3,0	0,13	3,5	0,15
Arma BHA No. 2 con Broca Triconica , Motor y Herramientas Direccionales	4,5	0,19	6,0	0,25
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q[gpm].	3,5	0,15		
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50[gpm].	3,0	0,13	9,0	0,38
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100[gpm].	3,0	0,13		
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150[gpm].	3,0	0,13	11,5	0,48
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	1,0	0,04	0,5	0,02
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	3,0	0,13	5,0	0,21
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	7,5	0,31	0,0	0,00
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato.	3,0	0,13	0,0	0,00
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	1,0	0,04	0,0	0,00
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, SIBs, DCs de 8".	3,5	0,15	0,0	0,00
Correr Revestimiento de 9 5/8"	4,5	0,19	5,0	0,21
Acondicionar Mesa Rig up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	1,5	0,06	0,5	0,02
Realizar Charla Pre - Operacional para Corrida de Revestimiento.	0,5	0,02	0,5	0,02
Torquear Casings Stab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programado	2,5	0,10	4,0	0,17
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	11,5	0,48	8,0	0,33
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	1,0	0,04	0,5	0,02
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,5	0,02	0,5	0,02
Conectar Stringer al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Stringer en Zapato "Stab In".	3,0	0,13	3,5	0,15
Circula a x [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.	1,0	0,04	0,5	0,02
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	2,0	0,08	0,5	0,02
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.	1,0	0,04	0,5	0,02
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2"/ Circular Excesos. Sacar Inner String.	3,0	0,13	2,0	0,08
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	32,0	1,33	32,0	1,33
Limpiar Contrapozo.	1,0	0,04		
WOC	6,0	0,25		
Desarmar Flow Line	1,5	0,06		
Cortar tubo conductor de 20"	1,5	0,06	13,0	0,54
Cortar y Biselar Revestimiento de 9 5/8".	2,5	0,10	1,0	0,04
Instalar/ soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	2,5	0,10	2,5	0,10
Esperar enfriamiento de la soldadura	1,0	0,04	1,0	0,04
Amar Conjunto de Preventoras.	10,0	0,42	11,5	0,48
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	3,0	0,13	2,5	0,10
Instalar Campana y Flow Line.	2,0	0,08	0,0	0,00
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	1,0	0,04	0,5	0,02

Tabla 7. Tiempos operacionales del reporte “Tiempos operacionales” para el pozo B para la sección de 12 1/4”

SECCIÓN 8 1/2"

DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO B		TIEMPO REAL POZO B	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	325,0	13,54	516	21,5
Arme del BHA # 3, Drill Out y FT	11,5	0,48	9	0,375
Amar BHA No 2. con Broca PDC de 8 1/2".	5,0	0,21	6	0,25
Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotacion 9 5/8".	2,0	0,08		
Probar revestimiento de 9 5/8"	0,5	0,02	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	2,0	0,08	1	0,04166667
Circular - Cambiar Fluido	1,0	0,04	1	0,04166667
Realizar FT/ LOT.	1,0	0,04	1	0,04166667
Perforación Hueco de 8 1/2"	220,5	9,19	379,5	15,8125
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	50,0	2,08	53,5	2,22916667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	1,0	0,04	0,5	0,02083333
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	8,0	0,33	8,5	0,35416667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1,0	0,04	1	0,04166667
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	54,5	2,27	54	2,25
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	2,0	0,08	1,5	0,0625
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	10,0	0,42	114	4,75
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1,0	0,04	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta TD.	67,5	2,81	85,5	3,5625
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear pildora pesada.	1,5	0,06	2	0,08333333
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO y regresar a fondo	15,0	0,63	46,5	1,9375
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros electricos.	2,0	0,08	2,5	0,10416667
Sacar tubería a superficie.	7,0	0,29	10	0,41666667
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	10,5	0,44	56	2,33333333
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Amar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas	1,0	0,04	1	0,04166667
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	2,0	0,08	2	0,08333333
Registrar fase de 8.5"	5,0	0,21	2	0,08333333
Desarmar Sonda de registros Electricos y realizar Rig Down.	2,0	0,08	50,5	2,10416667
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	29,50	1,23	24	1
Amar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo).	12,0	0,50	8,5	0,35416667
Bombear pildora viscosa y circular hasta retomos limpios.	2,0	0,08	2	0,08333333
Sacar Tubería a superficie.	12,0	0,50	13	0,54166667
Recuperar Wear Bushing.	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Desarmar y retira Kelly 4 1/2".	1,5	0,06		0
Cambiar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".	1,5	0,06		0
Correr Casing de 7"	17,50	0,73	14,5	0,60416667
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	2,0	0,08	1	0,04166667
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO.	13,0	0,54	12	0,5
Circular en Fondo.	1,0	0,04	0	0
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down.	1,0	0,04	1	0,04166667
Cementar Casing de 7"	9,50	0,40	7	0,29166667
Charla de seguridad a me de líneas prueba	0,5	0,02	0,5	0,02083333
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.	1,0	0,04	0	0
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest.P DE 7"	0,5	0,02	0	0
Preparar lechada de cemento de 15,8 ppg	2,5	0,10	2	0,08333333
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	2,5	0,10	2,5	0,10416667
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	1,5	0,06	2	0,08333333
Limpia contrapozo	1,0	0,04	0	0
Quebrar tubería de perforación, Quitar BOPs, instalar Tubing Head Spool.	26,00	1,08	26	1,08333333
Quebrar el DP de 4 1/2"	18,0	0,75	19	0,79166667
Levantar Bop Stack.	3,5	0,15	3,5	0,14583333
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Biselar Tubo.	1,5	0,06	1,5	0,0625
Instalar Seccion B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16"x 5M	3,0	0,13	2	0,08333333

Tabla 8. Tiempos operacionales del reporte "Tiempos operacionales" para el pozo B para la sección de 8 1/2"

En la tabla 7 y 8, La primera columna corresponde a la descripción de la operación que se va a desarrollar en el Pozo B, la segunda y tercera columna corresponden al tiempo planeado que se estima que tardara en llevarse a cabo cada una de las operaciones descritas. La cuarta y quinta columna corresponden al tiempo en horas y días real que se consumió realizando la operación.

Las filas resaltadas en azul corresponden a los nombres de las operaciones que se van a desarrollar y según la columna en que se encuentren hacen la sumatoria de

los tiempos requeridos para llevar a cabo cada una de las operaciones descritas en los renglones blancos.

La fila resaltada en amarillo es la sumatoria total de todos los tiempos que se requirieron para perforar el pozo. En cada una de las secciones.

3.2.3 Tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” para el Pozo C:

OPERACIONES				
SECCION 12 1/4"				
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO C		TIEMPO REAL POZO C	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	108,5	4,52	111,5	4,65
Perforación Hueco de 12 1/4"	53,0	2,21	63,5	2,65
Prehidratar Bentonita	12,0	0,50	12,0	0,50
Amar BHA No. 1 con Broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	1,0	0,04	0,5	0,02
Perforar sección de 12 1/4" hasta X' con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= Y[gpm].	16,0	0,67	17,5	0,73
Sacar BHA N° 1a Superficie	3,0	0,13	4,0	0,17
Arma BHA No. 2 con Broca Triconica, Motor y Herramientas Direccionales	4,5	0,19	5,5	0,23
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q[gpm].	3,5	0,15	8,5	0,35
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50[gpm].	3,0	0,13	0,0	0,00
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100[gpm].	3,0	0,13	0,0	0,00
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150[gpm].	3,0	0,13	10,5	0,44
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	1,0	0,04	1,0	0,04
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	3,0	0,13	4,0	0,17
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	7,5	0,31	0,0	0,00
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato.	3,0	0,13	0,0	0,00
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	1,0	0,04	0,0	0,00
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, SIBs, DCs de 8".	3,5	0,15	0,0	0,00
Correr Revestimiento de 9 5/8"	4,5	0,19	4,0	0,17
Acondicionar Mesa Rig up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	1,5	0,06	1,0	0,04
Realizar Charla Pre - Operacional para Corrida de Revestimiento.	0,5	0,02	0,5	0,02
Torquear Casing Sab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programada	2,5	0,10	2,5	0,10
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	11,5	0,48	10,5	0,44
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	1,0	0,04	0,0	0,00
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,5	0,02	0,5	0,02
Conectar String al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar String en Zapato "Sab In".	3,0	0,13	2,5	0,10
Circular a x [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.	1,0	0,04	3,5	0,15
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	2,0	0,08	1,0	0,04
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.	1,0	0,04	0,5	0,02
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2' Circular Excesos. Sacar Inner String.	3,0	0,13	2,5	0,10
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	32,0	1,33	33,5	1,40
Limpiar Contrapozo.	1,0	0,04	1,0	0,04
WOC	6,0	0,25	13,0	0,54
Desarmar Flow Line	1,5	0,06	1,0	0,04
Cortar tubo conductor de 20"	1,5	0,06	1,5	0,06
Cortar y Bisar Revestimiento de 9 5/8".	2,5	0,10	1,0	0,04
Instalar/ soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	2,5	0,10	1,5	0,06
Estar enfriamiento de la soldadura	1,0	0,04	1,0	0,04
Armar Conjunto de Preventoras.	10,0	0,42	9,5	0,40
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	3,0	0,13	2,0	0,08
Instalar Campana y Flow Line.	2,0	0,08	1,5	0,06
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	1,0	0,04	0,5	0,02

Tabla 9. Tiempos operacionales del reporte “tiempos operacionales” para el pozo C para la sección de 12 1/4”

SECCIÓN 8 1/2"

DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO C		TIEMPO REAL POZO C	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	325	13,54166667	392,5	16,3541667
Arme del BHA # 3, Drill Out y RT	11,5	0,479166667	11,5	0,47916667
Amar BHA No 2. con Broca PDC de 8 1/2".	5	0,208333333	9,5	0,395833333
Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotacion 9 5/8".	2	0,083333333		
Probar revestimiento de 9 5/8"	0,5	0,020833333	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	2	0,083333333	1	0,041666667
Circular - Cambiar Ruido	1	0,041666667	0,5	0,020833333
Realizar RTV LOT.	1	0,041666667	0,5	0,020833333
Perforación Hueco de 8 1/2"	220,5	9,1875	295	12,2916667
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO' hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	50	2,083333333	66,5	2,770833333
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	1	0,041666667	1,5	0,0625
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	8	0,333333333	6,5	0,270833333
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1	0,041666667	1	0,04166667
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	54,5	2,270833333	59	2,458333333
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	2	0,083333333	1	0,041666667
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	10	0,416666667	19	0,791666667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1	0,041666667	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta TD .	67,5	2,8125	102,5	4,270833333
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear pildora pesada.	1,5	0,0625	1,5	0,0625
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO' y regresar a fondo	15	0,625	22	0,916666667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros electricos.	2	0,083333333	2	0,083333333
Sacar tubería a superficie.	7	0,291666667	12,5	0,520833333
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	10,5	0,4375	13	0,541666667
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.	0,5	0,020833333	0,5	0,020833333
Amar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas.	1	0,041666667	1	0,041666667
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	2	0,083333333	1	0,041666667
Registrar fase de 8.5"	5	0,208333333	9	0,375
Desarmar Sonda de registros Electricos y realizar Rig Down.	2	0,083333333	1,5	0,0625
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	29,5	1,229166667	30	1,25
Amar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo).	12	0,5	13,5	0,5625
Bombear pildora viscosa y circular hasta retomos limpios.	2	0,083333333	2	0,083333333
Sacar Tubería a superficie.	12	0,5	13	0,541666667
Recuperar Wear Bushing.	0,5	0,020833333	0	0
Desarmar y retira kelly 4 1/2".	1,5	0,0625	0	0
Cambar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".	1,5	0,0625	1,5	0,0625
Correr Casing de 7"	17,5	0,729166667	22	0,916666667
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,5	0,020833333	0,5	0,020833333
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	2	0,083333333	2,5	0,104166667
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO' .	13	0,541666667	17	0,708333333
Circular en Fondo.	1	0,041666667	1	0,041666667
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down.	1	0,041666667	1	0,041666667
Cementar Casing de 7"	9,5	0,395833333	6	0,25
Charla de seguridad arme de líneas prueba	0,5	0,020833333	0,5	0,020833333
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.	1	0,041666667	0,5	0,020833333
Circular/ Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest.P DE 7"	0,5	0,020833333	0	0
Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg	2,5	0,104166667	0	0
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	2,5	0,104166667	4	0,166666667
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	1,5	0,0625	1	0,041666667
Limpia contrapozo	1	0,041666667	0	0
Quebrar tubería de perforacion, Quitar BOPs, instalar Tubing Head Spool.	26	1,083333333	15	0,625
Quebrar el DP de 4 1/2"	18	0,75	15	0,625
Levantar Bop Stack.	3,5	0,145833333		
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Biselar Tubo.	1,5	0,0625		
Instalar Sección B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16"x 5M	3	0,125		

Tabla 10. Tiempos operacionales del reporte "Tiempos operacionales" para el pozo C para la sección de 8 1/2"

En la tabla 9 y 10, La primera columna corresponde a la descripción de la operación que se va a desarrollar en el Pozo C, la segunda y tercera columna corresponden al tiempo planeado que se estima que tardara en llevarse a cabo cada una de las operaciones descritas. La cuarta y quinta columna corresponden al tiempo en horas y días real que se consumió realizando la operación.

Las filas resaltadas en azul corresponden a los nombres de las operaciones que se van a desarrollar y según la columna en que se encuentran hacen la sumatoria de los tiempos requeridos para llevar a cabo cada una de las operaciones descritas en los renglones blancos.

La fila resaltada en amarillo es la sumatoria total de todos los tiempos que se requirieron para perforar el pozo. En cada una de las secciones.

4. RESULTADOS DE TIEMPOS OPERACIONALES

En este capítulo se presentan los promedios de tiempo calculados para el reporte diario de perforación y para el reporte “Tiempos Operacionales”. Adicionalmente se realizó un ejemplo de cómo se proyectarían los tiempos para un futuro pozo denominado Pozo D.

4.1 Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación

Se tomaron los tiempos acumulados para los 3 pozos perforados (pozo A, pozo B y pozo C) y con estos datos de tiempo acumulado se sacó un promedio del tiempo requerido para perforar un pozo como se muestra a continuación:

4.1.1 Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en horas

OPERACIONES		POZO A	POZO B	POZO C	POZOS	DEFINITIVO
ITEM	POZOS	REAL HORAS	REAL HORAS	REAL HORAS	TOTAL PROMEDIO HORAS	HORAS REQUERIDAS
TIMES		CUM	CUM	CUM	CUM	HORAS REQUERIDAS
1	Drilling	202,5	229,0	250,5	227,3	0,036623349
2	Tripping	78,5	187,0	101,5	122,3	0,019707872
3	Cleaning	0,0	77,0	0,0	25,7	25,66666667
4	Circulating	14,5	34,5	21,0	23,3	23,33333333
5	Logging surveys	3,0	5,0	0,0	2,7	2,666666667
6	Logging	0,0	6,0	0,0	2,0	2
7	Production Logs	9,0	14,5	13,0	12,2	12,16666667
8	Widening well	0,0	4,5	0,0	1,5	1,5
9	Running casing	19,0	19,0	26,5	21,5	0,003463645
10	Cementing	12,5	8,5	13,5	11,5	0,001852647
11	Dry cement	38,0	31,0	44,0	37,7	37,66666667
12	Leak off test	1,0	1,0	0,5	0,8	0,833333333
13	Perforating pay	0,0	0,0	0,0	0,0	0
14	Lubrication rig	0,0	0,0	0,0	0,0	0
15	Rig services	24,5	3,5	13,0	13,7	13,66666667
16	Stand by with crew	0,0	0,0	0,0	0,0	0
17	Stand by without crew	0,0	0,0	0,0	0,0	0
18	Slick line operations	0,0	0,0	0,0	0,0	0
19	Pressure test	0,0	0,0	0,0	0,0	0
20	Core operation	0,0	0,0	0,0	0,0	0
21	N/U BOPS and X- mas tree	13,5	27,5	12,0	17,7	17,66666667
22	Fishing	0,0	0,0	0,0	0,0	0
23	Testing BOPS	6,0	3,0	0,0	3,0	3
24	Drill Out	1,5	0,0	2,0	1,2	1,166666667
25	Operational Meeting	0,5	1,0	0,0	0,5	0,5
26	Wating tools	0,0	0,0	18,0	6,0	6
27	others wating	0,0	10,5	0,5	3,7	3,666666667
28	Others	10,5	1	0	3,8	3,833333333
29	NPT	0,5	2,5	0	1,0	1
TOTAL HORAS		435,0	666,0	516,0	539,0	156,4

Tabla 11. Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en horas

La tabla 11, muestra en la columna 4, el promedio de tiempo en horas (para el Pozo A, Pozo B y Pozo C) empleado en cada una de las operaciones en general. En la columna 5 se tiene en cuenta que hay unos tiempos fijos y otros variables, por lo tanto los tiempos que son variables se dividen en la profundidad promedio de los 3 pozos y se resaltan en verde.

Finalmente, la última fila representa el valor total en horas que se requirió y requerirá para perforar un pozo, según la columna a la que corresponda.

4.1.2 Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en días:

OPERACIONES		POZO A	POZO B	POZO C	POZOS	DEFINITIVO
ITEM	POZOS	REAL DIAS	REAL DIAS	REAL DIAS	TOTAL PROMEDIO DIAS	DIAS REQUERIDOS
TIMES		CUM	CUM	CUM	CUM	HORAS REQUERIDAS
1	Drilling	8,4	9,5	10,4	9,5	0,001525973
2	Tripping	3,3	7,8	4,2	5,1	0,000821161
3	Cleaning	0,0	3,2	0,0	1,1	1,069444444
4	Circulating	0,6	1,4	0,9	1,0	0,972222222
5	Logging surveys	0,1	0,2	0,0	0,1	0,111111111
6	Logging	0,0	0,3	0,0	0,1	0,083333333
7	Production Logs	0,4	0,6	0,5	0,5	0,506944444
8	Widening well	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0625
9	Running casing	0,8	0,8	1,1	0,9	0,000144319
10	Cementing	0,5	0,4	0,6	0,5	7,71936E-05
11	Dry cement	1,6	1,3	1,8	1,6	1,569444444
12	Leak off test	0,0	0,0	0,0	0,0	0,034722222
13	Perforating pay	0,0	0,0	0,0	0,0	0
14	Lubrication rig	0,0	0,0	0,0	0,0	0
15	Rig services	1,0	0,1	0,5	0,6	0,569444444
16	Stand by with crew	0,0	0,0	0,0	0,0	0
17	Stand by without crew	0,0	0,0	0,0	0,0	0
18	Slick line operations	0,0	0,0	0,0	0,0	0
19	Pressure test	0,0	0,0	0,0	0,0	0
20	Core operation	0,0	0,0	0,0	0,0	0
21	N/U BOPS and X- mas tree	0,6	1,1	0,5	0,7	0,736111111
22	Fishing	0,0	0,0	0,0	0,0	0
23	Testing BOPS	0,3	0,1	0,0	0,1	0,125
24	Drill Out	0,1	0,0	0,1	0,0	0,048611111
25	Operational Meeting	0,0	0,0	0,0	0,0	0,020833333
26	Wating tools	0,0	0,0	0,8	0,3	0,25
27	others wating	0,0	0,4	0,0	0,2	0,152777778
28	Others	0,4375	0,041667	0	0,2	0,159722222
29	NPT	0,020833	0,104167	0	0,0	0,041666667
TOTAL DIAS		18,1	27,8	21,5	22,5	6,5

Tabla 12. Resultados tiempos operacionales del reporte diario de perforación en días.

La tabla 12, muestra en la columna 4, el promedio de tiempo en días (para el Pozo A, Pozo B y Pozo C) empleado en cada una de las operaciones en general. En la columna 5 se tiene en cuenta que hay unos tiempos fijos y otros variables, por lo

tanto los tiempos que son variables se dividen en la profundidad promedio de los 3 pozos y se resaltan en verde.

La última fila representa el valor total en días que se requirió y requerirá para perforar un pozo, según la columna a la que corresponda.

4.1.3 Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D con el reporte diario de perforación:

- a. Si la profundidad de perforación es de: 7100 Ft, cuántas horas se requerirían para perforar este pozo en condiciones normales :

OPERACIONES		DEFINITIVO	POZO D @ 7100 FT
ITEM	POZOS	HORAS REQUERIDAS	HORAS REQUERIDAS
TIMES		HORAS REQUERIDAS	HORAS REQUERIDAS
1	Drilling	0,036623349	260,025776
2	Tripping	0,019707872	139,9258941
3	Cleaning	25,66666667	25,66666667
4	Circulating	23,33333333	23,33333333
5	Logging surveys	2,666666667	2,666666667
6	Logging	2	2
7	Production Logs	12,16666667	12,16666667
8	Widening well	1,5	1,5
9	Running casing	0,003463645	24,59188057
10	Cementing	0,001852647	13,15379658
11	Dry cement	37,66666667	37,66666667
12	Leak off test	0,833333333	0,833333333
13	Perforating pay	0	0
14	Lubrication rig	0	0
15	Rig services	13,66666667	13,66666667
16	Stand by with crew	0	0
17	Stand by without crew	0	0
18	Slick line operations	0	0
19	Pressure test	0	0
20	Core operation	0	0
21	N/U BOPS and X- mas tree	17,66666667	17,66666667
22	Fishing	0	0
23	Testing BOPS	3	3
24	Drill Out	1,166666667	1,166666667
25	Operational Meeting	0,5	0,5
26	Wating tools	6	6
27	others wating	3,666666667	3,666666667
28	Others	3,833333333	3,833333333
29	NPT	1	1
TOTAL HORAS		156,4	594,0306806

Tabla 13. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D en horas con el reporte diario de perforación.

La tabla 13, muestra cómo se hace el cálculo del tiempo requerido en horas para perforar un Pozo D a 7100 Ft con el reporte diario de perforación.

Se hace multiplicando los valores resaltados en verde por la profundidad a la cual se va a perforar el pozo y manteniendo constantes los valores que se encuentran

en blanco. En última fila y columna se muestran las horas que se requieren, en este caso se requerirán: **594.030 horas**.

b. Si la profundidad de perforación es de: 7100 Ft, cuantos días se requerirían para perforar este pozo en condiciones normales :

OPERACIONES		DEFINITIVO	POZO D @ 7100 FT
ITEM	POZOS	DIAS REQUERIDOS	DIAS REQUERIDOS
TIMES		DIAS REQUERIDOS	DIAS REQUERIDOS
1	Drilling	0,001525973	10,83440733
2	Tripping	0,000821161	5,830245588
3	Cleaning	1,069444444	1,069444444
4	Circulating	0,972222222	0,972222222
5	Logging surveys	0,111111111	0,111111111
6	Logging	0,083333333	0,083333333
7	Production Logs	0,506944444	0,506944444
8	Widening well	0,0625	0,0625
9	Running casing	0,000144319	1,02466169
10	Cementing	7,71936E-05	0,548074858
11	Dry cement	1,569444444	1,569444444
12	Leak off test	0,034722222	0,034722222
13	Perforating pay	0	0
14	Lubrication rig	0	0
15	Rig services	0,569444444	0,569444444
16	Stand by with crew	0	0
17	Stand by without crew	0	0
18	Slick line operations	0	0
19	Pressure test	0	0
20	Core operation	0	0
21	N/U BOPS and X- mas tree	0,736111111	0,736111111
22	Fishing	0	0
23	Testing BOPS	0,125	0,125
24	Drill Out	0,048611111	0,048611111
25	Operational Meeting	0,020833333	0,020833333
26	Wating tools	0,25	0,25
27	others wating	0,152777778	0,152777778
28	Others	0,159722222	0,159722222
29	NPT	0,041666667	0,041666667
TOTAL DIAS		6,5	24,75127836

Tabla 14. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D en días con el reporte diario de perforación.

La tabla 14, muestra cómo se hace el cálculo del tiempo requerido en días para perforar un Pozo D a 7100 Ft, con el reporte diario de perforación.

Se hace multiplicando los valores resaltados en verde por la profundidad a la cual se va a perforar el pozo y manteniendo constantes los valores que se encuentran en blanco. En última fila y columna se muestran los días que se requieren, en este caso se requerirán: **24,75 días = 25 días**.

4.2 Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales”

Se tomaron los tiempos operacionales reales del reporte “tiempos operacionales” para los 2 pozos perforados (pozo B y pozo C). Los tiempos operacionales (del reporte diario de perforación) del pozo A y anteriores pozos perforados (Corrales 1D, Corrales 2 y Corrales 3) ya se han tenido en cuenta en el momento de elaborar el reporte tiempos operacionales.

El tiempo pronosticado para el desarrollo de todas y cada una de las operaciones en la perforación de un próximo pozo surge del promedio de datos de tiempo real que se reportaron en campo durante la perforación del Pozo B, Pozo C y pozos anteriormente perforados (Corrales 1D, Corrales 2 y Corrales 3).

Es importante tener en cuenta que en este reporte también se tienen en cuenta los tiempos fijos y variables.

A continuación se muestran los resultados de tiempo operacional en horas y días y adicionalmente se hace la proyección para un futuro pozo denominado D:

4.2.1 Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en horas:

OPERACIONES				
SECCION 12 1/4"				
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO REAL POZO B	TIEMPO REAL POZO C	TIEMPO PROMEDIO REAL DE LOS POZOS	TIEMPO DEFINITIVO
	HORAS	HORAS	HORAS	HORAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	104,0	111,5	113,75	109,2575
Perforación Hueco de 12 1/4"	59,0	63,5	67,3	62,8
Prehidratar Bentonita	0,0	12,0	12,0	12,0
Amar BHA No. 1 con Broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	1,0	0,5	0,75	0,75
Perforar sección de 12 1/4" hasta X con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= Y [gpm].	22,5	17,5	20	20,0
Sacar BHA N° 1a Superficie	3,5	4,0	3,75	3,75
Arma BHA No. 2 con Broca Tricónica, Motor y Herramientas Direccionales	6,0	5,5	5,75	5,8
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q [gpm].	8,5	8,5	4,25	4,25
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50 [gpm].	9,0	0,0	4,5	4,5
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100 [gpm].	0,0	0,0	0	0
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150 [gpm].	11,5	10,5	11	11,0
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	0,5	1,0	0,75	0,75
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	5,0	4,0	4,5	0,0075
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	0,0	0,0	0,0	0
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato.	0,0	0,0	0	0
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	0,0	0,0	0	0
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, SIBs, DCs de 8".	0,0	0,0	0	0
Correr Revestimiento de 9 5/8"	5,0	4,0	4,5	4,5
Acondicionar Mesa Rg up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	0,5	1,0	0,75	0,75
Realizar Charla Pre - Operacional para Comida de Revestimiento.	0,5	0,5	0,5	0,5
Torquear Casing Stab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programad	4,0	2,5	3,25	3,25
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	8,0	10,5	9,25	9,25
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	0,5	0,0	0,25	0,25
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,5	0,5	0,5	0,5
Conectar Singler al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Singler en Zapato "Stab In".	3,5	2,5	3	3
Circula a x [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.	0,5	3,5	2	2
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	0,5	1,0	0,75	0,75
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.	0,5	0,5	0,5	0,5
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2" Circular Exceso. Sacar Inner String.	2,0	2,5	2,25	2,25
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	32,0	33,5	32,75	32,75
Limpia Contrapozo.		1,0	0,5	0,5
WOC		13,0	6,5	6,5
Desarmar Flow Line		1,0	0,5	0,5
Cortar tubo conductor de 20"	13,0	1,5	7,25	7,25
Cortar y Biselar Revestimiento de 9 5/8".	1,0	1,0	1	1
Instalar soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	2,5	1,5	2	2
Esperar enfriamiento de la soldadura	1,0	1,0	1	1
Amar Conjunto de Preventoras.	11,5	9,5	10,5	10,5
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	2,5	2,0	2,25	2,25
Instalar Campana y Flow Line.	0,0	1,5	0,75	0,75
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	0,5	0,5	0,5	0,5

Tabla 15. Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos operacionales” en horas para la sección de 12 1/4"

SECCIÓN 8 1/2"				
DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO REAL POZO B	TIEMPO REAL POZO C	TIEMPO PROMEDIO REAL DE LOS POZOS	TIEMPO DEFINITIVO
	HORAS	HORAS	HORAS	HORAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	516	392,5	454,25	82,66452352
Arme del BHA # 3, Drill Out y RT	9	11,5	10,25	10,25
Amar BHA No 2, con Broca PDC de 8 1/2".	6	9,5	7,75	7,75
Bajar Sarta hasta Tpe de cemento o equipo de flotación 9 5/8".			0	0
Probar revestimiento de 9 5/8"	0	0	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	1	1	1	1
Circular - Cambiar Fluido	1	0,5	0,75	0,75
Realizar RT LOT	1	0,5	0,75	0,75
Perforación Hueco de 8 1/2"	379,5	295	337,25	7,407918548
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	53,5	66,5	60	0,033333333
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear píldora pesada.	0,5	1,5	1	1
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	8,5	6,5	7,5	0,004166667
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios	1	1	1	1
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	54	59	56,5	0,031388889
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear píldora pesada.	1,5	1	1,25	1,25
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	114	19	66,5	0,036944444
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios	0	0	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta ID.	85,5	102,5	94	0,044318718
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear píldora pesada.	2	1,5	1,75	1,75
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO y regresar a fondo	46,5	22	34,25	0,005986716
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios, Acondiciona fluido para la toma de registros eléctricos.	2,5	2	2,25	2,25
Sacar tubería a superficie.	10	12,5	11,25	0,001779782
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	56	13	34,5	34,5
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.	0,5	0,5	0,5	0,5
Amar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas.	1	1	1	1
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	2	1	1,5	1,5
Registrar fase de 8.5"	2	9	5,5	5,5
Desarmar Sonda de registros Eléctricos y realizar Rig Down.	50,5	1,5	26	26
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	24	30	27	3,00396868
Amar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo).	8,5	13,5	11	0,001740231
Bombear píldora viscosa y circular hasta retomos limpios.	2	2	2	2
Sacar Tubería a superficie.	13	13	13	0,002056637
Recuperar Wear Bushing.	0,5	0	0,25	0,25
Desarmar y retira Kelly 4 1/2".		0	0	0
Cambar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".		1,5	0,75	0,75
Correr Casing de 7"	14,5	22	18,25	3,752293941
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,5	0,5	0,5	0,5
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	1	2,5	1,75	1,75
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO.	12	17	14,5	0,002293941
Circular en Fondo.	0	1	0,5	0,5
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down.	1	1	1	1
Cementar Casing de 7"	7	6	6,5	3,250514159
Charla de seguridad a me de líneas prueba	0,5	0,5	0,5	0,5
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.	0	0,5	0,25	0,25
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest. P DE 7"	0	0	0	0
Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg	2	0	1	1
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	2,5	4	3,25	0,000514159
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	2	1	1,5	1,5
Limpiar contra pozo	0	0	0	0
Quebrar tubería de perforación, Quitar BOPs, Instalar Tubing Head Spool.	26	15	20,5	20,5
Quebrar el DP de 4 1/2"	19	15	17	17
Levantar Bop Stack.	3,5	0	1,75	1,75
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Bajar Tubo.	1,5	0	0,75	0,75
Instalar Sección B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16"x 5M	2	0	1	1
TIEMPO TOTAL DEL POZO EN HORAS	620,0	504,0	568,0	191,9

Tabla 16. Resultados tiempos operacionales del reporte "Tiempos operacionales" en horas para la sección de 8 1/2"

La tabla 15 y 16 muestra, en la columna 2 y 3 los resultados de tiempo en horas obtenidos en el Pozo B y Pozo C en la sección de 12 1/4" y 8 1/2". En la columna 4 se muestra el promedio de tiempo en horas requerido para perforar un pozo. En la columna 5 se resalta en verde los tiempos variables (que depende de la profundidad) y los tiempos fijos se muestran en blanco.

En la última fila resaltada en morado se muestra el total de horas requeridas para perforar un pozo según la columna a la cual corresponda.

4.2.2 Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos Operacionales” en días:

OPERACIONES				
SECCION 12 1/4"				
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO REAL POZO B	TIEMPO REAL POZO C	TIEMPO PROMEDIO REAL DE LOS POZOS	TIEMPO DEFINITIVO
	DIAS	DIAS	DIAS	HORAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	4,33	4,65	4,49	4,567708333
Perforacion Hueco de 12 1/4"	2,46	2,65	2,55	2,36
Prehidratar Bentonita	0,00	0,50	0,25	0,25
Amar BHA No. 1 con Boca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	0,04	0,02	0,03125	0,03125
Perforar sección de 12 1/4" hasta X con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= V [gpm].	0,94	0,73	0,833333333	0,8
Sacar BHA N° 1a Superficie	0,15	0,17	0,15625	0,15625
Arma BHA No. 2 con Boca Triconica , Motor y Herramientas Direccionales.	0,25	0,23	0,239583333	0,2
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q [gpm].	0,00	0,35	0,177083333	0,177083333
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50 [gpm].	0,38	0,00	0,1875	0,2
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100 [gpm].	0,00	0,00	0	0
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150 [gpm].	0,48	0,44	0,458333333	0,5
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	0,02	0,04	0,03125	0,03125
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	0,21	0,17	0,1875	0,0003125
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	0,00	0,00	0,00	0
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato'.	0,00	0,00	0	0
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	0,00	0,00	0	0
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar broca, SIBs, DCs de 8".	0,00	0,00	0	0
Correr Revestimiento de 9 5/8"	0,21	0,17	0,19	0,19
Acondicionar Mesa Rig up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	0,02	0,04	0,03125	0,03125
Realizar Charla Pre - Operacional para Comida de Revestimiento.	0,02	0,02	0,020833333	0,020833333
Torqurear Casing Sab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programada	0,17	0,10	0,135416667	0,135416667
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	0,33	0,44	0,39	0,39
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	0,02	0,00	0,010416667	0,010416667
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,02	0,02	0,020833333	0,020833333
Conectar Slinger al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Slinger en Zapato "Sab In".	0,15	0,10	0,125	0,125
Circula a x [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.	0,02	0,15	0,083333333	0,083333333
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	0,02	0,04	0,03125	0,03125
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.	0,02	0,02	0,020833333	0,020833333
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2" Circular Excesos Sacar Inner String.	0,08	0,10	0,09375	0,09375
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	1,33	1,40	1,36	1,36
Limpiar Contropozo.	0,00	0,04	0,020833333	0,020833333
WOC	0,00	0,54	0,270833333	0,270833333
Desamar Flow Line	0,00	0,04	0,020833333	0,020833333
Cortar tubo conductor de 20"	0,54	0,06	0,302083333	0,302083333
Cortar y Bselar Revestimiento de 9 5/8".	0,04	0,04	0,041666667	0,041666667
Instalar soldar & Probar (Sección A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	0,10	0,06	0,083333333	0,083333333
Esperar enfriamiento de la soldadura	0,04	0,04	0,041666667	0,041666667
Amar Conjunto de Preventoras	0,48	0,40	0,4375	0,4375
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	0,10	0,08	0,09375	0,09375
Instalar Campana y Flow Line.	0,00	0,06	0,03125	0,03125
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	0,02	0,02	0,020833333	0,020833333

Tabla 17. Resultados tiempos operacionales del reporte “Tiempos operacionales” en días para la sección de 12 1/4”

SECCIÓN 8 1/2"				
DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO REAL POZO B	TIEMPO REAL POZO C	TIEMPO PROMEDIO REAL DE LOS POZOS	TIEMPO DEFINITIVO
	DIAS	DIAS	DIAS	HORAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	21,5	16,35416667	18,92708333	3,361034997
Arme del BHA # 3, Drill Out y RT	0,375	0,4791666667	0,4270833333	0,4270833333
Amar BHA No 2. con Boca PDC de 8 1/2".	0,25	0,3958333333	0,3229166667	0,3229166667
Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotación 9 5/8".			0	0
Probar revestimiento de 9 5/8"	0	0	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667
Circular - Cambiar Fluido	0,0416666667	0,0208333333	0,03125	0,03125
Realizar RT LOT.	0,0416666667	0,0208333333	0,03125	0,03125
Perforación Hueco de 8 1/2"	15,8125	12,29166667	14,05208333	0,30866273
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	2,229166667	2,770833333	2,5	0,001388889
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear píldora pesada.	0,0208333333	0,0625	0,0416666667	0,0416666667
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	0,354166667	0,2708333333	0,3125	0,000173611
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	2,25	2,458333333	2,354166667	0,00130787
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear píldora pesada.	0,0625	0,0416666667	0,0520833333	0,0520833333
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	4,75	0,7916666667	2,770833333	0,001539952
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios	0	0	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta TD.	3,5625	4,270833333	3,916666667	0,001846613
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios. Bombear píldora pesada.	0,0833333333	0,0625	0,0729166667	0,0729166667
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO y regresar a fondo	1,9375	0,9166666667	1,4270833333	0,000249446
Bombear Píldora viscosa y Circular a retomos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros eléctricos	0,1041666667	0,0833333333	0,09375	0,09375
Sacar tubería a superficie.	0,4166666667	0,5208333333	0,46875	7,41576e-05
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	2,333333333	0,5416666667	1,4375	1,4375
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos	0,0208333333	0,0208333333	0,0208333333	0,0208333333
Amar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas.	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	0,0833333333	0,0416666667	0,0625	0,0625
Registrar fase de 8.5"	0,0833333333	0,375	0,2291666667	0,2291666667
Desamar Sonda de registros Eléctricos y realizar Rig Down.	2,1041666667	0,0625	1,0833333333	1,0833333333
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	1	1,25	1,125	0,041838053
Amar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo).	0,3541666667	0,5625	0,4583333333	7,25096e-05
Bombear píldora viscosa y circular hasta retomos limpios.	0,0833333333	0,0833333333	0,0833333333	1,31836e-05
Sacar Tubería a superficie.	0,5416666667	0,5416666667	0,5416666667	8,56932e-05
Recuperar Wear Bushing.	0,0208333333	0	0,0104166667	0,0104166667
Desamar y retirar Kelly 4 1/2".	0	0	0	0
Cambiar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".	0	0,0625	0,03125	0,03125
Correr Casing de 7"	0,6041666667	0,9166666667	0,7604166667	0,156345581
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,0208333333	0,0208333333	0,0208333333	0,0208333333
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	0,0416666667	0,1041666667	0,0729166667	0,0729166667
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO.	0,5	0,7083333333	0,6041666667	9,55809e-05
Circular en Fondo.	0	0,0416666667	0,0208333333	0,0208333333
Retirar Empaque de Llenado y Circularización y realizar Rig Down.	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667	0,0416666667
Cementar Casing de 7"	0,2916666667	0,25	0,2708333333	0,13543809
Charla de segunda arme de líneas prueba	0,0208333333	0,0208333333	0,0208333333	0,0208333333
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.	0	0,0208333333	0,0104166667	0,0104166667
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest. P DE 7"	0	0	0	0
Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg	0,0833333333	0	0,0416666667	0,0416666667
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	0,1041666667	0,1666666667	0,1354166667	2,14233e-05
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	0,0833333333	0,0416666667	0,0625	0,0625
Limpiar contrapozo	0	0	0	0
Quebrar tubería de perforación, Quitar BOPs, Instalar Tubing Head Spool.	1,083333333	0,625	0,8541666667	0,8541666667
Quebrar el DP de 4 1/2"	0,7916666667	0,625	0,7083333333	0,7083333333
Levantar Bop Stack.	0,1458333333	0	0,0729166667	0,0729166667
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Bajar Tubo.	0,0625	0	0,03125	0,03125
Instalar Sección B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16" 5M	0,0833333333	0	0,0416666667	0,0416666667
TIEMPO TOTAL DEL POZO EN DIAS	25,83	21,00	23,42	7,93

Tabla 18. Resultados tiempos operacionales del reporte "Tiempos operacionales" en días para la sección de 8 1/2"

La tabla 17 y 18 muestra, en la columna 2 y 3 los resultados de tiempo en días obtenidos en el Pozo B y Pozo C en la sección de 12 ¼" y 8 ½". En la columna 4 se muestra el promedio de tiempo en días requerido para perforar un pozo. En la

columna 5 se resalta en verde los tiempos variables (que depende de la profundidad) y los tiempos fijos se muestran en blanco.

En la última fila resaltada en morado se muestra el total de días requeridos para perforar un pozo según la columna a la cual corresponda.

4.2.3 Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D con el reporte ‘Tiempos Operacionales’:

Ejemplo Pozo D	
PD (TD)	7100
FT perforados (TD- ZAP)	6500
zapato	600
1er viaje	2400
2viaje	4200
3er viaje	6000
TD - 2do viaje	2900
TD - 3er viaje	1100

Tabla 19. Tabla de datos ejemplo Pozo D

a. Si la profundidad de perforación es de: 7100 Ft, cuántas horas se requerirían para perforar este pozo en condiciones normales :

OPERACIONES		
SECCION 12 1/4"		
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO DEFINITIVO HORAS	EJEMPLO A 7100 FT HORAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	109,2575	113,75
Perforacion Hueco de 12 1/4"	62,8	67,3
Prehidratar Bentonita	12,0	12,0
Amar BHA No. 1 con Broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	0,75	0,8
Perforar sección de 12 1/4" hasta X' con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= Y [gpm].	20,0	20,0
Sacar BHA N° 1a Superficie	3,75	3,8
Arma BHA No. 2 con Broca Triconica , Motor y Herramientas Direccionales.	5,8	5,8
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q [gpm].	4,25	4,3
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50 [gpm].	4,5	4,5
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100 [gpm].	0	0,0
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150 [gpm].	11,0	11,0
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	0,75	0,8
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	0,0075	4,5
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	0	0
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato*.	0	0
Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	0	0
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, SIBs, DCs de 8" .	0	0
Correr Revestimiento de 9 5/8"	4,5	4,5
Acondicionar Mesa Rig up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	0,75	0,75
Realizar Charla Pre - Operacional para Corrida de Revestimiento.	0,5	0,5
Torquear Casing Sab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programado.	3,25	3,25
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	9,25	9,25
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	0,25	0,25
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,5	0,5
Conectar String al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar String en Zapato "Sab In".	3	3
Circula a x [gpm] / Conectar Cabeza y Lineas de Cementación.	2	2
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	0,75	0,75
Retirar Cabeza y Lineas de Cementación.	0,5	0,5
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2" Circular Excesos. Sacar Inner String.	2,25	2,25
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	32,75	32,75
Limpia Contrapozo.	0,5	0,5
WOC	6,5	6,5
Desamar Flow Line	0,5	0,5
Cortar tubo conductor de 20"	7,25	7,25
Cortar y Biselar Revestimiento de 9 5/8".	1	1
Instalar/ soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	2	2
Españar enfriamiento de la soldadura	1	1
Amar Conjunto de Preventoras	10,5	10,5
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	2,25	2,25
Instalar Campana y Flow Line.	0,75	0,75
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	0,5	0,5

Tabla 20. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D con el reporte ‘Tiempos Operacionales’, en horas para la sección de 12 1/4"

SECCIÓN 8 1/2"		
DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO DEFINITIVO HORAS	EJEMPLO A 7100 FT HORAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	82,66452352	499,9696521
Arme del BHA # 3, Drill Out y RT	10,25	10,25
Amar BHA No 2. con Broca PDC de 8 1/2".	7,75	7,75
Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotacion 9 5/8".	0	0
Probar revestimiento de 9 5/8"	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	1	1
Circular - Cambiar Fluido	0,75	0,75
Realizar RTV LOT.	0,75	0,75
Perforación Hueco de 8 1/2"	7,407918548	377,8243824
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	0,033333333	60
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	1	1
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	0,004166667	7,5
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	1	1
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	0,031388889	56,5
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios, Bombear pildora pesada.	1,25	1,25
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	0,036944444	66,5
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta ID .	0,044318718	128,524281
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios Bombear pildora pesada.	1,75	1,75
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO y regresar a fondo	0,005986716	38,91365146
Bombear Pildora viscosa y Circular a retomos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros electricos.	2,25	2,25
Sacar tubería a superficie.	0,001779782	12,63644993
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	34,5	34,5
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.	0,5	0,5
Amar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas.	1	1
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	1,5	1,5
Registrar fase de 8.5"	5,5	5,5
Desamar Sonda de registros Electricos y realizar Rig Down.	26	26
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	3,003796868	29,95775985
Amar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo).	0,001740231	12,35563993
Bombear pildora viscosa y circular hasta retomos limpios.	2	2
Sacar Tubería a superficie.	0,002056637	14,60211992
Recuperar Wear Bushing.	0,25	0,25
Desarmar y retira kelly 4 1/2".	0	0
Cambiar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".	0,75	0,75
Correr Casing de 7"	3,752293941	20,03697991
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,5	0,5
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	1,75	1,75
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO .	0,002293941	16,28697991
Circular en Fondo.	0,5	0,5
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down.	1	1
Cementar Casing de 7"	3,250514159	6,900529979
Charla de seguridad arme de líneas prueba	0,5	0,5
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.	0,25	0,25
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest.P DE 7"	0	0
Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg	1	1
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	0,000514159	3,650529979
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	1,5	1,5
Limpiar contrapozo	0	0
Quebrar tubería de perforación, Quitar BOPs, Instalar Tubing Head Spool.	20,5	20,5
Quebrar el DP de 4 1/2"	17	17
Levantar Bop Stack.	1,75	1,75
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Bselar Tubo.	0,75	0,75
Instalar Seccion B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16"x 5M	1	1
TIEMPO TOTAL DEL POZO EN HORAS	191,9	613,7

Tabla 21. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D con el reporte 'Tiempos Operacionales', en horas para la sección de 8 1/2".

La tabla 20 y 21, muestra cómo se hace el cálculo del tiempo requerido en horas para perforar un Pozo D a 7100 Ft con el reporte "Tiempos Operacionales".

Se hace multiplicando los valores resaltados en verde por la profundidad a la cual se va a perforar el pozo y manteniendo constantes los valores que se encuentran en blanco.

En la última fila y columna resaltadas en morado se muestran las horas que se requieren, en este caso se requerirán: **613.7 horas**.

b. Si la profundidad de perforación es de: 7100 Ft, cuantos días se requerirían para perforar este pozo en condiciones normales:

OPERACIONES		
SECCION 12 1/4"		
DESCRIPCION OPERACIONES	TIEMPO DEFINITIVO HORAS	EJEMPLO A 7100 FT HORAS
HUECO 12 1/4" (Sup - profundidad del zapato)	4,567708333	4,528645833
Perforacion Hueco de 12 1/4"	2,36	2,55
Prehidratar Bentonita	0,25	0,3
Amar BHA No. 1 con Broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')	0,03125	0,0
Perforar sección de 12 1/4" hasta X' con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= Y[gpm].	0,8	0,8
Sacar BHA N° 1a Superficie	0,15625	0,2
Arma BHA No. 2 con Broca Tricónica , Motor y Herramientas Direccionales.	0,2	0,2
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q[gpm].	0,177083333	0,2
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+50[gpm].	0,2	0,2
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+150' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+100[gpm].	0	0,0
Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+200' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [rpm], Q= q+150[gpm].	0,5	0,5
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato.	0,03125	0,0
Sacar Sarta desde Fondo hasta superficie.	0,0003125	0,1875
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 9 5/8"	0	0
Bajar BHA No 1 desde Superficie hasta profundidad del zapato.	0	0
Bombear Pildora Viscosa. Circular hasta Retomos Limpios a los mismos [gpm] con los que se perforo el zapato	0	0
Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, SIBs, DCs de 8".	0	0
Correr Revestimiento de 9 5/8"	0,19	0,19
Acondicionar Mesa Rig up para Bajar Revestimiento de 9 5/8".	0,03125	0,03125
Realizar Charla Pre - Operacional para Comida de Revestimiento.	0,020833333	0,020833333
Toquear Casings Sab In Shoe / Bajar Revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del casing programada	0,135416667	0,135416667
Cementar Revestimiento de 9 5/8"	0,39	0,39
Circular pozo a x [gpm] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String.	0,010416667	0,010416667
Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento.	0,020833333	0,020833333
Conectar Slinger al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Slinger en Zapato "Sab In".	0,125	0,125
Circular a x [gpm] / Conectar Cabeza y Líneas de Cementación.	0,083333333	0,083333333
Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8".	0,03125	0,03125
Retirar Cabeza y Líneas de Cementación.	0,020833333	0,020833333
Levantar Inner String (2 paradas de DP 4 1/2" Circular Excesos. Sacar Inner String.	0,09375	0,09375
Instalar Casing Head, armar y probar BOPs	1,36	1,36
Limpiar Contrapozo.	0,020833333	0,020833333
WOC	0,270833333	0,270833333
Desarmar Flow Line	0,020833333	0,020833333
Cortar tubo conductor de 20"	0,302083333	0,302083333
Cortar y Biselar Revestimiento de 9 5/8".	0,041666667	0,041666667
Instalar/ soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M.	0,083333333	0,083333333
Esperar enfriamiento de la soldadura	0,041666667	0,041666667
Armar Conjunto de Preventoras	0,4375	0,4375
Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador.	0,09375	0,09375
Instalar Campana y Flow Line.	0,03125	0,03125
Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing.	0,020833333	0,020833333

Tabla 22. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D con el reporte "Tiempos Operacionales", en días para la sección de 12 1/4"

SECCIÓN 8 1/2"		
DESCRIPCION DE OPERACIONES	TIEMPO DEFINITIVO	EJEMPLO A 7100 FT
	HORAS	HORAS
HUECO 8 1/2" (Sup - profundidad final del pozo)	3,361034997	20,74874869
Arme del BHA # 3, Drill Out y RT	0,427083333	0,427083333
Amar BHA No 2. con Broca PDC de 8 1/2".	0,322916667	0,322916667
Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotacion 9 5/8".	0	0
Probar revestimiento de 9 5/8"	0	0
Perforar Cemento, Equipo de Rotación y 5' de Formación Aprox. PROFUNDIDAD DE LA PRIMERA SECCIÓN + 5 FT	0,041666667	0,041666667
Circular - Cambiar Fluido	0,03125	0,03125
Realizar RTV LOT.	0,03125	0,03125
Perforación Hueco de 8 1/2"	0,308663273	15,7426826
Perforar desde PROFUNDIDAD DEL ZAPATO hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE.	0,001388889	2,5
Bombear Pildora viscosa y Circular a retornos limpios, Bombear pildora pesada.	0,041666667	0,041666667
Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo	0,000173611	0,3125
Bombear Pildora viscosa y Circular a retornos limpios	0,041666667	0,041666667
Perforar desde PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE hasta PROFUNDIDAD TERCER VIAJE.	0,00130787	2,354166667
Bombear Pildora viscosa y Circular a retornos limpios, Bombear pildora pesada.	0,052083333	0,052083333
Realizar viaje corto hasta PROFUNDIDAD SEGUNDO VIAJE y regresar a PROFUNDIDAD DEL TERCER VIAJE	0,001539352	2,770833333
Bombear Pildora viscosa y Circular a retornos limpios	0	0
Perforar desde PROFUNDIDAD TERCER VIAJE hasta ID.	0,001846613	5,355178375
Bombear Pildora viscosa y Circular a retornos limpios, Bombear pildora pesada.	0,072916667	0,072916667
Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" aprox a PROFUNDIDAD ZAPATO y regresar a fondo	0,000249446	1,621402144
Bombear Pildora viscosa y Circular a retornos limpios, Acondiciona fluido para la toma de registros electricos	0,09375	0,09375
Sacar tubería a superficie.	7,41576E-05	0,526518747
Correr Registros Eléctricos Hueco de 8 1/2"	1,4375	1,4375
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos.	0,020833333	0,020833333
Amar Unidad de Registros Eléctricos/ Instalar Poleas.	0,041666667	0,041666667
Amar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO.	0,0625	0,0625
Registrar fase de 8.5"	0,229166667	0,229166667
Desamar Sonda de registros Electricos y realizar Rig Down.	1,083333333	1,083333333
Viaje de Acondicionamiento para Correr Revestimiento de 7"	0,041838053	1,164919844
Amar y Bajar BHA. (Sarta desde Superficie hasta fondo).	7,25096E-05	0,514818333
Bombear pildora viscosa y circular hasta retornos limpios.	1,31836E-05	1,31836E-05
Sacar Tubería a superficie.	8,56932E-05	0,608421663
Recuperar Wear Bushing.	0,010416667	0,010416667
Desamar y retira Kelly 4 1/2".	0	0
Cambar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7".	0,03125	0,03125
Correr Casing de 7"	0,156345581	0,834874163
Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7".	0,020833333	0,020833333
Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7".	0,072916667	0,072916667
Bajar Revestimiento de 7" hasta EL FONDO DEL POZO".	9,55809E-05	0,678624163
Circular en Fondo.	0,020833333	0,020833333
Retirar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down.	0,041666667	0,041666667
Cementar Casing de 7"	0,12543809	0,287522082
Charla de segunda arme de líneas prueba	0,020833333	0,020833333
Amar Líneas y Cabeza de Cementación.	0,010416667	0,010416667
Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revest. P DE 7"	0	0
Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg	0,041666667	0,041666667
Realizar Cementación Revestimiento de 7".	2,14233E-05	0,152105416
Retirar Líneas y Cabeza de Cementación.	0,0625	0,0625
Limpiar contrapozo	0	0
Quebrar tubería de perforación, Quitar BOPs, Instalar Tubing Head Spool.	0,854166667	0,854166667
Quebrar el DP de 4 1/2"	0,708333333	0,708333333
Levantar Bop Stack.	0,072916667	0,072916667
Colgar Revestimiento 7". Cortar y Bselar Tubo.	0,03125	0,03125
Instalar Sección B-Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16" x 5M	0,041666667	0,041666667
TIEMPO TOTAL DEL POZO EN DIAS	7,93	25,28

Tabla 23. Ejemplo de cómo se estimarían los tiempos operacionales para un Pozo D con el reporte 'Tiempos Operacionales', en días para la sección de 8 1/2"

La tabla 22 y 23, muestra cómo se hace el cálculo del tiempo requerido en días para perforar un Pozo D a 7100 Ft, con el reporte "Tiempos Operacionales".

Se hace multiplicando los valores resaltados en verde por la profundidad a la cual se va a perforar el pozo y manteniendo constantes los valores que se encuentran en blanco.

En la última fila y columna resaltadas en morado se muestran los días que se requieren, en este caso se requerirán: **25,28 días = 26 días.**

5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS

El gran desarrollo y aporte para OMEGA ENERGY COLOMBIA durante la pasantía está reflejado en este capítulo donde se hará un análisis de los resultados obtenidos en los reportes diarios de perforación y en el reporte “Tiempos Operacionales”, con el fin de entender porque la perforación de un pozo duro más o menos tiempo y porque aumentan o disminuyen los costos de la misma.

Es importante tener en cuenta que el costo de un día de perforación sin que se esté haciendo una operación especial cuesta alrededor de 50.000 a 60.000 dólares, y si decimos que se gastaron 21.5 días en la perforación de un pozo; estaríamos hablando de 22 días, los días se pagan completos.

5.1 Análisis de resultados para el Pozo B

Haciendo un análisis del reporte tiempos operacionales para el Pozo B, en las siguientes imágenes se muestra la diferencia en tiempos final; programada y real para el Pozo B en la sección de 12 ¼” y en la sección de 8 1/2”:

TIEMPOS OPERACIONALES - FASE I: HUECO DE SUPERFICIE 12 1/4"				
DESCRIPCIÓN OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO		TIEMPO REAL POZO B	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 12 1/4" (Sup - 600')	96,5	4,02	104,0	4,33

Imagen 6. Tiempos operacionales pronosticados y reales para el pozo B sección de 12 ¼”.

Como muestra la imagen 5, se planeó hacer la perforación de la primera sección del Pozo B en 4.02 días, (96.48 horas) y realmente se hizo en 4.33 días (103.92 horas). Tenemos una diferencia en términos de tiempo de 0.31 días (7.44 horas) para la primera sección del pozo, esto equivale a 1/3 de día adicional.

La imagen 6, muestra los tiempos estimados para la perforación del Pozo B en la segunda sección del pozo:

POZO B TIEMPOS OPERACIONALES - FASE II: HUECO DE PRODUCCION 8 1/2"				
DESCRIPCIÓN OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO		TIEMPO REAL POZO B	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 8 1/2" (Sup - 600')	325,0	13,54	516,0	21,50

Imagen 7. Tiempos operacionales pronosticados y reales para Pozo B, sección 8 1/2”.



Como se muestra en la imagen 6, se planeó hacer la perforación de la segunda sección del Pozo B en 13.54 días, (324.96 horas) y realmente se hizo en 21.50 días (516 horas). Tenemos una diferencia en términos de tiempo de 7.96 días (191.04 horas), esto equivale a aproximadamente 8 días adicionales para la segunda sección del pozo.

Haciendo la sumatoria de los días reales totales que se requirieron para la perforación del Pozo B, se observa que el pozo en realidad se realizó en 25.83 días (619.92 horas). Esta equivale a 8.27 días (198.48 horas) adicionales a las estimadas en la prognosis que estimaba que la perforación se haría en 17.56 días (421.44 horas).

Para concluir, el Pozo B no se realizó en tiempo óptimo debido a que cuando se hizo el viaje corto desde TD a 4500 pies, hubo problema de pega de tubería y pérdida de circulación por varios días debido a que se taponaron las herramientas direccionales y el motor, adicionalmente hubo un influjo de agua que debió controlarse, y se regresó a fondo rimando; razón por la cual hubo Wash Out y la herramienta de registros de Schlumberger no paso por el hueco. Los costos del pozo no se incrementaron por encima del AFE debido a que cuando se realiza este se hace previendo posibles inconvenientes, adicionalmente cuando se planeó la perforación del pozo se cotizo un equipo de perforación más costoso, que el que finalmente se utilizó.

Lo que aumenta los costos de una perforación notablemente, son las operaciones de pesca, cementación remedial, o un Side Track.

Si se observa el reporte diario de perforación y se compara con el reporte "Tiempos operacionales", se puede notar que en el primero se reportan 666 Horas (27.8 días) de perforación, mientras que en el segundo se reportan 620 horas (25.83 días) esta diferencia en tiempos existe debido a que el segundo reporte mide tiempos operacionales únicamente, mientras que en el reporte diario de perforación se reportan y tienen en cuenta esperas de herramientas, stand by del equipo, Rig Service, entre otros.



Estos tiempos representan pérdidas de tiempo; en este caso se perdieron 1.97 días (46 horas). Estos tiempos podrían disminuirse con una mejor logística.

5.2 Análisis de resultados para el Pozo C

En las siguientes imágenes se muestra la diferencia en tiempos final: programada y real para el Pozo C en la sección de 12 1/4" y en la sección de 8 1/2":

POZO C				
TIEMPOS OPERACIONALES - FASE I: HUECO DE SUPERFICIE 12 1/4"				
DESCRIPCIÓN OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO POZO C		TIEMPO REAL POZO C	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 12 1/4" (Sup - 600')	108,5	4,52	111,5	4,65

Imagen 8. Tiempos operacionales pronosticados y reales para Pozo C, sección 12 1/4"

Como muestra la imagen 7, se planeó hacer la perforación de la primera sección del Pozo C en 4.52 días, (108.5 horas) y realmente se hizo en 4.65 días (111.5 horas). Obteniendo una diferencia en términos de tiempo de 0.13 días (3 horas) para la primera sección del pozo.

La imagen 8, muestra los tiempos estimados para la perforación del Pozo C en la segunda sección del pozo:

POZO C				
TIEMPOS OPERACIONALES - FASE II: HUECO DE PRODUCCION 8 1/2"				
DESCRIPCIÓN OPERACIONES	TIEMPO PLANEADO		TIEMPO REAL POZO C	
	HORAS	DIAS	HORAS	DIAS
HUECO 8 1/2" (Sup - 600')	325,0	13,54	392,5	16,35

Imagen 9. Tiempos operacionales pronosticados y reales para Pozo C, sección 8 1/2"

Como muestra la imagen 8, se planeó hacer la perforación de la segunda sección del Pozo C en 13.54 días, (325 horas) y realmente se hizo en 16.35 días (392.5 horas). Tenemos una diferencia en términos de tiempo de 2.81 días (67.5 horas).

Haciendo la sumatoria de los días reales totales que se requirieron para la perforación del Pozo C, se observa que se requirieron en 21 días (504 horas) para perforar el Pozo C, lo que equivale a 2.94 días (70.5 horas) adicionales a las estimadas en la prognosis que estimaba que la perforación se haría en 18.06 días (433.5 horas).



Para concluir, el Pozo C no se realizó en tiempo óptimo debido a que cuando se hizo el reporte tiempos operacionales no se tuvo en cuenta el tiempo permitido para Rig Service que son 24 horas, y en este pozo se utilizaron 13 horas para Rig Service. Adicionalmente se utilizaron 3 horas en (NPT) tiempos no provistos.

Los costos del pozo se incrementaron por encima de la curva de costos estimada para la perforación del Pozo C, pero no se incrementaron por encima del AFE debido a que cuando se hace el AFE se trata de aumentar un poco los costos previendo posibles problemas.

Si se observa el reporte diario de perforación y se compara con el reporte “Tiempos operacionales” puede notarse que en el primero se reportan 516 Horas (21.5 días) de perforación, mientras que en el segundo se reportan 504 horas (21 días) esta diferencia en tiempos existe debido a que el segundo reporte mide tiempos operacionales únicamente, mientras que en el reporte diario se reportan y tienen en cuenta esperas de herramientas, stand by del equipo, Rig Service, entre otros.

Estos tiempos representan pérdidas de tiempo; en este caso se perdieron 0.5 días (12 horas). Estos tiempos podrían disminuirse con una mejor logística.

Tener un control de los tiempos operacionales para OMEGA ENERGY COLOMBIA es muy importante porque con esto se mide la eficiencia de los servicios que prestan las diferentes empresas de servicios y pueden aplicarse penalizaciones económicas a estas empresas en caso de pérdidas de tiempo. Adicionalmente proporciona criterios de evaluación para tener en cuenta en futuras licitaciones.

El principal objetivo de medir los tiempos operacionales es conocer el tiempo real que se necesita para llevar a cabo una perforación y disminuir las pérdidas de tiempo contribuyendo así a la disminución de los costos de perforación.

Toda la información contenida en este informe de pasantía se ha extraído de las bases de datos de OMEGA ENERGY COLOMBIA con previa autorización del departamento de operaciones bajo la gerencia del Ingeniero Rodrigo Tejada y la dirección del Ingeniero Edgar Herazo Martínez.

CONCLUSIONES

- Gracias a esta pasantía se logró alcanzar un alto grado de conocimiento en las operaciones que se llevan a cabo durante una perforación, además, se conocieron los equipos reales operando. Adicionalmente, se logró comprender, entender, diligenciar y manejar los reportes que utiliza Omega Energy Colombia para reportar las operaciones diariamente.
- La pasantía supervisada le permite al estudiante relacionarse con todos los temas que se manejan en el campo petrolero, además de estar adquiriendo experiencia laboral, y crecimientos a nivel personal. Adicionalmente durante la ejecución de esta se adquiere cultura de autocuidado ya que en la industria petrolera es muy importante la higiene y seguridad personal e industrial.
- La operación que más aumenta el tiempo de perforación es el viaje de tubería ya que durante este puede ocurrir pega de tubería, taponamiento de boquillas, pérdida de circulación, influjos, entre otros problemas.
- Bajar rimando no es una buena opción, ya que se genera Wash Out, razón por la cual las herramientas de registros muchas veces no bajan bien al pozo, y también perjudica la cementación del pozo. Solo debe rimarse en caso extremo.
- La principal causa de pérdidas de tiempo en Omega Energy Colombia es debida a espera de herramientas y stand by.
- Un asistente de company debe estar muy pendiente de cómo se están haciendo las operaciones, ya que él; es el representante de la operadora en el campo y debe verificar que las operaciones se estén haciendo adecuadamente y en el tiempo planeado.
- Evitar las pérdidas de tiempo es favorable en términos económicos. Si una operación se hace correctamente en el tiempo estimado, no tendremos sobrecostos en la perforación del pozo. Si se hace en menor tiempo del estimado será más económico perforar el pozo y en el caso que se demore más tiempo la perforación se generaran sobrecostos, que es lo que pretende evitar. A medida que aumentan los días de perforación, aumentan los costos de la misma, cada día adicional puede costar entre 50.000 y 60.000 dólares en condiciones operativas normales.

- De la calidad con que se hace cada una de las operaciones depende el tiempo que se requiere para llegar hasta el fondo del pozo y terminar la perforación, una operación mal hecha puede ocasionar graves problemas como Side Track, cementación remedial, entre otros; aumentando los costos de la perforación, por encima del AFE.
- En el Pozo B se perdieron 1.97 días (46 horas), en el Pozo C se perdieron 0.5 días (12 horas), en total entre el pozo B y C se perdieron 2.47 días (58 horas) lo que equivale a 3 días. Estos 3 días equivalen a 150.000 dólares solo en stand by, esperas y Rig service.
- La pérdida de circulación, influjo y taponamiento de herramientas direccionales que se presentó en el pozo B aumento los días de perforación, debido a el viaje estaba programado para realizarse en 12.96 horas (0.54 días) y realmente se hizo debido a estos inconvenientes en 109.344 horas (4.556 días), dando un aumento de 4.016 días (96.384 horas). Si se analizan estas cifras en términos de costos, 4.016 se aproxima automáticamente a 5 días; lo cual nos daría 250.000 dólares por problemas operacionales.
- Uniendo los sobrecostos por problemas operacionales y por tiempo perdido nos daría que el pozo B y C tuvieron un sobrecosto de 400.000 dólares.

RECOMENDACIONES

- Es muy importante que las nuevas generaciones de pasantes pongan todo el empeño en aprender de su jefe inmediato y que si tienen la oportunidad de ir a campo aprovechen para hacer preguntas, presten mucha atención a los procedimientos y que demuestren que son profesionales íntegros.
- Como el principal problema que se presenta son las pérdidas de tiempo por problemas en el viaje se deberían estudiar un poco más las formaciones con arcillas, y ser más cuidadosos en el viaje.
- Para minimizar el tiempo de la perforación deberían evaluarse mejor las empresas que prestan algunos servicios, ya que en los tres pozos se presentaron los mismos problemas con la bomba centrífuga de la compañía de tratamiento de sólidos, el equipo de perforación siempre presentó problemas con el degasificador y se recibe con pendientes y el motor y herramientas direccionales se taponaron con carbonato malla 200. Esto género que se aumente el tiempo de perforación.
- En cuanto a las pérdidas de tiempo por esperas, stand by, entre otros; estas pueden disminuirse con una mejor logística.
- Disminuir tiempo implica disminuir costos, hacia acá apunta la empresa.
- Para finalizar, la mejor recomendación es seguir actualizando continuamente el reporte tiempos operacionales, ya que entre más información tengamos sobre las perforaciones, mejor serán las siguientes prognosis de futuros pozos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Presentación fluidos de perforación Qmax Drill. 2012. Oferta Comercial exclusiva para Omega Energy, Qmax Drill.
2. Manual perforación SLS. Capítulo 1. Documento Técnico SLS Energy.
3. Manual Well Control, Volumen 3. Randy Smith, 2012.
4. Portal Corporativo Omega Energy Colombia: www.omegaenergycolombia.com
5. Plan de evaluación y explotación del Bloque Buenavista. Documento Técnico de Omega Energy Colombia.
6. Reporte diario de perforación. Documento Técnico de Omega Energy Colombia.
7. Reporte tiempos operacionales. Documento Técnico de Omega Energy Colombia.
8. Curva de costos. Documento Técnico de Omega Energy Colombia.
9. Curva de avance de perforación. Documento Técnico de Omega Energy Colombia.
10. Forma 4 CR. Documento Técnico de Omega Energy Colombia, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ministerio Minas y Energía.
11. Drilling program of Corrales. Documento Técnico de Omega Energy Colombia.
12. Forma 5 CR. . Documento Técnico de Omega Energy Colombia, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ministerio Minas y Energía.

A N E X O S

ANEXO A.

Reporte diario de perforación

El reporte diario de perforación sirve para reportar las actividades que se están desarrollando durante el día a la operadora y ministerio de Minas y Energía, así mismo, en caso de que se presente algún tipo de problema en la perforación o en el completamiento, nos sirve como base de datos ya que lleva el historial del pozo, ayudando a entender porque, como, cuando y donde sucedió un problema y con esta información y la ingeniería plantear posibles soluciones al mismo.

A continuación se muestra una imagen del reporte diario de perforación que se realiza en campo y que es enviado a la operadora, al Ministerio de Minas y Energía y la ANH:

WELL		CORRALES 1-1				RIG NAME		SLS 518		DATE		12/09/2012		REPORT No. 11	
DEPTH	4652 Ft.	DAY Mo	11	LAST CASING	958"	DEPTH SHOE	595 Ft.								
LAST DEPTH	4307 Ft.	START DAT	2/09/2012	TEST BOPS DATE	9/09/2012	DEPTH COLLAR	NA								
PROGRESS	345 Ft.														
ACTIVITY BY NAME	PERFORANDO SECCIÓN DE 8 1/2" a 4826 [ft]														
FOLLOWING OPERATOR	TERMINAR O PERFORAR SECCIÓN DE 8 1/2" Y REALIZAR VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO.														
FROM	TO	HOURS	CD	PROGRESS SUMMARY				TINES	DAIN	CMH					
00:00	04:00	4,0	1	Perforación de 8 1/2" desde 4307 [ft] hasta 4492 [ft] con presión de 1100-1450 [psi], torque: 10 [pri], RPM-50-60 [rpm], WOB-15-22 [Klbr] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1:34, SPM2:37, GPM-416 [gpm], MW: 9 [ppg], ROP: 46,25 [ft/Hora].				1 Drillbit	15,8	143,5					
04:00	05:00	1,0	4	Bomba 30 [Blr] de p/d para virar a 120 [rpm] y circular hasta retornar limpia a 450 [GPM].				2 Tricone	15,5	23,8					
05:00	05:30	0,5	4	Chequear pozo por 15 minutos, ordenar. Bomba 15 [Blr] de p/d para 10,5 [ppg].				3 Circulador	2,0	3,8					
05:30	06:00	0,5	2	Descansar Kelly, con esta brazo e inicio Viraje corto hasta 2650 [ft], Profundidad a las 06:00 de 4323 [ft].				2 Laminas	3,0	3,0					
06:00	13:00	7,0	2	Se bajara desde 4323 [ft] hasta 2650 [ft], se trabajara con: 4024 [ft], 4013 [ft], 4000 [ft], 3950 [ft], 2973 [ft], 2915 [ft], 2850 [ft], 2802 [ft], máxima Overpull de 50 [Klbr]. Se trabajara con Kelly con estado en 2915 [ft] - 2850 [ft] a 40 [rpm], 430 [GPM].				7 Prefabricada							
13:00	16:00	3,0	2	Bajara hasta 4492 [ft], la última 4 onzillas de DP 4 1/2" (4342-4492) se bajaran con Kelly circulando y rotando a 435 [gpm] y 60 [rpm].				8 Wellbore drill							
16:00	17:00	1,0	4	Circulador hasta obtener retorno limpio entre 370-450 [gpm], presión de 1100 [psi].				3 Resaca nueva	4,5						
17:00	18:00	1,0	15	Reparar bomba F-800 (Rig Service), mientras tanto se circula con la bomba BH-800 a 92 [rpm], 230 [gpm] y 350 [psi].				40 Conexión	5,8						
18:00	24:00	6,0	1	Perforación de 8 1/2" desde 4492 [ft] hasta 4652 [ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [pri], RPM-50-60 [rpm], WOB-15-22 [Klbr] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1:36, SPM2:38, GPM-428 [gpm], MW: 8,9 [ppg], ROP: 26,6 [ft/Hora].				41 Overhaul	12,8						
		TOTAL:	24,0					42 LOT/FIT	1,8						
				Se darizaran en total 22 [ft] desde: 4554 [ft] - 4566 [ft], 4568 [ft] - 4574 [ft], 4648 [ft] - 4652 [ft].				43 Perforación							
				Se darizaran 22 [ft], Horas [hrz]: 2,1, ROP [ft/hr]: 10,47.				44 Lubricación							
00:00	06:00	6,0	1	Perforación de 8 1/2" desde 4652 [ft] hasta 4826 [ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [pri], RPM-50-60 [rpm], WOB-12-25 [Klbr] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1:36, SPM2:38, GPM-428 [gpm], MW: 9 [ppg], ROP: 29 [ft/Hora].				45 Resaca nueva	1,8	24,5					
				En el transcurso de la perforación se han evidenciado zonas de gas entre las 5000-20000 ppm, Back Ground de 2000 ppm.				46 Stand by with error							
				Nota: se tienen las siguientes pendientes con SLS: arreglo del 3-1 (dorillar, dar andar), instalación del cuenta Straker de la canalera del Superchako. El mantenimiento se encuentra operativo.				47 Stand by with error							
								48 Stand by with error							
								49 Stand by with error							
								50 Conexión	28						
								51 Conexión	15,5						
								52 Tricone	5,8						
								53 Drill bit	1,5						
								54 Overhaul	8,5						
								55 Wellbore							
								56 Wellbore							
								57 Wellbore							
								58 Wellbore							
								59 HPT							
								TOTAL:	24,8	255,8					

LINER OD. (in)	LGTH. STROKE (in)	SPM.	GPM.	PRESSURE (psi)	VELOCITY JET (ft/sec)	LOSS PRESSURE BIT (%)	HHP BIT	REDUCED PRESSURE (PSI)	SPM	GPM
5 1/2	8,0	86	202	1050-1450	203	33,16	108,28	450 PSI	34	220 5/9
5 1/2	8,5	88	219	1050-1450	203	33,16	108,28	350 PSI	66	164 1/2

TYPE	OD.	SN.	JETS (in)	TFA. (in')	IN (ft)	OUT (ft)	FOOTAG E	Hrs.	ROP. (ft/hr)	ROP. EF (ft/hr)	WOB. (K lbs)	VEL ROT. (RPM)	TQ. (PSI)	BULL GRADE IADC
SHGP	12 1/4"	AC 1077	3 x 16	0,583	0	440	440	21,5	20,5	25	4,0 - 8,0	50 - 60	45 - 55	0 - 1 - WT - G - E - I - NO - RIG
SHGP	12 1/4"	AC 1077	3 x 16	0,583	440	538	158	11,0	14,4	18	4,0 - 8,0	50 - 60	0 - 10	0 - 1 - WT - G - E - I - NO - TD
MSF616M	8 1/2"	A143654	4 X 11 + 2 X 12	0,532	538		4.054	111,0	36,5	84	15-22	50 - 60	10 - 30	

ERTIES	MATERIALES	BHA	INTERVAL	LITOLGY	FORMATION
3,0	PRODUCT USE TODA STOCK	No	DESCRIPTION	LENGTH.	
14	MAXDRILL	10	1 Broca PDC de 8 1/2"	0,80 ft.	4418' - 4418'
10	SODACAUSTICA (55 lbz)	2	64 2 Motor 6 3/4"	28,50 ft.	4431' - 4587'
43	KELZANSD (55 lbz)	6	53 3 Estabilizador de 6 3/4 x 8 1/8"	5,25 ft.	4587' - 4642'
27	KWIKSEAL (7,4,0) (40 lbz)	84	4 Cross over pin x pin 4 1/2" IF	1,47 ft.	
-	SINERFLOAC 250 (110 LBS)	24	5 MvD tool carrier	19,58 ft.	
6	0-CIDE L25 (BACTERICIDA) (5 gal)	2	16 6 MvD emitting sub	10,13 ft.	
6%	0-DEFOAM (5 gal)	3	7 NMDC	30,58 ft.	INTERVAL
0,25%	OAC03 M200 (110 lbz)	37	1123 8 5 DC 6 1/4"	151,23 ft.	4418' - 4444'
11/13/15	OAC03 M40-100 (110 lbz)	40	3 X-over 4 1/2 XH x 4 1/2 IF	1,48 ft.	4444' - 4491'
	0-PAUL (50 lbz)	5	16 10 1 DC 6 1/4"	30,07 ft.	4531' - 4582'
2200	0-STARTIT (50 lbz)	7	41 11 9 HwDP 4 1/2"	275,02 ft.	4582' - 4652'
80	CAC03 M10-100 (110 lbz)	139	12 X-over de 4 1/2 IF x 4 1/2 XH	3,00 ft.	
6,25	0-DRILLUP (55 gal)	1	14 13 Drilling jar 6 1/2"	32,30 ft.	
	CAC03 M40-100 (110 lbz)	40	14 X-over 4 1/2 HX x 4 1/2 IF +	3,00 ft.	INTERVAL
	0-LUBE	4	15 4 HwDP x 4 1/2"	120,13 ft.	4430' - 4439'
	WALLNUT (50 LBS)	58			4439' - 4439'
	GLIMAR (55 Gal)	21			12 ppm IC5, nC5 TIPO DE GAS: FG
	0-STOP (40 lbz)	165			4439' - 4557'
	ACTIVE VOLUME IN PITS	1033			4557' - 4652'
	TOTAL VOLUME MADE	1294			
	MUD DAILY COST	U\$ 7.190			
	MUD CUMULATIVE COST	U\$ 88.906			
			TOTAL LENGTH	712,54 ft.	

ACCELERATOR PRESSURE (Psi)	MARIFOLD PRESSURE	ANNULAR PRESSURE (Psi)	TEST BOP	INCL	CONSIDER
3000	1500	1500	Blind Ramo con 1500 [psi] 03/03/2012	AVAILABLE	CONSIDER
			Pipe Ramo 4 1/2" con 1500 [psi] 03/03/2012		
			Prevalor Anular con 1500 [psi] 03/03/2012		
		2 pulgadas q 48 pulgadas.			

SURVEYS									WELL COSTS	
DEPTH (ft)	INCL	AZI	DEPTH (ft)	INCL	AZI	DEPTH (ft)	INCL	AZI	ITEM	U\$
4315	21,83'	157,87'							DAILY COST	U\$ 59.649
4407	21,87'	155,85'							CUMULATIVE COST	U\$ 1.045.720
4437	21,38'	155,83'								
4507	21,54'	158,16'								
4577	19,82'	157,85'								

COMPANY MAN: JAVIER DERRIO TORRES ASSISTANT COMPANY MAN: INGRID YASAREZ

Imagen 1. Reporte diario de perforación Pozo A

El reporte diario de perforación se divide en 12 secciones, estas son:

1. Encabezado del reporte diario de perforación
2. Progress Summary del reporte diario de perforación
3. Acumulado de tiempos de perforación
4. Información sobre bombas y presiones reducidas
5. Información sobre brocas
6. Información sobre fluidos de perforación y existencias de químicos
7. Información sobre ensamble de fondo de pozo
8. Información litológica y shows de gas y crudo
9. Información sobre acumulador de presiones y prueba de BOP'S
10. Información direccional

11. Costos actuales de operación
12. Firma de quienes elaboraron el reporte y están a cargo de la operación

Para un mejor entendimiento de los datos que se reportan en el informe diario de perforación a continuación se muestra en detalle que debe diligenciarse en cada uno de los ítems.

1. Encabezado del reporte diario de perforación

La información que se coloca en los campos del encabezado del reporte, corresponde a información general, el significado de cada uno de los ítems se muestra a continuación:

MEGA ENERGY COLOMBIA		INFORME DIARIO DE PERFORACION		PRO-OPE-02-FOR-01	
				VERSION: 01	
				FECHA: 02/11	
12-sep-12					
WELL	CORRALES I-1	RIG NAME	SLS 503	DATE	12/03/2012
DEPTH	4652 Ft.	DAY No	11	LAST CASING	9 5/8"
LAST DEPTH	4307 Ft.	START DAY	2/03/2012	TEST BOP'S DATE	3/03/2012
PROGRESS	345 Ft.				DEPTH SHOE 535 Ft.
DEPTH COLLAR					NA
ACTIVITY AT 06:00	PERFORANDO SECCION DE 8 1/2" a 4826 FT.				
FOLLOWING OPERATION	TERMINAR O PERFORAR SECCION DE 8 1/2" Y REALIZAR VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO.				

Imagen 2. Encabezado reporte diario de perforación

- Well: Corresponde al nombre del pozo que se está perforando.
- Depth: Corresponde a la profundidad a perforada en pies hasta las 12:00 pm.
- Last depth: Corresponde a la profundidad en pies hasta la cual se perforo el día anterior hasta las 12:00 pm.
- Progress: Es el avance en pies perforados que resulta de la resta del día de hoy, menos el día anterior.
- Rig Name: Nombre del equipo con el cual se está perforando.
- Day No: Corresponde a cuantos días han pasado desde el inicio de la perforación.
- Start day: Corresponde al día en que se inició la perforación.
- Date: Fecha en la cual se está reportando la operación.
- Last Casing: Corresponde al diámetro del Casing que se utilizó para revestir la sección anterior cuando se llegó a la profundidad de cementación programada en el estado mecánico del pozo.
- Test BOP'S date: Fecha en que se probaron las BOP'S.
- Report No: Corresponde al número del reporte de perforación.
- Depth Shoe: Corresponde a la profundidad a la cual se encuentra el zapato en la sección anterior.
- Depth Collar: Corresponde a la profundidad del bolsillo.

- Activity at 6:00: Corresponde a la actividad que se está llevando a cabo a las 6:00 a.m. A las 6:00 a.m. se envía el reporte con todas las actividades del día anterior.
- Following Operation: Corresponde a la operación que se hará durante el transcurso del día (actividad programada).

2. Progress Summary del reporte diario de perforación

Este espacio está diseñado para reportar cada una de las actividades que se desarrollan durante el día, como se muestra en la imagen 3, se reporta la hora de iniciación y la hora de finalización de cada actividad desde las 00:00 hasta las 24:00 horas.

Cuando se reporta una actividad debe reportarse la profundidad a la cual se desarrolló la actividad, los parámetros hidráulicos que se tenían en el momento de desarrollar la actividad, como por ejemplo el GPM, MW, presión, RPM, ROP, torque, WOB, SPM entre otros.

El espacio fue dividido en un cuadro rojo y uno blanco para hacer notar que en este reporte todo lo que está encerrado en el cuadro rojo corresponde a las actividades desarrolladas el 12 de septiembre de 2012 de 00:00 a 24:00 horas, como se muestra en el encabezado del reporte. Lo que está encerrado en el cuadro verde corresponde a las actividades desarrolladas el 13 de septiembre de 2012 entre las 00:00 y las 6:00 a.m.

Es muy importante tener en cuenta que el reporte se envía a las 6:00 a.m., por esta razón se escribe la información que está dentro del cuadro verde, para que así la operadora y el Ministerio de Minas y Energía tengan conocimiento de cómo se está desarrollando la operación y cuál es la actividad siguiente a desarrollar.

El significado de cada uno de los ítems se muestra a continuación:

FROM	TO	HOURS	COO	PROGRESS SUMMARY
00:00	04:00	4.0	1	Perforó sección de 8 1/2" desde 4307 [ft] hasta 4492 [ft] con presión de 1100-1450 [psi], torque: 10 [psi], RPM =50-60 [rpm], WOB =15-22 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 84, SPM2:87, GPM = 416 [gpm] , MW: 9 [ppg] ,ROPp: 46.25 [ft./Hora]
04:00	05:00	1.0	4	Bombé 30 [Bls] de píldora viscosa de 120 [sec/qt] y círculo hasta retorno limpio a 450 [GPM]
05:00	05:30	0.5	4	Chequeó pozo por 15 minutos, estado ok. Bombé 15 [Bls] de píldora pesada de 10.5 [ppg].
05:30	06:00	0.5	2	Desconectó Kelly, conectó brazos e inicio Viaje corto hasta 2650 [ft], Profundidad a las 06:00 de 4323 [ft]
06:00	13:00	7.0	2], máximo Overpull de 50 [Kilbs]. Se trabajo sarta con Kelly conectada en 2915 [ft] -2850 [ft] a 40 [rpm], 430 [GPM].
13:00	16:00	3.0	2	Bajó sarta hasta 4492 [ft] , los últimos 4 sencillo de DP 4 1/2" (4342-4492) se bajaron con Kelly circulando y rotando a 435 [gpm] y 60 [rpm].
16:00	17:00	1.0	4	Circuló hasta obtener retorno limpio entre 370-450 [gpm], presión de 1100 [psi]
17:00	18:00	1.0	15	Reparó bomba F-800 (Rig Services), mientras tanto se circula con la bomba BH-800 a 92 [spm] , 230 [gpm] y 350 [psi].
18:00	24:00	6.0	1	Perforó sección de 8 1/2" desde 4492 [ft] hasta 4652 [ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [psi],RPM =50-60 [rpm], WOB =15-22 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 86, SPM2:88, GPM = 428 [gpm] , MW: 8.9 [ppg] ,ROPp: 26.6 [ft./Hora]
TOTAL:		24.0		Se deslizaron en total 22 [ft] desde: 4554 [ft] - 4566 [ft] , 4568 [ft] - 4574 [ft] , 4648 [ft] - 4652 [ft]. Se deslizaron 22 [ft] , Horas [hrs] : 2.1, ROP [ft/hr]: 10.47.
00:00	06:00	6.0	1	Perforó sección de 8 1/2" desde 4652 [ft] hasta 4826 [ft] con presión de 1050-1400 [psi], torque: 30 [psi],RPM =50-60 [rpm], WOB =12-25 [Klbs] con la Bomba F-800 y BH-800 a SPM1: 86, SPM2:88, GPM = 428 [gpm] , MW: 9 [ppg] ,ROPp: 29 [ft./Hora] En el transcurso de la perforación se han evidenciado shows de gas entre los 5000-20000 ppm, Back Ground de 2000 ppm Nota: se tienen los siguientes pendientes con SLS: arreglo del 3-1 (deslizer, desander), Instalación del cuenta Strokes de la consola del Superchoke. El montacargas se encuentra no operativo.

Imagen 3. Progress Summary del reporte de diario de perforación

- From: Corresponde a la hora desde la cual se comienza a hacer una operación.
- To: Corresponde a la hora a la cual se finaliza una operación.
- Hours: Corresponde a la cantidad de horas que se emplearon en el desarrollo de la actividad.
- Cod.: Corresponde al código de la actividad que se desarrolló.
- Progress Summary: Corresponde al resumen del progreso de la perforación, es decir en este espacio se reportan las actividades que se llevaron a cabo durante el día en intervalos de tiempo.

3. Acumulado de tiempos de perforación

En el acumulado de tiempos de perforación se presentan 29 códigos que se utilizan durante la perforación, El significado de cada uno de los códigos se muestra a continuación:

	TIMES	DAILY	CUM
1	Drilling	10,0	10,0
2	Tripping	10,5	20,5
3	Cleaning		
4	Circulating	2,5	9,0
5	Logging surveys		3,0
6	Logging		
7	Production Logs		
8	Weldening well		
9	Running casing		4,5
10	Cementing		6,0
11	Dry cement		12,0
12	LOT / FIT.		1,0
13	Perforating pay		
14	Lubrication rig		
15	Riq services	1,0	24,5
16	Stand by with crew		
17	Stand by without crew		
18	Slick line operations		
19	Pressure test		
20	Core operation		
21	N/U BOPS and X- mas tree		13,5
22	Fishing		
23	Testing BOPS		6,0
24	Drill Out		1,5
25	Operational Meeting		0,5
26	Wating tools		
27	others wating		
28	Others		0,5
29	NPT		0,5
	TOTAL >	24,0	25,0

Imagen 4. Acumulado de tiempos de perforación

1. Drilling: Significa que se está perforando.
2. Tripping: Significa que se está viajando con la tubería (subiendo o bajando).
3. Cleaning: Se utiliza cuando se limpia el hueco o se baja tubería rimando.
4. Circulating: Se utiliza cuando se circula el pozo para limpiar el hueco.
5. Logging Surveys: Se usa cuando se están tomando Surveys en el pozo (registros direccionales: inclinación, azimut).
6. Logging: Se utiliza cuando se están tomando registros especiales a hueco abierto o revestido.
7. Production logs: Se utiliza cuando se están tomando registros de producción como: Gamma Ray, Caliper, Densidad, Sónico, Inducción, SP, Nuclear, Microresistivos.
8. Weldening well: Se utiliza cuando se suelda el cabezal al Casing.
9. Running Casing: Se utiliza cuando se está bajando Casing al pozo.
10. Cementing: Se utiliza cuando se está cementando.
11. Dry cement: Se utiliza cuando el cemento está secando (Fragüe de cemento).
12. Lot/ Fit: Se utiliza para indicar que se está haciendo la prueba Lot o Fit a la formación.

13. Lubrication rig: Se usa cuando se está lubricando el equipo de perforación.
14. Perforating Pay: Tiempo que se le descuenta al equipo de perforación por ascender el tiempo de Rig Service.
15. Rig Service: Es el tiempo que utiliza la cuadrilla del equipo de perforación para hacer reparaciones del mismo, como cambio de pistones en las bombas, cambiar mangueras, reparar equipos, entre otros.
16. Stand by with crew: Stand by equipo con cuadrilla. Esto sucede cuando se debe para la perforación por algún problema de la operadora, falta de alguna herramienta o errores en la planeación del arribó de equipos y unidades.
17. Stand by without crew: Stand by equipo sin cuadrilla. Esto sucede cuando se debe para la perforación por algún problema de la operadora, falta de alguna herramienta o errores en la planeación del arribó de equipos y unidades.
18. Slick line operations: Se utiliza cuando se están haciendo operaciones con unidad de Slick line.
19. Pressure Test: Se usa cuando se están haciendo pruebas de presión en el pozo.
20. Core operation: Se usa cuando se está haciendo corazonamiento del pozo.
21. N/U BOP'S and X-mas tree: Se usa cuando se están instalando preventoras o el árbol de navidad.
22. Fishing: Cuando se está pescando alguna herramienta o tubería en el pozo.
23. Testing BOP'S: Se usa cuando se están probando las preventoras.
24. Drill out: Es cuando se finaliza una operación y se entregan las herramientas a la compañía de servicios que nos está prestando el servicio.
25. Operational Meeting: Se usa cuando se hacen reuniones pre operacionales.
26. Waiting tools: Se usa cuando se están esperando herramientas y la operación está detenida debido a la falta de esta.
27. Others waiting: Otras esperas. Se usa cuando el equipo está en stand by debido a que se está esperando un permiso.
28. Others: Se usa para reportar operaciones diferentes a las aquí establecidas.
29. NPT: Corresponde al tiempo que se emplea en actividades que no estaban provistas.

Los campos que se encierran en el círculo anaranjado representan los tiempos empleados en diferentes operaciones en un día de operación; Los tiempos que se encuentran en el círculo rojo, representan el acumulado hasta la fecha de cada una de las operaciones individual y colectivamente.

4. Información sobre bombas y presiones reducidas

Aquí se reporta información sobre bombas y presiones reducidas. El significado de cada uno de los ítems se muestra a continuación:

PUMP	LINER OD. (in)	LGTH. STROKE (in)	SPM	GPM	PRESSURE (psi)	VELOCITY JET (ft/sec)	LOSS PRESSURE. BIT (%)	HHP BIT	REDUCED PRESSURE		
									PRESSURE	SPM	GPM
F-300	5 1/2	8,0	88	202	1050-1450	233	33,16	108,28	450 PSI	94	220 SPM
BH-300	5 1/2	8,5	88	216	1050-1450	233	33,16	108,28	350 PSI	66	164 SPM

Imagen 5. Información sobre bombas y presiones reducidas

- Pump: Aquí se registra el modelo de la bomba de lodos que se está utilizando.
- Liner OD: Diámetro del pistón.
- Lgth Stroke: Longitud del pistón.
- SPM: Corresponde a los Strokes por minuto promedio que se registraron durante el día.
- GPM: Corresponde a los galones por minuto promedio que se registraron durante el día.
- Pressure: Corresponde a la presión en superficie de la línea del stand pipe.
- Velocity Jet: Corresponde a la velocidad con que sale el lodo de las boquillas de la broca.
- Loss pressure: Corresponde a las pérdidas de presión en superficie.
- HHP Bit: Corresponde a la potencia de la broca.
- Reduced pressure: Corresponde a las presiones reducidas que se toman en cada entrega de turno a diferentes velocidades de la bomba para saber cómo controlar el pozo en caso de un Blowout.

5. Información sobre brocas

Este espacio está diseñado para reportar la información más importante sobre la hidráulica y la broca. El significado de cada uno de los ítems se muestra a continuación:

BIT	MANUFA	TYPE	OD.	SN.	JETS (in)	TFA. (in)	IN (ft)	OUT (ft)	FOOTAG E	Hzz.	ROP. (ft/hr)	ROP. EF (ft/hr)	WOB. (K)	VEL ROT. (RPM)	TQ. (ft)	DULL GRADE IADC
1	NOV-DOWNHOLE	STIGP	12 1/4"	AC1077	3x16	0,509	0	440	440	21,5	20,5	25	4,0-8,0	50-60	15-55	0-1-WT-G-E-I-NO-RIG
1R	NOV-DOWNHOLE	STIGP	12 1/4"	AC1077	3x16	0,509	440	598	158	11,0	14,4	18	4,0-8,0	50-60	0-10	0-1-WT-G-E-I-NO-TD
2	NOV-DOWNHOLE	STF616N	8 1/2"	5149654	3x11+2x12	0,592	598		4,054	111,0	24,5	84	15-22	50-60	10-30	

Imagen 6. Información sobre brocas

- Bit: En este espacio encerrado en color azul celeste se reporta si es la primera, segunda o tercera broca que se baja al pozo, dependiendo del estado mecánico del pozo.
- Manufactured: Corresponde a la empresa fabricante de la broca.
- Type: Corresponde al modelo de la broca.
- OD: Corresponde al diámetro externo de la broca.

- S/N: Corresponde al serial de la broca.
- Jets: Corresponde a las boquillas que se le insertaron a la broca.
- TFA: área de flujo de las brocas con boquillas, es simplemente la suma del área circular de todas las boquillas y se expresa en pulgadas cuadradas.
- In: Corresponde a la profundidad en pies desde la cual empezó a perforar la broca en la bajada a pozo que se esté analizando.
- Out: Corresponde a la profundidad en pies hasta la cual perforo la broca.
- Footage: Corresponde a los pies perforados por la broca desde su última bajada al pozo.
- Hrs: Corresponde a las horas que a rotado la broca para perforar el footage.
- ROP: Corresponde a la velocidad de penetración instantánea de la broca en el intervalo de footage.
- ROP Ef: Corresponde a la velocidad de penetración efectiva de la broca, es decir no tiene en cuenta las paradas en las operaciones de perforación.
- WOB: Corresponde al peso que se está aplicando sobre la broca.
- Vel rot: Corresponde a la velocidad con que rota la broca; las RPM.
- Tq: Corresponde al torque que se ejerce sobre la tubería, este se lee en el Torquímetro del Martin Decker.
- Dull grade IADC: Corresponde a la calificación que el brocologo le da a la broca cada vez que esta sale a superficie.

6. Información sobre fluidos de perforación y existencias de químicos

En esta sección se reportan las propiedades del fluido de perforación, el costo diario y acumulado del lodo de perforación, la cantidad de lodo que se ha preparado diariamente y durante la perforación del pozo.

MUD PROPERTIES		MATERIALES	
		PRODUCT	USE TODAY'S STOCK
Weight (PPG)	9,0	MAX DRILL	10
Viscosity (Cp)	14	SODA CAUSTICA [55 lb.]	6,4
pH	10	KELZAN XCD [55 lb.]	6
Funnel Viscosity (Cps)	49	KWIK SEAL [P, M, G] [48 lb.]	3,4
YP	27	KWIK SEAL [P, M, G] [48 lb.]	3,4
Filtrat (30 MIN- 100 F)	-	SINER FLOCASID [118 LBS]	2,4
Cake (1/32)	6	Q-CIDE L25 [BACTERICIDA] [5 gal]	2
Solids %	6%	Q-DEFORM [5 gal]	9
Sand %	0,25%	CACOS M28 [118 lb.]	37
Gels	1143/15,	CACOS M48-188 [118 lb.]	40
Hydrocarbon		Q-PAUL [58 lb.]	5
Cl- (mg/Lt)	2200	Q-START HT [58 lb.]	7
Ca++ (mg/Lt)	90	CACOS M18-188 [118 lb.]	19,9
MBT (lb/ft)	6,25	Q-DRILLUP [55 gal]	1
		CACOS M48-188 [118 lb.]	40
		Q-LUDE	4
		WALL HUT [58 LBS]	5,8
		GLIMAX [55 Gal]	2,1
		QSTOP [48 lb.]	6,5
ACTIVE VOLUME IN PITS		1033	
TOTAL VOLUME MADE		1294	
MUD DAILY COST		US\$ 7.190	
MUD CUMULATIVE COST		US\$ 88.906	

Imagen 7. Información sobre fluidos de perforación y existencias de químicos

En la sección encerrada con el círculo anaranjado se reportan las propiedades del fluido de perforación (lodo).

En la sección encerrada con el círculo morado se reporta la cantidad de químicos que se utilizaron el día en que se está haciendo el reporte para fabricar lodo de perforación.

La sección encerrada en el círculo verde corresponde la cantidad de cada uno de los químicos que tenemos en pozo disponible para preparar lodo.

La sección encerrada en el círculo azul celeste corresponde a la cantidad de lodo activo en los tanques (active volumen in pits) y el siguiente dato corresponde al volumen total de lodo preparado durante la perforación.

Finalmente, los valores encerrados en el círculo rojo corresponden al costo del lodo que se preparó el día del reporte (Mud daily cost) y al costo del lodo total preparado durante toda la perforación (Mud cumulative cost).

El significado de cada uno de los ítems de las propiedades del lodo se muestra a continuación:

- Weight: Corresponde a la densidad del lodo de perforación, medida en libras por galón.
- Viscosity: Corresponde a la viscosidad del lodo medida en Centipoises.
- Ph: Corresponde al Ph del lodo; que tan alcalino o básico es el lodo con el que se está trabajando.
- Funnel Viscosity: Corresponde a la viscosidad medida con el viscosímetro Funnel, medida en segundos/ cuarto.
- YP: Corresponde al punto de cedencia del fluido.
- Fíltrate: Corresponde a la cantidad de filtrado que se obtuvo en la prueba de lodos.
- Cake: Corresponde al valor del cake que resulto de la prueba de la retorta.
- Solids: Corresponde a la cantidad de sólidos que se encuentran suspendidos en el lodo, estos se hallan mediante una prueba de laboratorio.
- Sand: Corresponde a la cantidad de arenas presentes en el fluido de perforación, este dato se halla mediante pruebas de laboratorio.
- Gels: Corresponde a los valores obtenidos de gel en pruebas de laboratorio.

- Hydrocarbons: Corresponde a la cantidad de hidrocarburos presentes en forma de trazas en el lodo.
- Cl: Cantidad de cloruros presentes en el lodo.
- Ca: Cantidad de calcio presentes en el lodo.
- MBT: Methylene blue test, es una prueba que se hace en laboratorio con azul de metileno.

Todos los datos anteriormente nombrados son tomados del laboratorio del ingeniero de lodos.

7. Información sobre ensamble de fondo de pozo

En este espacio se reporta de fondo a superficie como está compuesto el BHA, y la longitud de cada una de las partes del BHA.

BHA		
No	DESCRIPTION	LEN (ft)
1	Breca PDC 4 1/2" x 1/2"	0,00 ft
2	Meter 6 1/4"	23,50 ft
3	Extensidor de 6 3/4 x 3 1/2"	5,25 ft
4	Cr. 2" 2000 lb. x 10. 4 1/2" IF	1,47 ft
5	HWDP 6 1/2" x 4 1/2" IF	19,50 ft
6	HWDP 6 1/2" x 4 1/2" IF	19,50 ft
7	AMDC	30,50 ft
8	5 DC 6 1/4"	151,23 ft
9	3" cover 4 1/2 3H x 4 1/2 IF	1,48 ft
10	1 DC 6 1/4"	30,07 ft
11	4 HWDP 4 1/2"	275,02 ft
12	3" cover de 4 1/2 IF x 4 1/2 3H	3,00 ft
13	Collingier 6 1/2"	32,30 ft
14	3" cover 4 1/2 3H x 4 1/2 IF +	3,00 ft
15	4 HWDP 4 1/2"	20,42 ft
TOTAL LENGTH		666,00 ft

Imagen 8. Información sobre ensamble de fondo de pozo

En el círculo gris está el consecutivo de cómo están acomodadas (ensambladas) las herramientas de fondo a superficie del BHA.

En el círculo anaranjado se describe en detalle cómo van ensambladas las herramientas hasta superficie.

En el círculo color crema se reporta la longitud de cada uno de las herramientas que se han bajado al pozo}

En el círculo rosado se reporta la sumatoria de la longitud de todas las herramientas que se han bajado a fondo de pozo.

8. Información litológica y shows de gas y crudo

En esta sección se hace un resumen litológico de las zonas que se atraviesan durante la perforación.

INTERVAL	LITOLOGY	FORMATION
307' - 4418'	100% ARCILLOLITA	CACHO
418' - 4491'	70% ARENA, 30% LIMOLITA	CACHO
491' - 4582'	40% ARCILLOLITA, 30% ARENOSA, 30% LIMOLITA	GUADUAS
587' - 4642'	70% LIMOLITA, 10% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA, 10% CARBON	GUADUAS
INTERVAL	OIL SHOWS	FORMATION
18' - 4444'	20% FLUORECENCIA, Paar.	CACHO
44' - 4491'	70% FLUORECENCIA, G4.	CACHO
31' - 4582'	20% FLUORECENCIA, Paar.	GUADUAS
88' - 4652'	20% FLUORECENCIA, II Paar.	GUADUAS
INTERVAL	GAS SHOW	FORMATION
307' - 4429'	228 ppm C1, 02, 03, iC4, nC4, iC5, nC5 TIPO DE GAS: BGLg	CRUCHO
129' - 4499'	6079 ppm C1, 490 ppm C2, 195 ppm C3, 23 ppm iC4, 34 ppm nC4,	CACHO-GUADUAS
	12 ppm iC5, nC5 TIPO DE GAS: FG	
199' - 4557'	9574 ppm C1, 466 ppm C2, 136 ppm C3, 18 ppm iC4, 27 ppm nC4,	GUADUAS
	8 ppm iC5, 6 ppm nC5 TIPO DE GAS: FG	
157' - 4652'	1225 ppm C1, 73 ppm C2, 26 ppm C3, 6 ppm iC4, 9 ppm nC4,	GUADUAS
	4 ppm iC5, 4 ppm nC5 TIPO DE GAS: FG	

Imagen 9. Información litológica y shows de gas y crudo

La información encerrada en el cuadro morado, se diligencia así: en la primera columna corresponde al intervalo perforado, la información que se diligencia en la segunda columna corresponde a la descripción de las muestras que se tomaron en este intervalo, la tercera columna corresponde a la formación a la cual corresponden estas muestras. Cada vez que hay un cambio en la litología se cierra el intervalo y se comienza uno nuevo.

La información encerrada en el cuadro amarillo, se diligencia así: en la primera columna corresponde al intervalo en que se manifestó la traza de crudo, la información que se diligencia en la segunda columna corresponde a la descripción de la traza de crudo, la tercera columna corresponde a la formación a la cual corresponden esta traza de crudo.

La información encerrada en el cuadro lila, se diligencia así: en la primera columna corresponde al intervalo en que se manifestó la traza de gas, la información que se diligencia en la segunda columna corresponde a la descripción cromatográfica de la traza de gas, la tercera columna corresponde a la formación a la cual corresponden esta traza de gas.

9. Información sobre acumulador de presiones y prueba de BOP'S

En esta sección se reporta la prueba que se le hace al acumulador de presiones y Preventoras; la primera columna reporta la presión en el Acumulador de presiones, la segunda columna la presión en el Chocke Manifold, la tercera columna reporta la presión en el anular, la columna que está debajo reporta el tiempo que duro la prueba, y en la cuarta columna se reporta la fecha en que se probaron Blind Rams, Pipe Rams y el Preventor anular.

ACUMULATOR PRESSURE (MANIFOLD PRESSURE	ANULAR PRESSURE (Pri)	TEST BOP	
			3000	1500
TIME			2 minutos y 49 segundos.	
			Blind Ramr con 1500 [pri]	26/06/2012
			Pipe Ramr 4 1/2" con 1500 [pri]	26/06/2012
			Preventor Anular con 1000 [pri]	26/06/2012

Imagen 10. Información sobre acumulador de presiones y prueba de BOP'S

10. Información direccional

En esta sección se reportan los Surveys que se toman en el pozo, El significado de cada uno de los ítems se muestra a continuación:

SURVEYS								
DEPTH (Ft)	INCL	AZI	DEPTH (Ft)	INCL	AZI	DEPTH (Ft)	INCL	AZI
4215'	21,62'	157,97'						
4407'	21,87'	156,85'						
4499'	20,98'	156,63'						
4589'	20,54'	158,14'						
4678'	19,05'	157,88'						

Imagen 11. Información direccional

- Depht: Corresponde a la profundidad a la cual se toma el registro direccional.
- Incl: Corresponde a la inclinación que tiene el pozo a esa profundidad.
- Azi: Corresponde al azimut que se registra a esa profundidad.

11. Costos actuales de operación

En esta sección se reporta el valor total de la operación diaria (daily cost) y el acumulado total de toda la operación (cumúlate cost).

WELL COSTS	
ITEM	U\$
DAILY COST	U\$ 59.649
CUMULATIVE COST	U\$ 1.085.720

Imagen 12. Costos actuales de la operación

12. Firma de quienes elaboraron el reporte y están a cargo de la operación

En este espacio se reporta quienes elaboraron el reporte y están a cargo de la operación.

En este caso el Company Man y el asistente de Company Man.

COMPANY MAN: **JAVIER BERNEO TORRES**

ASISSTANT COMPANY MAN: **MGRID VASQUEZ**

Imagen 13. Firma de quienes elaboraron el reporte y están a cargo de la operación

ANEXO B

Descripción de reporte tiempos operacionales



Imagen 1. Rig SLS 503 Pozo A.



Imagen 2. Rig SLS 503 Pozo B

En el reporte diario de perforación de cada pozo hay una sección denominada “Acumulado de tiempos de perforación”, donde se reporta el tiempo empleado en el desarrollo de cada una de las actividades diariamente y el acumulado de toda la perforación. Con la información obtenida en esta sección se hizo un promedio en los pozos Corrales 2, Corrales 3 y Pozo A de cuánto tiempo se requiere para llevar a cabo cada una de las operaciones y así mismo en cuanto tiempo puede estar perforado un pozo según la profundidad de interés y la zona del campo en la que se halla ubicado el pozo, creando e implementando para los Pozos B y C el reporte “Tiempos Operacionales” con el fin de Este reporte se implementó con el fin de controlar los tiempos operación por operación, saber cuánto tiempo se necesita para realizar cada una de estas y optimizar los tiempos en pozos futuros.

La planeación de los Pozos B y C resulta de promediar un pozo record (Pozo A) y dos pozos (Corrales 2 y Corrales 3) que han tenido inconvenientes por pegas, Blow Out, entre otros. El pozo Corrales A fue un pozo que como se mencionó anteriormente se realizó en tiempo record, los tiempos fueron óptimos, no hubo problema de pegas, la operación fue impecable, costos por debajo de los estimados, y cero accidentes.

Estos estimativos solamente aplicaran para este campo (Corrales) ya que la disposición de las formaciones cambia de un punto a otro y más en este campo, donde la geología estructural es muy compleja.

Los pozos del campo Corrales se perforan en 2 secciones, a continuación se describen las actividades que se desarrollan durante la perforación de cada una de las secciones:

1.1 SECCIÓN 12 1/4"

1.1.1 PERFORACION HUECO DE 12 1/4" (Superficie – profundidad total primera sección')

1.1.1.1 Prehidratar la bentonita

Esta es la primera operación que se hace, consiste en preparar el lodo con el que se iniciara la perforación de la primera sección del pozo, este lodo es un agua gel, que está compuesto por agua con bentonita, soda caustica y extendedor de bentonita; la bentonita debe hidratarse durante un tiempo para que tome la consistencia y propiedades reológicas necesarias para iniciar la perforación del pozo.

Cuando el lodo se encuentra a las condiciones deseadas se realiza una **Reunión operacional** donde se dan instrucciones operacionales y de seguridad a la cuadrilla del equipo. Estas instrucciones son por ejemplo: GPM, RPM, WOB, etc.

1.1.1.2 Armar BHA No. 1 con broca Tricónica de 12 1/4" (estabilizador de 12 1/8" a 30' y 60')

Consiste en acoplar cada uno de los tubos que se bajaran al fondo del pozo, utilizando en el fondo una broca tricónica de 12 1/4 pulgadas y a la profundidad de 30 y 60 pies se deben poner estabilizadores de 12 1/8 pulgadas. Este primer BHA es rígido, por lo tanto se toma registro TOTCO cada 100 pies para verificar la desviación.



Imagen 3. BHA

1.1.1.3 Perforar sección de 12 1/4" hasta X' con WOB= 2.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [RPM], Q= X[GPM]

Estos parámetros corresponden a los parámetros óptimos con los cuales se deben perforar los primeros X pies.

1.1.1.4 Sacar BHA N°1 a superficie

En esta operación se saca el BHA No.1 a superficie debido a que hemos llegado a la profundidad X y hasta esta profundidad el pozo será totalmente vertical, de ahí en adelante, se empezara a desviar el pozo de acuerdo con lo establecido en el plan direccional.



Imagen 4. Viaje de tubería a superficie



Imagen 5. Paradas de tubería sobre la mesa

1.1.1.5 Armar BHA No. 2 con Broca Tricónica, Motor de fondo y Herramientas Direccionales

En esta operación el BHA cambia totalmente, ya que encima de la broca ahora estará un motor direccional que será el encargado de darle la dirección y ángulo de desviación que requiere el pozo para llegar a la formación de interés. También se pondrá sobre el motor herramientas direccionales como: MWD tool Carrier, MWD emitting sub, entre otras.



Imagen 6. Herramientas direccionales



Imagen 7. Bajando al pozo broca y herramientas direccionales

1.1.1.6 Perforar sección de 12 1/4" hasta Y' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [RPM] , Q= q[GPM]

Estos son los parámetros óptimos con los cuales se debe perforar hasta Y pies. A medida que va aumentando la profundidad aumentara el galonaje. En una relación 50 GPM por cada 100ft, así:

1.1.1.7 Perforar sección de 12 1/4" hasta Y+ 100' con WOB= 5.0 - 8.0 [Klbs], RPM= 60 [RPM] , Q= q + 50 [GPM]

Estos son los parámetros óptimos con los cuales se debe perforar hasta Y+ 100 pies y así sucesivamente hasta alcanzar la profundidad a la cual terminara la primera sección del pozo. Los otros parámetros permanecen constantes.

1.1.1.8 Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios a los mismos GPM a los cuales se perforo la profundidad final de la primera sección

Esta operación consiste en bombear una píldora de lodo que tenga mayor viscosidad que el resto del lodo que está en el pozo con el fin de que la píldora al pasar por el espacio anular arrastre todos los ripios de menor tamaño que se han

decantado del lodo que inicialmente se diseñó, todo esto con el fin de limpiar el hueco y evitar que se obstruya el BHA en el momento de sacarlo a superficie. Esta píldora debe bombearse con el mismo galonaje que se utilizó para perforar el fondo de la primera sección.

1.1.1.9 Sacar sarta desde fondo a superficie

Consiste en sacar a superficie el BHA N. 2 que se encuentra en el fondo del pozo, ya que la perforación de la primera sección ha terminado. Debido a que la siguiente operación es hacer el viaje de acondicionamiento, aun no se quiebra tubería.



Imagen 8. Sacando tubería a superficie

Imagen 9. Elevador de tubería

1.1.2 VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO PARA CORRER REVESTIMIENTO DE 9 5/8"

1.1.2.1 Bajar BHA No. 2 desde Superficie hasta la profundidad total del pozo

Esta operación se hace con el fin de repasar el hueco para que no vayan a presentarse obstrucciones en el momento de correr el Casing. Como en la operación anterior se sube el BHA No. 2 hasta superficie y se verifica que este suba libremente, en esta operación, se hace lo contrario, se vuelve al fondo del pozo para verificar que el BHA baja libremente dentro del pozo.

1.1.2.2 Bombear Píldora Viscosa. Circular hasta Retornos Limpios los mismos GPM a los cuales se perforo la primera sección del pozo

Esta operación se hace con el fin de limpiar el pozo ya que durante el viaje de acondicionamiento el hueco puede haber tenido derrumbes. El pozo debe estar limpio para que pueda correrse el Casing, de lo contrario el pozo presentara obstrucción impidiendo que baje libremente el Casing. Si el Casing no baja libremente, se pierde tiempo y aumentan los costos de la perforación.

1.1.2.3 Sacar Sarta desde Fondo hasta Superficie y quebrar Broca, estabilizadores y Drill Collar de 8 pulgadas

En esta operación se vuelve a regresar a superficie el BHA N.2. y se quiebra tubería y herramientas direccionales.

Se utiliza un término cuando se saca el BHA a superficie: “**quebrar herramientas o quebrar tubería**”; Esto lo que quiere decir es que se desconectan o desenroscan los tubos o herramientas a medida que se van sacando del pozo.

Al sacar el BHA No.2, el pozo quedara lleno de lodo, y listo para la siguiente operación.

Cuando se realiza el viaje y se saca el BHA a superficie; los tubos se van desenroscando en paradas es decir se desconecta cada dos juntas de tubería y se colocan los tubos organizadamente encima de la mesa, sostenidos por el encuelladero.

En el caso que se presente obstrucción subiendo o bajando se repasa el hueco hasta que la sarta pueda moverse libremente dentro del pozo.



Imagen 10. Tomadas durante viaje de tubería a fondo en pozo

1.1.3 CORRER REVESTIMIENTO DE 9 5/8"

1.1.3.1 Acondicionar mesa falsa y rig up para bajar revestimiento de 9 5/8"

En esta operación se coloca la mesa falsa sobre la mesa del taladro, esto se debe a que las juntas de Casing son más largas y aparte el torque ya no lo dará la rotaria directamente con la Kelly si no las cuñas para el revestimiento: el Rig up significa que se da la orden de empezar a mover y armar los equipos para corrida de revestimiento de 9 5/8".



Imagen 11. Corrida de revestimiento

1.1.3.2 Realizar charla pre - operacional para corrida de revestimiento

La charla pre-operacional se realiza con el fin de informar a todo el personal que va a intervenir en la operación el procedimiento a seguir y las medidas de seguridad que deben tenerse en cuenta durante la corrida del revestimiento.

1.1.3.3 Torquear Casing Stab in shoe / bajar revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de asentamiento del Casing programada

En esta operación se enrosca el zapato al Casing de 9 5/8" y se bajan las juntas de Casing hasta la profundidad programada, Esta profundidad esta unos pies por encima de la profundidad total de la primera sección, ya que debe dejarse un bolsillo.

1.1.4 CEMENTAR REVESTIMIENTO DE 9 5/8"

1.1.4.1 Circular pozo a X [GPM] y Acondicionar Mesa Falsa para Bajar Inner String

El pozo se circula con el fin de romper geles, la mesa falsa se instala para Comenzar a bajar Drill pipe con un Inner String en la punta.

1.1.4.2 Realizar Charla Pre - Operacional para cementar el Revestimiento

La charla pre-operacional se realiza con el fin de informar a todo el personal que va a intervenir en la operación el procedimiento a seguir y las medidas de seguridad que deben tenerse en cuenta durante la cementación.

1.1.4.3 Conectar Stinger al DP 4 1/2" y bajar con DP de 4 1/2" hasta Conectar Stinger en Zapato "Stab In"

Se comienza a bajar Drill pipe de 4 1/2" con un Inner String en la punta. Este Inner String al llegar al fondo se acopla sobre la válvula del zapato abriéndola permitiendo que circule el cemento.

1.1.4.4 Circula a X [GPM] /Conectar Cabeza y Líneas de Cementación

Esta operación se realiza con el fin de romper geles, y conectar la cabeza de circulación por donde se circulara cemento al pozo; este cemento cumplirá la función de adherir el Casing al hueco.

1.1.4.5 Realizar Cementación Revestimiento de 9 5/8"

Con la ayuda del Bulk de cementación se bombea el cemento al pozo con el fin de adherir el Casing a la pared del pozo.

1.1.4.6 Retirar Cabeza y Líneas de Cementación

Esta operación se realiza después de que se ha terminado de bombear el cemento en el pozo.

1.1.4.7 Levantar Inner String (x paradas de DP 4 1/2"/ Circular Excesos. Sacar Inner String

Esta operación se realiza con el fin de levantar el Inner String que se encuentra acoplado con la válvula del zapato para circular el exceso de cemento que queda.

1.1.5 INSTALAR CASING HEAD, ARMAR Y PROBAR BOP'S

1.1.5.1 Limpiar Contrapozo

Esta operación se lleva a cabo con el fin de limpiar el contrapozo, si en el contrapozo ha caído cemento del rebose que se da en la mesa, se cementara el contrapozo generándonos problemas.

1.1.5.2 WOC:

Corresponde al tiempo gastado en actividades de mantenimiento y/o limpieza de líneas, tanques, taladro, etc. Mientras el cemento se fragua.

1.1.5.3 Desarmar Flow Line

Se corta la campana que es la comunicación del anular a través del tubo conductor con la línea de flujo que va a las zarandas.

1.1.5.4 Cortar tubo conductor de 20"

Se corta el tubo conductor hasta donde queda cementado, es decir pocos pies por encima del contrapozo y por dentro de este sale a superficie un tronco de revestimiento de 9 5/8”.



Imagen 12. Corte del tubo conductor

1.1.5.5 Cortar y Biselar Revestimiento de 9 5/8"

El tronco de revestimiento de 9 5/8” que ha quedado en superficie debe cortarse y biselarse (prepararse para posterior soldadura), para que sobre este se instale la sección A del árbol de navidad.



Imagen 13. Corte revestimiento de 9 5/8"

1.1.5.6 Instalar/ soldar & Probar (Seccion A) 9 5/8" Hot Head X 11" - 5M

Esta operación consiste en soldar la sección A del árbol de navidad sobre el tronco de Casing de 9 5/8”.

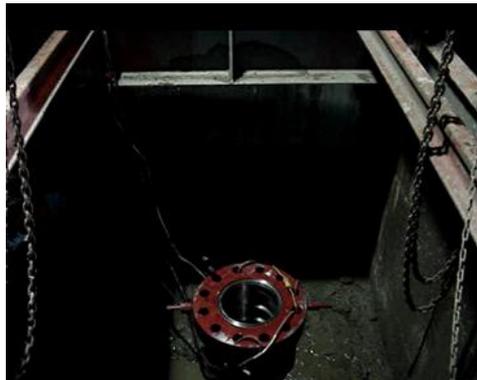


Imagen 14. Sección A del árbol de navidad

1.1.5.7 Esperar enfriamiento de la soldadura

Hay que esperar un tiempo prudente a que se enfríe la soldadura para poder instalar las BOP'S.

1.1.5.8 Armar Conjunto de Preventoras

Esta operación consiste en acoplar los blind Rams, Pipe Rams, y el preventor Anular, para evitar Blow out durante la perforación de la segunda sección del pozo. Estas se colocan sobre la sección A del árbol de navidad.



Imagen 15. Instalación de preventoras

1.1.5.9 Probar Arreglo de Preventoras y Acumulador

Esta operación consiste en generar presiones altas dentro del pozo para verificar que las preventoras se activen en el tiempo esperado y que hagan buen sello.

1.1.5.10 Instalar Campana y Flow Line

En esta operación se instala una campana que comunique el Casing de 9 5/8" con la línea de flujo que va a las zarandas.

1.1.5.11 Recuperar Test Plug e Instalar Wear Bushing

Se retira el tapón para prueba de la preventora y se procede a instalar el Wear Bushing.

1.2 SECCIÓN 8 1/2"

1.2.1 PERFORACIÓN HUECO 8 1/2" (Superficie – profundidad total segunda sección del pozo (TD))

1.2.1.1 Armar BHA No 3, con broca PDC de 8 1/2

Consiste en acoplar cada uno de los tubos y herramientas direccionales que se bajaran al fondo del pozo para perforar la segunda sección del pozo, utilizando en el fondo una broca PDC de 8 1/2" pulgadas.

1.2.1.2 Bajar Sarta hasta Tope de cemento o equipo de flotación de 9 5/8"

Esta operación consiste en bajar el BHA No. 3 hasta el tope de cemento que ha quedado de la cementación del Casing de 9 5/8".

1.2.1.3 Probar revestimiento de 9 5/8"

Esta operación consiste en aplicar alta presión en el pozo para verificar que no haya fugas entre el revestimiento y la sección A del árbol de navidad.

1.2.1.4 Perforar Cemento, Equipo de Flotación y 5' de Formación Aprox. Profundidad total de la primera sección + 5 ft

En esta operación se perfora el cemento que ha quedado en exceso por encima del zapato, el zapato y unos pies adicionales para dejar un bolsillo.



Imagen 16. Testigo de la cementación

1.2.1.5 Circular - Cambiar Fluido

Se cambia el lodo que se utilizó inicialmente por un nuevo lodo que contiene más aditivos y que soportara las condiciones operativas (presión, temperatura, tipo de formación, entre otras) que se presentaran en la segunda sección del pozo. Este lodo está compuesto por aditivos como: inhibidor de arcillas, lubricante, goma xántica, biocida, alcalinizante, polímero, carbonato de calcio de diferentes mallas, entre otros.

1.2.1.6 Realizar FIT/ LOT

Consiste en realizar una prueba de la resistencia de la formación LOT o FIT, con el propósito de investigar la resistencia del cemento en el zapato, estimar el gradiente de fractura en la formación expuesta, investigar la capacidad del pozo para soportar la presión que se ejercerá por debajo del zapato, recolectar información regional sobre la resistencia de la formación para optimizar el diseño de futuros pozos. A continuación se describe como se hace la prueba:

1.2.1.6.1 Prueba de Fuga (LOT)

Consiste en Bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación hasta crear una trayectoria de inyección de fluido en la roca, lo cual indica la presión de ruptura de la formación expresada en densidad de fluido equivalente, lbs/gal.

1.2.1.6.2 Prueba de Integridad de la Formación (FIT)

Presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado que mostrará una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la quebrará.¹

1. <http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

1.2.2 PERFORACIÓN HUECO DE 8 1/2"

1.2.2.1 Perforar desde profundidad del zapato hasta profundidad del segundo viaje

En esta operación se perfora desde el zapato hasta donde se tiene planeado el segundo viaje de acondicionamiento del pozo.

La profundidad de los viajes generalmente es la longitud del BHA x 3.



MEASURED DEPTH	BIT POSITION	TVD	ROP	WEIGHT ON BIT	HOOK LOAD	BLOCK POSITION
598 ft	0 ft	598 ft	0 ft/hr	0 Klbs	44.3 Klbs	0.7 ft
PUMP PRESSURE	TORQUE	RPM	MMRPM	TOTAL RPM	GPM	BIT TOTAL RPM
0 psi	0 psi	0	0 RPM	0 RPM	0	0 RPM
SPM 01	SPM 02	SPM 03	LAG DEPTH	LAGTIMESTK (min)	LOST GAIN BBLS	TOTAL SPM (ACC)
0	0	0	0 ft	0stk	-318.2 Bbbls	0
TANK VOLUME 01	TANK VOLUME 02	TANK VOLUME 03	TANK VOLUME 04	TRIP TANK 1	TANK VOLUME (TANK)	TANK VOLUME (ACR)
75.1 Bbbls	45.2 Bbbls	45 Bbbls	44.7 Bbbls	128.4 Bbbls	433 Bbbls	210.3 Bbbls
(C1) METHANE	(C2) ETHANE	(C3) PROPANE	(C4) NOR-BUTANE	(C5) NOR-PENTANE	TOTALISED ALKANES	DRILLED TIME
0 ppm	0 ppm	0 ppm	0 ppm	0 ppm	0 ppm	000:00 hr

Imagen 17. Pantallazo mud logging TGT Gammas. (Parámetros de perforación en tiempo real)

1.2.2.2 Bombear Píldora viscosa y Circular a retornos limpios, Bombear píldora pesada

En esta operación se bombea inicialmente una píldora viscosa para que arrastre los ripios que pueda haber dentro del pozo, y después de esta se bombea una píldora pesada que servirá para que no se riegue mucho lodo cuando se desconectan las juntas de tubería durante el viaje.

1.2.2.3 Realizar viaje corto hasta el zapato y regresar a fondo

Esta operación se realiza con el fin de repasar el hueco y verificar que no haya obstrucción en el pozo desde la profundidad a la que se planeó el segundo viaje hasta la profundidad del zapato.

1.2.2.4 Bombear Píldora viscosa y Circular a retornos limpios

Esta operación consiste en bombear una píldora viscosa que arrastre los ripios o posibles derrumbes que se hayan generado en el pozo durante el viaje al zapato.

1.2.2.5 Perforar desde profundidad del segundo viaje hasta profundidad del tercer viaje

En esta operación se perfora desde la profundidad del segundo viaje hasta la profundidad donde se tiene planeado el tercer viaje de acondicionamiento del pozo.



Imagen 18. Consola del perforador

1.2.2.6 Bombear Píldora viscosa y Circular a retornos limpios, Bombear píldora pesada

En esta operación se bombea inicialmente una píldora viscosa para que arrastre los ripios que pueda haber dentro del pozo, y después de esta se bombea una píldora pesada que servirá para que no se riegue mucho lodo cuando se desconectan las juntas de tubería durante el viaje.

1.2.2.7 Realizar viaje corto hasta la profundidad del segundo viaje y regresar a la profundidad del tercer viaje

Esta operación se realiza con el fin de repasar el hueco y verificar que no haya obstrucción en el pozo desde la profundidad a la que se planeó el tercer viaje hasta la profundidad del segundo viaje.

1.2.2.8 Bombear Píldora viscosa y Circular a retornos limpios

Esta operación consiste en bombear una píldora viscosa que arrastre los ripios o posibles derrumbes que se hayan generado en el pozo durante el viaje a la profundidad del segundo viaje.

1.2.2.9 Perforar desde la profundidad del tercer viaje hasta TD (MD)

En esta operación se perfora desde la profundidad del tercer viaje hasta la profundidad total del pozo.

1.2.2.10 Bombear Píldora viscosa y Circular a retornos limpios. Bombear píldora pesada

En esta operación se bombea inicialmente una píldora viscosa para que arrastre los ripios que pueda haber dentro del pozo, y después de esta se bombea una píldora pesada que servirá para que no se riegue mucho lodo cuando se desconectan las juntas de tubería durante el viaje.

1.2.2.11 Realizar viaje corto hasta el zapato de 9 5/8" y regresar a fondo

Esta operación se realiza con el fin de repasar el hueco y verificar que no haya obstrucción en el pozo desde la profundidad final a la profundidad del zapato.

1.2.2.12 Bombear Píldora viscosa y Circular a retornos limpios. Acondiciona fluido para la toma de registros eléctricos

Esta operación consiste en bombear una píldora viscosa que arrastre los ripios o posibles derrumbes que se hayan generado en el pozo durante el viaje la profundidad al zapato. El pozo debe quedar libre de obstrucciones para poder bajar la sonda de registros.

1.2.2.13 Sacar tubería a superficie

En esta operación se saca todo el BHA hasta superficie quebrando tubería (la tubería se quiebra en paradas) y herramientas direccionales.

1.2.3 CORRER REGISTROS ELÉCTRICOS HUECO DE 8 1/2"

1.2.3.1 Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Registros Eléctricos

La charla pre-operacional se realiza con el fin de informar a todo el personal que va a intervenir en la operación el procedimiento a seguir y las medidas de

seguridad que deben tenerse en cuenta durante la corrida de la sonda y toma de registros eléctricos.



Imagen 19. Charla pre operacional en el contrapozo

1.2.3.2 Armar Unidad de Registros Eléctricos / Instalar Poleas

Rig up de la unidad de registros se ubica el carro de registros frente a la planchada del taladro.

1.2.3.3 Armar Sonda de Registros No. 1 QUAD COMBO

Se inicia el arme de la sonda de registros que se bajara al pozo.

1.2.3.4 Registrar fase de 8.5"

En esta operación después de bajar la sonda sin restricciones, se inicia la toma del paquete de registros (Gamma Ray, Calíper Densidad, Sónico, Inducción Electromagnética, Potencial Espontaneo, Nuclear, Microresistivos) en la segunda sección del pozo.

1.2.3.5 Desarmar Sonda de registros eléctricos y realizar Rig Down

Esta operación consiste en desarmar la sonda de registros y desocupar el equipo.

1.2.4 VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO PARA CORRER REVESTIMIENTO DE 7"

1.2.4.1 Armar y Bajar BHA, (Sarta desde Superficie hasta fondo)

En esta operación se vuelve a armar el BHA que esta sobre la mesa en paradas (dos tubos), sin bajar de nuevo el motor de fondo y herramientas direccionales, ya

que esta vez se bajara el BHA con el fin de hacer un viaje de acondicionamiento del pozo para la corrida del Casing de 7 pulgadas.

1.2.4.2 Bombear píldora viscosa y circular hasta retornos limpios

Estando el BHA en el fondo del pozo se bombea una píldora viscosa con el fin de arrastrar los ripios y posibles derrumbes que pueda haber dentro del pozo debido a la bajada de la sonda de registros y el mismo viaje bajando tubería.

1.2.4.3. Sacar Tubería a superficie

En esta operación se regresa el BHA a superficie y se quiebra tubería en sencillos (tubo a tubo).

1.2.4.4 Recuperar Wear Bushing

Conector del revestimiento.

1.2.4.5 Desarmar y retira kelly 4 1/2"

En esta operación se retira la Kelly del taladro ya que no se va a utilizar más.

1.2.4.6 Cambiar Pipe Rams de 4 1/2" por Rams de 7"

En esta operación se cambian los Pipe Rams de 7 pulgadas por unos de 4 1/2 pulgadas ya que los próximos tubos que se bajaran al pozo para hacer la cementación y completamiento son de este diámetro.

1.2.5 CORRER CASING DE 7"

1.2.5.1 Realizar Charla Pre - Operacional para Correr Revestimiento de 7"

La charla pre-operacional se realiza con el fin de informar a todo el personal que va a intervenir en la operación el procedimiento a seguir y las medidas de seguridad que deben tenerse en cuenta durante la corrida del revestimiento de 7 pulgadas.

1.2.5.2 Acondicionar Mesa para Bajar Revestimiento de 7"

En esta operación se coloca la mesa falsa sobre la mesa del taladro: Con el fin de comenzar a bajar el revestimiento al fondo del pozo.

1.2.5.3 Bajar Revestimiento de 7 pulgadas hasta el fondo del pozo

En esta operación se comienza a bajar el revestimiento hasta el fondo del pozo.



Imagen 20. Corrida de Casing

1.2.5.4 Circular en Fondo

Lo que se hace en esta operación es circular el pozo para romper geles.

1.2.5.5 Instalar Empaque de Llenado & Circulación y realizar Rig Down

Cuando el revestimiento de 7 pulgadas ya este abajo se procede a retirar todos los equipos utilizados para correr el revestimiento y finalmente se instala sobre este en superficie un empaque de llenado y una camisa de circulación para preparar el pozo para la siguiente operación.

1.2.6 CEMENTAR CASING DE 7"

1.2.6.1 Charla de seguridad arme de líneas prueba

Esta charla se realiza con el fin de prevenir al personal de accidentes, ya que para realizar la cementación se utilizaran líneas con alta presión que implican alto riesgo para la seguridad física del personal.

1.2.6.2 Armar Líneas y Cabeza de Cementación

En esta operación se instalan las líneas que conducirán el cemento al pozo y se instalara la cabeza de cementación.

1.2.6.3 Circular / Realizar Charla Pre - Operacional para Cementar Revestimiento de 7 pulgadas

La charla pre-operacional se realiza con el fin de informar a todo el personal que va a intervenir en la operación el procedimiento a seguir durante la cementación del revestimiento de 7 pulgadas.

1.2.6.4 Preparar lechada de cemento de 15.8 ppg

En esta operación se prepara la lechada de cemento en el Bulk de cementación para bombearla dentro del pozo.

1.2.6.5 Realizar Cementación de Revestimiento de 7 pulgadas

En esta operación se bombea cemento para adherir el Casing de 7 pulgadas al pozo.



Imagen 21. Cementación del casing de 7 pulgadas

1.2.6.6 Retirar Líneas y Cabeza de Cementación

En esta operación se retiran los equipos utilizados durante la cementación del Casing de 7 pulgadas.



Imagen 22. Cabeza de cementación

1.2.6.7 Limpiar contrapozo

Esta operación se lleva a cabo con el fin de limpiar el contrapozo, si en el contrapozo ha caído cemento del rebose que se da en la mesa, se cementara el contrapozo generándonos problemas.

1.2.7 QUEBRAR TUBERIA DE PERFORACION, QUITAR BOPS, INSTALAR TUBING HEAD SPOOL

1.2.7.1 Quebrar el DP de 4 1/2"

Esta operación consiste en sacar la sarta de Drill pipe del pozo, desenroscando tubo por tubo.

1.2.7.2 Levantar Bop Stock

Esta operación consiste en retirar las BOP'S de la sección A del pozo.

1.2.7.3 Colgar Revestimiento 7". Cortar y Biselar Tubo

Consiste en colocar una cebolla en la sección A del árbol de navidad de donde colgara todo el revestimiento de 7 pulgadas de la segunda sección del pozo. Como queda un tronco de revestimiento, este debe cortarse y biselarse para que sobre la sección A y este se conecte la sección B del árbol de navidad.



Imagen 23. Biselado del Casing

1.2.7.4 Instalar Sección B -Tubing Head Spool 11" 5M - 7 1/16"x 5M

Consiste en Instalar la Sección B del árbol de navidad.