

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE DISPAROS CON CARGAS DOMINATOR DE ALTA PENETRACIÓN EN POZOS PETROLEROS SELECCIONADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

CHRISTIAN GERARDO CEVALLOS CORAL

elchristian_c9@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Diciembre 2010

DECLARACIÓN

Yo, Christian Gerardo Cevallos Coral, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

CHRISTIAN CEVALLOS CORAL

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Gerardo Cevallos Coral bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Mi Padre Celestial, quien me ha dotado de atributos, dones y talentos necesarios en mi vida para levantarme fortalecido tras caer una y otra vez, gracias a quien todo es posible.

A mis padres que ayudaron a forjar mi carácter, de quienes heredé lo mejor de sus virtudes, quienes me supieron encaminar por la vía correcta, dándome la libertad de avanzar seguro y firme un paso a la vez.

A la Escuela Politécnica Nacional, en particular a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, al personal Docente y Administrativo, en especial al Ingeniero Raúl Valencia, por su acertada vocación: la enseñanza y por sus importantes aportes al mejoramiento de éste proyecto.

A la empresa Halliburton, de quienes destaco a los Ingenieros César Sarmiento, Ángel Martínez y Julio Lozada quienes arrojaron luces de conocimiento para el desarrollo del presente proyecto.

DEDICATORIA

A mi padre, que es mi ejemplo y mi héroe, quien nunca claudicó en su afán de fijar en mi mente la necesidad e importancia del estudio y la preparación, del cual su sólo apoyo me es suficiente, pese a ello, me ha dado eso y mucho más.

A mi madre, quien no necesitó hacerse de títulos terrenales para llenarse de sabiduría y transmitírmela en la porción necesaria, quien me envuelve en los brazos de su amor y me protege sin necesidad de estar presente, pese a ello siempre está.

A mis hermanos por su apoyo moral e incondicional, quienes nunca dudarían siquiera en extender su mano y ayudarme, en fortalecer mis rodillas debilitadas, sin siquiera pedírselo, pese a ello siempre lo han hecho.

A mi familia y a quienes no nombro, más merecen mi admiración y respeto, cuya sola existencia es suficiente para iluminar mi vida, va mi dedicación y esfuerzo.

CONTENIDO

CONTENIDO.....	vi
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xiii
SIMBOLOGÍA.....	xvi
RESUMEN	xviii
PRESENTACIÓN	xviii
CAPÍTULO I	1
CONCEPTOS BASICOS.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 TREN DE EXPLOSIVOS	2
1.2.1 TIPOS DE EXPLOSIVOS	3
1.2.1.1 EXPLOSIVOS PRIMARIOS.....	3
1.2.1.2 EXPLOSIVOS SECUNDARIOS.....	4
1.2.2 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA.....	5
1.2.3 DETONADORES.	6
1.2.3.1 DETONADORES ELÉCTRICOS.....	6
1.2.3.2 DETONADORES DE PERCUSIÓN.....	7
1.2.4 CORDÓN DETONANTE.....	8
1.2.5 CARGAS MOLDEADAS.	9
1.2.5.1 COLAPSO DEL LINER Y FORMACIÓN DEL JET.	10
1.2.5.2 CARGAS DE ALTA PENETRACIÓN, DP (DEEP PENETRATION).	10
1.2.5.3 CARGAS DE HUECO GRANDE, BH (BIG HOLE).	11
1.2.5.4 AVANCES EN LA TECNOLOGÍA DE CARGAS MOLDEADAS. ...	12
1.3 EL PROCESO DE PENETRACIÓN.....	13
1.4 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL SISTEMA DE DISPAROS.....	16
1.4.1 ZONA DAÑADA.....	16
1.4.1.1 DAÑO CAUSADO POR LOS DISPAROS.	16
1.4.1.2 DAÑO CAUSADO POR EL FLUIDO DE TERMINACIÓN.	18
1.4.1.3 DAÑO GENERADO POR EL LODO DE PERFORACIÓN.	18
1.4.2 EFECTO SKIN DE LOS DISPAROS.	19
1.4.2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).	20
1.4.2.2 EFICIENCIA DE FLUJO (FE).	20

1.4.3	ÁNGULO FASE.	21
1.4.4	SEPARACIÓN (CLEARANCE).	22
1.4.5	DENSIDAD DE DISPAROS.	24
1.5	SISTEMAS DE CAÑONEO.	24
1.5.1	CAÑONES DE TAPAS.	24
1.5.2	LOS CAÑONES DE TUBOS.	25
1.5.3	LOS CAÑONES DE TIPO CÁPSULA.	25
1.6	MEDIDAS DEL RENDIMIENTO DE LAS CARGAS.	26
1.7	PERFIL DE CONSOLIDACIÓN.	28
1.10	DISPAROS EN BAJO BALANCE.	29
1.11	DISPAROS EN SOBRE BALANCE EXTREMO.	30
1.12	SURGENCIA DINÁMICA.	32
1.13	BAJO-BALANCE ESTÁTICO.	33
1.14	BAJO-BALANCE DINÁMICO.	33
1.15	SURGEPRO.	34
1.16	CARGAS DOMINATOR.	34
1.16.2	LABORATORIO DE DISPAROS.	36
1.17	CARGAS CONVENCIONALES MILLENNIUM.	38
1.18	STIMGUN.	39
1.18.1	PROPELENTE.	41
1.18.1.1	CONDICIONES PARA EL USO DE PROPELENTE:	41
1.19	SENSOR FAST GAUGE.	42
1.20	TÉCNICAS DE CAÑONEO.	43
1.20.1	DISPAROS CON CABLE ELÉCTRICO, WL.	44
1.20.2	DISPAROS CON TUBERÍA, TCP.	44
CAPITULO II		45
DISPAROS CON CARGAS DOMINATOR A POZOS PETROLEROS DEL ORIENTE ECUATORIANO.		45
2.1	CORRELACIÓN.	45
2.2	POZO CUYABENO 28D.	47
2.2.1	CONDICIONES FLUYENTES DEL POZO.	47
2.2.2	CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE DISPARO.	48
2.2.3	REGISTROS Y PETROFÍSICA DE LA MATRIZ.	50
2.2.4	RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN.	52
2.2.5	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO.	52
2.2.6	PERFILES DE PRESIONES DEL SENSOR FASTGAUGE.	53
2.2.7	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.	56
2.3	POZO DRAGO 10D.	58
2.3.1	PRIMER INTERVALO: DE 10454' - 10460' (6') MD DE LA ARENISCA58 NAPO T INFERIOR.	58
2.3.1.1	CONDICIONES FLUYENTES DEL POZO DRAGO 10D.	58

2.3.1.2 CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE DISPARO.....	59
2.3.1.3 REGISTROS Y PETROFÍSICA DE LA MATRIZ.....	61
2.1.3.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO.....	62
2.3.1.5 PERFILES DE PRESIONES DEL SENSOR FASTGAUGE	62
2.3.1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	65
2.3.2 SEGUNDO INTERVALO: DE 10411' - 10422' (11') Y 10427' - 10439' (12') MD DE LA ARENISCA NAPO U INFERIOR, CON CARGAS DOMINATOR.....	66
2.3.2.1 CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE DISPARO.....	66
2.3.2.2 REGISTROS Y PETROFÍSICA DE LA MATRIZ.....	68
2.3.2.3 PERFILES DE PRESIONES DEL SENSOR FASTGAUGE	68
2.3.3 TERCER INTERVALO: DE 10198' - 10206' (8') Y 10224' - 10242' (18') MD DE LA ARENISCA NAPO U INFERIOR, CON CARGAS MILLENNIUM. 71	
2.4 POZO BERMEJO NORTE 03.....	71
2.4.1 ANTECEDENTES.....	71
2.4.2 CONDICIONES FLUYENTES.....	72
2.4.3 CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE DISPARO.....	73
2.4.4 REGISTROS Y PETROFISICA DE LA MATRIZ.....	75
2.4.5 RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN	75
2.4.6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO.....	77
2.4.7 PERFILES DE PRESIONES DEL SENSOR FASTGAUGE.....	78
2.4.8 PRODUCCIÓN DEL POZO BERMEJO NORTE 03.....	80
CAPITULO III	81
ANALISIS COMPARATIVO DE DISPAROS CON CARGAS DOMINATOR Y CARGAS MILLENNIUM A POZOS SELECCIONADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	81
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ANÁLISIS	81
3.1.1 PROGRAMA PERFPRO.....	82
3.1.2 DAÑO TOTAL (S).....	84
3.1.3 PROFUNDIDAD DEL TÚNEL DE DISPARO.....	84
3.1.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	86
3.1.5 EFICIENCIA DE FLUJO (FE).....	86
3.1.6 CAUDAL (Q).....	88
CAPÍTULO IV.....	90
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	90
4.1 CÁLCULO DE BONDADES FINANCIERAS	90
4.1.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC).....	91
4.1.2 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)	91

4.1.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	91
4.1.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	91
4.1.5 RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (B/C).....	92
4.1.6 VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO.....	92
4.2 PRODUCCIÓN DIARIA Y MENSUAL.....	93
4.2.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	93
4.3 INGRESOS.....	94
4.4 INVERSIÓN Y EGRESOS.....	95
4.4.1 INVERSIÓN.....	95
4.4.2 EGRESOS.....	96
4.5 CONSIDERACIONES EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	97
4.6 ESCENARIOS PROPUESTOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	97
4.6.1 PRIMER ESCENARIO.....	98
5.6.2 SEGUNDO CASO.....	103
5.6.3 TERCER ESCENARIO.....	103
CAPITULO V.....	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
5.1 CONCLUSIONES.....	105
5.2 RECOMENDACIONES.....	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
ANEXOS.....	108
ANEXO NO. 1.1.....	109
NORMA API RP – 19B SECCIÓN 1.....	109
ANEXO NO. 1.2.....	111
ENSAMBLAJE DE UN CAÑÓN CON CARGAS MILLENNIUM.....	111
ANEXO NO. 2.1.....	113
DIAGRAMAS DE LA EVALUACIÓN POZO CUYABENO 28D (FLUJO-CIERRE Y DERIVADA).....	113
ANEXO NO. 2.2.....	115
DIAGRAMAS DE LA EVALUACIÓN POZO CUYABENO 28D (HORNER E IPR).....	115
ANEXO NO. 2.3.....	117
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CUYABENO 28D.....	117
ANEXO NO. 2.4.....	119
CURVAS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO, PETRÓLEO Y AGUA.....	119
ANEXO NO. 2.5.....	121
DIAGRAMAS DE LA EVALUACIÓN AL POZO BERMEJO N-03 (FLUJO-CIERRE Y DERIVADA).....	121
ANEXO 2.6.....	123
CURVAS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO BERMEJO NORTE 03.....	123

(HORNER E IPR).....	123
ANEXO NO. 4.1	125
PRODUCCIÓN DIARIA Y MENSUAL PARA LOS TRES ESCENARIOS DEL POZO BERMEJO NORTE 03	125
ANEXO NO. 4.2	127
RESULTADOS DEL PRIMER ESCENARIO	127
ANEXO NO. 4.3	129
RESULTADOS DEL SEGUNDO ESCENARIO.....	129
ANEXO NO 4.4	131
RESULTADOS DEL TERCER ESCENARIO	131

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 EXPLOSIVOS SECUNDARIOS.....	4
TABLA 2.2. DATOS DE LABORATORIO PARA UNA CARGA MOLDEADA CONVENCIONAL.....	15
TABLA 1.3 PERFIL DE CONSOLIDACIÓN.....	28
TABLA 1.4 CONTROL DE CALIDAD PARA VARIOS TIPOS DE LAS CARGAS MILLENNIUM.	39
TABLA 2.1. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 28D.	48
TABLA 2.2. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE	49
TABLA 2.3 SARTA DE DISPARO.....	49
TABLA 2.4 RESULTADOS DE PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 28D.....	53
TABLA 2.5 PARÁMETROS DEL POZO DRAGO 10D	59
TABLA 2.6. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE	59
TABLA 2.7 SARTA DE DISPARO.....	59
TABLA 2.7 CONTINUACIÓN.	60
TABLA 2.8 RESULTADOS DE PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO DRAGO 10D.....	62
TABLA 2.9. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE	66
NO.....	66
DESCRIPCIÓN	66
DESCRIPCIÓN	66
TABLA 2.10 SARTA DE DISPARO.....	67
TABLA 2.13. PARÁMETROS DEL POZO BERMEJO NORTE 03	72
TABLA 2.14 FASTGAUGE (BARRA DE DISPARO)	73
TABLA 2.15 SARTA DE DISPARO.....	73
TABLA 2.16 DATOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO BERMEJO NORTE 03..	77
TABLA 2.17 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.....	78
TABLA 3.1 DAÑO GENERADO	84
TABLA 3.2 PROFUNDIDAD.....	85
TABLA 3.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	86

TABLA 3.3 EFICIENCIA DE FLUJO.....	87
TABLA 3.3 PRODUCCIÓN EN BASE A LA EF.....	87
TABLA 3.5 PRODUCCIÓN.....	88
TABLA 4.1 PRODUCCION DIARIA Y MENSUAL.....	94
TABLA 4.2 INGRESOS.....	95
TABLA 4.3 COSTOS DE OPERACIÓN.....	95
TABLA 4.4 COSTO POR PIE PERFORADO.....	96
TABLA 4.5 INVERSIÓN.....	96
TABLA 4.6 INVERSIÓN MÁS EGRESOS.....	97
TABLA 4.7 EGRESOS ESCENARIO 1.....	98
TABLA 4.8 FLUJO DE CAJA NETO Y ACTUALIZADO.....	99
TABLA 4.9 INGRESOS, INVERSIÓN Y EGRESOS.....	100
TABLA 4.10 CÁLCULO DEL TRI.....	101
TABLA 4.11 RESULTADOS FINALES PRIMER ESCENARIO.....	102
TABLA 4.12 RESULTADOS FINALES SEGUNDO ESCENARIO.....	103
TABLA 4.13 RESULTADOS FINALES CUARTO ESCENARIO.....	103
TABLA 4.14 RESULTADOS PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS.....	104

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1.1 COMUNICACIÓN POZO FORMACIÓN.....	1
GRÁFICO 1.2 PARTES DEL TREN DE EXPLOSIVOS.	3
GRÁFICO 1.3 CURVAS TEMPERATURA-TIEMPO.	6
GRÁFICO 1.4 DETONADOR NO RESISTORIZADO.....	7
GRÁFICO 1.5 DETONADOR RESISTORIZADO.....	7
GRÁFICO 1.6 DETONADOR DE PERCUCIÓN.....	7
GRÁFICO 1.7 CORDÓN DETONANTE.	8
GRÁFICO 1.8 CARGA MOLDEADA.	9
GRÁFICO 1.9 PENETRACIÓN DEL JET.....	9
GRÁFICO 1.10 LINER DE CARGAS MOLDEADAS DP	11
GRÁFICO 1.11 COLAPSAMIENTO DEL JET EN CARGAS MOLDEADAS DP..	11
GRÁFICO 1.12 LINER DE CARGAS MOLDEADAS BH.....	12
GRÁFICO 1.13 CARGA MOLDEADA	13
GRÁFICO 1.14 ESCOMBROS GENERADOS POR EL CASCO DE CARGA BH.13	
GRÁFICO 1.15 IMPACTO DE UN JET DE COBRE SOBRE EL CASING.....	14
GRÁFICO 1.16 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL SISTEMA DE DISPAROS..	16
GRÁFICO 1.17 DAÑOS EN LA FORMACIÓN.	17
GRÁFICO 1.18 GRANOS DE LA FORMACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LOS DISPAROS.....	17
GRÁFICO 1.19 VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN LA LONGITUD DE LAS PERFORACIONES.	19
GRÁFICO 1.20 ÁNGULOS FASE	22
GRÁFICO 1.21 SEPARACIÓN ENTRE EL CASIG Y EL CAÑÓN	23
GRÁFICO 1.22 CAÑÓN CENTRALIZADO Y DESCENTRALIZADO CON EL CASING.....	23
GRÁFICO 1.23 SISTEMAS DE CAÑONEO.....	26
GRÁFICO 1.24 DISPAROS EN BALANCE, BAJO BALANCE Y SOBREALANCE	30
GRÁFICO 1.25 CURVA DE PRESIÓN AL MOMENTO DEL DISPARO.	31
GRÁFICO 1.26 FLUJO AL DISPARAR.....	32
GRÁFICO 1.27. TIPOS DE BAJO BALANCE.	33

GRÁFICO 1.28 REMOCIÓN DE LA ZONA COMPACTADA.....	34
GRÁFICO 1.29 PROFUNDIDAD EFECTIVA	34
GRÁFICO 1.30 DISPAROS CON DOMINATOR Y CARGA ESTANDAR	35
GRÁFICO 1.31 FLASH DE RAYOS-X DURANTE LA DETONACIÓN.....	35
GRÁFICO 1.32 PICO DE VELOCIDAD DE CARGA DOMINATOR Y CONVENCIONAL.....	36
GRÁFICO 1.33 ESQUEMA DEL LABORATORIO DE DISPAROS	36
GRÁFICO 1.34 APARATO DE PRUEBA QUE SIMULA CONDICIONES IN SITU.	37
GRÁFICO 1.35 CARGAS MILLENNIUM.....	38
GRÁFICO 1.36 STIMGUN.....	40
GRÁFICO 1.37 SISTEMA STIMGUM.	40
GRÁFICO 1.38 EXPANCIÓN DEL PROPELENTE.....	41
GRÁFICO 1.39 GRAFICA DE PRESIONES CON FAST GAUGE.	42
GRÁFICO 1.40 UBICACIÓN DEL FAST GAUGE.	43
GRÁFICO 1.41 FAST GAUGE.....	43
GRÁFICO 2.1 UBICACIÓN DEL MARCADOR RADIOACTIVO.....	46
GRÁFICO 2.2 PERFILES DE GR Y CCL.....	46
GRÁFICO 2.3 DIAGRAMAS DEL FASTGAUGE Y DE LA SARTA DE DISPARO	50
GRÁFICO 2.4 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 28D.	51
GRÁFICO 2.5 PERFIL DE CORRELACIÓN POZO CUYABENO 28D.....	52
(CORRIDA 2).	52
GRÁFICO 2.6 PERFIL DE PRESIONES POZO CUYABENO 28D.....	53
GRÁFICO 2.7 CIERRES Y APERTURAS DE FLUJO.....	55
GRÁFICO 2.8 PERFIL DE TEMPERATURA POZO CUYABENO 28D.....	55
GRÁFICO 2.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUYABENO 28D.....	56
GRÁFICO 2.10 PRODUCCIÓN DE FLUIDO Y PETRÓLEO POZO CUYABENO 28D.....	57
GRÁFICO 2.11 CORTE DE AGUA POZO CUYABENO 28D.....	57
GRÁFICO 2.12 DIAGRAMAS DEL FASTGAUGE Y DE LA SARTA DE DISPARO	60
GRÁFICO 2.13 REGISTRO ELÉCTRICO POZO DRAGO 10D.....	61

GRÁFICO 2.14 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.	63
GRÁFICO 2.15 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.	64
GRÁFICO 2.16 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.	64
GRÁFICO 2.17 PERFIL DE TEMPERATURA DRAGO 10D.	65
GRÁFICO 2.18 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.	65
GRÁFICO 2.19 DIAGRAMAS DEL FASTGAUGE Y DE LA SARTA DE DISPARO	68
GRÁFICO 2.20 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.	69
GRÁFICO 2.21 PERFIL DE APERTURAS Y CIERRES DE FLUJO DRAGO 10D.	70
GRÁFICO 2.22 PERFIL DE TEMPERATURA DRAGO 10D.	71
GRÁFICO 2.23 MICROFRACTURAS.	72
GRÁFICA 2. 24 SARTA DE DISPARO.	74
GRÁFICO 2.25 REGISTRO ELÉCTRICO BERMEJO NORTE 03	75
GRÁFICO 2.26 PERFIL DE CORRELACIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.....	76
GRÁFICO 2.27 PERFIL DE CORRELACIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.....	76
GRÁFICO 2.28 PERFIL DE PRESIONES POZO BERMEJO NORTE 03.....	78
GRÁFICA 2.29 PICO DE PERFIL DE PRESIÓN.	79
GRÁFICA 2.30 PRODUCCIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.	80
GRÁFICA 3.1 PROGRAMA PERFPRO	82
GRÁFICA 3.2 DATOS REQUERIDOS POR EL PROGRAMA PERFPRO	83
GRÁFICA 3.3 PROFUNDIDAD DE LAS CARGAS	85
GRÁFICA 3.4 INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN.....	88
GRÁFICA 4.1 VARIACIÓN DEL VAN EN EL TIEMPO.	102

SIMBOLOGÍA

WL	Wire Line (Cable Eléctrico)
GR	Gamma Ray (Rayos Gama)
CCL	Casing Collar Locator (Localizador de Collares)
BSW	Basic Sediment and Water
m	Metros
Tbg	Tubing
Mod	Modelo
Qo	Caudal de Agua
Qw	Caudal de Petróleo
Qt	Caudal Total
API	Medida de la densidad del Petróleo
$P_{wf_{\text{punzados}}}$	Presión de Fondo Fluyente a la profundidad de los punzados
$P_{ws_{\text{punzados}}}$	Presión de Fondo Estática a la profundidad de los punzados
Pb	Presión de Burbuja
J actual	Índice de productividad actual
J ideal	Índice de productividad ideal.
EF	Eficiencia de flujo.
Qmax	Caudal máximo.
K	Permeabilidad
S	Daño
P*	Presión asterisco o falsa.
ΔP_s	Caída de presión debido al daño.
Cs	Constante de almacenamiento
$P_{i_{\text{punzados}}}$	Presión inicial a la profundidad de los punzados
BFPD	Barriles de Fluido por día
BPPD	Barriles de Fluido por día
BAPD	Barriles de Fluido por día
BFPM	Barriles de Fluido por mes
MD	Measure Deep (Profundidad Medida)
$P_{r_{\text{punzados}}}$	Presión del Reservorio a la profundidad de los punzados
USD	Dólares Americanos.

RESUMEN

El presente proyecto muestra un estudio de disparos con cargas moldeadas Dominator de alta penetración, que fueron diseñadas para presentar mejores resultados a condiciones de fondo, presenta además, los lineamientos que nos permitirán comparar el rendimiento de las cargas Dominator con las cargas convencionales Millennium en pozos del Oriente Ecuatoriano para operaciones de disparos con Tubería de Perforación (TCP).

Para esto se muestra el análisis realizado al pozo Bermejo Norte 03 del Campo Bermejo de Tecpecuador en el cuál se efectuó la operación de disparos con cargas Dominator y se usó de la técnica StimGun, de manera que permite exponer resultados reales de esta operación de disparos y compararlos con resultados simulados para el caso en el que la operación hubiese sido efectuada con cargas convencionales Millennium o con cargas Dominator sin el uso de una técnica adicional.

Se tienen presentes resultados reales de disparos con cargas Dominator y valores simulados para una misma operación de disparos, que permiten presentar distintos escenarios que pueden ser analizados a la hora de tomar una decisión sobre que cargas utilizar y si se deberá o no hacer uso de una técnica adicional de disparos, el estudio económico toma en cuenta éstos resultados para distintos parámetros del pozo e indica la operación más técnica y económicamente rentable a realizarse.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados obtenidos en el estudio realizado.

PRESENTACIÓN

El presente estudio permite conocer los conceptos básicos para realizar una operación de disparos con tubería a pozos petroleros, en el que se describe la estructura de las cargas moldeadas, el proceso de penetración, los parámetros que se ven afectados en la operación de disparos, las técnicas adicionales a usarse y un breve estudio de las cargas Dominator y Millennium.

Se muestran tres ejemplos de operaciones realizadas a pozos del oriente ecuatoriano, en los que se indican los datos correspondientes al pozo, la configuración de la sarta de disparo, la técnica usada y los resultados obtenidos.

Se presentan los resultados obtenidos al disparar al pozo Bermejo Norte 03 con cargas Dominator y la técnica StimGun y se realiza un estudio comparativo entre éstos resultados y los obtenidos mediante simulación para disparos con cargas Dominator y Millennium, en base a parámetros como daño, profundidad del túnel de disparo, índice de productividad, eficiencia de flujo y producción; se presentan tres escenarios que permitirán tener una idea de los resultados que se podrán obtener con el uso de la carga y técnica seleccionada.

Se realiza un estudio técnico económico en el que se calculan las bondades financieras que permiten determinar la rentabilidad del proyecto para disparos con cargas Millennium, Dominator y Dominator más la técnica StimGun.

Las conclusiones y recomendaciones se presentan en base al análisis comparativo y técnico económico realizado.

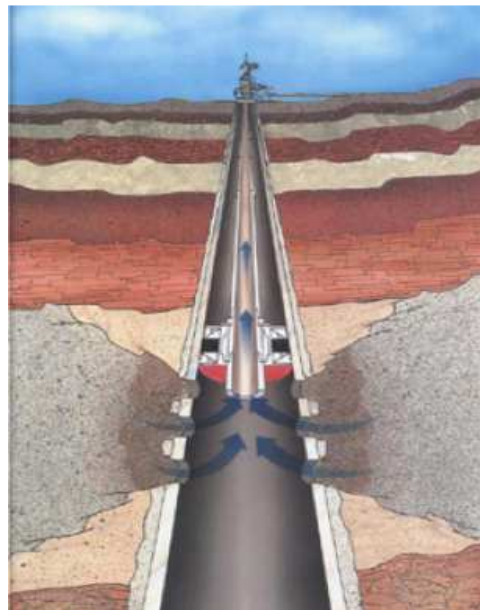
CAPÍTULO I

CONCEPTOS BASICOS

1.1 ANTECEDENTES

Una vez que se ha completado el pozo, es decir se ha perforado, entubado y cementado, se requiere establecer una comunicación entre el pozo y la formación, para esto se realizará una operación de cañoneo o disparos los cuáles tienen la finalidad de atravesar el casing, el cemento y la formación a fin de permitir al fluido confinado en el reservorio fluir hacia el pozo y consecuentemente hacia la superficie (Gráfico1.1).

GRÁFICO 1.1 COMUNICACIÓN POZO FORMACIÓN.



Fuente: Halliburton

Esta operación de disparos ha venido evolucionando desde sus inicios con el cañoneo con balas, patentado en 1926 y más generalmente usado desde 1930 y 1950, éste procedimiento consistía en disparar una bala usando propelente y mediante un cable eléctrico y un tubo o portador se enviaba la bala hasta el fondo

para posteriormente conseguir el disparo mediante una señal eléctrica a través del cable eléctrico quemando el propelente y proporcionando una aceleración a la bala, penetrando aproximadamente 2 pulgadas, este procedimiento dejó de usarse ya que resultó ineficiente para formaciones duras.

Se desarrolló entonces otro método que consistía en enviar un chorro de agua y arena a alta presión hacia el fondo mediante tubería y con orificios dirigidos se permitía que el chorro impactara el casing formando un túnel limpio y casi sin daño, sin embargo era un proceso costoso y lento ya que solo se podía crear un orificio a la vez, resultando un proceso impráctico para grandes intervalos.

Un tercer método desarrollado es el llamado disparo Tipo Jet, el cual requiere del uso de explosivos y cargas moldeadas, procedimiento que se ha generalizado más ampliamente a nivel mundial siendo que aproximadamente un 95% de disparos se realizan usando éste método, éstas cargas pueden ser llevadas al fondo mediante: cable eléctrico, tubería de producción, tubería flexible, etc.

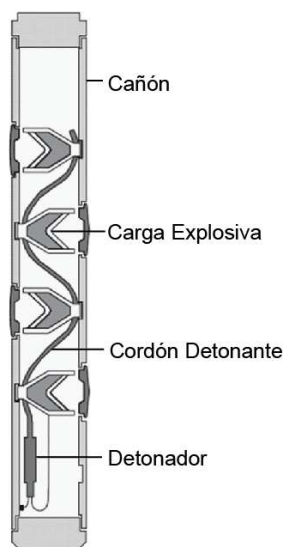
Siendo que los disparos Tipo Jet es el método más ampliamente usado la tecnología avanza en torno al desarrollo de éste método implementando mejoras que permitan obtener un mayor rendimiento en la comunicación entre el pozo y la formación que me permita una adecuada producción de hidrocarburos.

A continuación se describirán más detalladamente conceptos que permitan un estudio y entendimiento más exhaustivo de los Disparos Tipo Jet.

1.2 TREN DE EXPLOSIVOS

El tren de explosivos típicamente está conformado por: un iniciador o detonador que es el que inicia el proceso explosivo, un cordón detonante usado para transmitir la detonación a las cargas a lo largo de la longitud del cañón y las cargas moldeadas que son las que penetran el casing, el cemento y la formación, éstos elementos son mostrados en el Gráfico 1.2.

GRÁFICO 1.2 PARTES DEL TREN DE EXPLOSIVOS.



Fuente: Halliburton

1.2.1 TIPOS DE EXPLOSIVOS

Existen dos tipos: los altamente explosivos, que son los usados en el tren de explosivos y los explosivos bajos.

Una vez iniciada la detonación, los altamente explosivos reaccionan supersónicamente en un proceso llamado: detonación, el TNT (Trinitrotolueno), es un ejemplo de los altamente explosivos, mientras que los explosivos bajos reaccionan subsónicamente en un proceso llamado: deflagración; ésta clase de explosivo, no es frecuentemente utilizado en aplicaciones de cañoneo Tipo Jet, ejemplos de explosivos bajos son: el propelente y las pólvoras.

Los altamente explosivos se pueden dividir en dos categorías: primarios y secundarios.

1.2.1.1 Explosivos primarios.

Éstos son utilizados únicamente como iniciadores, su único propósito es iniciar la detonación, son muy sensibles a fuentes de energía como: calor, llama, fricción, impacto, y descargas eléctricas. Es así, que su utilización requiere de mucho cuidado, por lo que en la actualidad se los está dejando de usar por ser de naturaleza muy sensible.

1.2.1.2 Explosivos secundarios.

Son utilizados en el tren de explosivos como: iniciadores, cordones detonantes y cargas moldeadas. Éstos explosivos son menos sensibles a estimulaciones externas en comparación con los explosivos primarios, permitiendo así una manipulación más segura, sin embargo, por su naturaleza menos sensible presenta una mayor dificultad para iniciar su detonación, pero una vez que lo hacen generan una gran cantidad de energía en microsegundos.

Pese a que el TNT es un explosivo secundario no es usado en la industria petrolera, debido a su baja estabilidad térmica.

Los explosivos secundarios utilizados más ampliamente en la industria petrolera son:

- RDX (Royal Demolition Explosive, Cyclotrimethylene trinitramine),
- HMX (High Melting Explosive, Cyclotetramethylene tetranitramine),
- HNS (Hexanitrostilbene),
- PYX (Picrilaminodinitropiridina, Bis - picrylamino - 3,5 dinitropyridine).

Éstos explosivos difieren en su estabilidad térmica, y permiten ser usados para un amplio rango de temperaturas. La Tabla 1.1 proporciona información adicional acerca de estos explosivos.

TABLA 1.1 EXPLOSIVOS SECUNDARIOS.

Explosivo	Fórmula Química	Densidad (g/cm ³)	Velocidad de Detonación (pies/seg)	Presión de Detonación (MMpsi)
RDX	C ₃ H ₆ N ₆ O ₆	1,8	28700	5
HMX	C ₄ H ₈ N ₈ O ₈	1,9	30000	5,7
HNS	C ₁₄ H ₆ N ₆ O ₁₂	1,74	24300	3,5
PYX	C ₁₇ H ₇ N ₁₁ O ₁₆	1,77	24900	7,7

Fuente: Halliburton

Elaboración: Christian Cevallos

Como se puede ver los explosivos HMX y RMX son los que ofrecen una mayor velocidad de detonación y una buena presión de detonación por lo que son más ampliamente usados.

1.2.2 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA.

La estabilidad térmica de los explosivos es muy importante, ya que éstos son materiales energéticos, cuyas tasas de descomposición son funciones exponenciales de la temperatura. Si sometemos estos explosivos a temperatura ambiente, donde la tasa de descomposición es extremadamente pequeña, la vida útil de estos explosivos puede ser de millones de años, pero el mismo material es sometido a una temperatura de 1500°F reaccionará en microsegundos, presentando además tasas de descomposición intermedias que corresponderán a tiempos de vida entre estos dos extremos.

El Gráfico 1.3, muestra una serie de curvas tiempo-temperatura, las cuáles han sido generadas experimentalmente para proveer una guía que permite controlar la descomposición térmica de varios explosivos, en tanto que, para los explosivos comunes las curvas se encuentran por debajo de los niveles mostrados en el Gráfico 1.3.

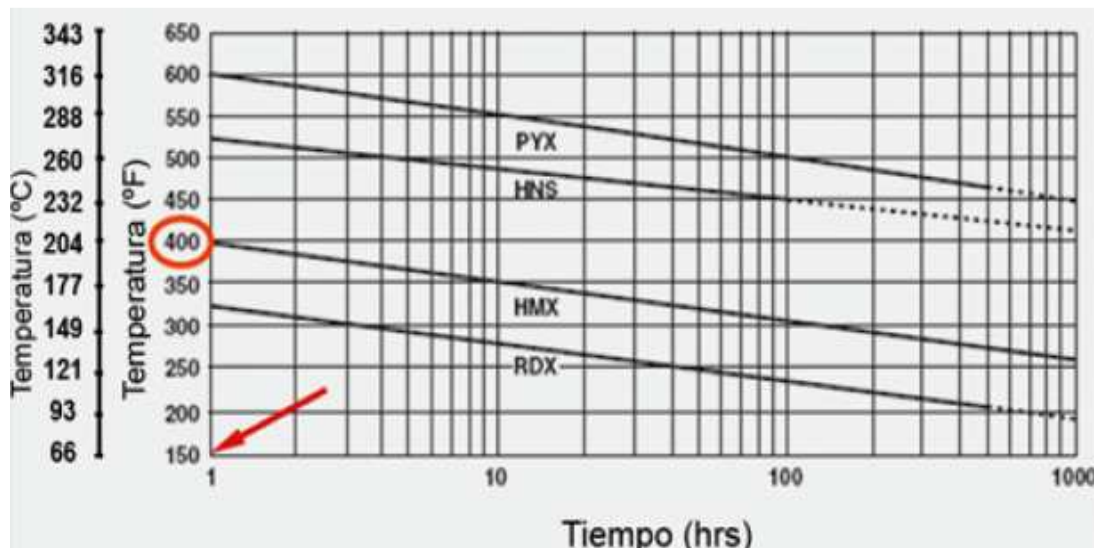
Si la relación tiempo-temperatura es excedida, una descomposición térmica controlada puede o no tener lugar, lo que significa que lo más seguro es que ocurra una explosión. De manera que los límites de tiempo-temperatura no se deberían exceder; además se debe tomar en cuenta que no se ha establecido un factor de seguridad en las curvas, siendo que éste factor debe ser considerado cuando se planea realizar trabajos con material explosivo en el fondo del pozo. Para este planeamiento siempre debe considerarse el valor de la temperatura de fondo del pozo y el tiempo que los explosivos estarán bajo esta temperatura.

Las curvas son aplicables para condiciones donde los explosivos estén expuestos solamente a efectos de temperatura.

Para el caso de sistemas de cañones donde los componentes explosivos son expuestos a condiciones de temperatura y presión la relación de tiempo-temperatura es diferente. Por ejemplo, si el cordón detonante es de HMX y se considera a una temperatura de 400°F (204,4°C) y a presión atmosférica

(14,7 psi) el tiempo de detonación será de 1 hora como se observa con color rojo en el Gráfico 1.3.

GRÁFICO 1.3 CURVAS TEMPERATURA-TIEMPO.



Fuente: Halliburton

Mientras que pruebas de laboratorio muestran que la reacción puede bajar bruscamente a 8 minutos si se consideran condiciones de 400°F (204,4°C) y 15000 psi. De manera que, el incremento de la presión acelera la reacción de descomposición.

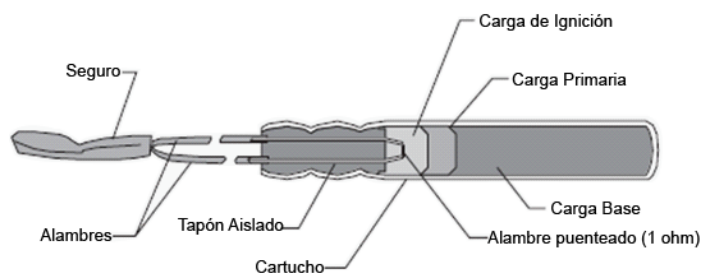
1.2.3 DETONADORES.

Los detonadores que actualmente son usados en sistemas de cañoneo, son de dos tipos: eléctricos y de percusión.

1.2.3.1 Detonadores eléctricos.

Los detonadores eléctricos son utilizados para transportar cañones mediante cable eléctrico, más comúnmente conocidos como: dispositivos electro-explosivos, con sus siglas en inglés (EED), uno de los tipos más simples de detonadores EED son los detonadores no resistorizados (Gráfico 1.4).

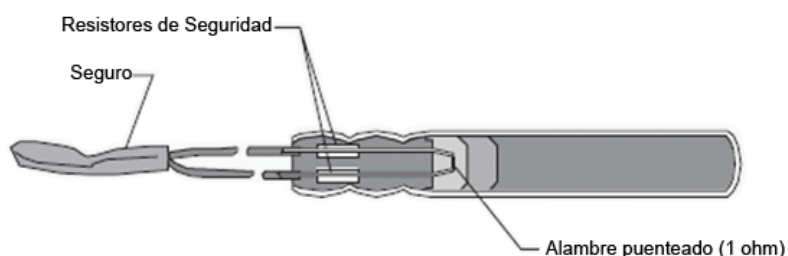
GRÁFICO 1.4 DETONADOR NO RESISTORIZADO.



Fuente: Halliburton

Con una mejora en seguridad tenemos los dispositivos EED resistorizados, que usan resistores de seguridad que me permiten disipar el flujo de corriente de fuentes externas no deseadas (Gráfico 1.5).

GRÁFICO 1.5 DETONADOR RESISTORIZADO.



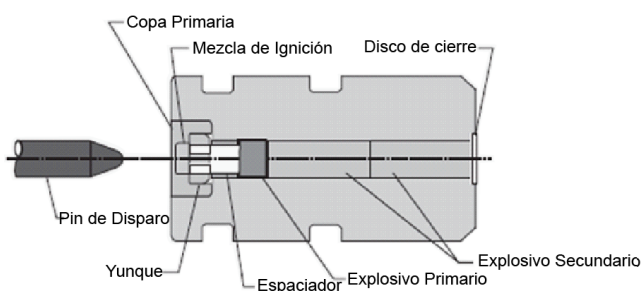
Fuente: Halliburton

Otras mejoras en seguridad de estos dispositivos son la eliminación de explosivos primarios sensibles.

1.2.3.2 Detonadores de percusión.

Estos detonadores son utilizados para transportar cañones mediante tubería de perforación (TCP, Tubing Conveyed Perforating) este tipo de detonadores son activados por un golpe proporcionado por un pin de disparo a una parte sensible del detonador, generando una reacción rápida de los explosivos primarios y secundarios (Gráfico 1.6).

GRÁFICO 1.6 DETONADOR DE PERCUCIÓN.



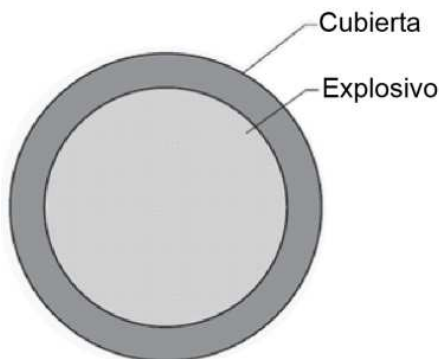
Fuente: Halliburton

Los detonadores de percusión no son de naturaleza eléctrica, por tal razón no presentan susceptibilidad a problemas eléctricos, sin embargo los dispositivos de percusión deben ser manejados con extremo cuidado, ya que son diseñados para activarse por un golpe, la energía típica de impacto que se requiere para su detonación es de aproximadamente 5 a 7 libras-pie.

1.2.4 CORDÓN DETONANTE.

Es usado para transmitir la detonación a lo largo del eje del cañón, permitiendo así que la onda de detonación vaya en secuencia de una carga explosiva a otra. El gráfico 1.7, muestra un corte seccional de un cordón detonante que está formado por el explosivo secundario, el cual se encuentra aislado por una capa de carga protectora. Si la carga protectora es de un solo material éste puede ser plomo o aluminio y si está compuesta por capas de diferentes materiales estos pueden ser de tela trenzada cubierta de plástico. La selección del material de la cubierta es especialmente importante para aplicaciones de cañones expuestos.

GRÁFICO 1.7 CORDÓN DETONANTE.



Fuente: Halliburton

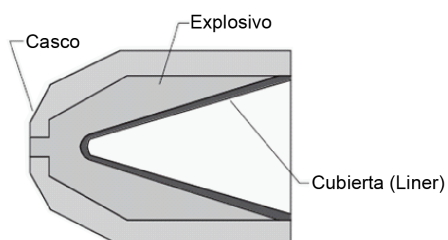
La velocidad de detonación puede variar principalmente debido al cordón detonador. Cordones hechos de HNS y PYX son típicamente lentos, con velocidades de 24900 a 24300 pies/seg. Los cordones de RDX y HMX son más rápidos con velocidades aproximadamente entre 28700 y 30000 pies/seg. Esta característica es importante para evitar interferencia durante la detonación.

1.2.5 CARGAS MOLDEADAS.

Las cargas moldeadas son los componentes encargados de realizar las perforaciones en la formación. La tecnología usada es la misma desarrollada durante la Segunda Guerra Mundial.

Las cargas moldeadas están formadas por tres elementos: el casco, el explosivo y la cubierta (liner), como se muestra en el Gráfico 1.8:

GRÁFICO 1.8 CARGA MOLDEADA.



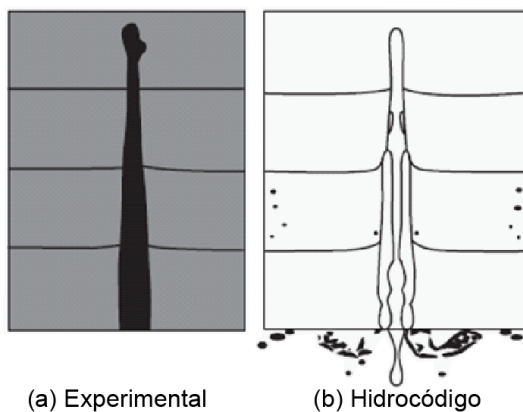
Fuente: Halliburton

Sin embargo, existe una complicación en la física del colapso del liner y en la penetración del blanco, ya que para el desarrollo de las condiciones dinámicas que se presentan durante el colapso y la penetración intervienen una serie de disciplinas tales como: elasticidad, hidrodinámica, fracturas mecánicas y caracterización de materiales.

Sin embargo, no ha sido sino hasta que se desarrolló la introducción de códigos en súper computadoras llamados: hidrocódigos que se ha podido estudiar el colapso y las perforaciones en mayor detalle, permitiéndose así observar el desarrollo de los eventos de explosivos de microsegundo a microsegundo.

El Gráfico 1.9, muestra la predicción de la penetración del jet sobre un objetivo de acero comparándolo con el perfil de una penetración experimental.

GRÁFICO 1.9 PENETRACIÓN DEL JET.



Fuente: Halliburton

La concordancia es virtualmente exacta demostrándose que el modelo físico del proceso de penetración con hidrocódigos es correcto, siempre que la dinámica y propiedades del material, tanto de la carga moldeada, como del blanco estén bien identificados.

1.2.5.1 Colapso del liner y Formación del jet.

El proceso del colapso del liner y la formación del jet comienza en la base de la carga, la onda de detonación pasa a través de la carga liberando energía química del explosivo sólido.

La alta presión de los gases en la parte frontal de la detonación que es de aproximadamente 3 a 5 MM psi aplica una fuerza excesiva a la cubierta metálica y lo obliga a colapsarse a lo largo del eje de simetría, dependiendo de la forma y del material del liner de la carga, diferentes colapsos y características de penetración resultarán, la diferencia de presión entre la punta y a cola del liner provocan un jet alargado.

1.2.5.2 Cargas de Alta Penetración, DP (Deep Penetration).

En estas cargas la geometría del liner es cónica y producirá un jet estrecho, alargado y fino. La penetración es relativamente profunda y el diámetro del agujero es pequeño (Gráfico 1.10).

El liner está formado por varias mezclas de metal pulverizado, el cual colapsa formando el jet que produce el túnel, dejando una mínima cantidad de residuos (debris) producto del disparo tomando en cuenta que la mayoría del residuo generado será del casco.

Para el caso de un casco de zinc los residuos se desintegrarán formándose prácticamente polvo, el cual podrá ser evacuado fácilmente, mientras que para un casco de acero se formarán residuos más grandes, parte del cuál será evacuada y parte se quedará en el tubo o capsula.

GRÁFICO 1.10 LINER DE CARGAS MOLDEADAS DP

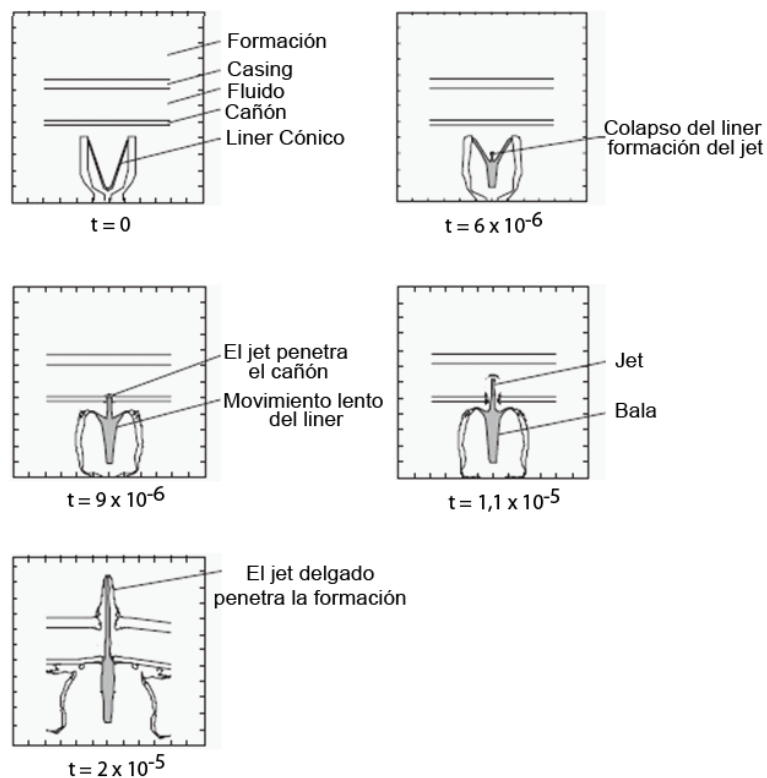


Fuente: Halliburton

El pico de presión de colapsamiento en la línea central alcanza aproximadamente 29 MM psi y decae hasta alrededor de 2,9 MM psi. Las velocidades en la punta del jet pueden llegar hasta 26 M pies/seg para un liner de cobre.

El 20% que constituye el liner forma el jet de alta velocidad y el 80% restante pasa a ser de movimiento lento que generalmente no contribuye a la penetración (Gráfico 1.11).

GRÁFICO 1.11 COLAPSAMIENTO DEL JET EN CARGAS MOLDEADAS DP



Fuente: Halliburton

1.2.5.3 Cargas de Hueco Grande, BH (Big Hole).

La geometría del liner de la carga es parabólica o hemisférica como se muestra en el Gráfico 1.12.

GRÁFICO 1.12 LINER DE CARGAS MOLDEADAS BH



Fuente: Halliburton

Son usadas para maximizar el rendimiento de la densidad de disparos o el área total de flujo.

Este tipo de liner producirá un jet de movimiento lento, ya que acarreará mayor masa, formándose una perforación poco profunda. Sin embargo, el diámetro del hueco creado en el revestidor durante la perforación será relativamente grande.

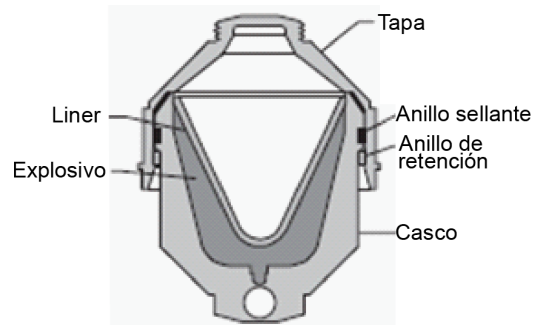
La presencia de fluido en el anular proporciona una resistencia natural que acelera la formación del jet, es así que para un diseño apropiado del liner, se deberá encontrar un balance entre el diámetro y la velocidad en el momento del impacto con el revestidor, de manera que para el diseño de una determinada carga existe una óptima "longitud focal" para cargas BH que producirán un hueco más uniforme y profundo; se recomienda en lo posible alinear y centralizar las cargas para obtener un mejor resultado.

1.2.5.4 Avances en la tecnología de cargas moldeadas.

Se han registrado muchos avances recientes en cargas moldeadas referente a las técnicas de fabricación de las cargas, la metalúrgica y en la ciencia de los materiales.

La importancia del liner para un mejor rendimiento de las cargas no puede ser sobreestimado ya que el liner es el elemento más importante para el diseño y precisión de las cargas moldeadas, las características de un buen liner son: alta densidad, altamente moldeable y alta velocidad de reacción (Gráfico 1.13).

GRÁFICO 1.13. CARGA MOLDEADA



Fuente: Halliburton

Las cubiertas para cargas de alta penetración DP, son realizadas con una mezcla de metales como el cobre y tungsteno que son sus principales componentes, tomándose en cuenta que en la actualidad el porcentaje de tungsteno ha ido aumentando (sobre el 55%) por presentar una mayor profundidad de penetración en formaciones duras.

Las cubiertas para BH son fabricadas de láminas compuestas de metales dándole su respectiva forma, aleaciones de Cobre y Zinc son las más populares, pero otros materiales como el aluminio están siendo investigados.

Dependiendo del material del casco resultarán diferentes tamaños de escombros (Gráfico 1.14).

GRÁFICO 1.14 ESCOMBROS GENERADOS POR EL CASCO DE CARGA BH.



Fuente: Halliburton

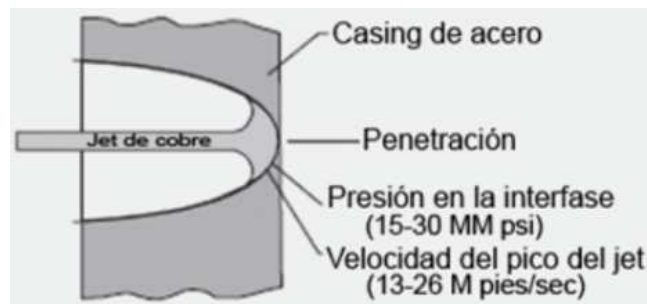
1.3 EL PROCESO DE PENETRACIÓN.

La penetración tipo jet de las cargas moldeadas ocurre cuando el material del liner es empujado radialmente, éste proceso es análogo al chorro de alta presión de

agua penetrando un bloque de gelatina. La dureza de la gelatina es tan baja que prácticamente no ofrece resistencia al chorro de agua. El material no es removido, solo desplazado radialmente dejando un hueco.

Esencialmente el mismo proceso ocurre con una carga moldeada penetrando a un blanco, solo que a presiones demasiado altas. Por ejemplo, la presión de impacto generado por un jet de cobre contra el revestidor es aproximadamente de 15 a 30 MM psi, en tanto que la máxima resistencia que ofrece el casing es alrededor de 0,1 MMpsi (ver Gráfico 1.15). Aún si el material fuera tan fuerte como el acero la resistencia que ofrecerá será muy débil comparada al esfuerzo resultante causado por el impacto a alta velocidad del jet.

GRÁFICO 1.15 IMPACTO DE UN JET DE COBRE SOBRE EL CASING.



Fuente: Halliburton

La temperatura juega un papel insignificante en el proceso de penetración, no solo porque este proceso suceda tan rápido que no exista una significativa transferencia de calor, sino que además la temperatura también es baja, alrededor de 750 a 1100°F, la cuál es más baja que el punto de fusión de materiales como el acero (1400°C ó 2552°F).

Los estudios realizados han mostrado que los disparos se ven afectados y son función de varios factores como:

- El incremento de la dureza de la formación a ser atravesada que provoca una disminución de la longitud de las perforaciones.

- El diseño de la carga y el tipo de objetivo a atravesar, ya sea en objetivos de concreto o en la arena Berea (arena comúnmente usada como blanco para estudios de este tipo de cargas).
- La fuerza de compresión efectiva de la formación en condiciones de fondo, la cual actúa sobre la roca y la hace más fuerte y por lo tanto más resistente a la penetración.

En resumen, se conoce que algunos factores reducen las penetraciones tipo jet en la formación a condiciones de fondo, las cuales se las puede comparar con los datos obtenidos de los disparos realizados sobre el concreto en superficie.

La Tabla 2.2, nos presenta datos de laboratorio realizadas con una carga típica, en la cual se observa que las penetraciones decrecen en condiciones de fondo.

TABLA 2.2. DATOS DE LABORATORIO PARA UNA CARGA MOLDEADA CONVENCIONAL.

Objetivo	Fuerza de Compresión (psi)	Estrés Efectivo (psi)	Penetración (in)	Comentarios
Concreto	6600	0	15,49	Disparos realizados en superficie sobre concreto
Arena Berea	7000	100	10,25	La reducción es causada por el cambio del material del objetivo.
Arena Berea	7000	1500	9,21	La reducción es causada por el incremento del estrés efectivo.
Arena Nugget	1300	100	6,68	La reducción es causada por la alta dureza del objetivo

Fuente: Halliburton

Elaboración: Christian Cevallos

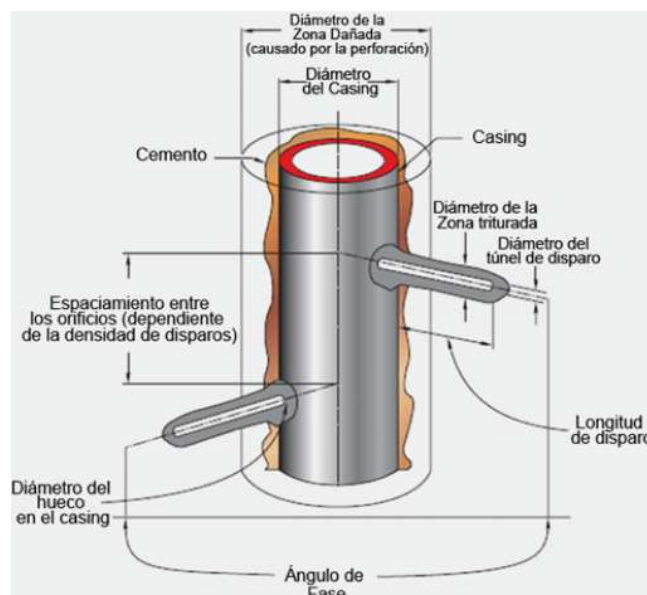
Finalmente una relación aceptada por muchos investigadores y usada en varios programas de análisis nodal que permiten predecir la longitud de penetración en los disparos a condiciones de fondo es: por ejemplo, para el caso de un objetivo de Berea, los disparos representarán el 70% de la longitud de las perforaciones sobre concreto en la superficie, es decir que al valor resultante sobre concreto se la debe multiplicar por un factor de 0,7 para estimar así la longitud de la perforación que se tendría en un blanco de Berea.

1.4 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL SISTEMA DE DISPAROS.

Para poder realizar un diseño adecuado del sistema de disparos es importante tomar en cuenta los factores geométricos que afectan su adecuado rendimiento es así que resulta importante conocerlos, entre estos factores tenemos (ver Gráfico 1.16):

- Ángulo Fase.
- Longitud del túnel de perforación.
- Diámetro de la zona compactada.
- Diámetro de la zona dañada.
- Diámetro de las perforaciones, etc.

GRÁFICO 1.16 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL SISTEMA DE DISPAROS.



Fuente: Halliburton

Una buena geometría del pozo nos permite que todos los parámetros de disparos puedan ser optimizados.

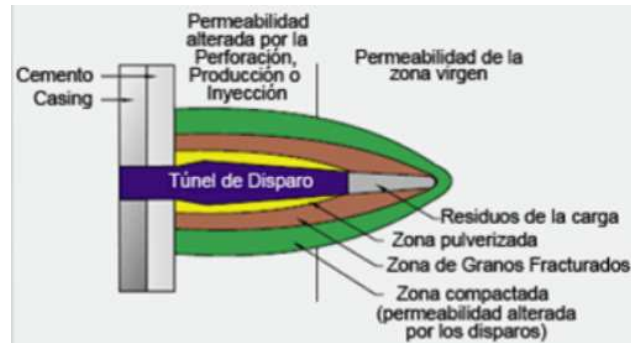
1.4.1 ZONA DAÑADA

Ésta zona se verá afectada prácticamente por los siguientes eventos:

1.4.1.1 Daño causado por los disparos.

Durante el proceso de disparos tipo jet se produce un daño en la roca matriz alrededor del túnel de perforación como se muestra en el Gráfico 1.17.

GRÁFICO 1.17 DAÑOS EN LA FORMACIÓN.



Fuente: Halliburton

El área alterada llamada también zona dañada (crushed and compacted), es el resultado del impacto producido por la alta presión durante los disparos.

La zona dañada consiste de los granos triturados y compactados formando una capa de aproximadamente de 0,25 a 0,5 pulgadas alrededor del túnel de perforación, el grosor de la zona dañada no es uniforme y decrece a lo largo del túnel de perforación. Algunas evidencias muestran que las Cargas de Hueco Grande pueden causar un daño de 1 pulgada alrededor del túnel de perforación, además, estudios de laboratorio indican que la permeabilidad de la zona dañada puede ser del 10 a 20% de la permeabilidad de la zona virgen, por esta razón es muy importante realizar un buen diseño de los disparos para causar un mínimo daño sobre el pozo (ver Gráfico 1.18).

GRÁFICO 1.18 GRANOS DE LA FORMACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LOS DISPAROS.



Fuente: Halliburton

El daño es un factor muy importante a considerar, razón por la cual se busca el desarrollo de métodos que reduzcan el daño durante los disparos mejorando ya sea el diseño o composición de las cargas y mediante el uso de técnicas como.

- Disparos a Bajo Balance, en la cual el operador trata de remover el daño mediante una limpieza efectiva de la formación.
- Disparos en Sobre Balance Extremo, en la cual se intenta inducir daño a las perforaciones mediante micro facturas que atraviesen la zona dañada, las presiones de sobre balance pueden ser proporcionadas por el pozo en sí, presurizando con N_2 o mediante el uso de cargas con propelente.

1.4.1.2 Daño causado por el Fluido de Terminación.

El fluido de terminación es un factor muy importante a considerar, por su influencia en el rendimiento de las cargas y productividad del pozo al momento de los disparos, es así que debe tratarse de un fluido limpio, de lo contrario la presencia de algún material extraño podría causar que el jet empuje éste material dentro de la formación resultando un pequeño taponamiento.

Al momento de los disparos se generan gases asociados con la explosión, lo que provocaría que el frente de fluido sea lanzado dentro del túnel de perforación, creándose momentáneamente una condición de sobre balance dónde las partículas serán adheridas en el interior del túnel, alterando la geometría radial del flujo y afectando así la productividad del pozo.

1.4.1.3 Daño generado por el Lodo de Perforación.

En el proceso de perforación del pozo resulta casi inevitable el inducir daño a la formación, que viene asociado al taponamiento de los poros alrededor del pozo.

Una de las razones es la tendencia que existe al usar lodos que permitan una perforación rápida, segura y económica; sin tomar en cuenta los efectos que éste puede causar sobre la productividad del pozo.

Pese a que el lodo tiene la propiedad de formar una costra o película que impide una invasión masiva del fluido hacia la formación es inevitable que ocurra, es así

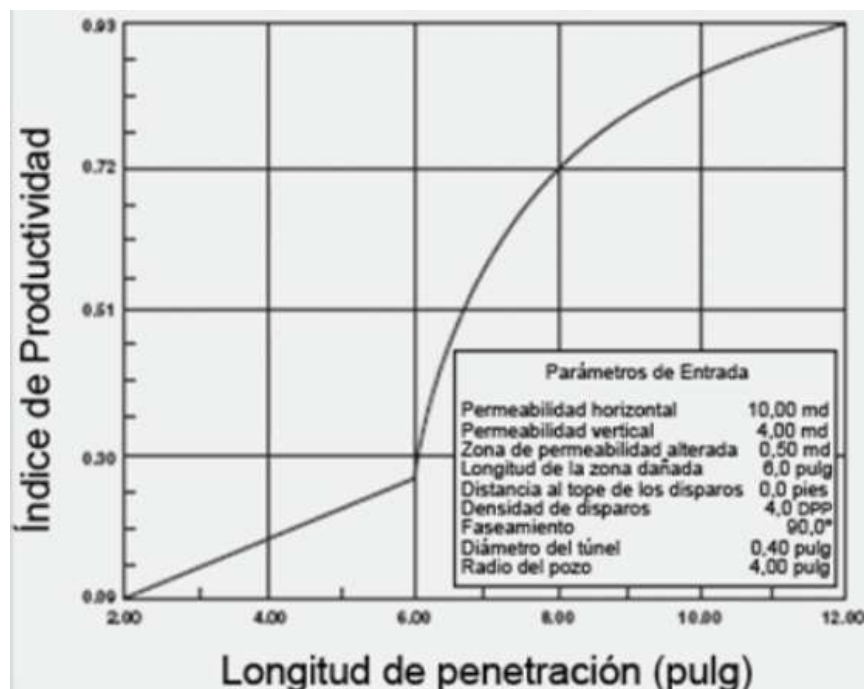
que se vuelve un reto durante las operaciones de disparos atravesar ésta zona dañada.

1.4.2 EFECTO SKIN DE LOS DISPAROS.

Los disparos que llegan más allá de la zona dañada pueden incrementar grandemente la productividad del pozo. La invasión del lodo de perforación, la vibración, los sólidos de la perforación, los residuos del cemento causan emulsiones y desestabilizan la formación reduciendo la permeabilidad cercana al pozo en forma permanente o temporalmente.

El Gráfico 1.19 es un ejemplo que muestra el incremento que se da en el índice de productividad si la profundidad de los disparos va más allá de la zona dañada.

GRÁFICO 1.19 VARIACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD EN LA LONGITUD DE LAS PERFORACIONES.



Fuente: Halliburton

Sin embargo en la mayoría de los casos la profundidad de los disparos es incierta, pero los datos de la resistividad de los registros eléctricos a hueco abierto pueden ser usados como una primera aproximación.

El ingeniero podrá comparar las curvas de resistividad somera, media y profunda, obteniendo información al menos de la zona invadida.

Por ejemplo, si las curvas de resistividad media y profunda nos da esencialmente iguales valores y comparándolos con los valores de la curva de resistividad somera (que tiene un radio de investigación aproximadamente de 1”) obtenemos valores significativamente diferentes esto quiere decir que la profundidad de la zona invadida se encuentra entre el radio de investigación de la somera y la media.

1.4.2.1 Índice de Productividad (IP).

Es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, se lo representa matemáticamente por:

$$IP = \frac{q_{sc}}{\Delta P} = \frac{q_{sc}}{P_r - P_{wf}} \quad (1.1)$$

Donde,

q_{sc} = Caudal de fluido producido, (bls).

P_r = Presión del reservorio, (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, (psi).

Las unidades del IP típicamente son: bls/día*psi

1.4.2.2 Eficiencia de Flujo (FE).

Es una medida de la condición del pozo dañado o estimulado, se lo representa como la relación entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal que podría resultar si el pozo no estuviese dañado o estimulado.

$$FE = \frac{IP_{real}}{IP_{ideal}} \quad (1.2)$$

Un pozo dañado con una eficiencia de flujo de 0.1 está produciendo alrededor de 10% de fluido que se tendría si el daño fuera removido con una caída de presión dada, es decir, el efecto del daño hace que se pierda alrededor de 90% de la producción con respecto a lo que se produciría en una condición ideal.

Un pozo estimulado con una eficiencia de flujo de dos está produciendo dos veces más fluido al que se tendría si el pozo no fuese estimulado.

La penetración del punzado es función de las propiedades de la roca y la fuerza compresiva es una de los más importantes, la eficiencia del flujo es función de la penetración, longitud y forma del túnel, densidad, fase de los punzados y dimensión del hueco de entrada.

1.4.3 ÁNGULO FASE.

El ángulo fase entre las cargas es a menudo una variable no muy considerada, aún cuando su importancia es muy significativa en muchas formaciones ya sea que se haya elegido un sistema de cañoneo con tubería o cable eléctrico, si se elige un ángulo fase de 0° , es decir que todos los disparos se encuentren localizados en el mismo plano y se descentraliza el cañón hacia donde se realizarán los disparos, se tendrá una máxima profundidad de disparos en la formación.

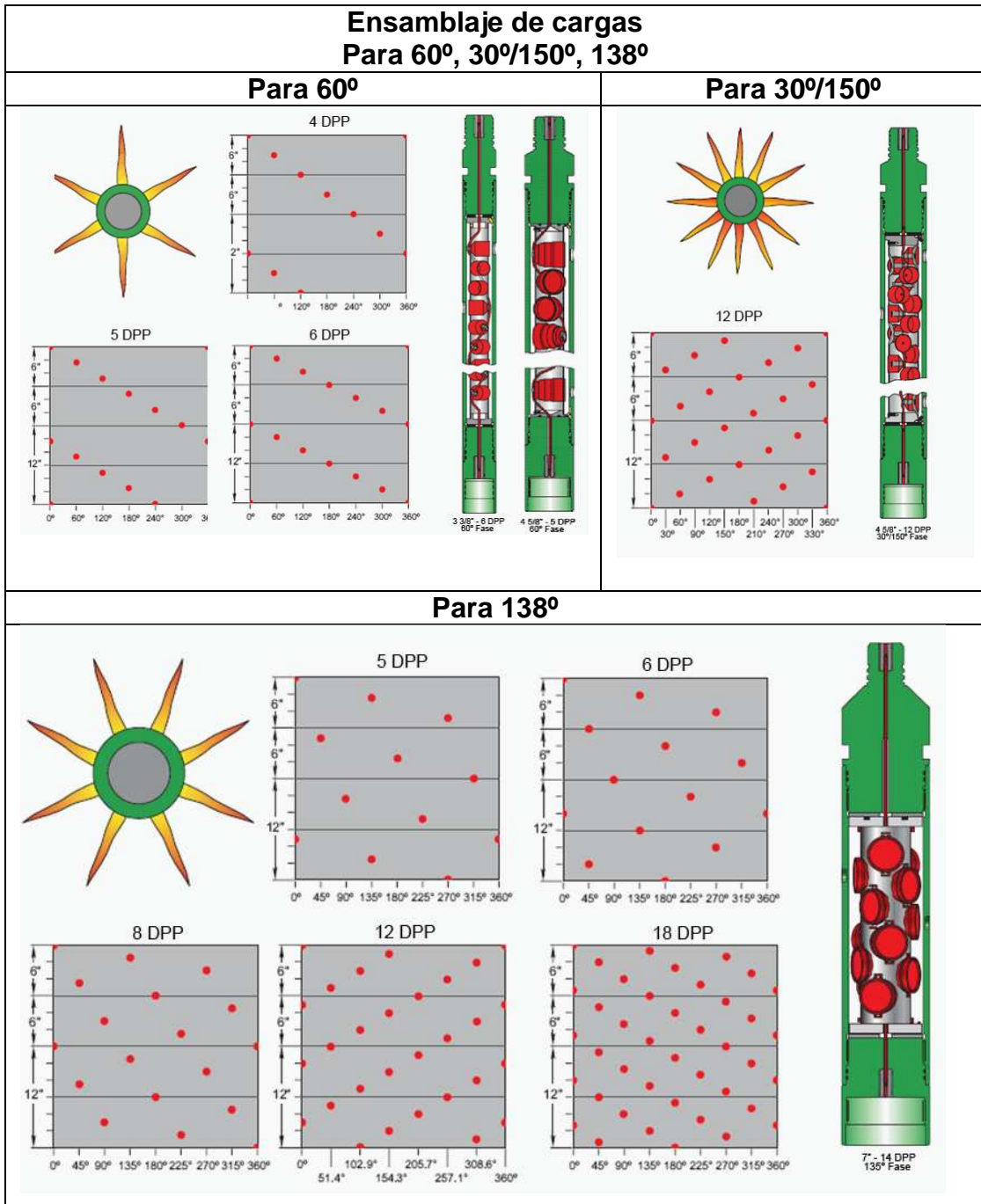
El porcentaje de productividad se reducirá (típicamente de 5 a 10 %) debido a que el camino que el fluido de la formación tendrá que atravesar hasta entrar en el pozo será más tortuoso.

Para formaciones donde las fracturas naturales sean predominantes es recomendable escoger un arreglo de fase en varias direcciones de manera que exista una mayor probabilidad de conectar los disparos con las fracturas.

Existen arreglos de: 0° , 25° , $7^\circ/128^\circ$, 5° , $30^\circ/150^\circ$, $45^\circ/135^\circ$, $51,4^\circ/154,3^\circ$, $60^\circ/120^\circ$, 90° , 120° , 138° , $140^\circ/160^\circ$ y 180° .

En el Gráfico 1.20, se presentan algunos arreglos de ángulos fase conocidos, los más usados son los de 60° :

GRÁFICO 1.20 ÁNGULOS FASE



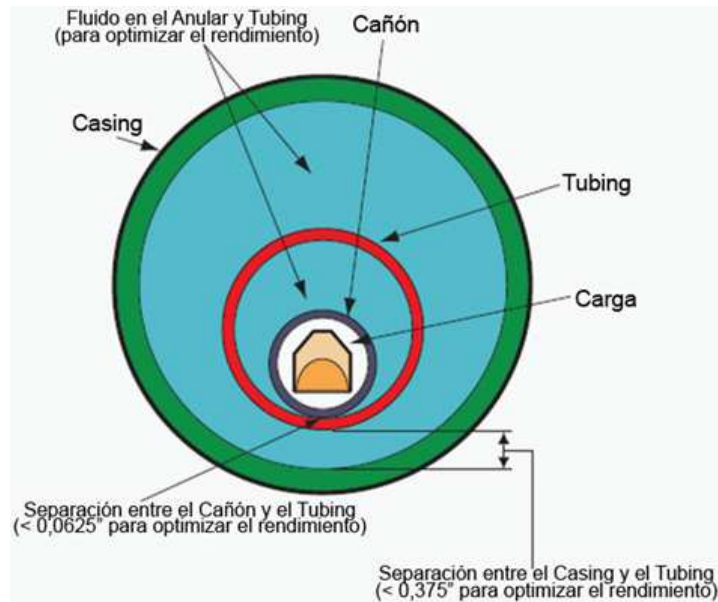
Fuente: Halliburton

1.4.4 SEPARACIÓN (CLEARANCE).

La separación se refiere a la descentralización o separación entre la pared interna del casing y la carga (ver Gráfico 1.21) el cuál es un parámetro manejable que se lo deberá usar con criterio, es decir se lo debe tomar en cuenta al momento del diseño del sistema de cañoneo, ya que influye en el diámetro del hueco a la

entrada del túnel generado por el disparo que es el área expuesta al flujo en un disparo.

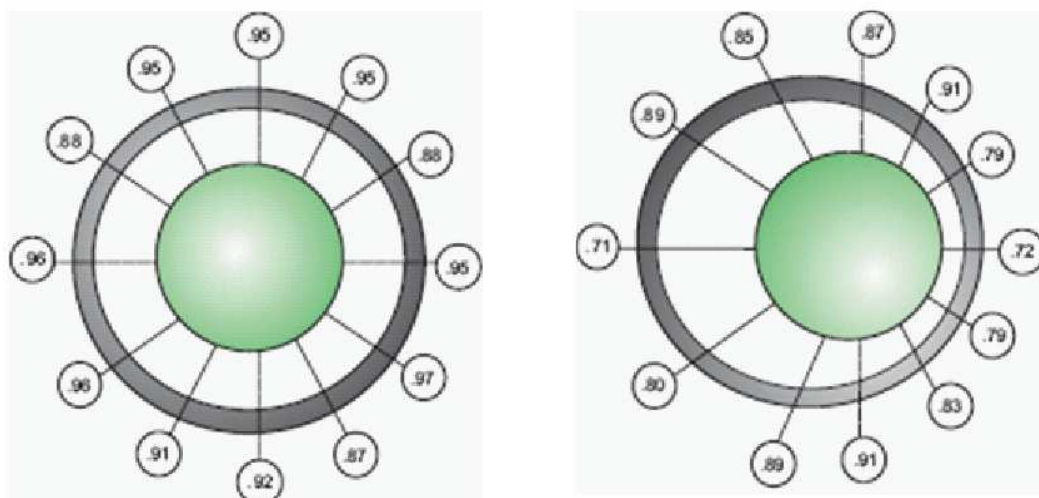
GRÁFICO 1.21 SEPARACIÓN ENTRE EL CASING Y EL CAÑÓN



Fuente: Halliburton

La separación entre el cañón y el diámetro interno del casing es importante para el desarrollo del jet en las cargas BH, por lo tanto se recomienda la centralización del cañón ya que de no ser así se podría disminuir el rendimiento de las cargas como se muestra en el Gráfico 1.22.

GRÁFICO 1.22 CAÑÓN CENTRALIZADO Y DESCENTRALIZADO CON EL CASING.



Cañón Centralizado

Cañón no Centralizado

Fuente: Halliburton

Aquí se muestra que existe una reducción del área total de flujo de un 25 a 30%, producto de la descentralización entre el diámetro interno del casing y el cañón.

1.4.5 DENSIDAD DE DISPAROS.

Se refiere al número de disparos por pie que se realizan en una operación de cañoneo, éste es un factor muy importante a ser tomado en cuenta, ya que por ejemplo: Los cañones con un ángulo fase de 0° indican que los disparos se realizarán en un mismo plano por lo que ésto debilitará el casing haciéndolo colapsar.

Una efectiva densidad de disparos no solo dará al flujo de fluido de la formación más caminos por donde fluir hacia el pozo, sino que también permitirá establecer contacto con capas hidrocarburíferas adyacentes.

Algunos pozos son cañoneados en solo una parte de la zona de interés debido a impedimentos geológicos o de perforación, o por tratar de impedir el influjo de agua o gas, esta técnica se conoce como completaciones parciales. Esta operación causará una disminución de la productividad del pozo.

1.5 SISTEMAS DE CAÑONEO.

El Gráfico 1.23, muestra los tres tipos generales de sistemas de cañones usados en la industria actualmente: de tapas (ported), de tubos (scaloped) y de tipo cápsula (capsule). Tanto el de tapas como el de tubos pertenecen a la familia de las llamadas cañones de revestimiento (hollow carrier guns). Estos cañones son de paredes reforzadas y selladas de forma tubular con conductos que permiten transportar el tren de explosivos dentro de ellos, que ayuda a proteger los explosivos del ambiente que rodea al pozo, los más usados en disparos con TCP son los de tubos.

1.5.1 CAÑONES DE TAPAS.

Poseen una ventaja económica ya que pueden ser reusables hasta 100 veces, sin embargo debido al sistema de cargado y reposición de las tapas, siempre existe la posibilidad de que les entre fluido del pozo cuando es enviado al fondo y no

detonen, siendo también que al estar sumergida en el fluido y dispararse pueden romperse, quedando atascadas dentro del casing.

1.5.2 LOS CAÑONES DE TUBOS.

Son usados en la mayoría de condiciones de pozo, se bajan principalmente mediante tubería de producción (Tubing Conveyed Perforating, TCP) y se encuentran disponibles en una gran variedad de tamaños. Soportan condiciones de hasta 30000 psi y 500°F, siendo que los cañones pueden ser corridos por cable o tubería.

Son menos susceptibles a la entrada de fluido del pozo comparado con los cañones de tapas. Éstos son a menudo disparados desde la parte superior. En especial se deben usar este tipo de cañones para intervalos mayores a 2700 pies en los cuales se pueden acoplar mecanismos de detonación mecánica, hidráulica o eléctrica.

Los cañones de revestimiento también permiten absorber el impacto causado al momento de la detonación protegiendo el casing de un daño potencial. También retienen una cantidad significativa de escombros producto de la detonación.

1.5.3 LOS CAÑONES DE TIPO CÁPSULA.

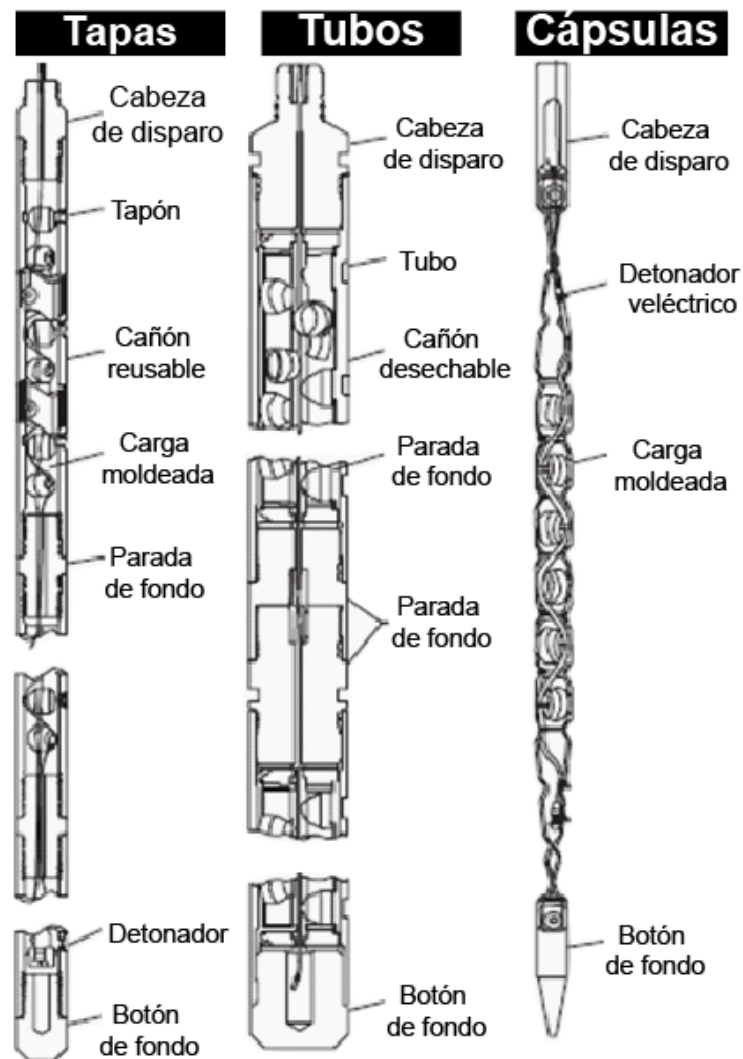
Consisten en cargas que son encapsuladas dentro de una capa protectora. Las cargas son fijadas a un fleje para ser bajadas con cable eléctrico, dado que no consiste de cañones encapsulados dentro de tubos, las cargas pueden ser tan grandes como aquellas usadas en cañones de tubos y aún así pasar a través de la tubería.

La principal desventaja del sistema de cañones tipo cápsula es que el detonador y el cordón detonante se encuentran expuestos al fluido que rodea el pozo.

La invasión de fluido puede ocurrir en la interface del detonador y el cordón detonante, por lo que se requiere el uso de técnicas especiales de envolturas.

El rendimiento de este tipo de cargas es impresionante, pero la complejidad mecánica del equipo y los escombros resultantes pueden ser indeseables.

GRÁFICO 1.23 SISTEMAS DE CAÑONEO.



Fuente: Halliburton

1.6 MEDIDAS DEL RENDIMIENTO DE LAS CARGAS.

Para evaluar el rendimiento de las perforaciones jet y del sistema de cañones, se han desarrollado una serie de pruebas estándar por la industria, las que se describen en el registro API RP - 19B (ver Anexo 1). Éstas pruebas permiten una justa comparación de las diferentes cargas y sistemas de cañones tanto así que el operador pueda elegir los explosivos y el equipo mecánico adecuados para las operaciones de disparos. Consta de cuatro secciones descritas a continuación.

Sección 1: Evalúa el rendimiento de sistemas de múltiples disparos para un blanco de concreto. La mínima fuerza de compresión del concreto es de 5000 psi

y el grado del casing L-80. La prueba se la realiza a temperatura ambiente y a presión atmosférica. Los datos registrados incluyen penetración y diámetro del agujero en el casing. Esta sección puede considerar los efectos de interferencia entre carga y carga. Esta interferencia se da cuando fragmentos del casco de una carga al ser detonada impacta a la carga adyacente interfiriendo con el desarrollo del jet, especialmente en sistemas de cañones de alta densidad en la que los cañones se encuentran cerca el uno del otro. Ésta prueba es la más económica y la más ampliamente utilizada. Sin embargo es la que menos simula las condiciones reales del pozo, además de que no existe la presencia del fluido de pozo, ni se encuentra a las condiciones de compresión de la roca (Ver Anexo 1).

Sección 2: Esta prueba evalúa la penetración en un blanco de Berea en condiciones hidráulicas de compresión de 3000 psi. Esta prueba es solamente usada para cargas de penetración profunda. Se especifican los dos diámetros del objetivo para considerar los efectos de los límites externos en la perforación: 4" de diámetro para cargas de 15 gramos o menos y 7" para cargas que exceden los 15 gramos. La prueba es de un solo disparo y se realiza a temperatura ambiente.

Sección 3: Esta prueba evalúa el cambio del rendimiento de las perforaciones después de exponerlas a elevadas temperaturas por tiempos determinados. Esta es una prueba de múltiples disparos realizados a presión atmosférica usando blancos de acero. Después de los disparos los datos de éstas penetraciones son comparadas a datos de las penetraciones de cargas que no han sido sometidas a elevadas temperaturas. Este proceso permite obtener una medida de la degradación de la carga después de haber sido expuestas a condiciones de alta temperatura.

Sección 4: Esta prueba provee una medida del desempeño del flujo a través del túnel de perforación bajo condiciones simuladas de fondo. Es la más representativa de las cuatro pruebas mencionadas, sin embargo es también la más costosa y usada solamente de forma limitada. La prueba es de un solo disparo en la que el objetivo es una muestra (core) actual del pozo. Se aplican tres presiones como parte de esta prueba:

- Presión de poro para simular la presión del reservorio (1500 psi).
- Una presión de confinamiento externa sobre el core para simular la compresión de sobrecarga (overburden stress) que se ejerce sobre el túnel de disparo (4500 psi).
- Una presión de pozo para simular los efectos de los disparos a bajo balance (1000 psi).

Esta combinación de presiones provee una compresibilidad efectiva de la roca de 3000 psi y 500 psi de bajo balance.

1.7 PERFIL DE CONSOLIDACIÓN.

El perfil de consolidación está en función de la densidad del grano y del tiempo de tránsito, parámetros propios de la formación y que pueden ser tomados de los registros eléctricos.

La densidad de los granos se mide en g/cm^3 , el tiempo de tránsito se mide en $\mu\text{seg/pie}$ ambos valores los podemos tomar del registro de densidad y registro acústico respectivamente, registros eléctricos que son corridos en el pozo después de la perforación.

Los rangos de valores que nos permiten determinar si se trata de una arena consolidada o no consolidada se presentan en la Tabla 1.3:

TABLA 1.3 PERFIL DE CONSOLIDACIÓN.

Tiempo de Tránsito ($\mu\text{sec/pie}$)	Densidad (g/cm^3)	Tipo de Arena
< 100	>2,4	Consolidada
>100	<2,4	No Consolidada

Fuente: Halliburton

Elaboración: Christian Cevallos

La consolidación de la arena es un factor importante que se debe tomar en cuenta en el momento de los disparos ya que de tratarse de rocas altamente consolidadas, la penetración de los disparos puede reducirse hasta en un 75% en relación con los resultados obtenidos de la prueba API Sección I que se realizan sobre concreto.

Aplicaciones en Formaciones Consolidadas

Debido a la consolidación de la arena es posible:

- Cañonear y producir simultáneamente para evaluar el pozo.
- Cañoneos próximos a zonas de agua.
- Aperturas del túnel (95% exitosas).
- Estimulación Cercana (poca penetración): (de 45 - 50% exitosas).
- Método de preparación pre-fractura (utilizado en el caso que se desee realizar facturas).
- Puede ser utilizado para limpiar los residuos del túnel.
- Aplicable también en pozos horizontales a hueco abierto y entubado.

Debido a que en arenas no consolidadas se pueden producir arenamientos se han desarrollado nuevas tecnologías que ayudan a prevenir este problema, usando cargas especiales.

Aplicaciones en Formaciones no Consolidadas

Debido a la no consolidación de la arena es posible:

- Una mejor limpieza, con un efecto de limpieza que permite auxiliar la limpieza de los túneles.

1.10 DISPAROS EN BAJO BALANCE

Los disparos en bajo balance se refieren a los disparos en la cual la presión en el pozo es menor que la presión en la formación. Cuando se usa apropiadamente esta técnica el resultado es una mayor producción.

Los disparos en bajo balance crea un ambiente donde el flujo de fluido que proviene de la formación al pozo se da inmediatamente, lo cual es preferible a tener la condición de sobre balance en el pozo donde los fluidos de la formación y los residuos producidos por los disparos continuarán en la formación. En el momento de los disparos la presión diferencial creada en el pozo ayuda a limpiar las perforaciones y a remover los escombros generados por los disparos. Los factores que intervienen para tener la condición de bajo balance que permita la

remoción y limpieza de los escombros y de otros mecanismos de daño en las cercanías del pozo son: el tipo de fluido de la formación y la permeabilidad del reservorio (ver Gráfico 1.24).

GRÁFICO 1.24 DISPAROS EN BALANCE, BAJO BALANCE Y SOBREALANCE



Fuente: Halliburton

Los disparos en bajo balance nos permiten:

- Mejorar la eficiencia de flujo.
- Minimiza la invasión de los fluidos.
- Incrementar la eficiencia en la longitud de los disparos y el área de flujo.

1.11 DISPAROS EN SOBRE BALANCE EXTREMO.

En muchas formaciones de baja permeabilidad, las presiones remanentes son insuficientes para una limpieza efectiva de las perforaciones. En otras instancias el aporte de la formación es cuestionable y el riesgo de que los cañones se adhieran al casing debido a los altos niveles de sobre balance es alto, lo que hace de ésta operación de disparos en sobre balance extremo muy riesgosa.

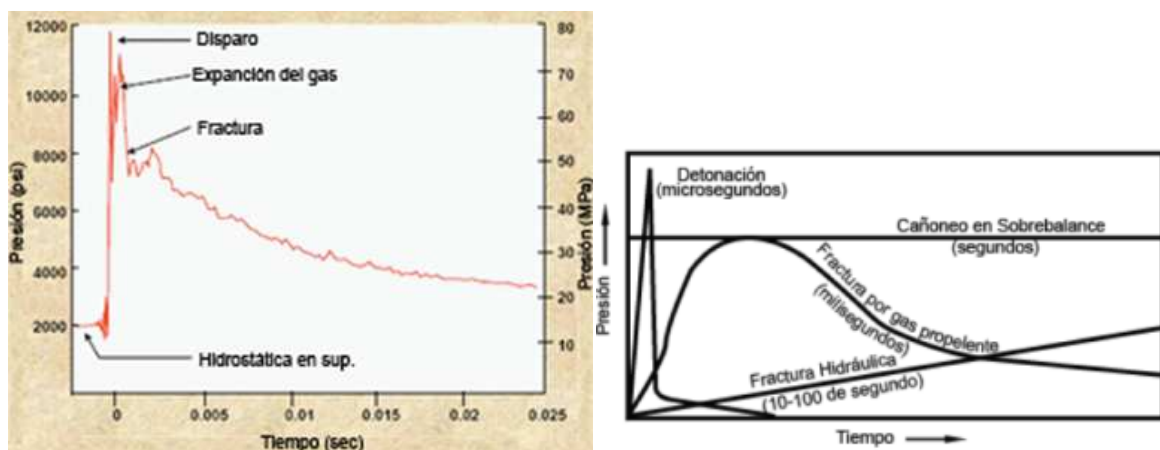
Ésta es una técnica de estimulación en la cercanía del pozo, usada en conjunto con operaciones de cañoneo, éste método ha ido ganando popularidad en los últimos años debido a que muchos pozos no pudieron ser cañoneados efectivamente con técnicas de disparos en bajo balance.

Los disparos en sobre balance extremo también proporcionan rupturas (breakdown) en la formación que sirven como preparación para métodos de estimulación futuros por lo tanto eliminan la necesidad del uso de métodos convencionales de rupturas a la formación.

Durante los trabajos de disparos en sobre balance extremo, la tubería se presuriza a niveles de sobre balance usando la compresibilidad que el gas posee, que es relativamente mayor a la que el líquido en volúmenes pequeños proporciona. El gas posee altos niveles de energía acumulada; la expansión del gas se usa en el instante de la detonación para fracturar la formación proporcionando vías alternativas al fluido a lo largo de todo el intervalo (ver Gráfico 1.25), es evidente la formación de un pico de presión en éste instante.

La alta rata de flujo generada a través de las pequeñas fracturas en la formación proporciona una mejora de la conductividad en las cercanías del pozo. Los datos de campo también sugieren que las altas presiones iniciales proporcionan una mayor probabilidad para crear fracturas dentro de los intervalos disparados.

GRÁFICO 1.25 CURVA DE PRESIÓN AL MOMENTO DEL DISPARO.



Fuente: Halliburton

Los trabajos de disparos en sobre balance extremo son al momento designados con niveles de presión mínimo de 1,4 psi/pie de profundidad vertical verdadera (TVD, True Vertical Deep). Esta técnica también ha sido usada para obtener una idea de la producción de pozos en formaciones de muy baja permeabilidad antes de realizar estimulaciones más costosas. Mientras la mayoría de trabajos han sido corridos con sistemas de cañoneo usando TCP, algunos disparos para intervalos pequeños se han corrido con sistemas de cañoneo usando cable eléctrico.

La condición de bajo o sobre balance influirá en gran manera la limpieza del túnel de disparo, de ahí la importancia de un buen nivel de balance. (ver Gráfico 1.26)

GRÁFICO 1.26 FLUJO AL DISPARAR.



Fuente: Halliburton

1.12 SURGENCIA DINÁMICA

Consiste en la caída de presión instantánea que ocurre al momento de detonar un cañón ya sea en condiciones de balance, desbalance o sobre balance estático. Esta caída de presión es el efecto de la igualación de la presión en la cara del pozo y sus alrededores con la presión atmosférica dentro de las secciones de cañones y/o secciones de espaciadores. Estudios de laboratorio han determinado que este efecto instantáneo puede ir de unos milisegundos a unos cuantos segundos, limpiando el túnel perforado al disparar los cañones ofreciendo mejor conectividad pozo-yacimiento.

Este efecto dinámico está directamente relacionado con:

- Volumen en el pozo.
- Compresibilidad del fluido en el pozo.
- Presión Inicial.
- Disponibilidad de volumen de los cañones.
- Tamaño de la carga, tipo y densidad de disparo.
- Diámetro de agujero en el cañón.
- Diámetro del perforado.
- Volumen en el túnel del perforado.
- Tipo de fluido de formación.
- Compresibilidad del fluido de formación.
- Permeabilidad en la formación.
- Presión de formación.
- Daño de formación.

La surgencia dinámica ha sido un fenómeno que ha ocurrido desde que existe la técnica de cañoneo, pero es hasta ahora cuando se ha podido estudiar con más profundidad y hacer uso positivo de su efecto.

Esta técnica no pretende sustituir el cañoneo a bajo balance, sino mejorarlos y ayudar a obtener mejores resultados de producción donde el desbalance no es posible o viable, por eso la necesidad de entender cómo podemos diseñar y optimizar este tipo de trabajo de desbalance dinámico.

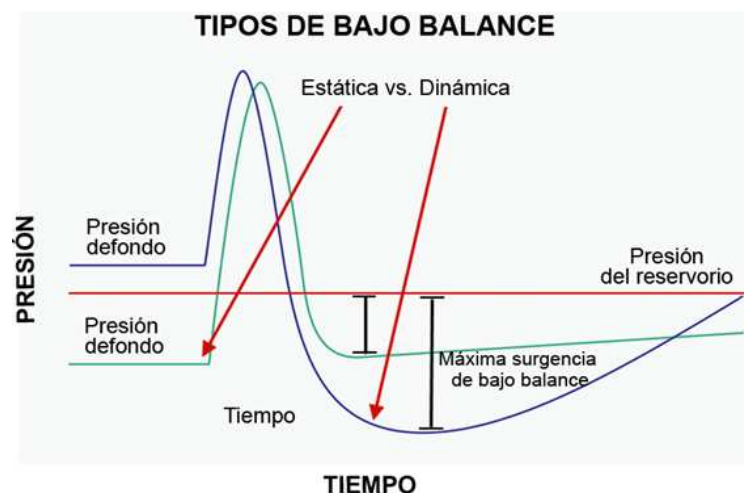
1.13 BAJO-BALANCE ESTÁTICO.

Es cuando la presión del pozo está por debajo de la presión del reservorio, como se muestra en la línea verde del Gráfico 1.27. El pico de presión indica la detonación de la carga. La presión retorna a un estado de bajo balance hasta lograr un equilibrio entre la presión cercana al pozo y la presión del pozo.

1.14 BAJO-BALANCE DINÁMICO.

Permite a la presión estática inicial encontrarse en bajo-balance, balance o sobre-balance antes de la perforación como se observa en la línea azul de la gráfica. El pico de presión indica que se ha producido la detonación de la carga. Después de la detonación se puede generar un bajo balance mediante un buen diseño del sistema de cañoneo, lográndose mediante la presión transitoria y su efecto en la cara del pozo. Éste método me permite tener una buena limpieza de mi zona dañada y compactada con residuos después de los disparos.

GRÁFICO 1.27. TIPOS DE BAJO BALANCE.



Fuente: Halliburton

1.15 SURGEPRO

Mediante el uso de SurgePro se requiere maximizar un bajo balance, método que optimizará el Índice de Productividad y la Eficiencia de Flujo del pozo después de los disparos, y cumpliendo con su propósito el SurgePro me genera un túnel más limpio y una profundidad efectiva mayor dentro de la formación como se observa en el Gráfico 1.28:

GRÁFICO 1.28 REMOCIÓN DE LA ZONA COMPACTADA.



Fuente: Halliburton

En el ejemplo del Gráfico 1.29 se ha aplicado un bajo balance de 3000 psi, logrando así un incremento de aproximadamente 82% en la profundidad efectiva del túnel de perforación.

GRÁFICO 1.29 PROFUNDIDAD EFECTIVA



Fuente: Halliburton

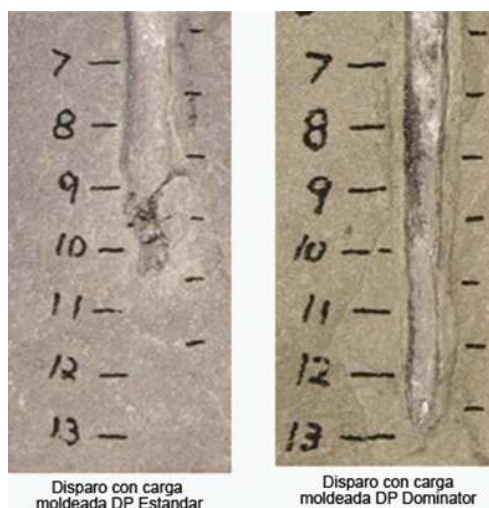
1.16 CARGAS DOMINATOR

Las nuevas cargas modeladas Dominator pertenecen al grupo de cargas moldeadas de alta penetración DP y son diseñadas para optimizar el rendimiento de los disparos en la roca reservorio e incrementar la producción de hidrocarburos. Para conseguir este objetivo, las cargas Dominator fueron

evaluadas en términos de: geometría y rendimiento de flujo en blancos de areniscas simulando las condiciones de fondo, a diferencia de las pruebas que se realizan según la Sección 1 de la API RP - 19B. Como resultado estas nuevas cargas moldeadas excedieron grandemente el rendimiento esperado en comparación con las cargas convencionales.

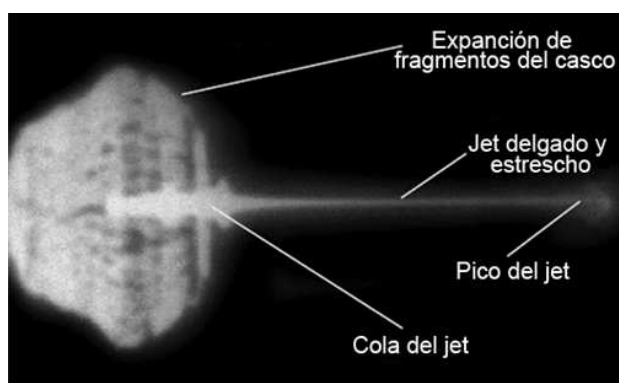
Las cargas moldeadas Dominator mostraron una mejoría en la penetración a la formación en el orden del 15 al 20 % mayor a las cargas convencionales que fueron diseñadas para obtener un mejor rendimiento en la prueba API Sección 1 (ver Gráfico 1.30 y 1.31).

GRÁFICO 1.30 DISPAROS CON DOMINATOR Y CARGA ESTANDAR



Fuente: Halliburton

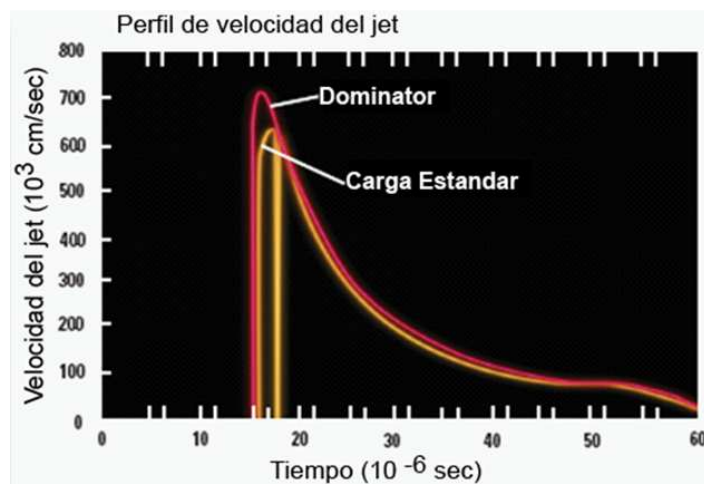
GRÁFICO 1.31 FLASH DE RAYOS-X DURANTE LA DETONACIÓN.



Fuente: Halliburton

Además se puede apreciar otra mejora de las cargas Dominator en el pico de velocidad generado en la penetración de la roca (ver Gráfico 1.32), el cual es mayor al que producen cargas moldeadas convencionales (Cargas Millennium).

GRÁFICO 1.32 PICO DE VELOCIDAD DE CARGA DOMINATOR Y CONVENCIONAL

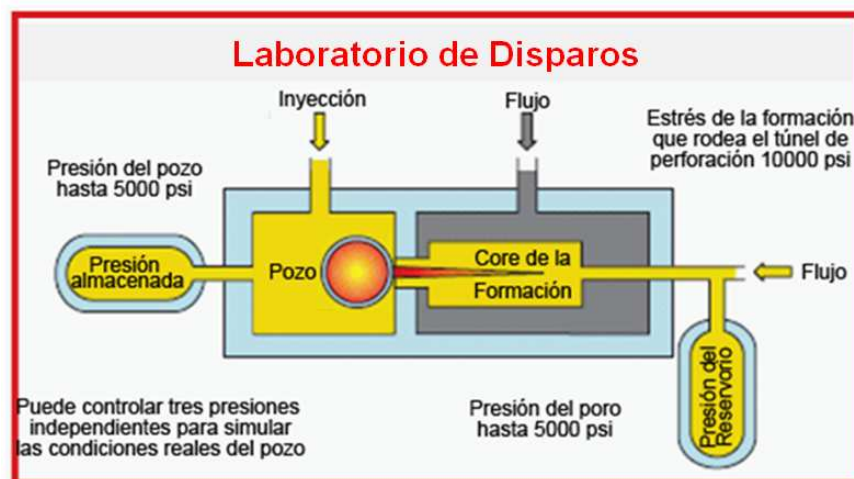


Fuente: Halliburton

En la figura se puede apreciar en la línea de color rojo un incremento del pico velocidad de las cargas Dominator al penetrar la formación de aproximadamente 11% (80000 cm/seg)

Los disparos de prueba se realizan sobre cores reales de la formación que siguen el siguiente esquema (ver Gráfico 1.33) para simular las condiciones reales del fondo.

GRÁFICO 1.33 ESQUEMA DEL LABORATORIO DE DISPAROS



Fuente: Halliburton

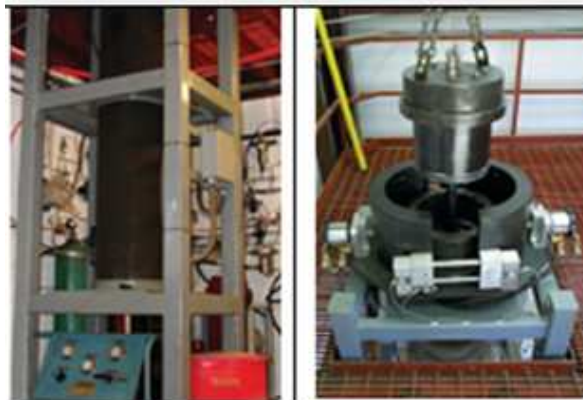
1.16.2 LABORATORIO DE DISPAROS

La industria petrolera a menudo evalúa los sistemas de cañoneo únicamente en base a resultados de la prueba API RP-19B Sección 1, eligiendo el sistema de

cañoneo que tuviera la mayor penetración, o un mayor diámetro de disparo sobre concreto. Si basamos la selección del sistema de cañoneo en la Sección 1 puede conducirnos a un proceso ineficiente de diseño de las cargas moldeadas y a un inadecuado uso de factores de transformación de condiciones de superficie a condiciones de fondo.

El registro API RP-19B ha provisto de una prueba para evaluar las cargas moldeadas a condiciones de fondo tan reales como sea posible con la prueba de la Sección 4. En el laboratorio de disparos, un core de formación puede ser disparado con una sola carga moldeada a presión del reservorio, estrés efectivo y condiciones del pozo de bajo o sobre balance (ver Gráfico 1.34).

GRÁFICO 1.34 APARATO DE PRUEBA QUE SIMULA CONDICIONES IN SITU.



Fuente: Halliburton

Este implemento de prueba permite a cada carga moldeada ser evaluada sobre un material de la formación real a diferencia del realizado sobre material de concreto sin estrés. El core puede ser sometido a flujo o inyección de fluido después de los disparos para caracterizar el grado de daño de las perforaciones y de limpieza, en función de las condiciones de disparo.

Consecuentemente, el flujo en los disparos es estudiado, el core es removido y se miden las condiciones actuales de la geometría de las perforaciones como: la longitud y forma del túnel y el daño generado; ésta prueba no nos limita a enfocarnos únicamente en la prueba de la Sección 1 como un parámetro para la selección de un sistema de cañoneo, ya que ésta no contempla el hecho de que

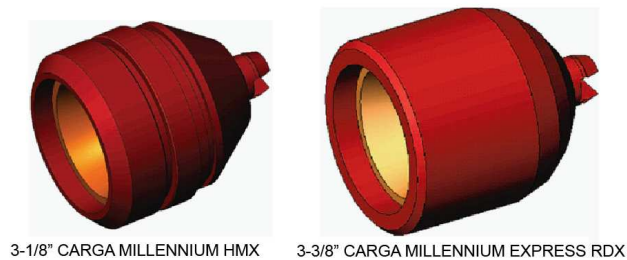
el disparo se haya realizado con un bajo balance suficiente como para producir una limpieza efectiva del túnel perforado, sino que éste nuevo análisis también nos ofrece la posibilidad de involucrar condiciones más reales existentes al momento de los disparos permitiendo así realizar una selección más acertada del sistema de cañoneo.

Para el desarrollo de los disparos con cargas Dominator se usó un objetivo de arena Berea. La permeabilidad promedio varía entre 80 y 150 md con un rango de porosidad de 20%. La fuerza de compresión de la formación fue de 8600 psi, una densidad del grano de 2,66 g/cm³. Se trató de ajustar el estrés de confinamiento neto para simular las condiciones del yacimiento, siendo el más común de 4000 psi, con una presión de sobrecarga de 8000 psi, la presión del poro de 4000 psi.

1.17 CARGAS CONVENCIONALES MILLENNIUM

Las cargas convencionales Millennium (ver Gráfico 1.35) pertenecen al grupo de cargas moldeadas de alta penetración (Deep Penetratio, DP).

GRÁFICO 1.35 CARGAS MILLENNIUM.



Fuente: Halliburton

Al introducirse al mercado las cargas Millennium fueron las principales y más comúnmente usadas, ya que resultaron ser eficientes a las condiciones de la prueba API Sección 1, para las que fueron diseñadas. El enfoque en éstas cargas fue optimizar el rendimiento del pico de velocidad del jet mejorando las especificaciones del liner, ajustando las composición del metal y mejorando la calidad durante el proceso de fabricación. El hecho de que se puedan evaluar según la norma API Sección 1, es que éste ha sido el parámetro mayormente utilizado para medir el rendimiento de la penetración de las diferentes cargas en el

mercado, pese a que esta prueba no refleja mayormente las condiciones del reservorio, es así que, tanto las cargas Millennium como las demás cargas convencionales que sean evaluadas con la API Sección 1 podrían proporcionar buenos resultados en la prueba, pero no necesariamente garantizarán la misma efectividad en el reservorio.

Las cargas Millennium tienen la ventaja de ser compatibles con diferentes sistemas de cañoneo en la industria especialmente con sistemas de cañoneo tipo tubos o scalloped (ver Anexo 2), presentan una máxima profundidad de penetración en cargas moldeadas de su tipo, el diseño del casco de la carga presenta una configuración estandarizada en la industria. En la Tabla 1.4 se muestran los datos de control de calidad para las cargas Millennium:

TABLA 1.4 CONTROL DE CALIDAD PARA VARIOS TIPOS DE LAS CARGAS MILLENNIUM.

Nombre de la carga	Millennium Charge HMX	Millennium Express RDX (DP)	Millennium Express RDX (SDP)
Carga explosiva	HMX	RDX	RDX
Objetivo (psi)	5809	5704	5219
Diámetro del hueco a la entrada (pulg.)	0,4	0,42	0,39
Penetración (pulg.)	38,07	25,6	43
Penetración Normalizada (pulg.)	-	26,5	43
Diámetro externo del Casing (pulg.)	-	4-1/2	4-1/2

Fuente: Halliburton

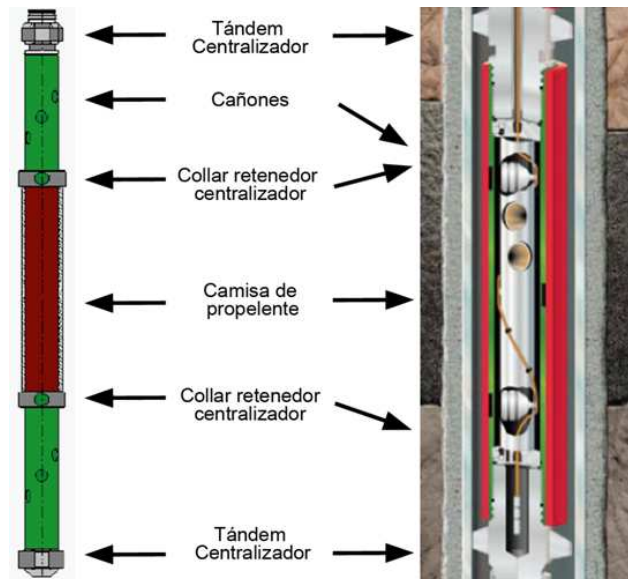
Elaboración: Christian Cevallos

1.18 STIMGUN.

El sistema Stimgun combina el uso de cargas de alta penetración y un recubrimiento con material propelente, con el propósito de disminuir el daño e incrementar la productividad del pozo garantizando un sobre balance dinámico, convirtiéndolo en un sistema más efectivo que el uso del método convencional con cargas solamente.

El ensamblaje de Stimgun está formado por un porta cargas (que consta de las cargas, booster y cordón primario), adicionándolo una camisa de propelente, la cual se asegura al cañón mediante dos anillos sujetadores (ver Gráfico 1.36).

GRÁFICO 1.36 STIMGUN.



Fuente: Halliburton

Este sistema con propelente o STIM GUN, puede ser bajado ya sea con Cable Eléctrico, ó con Tubería (TCP).

El conjunto de camisas estimulantes de material propelente van colocadas en la parte externa del cañón activándose instantáneamente al momento de los disparos, generando ráfagas de gas (CO_2) a alta presión, éste gas entra en las perforaciones y se obtiene: canales de flujo más limpios induciendo micro fracturas, aumento de la productividad, incremento de la permeabilidad efectiva y una disminución del daño (ver Gráfico 1.37).

GRÁFICO 1.37 SISTEMA STIMGUN.



Fuente: Halliburton

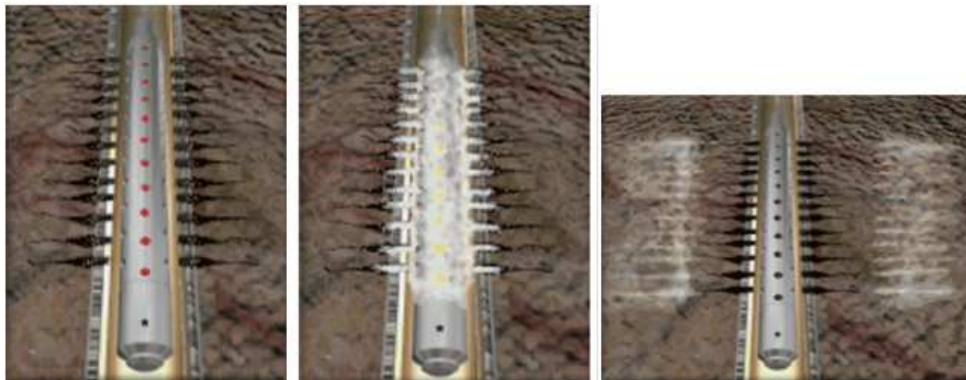
1.18.1 PROPELENTE.

Es una mezcla de partículas de perclorato de potasio mezcladas a una resina epoxi, ubicada frente a la zona de interés, que se usa para:

- Profundizar y limpiar el túnel de perforación.
- Preparación para una estimulación.
- Garantizar la comunicación con la formación.

Se activa mediante un cordón detonante, al reaccionar genera gas con alta tasa de expansión en milisegundos, en la medida que el propelente se quema, la presión incrementa la energía acumulada en la roca, hasta que el esfuerzo alrededor del hoyo exceda el punto de fractura de la formación, en este punto ocurre la fractura (Gráfico 1.38). El volumen de la fractura se incrementa debido a la continua generación de gases a través del quemado continuo del propelente, el tiempo promedio de duración de la producción del gas es de 12 milisegundos.

GRÁFICO 1.38 EXPANSIÓN DEL PROPELENTE.



Fuente: Halliburton

Para su activación se necesita condiciones instantáneas de presión, temperatura y confinamiento.

1.18.1.1 Condiciones para el uso de propelente:

- El propelente soporta una temperatura máxima de 350°F.
- Para su uso se necesita de una presión mínima de confinamiento de 500 psi.
- En superficie debe tener por lo menos 100 pies de aire o gas.

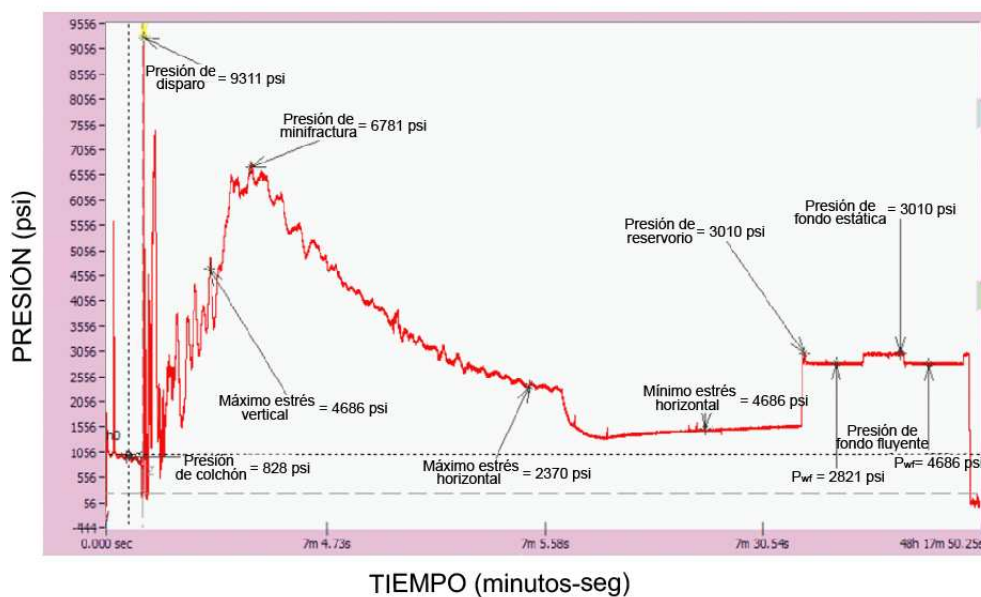
- En el ensamblaje de los cañones se requiere utilizar cañones de por lo menos 4 disparos por pie y nunca a 0° fase.
- El sistema tiene que estar centralizado.
- Los packers o tapones tienen que estar separados a por lo menos 50 ft.
- Si el ensamblaje se baja por medio de cable, la velocidad es restringida por protección del sistema la cual es máximo de 50 ft, por otro lado la aplicación con TCP no presenta ningún inconveniente.

1.19 SENSOR FAST GAUGE

Es un sensor que va acoplado a la barra de disparo mediante el cuál podemos registrar variaciones de temperatura, vibración, aceleración y presiones obteniendo datos como: presiones de reservorio (P_r), presión de fondo fluente (P_{wf}), permeabilidad (K), daño de formación (S), índice de productividad (IP) además de investigar sobre la existencia de límites con la finalidad de conocer el potencial productivo de las arenas y sus relaciones de afluencia del sistema Yacimiento – Pozo.

En el Gráfico 1.39, podemos ver un ejemplo de los resultados que se pueden obtener mediante el sensor Fast Gauge:

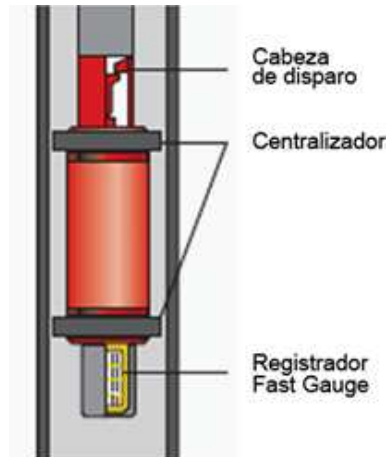
GRÁFICO 1.39 GRAFICA DE PRESIONES CON FAST GAUGE.



Fuente: Halliburton

Típicamente va acoplado en aplicaciones de StimGun, el perfil de presiones nos permite además analizar la adecuada quema del propelente así como determinar parámetros útiles para trabajos posteriores si fuera el caso (ver Gráfico 1.40).

GRÁFICO 1.40 UBICACIÓN DEL FAST GAUGE.



Fuente: Halliburton

Éste sensor usa una memoria interna que permite grabar la información variando su velocidad de grabado de lento a rápido según se necesite durante el proceso de disparo, con velocidad de 150000 puntos de dato por segundo para almacenamiento de información (ver Gráfico 1.41).

GRÁFICO 1.41 FAST GAUGE.



Fuente: Halliburton

El sensor está diseñado para mitigar golpes involuntarios en la manipulación de la herramienta, es de encendido y apagado automático para lo que requiere del uso de una batería interna.

1.20 TÉCNICAS DE CAÑONEO.

En la industria petrolera se han desarrollado varias técnicas de cañoneo conforme las necesidades lo han requerido entre las que se conocen: disparos con cable eléctrico (WL), con tubería (TCP), Slickline, Coiled Tubing, las más comúnmente usadas son con WL y TCP además de ser las que Halliburton maneja en Ecuador para disparos con cargas moldeadas convencionales así como Dominator.

1.20.1 DISPAROS CON CABLE ELÉCTRICO, WL.

Puede ser usada antes o después de introducir la tubería de producción, la diferencia radicaré en la profundidad de disparo, los disparos se realizan en sobre balance, provocando un taponamiento del túnel de disparo por los residuos de la carga, ésta técnica es relativamente más económica y no muy demorosa, permite realizar el diseño del cañón compatible al diámetro de la tubería de revestimiento, éstos disparos generalmente causan un mayor daño por disparos, provocando además una disminución de la permeabilidad, la operación dura de 4 a 8 horas.

1.20.2 DISPAROS CON TUBERÍA, TCP.

Llamada generalmente disparos con TCP (Tubing Conveyed Perforating), ésta técnica consiste en bajar los cañones acoplados a la tubería de trabajo hasta la profundidad de disparo, la cuál puede ser mayor a la profundidad alcanzada con cable eléctrico, los disparos se los puede hacer en bajo balance, además se logra una perforación adecuada del disparo, con un túnel limpio y generando un daño menor a los disparos con cable, ésta técnica es muy usada en la actualidad, ya que permite acoplarlos a métodos adicionales para lograr mejores resultados al momento de los disparos como los ya mencionados StimGun, SurgePro, etc.

Permite producir inmediatamente después de disparar, se puede disparar en pozos altamente desviados, brinda una mayor seguridad, sin embargo, es una operación más costosa.

CAPITULO II

DISPAROS CON CARGAS DOMINATOR A POZOS PETROLEROS DEL ORIENTE ECUATORIANO.

En el país básicamente se efectúan disparos con Cable Eléctrico (Wire Line) y con Tubería (TCP), es importante notar que la técnica a utilizarse obedece a una serie de factores entre los que se destacan los técnicos y económicos.

Las cargas Dominator son utilizadas tanto para disparos con cable así como para disparos con tubería.

Un procedimiento importante a seguir previo a la operación de los disparos TCP es la Correlación en profundidad.

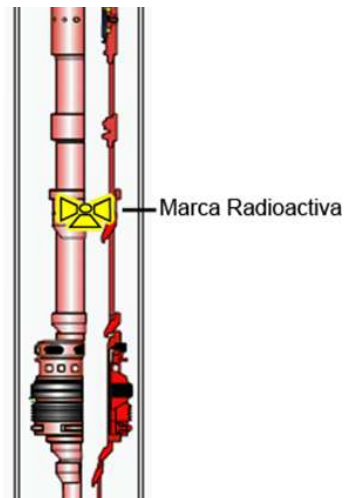
2.1 CORRELACIÓN.

La correlación es parte importante en la operación de cañoneo ya que permite ubicarse en profundidad de manera que se tenga una mayor certeza de que el intervalo a dispararse es el deseado.

Lo que se realiza para poder correlacionarse en profundidad es:

- Ubicar en la sarta de disparo un marcador radiactivo (ver Gráfico 2.1), el cual contiene una pastilla radiactiva de Cobalto 60 la cual presenta una radiación en mínimas cantidades por lo que no es nocivo al ser humano de hecho es muy usada en el campo de la salud médica, sin embargo la radiación que emite es suficiente para ser captada por la herramienta (Gamma Ray).

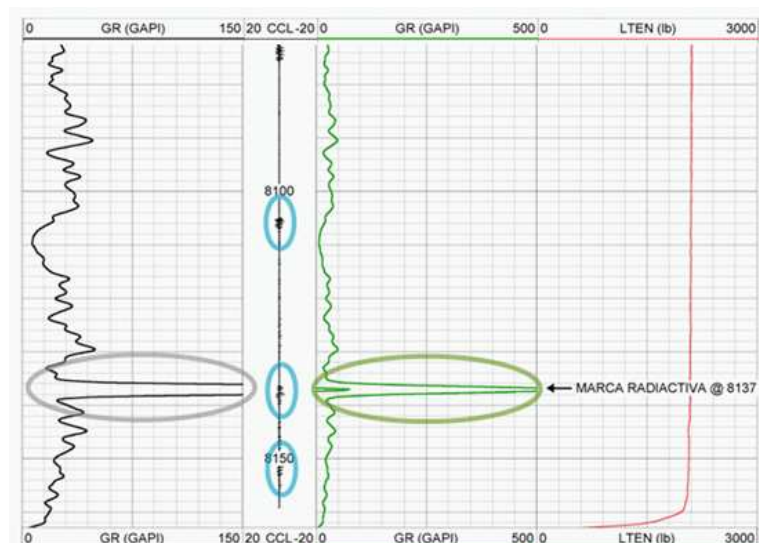
GRÁFICO 2.1 UBICACIÓN DEL MARCADOR RADIOACTIVO



Fuente: Halliburton.

- Una vez que se ha bajado la sarta de disparo al fondo se procede a instalar en superficie la unidad de cable eléctrico que se encargará de bajar dos herramientas acopladas en la misma corrida, el Gamma Ray (GR) y el Localizador de Collares (Casing Collar Locator, CCL). El GR responde en presencia de la radiactividad natural de la formación y de elementos radioactivos, es así que se evidenciará un pico de GR en el momento en el que la herramienta pase por el marcador radioactivo (color negro, verde), el CCL es una herramienta magnética sensible a los incrementos de masa metálica es por esto que se refleja una distorsión de la medida en presencia de collares o roscas entre tubo y tubo (color negro, azul) ver Gráfico 2.2.

GRÁFICO 2.2 PERFILES DE GR Y CCL.



Fuente: Halliburton.

- El perfil de GR-CCL lo comparamos con el registro GR del pozo (corrido después de perforar el pozo) y lo correlacionamos en conjunto con los datos de profundidad de la sarta de disparo y observamos si estamos más arriba o más debajo de la zona a disparar, conocido entonces el desfase asentamos el Packer, debiendo ahora estar perfectamente posicionados en profundidad, si se desea se puede realizar una nueva corrida para verificar que estemos correlacionados en profundidad de disparo.

A continuación se presentan disparos realizados con cargas moldeadas Dominator a diferentes pozos, tomando en cuenta varias técnicas que se pueden combinar a fin de obtener los mejores resultados en base a parámetros como:

- Profundidad del disparo.
- Daño
- Índice productividad
- Eficiencia de flujo

Para ésto se mostrarán ejemplos de operaciones en la que se aplicó ya sea una técnica específica, o la combinación de varias técnicas.

2.2 POZO CUYABENO 28D

Este trabajo básicamente consistió en realizar los disparos combinando la técnica convencional de disparos TCP con la Técnica StimGun usando el sensor FastGauge acoplado a la barra de disparo.

Se disparó al pozo Cuyabeno 28D de Petroproducción, a la arena Napo U inferior en el intervalo 8244' – 8258' (14'), con cañones de 4 5/8" a 5 DPP., con la técnica StimGun que mezcla el sobre balance dinámico y bajo balance estático con el fin de maximizar la productividad y optimizar la inter conectividad hacia el reservorio.

2.2.1 CONDICIONES FLUYENTES DEL POZO.

Las condiciones fluyentes del Pozo Cuyabeno 28D están dadas por la Tabla 2.1:

TABLA 2.1. PARÁMETROS DEL POZO CUYABENO 28D.

Caudal de Fluido	2160	BFPD
BSW	0.3	%
Porosidad	18	%
Gravedad del Gas	0.72	
Viscosidad del Crudo	1.24	cp
Profundidad del sensor Fast Gauge	8225	pies
Presión Hidrostática del Colchón de Agua	828	psi
Tiempo de Testeo	48hrs, 17m y 50seg, a partir del lanzamiento de la barra, con 35 hrs de producción y 12 hrs de cierre respectivamente	

Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Halliburton.

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento, proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de PETROPRODUCCIÓN para el Campo Cuyabeno.

2.2.2 CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE DISPARO.

Para la configuración de la sarta se debe tomar en cuenta varios factores tales como: pies a disparar, tipo de cargas a usarse, cañón de seguridad (5'), separación de los cañones al packer (mínimo 50'), técnica a usarse, etc.

La sarta de disparo básicamente está conformada por:

- El Sensor Fast Gauge (barra de disparo),
- Sarta de disparo en sí.

La configuración de la Sarta de disparo se observa en la Tabla 2.2, Tabla 2.3 y Gráfico 2.3.

TABLA 2.2. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE

No.	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN (pies)
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterías	4
1	Pin de Impacto	3
LONGITUD TOTAL		10.5

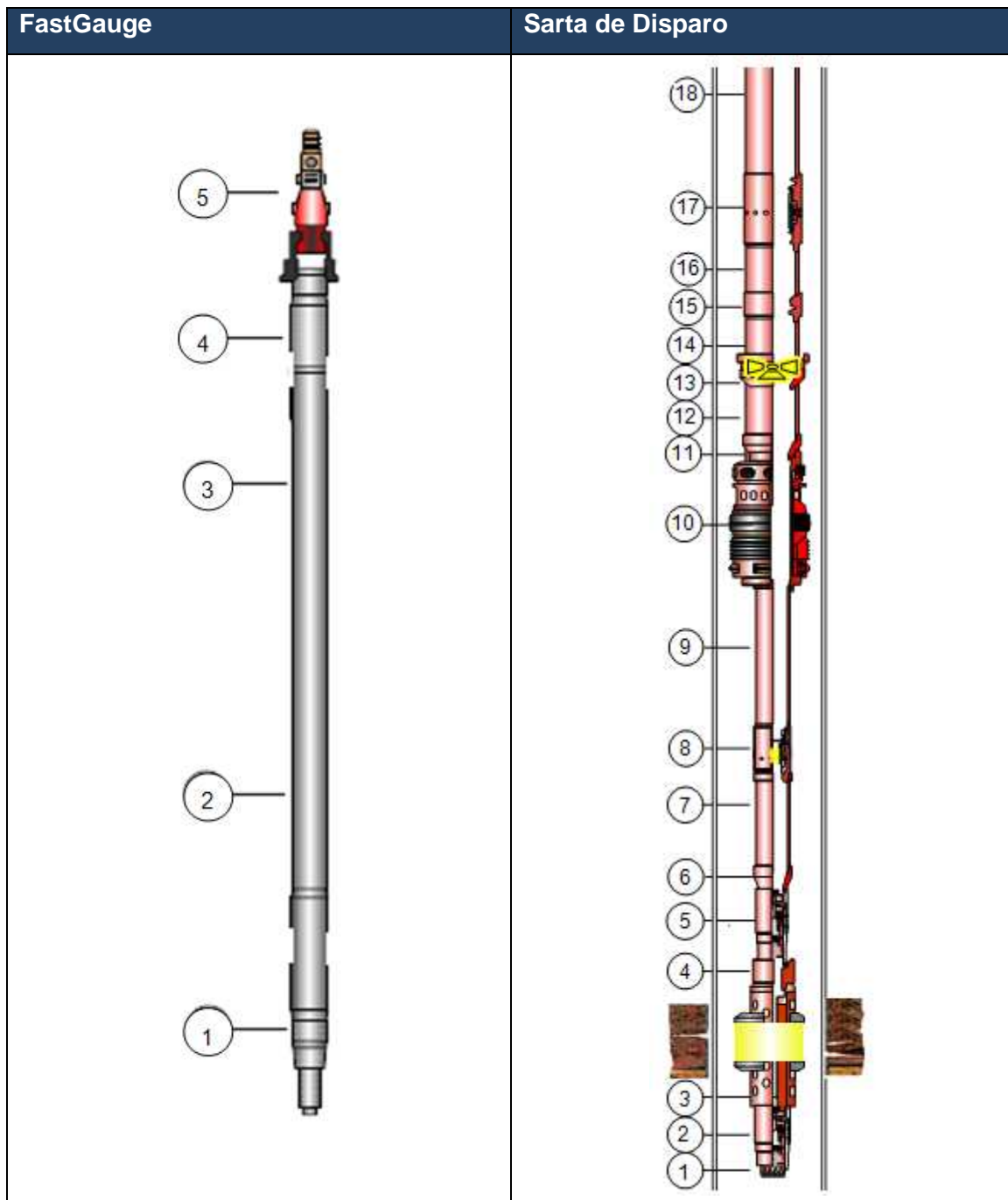
Fuente: Halliburton.

TABLA 2.3 SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD (pulg.)	ID (pulg.)	Longitud (pies)
18	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80 a Sup.	3 1/2	2.992	31.00
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod." L"	4 1/2	2.810	2.92
16	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pies, N-80	3 1/2	2.992	31.48
15	No-Go Mod."R", 3 1/2" x 2 3/4"	4 1/2	2.75	1.01
14	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.31
13	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.980	0.6
	Marcador Radioactivo	4 1/2	2.980	0.37
12	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.40
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.44	2.44	0.78
10	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.47
	Gomas a fondo Champ Packer	5.87	2.37	2.58
9	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.36
8	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.41
7	Tbg 2 7/8 EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.63
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " EUE	3 5/7	1.61	0.71
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	5.00
4	Cañon de Seguridad 4 5/8"	4.625	n/a	10.46
3	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	14
	TCP 4 5/8", 5 dpp, 39 g. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente	4 5/8	n/a	14
	Fondo de Disparo	4 5/8	n/a	14
2	X-OVER 4 5/8" a 3 3/8"	4 5/8	n/a	0.60
1	TDF 3 3/8	3 3/8	n/a	2.40

Fuente: Halliburton.

GRÁFICO 2.3. DIAGRAMAS DEL FASTGAUGE Y DE LA SARTA DE DISPARO.

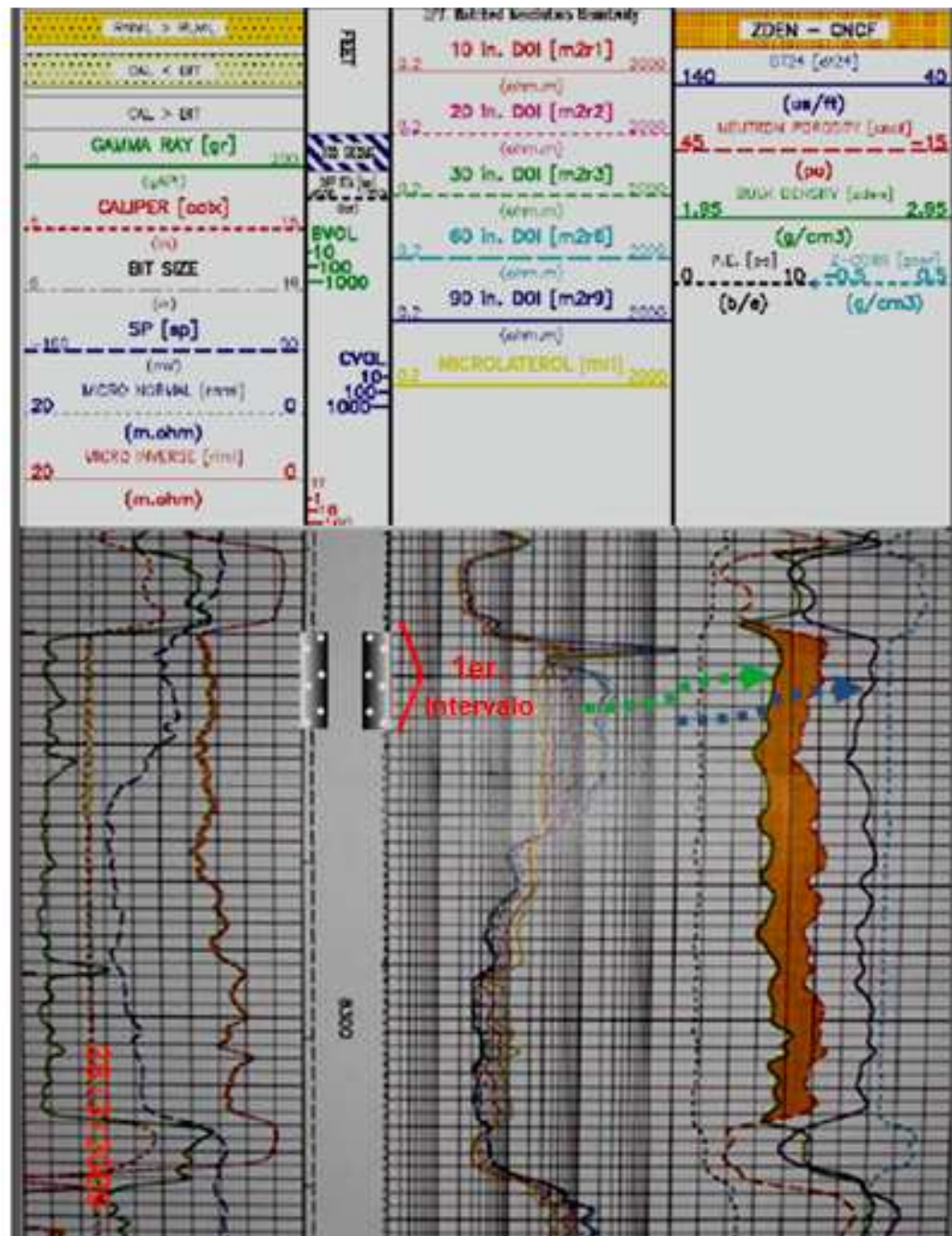


Fuente: Halliburton

2.2.3 REGISTROS Y PETROFÍSICA DE LA MATRIZ.

La petrofísica de la matriz es indicada en la Gráfico 2.4, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar (High Definition Induction Log).

GRÁFICO 2.4 REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO CUYABENO 28D.



Fuente: Petroproducción.

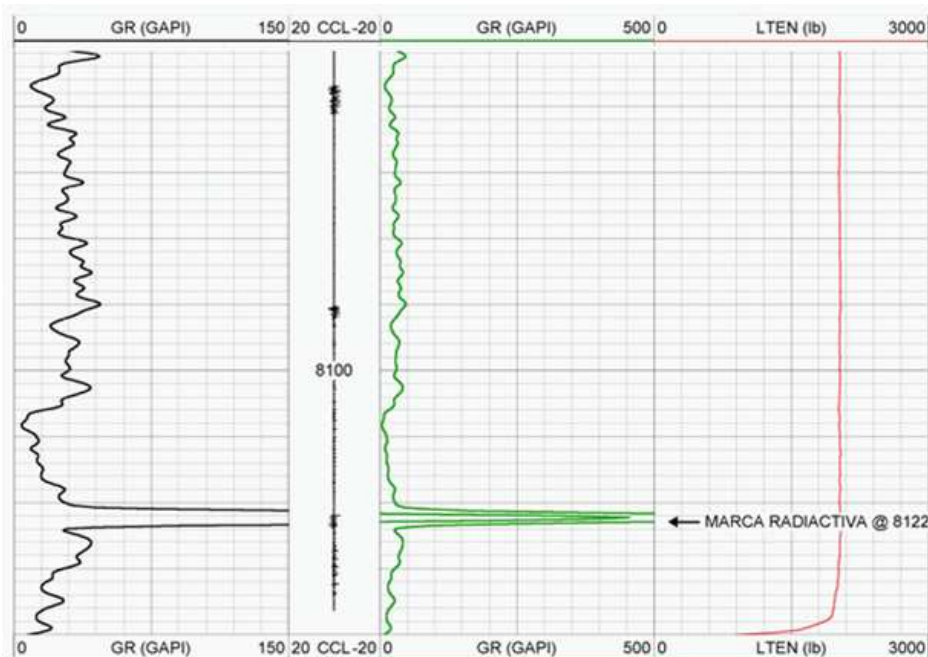
Según las curvas del registro eléctrico del pozo se puede ver que el tiempo de tránsito y la densidad del grano son aproximadamente: $72 \mu\text{s}/\text{pie}$ (flecha azul) y $2.3 \text{ gr}/\text{cm}^3$ (flecha verde) por lo que prácticamente podemos considerar que se trata de una arena consolidada según la Tabla 1.3.

2.2.4 RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN

Una vez que la sarta de disparo se halla en fondo se posiciona el camión de cable eléctrico para correr el registro GR-CCL y se obtuvo el perfil del Gráfico 2.2.

Correlacionando con el registro del pozo Cuyabeno 28D y GR-CCL se encontró la marca a 8137.25' y se esperaba encontrarla a 8122.8' por lo que se decide espaciar la tubería 14.45' y se procede a asentar el Packer y a realizar la siguiente corrida de correlación obteniéndose el Gráfico 2.5.

GRÁFICO 2.5 PERFIL DE CORRELACIÓN POZO CUYABENO 28D (CORRIDA 2).



Fuente: Halliburton.

Correlacionando con el registro del pozo se encontró la marca a 8122.6' y se esperaba encontrarla a 8122.8' de manera que se tiene un desfase insignificante de 0.2' por lo que se procede a soltar la barra de disparo (sensor FastGauge), se podría decir que 0,5' sería el desfase máximo aceptable sin embargo éste valor dependerá del cliente.

2.2.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO.

Otra de las operaciones muy frecuentes seguida a los disparos, es la de evaluar el pozo, para éste pozo los resultados de la prueba de restauración de presión y las gráficas de la prueba se realizaron con el software Pansystem de EPS

(programa usado por la compañía que llevó a cabo la evaluación, ver Anexo 2.1 y Anexo 2.2).

TABLA 2.4 RESULTADOS DE PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO CUYABENO 28D.

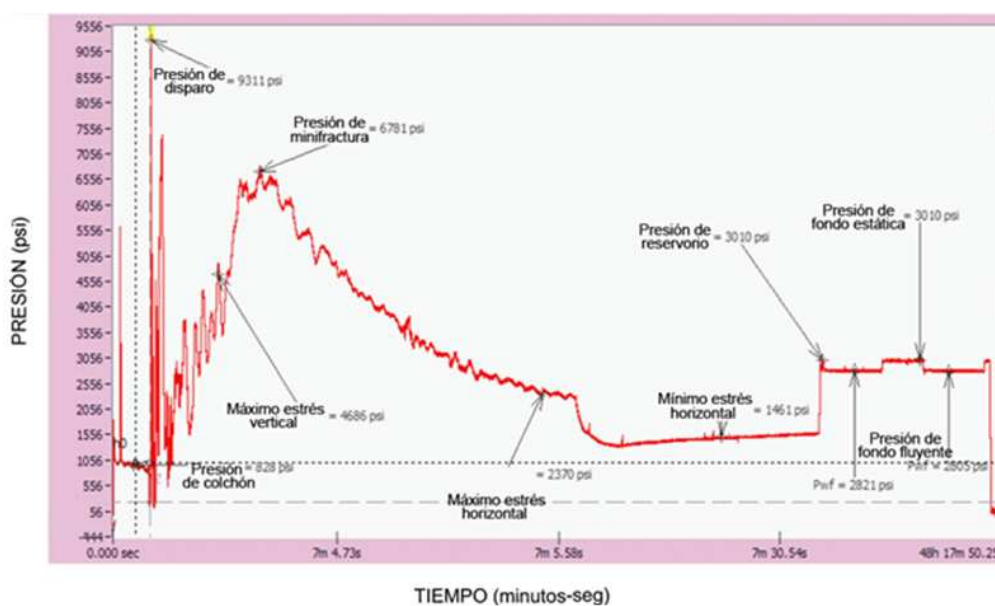
Prueba de producción			Resultados de la Interpretación		
Q_o	1001	BPPD	Metodo de Horner		
Q_w	1272	BAPD	Pendiente	-3.03	psi-ciclo
Q_t	2273	BFPD	K	2630	md
BSW	56	%	S	>20	
API	27		P^*	2945	Psi
Presiones			Metodo de la Derivada		
$P_{wf_{punzados}}$	2568	psi	K	2630	md
$P_{ws_{punzados}}$	2991	psi	S	>20	
P_b	1380	psi	ΔP_s	313	psi
Resultados de la Productividad			C_s	0.0023	bbl/psi
J_{actual}	5.35	BPD/psi	$P_{i_{punzados}}$	2994	psi
J_{ideal}	20.60	BPD/psi			
EF	0.26				
$Q_{m\acute{a}x}$	12518	BPD			

Fuente: Petroproducción.

2.2.6 PERFILES DE PRESIONES DEL SENSOR FASTGAUGE.

El Gráfico 2.6, muestra el perfil completo de presiones en alta, intermedia y baja velocidad del sensor FastGauge.

GRÁFICO 2.6 PERFIL DE PRESIONES POZO CUYABENO 28D.



Fuente: Halliburton.

Podemos visualizar el choque e inmersión de sensor FastGauge contra el fluido y es igual a 828 psi, que es la hidrostática proporcionada por el colchón de agua, el sensor acoplado a la barra de disparo viaja por el colchón de agua durante 14 segundos antes de golpear la cabeza de disparo y arrancar el tren explosivo descomprimiendo la hidráulica bajo el Packer.

En el Gráfico 2.6, vemos que cuando las cargas son detonadas se ve un pico de presión en 9311 psi, posteriormente el fluido del pozo comienza a llenar los cañones y a comprimirse, acto seguido comienza a llenarse el cañón espaciador, mientras que el CO₂ comienza a ganar energía y a generar el sobrebalance dinámico al romper la arena y realizar las microfracturas con aproximadamente 6781 psi de pliegue hacia el reservorio - matriz.

La extensión de la microfractura es de 3.2 pies con 6781psi plegando la matriz en función del estrés del reservorio para la arena Napo U inferior y es 2.25 veces la presión del reservorio, de manera que la arena presenta un gradiente de fractura 0.56 psi/pie.

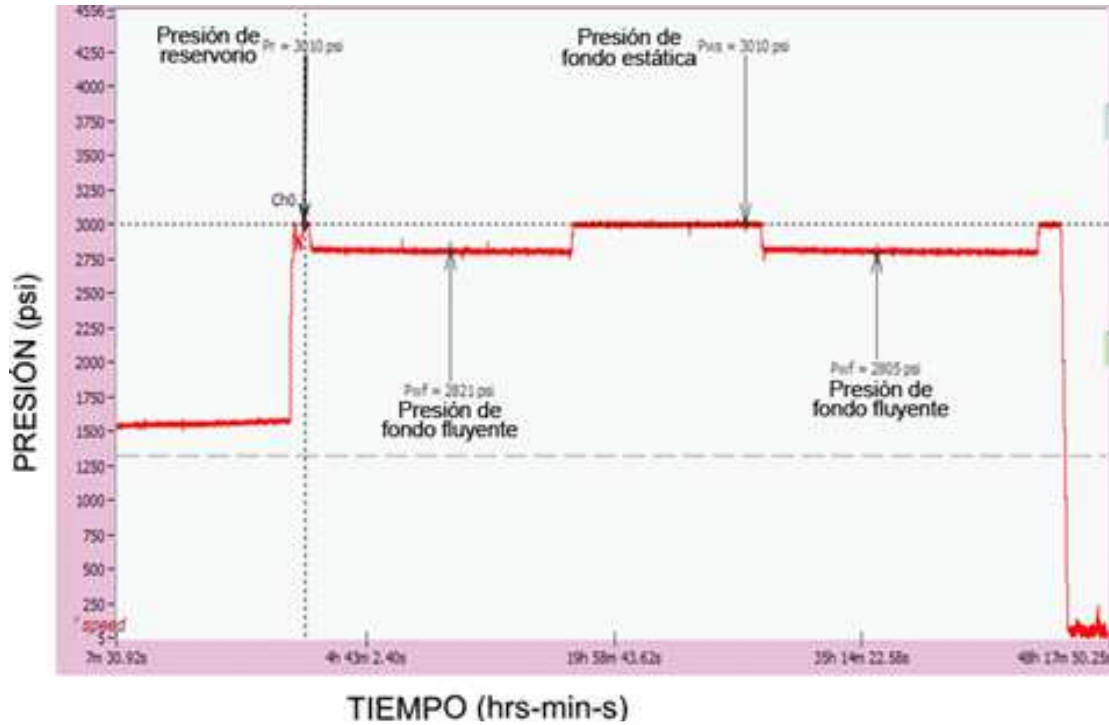
Se observa a 4686 psi un máximo estrés vertical y a 2370 psi un máximo estrés horizontal con un mínimo estrés horizontal a 1461 psi.

Posteriormente el pozo se relaja y comienza la evaluación del pozo y el evento de restauración de presión es igual a 3010 psi, presión de ecualización de la cámara frente a los punzados y manifestación de la presión de reservorio (ver Gráfico 2.7).

Ésta recuperación de presión desde la hidráulica generada por el colchón (desbalance estático) hasta la presión de reservorio sucede en 1 hora, 2 minutos y 13 segundos.

La presión de fondo fluyente es igual a 2821 psi para producir a flujo natural 2160 BFPD con 0.3 % de BSW, generándose una diferencial de presión hacia la sarta TCP en la cara del pozo de 189 psi.

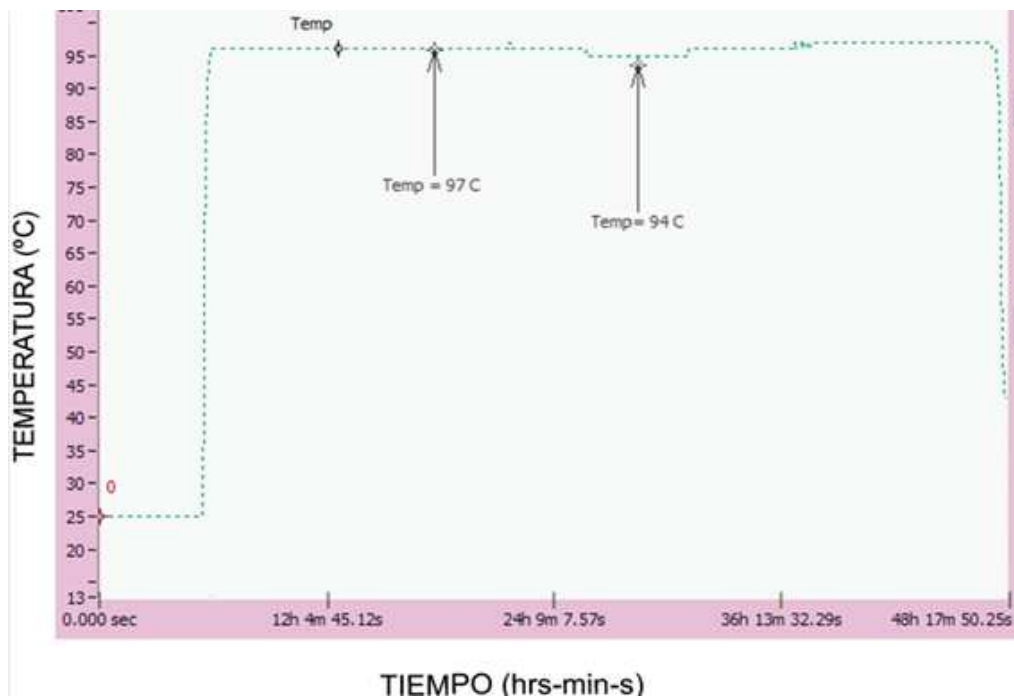
GRÁFICO 2.7 CIERRES Y APERTURAS DE FLUJO.



Fuente: Halliburton.

El Perfil de Temperatura al momento de punzar fija la temperatura del reservorio en 207°F (97°C) y Temperatura al momento de fluir e l pozo de 201°F (94°C) como se muestra en el gráfico 2.8.

GRÁFICO 2.8 PERFIL DE TEMPERATURA POZO CUYABENO 28D.

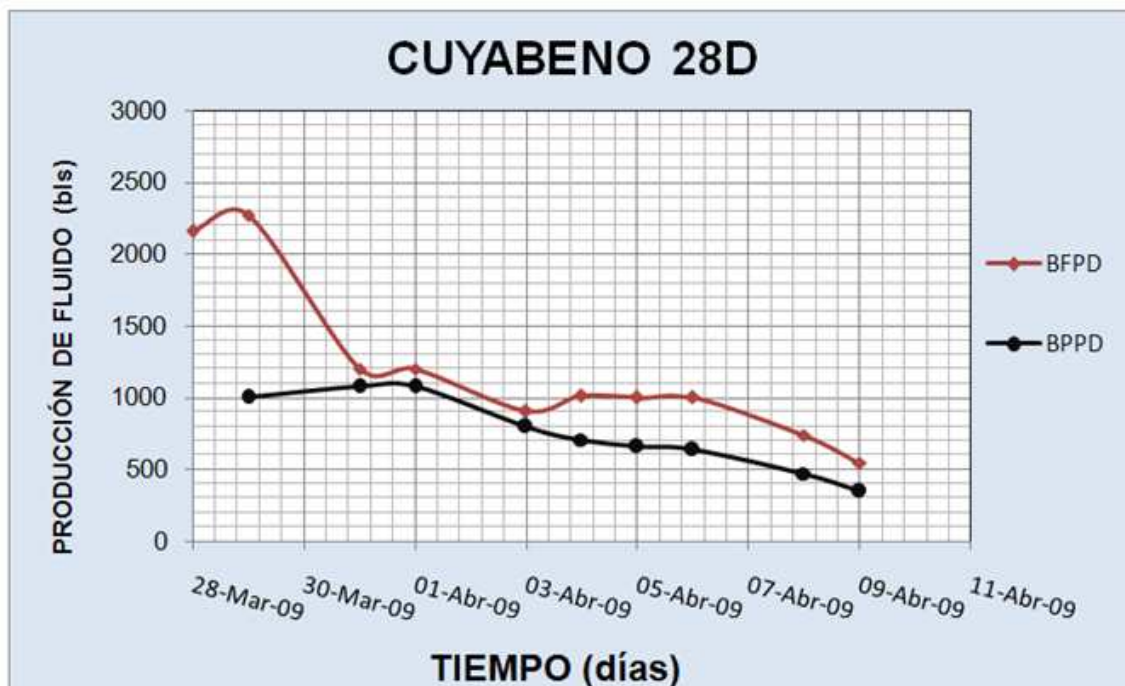


Fuente: Halliburton.

2.2.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción para el pozo después de haber disparado se presenta en el gráfico 2.9.

GRÁFICO 2.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUYABENO 28D.

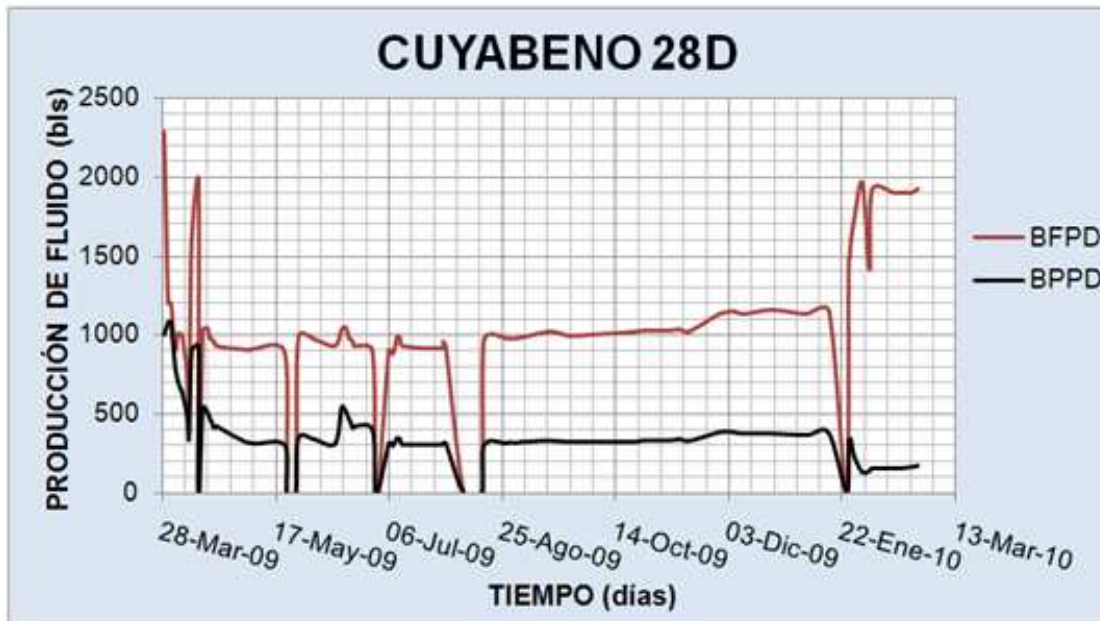


Elaborado por: Christian Cevallos.
Fuente: Petroproducción.

Es importante notar que solo se ha tomado en cuenta la producción hasta el 09 de Abril ya que posterior a esta fecha se procedió a bajar una bomba Jet (para ver el historial completo ver el Anexo 2.3 y 2.4).

Como se observa en el gráfico 2.10, la producción de fluido a flujo natural empieza a declinar a los dos meses de haber disparado, por lo que se decide instalar un sistema de levantamiento hidráulico con bomba jet levantando fluido a razón de 1145 BFPD y 300 BPPD aproximadamente con lo que se ha mantenido por varios meses obteniéndose la curva de producción que se presenta en los gráficos 2.10 y 2.11:

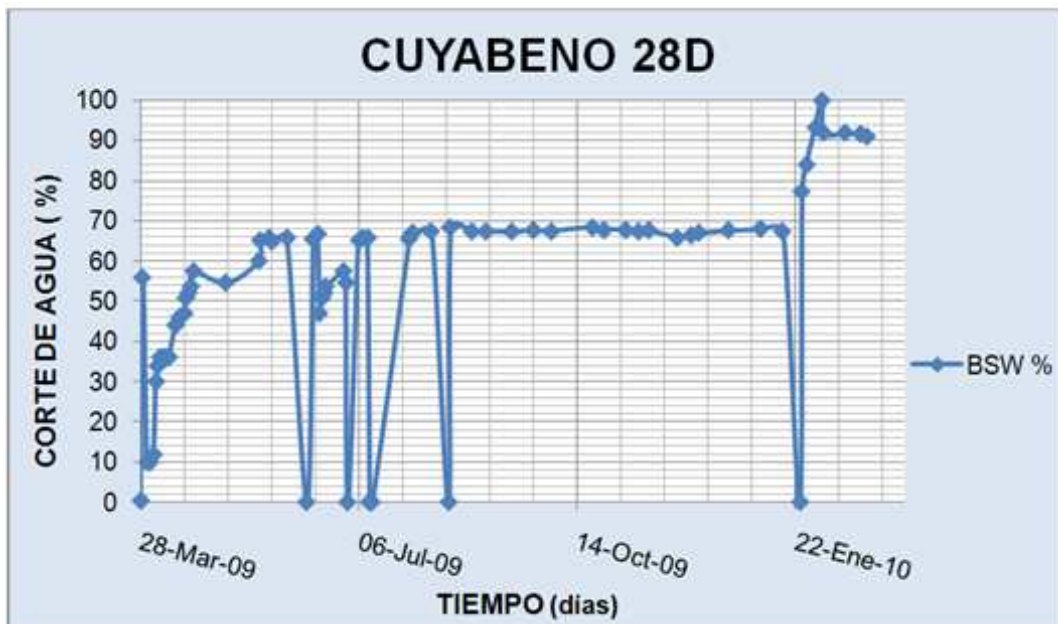
GRÁFICO 2.10 PRODUCCIÓN DE FLUIDO Y PETRÓLEO POZO CUYABENO 28D.



Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Petroproducción.

GRÁFICO 2.11 CORTE DE AGUA POZO CUYABENO 28D.



Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Petroproducción.

Es importante recalcar que después de realizados los disparos se tubo una buena producción en un principio, finalmente la producción es de aproximadamente 400 BPPD (gráfica 2.10), pese a ello existe un considerable incremento del corte de agua por lo que debería considerarse: la calidad del cemento, parámetro también importante para obtener una buena operación de disparo.

2.3 POZO DRAGO 10D

El trabajo básicamente consistió en realizar disparos combinando la técnica convencional de disparos TCP con la Técnica StimGun usando el sensor FastGauge acoplado a la barra de disparo.

Se disparó al pozo Drago 10D del Campo de Shushufindi de Petroproducción, a la arena Napo T y U inferior, con cañones de 4 5/8" a 5 DPP., con la técnica StimGun que mezcla el sobre balance dinámico y bajo balance estático con el fin de maximizar la productividad y optimizar la interconectividad hacia el reservorio a los siguientes intervalos:

- Primer intervalo: De 10454' - 10460' (6') MD de la Arenisca Napo T inferior, con cargas Dominator.
- Segundo intervalo: De 10411' - 10422' (11') y 10427' - 10439' (12') MD de la Arenisca Napo U inferior, con cargas Dominator.
- Tercer intervalo: De 10198' - 10206' (8') y 10224' - 10242' (18') MD de la Arenisca Napo U inferior, con cargas Millennium.

El tercer intervalo no se incluirá como ejemplo para éste capítulo por tratarse de una operación con cargas convencionales.

2.3.1 PRIMER INTERVALO: DE 10454' - 10460' (6') MD DE LA ARENISCA NAPO T INFERIOR.

2.3.1.1 Condiciones fluyentes del Pozo Drago 10D

Las condiciones fluyentes del Pozo Drago 10D están dadas por la tabla 2.5:

TABLA 2.5 PARÁMETROS DEL POZO DRAGO 10D

Caudal fe Fluido	264	BFPD
BSW	60	%
Porosidad	14	%
Gravedad del Gas	1.18	
Viscosidad del Crudo	2.7	cp
Presión Hidrotática del Colchón de Agua	504	psi
Tiempo de Testeo	6hrs, 4m y 43seg, a partir del lanzamiento de la barra, con 35 hrs de producción.	

Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Halliburton.

Para el proceso de cálculo del perfil de presiones del Fast Gauge se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento, proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de PETROPRODUCCION para el Campo Shushufindi.

2.3.1.2 Configuración de la sarta de disparo.

TABLA 2.6. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE

No.	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN (pies)
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterías	4
1	Pin de Impacto	3
LONGITUD TOTAL		10.5

Fuente: Halliburton.

TABLA 2.7 SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD	ID	Longitud
18	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80 a Superficie	3 1/2	2.992	31.00
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod." L"	4 1/2	2.810	2.94
16	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80	3 1/2	2.992	30.27
15	No-Go Mod."R", 3 1/2"	4 1/2	2.75	1.18
14	Tbg 3 1/2 EUE, 9.3 lb/pie, N-80	3 1/2	2.992	31.22
13	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.75	0.67
	Marcador Radiactivo		2.75	0.37
12	Tbg 3 1/2", 9.3 lb/pie, EUE N-80	3 1/2	2.992	30.95
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.44	2.44	0.78

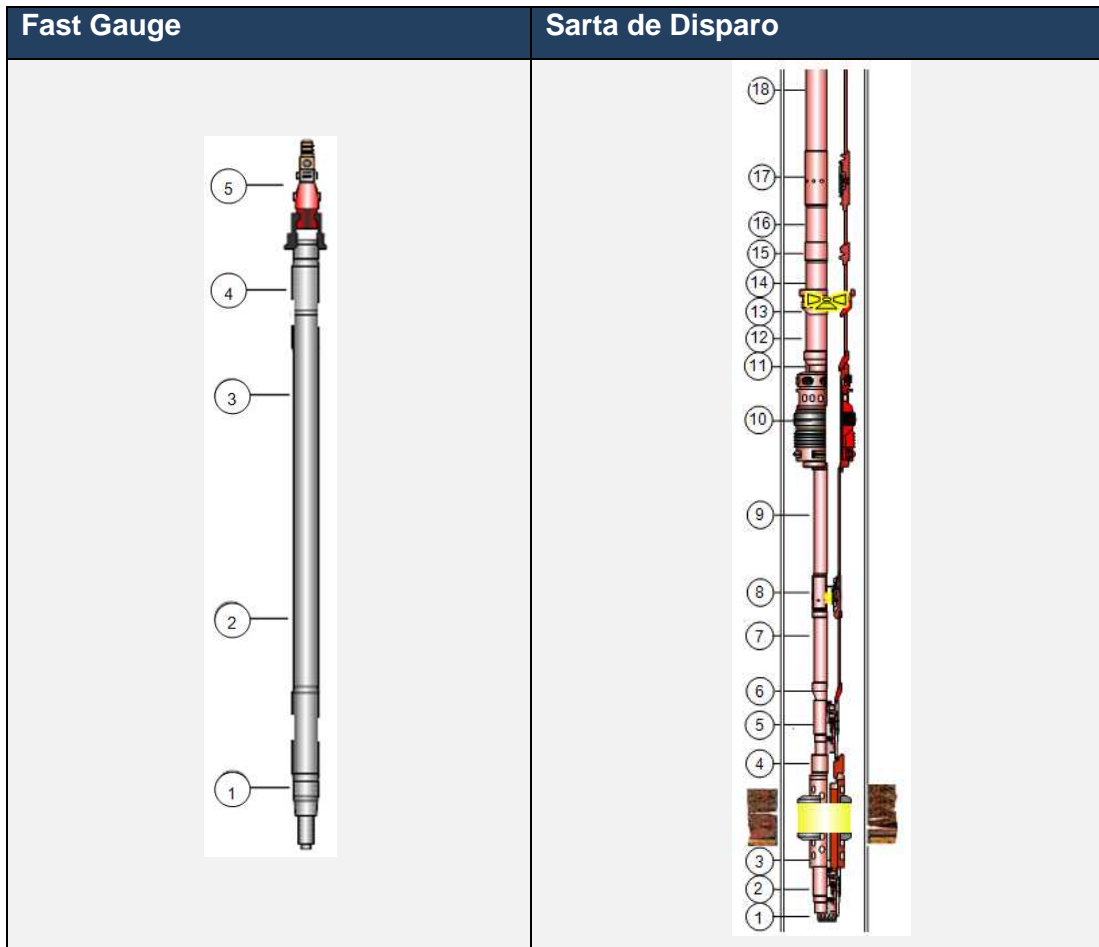
Fuente: Halliburton.

TABLA 2.7 CONTINUACIÓN.

Nº	Descripción	OD	ID	Longitud
10	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.46
	Gomas a fondo Champ Packer	5.87	2.37	2.70
9	Tbg 2 7/8" EUE, 6.5 lb/pie, N-80	3.5	2.44	31.57
8	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.51	2.25	2.44
7	Tbg 2 7/8 EUE, 6.5 lb/pie, N-80	2.75	2.44	31.55
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " EUE	3.5	2.44	0.69
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	4.95
4	Cañon de Seguridad 4 5/8"	4.625	n/a	6.46
3	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	6
	TCP 4 5/8", 5 spf, 39 g. Cargas Dominator DP, con 2 Camisas de Propelente			
	Fondo de Disparo			
2	X-OVER 3 3/8"	4 5/8	n/a	0.60
1	TDF 3 3/8"	3 3/8	n/a	2.40

Fuente: Halliburton.

GRÁFICO 2.12 DIAGRAMAS DEL FASTGAUGE Y DE LA SARTA DE DISPARO.

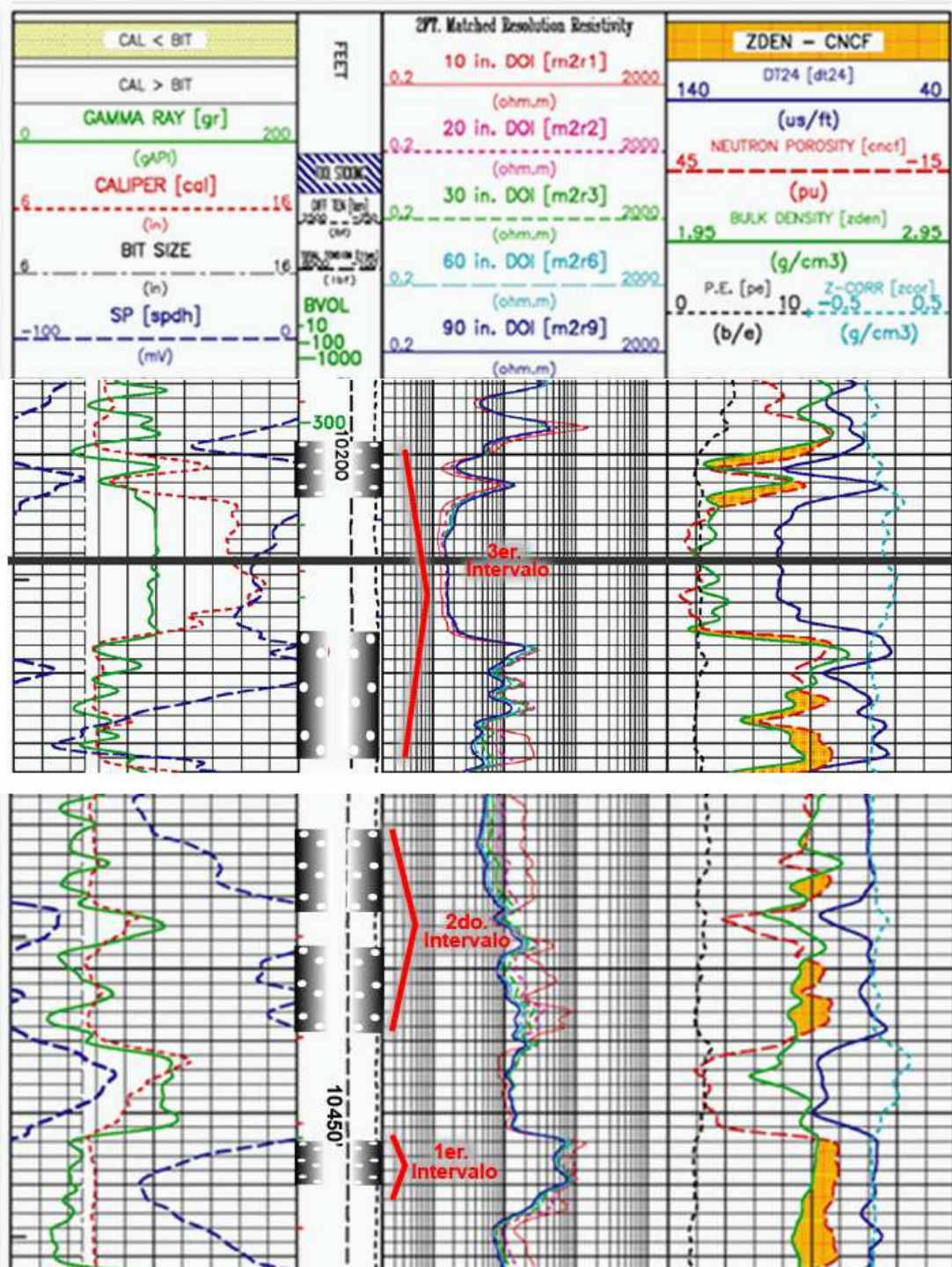


Fuente: Halliburton.

2.3.1.3 Registros y petrofísica de la matriz.

La petrofísica de la matriz es indicada en la gráfica 2.13, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar.

GRÁFICO 2.13 REGISTRO ELÉCTRICO POZO DRAGO 10D.



Fuente: Petroproducción.

Según las curvas del registro eléctrico del pozo se puede ver que el tiempo de tránsito y la densidad del grano son aproximadamente: 68 μ s/pie y 2.46 gr/cm³ por lo que prácticamente lo podemos considerar como una arena consolidada, según los parámetros de la Tabla 1.3.

2.1.3.4 Resultados de la evaluación del pozo.

Otra de las operaciones muy frecuentes seguida a los disparos es la de evaluar el pozo, para este pozo los resultados de la prueba de restauración se presentan en la Tabla 2.8.

TABLA 2.8 RESULTADOS DE PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO DRAGO 10D.

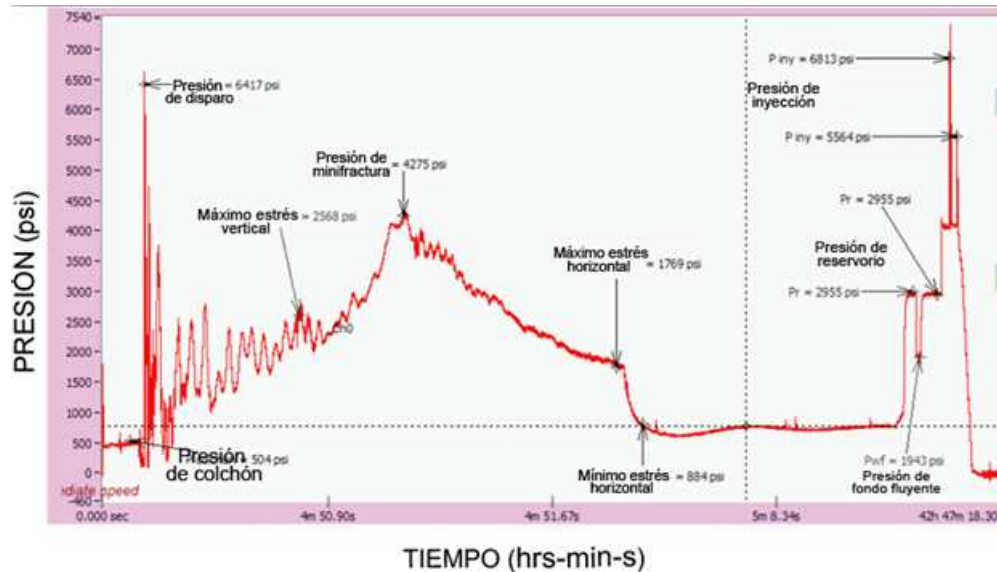
Prueba de producción			Resultados de la Interpretación		
Q _o	106	BPPD	Método de Horner		
Q _w	158	BAPD	Pendiente	-193	psi-ciclo
Q _t	264	BFPD	K	24.4	md
BSW	60	%	S	5.5	
API	27		P*	2722	Psi
Presiones			Método de la Derivada		
P _{wf} _{punzados}	667	psi	K	24.4	md
P _{ws} _{punzados}	2711	psi	S	5.5	
P _b	420	psi	ΔP_s	923	psi
Resultados de la Productividad			C _s	0.0003217	bbl/psi
J _{actual}	0.13	BPD/psi	P _i _{punzados}	2685	psi
J _{ideal}	0.23	BPD/psi			
EF	0.56				
Q _{max}	319	BPD			

Fuente: Petroproducción.

2.3.1.5 Perfiles de presiones del sensor FastGauge

El Gráfico 2.14 muestra el perfil completo de presiones en alta, intermedia y baja velocidad del sensor FastGauge para el primer intervalo de 10454' - 10460' (6') MD de la Arenisca Napo T inferior.

GRÁFICO 2.14 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.



Fuente: Halliburton.

Podemos visualizar el choque e inmersión de sensor FastGauge contra el fluido y es igual a 504 psi, que es la hidrostática proporcionada por el colchón de agua, el sensor acoplado a la barra de disparo viaja por el colchón de agua durante 14 segundos antes de golpear la cabeza de disparo y arrancar el tren explosivo descomprimiendo la hidráulica bajo el Packer.

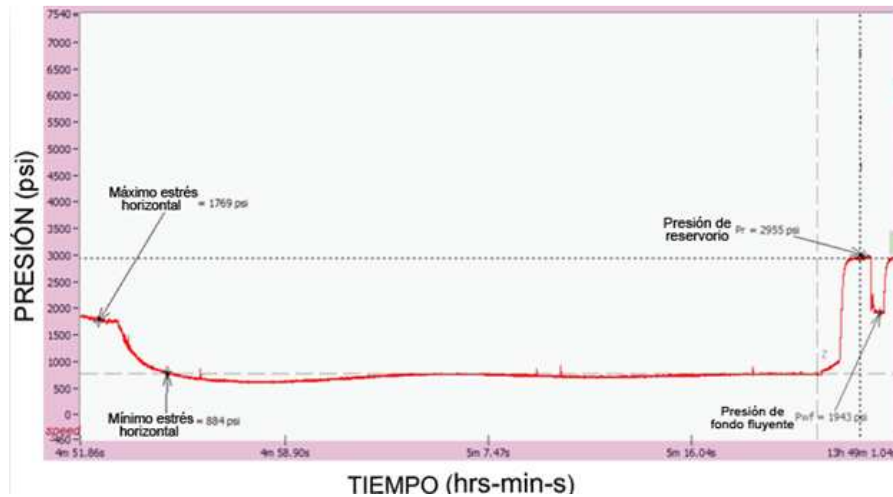
En el Gráfico 2.14, vemos que cuando las cargas son detonadas se ve un pico de presión en 6417 psi, posteriormente el fluido del pozo comienza a llenar los cañones y a comprimirse, acto seguido comienza a llenarse el cañón espaciador, mientras que el CO₂ comienza a ganar energía y a generar el sobrebalance dinámico al romper la arena y realizar las microfracturas con aproximadamente 4275 psi de pliegue hacia el reservorio - matriz.

Se observa que con 4275 psi plegando la matriz en función del estrés del reservorio para la arena Napo T inferior, que es 1.45 veces la presión del reservorio, de manera que la arena presenta un gradiente de fractura 0.41 psi/pie, se observa a 2568 psi un máximo estrés vertical y a 1769 psi un máximo estrés horizontal con un mínimo estrés horizontal a 884 psi.

Para este tiempo el pozo se ha relajado y se comenzará la evaluación del pozo y el evento de restauración de presión es igual a 2955 psi (ver Gráfico 2.15 y 2.16), presión de ecuilibración de la cámara frente a los punzados y manifestación de la

presión de reservorio. Esta recuperación de presión desde la hidráulica generada por el colchón (desbalance estático) hasta la presión de reservorio sucede en 6 horas, 4 minutos y 43 segundos.

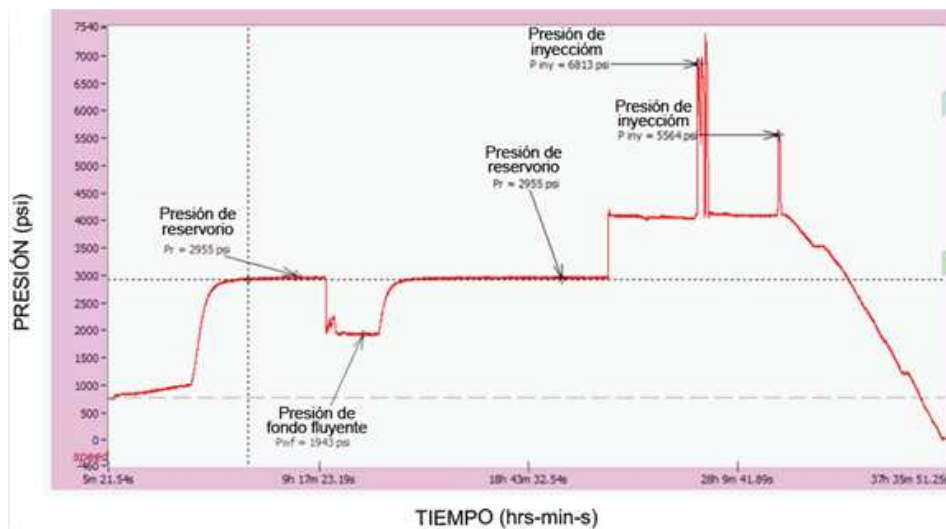
GRÁFICO 2.15 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.



Fuente: Halliburton.

La presión del reservorio es de 2955 psi y la presión de fondo fluente es 1943 psi, éstas son manifestaciones de la hidráulica del reservorio, pero aún así no se consigue levantar fluido por el sistema de levantamiento artificial Power Oil con Bomba Jet o por las condiciones petrofísicas del reservorio, adicionalmente se puede observar la circulación realizada para limpieza de una posible migración de finos o material acarreado, se realizan pruebas de inyectividad hacia el intervalo punzado a razón de 6813 psi y 5564 psi.

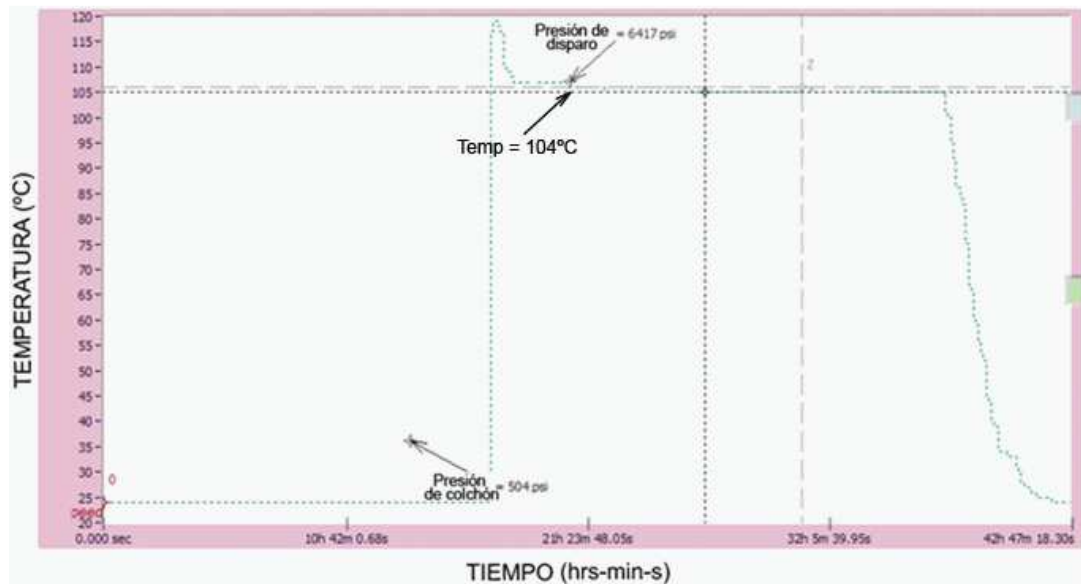
GRÁFICO 2.16 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.



Fuente: Halliburton.

El Perfil de Temperatura al momento de punzar fija la temperatura del reservorio en 219°F (104°C) como se muestra en el Gráfico 2.17 .

GRÁFICO 2.17 PERFIL DE TEMPERATURA DRAGO 10D.

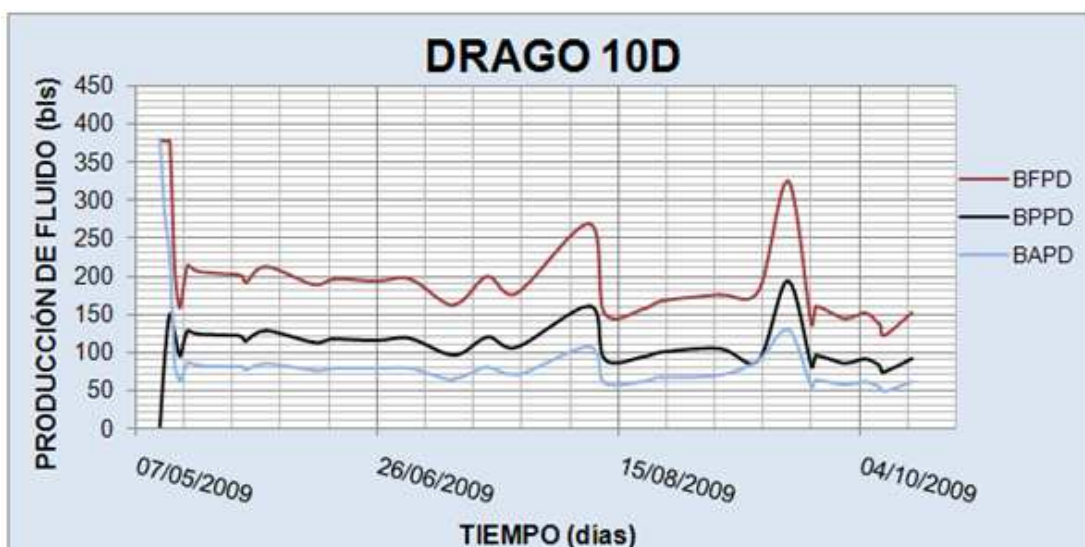


Fuente: Halliburton.

2.3.1.6 Historial de Producción

El historial de producción para el pozo después de haber disparado y que presenta un sistema de bombeo eléctrico sumergible se tiene en el Gráfico 2.18:

GRÁFICO 2.18 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.



Fuente: Petroproducción.

Es importante notar que solo estamos tomando en cuenta la producción hasta el 15 de Noviembre del 2009 ya que posterior a esta fecha se procedió a realizar un trabajo de reacondicionamiento del pozo.

Como se observa en el gráfico 2.18, la producción de fluido a flujo natural no es posible, es así que desde el inicio de la producción se instaló una bomba eléctrosumergible levantando fluido a razón de 202 BFPD, 111 BPPD y 94 BAPD en promedio, se ve para noviembre del 2009 una pequeña disminución del aporte de crudo, se reporta un incremento de la presión de fondo fluyente de 450 psi a 2072 psi, se decide realizar un trabajo de reacondicionamiento al pozo y se verifica la existencia de comunicación entre el tubing y el casing, posteriormente se cambia la completación de fondo y se logra recuperar producción.

2.3.2 SEGUNDO INTERVALO: DE 10411' - 10422' (11') Y 10427' - 10439' (12') MD DE LA ARENISCA NAPO U INFERIOR, CON CARGAS DOMINATOR.

Al tratarse del mismo pozo hay cierta información que es común al primer intervalo de manera que solo se analizará la información pertinente a este intervalo.

2.3.2.1 Configuración de la sarta de disparo.

La configuración de la sarta está dada por la Tabla 2.9, Tabla 2.10 y el Gráfico 2.19.

TABLA 2.9. ELEMENTOS DEL FASTGAUGE

NO.	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterías	4
1	Pin de Impacto	3
LONGITUD TOTAL		10.5

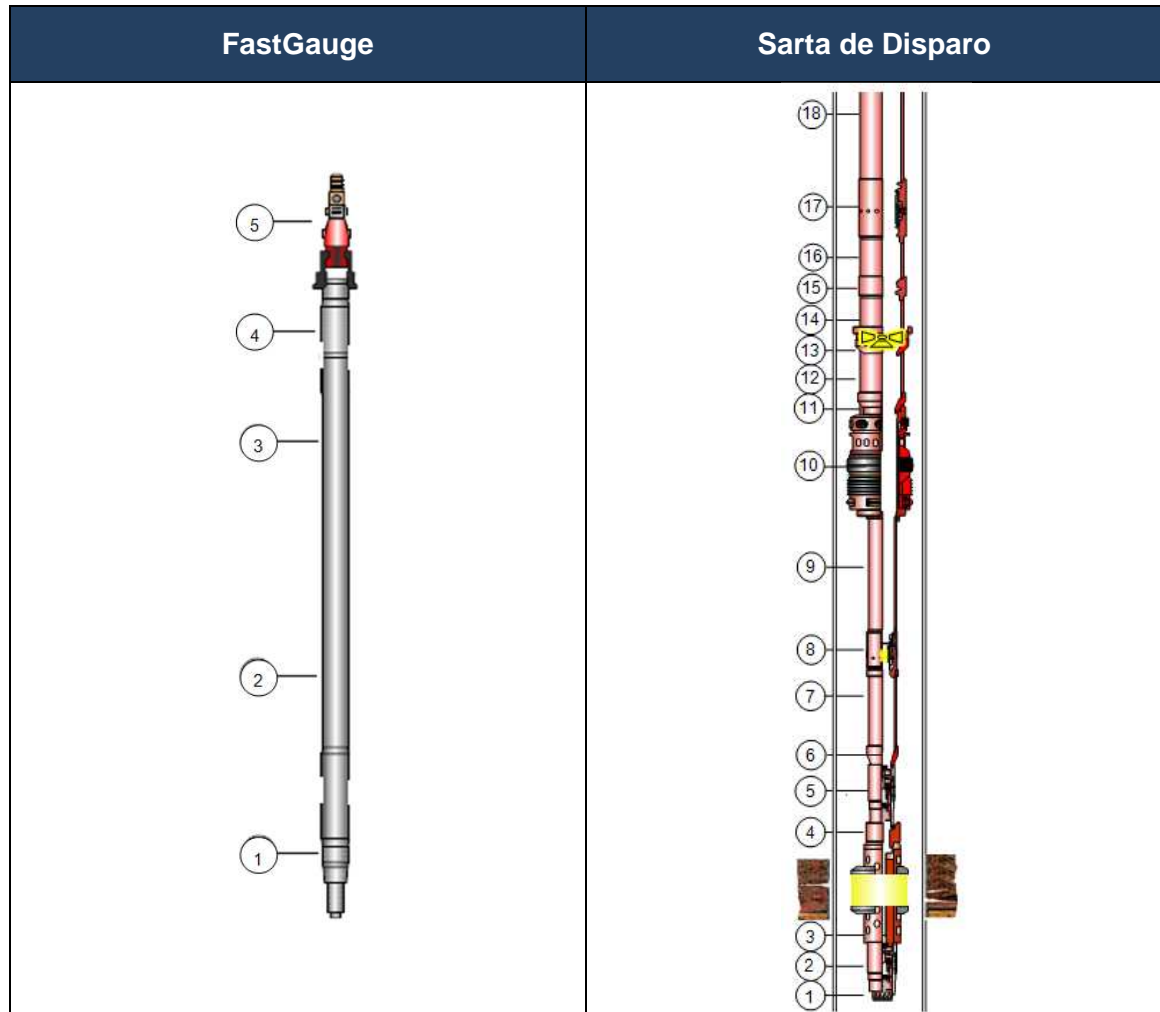
Fuente: Halliburton.

TABLA 2.10 SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD (pulg.)	ID (pulg.)	Longitud (pie)
20	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80 a Superficie	3 1/2	2.992	31.00
19	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod." L"	4 1/2	2.810	2.94
18	Tbg 3 1/2" EUE, 9.3 lb/pie, N-80	3 1/2	2.992	30.80
17	No-Go Mod."R", 3 1/2"	4 1/2	2.75	1.02
16	Tbg 3 1/2 EUE, 9.3 lb/pie, N-80	3 1/2	2.992	31.21
15	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.75	0.59
14	Marcador Radiactivo	4 1/2	2.75	0.37
13	Tbg 3 1/2", 9.3 lb/pie, EUE N-80	3 1/2	2.992	30.92
	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.56	1.90	0.90
12	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.46
11	Gomas a fondo Champ Packer	5.87	2.37	2.76
10	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.56
	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.44
9	Tbg 2 7/8 EUE, 7.8 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.55
8	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " EUE	3 5/7	1.61	0.71
7	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	4.94
6	Cañon de Seguridad 4 5/8"	4.625	n/a	9.19
5	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	11
	TCP 4 5/8", 5 spf, 39 g. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente			
	Fondo de Disparo			
4	Cañón espaciador, 4 5/8"	4 5/8	n/a	5
3	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	12
	TCP 4 5/8", 5 spf, 39 g. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente			
	Fondo de Disparo			
2	X-OVER 3 3/8"	3 3/8	n/a	0.60
1	TDF 3 3/8"	3 3/8	n/a	2.40

Fuente: Halliburton.

GRÁFICO 2.19 DIAGRAMAS DEL FASTGAUGE Y DE LA SARTA DE DISPARO.



Fuente: Halliburton

2.3.2.2 Registros y petrofísica de la matriz.

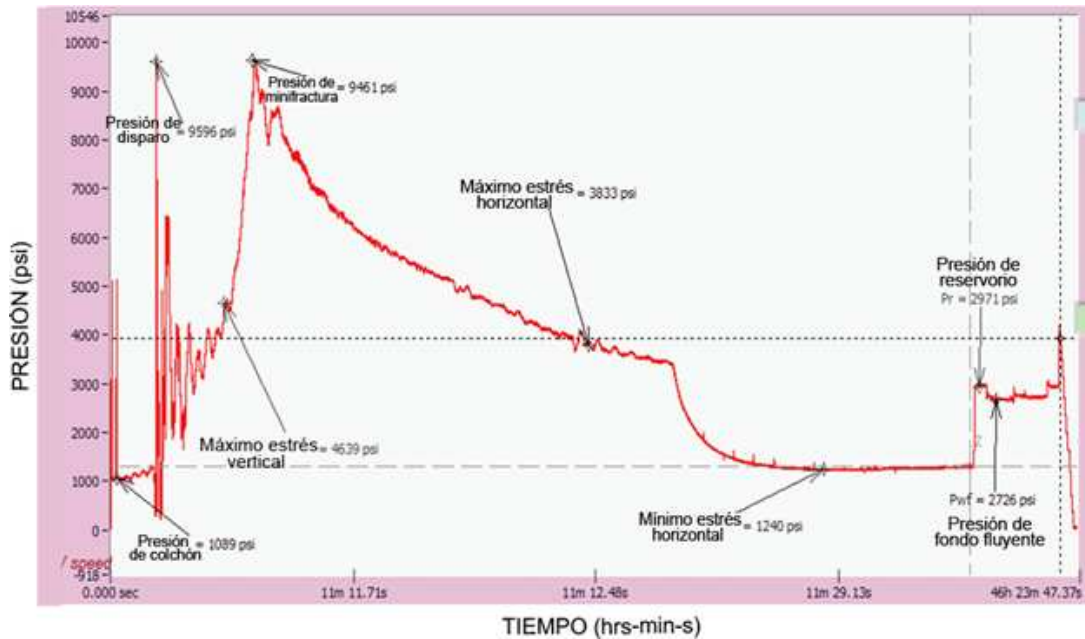
La petrofísica de la matriz es indicada en la Gráfica 2.13, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar.

Según las curvas del registro eléctrico del pozo se puede ver que el tiempo de tránsito y la densidad del grano son aproximadamente: $70 \mu\text{s}/\text{pie}$ y $2.45 \text{ gr}/\text{cm}^3$ por lo que prácticamente lo podemos considerar como una arena consolidada debido a las condiciones de la Tabla 1.3.

2.3.2.3 Perfiles de presiones del sensor FastGauge

El Gráfico 2.20 muestra el perfil completo de presiones en alta, intermedia y baja velocidad del sensor FastGauge para el segundo intervalo de intervalo de 10411' - 10422' (11') y 10427' - 10439' (12') MD de la Arenisca Napo U inferior.

GRÁFICO 2.20 PERFIL DE PRESIONES DRAGO 10D.



Fuente: Halliburton.

Podemos visualizar el choque e inmersión de sensor FastGauge contra el fluido y es igual a 1089 psi, que es la hidrostática proporcionada por el colchón de agua (agua fresca), el sensor acoplado a la barra de disparo viaja por el colchón de agua durante 1 minuto y 17 segundos antes de golpear la cabeza de disparo y arrancar el tren explosivo descomprimiendo la hidráulica bajo el Packer, la variación del colchón de agua se debe a una petición del cliente, por la arena que se va disparar (Arena "U" inferior), lo que hay que tomar en cuenta es que la cabeza de disparo necesita de 250 psi mínimo para detonarse.

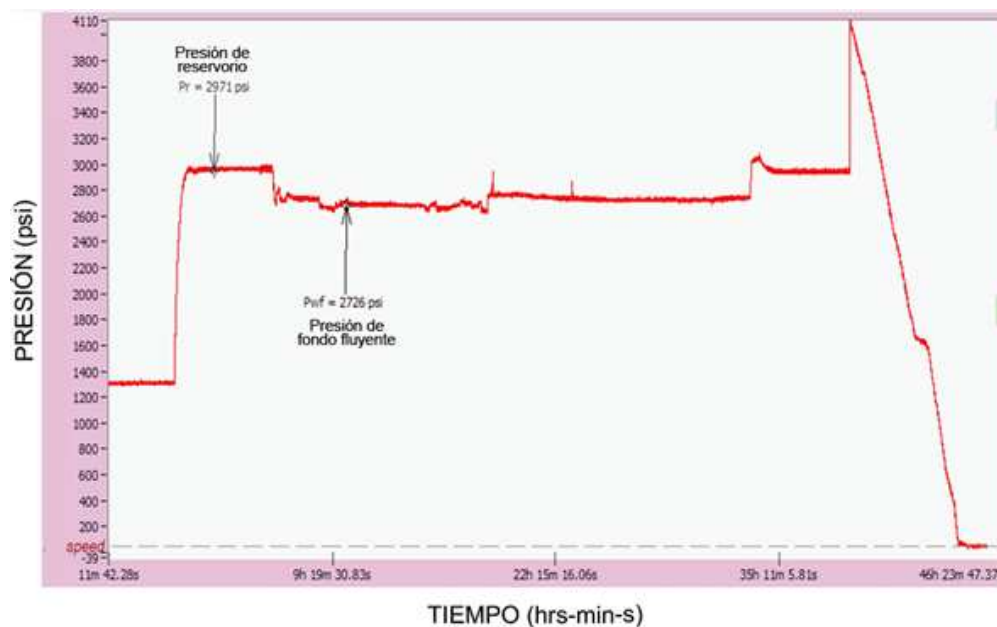
En el gráfico 2.20 vemos que cuando las cargas son detonadas se ve un pico de presión en 9596 psi, posteriormente el fluido del pozo comienza a llenar los cañones y a comprimirse el fluido, acto seguido comienza a llenarse el cañón espaciador, mientras que el CO₂ comienza a ganar energía y a generar el sobrebalance dinámico al romper la arena y realizar las microfracturas con aproximadamente 9461 psi de pliegue hacia el reservorio - matriz.

La extensión de la microfractura es 2.5 pies con 9461psi plegando la matriz en función del estrés del reservorio para la arena Napo T inferior, 3.18 veces la presión del reservorio, de manera que la arena presenta un gradiente de fractura

de 0.90 psi/pie, se observa a 4639 psi un máximo estrés vertical y a 3833 psi un máximo estrés horizontal con un mínimo estrés horizontal a 1240 psi.

Para este tiempo el pozo se ha relajado y se comenzará la evaluación del pozo y el evento de restauración de presión es igual a 2971 psi (Gráfico 2. 21), presión de ecualización de la cámara frente a los punzados y manifestación de la presión de reservorio. Esta recuperación de presión desde la hidráulica generada por el colchón (desbalance estático) hasta la presión de reservorio sucede en 1 hora, 33 minutos y 42 segundos.

GRÁFICO 2.21 PERFIL DE APERTURAS Y CIERRES DE FLUJO DRAGO 10D.



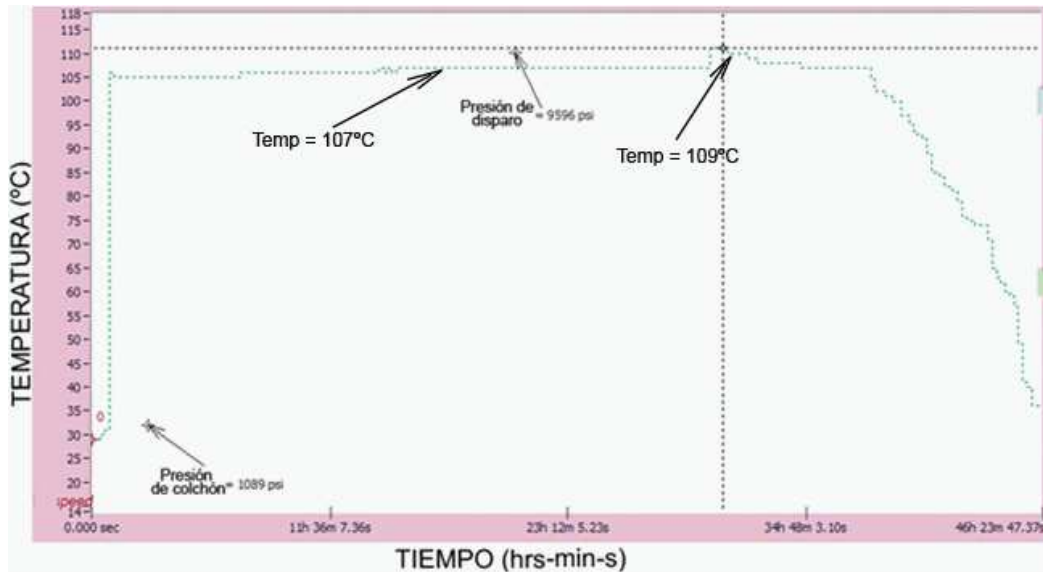
Fuente: Halliburton.

La presión del reservorio es de 2971 psi y la presión de fondo fluyente es 2726 psi, generadas por el Levantamiento Artificial Power Oil con Bomba Jet 10A con una producción de 936 BFPD con un BSW del 100%.

Manifestación del Drawdown o diferencial de presión del reservorio hacia el levantamiento artificial o sarta de TCP en la cara del pozo es de 245 psi, generado por el tipo de levantamiento.

El Perfil de Temperatura al momento de punzar fija la temperatura del reservorio en 225°F (107°C) y la Temperatura al momento de la generación de las microfracturas es de 217°F (109°C) como se muestra en el Gráfico 2.22.

GRÁFICO 2.22 PERFIL DE TEMPERATURA DRAGO 10D.



Fuente: Halliburton.

2.3.3 TERCER INTERVALO: DE 10198' - 10206' (8') Y 10224' - 10242' (18') MD DE LA ARENISCA NAPO U INFERIOR, CON CARGAS MILLENNIUM.

El tercer intervalo se disparó con cargas convencionales Millennium, por lo que no se incluye como ejemplo en el presente capítulo.

2.4 POZO BERMEJO NORTE 03.

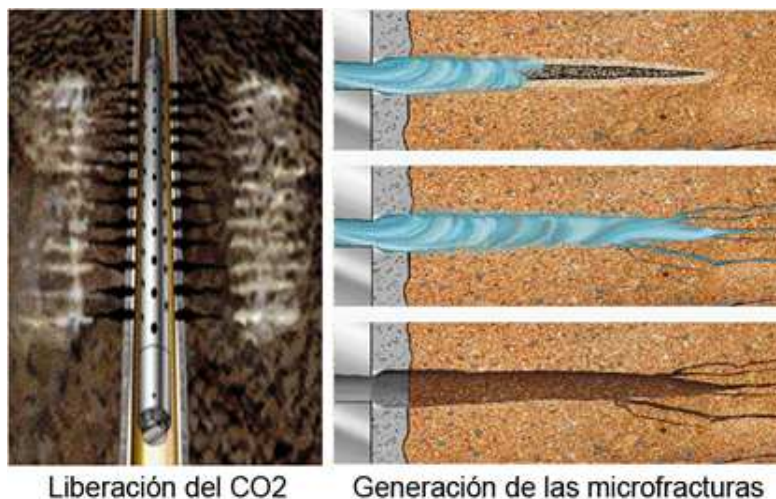
2.4.1 ANTECEDENTES.

El trabajo consistió en realizar los disparos con tubería TCP con la Técnica StimGun usando el sensor FastGauge acoplado a la barra de disparo.

Recapitulando sabemos que se disparará en bajo balance y con una presión hidrostática de 610 psi, proporcionada por el colchón de agua, una vez que soltamos el sensor FastGauge (barra de disparo) en superficie éste activará la cabeza de disparo e iniciará la detonación de las cargas Dominator, a tiempo seguido ésta energía es aprovechada para arrancar la técnica StimGun quemándose las camisas de propelente bajadas con los cañones y liberando CO₂ a alta presión generando niveles de sobre balance dinámico en la cara de los

punzados removiendo el daño a la formación y provocando microfracturas (ver Gráfico 2.23)

GRÁFICO 2.23 MICROFRACTURAS.



Fuente: Halliburton.

Se disparó a la Arenisca Basal Tena en el intervalo 3407' - 3428' (21') MD, a 6 DPP, mediante la realización de un cañoneo de alta penetración Cargas Dominator y técnica StimGun.

2.4.2 CONDICIONES FLUYENTES.

Las condiciones fluyentes del Pozo Bermejo Norte 03 corresponden a los valores de la Tabla 2.13:

TABLA 2.13. PARÁMETROS DEL POZO BERMEJO NORTE 03

Caudal fe Fluido	408	BFPD
BSW	66	%
Porosidad	18	%
Gravedad del Gas	0.836	
Viscosidad del Crudo	4.5	cp
Profundidad del sensor Fast Gauge	3390	pies
Presión Hidrotática del Colchón de Agua	610	psi

Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Halliburton.

Para el proceso de cálculo del perfil de presión del Fast Gauge, se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento, proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de TECPECUADOR para el Campo Bermejo Norte.

2.4.3 CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE DISPARO.

La configuración de la sarta está dada por la Tabla 2.14, 2.15 y la Gráfica 2.24.

TABLA 2.14 FASTGAUGE (BARRA DE DISPARO)

No.	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN (pies)
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT - 400K	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Baterías	4
1	Pin de Impacto	3
LONGITUD TOTAL		10.5

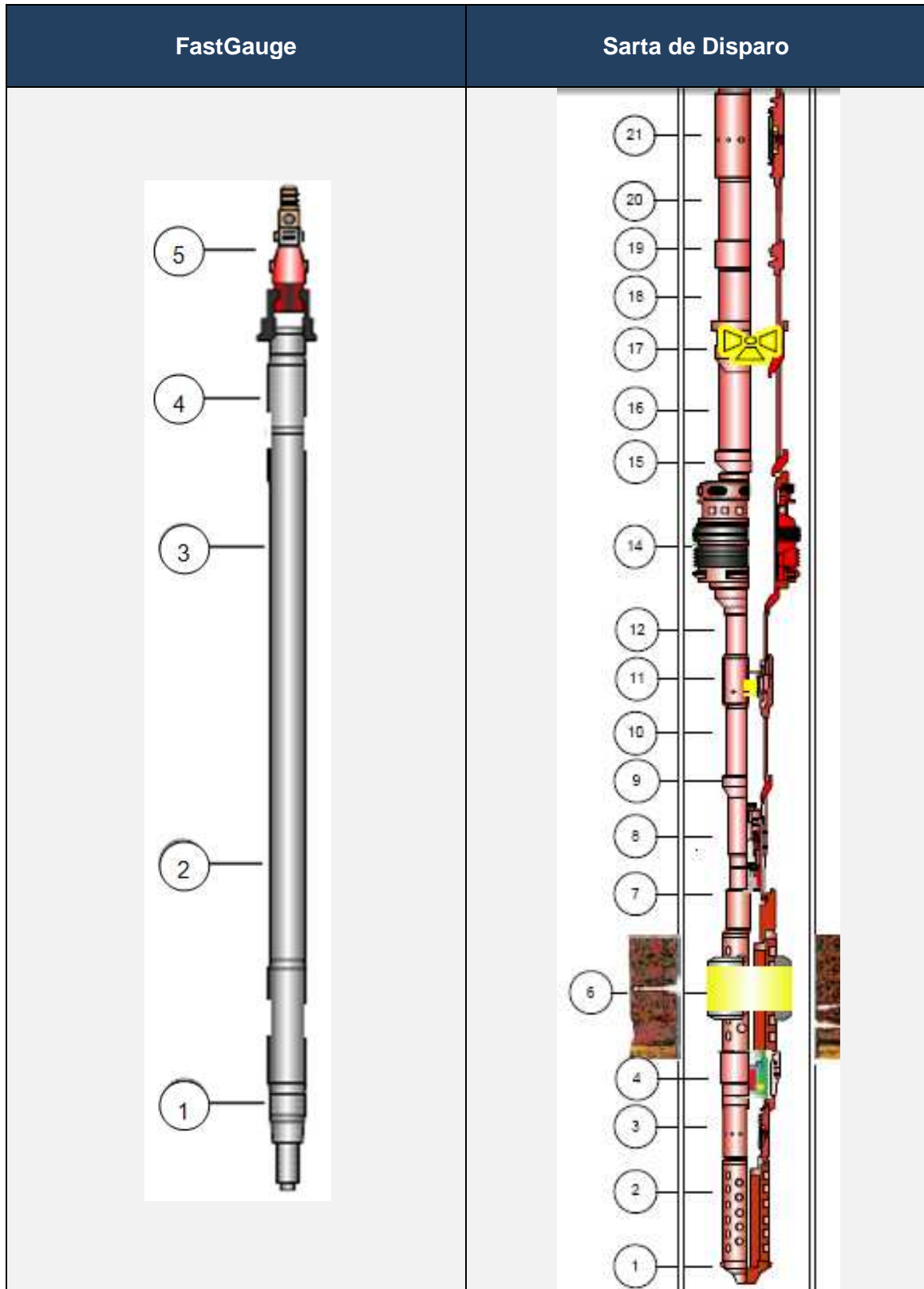
Fuente: Halliburton.

TABLA 2.15 SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD (pulg.)	ID (pulg.)	Longitud (pies)
22	Tbg 2 7/8" EUE, 6.5 lb/pie, N-80 a Sup.	2 7/8	2.44	31.5
21	Camisa 2 7/8", SL-SL Mod." L"	2 7/8	2.31	2.78
20	Tbg 2 7/8" EUE, 6.5 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.55
19	No-Go Mod."R", 2 7/8"	3 1/2	2.25	0.96
18	Tbg 2 7/8" EUE, 6.5 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.56
17	Sub Radioactivo 2 7/8" EUE	3 4/5	2.40	0.43
	Marcador Radiactivo			0.32
16	Tbg 2 7/8" EUE, 6.5 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.58
15	X-Over 2 7/8" a 2 3/8" EUE	3 1/2	1.61	0.60
14	Tope Packer Arrow HD a Gomas 5"	7.68	1.8	3.04
	Gomas a fondo Packer HD			3.13
13	X-Over 2 3/8" a 2 7/8" EUE	3 1/2	1.61	0.68
12	Tbg 2 7/8" EUE, 6.5 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.60
11	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.40
10	Tbg 2 7/8 EUE, 6.5 lb/pie, N-80	2 7/8	2.44	31.59
9	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " EUE	3 1/2	1.61	0.72
8	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	5.11
7	Cañon de Seguridad 3 3/8"	3.375	n/a	7.68
6	Tope de Disparo	3 3/8	n/a	21
	TCP 3 3/8", 6 dpp, 25 g. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente			
	Fondo de Disparo			
5	Incrementador MiniGun	3 3/8	n/a	1.59
4	EDA Delay (6 min) y TDF	3 3/8	n/a	2.00
3	Incrementador MiniGun	3 3/8	n/a	0.99
2	Camaras SurgePro Vent	3 3/8	n/a	24.70
1	Tapón de Fondo	3 3/8	n/a	0.33

Fuente: Halliburton.

GRÁFICA 2. 24 SARTA DE DISPARO.

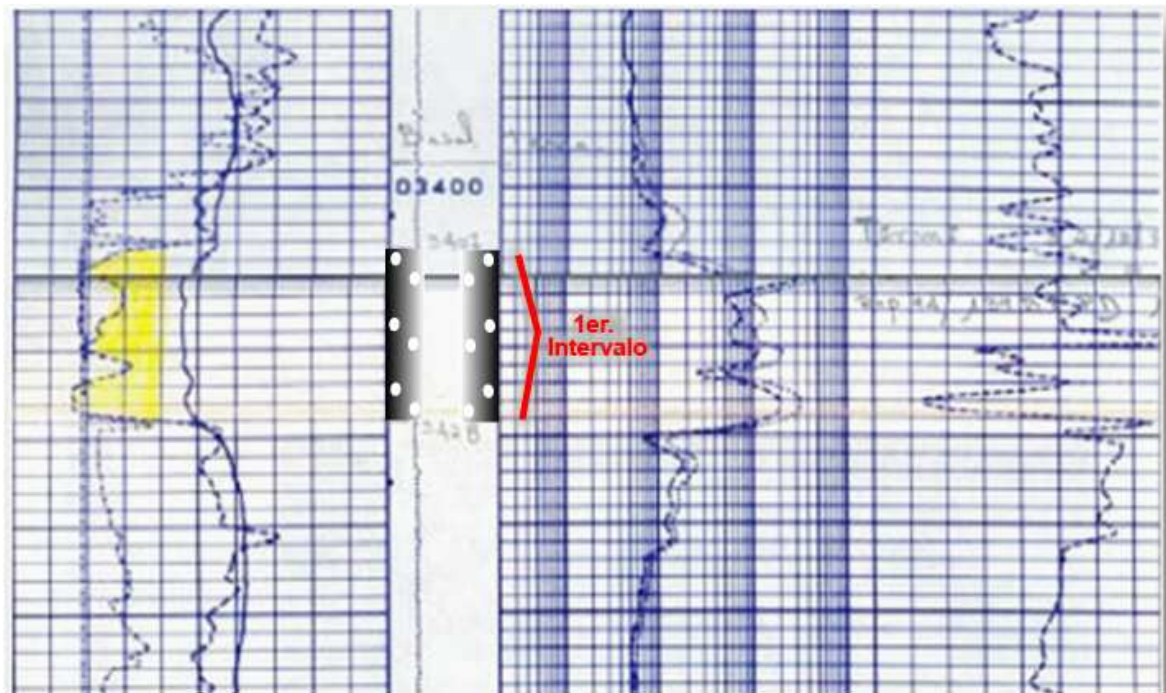


Fuente: Halliburton

2.4.4 REGISTROS Y PETROFISICA DE LA MATRIZ.

La petrofísica de la matriz es indicada en la Gráfica 2.25, en la que se muestra el registro eléctrico de la zona a disparar (color rojo).

GRÁFICO 2.25 REGISTRO ELÉCTRICO BERMEJO NORTE 03



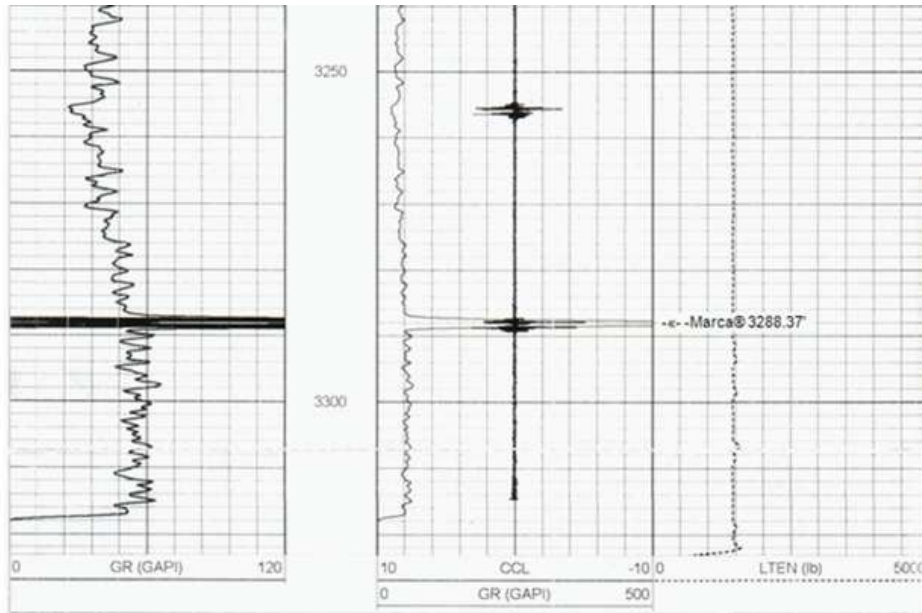
Fuente: Bermejo.

Según las curvas del registro eléctrico del pozo se puede apreciar que el tiempo de tránsito y la densidad del grano son aproximadamente: $80 \mu\text{s}/\text{pie}$ y $2.45 \text{ gr}/\text{cm}^3$ por lo que prácticamente lo podemos considerar como una arena consolidada por las condiciones dadas por la Tabla 1.3.

2.4.5 RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN

Una vez que la sarta de disparo se halla en fondo se posiciona el camión de cable eléctrico para correr el registro GR-CCL y se obtuvo el siguiente perfil para la corrida 1 (ver Gráfico 2.26).

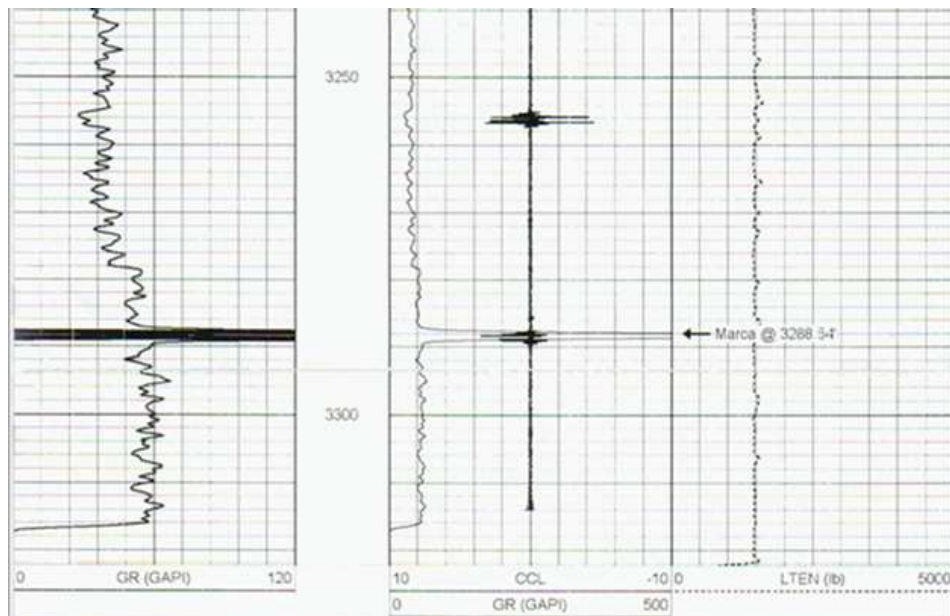
GRÁFICO 2.26 PERFIL DE CORRELACIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.



Fuente: Halliburton.

Correlacionando con el registro del pozo Bermejo Norte 03 y GR-CCL se encontró la marca a 3288.37' y se esperaba encontrarla a 3288.5' por lo que se decide espaciar la tubería 0.13' y se procede a asentar el Packer y a realizar la siguiente corrida de correlación obteniéndose el siguiente perfil en la corrida 2, (ver Gráfico 2.27).

GRÁFICO 2.27 PERFIL DE CORRELACIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.



Fuente: Halliburton.

Correlacionando con el registro del pozo se encontró la marca a 3288.54' y se esperaba encontrarla a 3288.55' de manera que se tiene un desfase insignificante de 0.01' por lo que se procede a soltar la barra de disparo (sensor FastGauge).

2.4.6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO.

El siguiente sumario resume los resultados de la interpretación realizada mediante el software Ecrin – Sapphire (software usado por la empresa encargada de realizar el análisis de la prueba de presión).

Los datos y resultados de la prueba de presión en el período evaluado se encuentran en la Tabla 2.16 y 2.17,

Las Gráficas de la prueba de presión proporcionadas por el software Ecrin – Sapphire se pueden visualizar en el Anexo 2.5 y 2.6.

TABLA 2.16 DATOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO BERMEJO NORTE 03.

Parámetros del Estrato		
Espesor Total	21	pies
Espesor Productor	21	pies
Espesor Disparado	21	pies
Radio del Pozo	30	pies
Porosidad	18	%
Parámetros del Fluido		
Factor Volumétrico del Petróleo	1,048	Bls/BF
Factor Volumétrico del Agua	1,03	Bls/BF
Razón de Solubilidad	59,62	PCS/Bls
Viscosidad del Petróleo	4,5	cp
Compresibilidad del Petróleo	1,40E-04	psi ⁻¹
Relación Gas Petróleo	80	PCS/Bls
Gravedad del Gas	0,836	-

Fuente: Petroproducción.

TABLA 2.17 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.

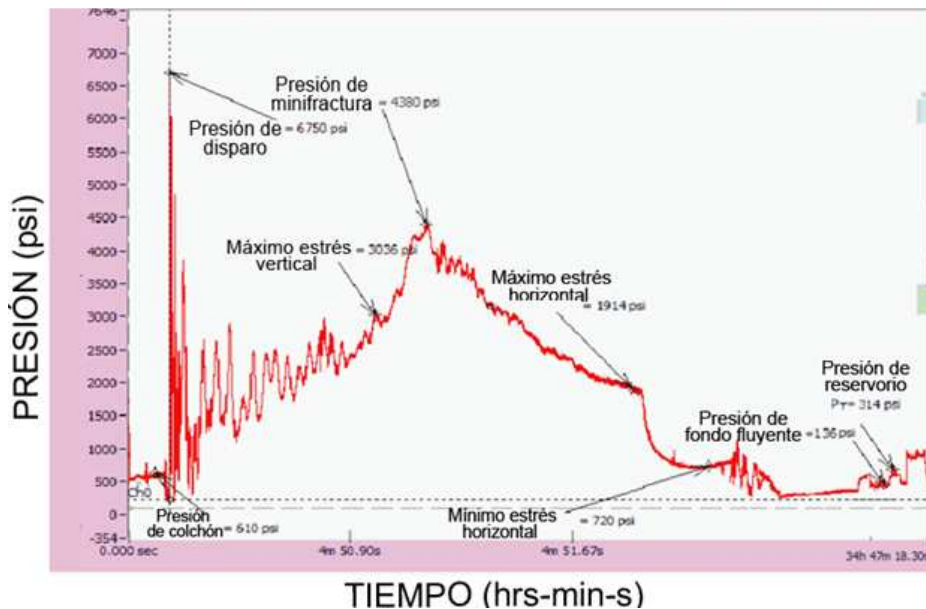
Prueba de producción			Resultados de la Interpretación		
Q	408	BFPD	Método de Horner		
BSW	66	%	K	24.4	md
API	30		S	-2.83	
Presiones			P*	324	psi
Pwf _{punzados}	146	psi	P _{1hora}	251	psi
Pws _{punzados}	346	psi	Método de la Derivada		
P _b	407.8	psi	K	164	md
Resultados de la Productividad			S	-3.75	
J _{actual}	0.13	BPD/psi	ΔP _s	-309	psi
J _{ideal}	0.23	BPD/psi	C _s	1,93E-02	bbl/psi
EF	0.56		Pr _{punzados}	365	psi
Q _{max}	319	BPD	Pr _{sensor}	358	psi

Fuente: Petroproducción.

2.4.7 PERFILES DE PRESIONES DEL SENSOR FASTGAUGE

El Gráfico 2.28 muestra el perfil completo del perfil de presiones en alta, intermedia y baja velocidad del sensor Fast Gauge.

GRÁFICO 2.28 PERFIL DE PRESIONES POZO BERMEJO NORTE 03.

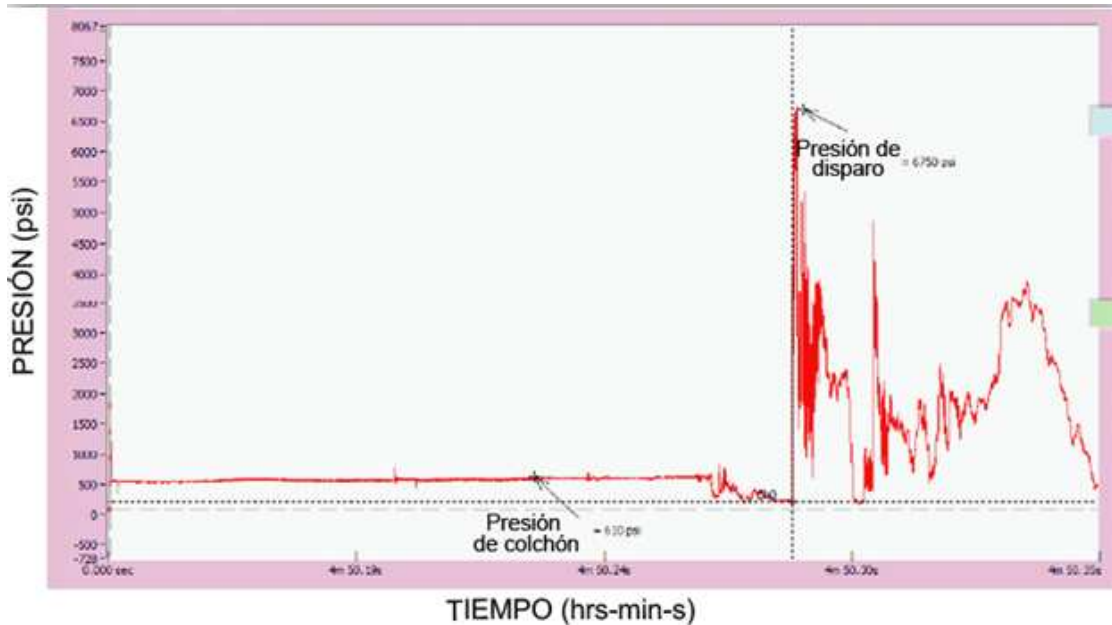


Fuente: Halliburton.

Podemos visualizar el choque e inmersión de sensor Fast Gauge contra el fluido y es igual a 610 psi, que es la hidrostática proporcionada por el colchón de agua, el sensor acoplado a la barra de disparo viaja por el colchón de agua durante

59 segundos antes de golpear la cabeza de disparo y arrancar el tren explosivo descomprimiendo la hidráulica bajo el Packer (ver Gráfico 2.29).

GRÁFICA 2.29 PICO DE PERFIL DE PRESIÓN.



Fuente: Halliburton.

En el Gráfico 2.29 vemos que cuando las cargas son detonadas se ve un pico de presión en 6750 psi, posteriormente el fluido del pozo comienza a llenar los cañones y a comprimirse el fluido, acto seguido comienza a llenarse el cañón espaciador, mientras que el CO₂ comienza a ganar energía y a generar el sobrebalance dinámico al romper la arena y realizar las microfracturas con aproximadamente 4380 psi de pliegue hacia el reservorio - matriz.

La extensión de la microfractura es de 3.5 pies con 4380 psi plegando la matriz en función del estrés del reservorio para la arena Napo U inferior, 15.75 veces la presión del reservorio, de manera que la arena presenta un gradiente de fractura 1.28 psi/pie, se observa a 3036 psi un máximo estrés vertical y a 1914 psi un máximo estrés horizontal con un mínimo estrés horizontal a 720 psi.

Para este tiempo el pozo se ha relajado y se comenzará la evaluación del pozo y el evento de restauración de presión es igual a 314 psi (Gráfico 2.29), presión de ecuilización de la cámara frente a los punzados y manifestación de la presión de reservorio.

Evento de restauración de presión igual a 314 psi, presión de ecualización de la cámara frente a los punzados y manifestación de la presión de reservorio.

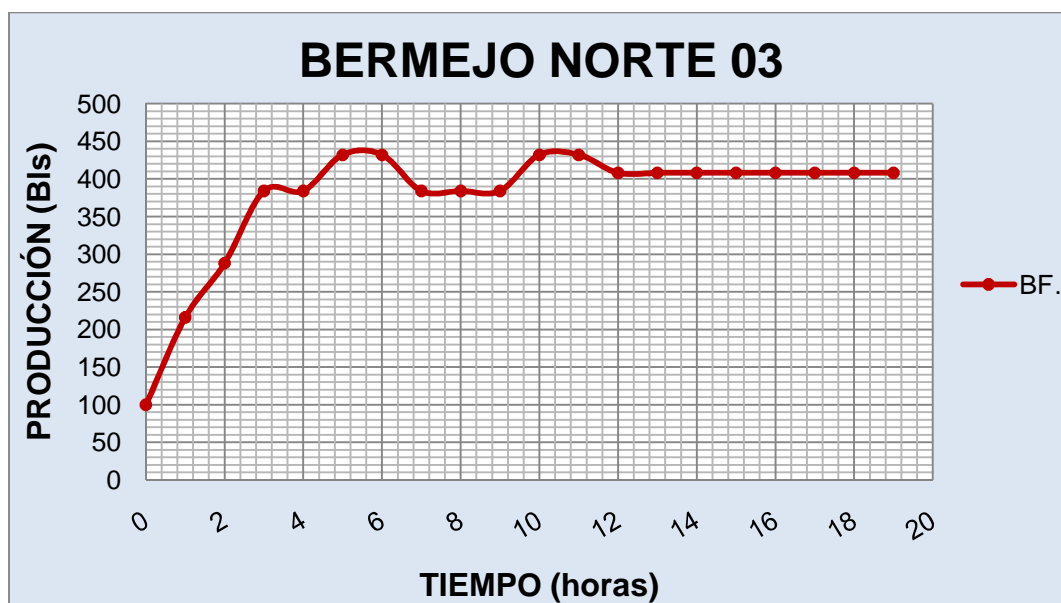
Presión de fondo fluyente igual a 136 psi, generada por el levantamiento artificial de power oil bomba jet Claw Directa 9k para producir 408 BFPD con 66 % de BSW.

Manifestación del Drawdown o diferencial de presión del reservorio hacia el levantamiento artificial o sarta de TCP en la cara del pozo de 178 psi generado por el levantamiento artificial Power Oil.

2.4.8 PRODUCCIÓN DEL POZO BERMEJO NORTE 03

Se sabe que el pozo producía con Levantamiento Mecánico un promedio de 100 BFPD, la producción que se tubo seguida a los disparos alcanzó los 432 BFPD y finalmente se estabilizó en la evaluación en 408 BFPD al mes de abril del 2010 (Gráfica 2.30).

GRÁFICA 2.30 PRODUCCIÓN POZO BERMEJO NORTE 03.



Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Halliburton.

Esta producción se tomó de los resultados obtenidos en la evaluación del pozo con Bomba Jet por lo que dependerá del tipo de levantamiento que se decida instalar para conocer como se estabilizaría la producción, mientras tanto es notorio un considerable incremento de la producción al combinar cargas Dominator y la técnica StimGun.

CAPITULO III

ANALISIS COMPARATIVO DE DISPAROS CON CARGAS DOMINATOR Y CARGAS MILLENNIUM A POZOS SELECCIONADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ANÁLISIS

Para que el análisis entre disparos con cargas Dominator y Millennium sea equitativo, se ha tomado en cuenta sus ventajas y desventajas, sin dejar de lado sus limitaciones, enfocándose en los resultados que brindan en parámetros como: daño, profundidad, eficiencia de flujo, índice de productividad y producción.

El análisis se centrará en disparos realizados a la Arenisca Basal Tena en el intervalo 3407' - 3428' (21') MD, a 6 DPP del pozo Bermejo Norte 03 del Campo Bermejo de Tecpecuador, el cuál presenta todas las facilidades en el proceso de recopilación de información útil y necesaria para realizar una adecuada operación de disparos, así como facilita la información que se requiere para efectuar las simulaciones respectivas, se debe tomar en cuenta que el pozo Bermejo Norte 03 se disparó con cargas Dominator combinada con la técnica Stim Gun, hecho que permite tener los resultados reales para el estudio de las cargas Dominator propuestas en éste proyecto y a la vez nos es posible conocer mediante la simulación los distintos resultados que se tendrían al disparar sin la técnica Stim Gun o al disparar con las cargas convencionales Millennium.

Para realizar las simulaciones se hace uso del programa de simulación Perfpro, las simulaciones se han realizado tomando en cuenta tres escenarios, los mismos que permitirán realizar tanto el análisis comparativo entre las cargas Dominator y Millennium, así como el análisis técnico económico del proyecto.

Se realizaron los escenarios considerando tres tipos de servicio, los escenarios considerados son disparos realizados con cargas:

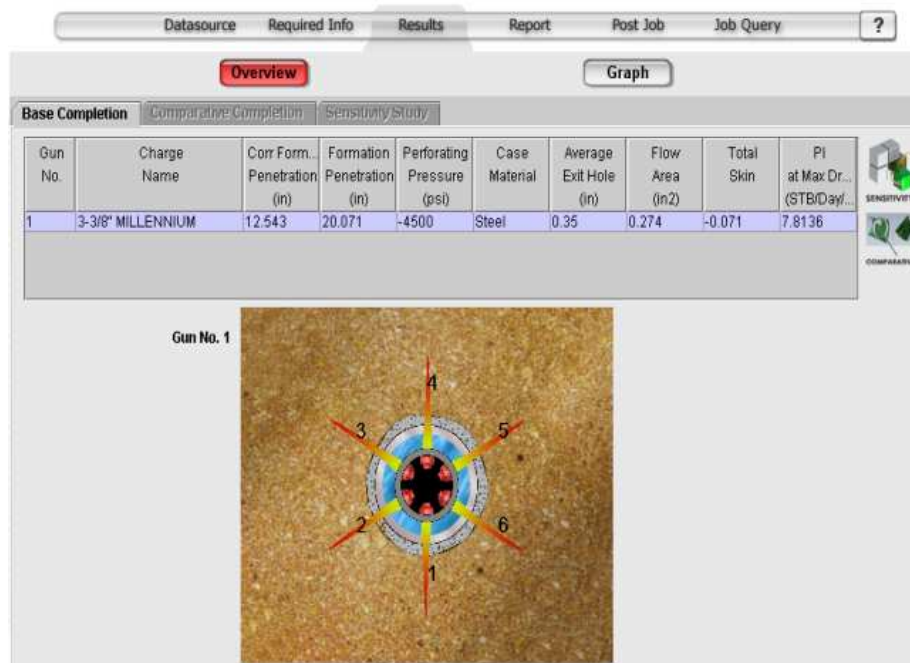
- Primero: Millennium (simulado).
- Segundo: Dominator (simulado).
- Tercero: Dominator más la técnica Stim Gun (caso real).

Los resultados del primer y segundo escenario son obtenidos mediante la simulación en PerfPro, mientras que el tercer escenario son valores reales obtenidos al disparar el pozo con cargas Dominator más la técnica Stim Gun.

3.1.1 PROGRAMA PERFPRO.

Es un software propiedad de Halliburton (Gráfica 3.1), que nos permite simular y diseñar el sistema de disparo que optimizará la interconectividad hacia el pozo, enfocándose en parámetros como: tamaño del cañón, densidad de disparo, tipo de carga, fase, orientación de las cargas, niveles de bajo o sobre balance y si será bajado con cable o con tubería.

GRÁFICA 3.1 PROGRAMA PERFPRO



Fuente: Halliburton

De manera que de la simulación obtenida podremos predecir parámetros como el Índice de Productividad, daño total, profundidad del túnel de disparo, entre otros.

Nos permite además simular varios escenarios, tratando de integrar la mayor cantidad de datos del pozo (ver Grafica 3.2), resultando en un proceso de mejoramiento en el diseño y la completación, obteniéndose de la simulación básicamente el rendimiento de las cargas.

GRÁFICA 3.2 DATOS REQUERIDOS POR EL PROGRAMA PERFPRO

Datasource	Required Info	Results	Report	Post Job	Job Query
Post Job Data Collection					
<input checked="" type="checkbox"/> Job Actually Run					
Well Name: Validation #1 ST-2		Location: Bossier City			
Well Test Data					
Oil Gravity: 32.5	°API	Gun Used in Job: 1) 3-3/8" MILLENNL...			
Oil Rate: 3255	stb/d	Shut-In WHP: 3375		psi	
Gas Rate: 1775	mscf/d	Flowing WHP: 3125		psi	
Gas Specific Gravity: 0.625		Flowing BHP: 8650		psi	
Water Rate: 12	stb/d	Shut-In BHP: 8775		psi	
Choke Size: 24	1/64 in	BHT: 275		°F	
<input checked="" type="checkbox"/> Pressure Transient Analysis					
Permeability: 275	md	Date Well Completed: 03/7/2005 8:32:59 AM			
Skin Factor: 1.2		Date Well Test: 03/7/2005 8:32:59 AM			
Halliburton Rep Name: Mr. Vann					
Comments: Example Post-Job Data Validation					

Fuente: Halliburton

El análisis que se realice al pozo Bermejo Norte 03, nos permitirá obtener una idea bastante clara de lo que las cargas y técnicas usadas en operaciones de disparos pueden lograr en los pozos, permitiendo mejorar el rendimiento de las cargas y así obtener un mejor aporte del pozo.

Los parámetros más relevantes para realizar el estudio comparativo son:

- Daño total
- Profundidad del túnel generado
- Índice de Productividad
- Eficiencia de Flujo
- Caudal.

Es importante notar que de los parámetros mencionados el de mayor importancia para el cliente es el Caudal, razón por la cual se espera que cualquier variación en los demás parámetros afecten positivamente a un incremento del Caudal.

3.1.2 DAÑO TOTAL (S).

Este es uno de los parámetros más importantes a minimizarlo, puesto que el pozo ya tiene un daño producto de la perforación en pozos nuevos o de trabajos posteriores en pozos viejos, además presenta un daño asociado a los disparos, por lo que cualquier intento por minimizarlo será importante, siendo el daño un factor del que depende mucho la aportación del pozo.

La tabla 3.1 muestra como el daño varía dependiendo el tipo de carga y la técnica usada, en los distintos escenarios.

TABLA 3.1 DAÑO GENERADO

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
	Millennium	Dominator	Dominator + Stim Gun
S	0,821	0,276	-2,83

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

Si bien el daño generado por las cargas Dominator es menor al generado por las cargas Millennium, se puede notar que el uso de la técnica Stim Gun afecta considerablemente el valor del daño.

3.1.3 PROFUNDIDAD DEL TÚNEL DE DISPARO.

La profundidad de los disparos es un factor muy discutido en la industria petrolera, puesto que, para unos lo más importante es la profundidad alcanzada en el disparo y para otros lo que importa es solo atravesar la zona invadida, de cualquier forma, los estudios han demostrado que las cargas Dominator presentan aproximadamente un incremento del 15 al 20% de profundidad respecto a las cargas convencionales (gráfica 1.30). La técnica Stim Gun no afecta a la profundidad de los disparos pero si nos brinda un disparo más limpio, razón por la cual el tercer escenario no figura en la tabla 3.2.

Las profundidades obtenidas para el primer y segundo escenario se presentan en la tabla 3.2.

TABLA 3.2 PROFUNDIDAD

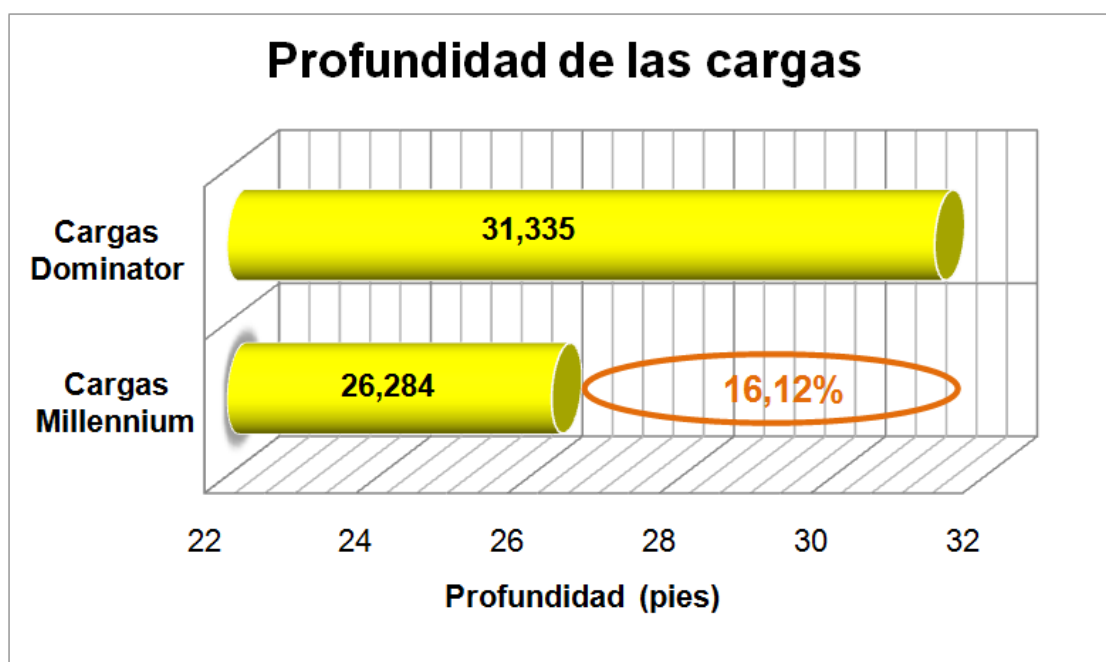
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
	Millennium	Dominator
Profundidad (pulg.)	26,284	31,335

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

La profundidad alcanzada por las cargas Millennium y Dominator refleja el hecho de que las cargas Dominator fueron diseñadas para presentar mejores resultados en condiciones reales de fondo, mientras que las cargas Millennium tendrán mejores resultados en las pruebas que se realizan según la Sección 1 de la API RP - 19B.

Las cargas Dominator presentan una profundidad 16,12% mayor que las cargas convencionales (ver gráfica 3.5)

GRÁFICA 3.3 PROFUNDIDAD DE LAS CARGAS



Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

Sin embargo, la profundidad será más significativa si se tiene además un túnel limpio, cosa que por sí solas las cargas no pueden lograr, para esto requieren el uso de la técnica Stim Gun.

3.1.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

La capacidad que el pozo tiene para producir también se verá alterada una vez realizados los disparos, los Índices de Productividad de ilustran en la tabla 3.4.

TABLA 3.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
	Millennium	Dominator	Dominator + Stim Gun
IP (bls/día*psi)	1,2125	1,3027	1,92

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

El potencial del pozo alcanzado al usar cargas Dominator es mayor que al usar cargas convencionales, por lo que se convierte en una buena alternativa el uso de cargas Dominator, sin embargo, el uso de la técnica Stim Gun incrementa notablemente la capacidad del pozo para producir, lo que se puede evidenciar en el aumento de la producción y una consecuente disminución de la presión de fondo.

3.1.5 EFICIENCIA DE FLUJO (FE).

La eficiencia de flujo también se ve alterada por los disparos y técnicas usadas, debido al daño que éstos generan.

Del sensor Fast Gauge obtenemos que IP ideal es de 1,85 bls/día*psi y de la tabla 3.4 obtengo los valores del IP real para los distintos escenarios, de manera que con la ecuación 1.2 obtengo los valores de la FE (Tabla 3.3) para los tres escenarios, así:

$$FE = \frac{IP_{\text{real}}}{IP_{\text{ideal}}} = \frac{1,2125}{1,85} = 0,655$$

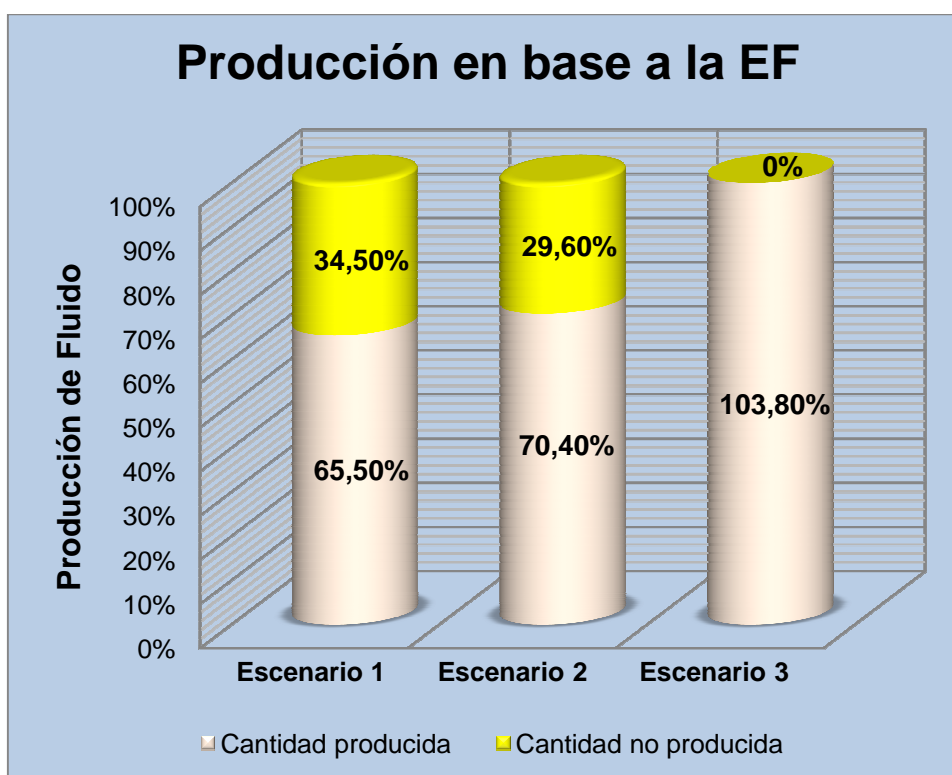
TABLA 3.3 EFICIENCIA DE FLUJO

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
	Millennium	Dominator	Dominator + Stim Gun
EF	0,655	0,704	1,038

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

Los resultados de eficiencia de flujo obtenidos indican que en el primer escenario se tiene una pérdida de producción del 34,5% debido al daño no removido, valor que disminuye a 29,6% para el segundo escenario mientras que para el tercer escenario no se tienen pérdidas de producción debido al daño no removido sino que la eficiencia del 103,8% (ver gráfica 3.3) indica un superávit del 3,8% sobre el 100% de producción, es por esto que se hace necesario disminuir las pérdidas de producción debidas a la caída de presión a través de la zona de permeabilidad alterada.

TABLA 3.3 PRODUCCIÓN EN BASE A LA EF



Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

3.1.6 CAUDAL (Q).

Después de todo, lo más importante es que los esfuerzos por realizar un buen diseño y seleccionar la técnica de disparos más adecuada para el pozo se vea reflejada en un incremento en la producción, lo cual se traduce en un factor económico vital para la empresa operadora, el pozo Bermejo Norte 03 produce 408 BFPD a una presión de fondo de 136 psi. Después de disparar con cargas Dominator y con la técnica Stim Gun – Surge Pro, los valores de la producción en los diferentes escenarios se presentan en la tabla 3.5.

TABLA 3.5 PRODUCCIÓN

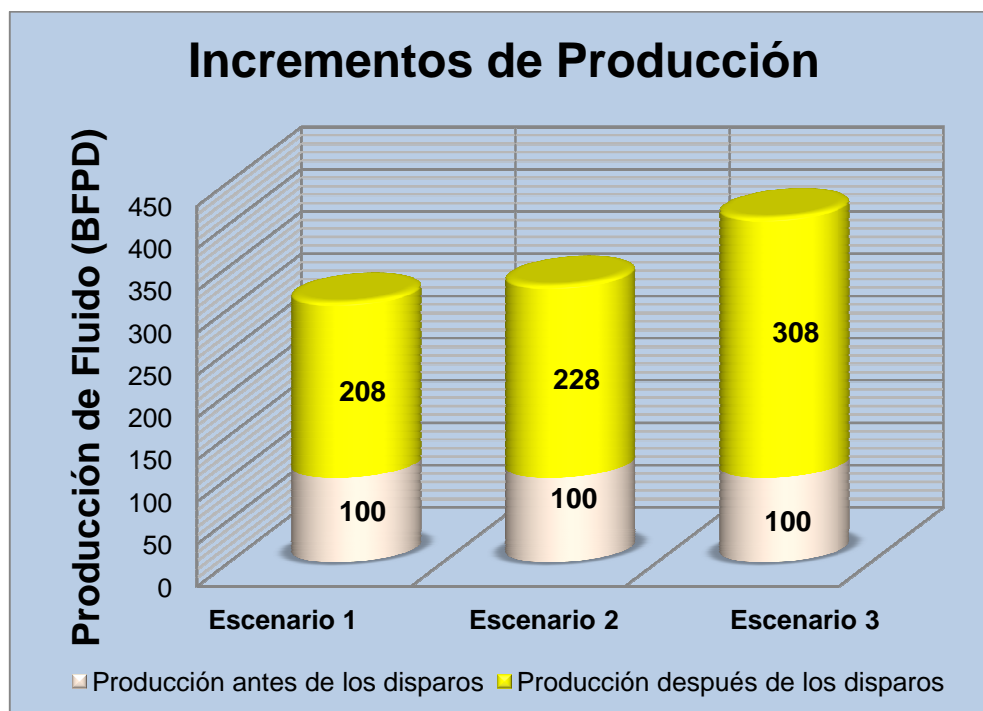
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
	Millennium	Dominator	Dominator + Stim Gun
Q (BFPD)	308	328	408

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

Los tres escenarios presentan incrementos considerables en la producción de fluido, la producción inicial antes de realizar la operación de los disparos era de 100 BFPD, los incrementos de producción obtenidos son de 208, 228 y 308 BFPD como se observa en la gráfica 3.4

GRÁFICA 3.4 INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN



Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

Las cargas Dominator se crearon bajo parámetros similares a las condiciones del fondo del pozo, por lo que presentan un buen rendimiento, mientras que las cargas convencionales presentan buenos resultados en blancos de cemento que no reflejan la realidad de las formaciones a atravesar en los pozos.

Las dos cargas presentan una buena longitud de penetración, sin embargo el porcentaje adicional que las cargas Dominator brindan, será un factor indispensable si se tratara de pozos con una zona invadida grande, pero sería un limitante para pozos con zonas invadidas pequeñas, para este caso Dominator necesitará del uso de una técnica adicional que puede ser Stim Gun ó Surge Pro para poder tener un disparo más limpio sin que se altere sobremanera el valor de la permeabilidad alrededor del túnel de disparo.

Los limitantes para el uso de la técnica Stim Gun son:

- Que la zona a disparar no se encuentre cerca del contacto agua petróleo, ya que la técnica crea microfracturas en el yacimiento, microfracturas que podrían conectarse con el agua, ocasionando así problemas de producción de agua.
- Que se tenga un mal cemento, ya que esto evitará que pueda existir comunicación indeseada con estratos adyacentes debido a la energía generada por la operación de disparos.
- Que el casig a atravesar sea viejo, puesto que podría colapsar, ya que los disparos terminarían por debilitar aún más el casig.
- Si en el pozo es propenso a tener producción de arena, ya que para este caso se deberá realizar una operación de disparos adecuada la cual no es estudiada en este proyecto.

Sin embargo la técnica puede resultar muy útil si el pozo es de baja permeabilidad por las microfracturas generadas.

Los parámetros analizados muestran que mejores resultados pueden ser obtenidos al disparar con las cargas Dominator que con las cargas Millennium.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

El aspecto económico respecto a la operación de cañoneo es vital al momento de tomar una decisión en cuanto a que cargas y técnica de disparo se utilizará, siendo a la larga el factor por el cual se compite como empresa de servicios, procurando presentar al cliente una opción con resultados tanto técnica como económicamente convenientes.

Éste análisis tiene por objeto presentar en forma sintetizada las diferentes opciones de costos en cuanto a servicios de cañoneo disponibles en el mercado ecuatoriano.

Se proporciona además una idea de la rentabilidad de este proyecto en base a los costos previstos con los beneficios esperados de la técnica aplicada en distintos escenarios.

Éste análisis se centrará en el pozo Bermejo Norte 03 presentado en el capítulo tres, y que servirá de referencia para cualquier tipo de operación de disparos que la compañía operadora desee realizar.

4.1 CÁLCULO DE BONDADES FINANCIERAS

Para el análisis económico del proyecto se han determinado el Período de Recuperación de la Inversión (P.R.I.), el Valor Actual Neto (V.A.N.) y la Tasa Interna de Retorno (T.I.R.), Relación Beneficio – Costo (B/C); parámetros que permitirán a la empresa operadora determinar la rentabilidad del proyecto.

Un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (V.A.N.) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (T.I.R.) es mayor a la tasa de actualización.
- La Relación Beneficio – Costo es mayor que uno.

La tasa de actualización que el Departamento Financiero de Petroproducción contempla en sus proyectos es del 1 % mensual (12% anual).

4.1.1 FLUJO NETO DE CAJA (FNC).

Por Flujo Neto de Caja, se entiende la suma de todas las entradas y salidas de efectivo durante la vida útil del proyecto de inversión.

4.1.2 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su inversión inicial y egresos.

4.1.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se denomina Valor Actual Neto de un proyecto a la suma algébrica de los flujos de caja actualizados de cada mes.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_{nck}}{(1+i)^k} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

F_{nck} = Flujo Neto de Caja del período k

i = Tasa de Actualización de la empresa (i = 12% anual y 0,9489% mensual)

4.1.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de rendimiento por período, con la cual, la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente igual a los desembolsos expresados en moneda actual. Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$\sum_{k=0}^n \frac{F_{nck}}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Se debe tomar en cuenta que:

- Cuando la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.

- Cuando la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no presenta pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

4.1.5 RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (B/C)

Es la relación existente entre los ingresos y los valores correspondientes a la inversión inicial más egresos, es útil para determinar cuáles son los beneficios por cada dólar que se sacrifica en el proyecto, y está representada por la ecuación 4.3.

$$\text{Beneficio-Costo} = \frac{B}{C} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

El análisis de la relación B/C, toma valores mayores, menores o iguales a 1, lo que implica que:

- Si $B/C > 1$, los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- Si $B/C = 1$, los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.
- Y si $B/C < 1$, los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

4.1.6 VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO

Me permite actualizar flujos de efectivo que se encuentran en diferentes períodos de tiempo, es decir, conocer el valor presente y futuro del dinero, se representa con la ecuación 4.4:

$$VF = VP (1+i)^k \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

VF = Valor Futuro.

VP = Valor Presente.

i, k = Definidos en (Ec. 4.1)

4.2 PRODUCCIÓN DIARIA Y MENSUAL

En la tabla 4.1 se presentan los valores de producción diaria y mensual del pozo que se tendrían si se dispara con cargas convencionales Millennium, para obtener la producción mensual solo multiplicamos a la producción diaria por 30 que es lo correspondiente a un mes, para ver la producción de los demás escenarios propuestos para el presente proyecto usando cargas Dominator (ver Anexo 4.1).

4.2.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

La Declinación de Producción me permitirá conocer la cantidad de hidrocarburo producido a través de un determinado tiempo, el método de declinación de producción usado es el de Declinación Exponencial, mediante la siguiente ecuación:

$$q = q_i * e^{-dt} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado t (12 meses).

q_i = Producción inicial.

d = Declinación de producción mensual.

t = Tiempo en meses.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica se considera una declinación de producción (d) de 0,84 % anual, lo que implicaría un 0,07 % mensual.

La producción antes de los disparos que presentaba el pozo Bermejo Norte 03 era de 100 BFPD al mes de abril (tabla 4.1, color celeste) y la producción que se tendría si se dispara con cargas Millennium sería de 308 BFPD al mes de mayo (color amarillo), valor de producción proporcionado por el simulador Perfpro, por lo que para el cálculo de la declinación de producción parto del valor que me proporciona el simulador de 308 BFPD, y usando la ecuación 4.3 calculo la producción que tendría al mes de junio (color lila), así:

$$q_{\text{junio}} = q_{\text{mayo}} * e^{-dt} = 308 * e^{-0,07(12)} = 3062(\text{BFPD})$$

Y la producción mensual sería 306,2 BFPD multiplicado por 30 días (1 mes), y obtengo (color lila):

$$306,2 \text{ BFPD} * 30 \text{ días} = 9186,3 \text{ BFPM}$$

Y repito el cálculo de declinación de producción para cada mes, obteniendo los valores de la tabla 4.1.

TABLA 4.1 PRODUCCION DIARIA Y MENSUAL

MES	PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)
abr-10	100	3000
may-10	308	9240
jun-10	306,2	9186,3
jul-10	304,4	9132,8
ago-10	302,7	9079,7
sep-10	300,9	9026,9
oct-10	299,1	8974,4
nov-10	297,4	8922,2
dic-10	295,7	8870,3
ene-11	294,0	8818,7
feb-11	292,2	8767,4
mar-11	290,5	8716,4

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

4.3 INGRESOS

Los ingresos están calculados en base a la producción acumulada mensual del pozo multiplicado por el precio del barril de petróleo de 82,18 dólares (ver tabla 4.2), tomado al 28 octubre del 2010 según la página oficial del Banco Central del Ecuador, en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI), valor considerado mensualmente por Petroecuador.

Durante el mes de abril, en el que comienza la ejecución del proyecto, no se toma en cuenta un valor de producción, por lo tanto, los resultados para el análisis económico del proyecto, empezarán en el mes de mayo, ya que los valores de producción de 300 BFPD o 3000 BFPM correspondientes a abril, sólo son indicativos de la producción del pozo antes de realizar la operación de disparos.

TABLA 4.2 INGRESOS

MES	PERÍODO	PROD. MENSUAL (BFPM)	INGRESOS (USD)
abr-10	0	3000	0
may-10	1	9240	759343,2
jun-10	2	9186,3	754926,6
jul-10	3	9132,8	750535,7
ago-10	4	9079,7	746170,3
sep-10	5	9026,9	741830,3
oct-10	6	8974,4	737515,6
nov-10	7	8922,2	733225,9
dic-10	8	8870,3	728961,2
ene-11	9	8818,7	724721,3
feb-11	10	8767,4	720506,1
mar-11	11	8716,4	716315,4
			8114051,5

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

4.4 INVERSIÓN Y EGRESOS

Está dado por la suma de la inversión más los egresos.

4.4.1 INVERSIÓN

La inversión está dada por el costo de operación más el costo promedio por pie perforado.

El costo de operación se refiere al gasto que la empresa operadora realiza para efectuar una operación de disparos, valor que asciende a 647200 dólares detallado en la tabla 4.3:

TABLA 4.3 COSTOS DE OPERACIÓN

OPERACIÓN	USD
Movimiento de la torre	5000
Trabajo de la torre	100000
Supervisión y transporte	5000
Químicos	2000
Equipo de subsuelo y superficie	250000
Supervisión e instalaciones BES	2000
Spooler + Vaccum + W/L + Evaluación	40000
Cable Eléctrico	80000
Contingencias	163200
TOTAL	647200

Fuente: Petroproducción.

A este valor le agregamos el costo promedio por pie disparado, de acuerdo al tipo de servicio contratado por la empresa operadora, éste costo estará en función de los pies a disparar, el costo por pie disparado y el costo por disparar 21 pies se detallan en la tabla 4.4.

TABLA 4.4 COSTO POR PIE PERFORADO

TIPO DE SERVICIO	COSTO PROMEDIO POR PIE DISPARADO (USD)	COSTO POR DISPARAR 21 PIES (USD)
Millennium	1209,04	25389,84
Dominator	2043,28	42908,88
Dominator + Stim Gun	3534,87	74232,27

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

La inversión (ver tabla 4.5) la obtendremos sumando el costo de operación más el costo por pie perforado de acuerdo al tipo de servicio detallados en la tabla 4.4.

TABLA 4.5 INVERSIÓN

TIPO DE SERVICIO	COSTO DE OPERACIÓN (USD)	COSTO POR DISPARAR 21 PIES (USD)	INVERSIÓN (USD)
Millennium	647200	25389,84	672589,84
Dominator		42908,88	690108,88
Dominator + Stim Gun		74232,27	721432,27

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

4.4.2 EGRESOS

Los egresos están dados por el costo operativo que se obtiene de la multiplicación entre la producción acumulada mensual por el costo operativo del barril de petróleo, donde el costo operativo aproximado del barril de petróleo para el campo Bermejo es de 5,50 dólares, en los que se incluyen: Costo Administrativo, Diesel para las bombeo mecánico, Energía Eléctrica, Químicos para tratar el fluido, Transporte del crudo, Gastos de mantenimiento (cabezal, balancín, variadores de voltaje).

La sumatoria de la inversión más los ingresos para el primer escenario es de **1215633** dólares, ver tabla 4.6.

TABLA 4.6 INVERSIÓN MÁS EGRESOS.

	INGRESOS	INVERSIÓN	EGRESOS	INVERSIÓN + EGRESOS
MES	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
abr-10	0	672589,8	0	672589,8
may-10	759343,2		50820,0	50820,0
jun-10	754926,6		50524,4	50524,4
jul-10	750535,7		50230,5	50230,5
ago-10	746170,3		49938,4	49938,4
sep-10	741830,3		49647,9	49647,9
oct-10	737515,6		49359,2	49359,2
nov-10	733225,9		49072,1	49072,1
dic-10	728961,2		48786,6	48786,6
ene-11	724721,3		48502,9	48502,9
feb-11	720506,1		48220,8	48220,8
mar-11	716315,4		47940,3	47940,3
				1215633,0

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

4.5 CONSIDERACIONES EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Se considera una tasa de actualización anual para el proyecto del 12 %. Valor sugerido por el Departamento de Ingeniería Económica de Petroproducción.

No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen en impuestos fiscales.

Se consideró una declinación de producción de 0,84 %. Por lo que el proyecto se establece una declinación mensual de 0,07 %, siendo el mensual de 30 días.

No se consideró devaluación monetaria durante el año de duración del proyecto.

Los costos por los servicios se toman de acuerdo a las cotizaciones vigentes entre Halliburton y la empresa operadora.

4.6 ESCENARIOS PROPUESTOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realizaron tres proyecciones, considerando tres tipos de servicio, para disparar 21 pies, los escenarios considerados son disparos realizados con cargas:

- Primero: Millennium.
- Segundo: Dominator.
- Tercero: Dominator más la técnica Stim Gun.

4.6.1 PRIMER ESCENARIO.

Los cálculos de las bondades financieras para 21 pies disparados con cargas Millennium se detallan a continuación:

La inversión que tendría será de **672589,9** dólares dada por la suma del costo del servicio más el costo por disparar 21 pies con cargas Millennium, esto es 647200 dólares más 25389,84 dólares respectivamente (de la tabla 4.5).

Los egresos se obtuvieron de la producción acumulada mensual por el costo operativo del barril de 5,50 dólares, presentados en la tabla 4.7.

TABLA 4.7 EGRESOS ESCENARIO 1

MES	PROD. MENSUAL (BFPM)	EGRESOS (USD)
abr-10	3000	0
may-10	9240	50820,0
jun-10	9186,3	50524,4
jul-10	9132,8	50230,5
ago-10	9079,7	49938,4
sep-10	9026,9	49647,9
oct-10	8974,4	49359,2
nov-10	8922,2	49072,1
dic-10	8870,3	48786,6
ene-11	8818,7	48502,9
feb-11	8767,4	48220,8
mar-11	8716,4	47940,3
TOTAL		543043,1

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

Al valor de egresos de 543043,1 dólares le agregamos la inversión de 672589,8 dólares obteniendo el valor de inversión más egresos de 1215633 dólares valor que se lo ratifica en la tabla 4.6

Por lo tanto la inversión más los egresos será de **1215633** dólares (tabla 4.6).

El flujo neto de caja se obtiene restando la inversión más egresos de los ingresos, y lo actualizo con la ecuación 4.4, actualizando el segundo valor (color lila) de la tabla 4.8, tendría:

$$VP = 708523,2 / (1+0,009489)^1 = 701863,4 \text{ dólares.}$$

El flujo de caja neto y el actualizado se visualizan en la tabla 4.8.

TABLA 4.8 FLUJO DE CAJA NETO Y ACTUALIZADO.

	INGRESOS	INVERSIÓN + EGRESOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACT.
MES	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
abr-10	0	672589,8	-672589,8	-672589,8
may-10	759343,2	50820,0	708523,2	701863,4
jun-10	754926,6	50524,4	704402,2	691222,2
jul-10	750535,7	50230,5	700305,1	680742,4
ago-10	746170,3	49938,4	696231,9	670421,5
sep-10	741830,3	49647,9	692182,4	660257,0
oct-10	737515,6	49359,2	688156,4	650246,7
nov-10	733225,9	49072,1	684153,8	640388,1
dic-10	728961,2	48786,6	680174,6	630679,0
ene-11	724721,3	48502,9	676218,4	621117,1
feb-11	720506,1	48220,8	672285,3	611700,2
mar-11	716315,4	47940,3	668375,1	602426,0
				6488473,7

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

El proyecto presenta un V.A.N. positivo de **6488473,7** dólares, que se obtiene de la ecuación 4.1, es decir de la sumatoria del flujo de caja actualizado de la tabla 4.8.

La evaluación económica se realiza para doce meses y se calculó que al final este tiempo se tendrá un TIR mensual de 109 %, que se obtiene reemplazando en la ecuación 4.2 el valor correspondiente al flujo neto de caja en cada período y asignando un valor a la TIR iterando hasta encontrar el valor correcto, así:

$$-\frac{647200}{(1+TIR)^0} + \frac{702203}{(1+TIR)^1} + \frac{691892}{(1+TIR)^2} + \frac{681732}{(1+TIR)^3} + \frac{671722}{(1+TIR)^4} + \frac{661858}{(1+TIR)^5} + \frac{652139}{(1+TIR)^6} + \frac{642563}{(1+TIR)^7} + \frac{633127}{(1+TIR)^8} + \frac{623830}{(1+TIR)^9} + \frac{614670}{(1+TIR)^{10}} + \frac{605644}{(1+TIR)^{11}} = 0$$

Cuando reemplazo una TIR de 1,09 obtengo una igualdad, por lo tanto, la TIR será 109%.

Para el cálculo de la relación B/C, actualizo con la ecuación 4.4 los ingresos y la inversión más egresos (ver tabla 4.9):

TABLA 4.9 INGRESOS, INVERSIÓN Y EGRESOS.

	INGRESOS	INGRESOS ACT.	INVERSIÓN	EGRESOS	INVERSIÓN + EGRESOS	INVERSIÓN + EGRESOS ACT.
MES	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
abr-10	0	0	672589,8	0	672589,8	672589,8
may-10	759343,2	752205,7		50820,0	50820,0	50342,3
jun-10	754926,6	740801,3		50524,4	50524,4	49579,1
jul-10	750535,7	729569,8		50230,5	50230,5	48827,4
ago-10	746170,3	718508,6		49938,4	49938,4	48087,1
sep-10	741830,3	707615,0		49647,9	49647,9	47358,0
oct-10	737515,6	696886,7		49359,2	49359,2	46640,0
nov-10	733225,9	686321,0		49072,1	49072,1	45932,9
dic-10	728961,2	675915,5		48786,6	48786,6	45236,5
ene-11	724721,3	665667,7		48502,9	48502,9	44550,7
feb-11	720506,1	655575,4		48220,8	48220,8	43875,2
mar-11	716315,4	645636,0		47940,3	47940,3	43210,0
		7674702,7				1186229,0

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

De la tabla 4.9 obtengo que la sumatoria de los ingresos y de la inversión más egresos es **7674702,7** y **1186229,0** dólares respectivamente y aplicando la ecuación 4.3 obtengo que la relación Beneficio – Costo es:

$$B/C = \frac{7674702,7}{1186229,0} = 6,47$$

El cálculo del período de recuperación de la inversión (PRI), no responde a una ecuación específica, sino que obedece al siguiente procedimiento de cálculo:

Primeramente sumo los flujos de efectivo actualizados, tomando en cuenta que la sumatoria no supere el valor de la inversión más egresos actualizados que es de **1186229,0** dólares (tabla 4,9), y observo en la tabla 4.10 que la sumatoria acumulada de flujos supera a la inversión más egresos en el período 3 (color amarillo), lo que indica que el TRI está entre el período 2 y 3 (color lila).

TABLA 4.10 CÁLCULO DEL TRI.

MES	PERÍODO	FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	FLUJO DE CAJA ACT. ACUM. (USD)
abr-10	0	-672589,8	
may-10	1	701863,4	29273,5
jun-10	2	691222,2	720495,7
jul-10	3	680742,4	1401238,1
ago-10	4	670421,5	
sep-10	5	660257,0	
oct-10	6	650246,7	
nov-10	7	640388,1	
dic-10	8	630679,0	
ene-11	9	621117,1	
feb-11	10	611700,2	
mar-11	11	602426,0	

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

Ahora tomo el flujo acumulado al período 2 que es de **720495,7** dólares y lo resto del valor de la inversión más egresos actualizados y obtengo:

$$1186229,0 \text{ dólares} - 720495,7 \text{ dólares} = 455733,3 \text{ dólares}$$

Al resultado lo multiplico por 30 días, así:

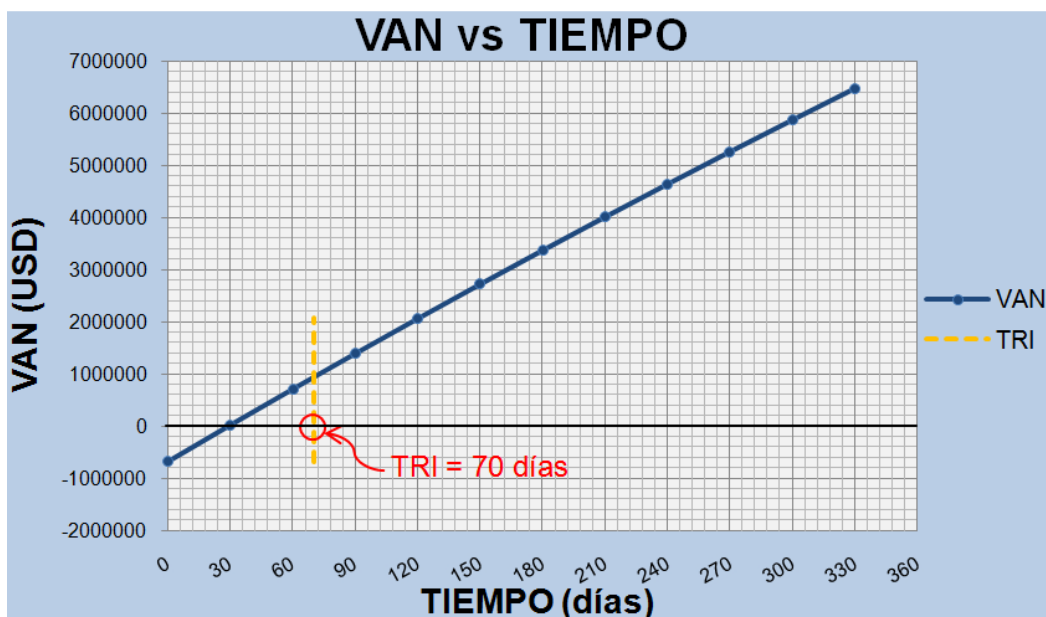
$$455733,3 \text{ dólares} * 30 \text{ días} = 13971999 \text{ dólares} * \text{días}$$

A este valor lo divido para el flujo acumulado al período 3, así:

$$\frac{13971999 \text{ dólares} * \text{días}}{1401238,1 \text{ dólares}} = 9,97 \text{ días} \approx 10 \text{ días}$$

A este valor le agrego los 2 meses comprendidos en los periodos del 0 al 2, periodos en los que la sumatoria del flujo actual acumulado aún no superaba el valor de la inversión más egresos, resultando un TRI de 70 días (Gráfica 4.1).

GRÁFICA 4.1 VARIACIÓN DEL VAN EN EL TIEMPO.



Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

La gráfica 4.1 nos permite visualizar la variación del VAN a lo largo de un año, tiempo en el cuál se realiza el estudio económico del proyecto; se observa que la curva va de un VAN negativo y se incrementa muy rápido.

Los resultados de las diferentes bondades financieras calculadas son indicativos de que el proyecto es rentable y se resumen en la tabla 4.11.

TABLA 4.11 RESULTADOS FINALES PRIMER ESCENARIO.

INVERSION + EGRESOS ACTUALIZADOS	1186229,0	USD
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	6488473,7	USD
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR_m)	104,72	%
BENEFICIO/COSTO	6,47	
TIEMPO DE RECUPERAR LA INVERSIÓN (TRI)	70	Días

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

5.6.2 SEGUNDO CASO

Para disparos con cargas Dominator, el proyecto presenta un V.A.N. positivo de 69355958,75 dólares. La evaluación económica se realiza para doce meses y se calculó que al final este tiempo se tendrá un TIR mensual de 108,72 % (Tabla 4.12). Estos resultados son indicativos que el proyecto es rentable.

TABLA 4.12 RESULTADOS FINALES SEGUNDO ESCENARIO

INVERSION + EGRESOS ACTUALIZADOS	1237101,21	USD
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	6935958,75	USD
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR_m)	108,72	%
BENEFICIO/COSTO	6,61	
TIEMPO DE RECUPERAR LA INVERSIÓN (TRI)	69	Días

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

5.6.3 TERCER ESCENARIO

Para disparos con cargas Dominator más Stim Gun, el proyecto presenta un V.A.N. positivo de 8764651,86 dólares. La evaluación económica se realiza para doce meses y se calculó que al final este tiempo se tendrá un TIR mensual de 129,50 % (Tabla 4.13).

Estos resultados son indicativos que el proyecto es rentable.

TABLA 4.13 RESULTADOS FINALES CUARTO ESCENARIO.

INVERSION + EGRESOS ACTUALIZADOS	1401837,37	USD
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	8764651,86	USD
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR_m)	129,50	%
BENEFICIO/COSTO	7,25	
TIEMPO DE RECUPERAR LA INVERSIÓN (TRI)	64	Días

Fuente: Halliburton
Elaborado por: Christian Cevallos

La producción acumulada mensual y los cálculos de las bondades financieras para los tres escenarios analizados se presentan en los anexos: 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4.

La tabla 4.14 muestra un resumen de los tres escenarios analizados, en cada escenario se puede ver una buena rentabilidad, sin embargo, la mayor rentabilidad del proyecto se la obtiene con el tercer escenario.

TABLA 4.14 RESULTADOS PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS.

	ESCENARIOS	VAN (USD)	TIRm (%)	B/C	TRI (días)
1	Millennium	6488473,7	104,72	6,47	70
2	Dominator	6935958,75	108,72	6,61	69
3	Dominator + Stim Gun	8764651,86	129,50	7,25	64

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

- Por la experiencia se ha visto que generalmente el uso de cargas Dominator produce un menor Daño, una mayor Profundidad, un incremento del Índice de Productividad y de la Eficiencia de Flujo y finalmente se obtiene un considerable aumento de la Producción, éstos buenos resultados no fueron la excepción en los trabajos presentados en el análisis de éste proyecto.
- Si bien el costo para el uso de cargas Dominator, así como, de la técnica Stim Gun son superiores al que se tiene con las cargas convencionales Millennium, los resultados sugieren que el beneficio para el cliente será más técnica y económicamente rentable que el sólo uso de cargas convencionales.
- El propelente utilizado en operaciones de Stim Gun, no se trata de un explosivo como tal, puesto que para su activación requiere de condiciones instantáneas de presión, temperatura y confinamiento.
- En la actualidad muchas empresas compiten por brindar una mayor longitud de perforación en los disparos, y de hecho es un factor importante, pero se debe tomar en cuenta que existe un daño asociado por la compactación alrededor de los punzados, que produce una reducción de hasta un 75% de la permeabilidad en la cercanía del túnel, existiendo la posibilidad de una disminución del Índice de Productividad y de la Eficiencia de Flujo, es así que para aprovechar al máximo la alta profundidad se requiere la aplicación de una técnica adicional.
- Las cargas moldeadas Dominator muestran una mejoría en la penetración a la formación en el orden del 15 al 20 % mayor a las cargas convencionales, esto se debe a que fueron originalmente creadas para presentar buenos resultados en condiciones de fondo, mientras que las Millennium fueron creadas para presentar buenos resultados sobre objetivos de concreto (cemento) en superficie, para el caso de pozo Bermejo Norte 03 se tuvo un incremento del 16,12% en la penetración.

- Debido a la operación de disparos con cargas Dominator y el uso de la técnica StimGun se logró incrementar la producción del pozo Bermejo N-03 de 100 BFPD a 408 BFPD.
- La tabla 4.14 indica que los resultados técnico-económicos son más favorables para el tercer escenario, es decir para disparos con cargas Dominator más la técnica StimGun.
- En los resultados del pozo Bermejo Norte 03, se observa que el tiempo en el que recupero la inversión más egresos son de seis días menos que si uso cargas convencionales, aún cuando, su costo sea menor que las cargas Dominator.

5.2 RECOMENDACIONES

- Al usar la técnica StimGun, se debe asegurar que no se dispare cerca de un contacto agua petróleo y que la calidad del cemento y la tubería sean buenas, ya que al generarse las microfracturas es posible comunicar el pozo con fluidos extraños.
- Es recomendable el uso de la técnica StimGun ya que permitirá tener un túnel más limpio reduciendo así la intención de usar ácido para limpiar los punzados, obteniendo así una reducción ostensible de los costos para remover el daño.
- Se recomienda realizar disparos con TCP a pozos nuevos ya que ésta técnica permite cañonear en bajo balance y consecuentemente causar un daño menor que con disparos con cable eléctrico ya que éstos requieren dispararse en sobre balance.
- Las operaciones de cañoneo, hacen uso de material explosivo y radioactivo por lo que se debe en todo momento seguir las normativas de seguridad proporcionadas por el personal que lleve a cabo la operación.
- Se recomienda el uso de las cargas Dominator, puesto que se ha demostrado que los resultados son más técnica y económicamente rentables que el uso de cargas convencionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGILA M. y M. CEVALLOS, (2010) “*Estudio Técnico Económico para incrementar la producción en el Bloque 27*”
- BARKER J. y S. PHIL, “*Perforating*”, Halliburton Energy Services, págs. 345-368
- BOAS J., MARTINEZ A., H. ROMÁN, “*Análisis Técnico y de Costos del uso del StimGun Como Método de Punzonamiento en algunos Pozos de Petroproducción*”
- BUSTILLOS F., “*Análisis y selección de la mejor técnica de cañoneo para el Bloque Tarapoa*”.
- FOLSE K., ALLIN M., CHOW C., J. HARDESTY, (2002), “*Perforating System Selection for Optimum Well Inflow Performance*”, SPE paper 73762, Louisiana, 20–21.
- GÓMEZ G., (2010), Método de la Relación Beneficio Costo, GestioPolis, <http://www.gestipolis.com/canales/financiera/articulos/26/bc.htm>
- HALLIBURTON, “*Enhanced overbalance Perforating*”, pag 5.
- MARTINEZ A. S., “*Técnicas de Punzado para Optimización de la Producción*”, Wireline & Perforating Services, Halliburton.
- VALENCIA Raúl, (2008), “*Fundamentos de pruebas de Presión*”.
- VAQUIRO J., (2010), Período de Recuperación de la Inversión, Pymes Futuro, <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>
- VAQUIRO J., (2010), Relación Costo Beneficio, Pymes Futuro, <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>
- VAQUIRO J., (2010), Relación costo beneficio, Pymes Futuro, <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>
- WIKIPEDIA, (2010), Flujo de Caja, http://es.wikipedia.org/wiki/Flujo_de_caja

ANEXOS

ANEXO No. 1.1
Norma API RP – 19B Sección 1



REGISTERED DATA SHEET PERFORATING SYSTEM EVALUATION, API RP 19B SECTION 1

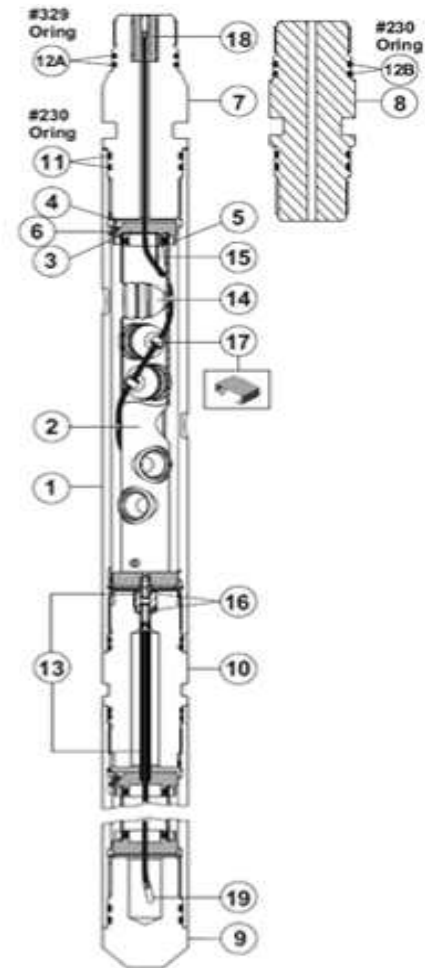
Service Company <u>AVAILABLE TO ALL</u>		Explosive Weight <u>22.7</u> gm, <u>HMX</u> powder, Case Material <u>STEEL</u>										
Gun OD & Trade Name <u>4-5/8" 12 SPF 135/45 DEG PH</u>		Max. Temp, °F <u>400</u> 1 hr <u>3</u> hr <u>24</u> hr <u>100</u> hr <u>200</u> hr										
Charge Name <u>4-1/2" MILLENNIUM</u>		Maximum Pressure Rating <u>18,000</u> psi, Carrier Material <u>STEEL</u>										
Manufacturer Charge Part No. <u>101210074</u> Date of Manufacture <u>04/09/03</u>		Shot Density Tested <u>12</u> Shots/ft										
Gun Type <u>SCALLOPED</u>		Recommended Minimum ID for Running _____ in.										
Phasing Tested <u>135/45</u> degrees, Firing Order <u>X</u> Top Down, _____ Bottom Up		Available Firing Mode _____ Selective, _____ Simultaneous										
Debris Description <u>SMALL STEEL FRAGMENTS</u>		Debris Weight _____ gm/charge, Debris _____ in ³ /charge										
Remarks _____												
SECTION 1 - CONCRETE TARGET												
Casing Data <u>7"</u> OD, Weight <u>32</u> lb/ft, <u>L-80</u> API Grade, Date of Section 1 Test <u>MAY 21, 2003</u>												
Target Data <u>72"</u> OD, Amount of Cement <u>8,450</u> lb., Amount of Sand <u>16,920</u> lb., Amount of Water <u>4,373</u> lb.												
Date of Compressive Strength Test <u>05-21-03</u>		Briquette Compressive Strength <u>6,322</u> psi, Age of Target <u>32</u> days										
Shot No.	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9	No. 10	No. 11	
Clearance, in.20	.79	.49	.15	.91	.15	.49	.79	.00	.79	.49	
Casing Hole Diameter, Short Axis, in.44	.37	.25	.43	.28	.30	.45	.25	.47	.34	.30	
Casing Hole Diameter, Long Axis, in.45	.40	.26	.43	.31	.41	.48	.28	.48	.35	.31	
Average Casing Hole Diameter, in.45	.39	.26	.43	.30	.40	.47	.27	.48	.35	.31	
Total Depth, in.	28.6	27.0	26.0	27.3	25.3	28.3	25.9	29.5	18.9	30.0	23.4	
Burr Height, in.09	.02	.02	.07	.08	.03	.03	.06	.05	.04	.08	
Shot No.	No. 12	No. 13	No. 14	No. 15	No. 16	No. 17	No. 18	No. 19	No. 20	No. 21	No. 22	Average
Clearance, in.15	.91	.15	.49	.79	.00	.79					.46
Casing Hole Diameter, Short Axis, in.47	.25	.35	.44	.38	.47	.33					.37
Casing Hole Diameter, Long Axis, in.48	.29	.37	.44	.39	.53	.33					.39
Average Casing Hole Diameter, in.48	.27	.36	.44	.39	.50	.33					.38
Total Depth, in.	25.9	22.0	17.5	21.4	21.2	21.0	23.6					24.4
Burr Height, in.06	.04	.02	.05	.06	.09	.03					.05
WITNESSING INFORMATION												
Date of Notice of Intent to Test <u>MAY 6, 2003</u>		Witnessed by: <u>API - TRUDA STEVENS, QUALITY SYSTEMS DEVELOPMENT</u>										
Other Activities Witnessed: Target Pouring _____ Briquette Preparation _____ Testing _____ Burr Height Measurements _____ Samples Taken: Concrete <u>X</u> Casing <u>X</u>												
CERTIFICATION												
I certify that these tests were made according to the procedures as outlined in API RP 19B: Recommended Practices for Evaluation of Well Perforators, First Edition, November 2000. All of the equipment used in these tests, such as the guns, jet charges detonator cord, etc., was standard equipment with our company for the use in the gun being tested and was not changed in any manner for the test. Furthermore, the equipment was chosen at random from stock and therefore will be substantially the same as the equipment, which would be furnished to perforate a well for any operator. The American Petroleum Institute neither endorses these test results nor recommends the use of the perforator system described.												
<u>X</u> CERTIFIED BY <u>[Signature]</u>	RESEARCH & ENGINEERING MANAGER	<u>6/20/03</u>	JET RESEARCH CENTER									
____ RECERTIFIED _____	(Company Official)	(Date)	(Company) <u>8-32 S. IH35W, ALVARADO, TX. 76009</u>									

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

ANEXO No. 1.2**Ensamblaje de un cañón con cargas Millennium**

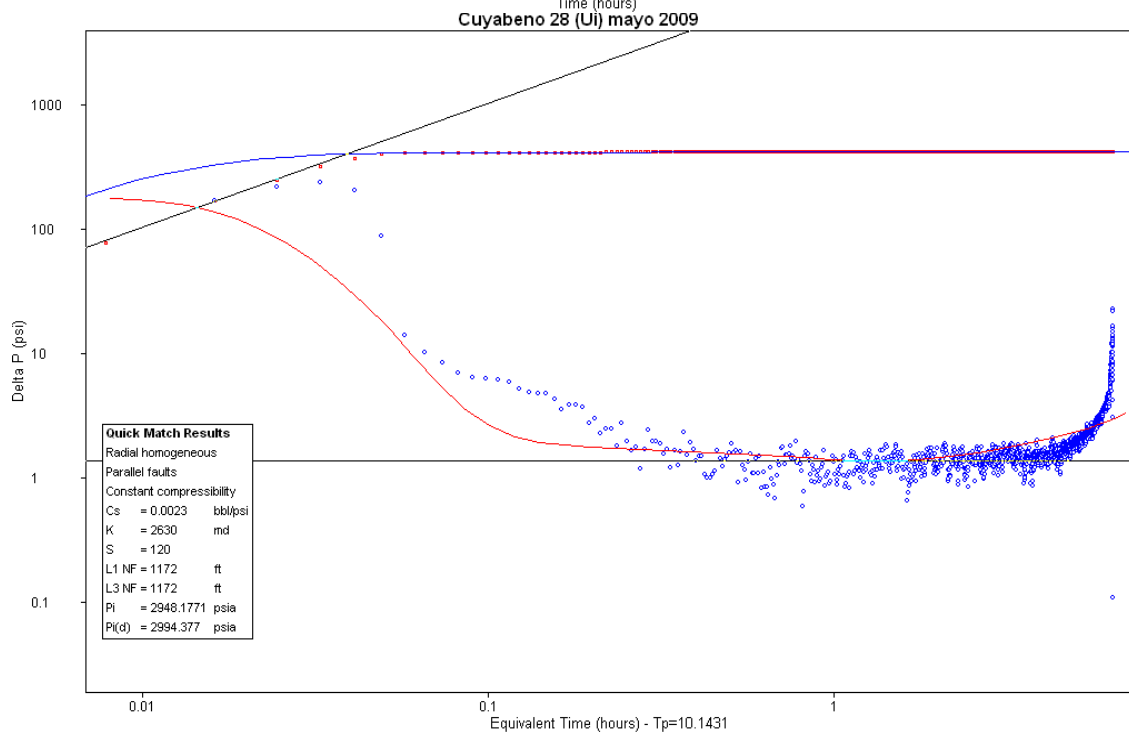
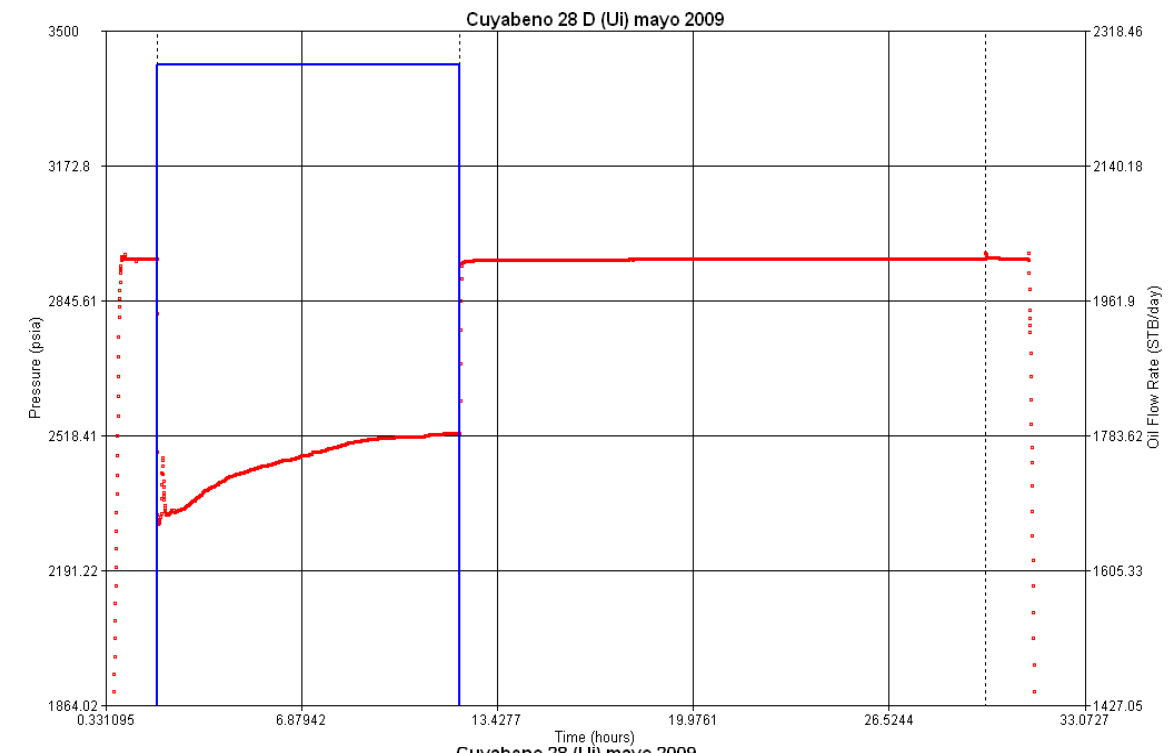
Item	Description	Part No.
	Shipping Assembly - 4 ft	101282161
	Shipping Assembly - 7 ft	101282162
	Shipping Assembly - 11 ft	101282163
	Shipping Assembly - 15 ft	101282164
	Shipping Assembly - 21 ft	101282165
*1	Gun, Scallop, 3.125 in., 6 spt - 60' x 4 ft	101282100
	Gun, Scallop, 3.125 in., 6 spt - 60' x 7 ft	101282101
	Gun, Scallop, 3.125 in., 6 spt - 60' x 11 ft	101282102
	Gun, Scallop, 3.125 in., 6 spt - 60' x 15 ft	101282103
	Gun, Scallop, 3.125 in., 6 spt - 60' x 21 ft	101282104
*2	Tube, Chg Hld, 3.125 in., 6 spt - 60' x 4 ft	101368823
	Tube, Chg Hld, 3.125 in., 6 spt - 60' x 7 ft	101368829
	Tube, Chg Hld, 3.125 in., 6 spt - 60' x 11 ft	101368830
	Tube, Chg Hld, 3.125 in., 6 spt - 60' x 15 ft	101368831
	Tube, Chg Hld, 3.125 in., 6 spt - 60' x 21 ft	101368832
*3	Fixture, Alignment	101282131
*4	Snap Ring	101245402
*5	Screw, Cap 10-32 x .38"L	101236979
*6	Screw, Set 1/4-20 NC x 5/8"L	100007783
7	Firing Head Crossover - Varn	100005260
8	Firing Head Crossover - 'Go' Style	101282204
9	Bull Plug	100008001
10	Tandem, Grooved	101282202
11	O-Ring, #230 Buna, 90 Duro	100002001
	O-Ring, #230 Viton, 95 Duro	100003926
	Backup, O-Ring	100005402
12A	O-Ring, #329 Buna, 90 Duro	100001957
	O-Ring, #529 Viton, 95 Duro	100009538
	Backup, O-Ring	100005401
12B	O-Ring, #230 Buna, 90 Duro	100002001
13	Kit, Booster Hardware	101232637
14	Charge - 3.125" MILLENNIUM-HMX	101366678
	Charge - 3.125" MILLENNIUM-HNS	101368839
	Charge - 3.125" MILLENNIUM Express RDX SDP	101618994
	Charge - 3.125" MILLENNIUM Express RDX DP	101618998
15	Detonating Cord, 80 gr.	See JRC Sales Rep
16	Booster HMX	See JRC Sales Rep
17	Charge Clip	100157866
18	Alignment Insert	100005255
19	End Seal	100005251



Fuente: Halliburton

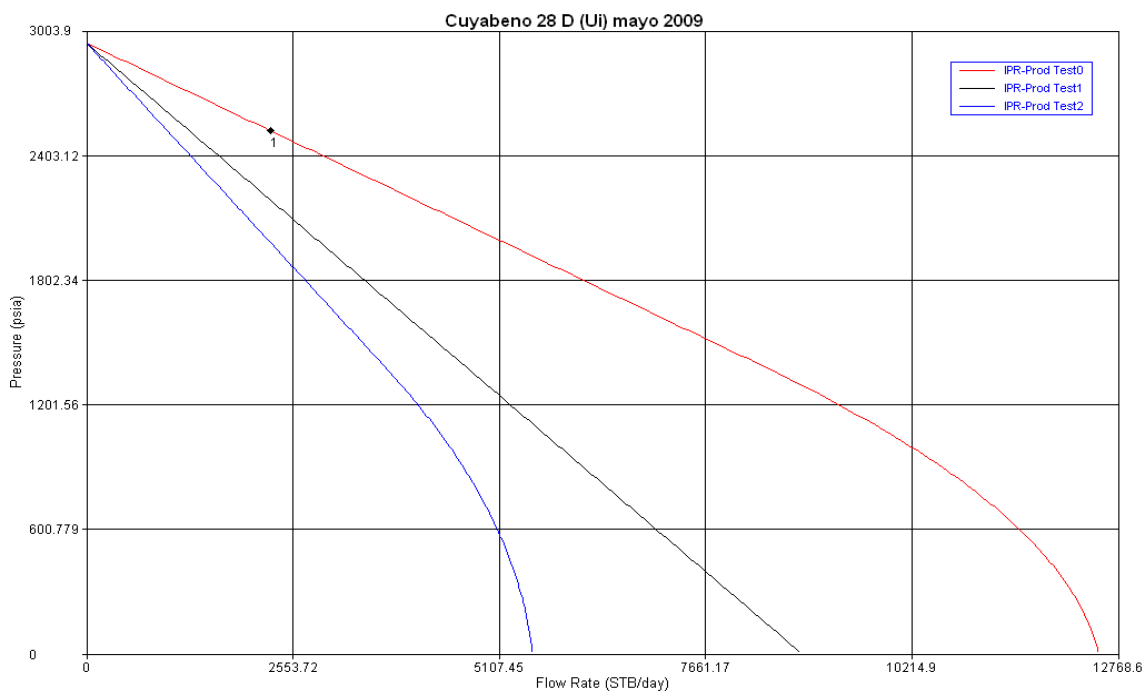
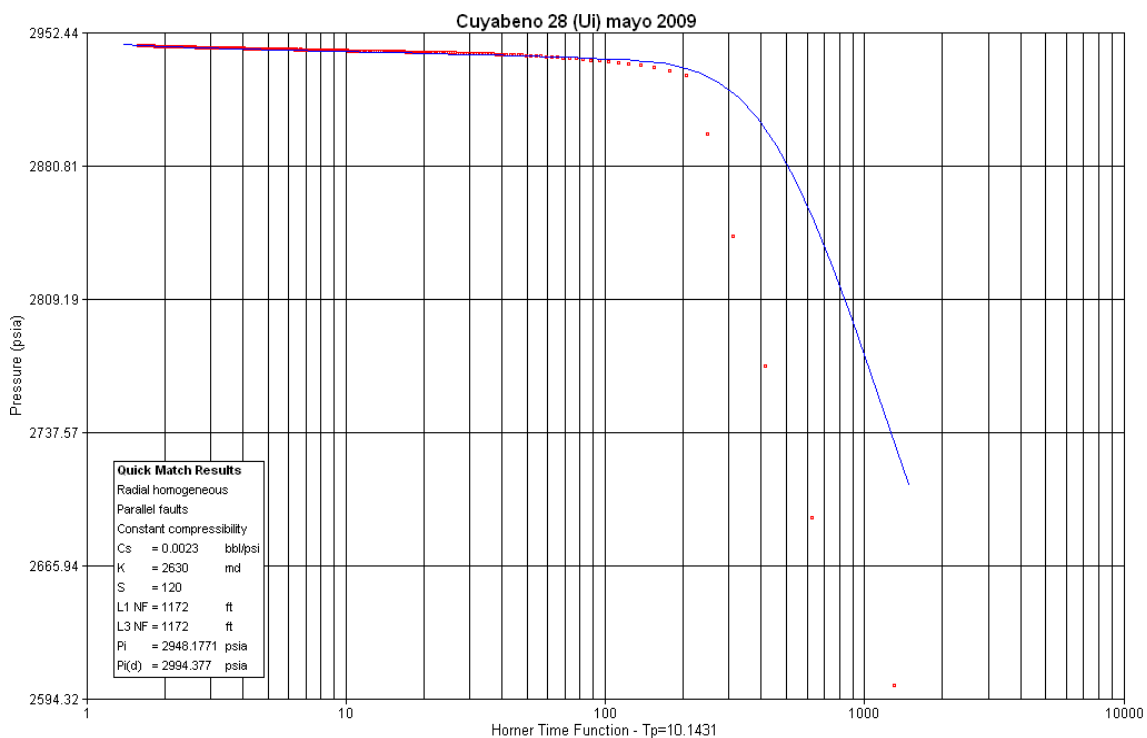
Elaborado por: Christian Cevallos

ANEXO No. 2.1
Diagramas de la evaluación Pozo Cuyabeno 28D
(Flujo-Cierre y Derivada)



Fuente: Petroproducción.

ANEXO No. 2.2
Diagramas de la evaluación Pozo Cuyabeno 28D
(Horner e IPR)



Fuente: Petroproducción.

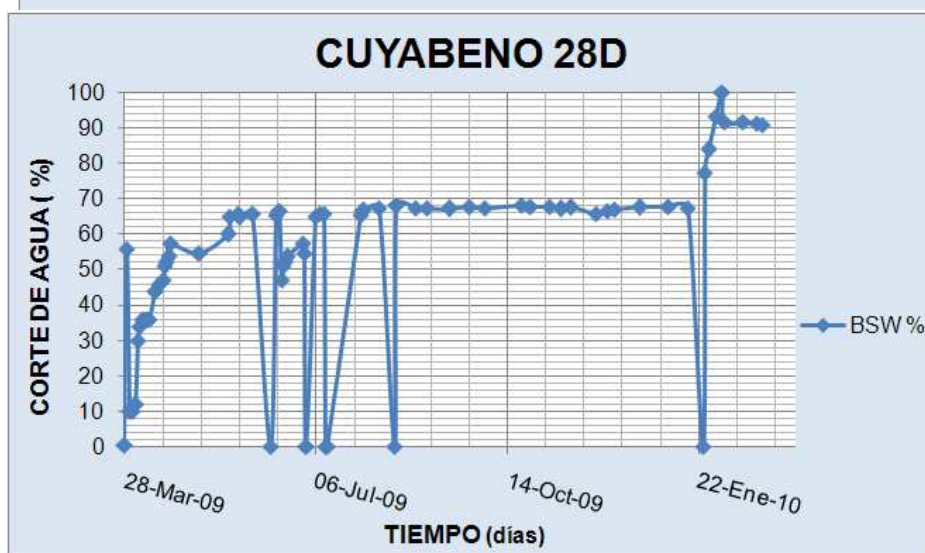
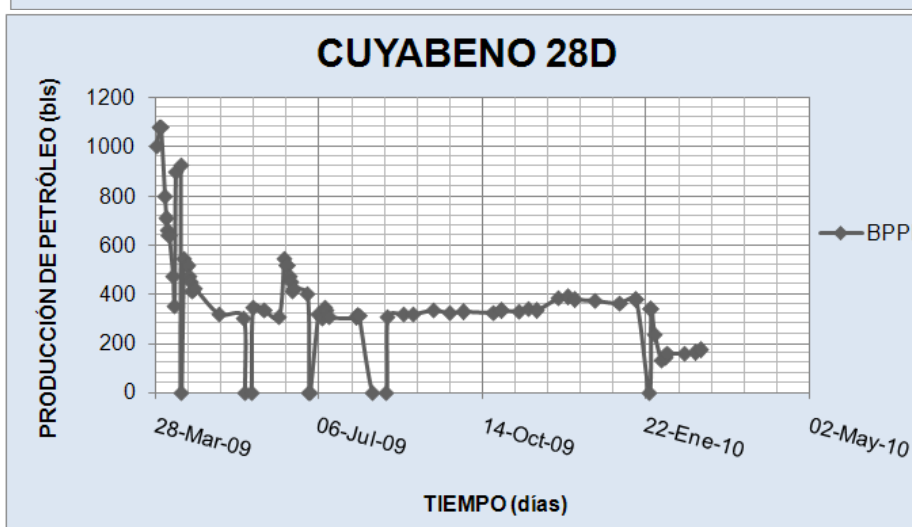
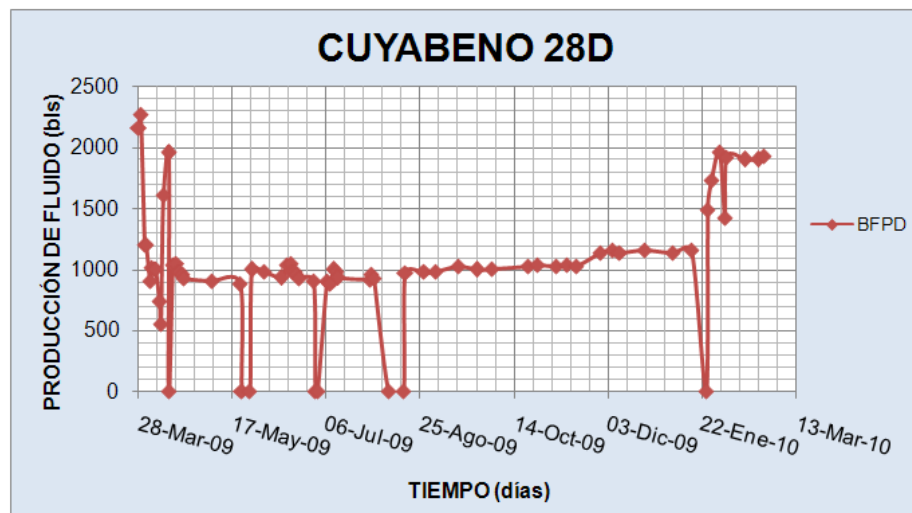
ANEXO No. 2.3
Historial de Producción Cuyabeno 28D

POZO CUYABENO 28D				POZO CUYABENO 28D			
FECHA	BFPD	BPPD	BSW (%)	FECHA	BFPD	BPPD	BSW (%)
28-mar-09	2160		0,3	06-jul-09	906	317	65,06
29-mar-09	2273	1001	56	08-jul-09	883	302	65,8
31-mar-09	1200	1080	10	10-jul-09	995	348	65,8
01-abr-09	1200	1080	10	11-jul-09	978	337	64,97
03-abr-09	906	797	12	12-jul-09	929	309	64,98
04-abr-09	1011	708	30	29-jul-09	917	304	65,54
05-abr-09	1000	660	34	30-jul-09	953	310	66,67
06-abr-09	1000	640	36	31-jul-09	920	312	66,88
08-abr-09	741	474	36	08-ago-09	0	0	67,47
09-abr-09	549	351	36	16-ago-09	0	0	0
10-abr-09	1608	900	36	17-ago-09	972	309	68,21
13-abr-09	1956	927	44	27-ago-09	975	318	67,38
13-abr-09	0	0	44	02-sep-09	979	319	67,44
15-abr-09	1032	543	46	14-sep-09	1021	335	67,2
17-abr-09	1048	514	47	24-sep-09	996	322	67,7
18-abr-09	981	471	50,91	02-oct-09	1002	326	67,43
19-abr-09	976	452	52,02	21-oct-09	1020	323	68,37
20-abr-09	961	410	53,65	26-oct-09	1030	332	67,77
21-abr-09	928	422	57,34	05-nov-09	1025	330	67,8
06-may-09	906	317	54,56	11-nov-09	1035	339	67,2
21-may-09	883	302	60	16-nov-09	1023	332	67,58
22-may-09	0	0	65,06	29-nov-09	1130	386	65,87
26-may-09	0	0	65,8	05-dic-09	1154	387	66,5
27-may-09	995	348	64,8	09-dic-09	1137	376	66,93
03-jun-09	978	337	65,8	22-dic-09	1156	374	67,6
12-jun-09	929	309	64,98	06-ene-10	1136	364	67,92
15-jun-09	1032	543	65,54	16-ene-10	1154	376	67,42
17-jun-09	1048	514	66,67	24-ene-10	0	0	0
18-jun-09	981	471	47	25-ene-10	1489	338	77,27
19-jun-09	976	452	50,91	27-ene-10	1727	235	84
20-jun-09	961	410	52,02	31-ene-10	1964	132	93,28
21-jun-09	928	422	53,65	03-feb-10	1416	140	100
29-jun-09	900	400	57,34	04-feb-10	1920	157	91,8
30-jun-09	0	0	54,56	14-feb-10	1901	156	91,79
01-jul-09	0	0	0	21-feb-10	1901	161	91,51
				24-feb-10	1928	172	91,08

Elaborado por: Christian Cevallos.

Fuente: Petroproducción.

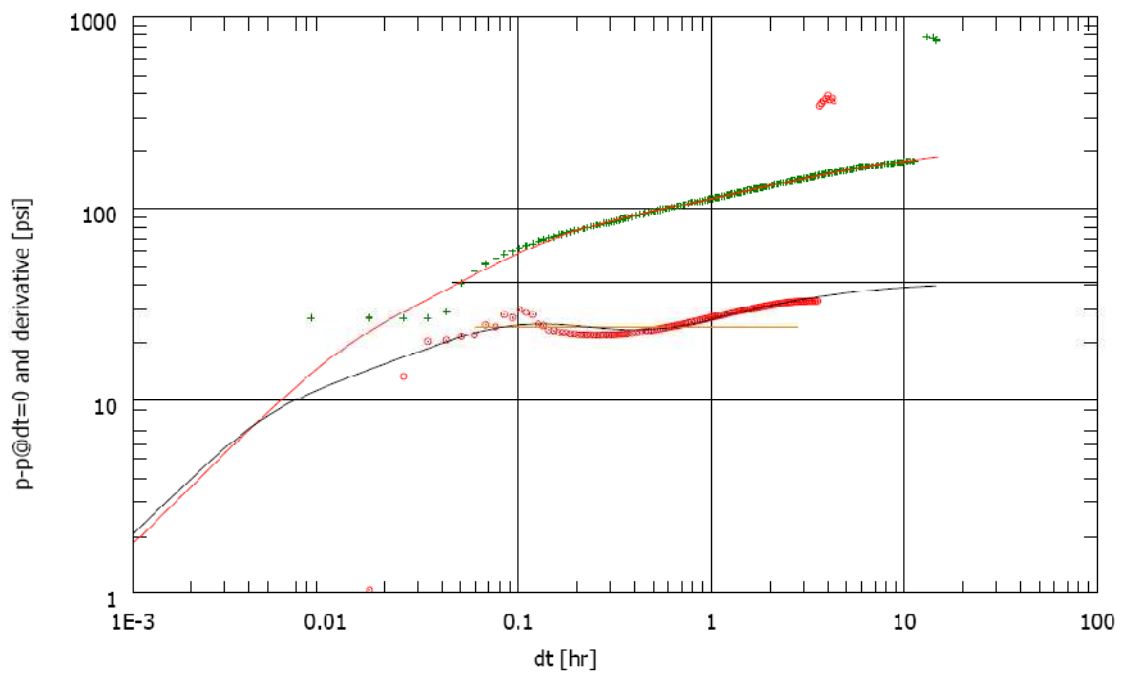
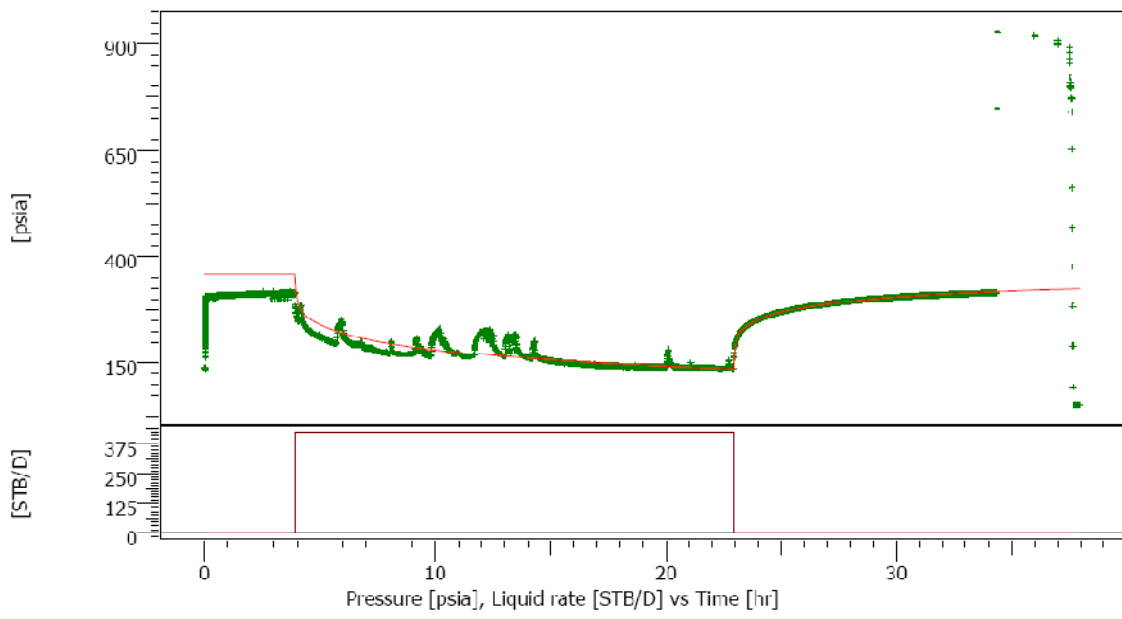
ANEXO No. 2.4
Curvas de Producción de fluido, petróleo y agua



Elaborado por: Christian Cevallos.

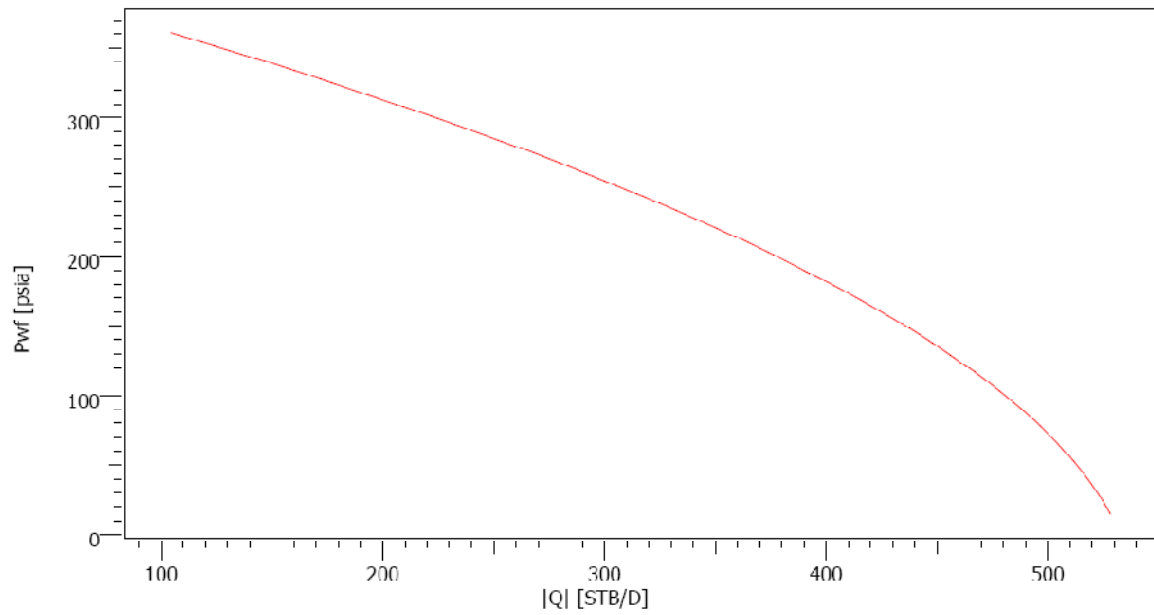
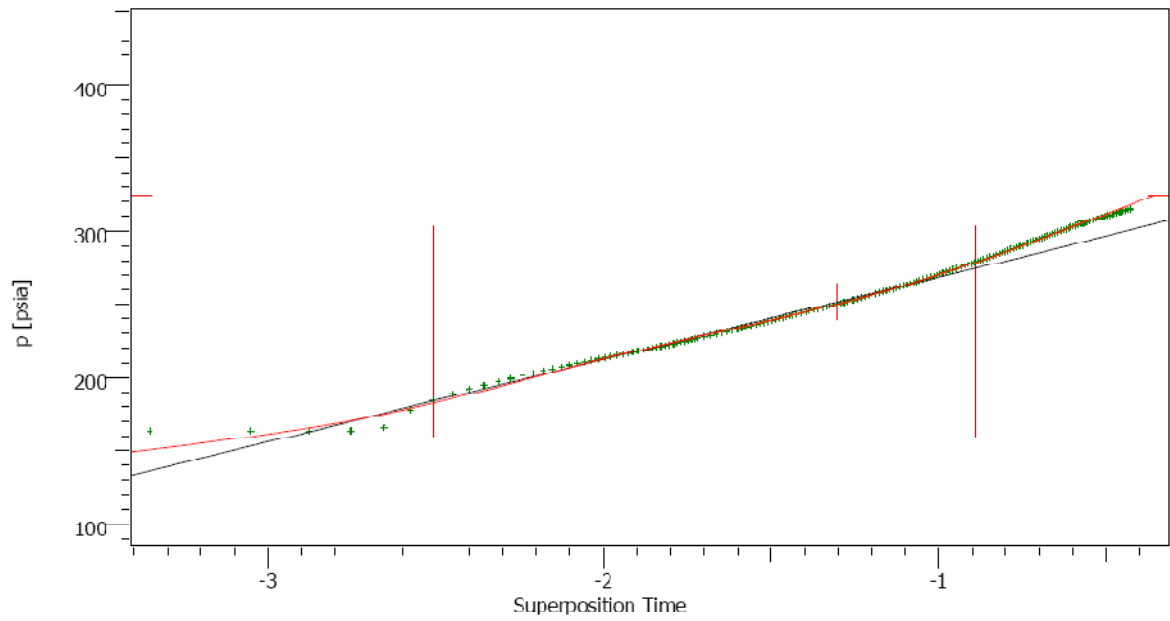
Fuente: Petroproducción.

ANEXO no. 2.5
Diagramas de la Evaluación al Pozo Bermejo N-03
(Flujo-Cierre y Derivada)



Fuente: Bermejo.

ANEXO 2.6
Curvas de la Evaluación del Pozo Bermejo Norte 03
(Horner e IPR)



Elaborado por: Bermejo.

Fuente: Bermejo.

ANEXO No. 4.1

Producción Diaria y Mensual para los tres escenarios del Pozo

Bermejo Norte 03

MES	ESCENARIO 1		MES	ESCENARIO 2		MES	ESCENARIO 3	
	MILLENNIUM			DOMINATOR			DOMINATOR + STIMGUN	
	PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)		PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)		PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)
abr-10	100	3000	abr-10	100	3000	abr-10	100	3000
may-10	308	9240	may-10	328	9840	may-10	408	12240
jun-10	306	9186	jun-10	326	9783	jun-10	406	12169
jul-10	304	9133	jul-10	324	9726	jul-10	403	12098
ago-10	303	9080	ago-10	322	9669	ago-10	401	12028
sep-10	301	9027	sep-10	320	9613	sep-10	399	11958
oct-10	299	8974	oct-10	319	9557	oct-10	396	11888
nov-10	297	8922	nov-10	317	9502	nov-10	394	11819
dic-10	296	8870	dic-10	315	9446	dic-10	392	11750
ene-11	294	8819	ene-11	313	9391	ene-11	389	11682
feb-11	292	8767	feb-11	311	9337	feb-11	387	11614
mar-11	291	8716	mar-11	309	9282	mar-11	385	11546

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

ANEXO No. 4.2
Resultados del Primer Escenario

MES	PER.	PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)	INGRESOS (USD)	INVERSIÓN (USD)	EGRESOS (USD)	INVERSIÓN + EGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	SUM. FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	INGRESOS ACT. (USD)	INVERSIÓN+ EGRESOS ACT. (USD)
abr-10	0	100,00	3000,00	0,00	672589,84	0,00	672589,84	-672589,84	-672589,84	-672589,84	0,00	672589,84
may-10	1	308,00	9240,00	759343,20		50820,00	50820,00	708523,20	701863,36	29273,52	752205,68	50342,31
jun-10	2	306,21	9186,26	754926,59		50524,41	50524,41	704402,18	691222,21	720495,74	740801,27	49579,06
jul-10	3	304,43	9132,83	750535,67		50230,55	50230,55	700305,13	680742,40	1401238,14	729569,78	48827,38
ago-10	4	302,66	9079,71	746170,29		49938,39	49938,39	696231,91	670421,47	2071659,61	718508,56	48087,09
sep-10	5	300,90	9026,90	741830,30		49647,93	49647,93	692182,38	660257,02	2731916,63	707615,05	47358,03
oct-10	6	299,15	8974,39	737515,56		49359,16	49359,16	688156,40	650246,68	3382163,31	696886,70	46640,02
nov-10	7	297,41	8922,19	733225,91		49072,07	49072,07	684153,84	640388,10	4022551,41	686321,00	45932,90
dic-10	8	295,68	8870,30	728961,21		48786,65	48786,65	680174,56	630679,00	4653230,41	675915,49	45236,50
ene-11	9	293,96	8818,71	724721,31		48502,89	48502,89	676218,42	621117,10	5274347,50	665667,75	44550,65
feb-11	10	292,25	8767,41	720506,08		48220,78	48220,78	672285,30	611700,16	5886047,67	655575,37	43875,21
mar-11	11	290,55	8716,42	716315,36		47940,31	47940,31	668375,05	602426,00	6488473,67	645636,01	43210,00
				8114051,48		543043,11	1215632,95		6488473,67		7674702,65	1186228,98

INVERS. + EGRE. ACT.	1186228,98	USD
VAN	6488473,67	USD
TIR	104,72%	%
B/C	6,47	
TRI	70	DIAS

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

ANEXO No. 4.3
Resultados del Segundo Escenario

MES	PER.	PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)	INGRESOS (USD)	INVERSIÓN (USD)	EGRESOS (USD)	INVERSIÓN+ EGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	SUM. FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	INGRESOS ACT. (USD)	INVERSIÓN+ EGRESOS ACT. (USD)
abr-10	0	100,00	3000,00	0,00	690108,88	0,00	690108,88	-690108,88	-690108,88	-690108,88	0,00	690108,88
may-10	1	328,00	9840,00	808651,20		54120,00	54120,00	754531,20	747438,91	57330,03	801050,20	53611,29
jun-10	2	326,09	9782,77	803947,80		53805,22	53805,22	750142,58	736106,77	793436,80	788905,25	52798,48
jul-10	3	324,20	9725,87	799271,76		53492,27	53492,27	745779,49	724946,45	1518383,25	776944,44	51997,98
ago-10	4	322,31	9669,30	794622,91		53181,14	53181,14	741441,77	713955,33	2232338,58	765164,96	51209,63
sep-10	5	320,44	9613,06	790001,10		52871,82	52871,82	737129,28	703130,85	2935469,44	753564,08	50433,23
oct-10	6	318,57	9557,15	785406,18		52564,30	52564,30	732841,88	692470,49	3627939,93	742139,08	49668,59
nov-10	7	316,72	9501,56	780837,98		52258,57	52258,57	728579,41	681971,75	4309911,67	730887,30	48915,55
dic-10	8	314,88	9446,29	776296,35		51954,61	51954,61	724341,74	671632,18	4981543,85	719806,11	48173,93
ene-11	9	313,04	9391,35	771781,14		51652,42	51652,42	720128,71	661449,37	5642993,23	708892,93	47443,55
feb-11	10	311,22	9336,73	767292,19		51352,00	51352,00	715940,19	651420,95	6294414,18	698145,20	46724,25
mar-11	11	309,41	9282,42	762829,34		51053,31	51053,31	711776,03	641544,58	6935958,75	687560,42	46015,85
				8640937,94		578305,65	1268414,53		6935958,75		8173059,97	1237101,21

INVERS. + EGRESOS ACT.	1237101,21	USD
VAN	6935958,75	USD
TIR	108,72%	%
B/C	6,61	
TRI	69	DIAS

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

ANEXO No 4.4
Resultados del Tercer Escenario

MES	PER.	PROD. DIARIA (BFPD)	PROD. MENSUAL (BFPM)	INGRESOS (USD)	INVERSIÓN (USD)	EGRESOS (USD)	INVERSIÓN+ EGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	SUM. FLUJO DE CAJA ACT. (USD)	INGRESOS ACT. (USD)	INVERSIÓN+ EGRESOS ACT. (USD)
abr-10	0	100,00	3000,00	0,00	721432,27	0,00	721432,27	-721432,27	-721432,27	-721432,27	0,00	721432,27
may-10	1	408,00	12240,00	1005883,20		67320,00	67320,00	938563,20	929741,08	208308,81	996428,30	66687,22
jun-10	2	405,63	12168,81	1000032,63		66928,44	66928,44	933104,19	915645,01	1123953,82	981321,17	65676,15
jul-10	3	403,27	12098,03	994216,09		66539,16	66539,16	927676,92	901762,66	2025716,48	966443,08	64680,42
ago-10	4	400,92	12027,66	988433,38		66152,15	66152,15	922281,23	888090,78	2913807,26	951790,56	63699,78
sep-10	5	398,59	11957,71	982684,30		65767,38	65767,38	916916,91	874626,18	3788433,44	937360,20	62734,01
oct-10	6	396,27	11888,16	976968,66		65384,86	65384,86	911583,80	861365,73	4649799,17	923148,61	61782,88
nov-10	7	393,97	11819,01	971286,27		65004,56	65004,56	906281,71	848306,32	5498105,49	909152,49	60846,18
dic-10	8	391,68	11750,27	965636,92		64626,47	64626,47	901010,46	835444,91	6333550,40	895368,58	59923,67
ene-11	9	389,40	11681,92	960020,44		64250,58	64250,58	895769,86	822778,49	7156328,89	881793,64	59015,15
feb-11	10	387,13	11613,98	954436,62		63876,87	63876,87	890559,75	810304,11	7966633,00	868424,52	58120,40
mar-11	11	384,88	11546,43	948885,28		63505,34	63505,34	885379,94	798018,86	8764651,86	855258,09	57239,22
				10748483,78		719355,81	1440788,08		8764651,86		10166489,23	1401837,37

INVERS. + EGRESOS ACT.	1401837,37	USD
VAN	8764651,86	USD
TIR	129,50%	%
B/C	7,25	
TRI	64	DIAS

Fuente: Halliburton

Elaborado por: Christian Cevallos

