

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAÑONEO CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA EN POZOS SELECCIONADOS DE UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

JHEYSON LEONARDO ANCHAPAXI CAIZA
(jheyleo@hotmail.com)

DAVID FERNANDO ROMERO VIZCARRA
(david.romero.pro@gmail.com)

DIRECTOR: ING. JOSÉ ÁNGEL SALAS VILORIA
(JoseaSalasv@exchange.slb.com)

Quito, Marzo 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Jheyson Leonardo Anchapaxi Caiza, David Fernando Romero Vizcarra, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

JHEYSON LEONARDO
ANCHAPAXI CAIZA

DAVID FERNANDO ROMERO
VIZCARRA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jheyson Leonardo Anchapaxi Caiza y David Fernando Romero Vizcarra, bajo mi supervisión.

Ing. JOSÉ ÁNGEL SALAS VILORIA
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia y amigos por su inconmensurable apoyo, quienes día a día me motivaron a seguir adelante.

También agradezco a José Salas y la compañía de servicios Schlumberger por su apoyo y consejos para el desarrollo de este proyecto.

Jheyson

A mi familia por su constante apoyo y confianza.

A mis compañeros y amigos que hicieron que esta experiencia sea interesante y entretenida.

A la Escuela Politécnica Nacional y sus profesores por compartir sus conocimientos y consejos.

A Schlumberger y en especial a José Salas por su apoyo en el desarrollo de este proyecto.

David

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto a mi familia, quienes me vieron crecer y convertirme en el profesional que soy hoy en día.

Jheyson

Dedico este proyecto de manera especial a mi hermano, ya que su sabiduría y constante esfuerzo son mi mayor motivación.

David

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
LISTADO DE FIGURAS	X
LISTADO DE TABLAS	XII
RESUMEN	XV
PRESENTACIÓN	XVI
CAPÍTULO 1	1
FUNDAMENTO TEÓRICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CAÑONEO Y CARGAS.....	1
1.1 HISTORIA DEL CAÑONEO	1
1.2 HISTORIA DE LAS CARGAS MOLDEADAS	2
1.3 EXPLOSIVOS	3
1.3.1 EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA PRIMARIOS.....	4
1.3.2 EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA SECUNDARIOS	4
1.3.3 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA	5
1.4 EL CAÑÓN.....	7
1.5 TIPOS DE CAÑONES.....	8
1.5.1 CAÑONES BAJADOS A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	9
1.5.2 CAÑONES BAJADOS A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	9
1.5.3 CAÑONES CON CARGA EXPUESTA	9
1.5.4 CAÑONES CON CARGA NO EXPUESTA.....	10
1.5.5 CAÑONES RECUPERABLES	10
1.5.6 CAÑONES DESECHABLES Y SEMIDESECHABLES	11
1.6 TRANSPORTE DE LOS CAÑONES DENTRO DEL POZO	11

1.6.1	CAÑONEO TRANSPORTADO POR CABLE ELECTRICO (WIRELINE).....	12
1.6.2	CAÑONEO TRANSPORTADO POR TUBERIA (TCP).....	13
1.7	COMPONENTES DE UN CAÑON	13
1.7.1	DETONADOR.....	14
1.7.2	CORDÓN DETONANTE.....	21
1.7.3	CARGAS MOLDEADAS	23
1.8	DETONACIÓN DE CARGAS HUECAS	24
1.9	ZONA DAÑADA	25
1.10	CONDICIONES HIDROSTATICAS PARA UN CAÑONEO	26
1.10.1	OPERACIÓN SOBRE BALANCE.....	26
1.10.2	OPERACIÓN BAJO BALANCE.....	27
1.11	FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL CAÑONEO	29
1.11.1	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO OBJETIVO.....	29
1.11.2	PROPIEDADES DEL SISTEMA DE CAÑONEO.....	33
1.12	PRODUCTIVIDAD DEL POZO Y DAÑO.....	35
1.12.1	INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	36
1.12.2	RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD.....	37
1.12.3	COMPONENTES DEL EFECTO DE DAÑO TOTAL	38
1.12.4	PARAMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD	40
CAPÍTULO 2		43
2	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CAÑONEO EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO APPLE.....	43
2.1	CAMPO APPLE.....	43
2.2	INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CAÑONEO	46
2.3	CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	48
2.4	OPERACIÓN DE CAÑONEO.....	48
2.4.1	CAÑONEO CON CABLE ELÉCTRICO	49
2.4.2	CAÑONEO CON TCP	53
2.5	DESCRIPCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	58
2.5.1	POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	59
2.5.2	POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES	77

2.6 RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	94
CAPÍTULO 3	96
3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA VERSUS CARGAS CONVENCIONALES.....	96
3.1 SIMULADOR SPAN ROCK.....	96
3.1.1 INGRESO DE DATOS EN SOFTWARE SPAN ROCK.....	97
3.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	100
3.2.1 RESULTADOS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	100
3.2.2 RESULTADOS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES	137
3.3 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	171
3.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS COMPARATIVO.....	173
3.4.1 PENETRACIÓN TOTAL PROMEDIO	173
3.4.2 PENETRACIÓN PROMEDIO EN LA FORMACIÓN	174
3.4.3 ÁREA ABIERTA AL FLUJO	176
3.4.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	177
3.4.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	179
3.4.6 DAÑO EFECTIVO	180
CAPÍTULO 4	182
4 SELECCIÓN DE RESERVORIOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE CAÑONEO CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	182
4.1 VENTAJAS DE LAS CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	182
4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS PRINCIPALES RESERVORIOS DEL CAMPO APPLE.....	183
4.2.1 RESERVORIO U	183
4.2.2 RESERVORIO T.....	184
4.2.3 RESERVORIO BASAL TENA.....	184
4.3 ESCENARIOS RECOMENDADOS.....	185
CAPÍTULO 5	186

5	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAÑONEO CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	186
5.1	FLUJO NETO DE CAJA.....	187
5.2	VALOR ACTUAL NETO	187
5.3	ÍNDICE DE RENTABILIDAD	188
5.4	TASA INTERNA DE RETORNO	189
5.5	PERÍODO DE RECUPERACIÓN.....	189
5.6	INGRESOS	190
5.7	EGRESOS	191
5.7.1	CENTRO DE UTILIDADES.....	191
5.7.2	CENTRO DE COSTOS	191
5.8	CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	193
5.9	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS CAÑONEADOS.....	194
5.9.1	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO APP-159.....	194
5.10	RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	197
	CAPÍTULO 6	200
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	200
6.1	CONCLUSIONES.....	200
6.2	RECOMENDACIONES	204
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	205
	ANEXOS	207

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1.2.1: EFECTOS DE CAVIDADES RECUBIERTAS Y NO RECUBIERTAS VERSUS NO CAVIDADES EN LA PENETRACION DE ACERO	3
FIGURA 1.3.1: TIEMPO VS TEMPERATURA DE EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA SECUNDARIOS	6
FIGURA 1.4.1: PISTOLA PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PISTOLA BAJADA A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	8
FIGURA 1.5.1: CAÑONES RECUPERABLES	10
FIGURA 1.5.2: CAÑONES DESECHABLES Y SEMIDESECHABLES	11
FIGURA 1.7.1: CAÑÓN TÍPICO DE DISPARO Y EL TREN DE CARGAS.....	14
FIGURA 1.7.2: DETONADOR ELÉCTRICO.....	15
FIGURA 1.7.3: DETONADOR ELÉCTRICO INSENSIBLE A LOS FLUIDOS.....	15
FIGURA 1.7.4: DETONADOR ELÉCTRICO HERMÉTICO SELLADO A PRESIÓN	16
FIGURA 1.7.5: OPERACIÓN DEL INICIADOR EXPLOSIVO LAMINAR DE ALUMINIO.....	18
FIGURA 1.7.6: DETONADOR SECURE	18
FIGURA 1.7.7: CORDON DETONANTE	21
FIGURA 1.7.8: COMPONENTES DE UNA CARGA MOLDEADA.....	23
FIGURA 1.8.1: DETONACIÓN DE CARGAS	25
FIGURA 1.9.1: DAÑO PROVOCADO POR LOS DISPAROS	25
FIGURA 1.11.1: EFECTO DEL TAMAÑO DE LA ARENA DE CUARZO EN LA PENETRACIÓN DE UNA CARGA DE 34-G	30
FIGURA 1.11.2: COMPARACIÓN DE PENETRACIÓN DEL JET EN MUESTRAS SATURADAS CON KEROSENO CONTRA MUESTRAS SECA	30
FIGURA 1.11.3: POSICIONAMIENTO DEL CAÑÓN Y DEFINICIÓN DE SU GEOMETRÍA	34
FIGURA 1.12.1: CURVA DE PRESIÓN EN UN POZO CON EFECTO DE DAÑO.....	36
FIGURA 1.12.2: MODELO DE FLUJO RADIAL EN UN RESERVORIO	36
FIGURA 1.12.3: GEOMETRÍA TÍPICA DE UNA COMPLETACIÓN PERFORADA	40
FIGURA 1.12.4: LOS TIPOS COMUNES DE HETEROGENEIDADES EN LA FORMACIÓN (A, B, C) Y ESPACIAMIENTO DE BLOQUES DE FRACTURA.	42
FIGURA 2.1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO APPLE	43
FIGURA 2.1.2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO APPLE	44
FIGURA 2.1.3: POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO APPLE	45
FIGURA 2.5.1: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-130.....	61
FIGURA 2.5.2: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-159.....	63
FIGURA 2.5.3: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-160.....	65
FIGURA 2.5.4: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-191.....	67

FIGURA 2.5.5: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-205.....	69
FIGURA 2.5.6: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-209.....	71
FIGURA 2.5.7: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-209.....	73
FIGURA 2.5.8: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-234.....	75
FIGURA 2.5.9: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-238.....	77
FIGURA 2.5.10: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-84.....	79
FIGURA 2.5.11: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-165.....	81
FIGURA 2.5.12: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-181.....	83
FIGURA 2.5.13: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-225.....	85
FIGURA 2.5.14: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-226.....	87
FIGURA 2.5.15: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-235.....	89
FIGURA 2.5.16: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-245.....	91
FIGURA 2.5.17: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-246.....	93
FIGURA 3.4.1: PENETRACIÓN TOTAL PROMEDIO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	173
FIGURA 3.4.2: PENETRACIÓN TOTAL PROMEDIO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	174
FIGURA 3.4.3: PENETRACIÓN PROMEDIO EN LA FORMACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	175
FIGURA 3.4.4: PENETRACIÓN PROMEDIO EN LA FORMACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	175
FIGURA 3.4.5: ÁREA ABIERTA AL FLUJO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	176
FIGURA 3.4.6: ÁREA ABIERTA AL FLUJO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	177
FIGURA 3.4.7: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	178
FIGURA 3.4.8: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	178
FIGURA 3.4.9: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	179
FIGURA 3.4.10: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	179
FIGURA 3.4.11: DAÑO EFECTIVO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA.....	180
FIGURA 3.4.12: DAÑO EFECTIVO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	181

LISTADO DE TABLAS

TABLA 1.3.1: PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA SECUNDARIOS	5
TABLA 1.11.1: EQUIVALENTES DEL GRADO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	31
TABLA 1.12.1: COMPONENTES DEL DAÑO TOTAL	39
TABLA 1.12.2: IMPORTANCIA RELATIVA DE LOS PARÁMETROS GEOMÉTRICOS BASADOS EN EL TIPO DE COMPLETACIÓN. .	41
TABLA 2.5.1: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-130	59
TABLA 2.5.2: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-130	60
TABLA 2.5.3: DATOS PVT DEL POZO APP-130	60
TABLA 2.5.4: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-130	60
TABLA 2.5.5: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-159	62
TABLA 2.5.6: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-159	62
TABLA 2.5.7: DATOS PVT DEL POZO APP-159	62
TABLA 2.5.8: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-159	63
TABLA 2.5.9: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-160	64
TABLA 2.5.10: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-160	64
TABLA 2.5.11: DATOS PVT DEL POZO APP-160	64
TABLA 2.5.12: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-160	65
TABLA 2.5.13: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-191	66
TABLA 2.5.14: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-191	66
TABLA 2.5.15: DATOS PVT DEL POZO APP-191	66
TABLA 2.5.16: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-191	67
TABLA 2.5.17: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-205	68
TABLA 2.5.18: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-205	68
TABLA 2.5.19: DATOS PVT DEL POZO APP-205	68
TABLA 2.5.20: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-205	69
TABLA 2.5.21: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-209	70
TABLA 2.5.22: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-209	70
TABLA 2.5.23: DATOS PVT DEL POZO APP-209	70
TABLA 2.5.24: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-209	71
TABLA 2.5.25: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-212	72
TABLA 2.5.26: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-212	72
TABLA 2.5.27: DATOS PVT DEL POZO APP-212	72
TABLA 2.5.28: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-212	73
TABLA 2.5.29: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-234	74
TABLA 2.5.30: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-234	74
TABLA 2.5.31: DATOS PVT DEL POZO APP-234	74
TABLA 2.5.32: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-234	75
TABLA 2.5.33: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-238	76
TABLA 2.5.34: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-238	76

TABLA 2.5.35: DATOS PVT DEL POZO APP-238	76
TABLA 2.5.36: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-238	77
TABLA 2.5.37: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-84	78
TABLA 2.5.38: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-84	78
TABLA 2.5.39: DATOS PVT DEL POZO APP-84	79
TABLA 2.5.40: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-84	79
TABLA 2.5.41: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-165	80
TABLA 2.5.42: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-165	80
TABLA 2.5.43: DATOS PVT DEL POZO APP-165	81
TABLA 2.5.44: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-165	81
TABLA 2.5.45: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-181	82
TABLA 2.5.46: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-181	82
TABLA 2.5.47: DATOS PVT DEL POZO APP-181	83
TABLA 2.5.48: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-181	83
TABLA 2.5.49: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-225	84
TABLA 2.5.50: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-225	84
TABLA 2.5.51: DATOS PVT DEL POZO APP-225	84
TABLA 2.5.52: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-225	85
TABLA 2.5.53: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-226	86
TABLA 2.5.54: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-226	86
TABLA 2.5.55: DATOS PVT DEL POZO APP-226	86
TABLA 2.5.56: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-226	87
TABLA 2.5.57: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-235	88
TABLA 2.5.58: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-235	88
TABLA 2.5.59: DATOS PVT DEL POZO APP-235	88
TABLA 2.5.60: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-235	89
TABLA 2.5.61: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-245	90
TABLA 2.5.62: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-245	90
TABLA 2.5.63: DATOS PVT DEL POZO APP-245	90
TABLA 2.5.64: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-245	91
TABLA 2.5.65: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-246	92
TABLA 2.5.66: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-246	92
TABLA 2.5.67: DATOS PVT DEL POZO APP-246	92
TABLA 2.5.68: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-246	93
TABLA 2.6.1: RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	94
TABLA 2.6.2: RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS CONVENCIONALES	95
TABLA 3.3.1: RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	171

TABLA 3.3.2: RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES	172
TABLA 5.7.1: INVERSIÓN INICIAL DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	192
TABLA 5.7.2: INVERSIÓN INICIAL DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES.....	193
TABLA 5.9.1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO PARA EL POZO APP-159.....	195
TABLA 5.9.2: CÁLCULO DEL VAN, IR Y TIR DEL POZO APP-159.....	196
TABLA 5.10.1: RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	197
TABLA 5.10.2: RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES AL USAR CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA ...	198
TABLA 5.10.3: VALORES PROMEDIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA	199
TABLA 5.10.4: VALORES PROMEDIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES AL USAR CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA ...	199

RESUMEN

El presente proyecto se enfoca en realizar una evaluación técnica y económica del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda comparándolas con cargas convencionales usadas en pozos seleccionados de un campo del oriente ecuatoriano.

En el primer capítulo se establecen los fundamentos teóricos de los diferentes tipos de cañoneo y cargas. Este capítulo incluye la historia del cañoneo, los componentes del cañón y una descripción de los factores que afectan el desempeño del cañoneo.

En el segundo capítulo se describe el campo Apple y los procesos de cañoneo en los pozos seleccionados. Se detalla la información requerida para el cañoneo además del procedimiento operativo del cañoneo con cable eléctrico y TCP. Por último, se describen los pozos que han sido cañoneados en el campo Apple con cargas convencionales y cargas huecas de penetración extra profunda.

En el tercer capítulo se realiza el análisis técnico de las cargas huecas de penetración extra profunda y cargas convencionales, utilizando el simulador SPAN ROCK, mediante la comparación de los resultados de penetración, daño, índice de productividad y producción.

En el cuarto capítulo se explica cuáles son las ventajas de las cargas huecas de penetración extra profunda y los escenarios recomendados para su mejor desempeño.

En el quinto capítulo se realiza el análisis económico que permite determinar la rentabilidad del trabajo de las cargas huecas de penetración extra profunda utilizando los parámetros VAN, IR y TIR.

En el sexto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el presente trabajo.

PRESENTACIÓN

En la actualidad los procesos de cañoneo de un pozo mantienen el riesgo de no generar los resultados previstos de productividad por la baja eficiencia de las cargas convencionales utilizadas, por lo cual la tecnología en cargas ha ido evolucionando para incrementar la penetración en la formación, la eficiencia del cañoneo y el índice de productividad del pozo.

La productividad o inyectividad de un pozo depende en gran parte del cañoneo realizado; el diseño de disparos debe minimizar el daño al reservorio, y así alargar la vida útil del pozo. Por la importancia del proceso de cañoneo dentro de la industria petrolera, es preciso realizar investigaciones que permitan conocer más a fondo el comportamiento de las técnicas de cañoneo. Es por este motivo que se realiza el presente estudio con la finalidad que su uso se pueda proyectar a un futuro y sea un aporte para nuevos trabajos e investigaciones. Durante el desarrollo del presente proyecto se recopila información pertinente de los sistemas de cañoneo utilizados en los pozos seleccionados del pozo Apple.

Para el análisis comparativo en este proyecto se simularon dos escenarios: el primero con el sistema de cañoneo y el tipo de carga real utilizada y el segundo variando el tipo de carga, para así comparar en el mismo pozo el desempeño de ambos tipos de carga.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTO TEÓRICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CAÑONEO Y CARGAS

Después de que un pozo de petróleo o gas es completado, este queda aislado de las formaciones adyacentes por la tubería de revestimiento y el cemento.

Para poder establecer el paso de fluidos desde el reservorio hasta el pozo es necesario realizar canales o perforaciones que atraviesen la tubería y lleguen hasta la formación.

El cañoneo, también conocido como operaciones de disparo, es la realización de canales a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación. Los disparos se realizan utilizando cargas explosivas, lo que hace que este procedimiento tenga un tiempo de operación muy corto, y sin embargo sea uno de las más importantes que regirán el desempeño y rentabilidad a largo plazo del pozo de petróleo y gas.

1.1 HISTORIA DEL CAÑONEO

En los años 20, muchas compañías petroleras cementaban la tubería de revestimiento del pozo, sosteniendo la tubería y aislando las zonas productoras de las no productoras. Pero de igual forma, este procedimiento imposibilitaba el paso de fluidos hacia el pozo.

En la búsqueda de comunicar los fluidos de la formación con el pozo, en un inicio se utilizaron pistolas de balas para crear mecánicamente agujeros a través de la tubería y el cemento. Sid Mims, en Los Ángeles, trató de patentar en 1926 una adaptación de una pistola de balas para aplicarla a pozos petroleros, pero no fue sino hasta 1932 que el dispositivo fue construido y probado. La detonación de este dispositivo se lograba a través del paso de corriente eléctrica por medio de un cable conductor. Fueron necesarias 11 carreras para conseguir 80 disparos. De esta forma, el pozo, el cual fue una vez descrito como no rentable, comenzó a

producir cantidades comerciales de petróleo. Este proyecto se logró gracias a que Walter T. Wells y Wilford E. Lane adquirieron la patente de Mims y probaron su diseño. Más tarde, su compañía Lane-Wells fue la primera en ofrecer servicios de cañoneo en la industria petrolera y fue adquirida muchos años después por la compañía Dresser Industries, Inc. (Schlumberger, 2008)

El apogeo del cañoneo con bala fue sin duda la década de 1950, justo antes de que la tecnología de cargas moldeadas se hiciera dominante.

Durante la Segunda Guerra Mundial, las cargas moldeadas tuvieron su mayor desarrollo, principalmente por su uso en armas anti-tanques. Esta nueva tecnología fue trasladada a pozos petroleros alrededor del año 1948, mejorando las operaciones de completación de pozos de manera significativa. (Schlumberger, Spring 2012).

1.2 HISTORIA DE LAS CARGAS MOLDEADAS

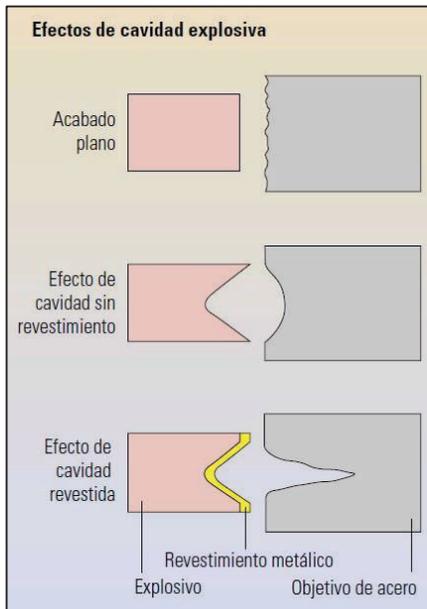
La historia de las cargas moldeadas comienza en 1888, cuando C. E. Munroe observó que algodón explosivo marcado con las letras USN (siglas de la marina de los EE.UU.) dejó impresiones al ser detonado cerca de platos de acero. Tras posteriores experimentos, con diferentes tipos de cargas y diferentes cavidades, Munroe observó que las penetraciones formadas eran de la mitad del diámetro de la cavidad.

La idea de revestir una cavidad viene desde 1936 cuando R. W. Wood, investigando la muerte accidental de una mujer debido a la detonación de un casquillo detonador, formuló la teoría que el revestimiento del casquillo detonador literalmente voló al momento de la explosión formando un poderoso proyectil. (Schlumberger, 2008)

Años después, Henry Mohaupt descubrió que la porción del revestimiento más cercano al punto de la detonación alcanzó significativamente mayores velocidades que cualquier otra parte del mismo.

Pretendiendo capitalizar este efecto, Mohaupt construyó una cavidad de forma cónica y la recubrió metálicamente. El efecto fue devastador. Penetraciones enormes fueron obtenidas como resultado en blancos de acero sólido. (Schlumberger, 2008)

FIGURA 1.2.1: EFECTOS DE CAVIDADES RECUBIERTAS Y NO RECUBIERTAS VERSUS NO CAVIDADES EN LA PENETRACION DE ACERO



Fuente: Schlumberger

Los primeros usos de las cargas moldeadas transcurrieron durante la Segunda Guerra Mundial en el desarrollo de armamento anti tanques, incluido la bazuca. Después del fin de la guerra, la tecnología de las cargas moldeadas se extendió a su primera aplicación comercial: cañoneo de pozos petroleros (1948). Desde entonces se han realizado muchos avances en el diseño de cargas moldeadas a través de simulaciones en computadora, fotografía de alta velocidad y desarrollo de materiales. El concepto básico de una carga moldeada, sin embargo, no ha cambiado. (Schlumberger, 2008)

1.3 EXPLOSIVOS

Los explosivos usados en los componentes de una carga moldeada son llamados "explosivos de alta potencia". Cuando son iniciados, los explosivos de alta

potencia reaccionan supersónicamente en un proceso llamado detonación. En comparación, los “explosivos de baja potencia” reaccionan subsónicamente en un proceso llamado deflagración¹. Los propelentes y pólvoras son ejemplos de explosivos de baja potencia, mientras que TNT es un ejemplo de explosivo de alta potencia. (ECONOMIDES, et al. 1998)

1.3.1 EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA PRIMARIOS

Se utilizan únicamente en el detonador, su único propósito es iniciar la reacción detonante con una energía pequeña (generalmente por calentamiento eléctrico de un alambre del filamento o por impacto). Ejemplos de explosivos primarios son azida de plomo y estifnato de plomo. Son sensibles al calor, llamas, fricción, el impacto y la descarga eléctrica. (Tucker, 1972)

1.3.2 EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA SECUNDARIOS

Se utilizan en los tres componentes (detonadores, cordón detonante y cargas moldeadas) del tren de cargas.

Los explosivos secundarios son mucho menos sensibles a los estímulos externos que los explosivos primarios, y por lo tanto son mucho más seguros de manejar. Debido a su falta de sensibilidad son algo difíciles de iniciar, pero una vez iniciado liberan enormes cantidades de energía química en microsegundos.

Aunque el TNT es un explosivo secundario común, su relativamente baja estabilidad térmica le impide ser un explosivo viable para usarlo en cañoneo. Para procesos de cañoneo los explosivos secundarios más utilizados son RDX, HMX, HNS y PYX (TABLA 1.3.1).

Estos cuatro explosivos difieren en la estabilidad térmica, necesarias debido a la amplia gama de temperaturas de fondo de pozo que se encuentran en todo el mundo.

¹ Deflagración: Arder súbitamente con llama y sin explosión. (RAE, 2014)

TABLA 1.3.1: PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA SECUNDARIOS

Explosivo	Formula Química	Densidad (g/cm ³)	Velocidad de detonación (ft/sec)	Presión de detonación (psi)
RDX (Ciclotrimetileno trinitramina)	$C_3H_6N_6O_6$	1.8	28,700	5,000,000
HMX (Ciclotetrametileno tetranitramina)	$C_4H_8N_8O_8$	1.9	30,000	5,700,000
HNS (Hexanitrostilbeno)	$C_{14}H_6N_6O_{12}$	1.74	24,300	3,500,000
PYX Di(picrylamino)- 3,5-dinitropyrideno	$C_{17}H_7N_{11}O_{16}$	1.77	24,900	3,700,000

Fuente: Economides, Watters, & Dunn-Norman, 1998

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.

David Romero V.

1.3.3 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA

La estabilidad térmica de los explosivos es importante porque los explosivos son materiales energéticos con tasas de descomposición que son funciones exponenciales de la temperatura. A temperatura ambiente, donde la tasa de descomposición es extremadamente pequeña, la vida útil efectiva de un explosivo puede ser un millón de años, pero el mismo material puede reaccionar en microsegundos a 1500° F. (Army Material Command, 1972)

La descomposición de los explosivos es un proceso que genera calor y libera subproductos gaseosos (Cooper, 1996). Esta descomposición se denomina comúnmente "desgasificación térmica," y si el calor generado por la descomposición puede ser equilibrada por la disipación de calor a los alrededores, entonces el explosivo se descompone lentamente hasta que desaparezca.

Si el calor generado por la descomposición no se elimina lo suficientemente rápido, entonces es posible que el proceso se vuelva inestable, y la reacción se puede acelerar sin control hasta que se produzca una explosión (a veces llamada "fuga térmica"). El proceso puede ser expresado en términos simples como sigue:

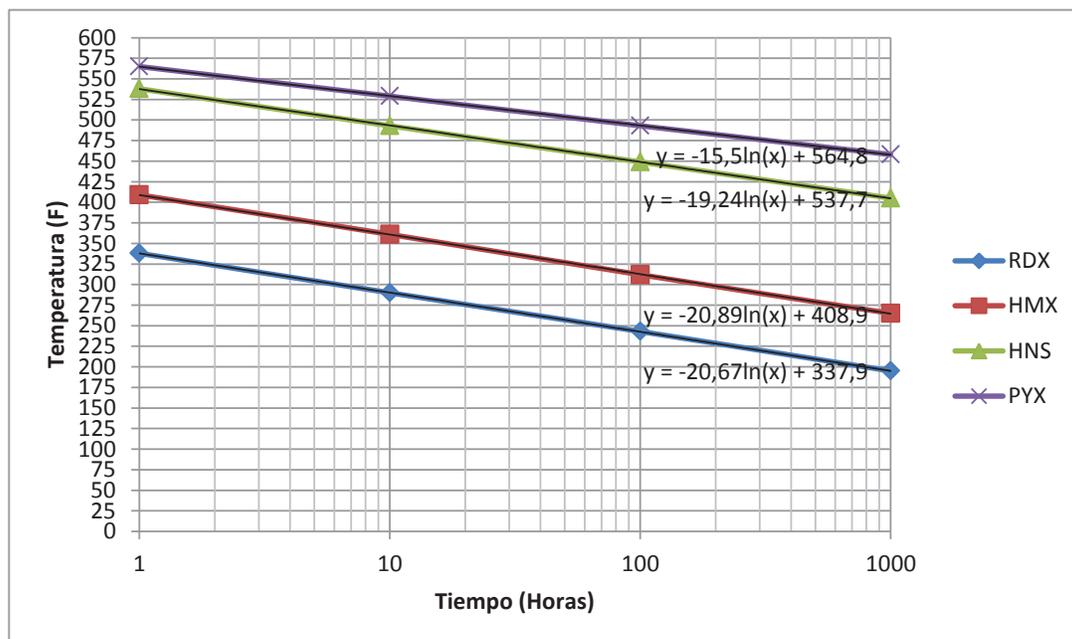
Tasa de aumento de temperatura en el explosivo

$$= f [Tasa\ de\ generación\ de\ calor\ debido\ a\ la\ descomposición \\ -\ Tasa\ de\ pérdida\ de\ calor\ en\ los\ alrededores\ debido\ a\ conducción]$$

La tasa de generación de calor causada por la descomposición es una función exponencial de la temperatura. Cuando la temperatura aumenta, el calor generado por la descomposición rápidamente comienza a dominar y puede resultar en una variedad de resultados, incluyendo la explosión térmica. Es posible que los subproductos gaseosos generados por descomposición sirvan como catalizadores para la reacción.

La FIGURA 1.3.1 muestra un conjunto de curvas de tiempo-temperatura que se han generado experimentalmente para diversos explosivos.

FIGURA 1.3.1: TIEMPO VS TEMPERATURA DE EXPLOSIVOS DE ALTA POTENCIA SECUNDARIOS



Fuente: Economides, Watters, & Dunn-Norman, 1998
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

La FIGURA 1.3.1 ofrece las directrices sobre la probabilidad de descomposición lenta versus eventos violentos. Mientras un explosivo en particular, se mantenga por debajo de su curva de tiempo-temperatura, funcionará correctamente. Si se

excede la relación tiempo-temperatura, la descomposición lenta puede o no llevarse a cabo, lo que significa que es muy posible que se produzca un evento violento. Así, los límites de tiempo y temperatura nunca deben excederse.

Además, es importante reconocer que ningún factor de seguridad ha sido incorporado en las curvas, y que este factor de seguridad debe tenerse en cuenta en la planificación de los trabajos de fondo de pozo que requiere el uso de materiales energéticos. Siempre hay que tener en cuenta la precisión de la medición de la temperatura de fondo de pozo y la estimación de la cantidad de tiempo que los explosivos se mantendrán a esas condiciones de temperatura en el peor de los casos. La experiencia del pasado con diferentes tiempos de exposición ha demostrado que un factor de seguridad mínimo de 50% se debe aplicar al momento de elegir el tipo de explosivo. Por ejemplo, si el tiempo estimado del explosivo en fondo es de 60 horas, entonces se debe añadir 30 horas más (90 horas en total) al seleccionar un explosivo desde la gráfica de tiempo versus temperatura.

1.4 EL CAÑÓN

El uso de explosivos de gran potencia y cargas moldeadas revestidas representan el sistema de cañoneo tipo jet. Esta es la técnica más usada a nivel mundial para crear disparos en pozos petroleros. (BELL, SUKUP, & TARIQ, 1995)

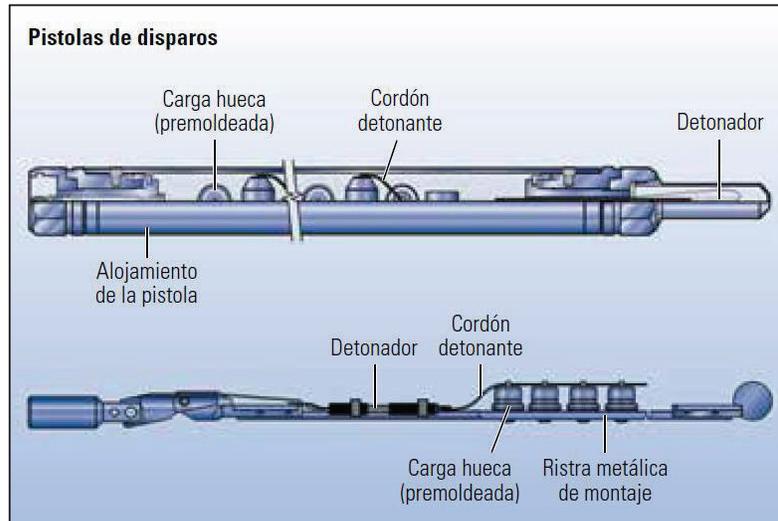
Los cañones, o pistolas de disparos, transportan cargas explosivas huecas pre-moldeadas hasta el fondo del pozo o la zona objetivo. Para ser detonadas y formar los conductos por los cuales viajarán los fluidos desde el yacimiento hacia el interior del pozo, y de allí a la superficie.

Los cañones pueden ser llevados al fondo del pozo por diferentes medios, tales como: cables de acero, cables eléctricos, tubería de producción y tubería flexible. (ECONOMIDES, et al. 1998)

Los cañones se encuentran disponibles en una diversidad de tamaños y configuraciones. Las dos principales categorías de sistemas de cañones son los

cañones bajados a través de la tubería de producción y los cañones para tubería de revestimiento.

FIGURA 1.4.1: PISTOLA PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PISTOLA BAJADA A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



Fuente: Schlumberger, Oilfield Review Spring 2012

El diseño de completación del pozo existente y las propiedades del yacimiento generalmente dictaminan el tipo de sistema de cañoneo utilizado. No obstante, los operadores pueden diseñar un tipo determinado de completación del pozo para admitir un sistema de disparos que se adecue a un yacimiento específico.

1.5 TIPOS DE CAÑONES

La selección de un cañón está determinada según las exigencias específicas de la formación, el pozo y su completación.

Los cañones pueden ser clasificados en base a diferentes criterios:

- Desde el punto de vista del fondo del pozo, los cañones pueden ser bajados por la tubería de revestimiento (casing) o por la tubería de producción (tubing).

- Desde el punto de vista de la carga, los cañones pueden ser principalmente de dos tipos: cañones con carga expuesta y cañones con carga no expuesta.

1.5.1 CAÑONES BAJADOS A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Los cañones para tubería de revestimiento (FIGURA 1.4.1, cañón en la parte superior) tienen un mayor tamaño en comparación con los cañones bajados a través de la tubería de producción (FIGURA 1.4.1, cañón en la parte inferior), permitiendo alojar cargas huecas más grandes, más opciones de fases² y una mayor densidad de disparos³.

1.5.2 CAÑONES BAJADOS A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Los cañones bajados a través de la tubería de producción (FIGURA 1.4.1, cañón en la parte inferior) están diseñados para atravesar restricciones estrechas y maximizar el tamaño de las cargas huecas.

Estos cañones generalmente son usados en condiciones de bajo balance⁴, permitiendo que los fluidos de la formación fluyan hacia el interior del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas, barriendo los fragmentos de explosivos dejados en los canales formados por los disparos. De igual forma, permiten agregar disparos a intervalos productivos o abrir zonas nuevas sin la necesidad de remover la tubería de producción.

1.5.3 CAÑONES CON CARGA EXPUESTA

En los cañones con carga expuesta, las cargas huecas individuales son selladas a presión en cápsulas herméticas montadas en una tira portadora que está expuesta al ambiente del pozo. Estos cañones están diseñados para resistir las presiones de fondo del pozo, temperaturas extremas y fluidos hostiles.

² La fase es el ángulo formado entre las cargas individuales, expresado en grados.

³ La densidad de los disparos, es el número de agujeros por unidad de longitud.

⁴ Bajo Balance: Presión hidrostática del pozo menor a la presión de formación.

Las cargas se fabrican de tal forma que no existen fugas de presión. La tira portadora debe ser resistente para soportar vibraciones continuas y los impactos mecánicos.

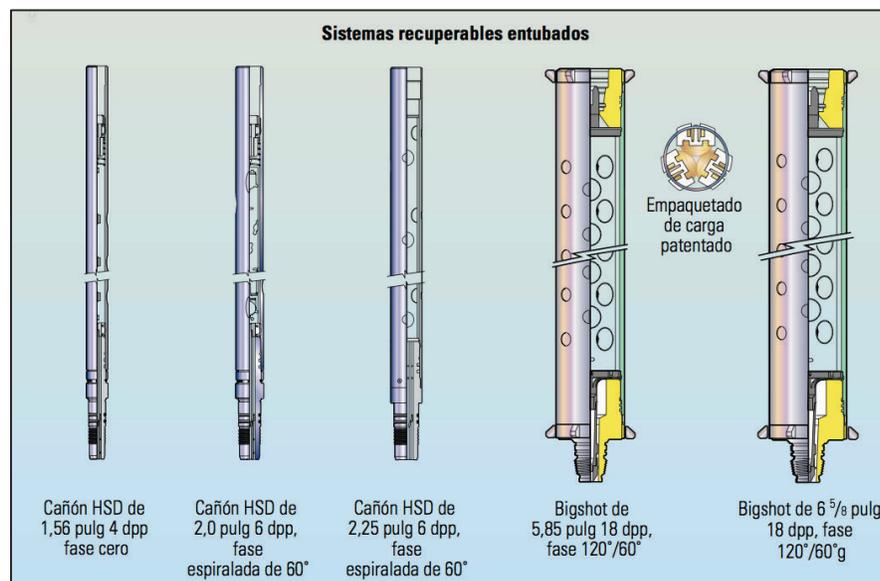
1.5.4 CAÑONES CON CARGA NO EXPUESTA

Los cañones con carga no expuesta se caracterizan por tener las cargas moldeadas dentro un contenedor metálico. Los cañones con carga no expuesta tienen un desempeño mejor que los cañones con carga expuesta porque sus cargas son más grandes. Estos cañones se utilizan para no dejar residuos dentro del pozo y en condiciones hostiles que imposibilitan el uso de cañones con carga expuestas.

1.5.5 CAÑONES RECUPERABLES

Los sistemas recuperables entubados son transportados por cable de acero, tubería de producción o sargas de perforación. En estos cañones la tira portadora debe soportar la explosión y mantener su forma relativa para que pueda ser recuperada después del disparo. También debe ser capaz de manejar el impacto mecánico que se pueda producir durante su transporte en el interior del pozo.

FIGURA 1.5.1: CAÑONES RECUPERABLES



Fuente: Schlumberger, Oilfield Review Summer 2000

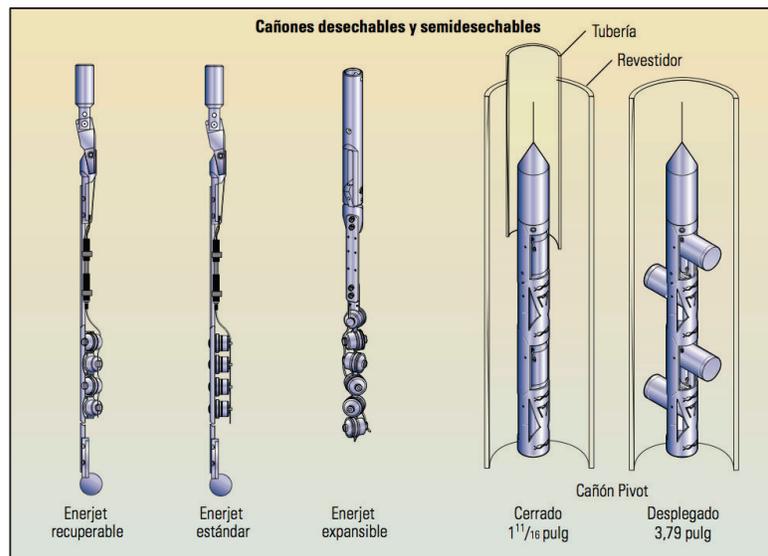
1.5.6 CAÑONES DESECHABLES Y SEMIDESECHABLES

Los cañones desechables y semidesechables se utilizan en operaciones realizadas a través de las tuberías de producción y se bajan principalmente con cable eléctrico.

Los cañones desechables se caracterizan porque las cargas y el sistema portador quedan como residuos después del disparo.

Los cañones semidesechables son un diseño similar a los cañones recuperables, estos dejan residuos, pero el montaje se recupera.

FIGURA 1.5.2: CAÑONES DESECHABLES Y SEMIDESECHABLES



Fuente: Schlumberger, Oilfield Review Summer 2000

1.6 TRANSPORTE DE LOS CAÑONES DENTRO DEL POZO

Los cañones pueden ser transportados en el interior del pozo ya sea con cable (cable eléctrico, cable de acero) o tubería (tubería de producción, tubería flexible, tubería de perforación). La elección entre estos métodos debe hacerse con base en los objetivos de completación y consideraciones operacionales.

Desde un punto de vista operativo, las operaciones de cañoneo con cable suelen ser más rápidas durante intervalos cortos. Mientras que las operaciones con

tubería son más eficientes para los intervalos de disparo largos y para zonas múltiples.

Las operaciones rápidas con cable tienen consideración importante para los pozos con altas temperaturas, ya que reduce la exposición de los explosivos a las altas temperaturas de fondo de pozo en comparación con las operaciones de tubería (TCP).

1.6.1 CAÑONEO TRANSPORTADO POR CABLE ELECTRICO (WIRELINE)

El cañoneo transportado por cable eléctrico puede ser realizado con o sin torre de reacondicionamiento o perforación en locación. Debido a que el cable proporciona comunicación entre el cañón en el fondo de pozo y la superficie, este método ofrece una correlación de profundidad precisa. Cuando el cañoneo se realiza a través de la tubería de producción casi siempre se usa cable eléctrico para su transporte.

1.6.1.1 Ventajas de cañoneo transportado por cable eléctrico

- Más rápido para intervalos cortos y de poca profundidad.
- Es menos costoso para intervalos cortos.

1.6.1.2 Desventajas de cañoneo transportado por cable eléctrico

- Su uso es limitado para pozos desviados.
- Necesita múltiples corridas para intervalos largos.
- Es limitado por la longitud y el peso del cañón.
- Si se utiliza cañones de grandes diámetros estos implican cañoneo en sobre balance.
- El desbalance se lo debe realizar con cañones a través de tubería.

1.6.2 CAÑONEO TRANSPORTADO POR TUBERÍA (TCP)

En este método el cañón se transporta con tubería de producción utilizando una torre de perforación o reacondicionamiento; permite usar cañones de mayor diámetro y una alta densidad de disparo. Con este sistema se logran orificios limpios y profundos con bajo balance.

1.6.2.1 Ventajas de cañoneo transportado por tubería

- Se puede cañonear cualquier longitud y número de intervalos en un solo viaje o corrida.
- Cañones de grandes diámetros se pueden cañonear con bajo balance aportando ventaja en cuanto a limpieza de perforaciones.
- Mayor seguridad y control continuo del pozo al momento de cañonear.
- Más económico para intervalos grandes.
- No posee limitaciones en desviación.
- Es posible la orientación de los cañones en caso de ser necesario.

1.6.2.2 Desventajas de cañoneo transportado por tubería

- Es costoso para intervalos cortos.
- Requiere de una torre de reacondicionamiento o perforación para correr el cañón en el pozo.
- Si el cañón es recuperado el pozo debe ser matado.

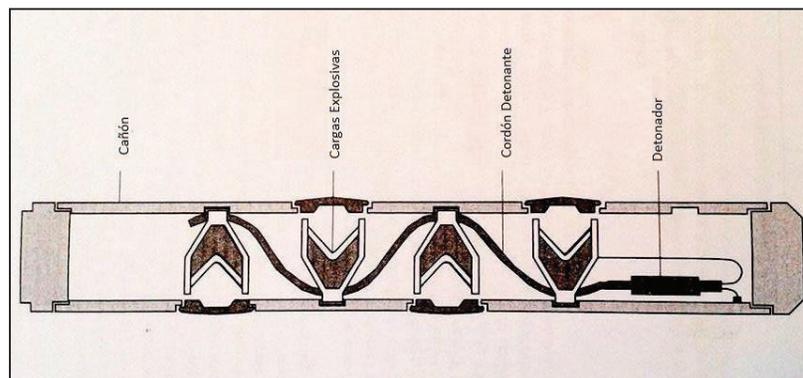
1.7 COMPONENTES DE UN CAÑÓN

Un sistema de cañoneo tipo jet envuelve diferentes componentes explosivos conectados entre sí, que forman el “tren de cargas”. La FIGURA 1.7.1 muestra esquemáticamente un cañón típico y el tren de cargas dentro de él.

Los componentes explosivos pertinentes de un tren de cargas son:

- Detonador,
- Cordón detonante, y
- Cargas moldeadas.

FIGURA 1.7.1: CAÑÓN TÍPICO DE DISPARO Y EL TREN DE CARGAS



Fuente: PETROLEUM WELL CONSTRUCTION

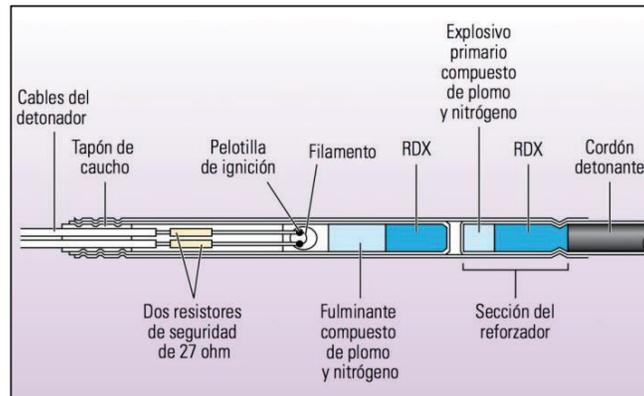
1.7.1 DETONADOR

Los detonadores son usados para iniciar el proceso de explosión de las cargas. Existen muchas variedades de detonadores, pero principalmente se dividen en dos tipos generales: eléctricos y de percusión.

1.7.1.1 Detonadores eléctricos

Para sistemas transportados con cable, el detonador más usado es de tipo eléctrico, más comúnmente conocido como un dispositivo electro-explosivo (EED, por sus siglas en inglés).

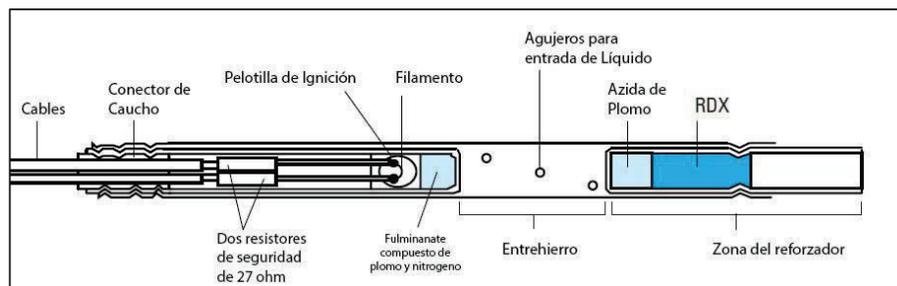
Un detonador eléctrico es activado mediante la aplicación de corriente eléctrica a los cables del detonador. Esto calienta un filamento, haciendo que se encienda una pelotilla e inicie una reacción en cadena a medida que la carga explosiva primaria y la carga usada en las secciones del reforzador (RDX) activan el cordón detonante.

FIGURA 1.7.2: DETONADOR ELÉCTRICO

Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

El explosivo primario es un compuesto de plomo y nitrógeno. El explosivo usado en las secciones del reforzador (RDX) es un tipo de explosivo secundario. Las resistencias de seguridad fijadas en los cables del detonador cumplen dos funciones: Inhibir el flujo de corriente inducida en el cable y proporcionar un valor conocido de la resistencia, que puede verificarse con un medidor de seguridad para confirmar que existe continuidad a través del filamento en la pelotilla de ignición.

Los detonadores eléctricos convencionales son insensibles a los fluidos y son usados en operaciones con cable. Los tres componentes típicos de un detonador eléctrico convencional son la sección de ignición, el entrehierro y la sección del reforzador.

FIGURA 1.7.3: DETONADOR ELÉCTRICO INSENSIBLE A LOS FLUIDOS

Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

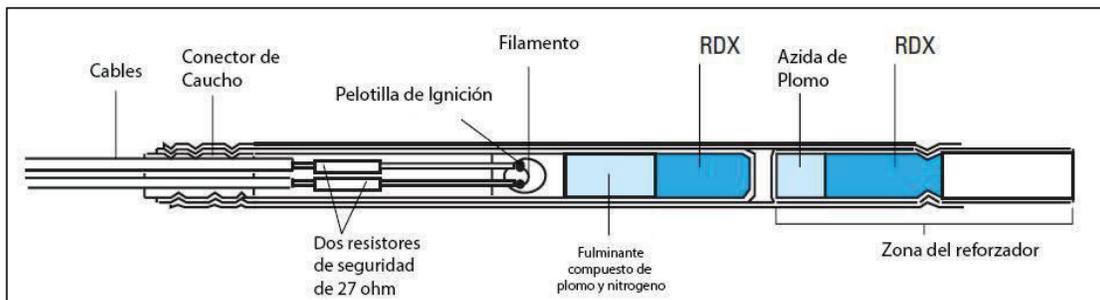
La sección de ignición es energizada al pasar corriente a través de dos resistores de seguridad y un filamento. La corriente permite al filamento generar el calor suficiente para encender el compuesto de partida. Esta combustión detonará la carga primaria, la cual detonará la sección del reforzador a través del entrehierro. Las dos resistencias de seguridad incrementan la resistencia eléctrica de los detonadores para protegerlos de voltajes pequeños inducidos, haciendo más segura su operación.

El entrehierro previene la detonación de un cañón al fondo del pozo, al permitir la entrada de fluidos a través de sus agujeros, para prevenir la detonación accidental de la sección del reforzador.

En un cañón insensible a los fluidos, la sección del reforzador es la última parte enlazada. El material explosivo dentro de esta sección es seleccionado de acuerdo a la temperatura que alcanza el detonador. El límite de temperatura y presión de un detonador en cañones expuestos no debe ser excedido, o auto-detonaciones pueden ocurrir.

En cañones expuestos, el detonador es sellado a presión y es hermético. Estos detonadores son usados para aplicaciones descubiertas, pero no son insensibles a los fluidos.

FIGURA 1.7.4: DETONADOR ELÉCTRICO HERMÉTICO SELLADO A PRESIÓN



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

Para detonadores eléctricos convencionales, los procedimientos de seguridad de campo dirigen su atención a los riesgos por voltajes inducidos o desviados e

iniciación no intencional. Las fuentes comunes de voltaje desviado incluyen taladro y unidades de cable defectuosos, incorrecta puesta a tierra de generadores, soldaduras eléctricas, sistemas de protección catódica y fenómenos meteorológicos (por ejemplo: cargas estáticas de tormentas eléctricas o tormentas de arena).

Las prácticas de seguridad para evitar la detonación no intencional de los casquillos incluyen la puesta a tierra de los sistemas eléctricos y la desconexión del suministro eléctrico durante el armado de los cañones. De igual forma, se debe silenciar las comunicaciones y transmisiones por radio, (incluido teléfonos celulares).

Dado que las instalaciones de pozos actuales dependen de las comunicaciones radiales continuas, el cierre de todas las transmisiones es problemático. Para evitar este inconveniente que genera el uso de detonadores convencionales, se ha diseñado el sistema de detonación S.A.F.E.

Tecnología S.A.F.E.: Este sistema de detonación no contiene ningún explosivo primario. Su umbral de potencia para iniciar la detonación es de 3 megavatios (un casquillo detonador convencional posee un umbral de potencia de aproximadamente 1 vatio).

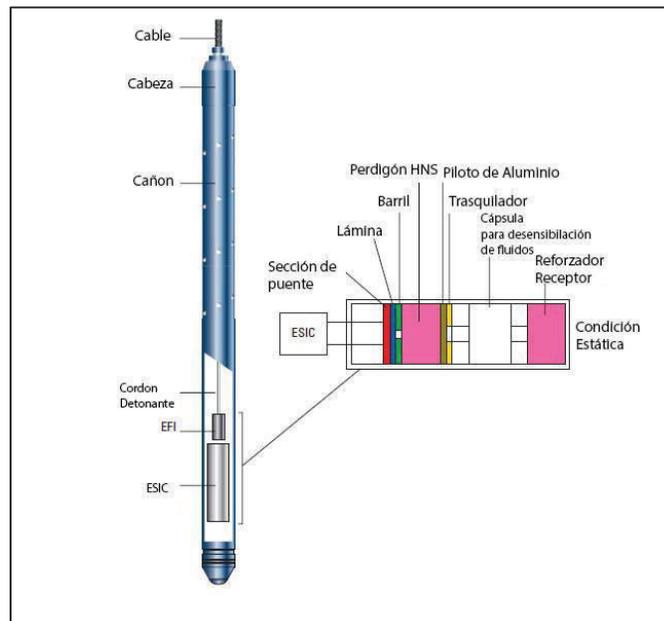
Con el desarrollo del detonador S.A.F.E. (*Slapper-Actuated Firing Equipment and the Secure* – Equipo Seguro de Disparo Accionado por Percusión), los peligros planteados por voltajes desviados e inducidos que iniciaban no intencionalmente el disparo han sido reducidos enormemente para voltajes desviados y eliminados para voltajes inducidos.

El mecanismo de detonación S.A.F.E. es un iniciador explosivo laminar de aluminio (EFI, por sus siglas en inglés), el cual es el que provee la resistencia a voltajes desviados por la alta cantidad de corriente eléctrica que necesita para detonarse.

Al aplicar este detonador, el poder de disparo instantáneamente vaporiza una lámina metálica, la cual causa que perdigones de explosivos secundarios de alta

potencia detonen y produzcan pequeños trozos de aluminio, los cuales viajarán a través de la capsula de insensibilización de fluidos, en el contenedor del iniciador explosivo laminar, y golpearán al reforzador receptor que iniciará la detonación del cañón.

FIGURA 1.7.5: OPERACIÓN DEL INICIADOR EXPLOSIVO LAMINAR DE ALUMINIO



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

Detonador SECURE: Este detonador es la tercera generación de los iniciadores S.A.F.E. Funciona como un detonador convencional pero sin la necesidad de añadir consideraciones de seguridad, costo y apagado o fin de transmisiones radiales, protecciones catódicas u operaciones de soldadura.

FIGURA 1.7.6: DETONADOR SECURE



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

El detonador *SECURE* no requiere de un cartucho en el fondo del pozo para proveer el pulso eléctrico que inicie la secuencia de disparo. Toda la electrónica es completamente reemplazable y contenida en un paquete detonador; resultando en una operación mucho más simple y confiable.

1.7.1.2 Detonadores de percusión

Para sistemas de cañoneo bajados con tubería de producción, el detonador más comúnmente usado es un dispositivo activado por percusión. Los dispositivos por percusión funcionan adecuadamente cuando se golpea un perno contorneado en una parte relativamente sensible del detonador. Los cizallamientos y pellizcos de los explosivos dentro del detonador generan un chispeo que reacciona con los explosivos primarios y secundarios para lograr la detonación. (Perforating Services Catalog, 2008)

Debido a que los detonadores por percusión no tienen cables eléctricos, estos no son susceptibles a riesgos y problemas eléctricos.

Sin embargo, los dispositivos por percusión deben ser manejados apropiadamente y con el cuidado debido puesto que son diseñados para funcionar por impacto. La energía típica de impacto para su funcionamiento es aproximadamente 5 a 7 lb_r-ft.

Los detonadores por percusión son usados en sistemas de cañoneo transportados por tubería de producción. Estos son mecánicamente disparados cuando un percutor golpea una membrana sellada a presión que cubre una carga primaria compuesta de plomo y nitrógeno. El impacto del percutor genera una fuerza que detona la carga primaria, la cual detona la sección del catalizador.

En orden de incrementar la seguridad, los detonadores de ambos tipos se unen a mecanismos eléctricos y mecánicos que en conjunto son comercialmente conocidos como cabezas de disparo. Entre los más importantes se encuentran:

- **EFE** (Sistema Electrónico *Efire*): detonador eléctrico que utiliza señales codificadas para activar el mecanismo de disparo.

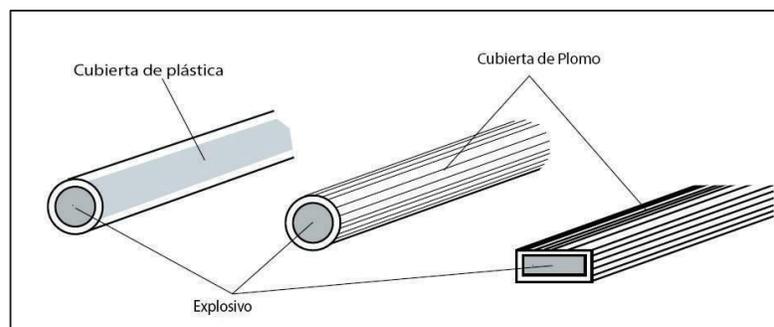
- **HDF** (Cabeza de disparo con Retraso Hidráulico): detonador de percusión activado con presión absoluta. Cuando la presión en la tubería de producción (tubing) alcanza el nivel establecido, unos percutores calibrados se rompen y tras un tiempo de retardo, previamente establecido, la presión en la cabeza de disparo impulsa los percutores en el detonador.
- **EOF** (Cabeza de disparo de Extremo Sobre-Balance): es una versión simplificada de la HDF. Esta cabeza de disparo no cuenta con el tiempo de retardo, por lo que la detonación comienza inmediatamente se alcance la presión determinada dentro del tubing.
- **TCF** (Cabeza de disparo con gatillo): consiste en una cabeza de disparo que se corre con cable eléctrico y una extensión del cordón detonante. Esta cabeza de disparo se corre dentro del pozo después que los cañones han sido ya posicionados y enganchados, incrementando la seguridad ampliamente, pues los cañones no están armados con un detonador hasta que la cabeza de disparo sea colocada justo antes de cañonear.
- **BHF** (Cabeza de disparo hidrostática con barra): es un dispositivo activado por el lanzamiento de una barra. Una vez que la cabeza se activa, la presión hidrostática conduce al percutor hacia el detonador.
- **ProFire** (Sistema Programable de disparo *ProFire*): es un sistema de disparo activado hidráulicamente con un actuador programable y un módulo de retraso para cañoneo bajo-balance. El actuador controla el nivel de presión de operación y el número de ciclos de presión aplicados antes de disparar.
- **DPF** (Cabeza de disparo de presión con diferencia de presión): esta herramienta es activada por la diferencia de presión existente entre el espacio anular por encima del packer y la presión existente en el fondo del pozo.

- **CBF y BCF** (Cabeza de disparo activada por lanzamiento de pelotilla de circulación): son cabezas de disparo que trabajan con presión, diseñadas para operaciones con tubería flexible (coiled tubing). La detonación se controla desde superficie al circular una pelotilla hacia la cabeza de disparo y aplicar presión cuando la pelotilla selle el asiento de la pelotilla. Tanto CBF y BCF permiten la circulación antes y después de la detonación. La cabeza de disparo es activada por presión diferencial acumulada a través del asiento de la pelotilla, no por la presión absoluta.

1.7.2 CORDÓN DETONANTE

El cordón detonante transfiere la detonación desde el detonador hacia cada una de las cargas moldeadas ensartadas en el cordón. El cordón detonante consiste de un núcleo explosivo de alta potencia cubierto por una envoltura de plástico trenzado o una cubierta de plomo. La sección transversal del cordón puede ser redonda o plana.

FIGURA 1.7.7: CORDON DETONANTE



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

Un parámetro importante del cordón detonante es la carga explosiva por unidad de longitud, la cual es expresada en granos por pie (gpf). Hay 7000 granos en una libra. Cordones redondos usualmente llevan una carga explosiva de 70 a 80 gpf. Esta carga es relativamente alta con respecto a otras configuraciones geométricas por lo que la transferencia balística es más confiable.

Los cordones detonantes de cinta planta llevan una carga explosiva baja, entre 35 a 40 gpf. Estos cordones requieren precauciones operacionales especiales para asegurar que la transferencia balística ocurra sin interrupción a lo largo del cordón (ejemplo: torceduras, cortes, contacto pobre con el iniciador de la carga moldeada). Cubiertas de diferentes materiales (nylon, teflón, silicona, plomo, etc.) son usados para asegurar la compatibilidad con los fluidos particulares existentes al fondo del pozo en aplicaciones expuestas. Cubiertas de plomo pueden reaccionar con fluidos de completación y no es usado en aplicaciones expuestas, pero es ideal para aplicaciones con altas temperaturas debido a que este resiste las contracciones longitudinales y tiene un punto de fusión más alto que otros materiales sintéticos.

La tendencia actual es eliminar la necesidad de cordones cubiertos de plomo por sus costos, compatibilidad con el fluido y temas ambientales. Los materiales que reemplazan hoy día al plomo incluyen nuevos compuestos poliméricos para aplicaciones estándar y derivados del teflón para aplicaciones a altas temperaturas.

Los cordones detonantes planos también están siendo desplazados por su transferencia balística inferior.

Un catalizador es una carga explosiva auxiliar rizada al final del cordón detonante para asegurar una confiable transmisión de la onda detonante. El catalizador consiste de un delgado caparazón de aluminio conteniendo una carga explosiva secundaria, la cual es mantenida contra el núcleo explosivo del cordón detonante.

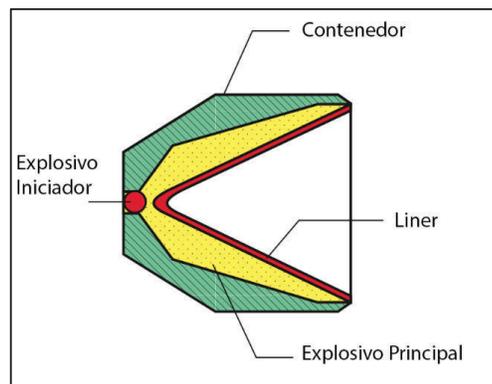
Una transferencia confiable de detonación requiere la correcta combinación de explosivos del cordón detonante y del catalizador:

- Cordón RDX y catalizador RDX
- Cordón HMX y catalizador HMX
- Cordón HNS y catalizador HP-10 NONA con explosivos HNS

1.7.3 CARGAS MOLDEADAS

Las cargas moldeadas, también conocidas como cargas huecas, tienen la capacidad de liberar energía en forma instantánea; su diseño de cavidad y el liner metálico maximizan la penetración. Las cargas moldeadas consisten de 4 componentes básicos: contenedor, carga explosiva principal, carga explosiva iniciadora y un liner cónico (FIGURA 1.7.8).

FIGURA 1.7.8: COMPONENTES DE UNA CARGA MOLDEADA



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

1.7.3.1 Contenedor

Es el recipiente diseñado para soportar la presión de la detonación de la carga lo suficiente para que el chorro de la carga moldeada se forme. El contenedor es fundamental para evitar la interferencia con las cargas adyacentes del sistema de cañoneo. Sus componentes más comunes son acero, zinc, y aluminio, sin embargo, pueden ser también de vidrio o cerámicas. (Perforating Services Catalog, 2008)

1.7.3.2 Explosivo principal

Es el explosivo propiamente dicho, se elige usualmente de acuerdo a la temperatura segura de operación. De igual importancia es la capacidad del explosivo para ser presionado en la forma cónica típica de una carga moldeada. El explosivo se presiona hasta un punto óptimo que ofrece el máximo de energía de la detonación al jet o chorro del cañoneo. Entre mejor sea la distribución del

explosivo y entre más homogénea y uniformemente sea esta, mejor es la formación del chorro y por lo tanto más profunda es la penetración de las cargas. (Perforating Services Catalog, 2008)

1.7.3.3 Explosivo iniciador

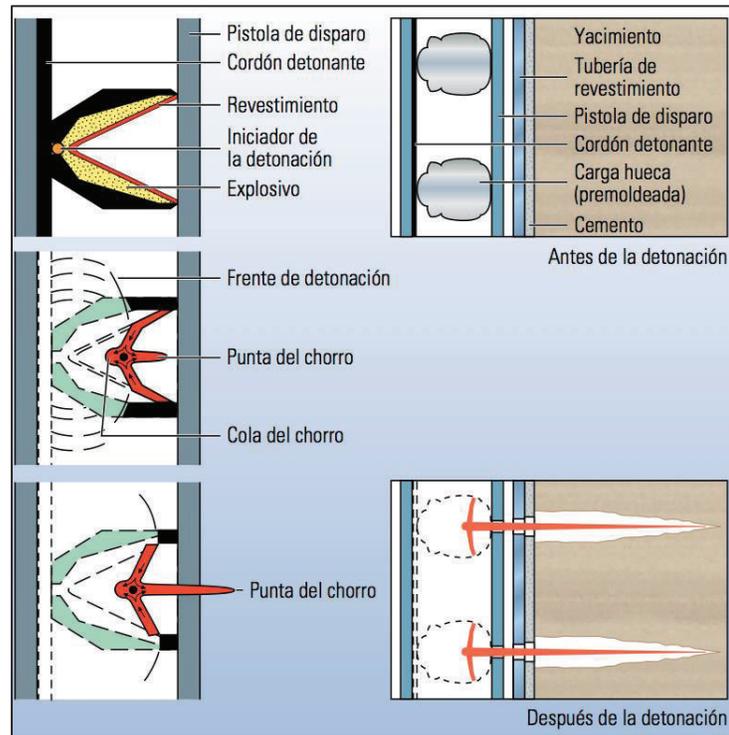
También conocido como “primer”, generalmente se compone del mismo material explosivo que la carga principal, pero tiene una mayor sensibilidad. Proporciona el vínculo entre el cordón detonante y el explosivo principal. (Perforating Services Catalog, 2008)

1.7.3.4 Liner

Es un revestimiento cónico en el centro de la carga. El colapso del liner bajo la presión de detonación de la carga explosiva principal es la acción fundamental en la formación del chorro perforante. Inicialmente, los liner fueron construidos de metal sólido consiguiendo con éxito chorros de alta densidad, pero tendían a taponar los túneles de los disparos con sus restos. Los diseños modernos del liner se basan en mezclas de metales en polvo que dan la suficiente densidad al chorro sin el efecto secundario indeseable del taponamiento. (Perforating Services Catalog, 2008)

1.8 DETONACIÓN DE CARGAS HUECAS

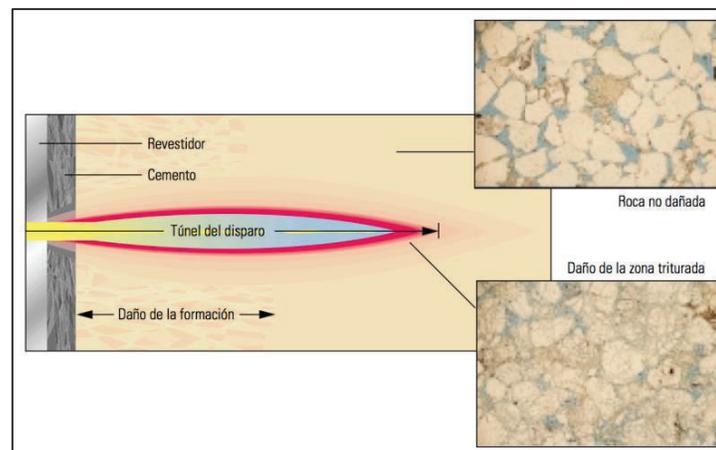
El cordón detonante conecta las cargas huecas individuales y, cuando estas se hacen detonar, comienza una reacción en cadena en la que el liner colapsa y se forma un chorro de alta velocidad de partículas de metal fundido que es impulsado a lo largo del eje de la carga. Esto genera una onda de presión enorme y de alta velocidad. La punta del chorro se propaga a una velocidad de 7 000 m/s (22 965 pies/s) y ejerce una presión de 103 GPa (15×10^6 psi), la penetración se logra mediante una presión de impacto sumamente elevada lo cual genera túneles de disparos que penetran la tubería de revestimiento, el cemento y la formación (FIGURA 1.8.1). La penetración del jet actúa como una barra que se expande rápidamente más que una penetración por estallido, combustión, o desgaste abrasivo.

FIGURA 1.8.1: DETONACIÓN DE CARGAS

Fuente: Schlumberger, Oilfield Review Spring 2012

1.9 ZONA DAÑADA

Durante el proceso del chorro de penetración se produce algún daño a la matriz de la roca que rodea el túnel de perforación, como se muestra en la FIGURA 1.9.1

FIGURA 1.9.1: DAÑO PROVOCADO POR LOS DISPAROS

Fuente: Schlumberger, Oilfield Review, Spring 2004

Alrededor de los túneles de los disparos se crea una zona de permeabilidad reducida debido al chorro de las cargas huecas. Las presiones de la onda de vibración pulverizan la roca adyacente, fracturan los granos de la matriz, quiebran la cementación intergranular y despegan las partículas de arcilla. La fragmentación de la formación alrededor de los disparos daña la permeabilidad en sitio, en especial al reducir el tamaño de la garganta del poro. Las fotomicrografías⁵ muestran la roca no dañada (FIGURA 1.9.1 parte superior) comparada con la microfracturación que se observa en una zona triturada de un disparo (FIGURA 1.9.1 parte inferior).

1.10 CONDICIONES HIDROSTATICAS PARA UN CAÑONEO

1.10.1 OPERACIÓN SOBRE BALANCE

La presión sobre balance se define al estado en el cual la presión hidrostática de los fluidos dentro del pozo es mayor a la presión del reservorio. El cañoneo sobre balance es realizado antes de bajar la completación de fondo (ej. tuberías, bombas, cavidades, etc.). Durante esta etapa, el pozo es controlado llenándose con un fluido, generalmente salmuera, que ejerza una presión hidrostática mayor a la presión del reservorio a cañonear.

En este tipo de operaciones, un cañón puede ser bajado directamente a la zona de interés transportado únicamente por cable, con las siguientes ventajas:

- Grandes cargas explosivas
- Múltiples direcciones de disparo con poco espaciamiento cañón-tubería de revestimiento (obteniéndose consecuentemente buenas características geométricas, particularmente penetración)

Sin embargo, debido a que el disparo ocurre en condiciones de sobre balance, el fluido de completación, usado para controlar el pozo, puede invadir la formación, generando daño y reduciendo la productividad del pozo.

⁵ La fotomicrografía es una técnica fotográfica realizada con un microscopio en la que se utilizan muestra a través de las cuales pasa la luz montadas sobre una preparación de vidrio.

Por lo general, en operaciones de sobre balance, se usan cañones recuperables los cuales normalmente permiten una densidad de disparo de 4 dpp (disparos por pie) e inclusive mayor, particularmente para control de arena son usados 12 dpp, y ángulos de disparo de 90°, 120° o 180°. Este tipo de cañones son a prueba de fugas, ofrecen buena confiabilidad y no dejan escombros en el pozo.

1.10.2 OPERACIÓN BAJO BALANCE

La presión bajo balance se define al estado en el cual la presión hidrostática de los fluidos dentro del pozo es menor a la presión del reservorio.

En operaciones bajo balance, los cañones son bajados a través de la tubería de producción, controlando el pozo con un Equipo de Control de Presión instalado en el cabezal del pozo. En ese momento, el pozo deberá estar lleno de un fluido ligero que ejerza una presión hidrostática menor a la presión de reservorio.

Debido a las condiciones de bajo balance, la invasión del fluido de completación hacia la formación es muy baja o inclusive nula. Adicionalmente, con este tipo de operaciones el pozo está listo para ser puesto en producción inmediatamente se haya realizado el cañoneo.

Un problema de este tipo de cañones, es su tendencia a expandirse tras ser detonados, dificultando las operaciones de recuperación de cañones disparados.

Esta es la razón por la cual los cañones desechables y semidesechables son usados, los cuales pueden llevar cargas más grandes, pero presentan las siguientes desventajas:

- Dejar residuos en el pozo
- Causan mayor deformación en el tubería de revestimiento y el cemento
- No protegen las cargas de la presión y temperatura del pozo, y consecuentemente, la eficiencia de la carga es ligeramente restringida.

1.10.2.1 Bajo Balance Dinámico

Al analizar las presiones transitorias en las operaciones de cañoneo se observa que el bajo balance estático⁶ no garantiza la limpieza de los túneles recién cañoneados.

Resultados de laboratorio indican que lo que realmente rige la limpieza de los túneles cañoneados son las fluctuaciones producidas en la presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas huecas.

Estas fluctuaciones de presión son conocidas como bajo balance dinámico, una rápida caída de la presión transitoria inmediatamente después de la detonación de las cargas.

PURE: En orden de aplicar este concepto, Schlumberger ha patentado la técnica Operaciones de Disparo para la Explotación Total del Yacimiento o PURE (por sus siglas en inglés: *Perforation for Ultimate Reservoir Exploitation process*), la cual utiliza operaciones de cañoneo diseñadas a las necesidades propias del reservorio y pozo, cargas huecas especiales y configuraciones del sistema de cañoneo, con el fin específico de generar un alto bajo balance dinámico, partiendo de bajo balance o sobre balance estático moderados.

P3: Otra técnica basada en este mismo concepto, es la Técnica PURE Después del Cañoneo o P3 (por sus siglas en inglés, Post Perforating PURE) también perteneciente a Schlumberger. La técnica P3 es una adaptación de la técnica PURE que no perfora el casing. La caída dinámica de presión generalmente dura entre 15 y 50 ms. En otras palabras, esta técnica simula una implosión en la formación cañoneada, por lo que cualquier material suelto o residuo resultante del cañoneo, o que se encuentre cerca de la cara del pozo, es succionado dentro del pozo y dentro de la cámara P3.

⁶ Diferencia de presión inicial en el pozo antes del cañoneo.

1.11 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL CAÑONEO

Los factores que afectan el desempeño del cañoneo pueden ser divididos en dos grandes grupos:

- a) propiedades del yacimiento objetivo
- b) propiedades del sistema de cañoneo.

1.11.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO OBJETIVO

1.11.1.1 Efecto de la resistencia y compresión de la formación

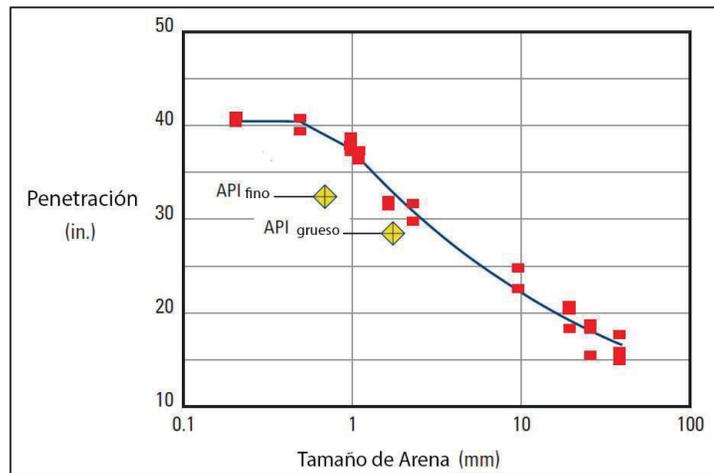
Datos experimentales de cañoneo en concreto y en rocas reales demuestran que la reducción en la penetración del disparo depende significativamente en la compresión y resistencia de la roca (Behrmann y Halleck, 1988 y 1990). La reducción en la penetración debido a la resistencia de la roca también depende de las cargas utilizadas.

La Fuerza de Compresión no Confinada (UCS, por sus siglas en inglés) es una medida de la resistencia del material. La fuerza de compresión no confinada es el máximo esfuerzo compresivo axial que una muestra de material cilíndrico puede soportar bajo condiciones no confinadas (Presión de confinamiento y presión de poro son cero). Es también conocida como Fuerza Compresiva Axial porque la aplicación de esfuerzo compresivo se aplica a través de un solo eje, longitudinal, de la muestra.

Pruebas experimentales realizadas sobre objetivos de concreto (Brooks et. al., 1998) muestran que el tamaño de grano de una roca afecta significativamente a la penetración. Por tanto, en formaciones con roca de granos gruesos la penetración será menor que en formaciones con roca de granos más fino.

De igual forma, en formaciones con mayor fuerza de compresión no confinada la penetración será menor.

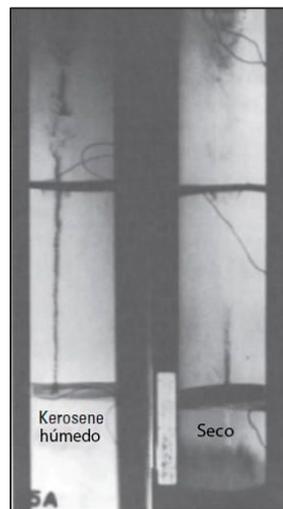
FIGURA 1.11.1: EFECTO DEL TAMAÑO DE LA ARENA DE CUARZO EN LA PENETRACIÓN DE UNA CARGA DE 34-G



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

La penetración también es afectada por la textura de la formación y por la naturaleza de los fluidos. En formaciones saturadas con gas, la penetración es menor a formaciones saturadas con líquido. Este efecto fue reportado por primera vez por Aseltine en 1985.

FIGURA 1.11.2: COMPARACIÓN DE PENETRACIÓN DEL JET EN MUESTRAS SATURADAS CON KEROSENO CONTRA MUESTRAS SECA



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

1.11.1.2 Efecto de la densidad de roca

El efecto de la densidad de la roca en la penetración generalmente recibe poca atención debido a que la densidad de la roca de la formación no varía en una escala que sea de importancia para el cañoneo.

1.11.1.3 Efecto de la tubería de revestimiento

Muchos factores afectan el diámetro del orificio realizado sobre la tubería de revestimiento, especialmente la resistencia y espesor de la tubería de revestimiento. El diámetro del orificio de entrada disminuye a medida que incrementa la dureza de la tubería de revestimiento.

La siguiente tabla muestra la equivalencia entre grados de tubería de revestimiento, valores de Dureza Brinell y Rockwell y sus correspondientes límites elásticos de acero.

TABLA 1.11.1: EQUIVALENTES DEL GRADO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Grado de Tubería de revestimiento	Número de Dureza			Límite elástico mínimo (psi)	Resistencia a la Tensión (psi)
	Rockwell B	Rockwell C	Brinell		
H40	68 - 87	-	114 - 171	40000	60000 - 84000
J55	81 - 95	-	152 - 209	55000	75000 - 98000
K55	93 - 102	14 - 25	203 - 256	55000	95000 - 117000
C75	93 - 103	14 - 26	203 - 261	75000	95000 - 121000
L80	93 - 100	14 - 23	203 - 243	80000	95000 - 112000
N80	95 - 102	16 - 25	209 - 254	80000	98000 - 117000
C95	96 - 102	18 - 25	219 - 254	95000	103000 - 117000
S95	-	22 - 31	238 - 294	95000	109000 - 139000
P105	-	25 - 32	254 - 303	105000	117000 - 143000
P110	-	27 - 35	265 - 327	110000	124000 - 154000
Y150	-	36 - 43	327 - 400	150000	159000 - 202000

Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

El espesor de la tubería de revestimiento afecta el tamaño de los orificios de entrada de todas las cargas; sin embargo, ante el aumento de espesor de la

pared, una carga estándar crea un agujero cónico con un diámetro más grande en la pared de la tubería de revestimiento interior a la pared del exterior. Esta geometría no es aceptable porque el flujo es restringido por el área correspondiente al orificio más pequeño en la pared exterior. Cargas especiales son diseñadas con un perfil de revestimiento modificado que distribuye la energía de forma desigual a lo largo del perfil del jet para crear agujeros en la tubería de revestimiento con el mismo diámetro.

Si se supone todos los demás parámetros constantes, la penetración alcanzada por una carga hueca en la formación disminuye a medida que aumenta el espesor de la tubería de revestimiento. La disminución de la penetración se debe a que el jet utiliza parte de su energía en atravesar la tubería de revestimiento. Pruebas sobre concreto demuestran que la penetración se reduce en aproximadamente una (1) pulgada por cada 0,25 pulgadas de espesor adicional en la tubería de revestimiento.

Las perforaciones reducen la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento. La resistencia relativa de la tubería de revestimiento restante depende de:

- Diámetro de los orificios de entrada en la pared del tubería de revestimiento
- Número de disparos
- Distancia entre perforaciones a lo largo de la longitud de la tubería de revestimiento (determinado por la densidad de disparo y el patrón de fase)
- Cambio en la resistencia de la región de la tubería de revestimiento alrededor de las perforaciones
- Soporte e integridad de la formación y el cemento alrededor de la tubería de revestimiento.

El cálculo de la presión de colapso o la resistencia de la tubería de revestimiento remanente determina el valor del peor escenario, puesto que muchos de estos factores no se tienen en cuenta. Las perforaciones abiertas significan poca o

ninguna presión diferencial a través de la tubería de revestimiento en su punto más débil, por lo que el concepto de presión de colapso de la tubería de revestimiento es hipotético.

La reducción del tamaño del orificio de entrada tiene menos efecto sobre las cargas de penetración profunda que sobre cargas de grandes orificios porque el parámetro de optimización es la penetración antes que el tamaño del orificio de entrada. Otra preocupación es el cañoneo a través de uno o más tuberías de revestimiento. Para este desafío, cargas huecas especiales son diseñadas y personalizadas para un entorno geométrico y tipo de fluido específico.

1.11.1.4 Efecto de la presión en el pozo

Behrmann y Halleck, (1988) demostraron que la presión en el pozo puede reducir significativamente la penetración de las cargas cañoneadas, típicamente en un rango de 22 a 28% para presiones de hasta 15000 psi. La reducción en la penetración depende de la carga moldeada utilizada y del espaciamiento entre la pistola y la tubería de revestimiento.

1.11.2 PROPIEDADES DEL SISTEMA DE CAÑONEO

1.11.2.1 Efecto de la calidad del jet

Si el jet no es perfectamente recto y homogéneo, las variaciones en su diámetro incrementan las interacciones entre el jet y la formación, lo cual reduce su penetración. Brook et al., (1998) indica dos consecuencias de cargas moldeadas mal manufacturadas: Jet torcido y Efecto de engrosamiento

Un jet torcido hace referencia a un disparo que no es perpendicular a la formación objetivo y por ende, interactúa con los bordes del disparo realizado a medida que el jet avanza a través de la formación. Por otro lado, el efecto de engrosamiento indica una perforación que oscila entre protuberancias y porciones delgadas. Ambas situaciones incrementan el diámetro de la perforación realizada pero a costa de disminuir la penetración.

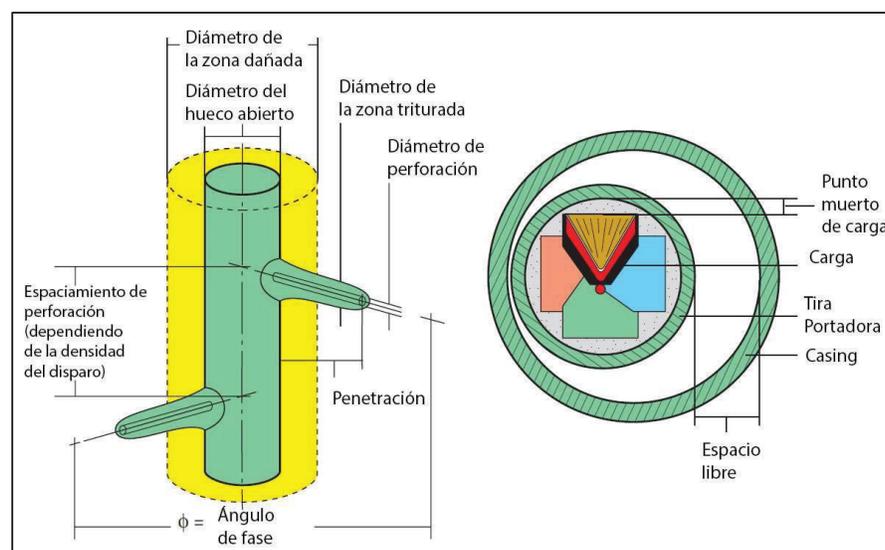
La fabricación de cargas moldeadas juega un papel clave en el rendimiento real de la penetración debido a que este parámetro es principalmente causado por la mala calidad o disminución de la calidad de fabricación de las cargas. Por ello, la fabricación debe ser prácticamente impecable para asegurar que todas las cargas logren un rendimiento casi perfecto. Los procedimientos de fabricación inconsistentes indiscutiblemente resultarán en un rendimiento inferior en penetración.

1.11.2.2 Efecto de la carga y posicionamiento del cañón

El espaciamiento cañón-tubería de revestimiento determina la distancia entre el contenedor metálico que transporta las cargas y la tubería de revestimiento del pozo. De forma similar, el término punto muerto de la carga, define el espacio necesario para que el liner de la carga colapse y se desarrolle en un jet antes de que este golpee con la pared interior del cañón.

El espaciamiento cañón-tubería de revestimiento afecta negativamente a la penetración debido a que el jet gasta energía a medida que viaja por el fluido de completación.

FIGURA 1.11.3: POSICIONAMIENTO DEL CAÑÓN Y DEFINICIÓN DE SU GEOMETRÍA



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

El efecto del espaciado cañón-tubería de revestimiento sobre la penetración es más pronunciado en cargas de penetración profunda que en cargas de grandes orificios.

Una práctica preferida es bajar sistemas de cañones que permitan posicionar al cañón fuera de centro, reduciendo el espaciado entre el cañón y la tubería de revestimiento, logrando de esta forma crear la máxima penetración posible en el punto donde hacen contacto cañón-tubería de revestimiento. Sin embargo, el espaciado generalmente afecta la penetración de cargas huecas de penetración profunda una vez que exceda, aproximadamente, el 30% del diámetro del cañón. (Perforating Services Catalog, 2008).

Las cargas de grandes orificios no se ven afectadas por el espaciado cañón-tubería de revestimiento, en cuanto se refiera a penetración, pero sí se ven afectadas, de manera significativa, al tamaño del orificio realizado. Para este tipo de cargas, el desempeño óptimo de penetración y diámetro del orificio cañoneado ocurre cuando el cañón está posicionado en el centro del pozo. En este punto, el orificio de entrada es el más grande, el área abierta al flujo es mayor y los orificios realizados tienen diámetros consistentes.

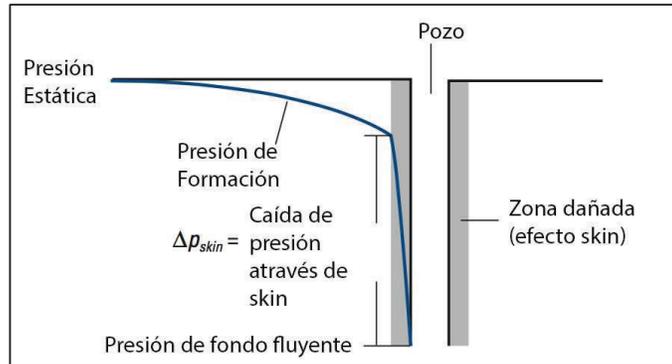
1.12 PRODUCTIVIDAD DEL POZO Y DAÑO

La productividad de un reservorio depende en gran medida del valor de la disminución de presión cercana al pozo. Este valor resulta de la reducción de la caída de presión total disponible para que los fluidos fluyan de una distancia r_e (radio de drenaje) en el pozo a una distancia r_w (radio del pozo).

La FIGURA 1.12.1 muestra un perfil típico de presión como una función de la distancia r desde el eje del pozo. En la distancia r_e , la presión es igual a la presión del reservorio no alterada p_e , y en la distancia r_w , la presión es igual a la presión del pozo fluyente p_{wf} . Sin embargo, debido a que el efecto del daño es sólo una fracción de la caída de presión total ($p_e - p_{wf}$), la diferencia de presión restante, puede ser una fracción sustancial que es utilizada para que los fluidos pasen la

zona dañada al pozo. Eliminar o superar el efecto del daño es esencial para mejorar la productividad de un cañoneo.

FIGURA 1.12.1: CURVA DE PRESIÓN EN UN POZO CON EFECTO DE DAÑO

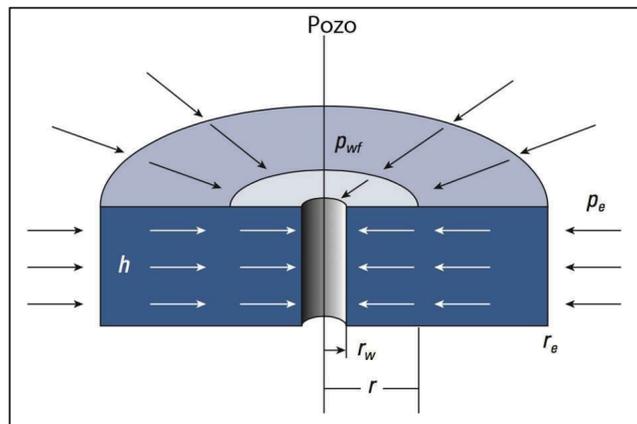


Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

1.12.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD

El modelo de flujo radial (FIGURA 1.12.2) proporciona una buena aproximación de la geometría del flujo de fluido desde el reservorio hasta el pozo.

FIGURA 1.12.2: MODELO DE FLUJO RADIAL EN UN RESERVORIO



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

El flujo de fluido radial desde el reservorio hasta el pozo implica líneas de flujo rectas, perpendiculares al eje del pozo y convergente hacia ese eje. Las ecuaciones de flujo radial convencionales también implican que el pozo es

vertical. Por lo tanto, las líneas de flujo son horizontales (de lo contrario, el efecto de la gravedad requiere modelamiento). Con estas asunciones, la caída de presión del reservorio al pozo está dada por la ecuación de flujo radial en estado estacionario (Ecuación 1).

$$p_e - p_{wf} = \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s_t \right) \quad \text{Ec. 1}$$

Dónde:

q = Caudal de flujo a superficie.

B = Factor volumétrico de la formación.

μ = Viscosidad del fluido.

k = Permeabilidad.

h = Espesor de reservorio.

s_t = Efecto total del daño.

Reorganizando la ecuación 1 se obtiene el índice de productividad (IP), que es el caudal producido (en condiciones de superficie) por unidad de caída de presión:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{2\pi kh}{B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s_t \right)} \quad \text{Ec. 2}$$

El IP se utiliza para predecir y evaluar el desempeño inicial del pozo, para tener un seguimiento del desempeño a través del tiempo, y para diseñar y medir los efectos de un programa de mejora de la producción.

1.12.2 RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD

La relación de productividad (PR) de una completación cañoneada es un parámetro de referencia utilizado para evaluar la eficiencia total de completación. La PR es la relación del índice de productividad real sobre el índice de productividad de la completación de un pozo abierto en buen estado en un

reservorio con la misma geometría y propiedades. La ecuación 3 incluye tanto el efecto del daño de completación y una completación de hueco abierto sin daño. Las dos ecuaciones se dividen para determinar el PR:

$$PR = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + s_t} \quad \text{Ec. 3}$$

El concepto de la relación de productividad (PR) sólo se aplica en ausencia de flujo turbulento, porque la turbulencia del flujo (la cual es típica en pozos con altas tasas de producción de gas) crea un efecto de daño dependiente del caudal de producción. La relación de productividad no depende del caudal de producción.

1.12.3 COMPONENTES DEL EFECTO DE DAÑO TOTAL

La relación de productividad se define por el efecto de daño total, no sólo el efecto del daño causado por el cañoneo. La productividad se ve afectada por todos los componentes del daño, incluyendo aquellos relacionados indirectamente con el cañoneo. (Perforating Services Catalog, 2008)

Las pérdidas de presión cerca del pozo resultan de una variedad de causas que afectan a la productividad: el daño del pozo, la convergencia de flujo, la completación parcial, la desviación del pozo, y los efectos dependientes del caudal de flujo. Cada uno está asociado a un factor individual del daño (Tabla 1.12.1), y la combinación de todos los factores es el efecto de daño total s_t .

1.12.3.1 Daño por completación parcial

El efecto de daño por completación parcial resultada del cañoneo de sólo una parte de la formación o intervalo productor. Así, el valor de s_f es positivo (es decir, asociada con una pérdida de presión positiva) debido al aumento de la fricción con el flujo que converge en la fracción perforada del intervalo del reservorio. Aunque la completación parcial restringe la producción, a veces es aceptada para

reducir el riesgo de la producción no deseada de agua o gas. (Perforating Services Catalog, 2008)

1.12.3.2 Daño por desviación

El efecto del daño por desviación es negativo (es decir, asociada con una caída de presión negativa que mejora la productividad) porque más área del reservorio está abierta a fluir al interior de un pozo en un pozo desviado que en un pozo vertical. (Perforating Services Catalog, 2008)

1.12.3.3 Daño por perforaciones

El efecto del daño por las perforaciones (s_p) refleja solamente la disminución de la presión causada por la naturaleza no radial del flujo en las proximidades de las perforaciones, debido a que el líquido debe seguir caminos torcidos para entrar en el pozo a través de los túneles perforados. Una asunción simplificada es que el daño de formación resulta de la invasión de filtrado durante el proceso de perforación. Este daño de formación puede reducir de manera significativa la productividad, y afectar negativamente el cañoneo, especialmente si los disparos están dentro de la zona dañada. El efecto del daño causado por la disposición geométrica de los túneles cañoneados se puede calcular basándose en la densidad de los disparos, la fase y la longitud. (Perforating Services Catalog, 2008)

TABLA 1.12.1: COMPONENTES DEL DAÑO TOTAL

Componente del Daño Total	Causa
s_f	Completación parcial.
s_{dev}	Desviación del pozo.
s_{do}	Daño de formación en hueco abierto.
s_{dp}	Daño de formación en las perforaciones con hueco entubado.
s_p	Disposición geométrica de las perforaciones.
s_{pd}	Daño asociado a las perforaciones (perforaciones no limpias).
F	Fracción decimal del intervalo del reservorio que está cañoneado ($F < 1$).

Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.

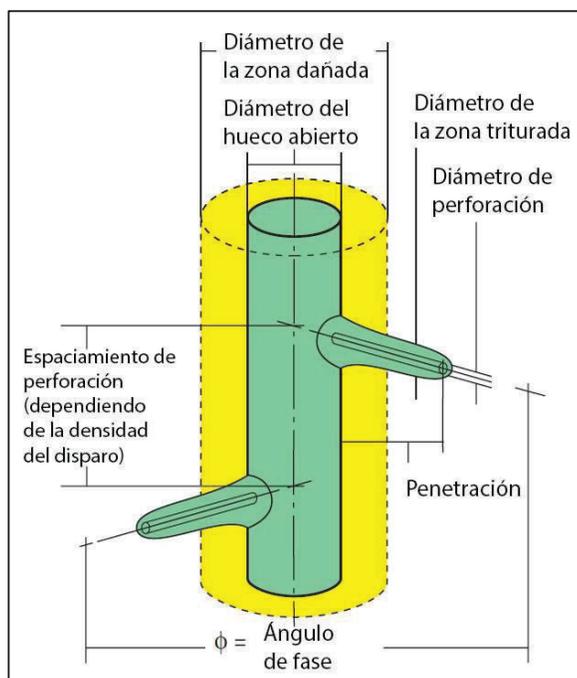
David Romero V.

1.12.4 PARAMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD

La productividad de una completación cañoneada es función de tres grupos de variables:

- Geometría de las perforaciones alrededor de la tubería de revestimiento perforada
- Daño de formación
- Características del yacimiento.

FIGURA 1.12.3: GEOMETRÍA TÍPICA DE UNA COMPLETACIÓN PERFORADA



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

La FIGURA 1.12.3 muestra la geometría típica de un pozo cañoneado. Los principales parámetros geométricos que determinan la eficiencia del flujo son la densidad de disparo, profundidad de penetración de la perforación, ángulo de fase, orientación del cañón, y el diámetro de la perforación. La eficiencia de flujo también se ve afectado por el daño por cañoneo. El impacto del jet de la carga moldeada crea una zona de reducción de la permeabilidad llamada, zona

triturada, alrededor del túnel de los disparos; la eliminación de esta zona da lugar a perforaciones "limpias". La penetración parcial y la desviación del pozo son otros parámetros geométricos importantes, pero son parámetros que muchas veces no pueden ser optimizados.

La TABLA 1.12.2 muestra la importancia relativa de los cinco parámetros geométricos principales y la limpieza de las perforaciones según el tipo de completación. Una calificación de 1 indica el parámetro más importante y 4 es el menos importante para un tipo de completación. Para la mayoría de tipos de completación, los disparos limpios son un parámetro importante.

TABLA 1.12.2: IMPORTANCIA RELATIVA DE LOS PARÁMETROS GEOMÉTRICOS BASADOS EN EL TIPO DE COMPLETACIÓN.

Parámetro	Flujo Natural	Control de Arena	Prevención de Arenamiento	Estimulación con fractura	Reacondicionamiento
Perforaciones Limpias	1	2	1	3	1
Longitud de la perforación	1	4	2	4	1
Densidad de disparos	2	1	1	3	2
Diámetro de la perforación	3	1	1	2	3
Fase	4	4	2	1	4

Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.

David Romero V.

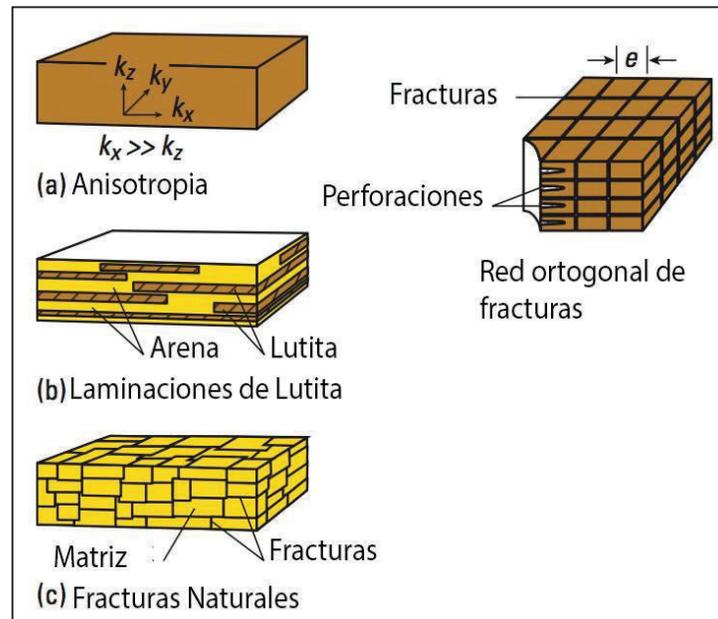
El daño de formación se refiere al cambio de permeabilidad en la región cercana al pozo que es inducida por la invasión de fluido (cambio en la permeabilidad relativa) y la invasión de finos (de perforación o sólidos del lodo).

El efecto directo del daño de formación se ve agravado por el daño del cañoneo, que resulta de perforaciones no limpias.

El diseño efectivo de un programa de cañoneo incluye la consideración de los diversos tipos de heterogeneidades en la formación. Esta información se obtiene a partir de núcleos, registros de hueco abierto, y otros datos geológicos y

petrofísicos. La FIGURA 1.12.4 ilustra tres fuentes comunes de las heterogeneidades en la formación.

FIGURA 1.12.4: LOS TIPOS COMUNES DE HETEROGENEIDADES EN LA FORMACIÓN (A, B, C) Y ESPACIAMIENTO DE BLOQUES DE FRACTURA.



Fuente: Schlumberger, Perforating Services Catalog, 2008

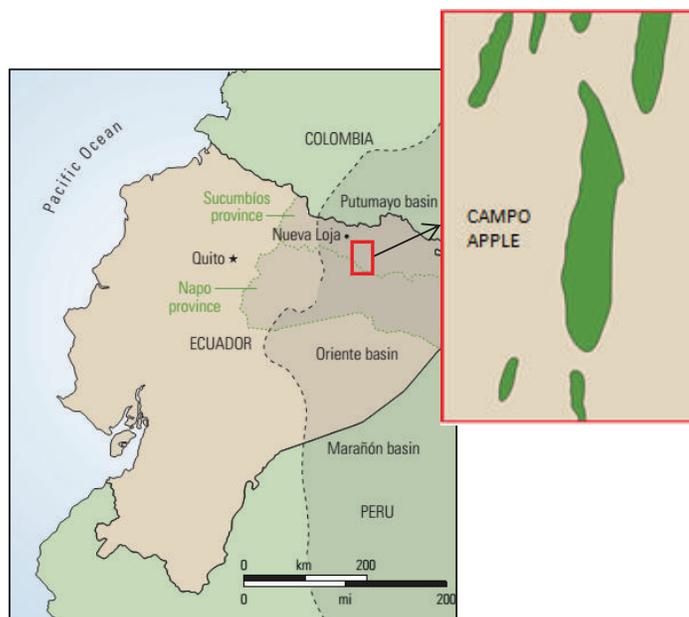
CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CAÑONEO EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO APPLE

2.1 CAMPO APPLE

El campo Apple es un campo maduro del cual actualmente se extrae aproximadamente el 10% de la producción total de hidrocarburos del Ecuador. Se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, al noreste de la Región Amazónica, aproximadamente a 250 Km al este de Quito y 35 Km al sur de la frontera Ecuador-Colombia.

FIGURA 2.1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO APPLE



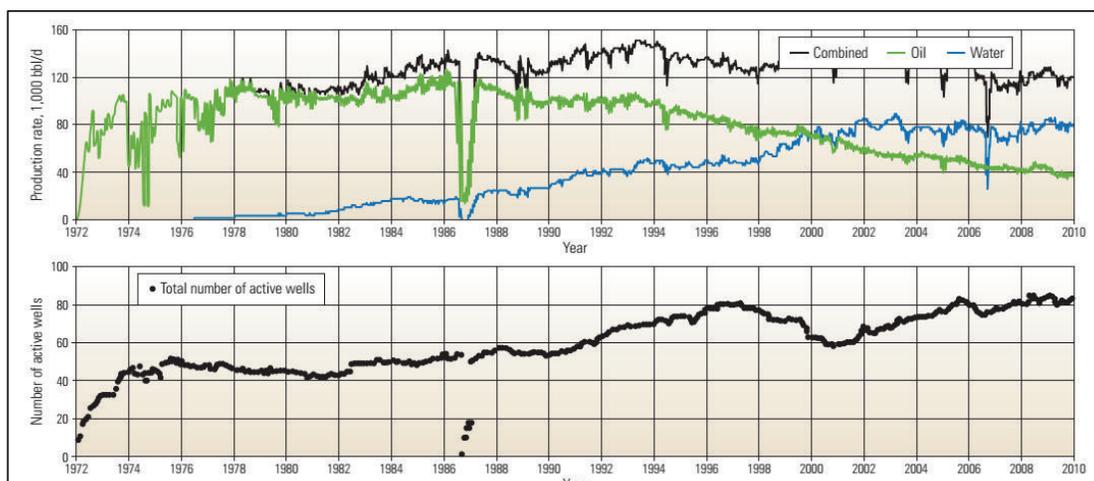
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

El campo está limitado al norte por los campos Atacapi y Libertador, al sur por los campos Limoncocha y Pacay, al oeste por el campo Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista, y al este por el río Shushufindi.

El campo Apple fue descubierto en 1969 por el consorcio Texaco-Gulf con la perforación de su primer pozo, Apple 1, el 4 de diciembre de 1968. Las primeras pruebas de producción de petróleo, con fecha: 10 de enero de 1969, fueron de 2.621 BPPD de 32,5 °API del reservorio T y 2.496 BPPD de 26,6 °API del reservorio U. (Petroamazonas EP, IFEA, & IRD, 2014)

El POES estimado del campo es de 3.700 millones de barriles de petróleo (590 millones de m³ de petróleo). La producción del campo Apple empezó en agosto de 1972 con una tasa de 19.200 BPPD sin producción de agua; a partir del año 1986 el campo se encuentra en declinación, su máxima tasa de producción hasta ese año fue de 126.400 BPPD. Para el 2011, su producción promedio de petróleo era menor a los 40.000 BPPD. En el año 2014, la producción de petróleo del campo se ha restituido a 75.000 BPPD. Actualmente, la producción del campo Apple ha alcanzado los límites de las facilidades disponibles. (Schlumberger, 2014)

FIGURA 2.1.2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO APPLE



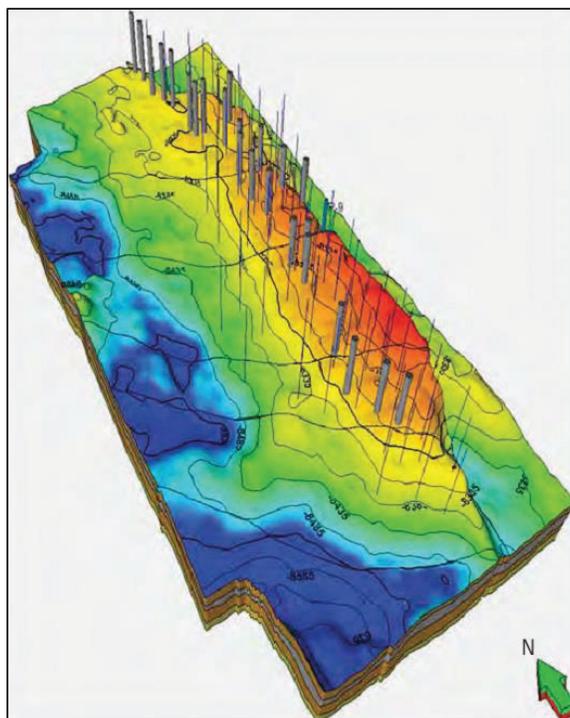
Fuente: Schlumberger, Oilfiel Review, Autumn 2014

El campo Apple está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente ecuatoriana, la cual es parte de una cuenca de tras-arco del Mesozoico-Cenozoico que se formó en conjunto con la actividad tectónica que creó las montañas de los Andes durante el periodo Cretácico a Terciario. Las trampas estructurales presentes fueron creadas por la deformación compresional y rejuvenecimiento de las estructuras de

basamento pre-cretácico. Las trampas están formadas principalmente por anticlinales fallados o cubrimientos sobre estructuras de basamento levantado.

La estructura del reservorio cretácico Apple consiste de un bajo relieve, anticlinal asimétrico. El extremo occidental se inclina 1 a 2 grados hacia el oeste. Tiene una longitud aproximada de 40 Km y un ancho de 10 Km con un cierre estructural de alrededor de 67 metros en relieve. El área aproximada del campo Apple es 43.200 acres. La estructura es cerrada hacia el este por una falla reversa discontinua en sentido norte-sur, la cual tiene un componente menor de movimiento de desgarre. El basamento pre-Cretácico está dominado por un sistema de pilares y fosas tectónicas que tiene una influencia directa en la secuencia sedimentaria del Cretácico y ambiente de depósito. (Schlumberger, 2014)

FIGURA 2.1.3: POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO APPLE



Fuente: Schlumberger, Oilfiel Review, Autumn 2014

En la cuenca oriente, los reservorios objetivo primarios son las formaciones cretácicas Hollín y Napo. Estas formaciones se depositaron en un ambiente sedimentario transgresivo-regresivo que se produjo en respuesta a las

fluctuaciones mundiales del nivel del mar. Estos reservorios se encuentran dentro de las sucesiones de depósitos de sedimentos de origen fluvial, estuario y deltaico que fluían desde el este y se acumularon sucesivamente hacia el mar, primero como costa y luego como depósitos de plataforma marina somera. (Schlumberger, 2014)

La producción de petróleo del campo Apple proviene de los reservorios T y U, que forman parte de la Formación Napo, y del reservorio Basal Tena. Las arenas gruesas y homogéneas de la Formación Hollín están presentes en el área pero están saturados de agua. Los miembros Napo T y Napo U son representados por estuarios y depósitos marinos someros. Estos son subdivididos en T inferior (Ti), T superior (Ts), U inferior (Ui) y U superior (Us).

Los sub-miembros inferiores (Ti y Ui) son los principales reservorios en el campo, se formaron a partir de mareas masivas de arena y estuarios, contienen el 90% del POES del campo Apple. (Schlumberger, 2014)

Los sub-miembros superiores (Ts y Us) son areniscas y lutitas que fueron depositados en un ambiente marino somero. Estos intervalos del yacimiento tienen poco soporte de presión proveniente del acuífero.

2.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL CAÑONEO

Un trabajo de cañoneo depende de los requerimientos específicos de cada completación en particular y las condiciones del reservorio a cañonearse. Sin embargo, para todo trabajo de cañoneo es necesario conocer como mínimo los siguientes aspectos:

- Características del reservorio: es importante conocer las principales características del reservorio como son porosidad, permeabilidad, espesor, esfuerzo (UCS), presión, temperatura, diámetro de invasión de fluidos, fluidos producidos, gravedad de los fluidos, etc.
- Datos de completación del pozo: principalmente aquellos factores que limiten el tamaño de los componentes del cañón, como son los diámetros

internos del casing, tubería de producción, liner y otras restricciones. También es importante conocer la profundidad del pozo y peso de las tuberías.

- Presión y Temperatura a la profundidad de los disparos: el tipo de cañón, al igual que el tipo de explosivo a usarse, depende en gran medida de la presión y temperatura a la cual será expuesto dentro del pozo.
- Presión hidrostática: además de ser un factor clave en la seguridad del pozo (cañones, herramientas, tubería, etc. son diseñados para trabajar en rangos específicos de presión), muchos trabajos de cañoneo son diseñados tal que exista un cierto bajo o sobre balance en el pozo al momento de la detonación, para influir el flujo de fluidos y la limpieza de los disparos.
- Fluidos dentro del pozo: se debe tener en cuenta las propiedades químicas de los fluidos del pozo, tales como la concentración de sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), y ácidos en el pozo durante e inmediatamente después del cañoneo. H_2S , CO_2 , y ácidos pueden causar corrosión y daños al material en general. (Schlumberger, 2008)
- Peso del Fluido de control: adicionalmente a la relación directa con la presión hidrostática, un fluido de control muy pesado puede afectar a los sistemas de detonación en operaciones TCP, en especial a detonadores activados por presión y lanzamiento de barra.
- Desviación del pozo: aquellos pozos cuya desviación supere los 45° puede causar problemas para los sistemas de cañoneo transportados con cable debido al incremento de las fuerzas de fricción en el cable, poca fuerza gravitacional a lo largo del pozo y el pequeño espaciamiento entre el extremo del cañón y el diámetro interno del casing en curvas cerradas.
- Facilidades y otros: como requerimientos operacionales, es necesario conocer las facilidades en superficie, las conexiones a la cabeza del pozo,

las frecuencias y poder de las comunicaciones por radio, la altura del taladro o mástil disponible, los registros disponibles para correlación de profundidad (GR-CCL), nivel de lodo en tanques, etc.

2.3 CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Las cargas huecas de penetración extra profunda son cargas moldeadas de diseño exclusivo con el fin de incrementar la penetración resultante del cañoneo en pozos de petróleo. Estas cargas se desarrollaron a partir de resultados de investigaciones en laboratorio de cientos de pruebas de cañoneo en rocas de diferentes compresibilidades, incluidas rocas con fuerzas de compresión extrema. Además de aumentar significativamente la penetración en comparación con las cargas de generaciones anteriores, estas cargas huecas de penetración extra profunda ofrecen hasta un 50% más de contacto con la formación permitiendo tratamientos de estimulación más eficaces y un mayor contacto de drenaje para una mayor productividad.

2.4 OPERACIÓN DE CAÑONEO

Una operación de cañoneo involucra muchos pasos, los cuales son comunes para todos los sistemas de cañones. La operación típica incluye los siguientes pasos:

- a) Pre-diseño del trabajo
- b) Revisión de los procedimientos de seguridad
- c) Rig-Up⁷
- d) Armado del cañón
- e) Bajada dentro del pozo
- f) Control de profundidad

⁷ Rig-Up significa hacer que algo esté listo para usarse. Los equipos o herramientas generalmente son movidos a la mesa del taladro (*rig floor* en inglés) donde serán ensamblados y conectados a su fuente de poder listos para usarse. De allí su expresión. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2015)

- g) Disparo del cañón
- h) Recuperación del cañón
- i) Rig-Down⁸

2.4.1 CAÑONEO CON CABLE ELÉCTRICO

La sarta de cañoneo con cable eléctrico básicamente está compuesta de un cable, un elemento de correlación, un elemento de posicionamiento para las aplicaciones a través de la tubería y uno o más cañones.

Los intervalos seleccionados a ser cañoneados son documentados en un registro de referencia, el cual puede ser un registro a hueco abierto o entubado, o un registro de control de profundidad en la perforación del pozo.

Un registro de correlación debe ser corrido a lo largo del intervalo a ser cañoneado, este registro puede ser un Gamma Ray (GR)⁹ o CCL¹⁰, el cual debe ser corregido a la profundidad del registro de referencia si existe alguna diferencia entre estos registros.

Cuando no se han corrido registros de correlación, la combinación del cañón con elementos de registro GR y CCL es usada para transportar y colocar la sarta de cañoneo al intervalo deseado a cañonear en una misma corrida. (Schlumberger, 2008)

2.4.1.1 Procedimiento Operativo para Cañoneo con Cable Eléctrico

Una operación de cañoneo con cable eléctrico consta principalmente de los siguientes pasos:

⁸ Rig-Down significa desconectar y desarmar los equipos para su almacenamiento o transporte. Los equipos son sacados de la mesa del taladro y en ocasiones de la locación. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2015)

⁹ El registro Gamma Ray mide las emisiones naturales de radioactividad de una formación.

¹⁰ Registro CCL es una herramienta de fondo usada para confirmar o correlacionar la profundidad usando puntos de referencia en la tubería de revestimiento (casing).

1. Coordinar el procedimiento con Company Man e Ingeniero a cargo de las operaciones de cañoneo de la compañía prestadora de servicios.
2. Antes de empezar con las operaciones propiamente dichas, se recomienda probar el pozo con 2500 psi para asegurar la integridad del mismo. Se recomienda correr una canasta de limpieza.
3. Realizar una reunión de seguridad: Todo personal en el pozo puede asistir, sin embargo es indispensable la presencia del Representante de la compañía operadora, el Ingeniero a cargo de las operaciones del sistema de cañoneo, el Ingeniero de Wireline, el Perforador y dos Cuñeros. Entre las recomendaciones a realizar se destacan:
 - a. El Material que debe estar disponible en la mesa del Rig es: Collarín de 4-1/2", Cuñas de 4-1/2", Elevador para 2-7/8".
 - b. El personal no necesario debe mantenerse alejado.
 - c. Verificar que ninguna persona se encuentre alrededor del BOP al momento de ensamblar los cañones con la sarta de cañoneo.
 - d. Ensamblar los cañones de acuerdo a las instrucciones del Ingeniero de la compañía prestadora de servicios.
 - e. Los cañones serán ajustados con las llaves especiales otorgadas por la compañía de servicios, no deberán utilizarse llaves de potencia.
 - f. La distancia de la primera bala hasta el cero del registro CCL debe ser doblemente chequeada por el Representante de la compañía operadora. De igual manera el Representante de la compañía operadora debe estar en total acuerdo con la correlación previo al asentamiento de la sarta de cañoneo.

- g. Correr la sarta de cañoneo en el pozo a una velocidad razonable, de 5000 - 6000 pies por hora.
 - h. Es indispensable apagar todos los sistemas de radiocomunicaciones inmediatamente luego de la reunión de seguridad hasta realizar el asentamiento de la sarta de cañoneo.
- 4. Ensamblar los cañones y la sarta de cañoneo según su diseño previamente aprobado. Generalmente los componentes de una sarta de cañoneo con cable eléctrico, de abajo hacia arriba, consisten de:
 - a. Nariz de fondo o tapón
 - b. Cañones cargados
 - c. Cabeza de disparo
 - d. Herramientas de anclaje o sujeción
 - e. Herramientas y registros de correlación (GR – CCL)
- 5. Correr toda la sarta de cañoneo con Wireline a una velocidad máxima de 6000 pies/hora. Se recomienda tener cuidado a la entrada del liner y de no frenar bruscamente.
- 6. Una vez en profundidad tomar los pesos de la sarta subiendo y bajando. Correlacionar la profundidad de asentamiento.
- 7. Asentar la sarta de cañoneo.
- 8. Una vez que la sarta de cañoneo es asentada, confirmar su asentamiento topando con las herramientas de Wireline
- 9. Sacar el equipo de asentamiento, dejando la sarta de cañoneo asentada junto con los cañones en la zona de interés

10. Continuar con la bajada de la sarta de producción o sistema de levantamiento artificial. Realizar pruebas de presión cada 2000 ft a la tubería durante la bajada del sistema de levantamiento artificial, aplicar 1000 psi a la tubería contra el standing valve¹¹ manteniendo el BOP¹² abierto, esto debido a que la cabeza de disparo se activa con presión y si hay alguna fuga durante la prueba la presión, esta puede transmitirse por el anular y activar accidentalmente el sistema de disparo.
11. Desmontar el BOP y armar el Cabezal de Pozo. Revisar las conexiones eléctricas finales.
12. Conectar las líneas de superficie (producción) al Cabezal de Pozo.
13. En caso de que el sistema de levantamiento artificial sea de tipo bomba eléctrica (BES), arrancar la BES para realizar pruebas de rotación y de funcionamiento en ambos sentidos.
14. Conectar la línea anular al sistema de bombeo del taladro; completar el fluido desplazado durante las pruebas de rotación y aplicar la presión necesaria para activar la cabeza de disparo hidráulica durante el tiempo establecido por el ingeniero a cargo de las operaciones de cañoneo. Liberar la presión a 0 psi.
15. En caso de que el sistema de levantamiento artificial sea de tipo bomba eléctrica, arrancar la BES de acuerdo a las recomendaciones del ingeniero a cargo de producción.
16. Esperar la detonación de los cañones de acuerdo al tiempo establecido a partir de la presión de activación aplicada por anular.

¹¹ El Standing Valve o Válvulas de pie son un conjunto de válvulas de fondo que están diseñados para mantener la presión desde arriba al mismo tiempo que permiten que los fluidos fluyan desde abajo. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2015)

¹² El BOP es una válvula grande en la parte superior del pozo que puede cerrarse si los operadores de perforación pierden el control de los fluidos de la formación. (Schlumberger, Oilfield Glossary, 2015)

17. En caso de que el sistema de levantamiento artificial sea de tipo bomba eléctrica, una vez que se tenga detonación de los cañones, podrá ser verificado con el sensor de la BES con un ligero incremento de presión y disminución de la temperatura del motor debido al aporte del pozo.

18. Fin de operaciones. Continuar de acuerdo a programa de pozo.

2.4.2 CAÑONEO CON TCP

El cañoneo con TCP, históricamente, se refiere a trabajos de cañoneo usando tubería de producción (tubing) o tubería de perforación (drillpipe) para correr sistemas de cañoneo dentro del pozo. Sin embargo, actualmente pueden usarse más métodos para transportar cañones dentro del pozo, tales como tubería flexible, cables de acero, cables eléctricos, etc. (Schlumberger, 2008)

Entre los nuevos avances del cañoneo con TCP, se destaca la inclusión de la sarta de cañoneo en la sarta de completación del pozo, permitiendo el cañoneo sin la necesidad de matar el pozo.

El reservorio y el tipo de completación son los máximos determinantes al momento de elegir el sistema de cañoneo a usarse. Sin embargo es necesario tener en cuenta la geometría del pozo, la profundidad, la desviación, la longitud, peso y diámetro del cañón.

2.4.2.1 Procedimiento Operativo para Cañoneo con TCP

El primer paso de una operación de cañoneo es la seguridad. El manejo de explosivos, principalmente explosivos primarios (detonador), deben ser realizados por un especialista o bajo la supervisión de uno.

Antes de empezar las operaciones de cañoneo y corrida de las herramientas, se recomienda:

- Revisar y discutir el procedimiento operativo en su totalidad por el Company Man, el Representante del Cliente y el Ingeniero a cargo de las operaciones de cañoneo con TCP

- Comprobar la integridad y limpieza del pozo, al igual que las tuberías a utilizarse estén libres de corrosión o escala

Con estos preparativos previos, los pasos a seguir son:

1. Realizar una Reunión de Seguridad: Todo el personal en el pozo puede asistir a esta reunión. Sin embargo, es obligatoria la presencia del Company Man, Representante de la compañía operadora, Ingeniero a cargo de las operaciones de TCP, Supervisor del Taladro, Perforador, Encuellador y dos Cuñeros. Entre las recomendaciones a realizar, se destacan:
 - a. Reconfirmar los detalles del trabajo y operación antes del inicio de las mismas
 - b. El Material que debe estar disponible en la mesa del taladro es: Collarín de 4-1/2", Cuñas de 4-1/2" y 5", Elevador para 2-7/8" y 3-1/2", Conejo para tubería EUE de 2-7/8" y 3-1/2", 5 tubos de 2-7/8" EUE certificados
 - c. Todo personal que no sea necesario para las operaciones, favor mantenerse alejado de la mesa del taladro.
 - d. Verificar que ninguna persona se encuentre alrededor del BOP al momento de ensamblar la cabeza de disparo.
 - e. Ensamblar los cañones de acuerdo a las instrucciones del Ingeniero de TCP a cargo de las operaciones.
 - f. Los cañones serán ajustados con llaves especiales de la compañía prestadora de servicios. Nunca utilizar llaves de potencia
 - g. Toda la tubería debe ser conejeada
 - h. Colocar una tapa en la sarta para evitar que cualquier objeto extraño caiga dentro de ella

- i. La tubería debe ser engrasada solo en el pin
 - j. La distancia desde la primera bala hasta el cero del registro CCL debe ser doblemente confirmada por el representante del Cliente. De igual manera, todos los ingenieros a cargo deben estar en total acuerdo con la correlación de profundidad previo a la corrida de los cañones y tubería.
 - k. Correr la sarta en el pozo a una velocidad razonable, una parada de 3 tubos en 90 segundos o entre 5000 a 6000 pies por hora.
2. Medir longitudes OD's e ID's de toda la sarta de TCP, esta deberá realizarse conjuntamente con un representante de la compañía operadora y supervisor del taladro.
 - a. La longitud desde la primera carga hasta la marca radioactiva debe ser cuidadosamente medida y chequeada por el Company Man, el representante de la compañía operadora y el ingeniero a cargo de la operación de TCP.
 - b. Ante cualquier modificación que se dé durante la revisión de medidas del equipo en campo, la sarta será actualizada por el ingeniero a cargo de la operación de TCP.
 3. Ensamblar los cañones y la sarta TCP de acuerdo al diagrama de columna, *string*, entregado por el ingeniero a cargo de la operación de TCP, después de revisar físicamente los equipos y medidas.
 - a. El mecanismo de anclaje del packer será probado en la mesa rotaria en presencia del representante de la compañía operadora
 4. Realizar prueba de presión del ensamble de TCP con 500 psi, o presión indicada por el Especialista TCP, durante 5 minutos. El BOP deberá estar abierto.

5. Bajar el ensamble de TCP y llenar las tuberías con el fluido deseado a fin de lograr la presión hidrostática deseada a la profundidad de la arena u objetivo a disparar.
6. Verificar con el Company Man e Ingeniero a Cargo de Operación de TCP la densidad del fluido a utilizar para el colchón con algún método de medición disponible en pozo
7. Realizar prueba de presión al finalizar de llenar el colchón con 500 psi durante 5 min para garantizar que la tubería este completamente llena y alcanzar la presión de colchón deseada. El BOP deberá estar abierto.
8. Bajar la sarta hasta tener los cañones frente al intervalo a dispararse. Espaciar profundidad con Pup Joints¹³.
 - a. Nota: Pup Joints de 3, 5, 10 pies deben haber disponibles en la locación.
9. Tomar los pesos de la sarta subiendo y bajando. Dejar en tensión la sarta previa la operación de correlación.
10. Realizar una reunión de seguridad para explicar la secuencia de disparo con todo el personal involucrado. Las siguientes recomendaciones deben ser discutidas:
 - a. Personal innecesario para la operación debe mantenerse alejado.
 - b. Seguir todas las recomendaciones para el ensamblado de las herramientas de correlación.
 - c. La correlación se realizará en presencia del ingeniero supervisor de TCP, ingeniero supervisor de correlación, el Company Man y un representante de la compañía operadora.

¹³ Los *Pup Joints* son tuberías de producción pequeñas usadas para ajustar la longitud de la sarta de producción o perforación. Se encuentran en tamaños estándares de 3, 5, 10, 15 y 20 pies.

- d. Durante el asentamiento del packer:
 - i. El maquinista debe cumplir con las instrucciones del ingeniero supervisor de TCP.
 - ii. Alejarse de la mesa rotaria al momento de girar la sarta.
- e. El procedimiento de secuencia de disparo y las normas de seguridad a cumplirse.
- f. Hacer el menor ruido posible para constatar la detonación de los cañones

11. Realizar el Rig Up de herramientas de correlación.

12. Correlacionar la profundidad de la Marca Radioactiva y de asentamiento de packers o herramientas.

13. Asentar el packer mecánico, por lo general se inicia con 10 000 lb de peso.

14. Verificar la profundidad de la Marca Radioactiva luego del asentamiento del packer con equipo de correlación.

15. Sacar herramientas de correlación.

16. Aplicar peso adicional necesario al packer. El especialista o ingeniero a cargo de las operaciones de TCP deberá informar el peso total necesario considerando las condiciones del pozo.

17. Ensamblar y probar las líneas de superficie para la secuencia de disparo y recepción de flujo del pozo.

18. Disparar los cañones, de acuerdo a su diseño.

- a. Por lo general, en cañoneo TCP son usados detonadores de percusión, por lo que se deberá soltar la barra de disparo para abrir la válvula de producción.

19. Monitorear la reacción de la formación, soplo o succión en la manguera de observación colocada en el choke manifold del taladro. Monitorear respuesta del reservorio por un aproximado de 15 minutos.
20. De no existir manifestación del pozo o no detectarse el disparo en superficie, el ingeniero a cargo de TCP determinará el plan de contingencia a seguir.
21. Correr herramientas de slickline¹⁴ con standing valve y asentar en el No-go. Sacar herramientas de slickline
22. Realizar una prueba de hermeticidad de los sellos del packer con 1000 psi durante 5 minutos.
23. Correr herramientas de slickline para abrir camisa de circulación. Sacar herramientas de slickline.
24. Circular a través de la camisa para limpiar el pozo. Chequear retornos.
25. Una vez culminada la fase de limpieza, cerrar camisa de circulación.
26. Confirmada la detonación, proceder abrir válvulas de flujo, o si es el caso, controlar el pozo para sacar la sarta TCP.
27. Fin de operaciones de cañoneo, continuar con el programa del pozo.

2.5 DESCRIPCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS

La selección de pozos para este estudio se fundamentó en dos consideraciones:

- Pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda

¹⁴ El *slickline* es un cable de acero delgado, no eléctrico, usado para la colocación selectiva y recuperación de herramientas del pozo, tales como tapones, medidores y válvulas. Las válvulas y camisas de producción también pueden ser ajustadas usando herramientas de slickline

- Pozos cañoneados con cargas huecas convencionales

Todos los pozos seleccionados fueron cañoneados con alguna de estas cargas durante el año 2013. Para su comparación, se buscó que las arenas productoras fueran las mismas entre los pozos a comparar.

2.5.1 POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Durante el año 2013, nueve pozos fueron cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda en el campo Apple.

2.5.1.1 Pozo 1: APP-130

El pozo APP-130 fue cañoneado el 23 de septiembre de 2013 durante su segundo trabajo de reacondicionamiento. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo con TCP más PURE.

El objetivo del trabajo de cañoneo fue abrir un nuevo intervalo en la arenisca U inferior. Dependiendo de las pruebas de producción, se decidiría si se aísla el nuevo intervalo cañoneado o produce en conjunto con el antiguo intervalo cañoneado, también perteneciente a la arenisca “Ui”.

El pozo APP-130 fue cementado remedialmente en agosto del 2011, durante su completación original, debido a que los registros de cementación del 24 y 25 de agosto de 2011 muestran un buen cemento en la zona “Ui” después del trabajo de cementación remedial, no se consideró necesario la toma del registro USIT-CBL-VDL en el trabajo de cañoneo aquí estudiado.

TABLA 2.5.1: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-130

Desviación del Intervalo de Interés:	0°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,40	lb/gal

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.2: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-130

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9268 – 9274	ft
Espesor cañoneado	6	ft
Porosidad	16	%
Permeabilidad	95	mD
Presión de reservorio	1700	psi
Temperatura de reservorio	215	°F
Compresibilidad de la roca	3,82E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	810	psi

Fuente: Schlumberger

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.**TABLA 2.5.3: DATOS PVT DEL POZO APP-130**

Densidad del Crudo	21,6	°API
Viscosidad del Crudo	2,20	cp
Densidad del Agua	1,024	g/cm ³
Salinidad del agua	32500	ppm
Gravedad del gas	0,926	
Factor Volumétrico del Fluido	1,17	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

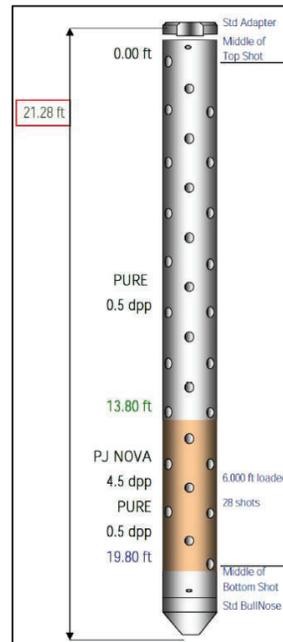
Fuente: Schlumberger

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.**TABLA 2.5.4: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-130**

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	BHF ETE
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	4,5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	1

Fuente: Schlumberger

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

FIGURA 2.5.1: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-130

Fuente: Schlumberger

Después del trabajo de cañoneo, se realizaron pruebas con MTU en el pozo para evaluar el nuevo intervalo abierto. Las pruebas fueron poco satisfactorias por lo que se decidió instalar un packer, aislando el nuevo intervalo cañoneado y se procedió a fracturar hidráulicamente el anterior intervalo abierto: 9229 – 9254 pies.

2.5.1.2 Pozo 2: APP-159

El pozo APP-159 fue cañoneado el 9 de septiembre del 2013 durante su completación original. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo con cable (WL) usando cañones desechables. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

El pozo APP-159 se trata de un pozo re-abierto, su sección de 8 ½” se terminó de perforar el 2 de septiembre del 2013 llegando hasta la profundidad total de 10220 pies MD. El registro de cementación tomado el 4 de septiembre del 2013 mostraba buena cementación en el intervalo de interés. El objetivo de este pozo es la producción con equipo BES de la arena U inferior.

TABLA 2.5.5: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-159

Desviación del Intervalo de Interés:	16°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Agua	
Densidad del Fluido de Control:	8,345	lb/gal

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.6: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-159

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9748 – 9772	ft
Espesor cañoneado	24	ft
Porosidad	14	%
Permeabilidad	100	mD
Presión de reservorio	1600	Psi
Temperatura de reservorio	198	°F
Compresibilidad de la roca	4,56E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluente	800	psi

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.7: DATOS PVT DEL POZO APP-159

Densidad del Crudo	26	°API
Viscosidad del Crudo	2,20	Cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del agua	52800	ppm
Gravedad del gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,28	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.8: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-159

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	2

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.2: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-159



Fuente: Schlumberger

2.5.1.3 Pozo 3: APP-160

El pozo APP-160 fue cañoneado el 7 de octubre del 2013 durante su completación original. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo bajado con cable (WL) usando cañones desechables más PURE. La arena perforada fue la Arenisca T inferior.

El pozo APP-160 se trata de un pozo direccional tipo J re-abierto, la perforación de su sección 8 ½" terminó el 30 de septiembre del 2013 llegando a la

profundidad total de 10050 pies MD. El objetivo de este pozo es el cañoneo y producción de arena Ti usando una completación con equipo BES.

TABLA 2.5.9: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-160

Desviación del Intervalo de Interés:	7,7°	
Diámetro del Huevo Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,40	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.10: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-160

Arena	Ti	
Intervalos a disparar	9777 – 9794	ft
Espesor cañoneado	17	ft
Porosidad	19	%
Permeabilidad	200	mD
Presión de reservorio	2700	Psi
Temperatura de reservorio	187	°F
Compresibilidad de la roca	4,56E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	800	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.11: DATOS PVT DEL POZO APP-160

Densidad del Crudo	29	°API
Viscosidad del Crudo	2,00	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	10000	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,22	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

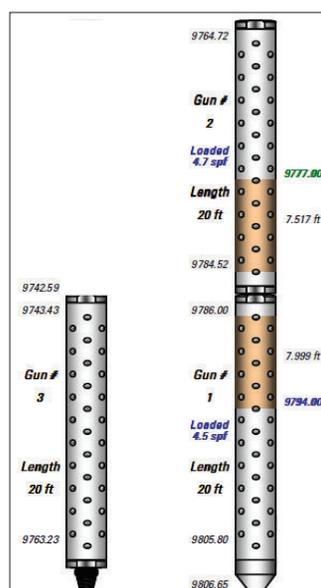
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.12: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-160

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	4,6 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	3

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.3: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-160



Fuente: Schlumberger

2.5.1.4 Pozo 4: APP-191

El pozo APP-191 fue cañoneado el 10 de septiembre del 2013 durante su completación original. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca T inferior.

Este pozo terminó de perforar su sección de 8 ½" el 31 de agosto del 2013 llegando hasta la profundidad total de 10466 pies MD. Tras su perforación se

corrió un registro de cementación USIT-CBL-VDL el 3 de septiembre del 2013, el cual mostró canalización del cemento a la altura del contacto agua-petróleo en la arena Ti a 10075 pies, por lo que se realizó un trabajo previo de cementación forzada, antes del trabajo de cañoneo. El objetivo de este pozo es la producción de la arena Ti mediante una completación sencilla con equipo BES.

TABLA 2.5.13: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-191

Desviación del Intervalo de Interés:	9,9°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,763	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.14: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-191

Arena	Ti	
Intervalos a disparar	10060 – 10076	ft
Espesor cañoneado	16	ft
Porosidad	11	%
Permeabilidad	140	mD
Presión de reservorio	2370	psi
Temperatura de reservorio	200	°F
Compresibilidad de la roca	5,27E-06	psi ⁻¹
Presión de fondo fluvente	1000	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.15: DATOS PVT DEL POZO APP-191

Densidad del Crudo	26	°API
Viscosidad del Crudo	0,95	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	15000	ppm
Gravedad del Gas	1,453	
Factor Volumétrico del Fluido	1,23	bbl/STB
Presión de burbuja	1050	psi

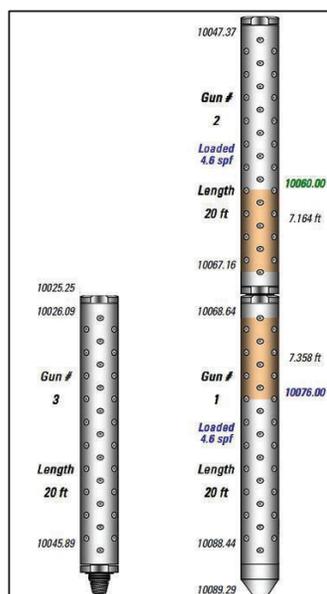
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.16: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-191

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	BHF/HDF
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	4,6 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	3

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.4: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-191



Fuente: Schlumberger

2.5.1.5 Pozo 5: APP-205

El pozo APP-205 fue cañoneado el 3 de noviembre del 2013 con cargas huecas de penetración extra profunda durante su primer trabajo de reacondicionamiento. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo TCP más P3. La arena cañoneada fue la Arenisca U inferior.

El pozo APP-205 producía anteriormente de la arena Ti, por lo cual, el objetivo de este pozo fue abrir un nuevo intervalo en la arena Ui y completar dualmente con sistema BES para la producción simultánea de ambas arenas.

TABLA 2.5.17: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-205

Desviación del Intervalo de Interés:	15,1°	
Diámetro del Huevo Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,4	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.18: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-205

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9757 – 9762	ft
	9800 – 9828	ft
Espesor cañoneado	33	ft
Porosidad	14	%
Permeabilidad	80	mD
Presión de reservorio	1380	psi
Temperatura de reservorio	195	°F
Compresibilidad de la roca	4,28E-06	psi ⁻¹
Presión de fondo fluyente	700	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.19: DATOS PVT DEL POZO APP-205

Densidad del Crudo	26	°API
Viscosidad del Crudo	2,00	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	70000	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,16	bb/STB
Presión de burbuja	1170	psi

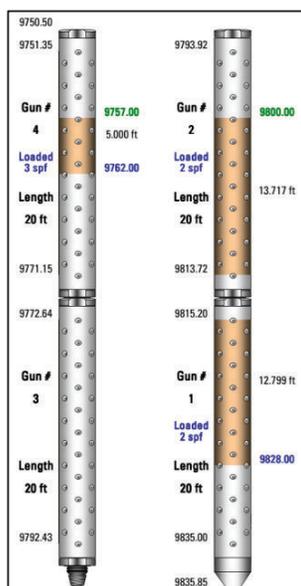
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.20: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-205

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	BHF
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	3 spf
GUN PHASING	72°
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	4

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.5: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-205



Fuente: Schlumberger

2.5.1.6 Pozo 6: APP-209

El pozo APP-209 fue cañoneado el 19 de octubre del 2013 durante su completación original. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca T inferior.

El pozo APP-209 es un pozo tipo J modificado, re-abierto. La sección 8 ½" de este pozo se terminó de perforar el 30 de septiembre del 2013 hasta alcanzar la

profundidad total de 11100 pies MD. El objetivo de este pozo fue el cañoneo con TCP la arena Ti, para su posterior evaluación y completación con bomba BES.

TABLA 2.5.21: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-209

Desviación del Intervalo de Interés:	23,1°	
Diámetro del Huevo Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,763	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.22: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-209

Arena	Ti	
Intervalos a disparar	10619 – 10627	ft
Espesor cañoneado	8	ft
Porosidad	16	%
Permeabilidad	90	mD
Presión de reservorio	2700	psi
Temperatura de reservorio	218	°F
Compresibilidad de la roca	4,28E-06	psi ⁻¹
Presión de fondo fluente	1000	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.23: DATOS PVT DEL POZO APP-209

Densidad del Crudo	31	°API
Viscosidad del Crudo	0,95	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	10000	ppm
Gravedad del Gas	1,453	
Factor Volumétrico del Fluido	1,22	bbl/STB
Presión de burbuja	1050	psi

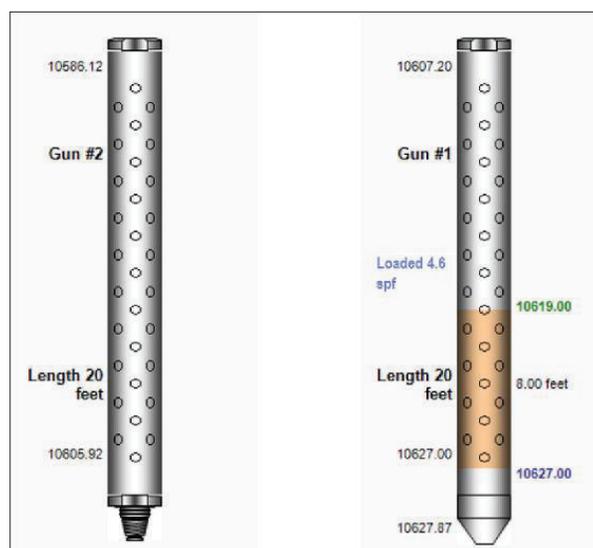
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.24: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-209

Sistema de Disparo	HSD
Cabeza de Disparo	BHF/HDF
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	4,6 spf
GUN PHASING	72
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	2

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.6: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-209



Fuente: Schlumberger

2.5.1.7 Pozo 7: APP-212

El pozo APP-212 fue cañoneado el 23 de octubre del 2013 durante su completación inicial. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo con cable (WL) usando cañones desechables más PURE. La arena cañoneada fue la Arenisca U inferior.

El pozo APP-212 es un pozo re-abierto, la perforación de su sección de 8 ½” terminó el 16 de octubre del 2013, se perforó hasta la profundidad total de 10585

pies MD. El objetivo de este pozo era la completación sencilla con equipo BES para la producción de la arena Ui.

TABLA 2.5.25: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-212

Desviación del Intervalo de Interés:	13,7°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,4	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.26: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-212

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	10021 – 10046	ft
	10053 – 10077	ft
Espesor cañoneado	49	ft
Porosidad	13	%
Permeabilidad	100	mD
Presión de reservorio	2800	psi
Temperatura de reservorio	198	°F
Compresibilidad de la roca	4,27E-06	psi ⁻¹
Presión de fondo fluente	1000	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.27: DATOS PVT DEL POZO APP-212

Densidad del Crudo	18	°API
Viscosidad del Crudo	2,00	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	60000	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,14	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

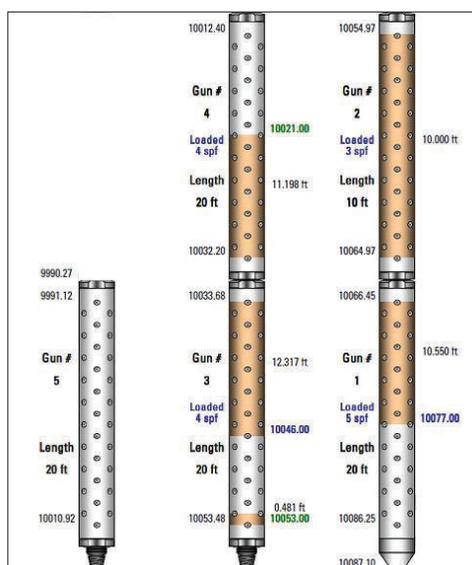
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.28: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-212

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	HDF-DA
Tamaño del Cañón	4,5 in in
Disparos por pie	5 spf
GUN PHASING	72
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	5

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.7: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-209



Fuente: Schlumberger

2.5.1.8 Pozo 8: APP-234

El pozo APP-234 fue cañoneado el 30 de septiembre del 2013 durante su completación original. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo TCP más P3. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

El pozo APP-234 es un pozo tipo S re-abierto el 17 de agosto del 2013. No existió alguna perforación adicional, por lo que su profundidad total no varió de 9938 pies MD. Después de haberse corrido los liners de 7" desde superficie hasta la

profundidad de 9934 pies MD, se cementaron y corrieron registros para comprobar la calidad del cemento. El objetivo principal de este pozo es el cañoneo de la arena Ui usando la técnica TCP más P3 para su posterior completación con sistema de levantamiento artificial BES.

TABLA 2.5.29: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-234

Desviación del Intervalo de Interés:	0,5°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,34	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.30: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-234

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9424 – 9432	ft
	9440 – 9450	ft
Espesor cañoneado	18	ft
Porosidad	17	%
Permeabilidad	160	mD
Presión de reservorio	1350	psi
Temperatura de reservorio	200	°F
Compresibilidad de la roca	3,63E-06	psi ⁻¹
Presión de fondo fluyente	800	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.31: DATOS PVT DEL POZO APP-234

Densidad del Crudo	26,1	°API
Viscosidad del Crudo	2,15	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	54500	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,282	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

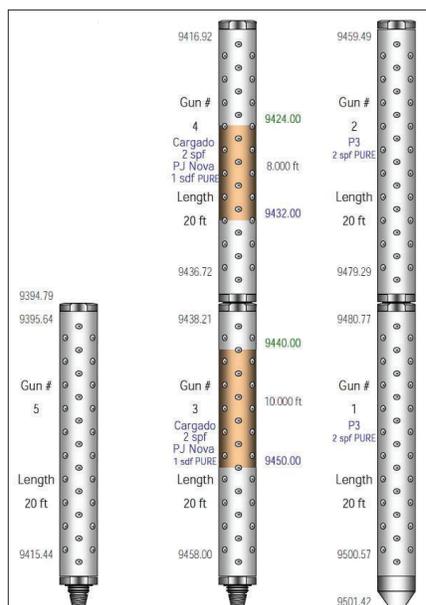
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.32: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-234

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	BHF
Tamaño del Cañón	4,5 in in
Disparos por pie	3 spf
GUN PHASING	72
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	5

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.8: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-234



Fuente: Schlumberger

2.5.1.9 Pozo 9: APP-238

El pozo APP-238 fue cañoneado el 6 de octubre del 2013 durante su primer trabajo de reacondicionamiento. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo TCP más P3. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

El pozo APP-238 producía previamente de la arena Ti; el objetivo principal de su primer trabajo de reacondicionamiento fue la producción simultánea de las arenas Ti y Ui usando completación dual con sistema BES. Para ello, se aisló

temporalmente el intervalo de la arena productora Ti con un tapón RBP, el cual sería retirado después de que se cañoneara y evaluara la arena productora Ui. Previo al trabajo de cañoneo, se corrió un registro de cementación para confirmar la condición del cemento en el liner de 7", el registro mostró una cementación primaria deficiente por lo que se realizó un trabajo de cementación remedial frente y encima del intervalo de interés.

TABLA 2.5.33: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-238

Desviación del Intervalo de Interés:	0,25°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,4	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.34: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-238

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9327 – 9341	ft
	9344 – 9358	ft
Espesor cañoneado	28	ft
Porosidad	14	%
Permeabilidad	90	mD
Presión de reservorio	1350	psi
Temperatura de reservorio	195	°F
Compresibilidad de la roca	4,28E-06	psi ⁻¹
Presión de fondo fluente	700	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.35: DATOS PVT DEL POZO APP-238

Densidad del Crudo	26	°API
Viscosidad del Crudo	2,00	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	13330	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,16	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

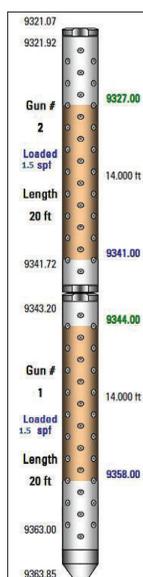
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.36: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-238

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	BHF ETE
Tamaño del Cañón	4,5 in
Disparos por pie	1,5 spf
GUN PHASING	72
Explosivo	HMX
Carga	Penetración Extra Profunda
Total Cañones	2

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.9: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-238



Fuente: Schlumberger

2.5.2 POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES

Durante el año 2013, nueve pozos fueron cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda; sin embargo, el pozo APP-130 tuvo que ser descartado del estudio debido a que el nuevo intervalo cañoneado fue aislado, y como su producción continuó del anterior intervalo abierto, al cual se realizó una fractura hidráulica, sus resultados no son pertinentes para el presente estudio.

De esta forma, se han seleccionado ocho pozos cañoneados con cargas convencionales que producen de las mismas arenas productoras durante el año 2013, con el fin de realizar el estudio comparativo entre los diferentes pozos.

2.5.2.1 Pozo 10: APP-84

El pozo APP-84 fue cañoneado con cargas convencionales el 14 de diciembre del 2013 durante su trabajo de reacondicionamiento número catorce. La técnica de cañoneo usada fue TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

Este pozo APP-84 fue completado por primera vez el 19 de agosto de 1993. Durante su trabajo de reacondicionamiento, se recañoneo los intervalos 9071'-9082' (11') y 9086'-9106' (20') que corresponden al WO 13, con los nuevos intervalos de cañoneo de 9082'-9086' (4') y 9106'-9113' (7') para obtener un solo intervalo de 9071'-9113', con el objetivo de reducir el daño por completación parcial.

TABLA 2.5.37: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-84

Desviación del Intervalo de Interés:	0°
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5 in
Fluido de Control:	Salmuera
Densidad del Fluido de Control:	8,4 lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.38: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-84

Arena	Ui
Intervalos a disparar	9071-9113 ft
Espesor cañoneado	42 ft
Porosidad	13 %
Permeabilidad	30 mD
Presión de reservorio	1660 psi
Temperatura de reservorio	218 °F
Compresibilidad de la roca	3,00E-06 psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	810 psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.39: DATOS PVT DEL POZO APP-84

Densidad del Crudo	24,4	°API
Viscosidad del Crudo	1,9	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	13600	ppm
Gravedad del Gas	1,1	
Factor Volumétrico del Fluido	1,14	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

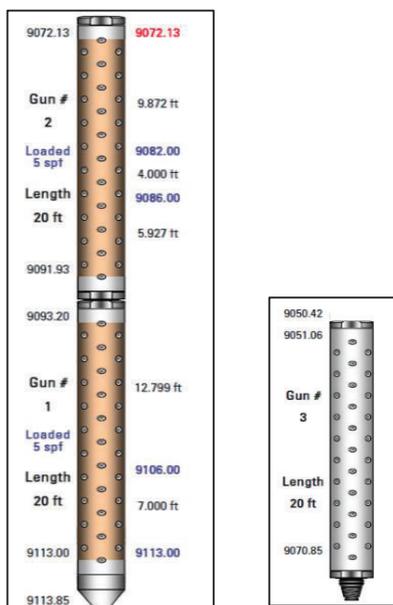
Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.40: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-84

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	BHF ETE
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	3

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.10: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-84



Fuente: Schlumberger

2.5.2.2 Pozo 11: APP-165

El pozo APP-165 fue cañoneado el 10 de diciembre del 2013 con cargas convencionales. La técnica de cañoneo usada fue TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

En este pozo la perforación de su sección 8 ½" alcanzó una profundidad total de 10448 pies MD'. El objetivo de este pozo era el cañoneo y producción de arena Ui usando una completación con equipo BES más Y Tool.

TABLA 2.5.41: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-165

Desviación del Intervalo de Interés:	0°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,763	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.42: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-165

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9873-9884	ft
	9895-9927	ft
	9932-9937	ft
Espesor cañoneado	52	ft
Porosidad	19	%
Permeabilidad	175	mD
Presión de reservorio	2800	psi
Temperatura de reservorio	216	°F
Compresibilidad de la roca	3,31E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	1200	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.43: DATOS PVT DEL POZO APP-165

Densidad del Crudo	18	°API
Viscosidad del Crudo	2,1	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	35000	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,28	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

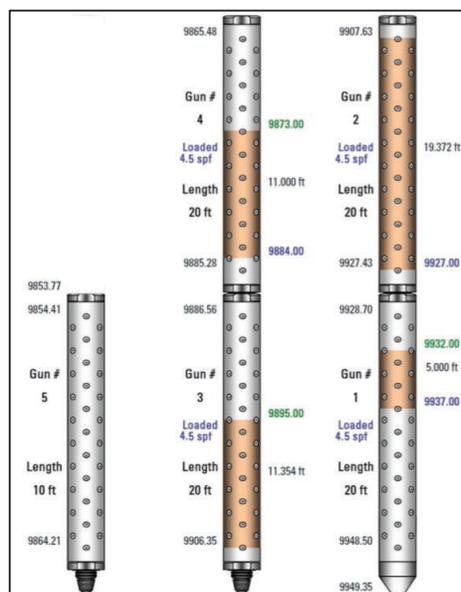
Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.44: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-165

Sistema de Disparo	HSD
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	4,5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	5

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.11: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-165



Fuente: Schlumberger

2.5.2.3 Pozo 12: APP-181

El pozo APP-181 fue cañoneado el 27 de enero del 2013 con cargas convencionales. La técnica de cañoneo usada fue TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

En este pozo la perforación de su sección 8 ½" terminó el 8 de enero del 2013 llegando a la profundidad total de 10220 pies MD'. El objetivo de este pozo era el cañoneo y producción de arena Ui usando una completación con equipo BES más Y Tool.

TABLA 2.5.45: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-181

Desviación del Intervalo de Interés:	17	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,763	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.46: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-181

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9726 - 9732	ft
	9739 - 9774	ft
Espesor cañoneado	41	ft
Porosidad	15	%
Permeabilidad	45	mD
Presión de reservorio	3100	psi
Temperatura de reservorio	215	°F
Compresibilidad de la roca	3,80E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	800	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.47: DATOS PVT DEL POZO APP-181

Densidad del Crudo	24	°API
Viscosidad del Crudo	1,86	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	35000	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,297	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

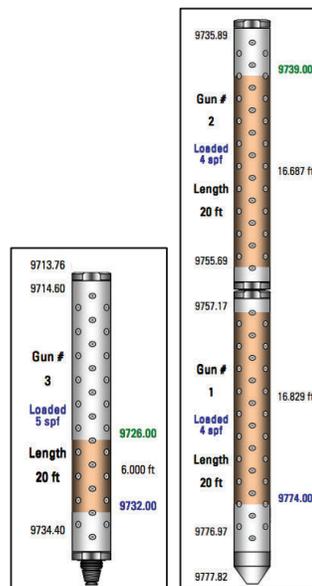
Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

TABLA 2.5.48: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-181

Sistema de Disparo	HSD
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	3

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.12: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-181



Fuente: Schlumberger

2.5.2.4 Pozo 13: APP-225

El pozo APP-225 fue cañoneado el 29 de agosto del 2013. La técnica de cañoneo usada fue TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca U inferior. El pozo APP-225 se trata de un pozo desviado, el objetivo de este pozo es la producción simultánea de las arenas Ti y Ui usando completación dual con sistema BES.

TABLA 2.5.49: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-225

Desviación del Intervalo de Interés:	0°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,763	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.50: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-225

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9473 - 9478	ft
	9491 - 9529	ft
Espesor cañoneado	43	ft
Porosidad	13	%
Permeabilidad	80	mD
Presión de reservorio	2400	psi
Temperatura de reservorio	195	°F
Compresibilidad de la roca	4,56E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	1200	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.51: DATOS PVT DEL POZO APP-225

Densidad del Crudo	26,6	°API
Viscosidad del Crudo	2	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	31400	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,16	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

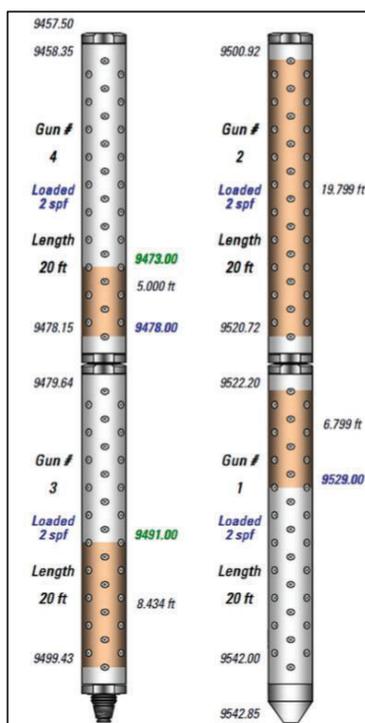
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.52: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-225

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	4

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.13: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-225



Fuente: Schlumberger

2.5.2.5 Pozo 14: APP-226

El pozo APP-226 fue cañoneado el 2 de abril del 2013. La técnica de cañoneo usada fue TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca U inferior.

En este pozo la perforación de su sección 8 ½" alcanzó una profundidad total de 10250 pies MD'. Este pozo tenía abierto un intervalo de 9627' - 9648' (21'), al cual se le añade un nuevo intervalo de 9599.5' - 9608.5' (9'), integrando la producción de ambos intervalos usando una completación con equipo BES más Y Tool.

TABLA 2.5.53: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-226

Desviación del Intervalo de Interés:	11°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Agua	
Densidad del Fluido de Control:	8,34	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.54: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-226

Arena	Ui	
Intervalos a disparar	9599 – 9608	ft
Espesor cañoneado	9	ft
Porosidad	13	%
Permeabilidad	100	mD
Presión de reservorio	2300	psi
Temperatura de reservorio	215	°F
Compresibilidad de la roca	4,56E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	1000	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.55: DATOS PVT DEL POZO APP-226

Densidad del Crudo	23,7	°API
Viscosidad del Crudo	2,15	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	49300	ppm
Gravedad del Gas	1,161	
Factor Volumétrico del Fluido	1,28	bbl/STB
Presión de burbuja	1170	psi

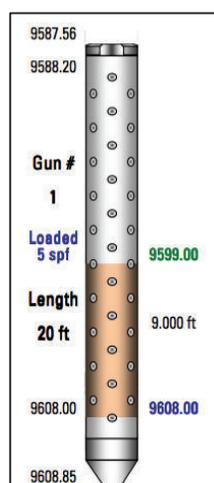
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.56: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-226

Sistema de Disparo	HSD
Cabeza de Disparo	BHF/efire
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	1

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.14: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-226



Fuente: Schlumberger

2.5.2.6 Pozo 15: APP-235

El pozo APP-235 fue cañoneado el 16 de junio del 2013. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo bajado con cable (WL) usando cañones desechables más PURE. La arena perforada fue la Arenisca T inferior.

En este pozo la perforación de su sección 8 ½" llega a una profundidad total de 10377 pies MD'. El objetivo de este pozo era el cañoneo y producción de arena Ti usando una completación con equipo BES más Y Tool.

TABLA 2.5.57: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-235

Desviación del Intervalo de Interés:	11°	
Diámetro del Huevo Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Agua	
Densidad del Fluido de Control:	8,345	lb/gal

Fuente: Schlumberger

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.58: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-235

Arena	Ti	
Intervalos a disparar	10112-10123	ft
	10127-10139	ft
Espesor cañoneado	23	ft
Porosidad	12	%
Permeabilidad	95	mD
Presión de reservorio	2500	psi
Temperatura de reservorio	218	°F
Compresibilidad de la roca	3,80E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	1350	psi

Fuente: Schlumberger

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.59: DATOS PVT DEL POZO APP-235

Densidad del Crudo	31	°API
Viscosidad del Crudo	0,92	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	11000	ppm
Gravedad del Gas	1,453	
Factor Volumétrico del Fluido	1,21	bbl/STB
Presión de burbuja	1050	psi

Fuente: Schlumberger

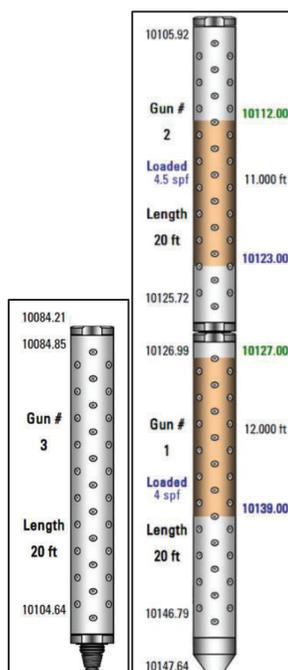
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.60: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-235

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	4,5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	3

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.15: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-235



Fuente: Schlumberger

2.5.2.7 Pozo 16: APP-245

El pozo APP-245 fue cañoneado el 15 de junio del 2013. La técnica de cañoneo usada fue TCP más PURE. La arena perforada fue la Arenisca T inferior.

En este pozo la perforación de su sección 8 ½" terminó el 19 de marzo del 2013 llegando a la profundidad total de 9855 pies MD'. El objetivo de este pozo era el

cañoneo y producción de arena Ti usando una completación sencilla con equipo BES más Y Tool.

TABLA 2.5.61: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-245

Desviación del Intervalo de Interés:	1,97°	
Diámetro del Hueco Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Agua	
Densidad del Fluido de Control:	8,345	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.62: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-245

Arena	Ti	
Intervalos a disparar	9638 - 9646 9648 - 9653 9668 - 9676	ft
Espesor cañoneado	21	ft
Porosidad	16	%
Permeabilidad	75	mD
Presión de reservorio	2580	psi
Temperatura de reservorio	218	°F
Compresibilidad de la roca	3,82E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluente	750	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.63: DATOS PVT DEL POZO APP-245

Densidad del Crudo	29	°API
Viscosidad del Crudo	1	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	25000	ppm
Gravedad del Gas	1,453	
Factor Volumétrico del Fluido	1,21	bbl/STB
Presión de burbuja	1050	psi

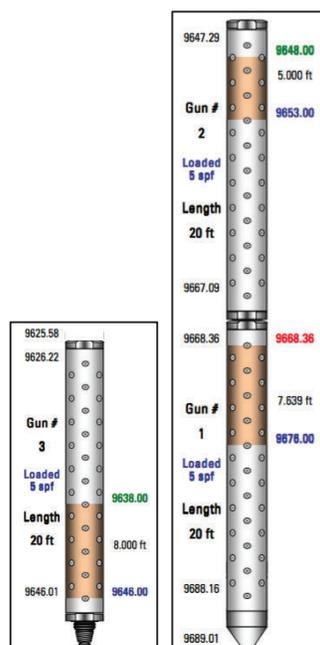
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.64: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-245

Sistema de Disparo	HSD
Cabeza de Disparo	BHF/HDF
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	3

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.16: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-245



Fuente: Schlumberger

2.5.2.8 Pozo 17: APP-246

El pozo APP-246 fue cañoneado el 15 de febrero del 2013. La técnica de cañoneo usada fue cañoneo bajado con cable eléctrico (WL) usando cañones desechables más PURE. La arena perforada fue la Arenisca T inferior.

En el pozo APP-246 la perforación de su sección 8 ½" alcanzó una profundidad total de 9805 pies MD. El objetivo de este pozo es el cañoneo y producción de arena Ti usando una completación con equipo BES.

TABLA 2.5.65: DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO APP-246

Desviación del Intervalo de Interés:	0°	
Diámetro del Huevo Abierto:	8,5	in
Fluido de Control:	Salmuera	
Densidad del Fluido de Control:	8,4	lb/gal

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.66: INFORMACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO APP-246

Arena	Ti	
Intervalos a disparar	9584-9592	ft
Espesor cañoneado	8	ft
Porosidad	19	%
Permeabilidad	90	mD
Presión de reservorio	2450	psi
Temperatura de reservorio	218	°F
Compresibilidad de la roca	3,31E-06	psi ⁻¹
Presión de Fondo Fluyente	800	psi

Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.67: DATOS PVT DEL POZO APP-246

Densidad del Crudo	31	°API
Viscosidad del Crudo	0,9	cp
Densidad del Agua	1,003	g/cm ³
Salinidad del Agua	12500	ppm
Gravedad del Gas	1,453	
Factor Volumétrico del Fluido	1,22	bb/STB
Presión de burbuja	1050	psi

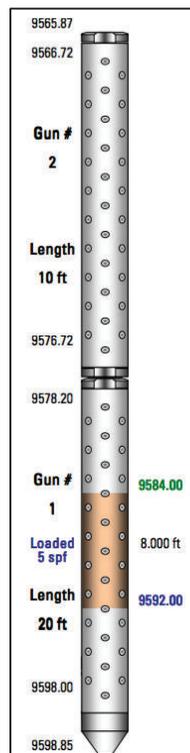
Fuente: Schlumberger
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.5.68: SISTEMA DE CAÑONEO DEL POZO APP-246

Sistema de Disparo	HSD ETE
Cabeza de Disparo	HDF
Tamaño del Cañón	4,50 in
Disparos por pie	5 spf
Fase del Cañón	72°
Explosivo	HMX
Carga	Convencional
Total Cañones	2

Fuente: Schlumberger
 Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
 David Romero V.

FIGURA 2.5.17: DIAGRAMA DE LOS CAÑONES DEL POZO APP-246



Fuente: Schlumberger

2.6 RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

TABLA 2.6.1: RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	Fecha de Prueba	Tipo de Cañoneo	Arena	Intervalos a disparar (ft)	∅ (%)	k (mD)	P _R (psia)	T _R (°F)	°API	Salinidad (ppm)	P _B (psia)
APP-130	23-sep-13	TCP+PURE	Ui	9268 - 9274	16	95	1700	215	21,6	32500	1170
APP-159	09-sep-13	WL	Ui	9748 - 9772	14	100	1600	198	26	52800	1170
APP-160	07-oct-13	WL+PURE	Ti	9777 - 9794	19	200	2700	187	29	10000	1170
APP-191	10-sep-13	TCP+PURE	Ti	10060 - 10076	11	140	2370	200	26	15000	1050
APP-205	03-nov-13	TCP+P3	Ui	9757 - 9762 9800 - 9828	14	80	1380	195	26	70000	1170
APP-209	19-oct-13	TCP+PURE	Ti	10619 - 10627	16	90	2700	218	31	10000	1050
APP-212	23-oct-13	WL+PURE	Ui	10021 - 10046 10053 - 10077	13	100	2800	198	18	60000	1170
APP-234	30-sep-13	TCP+P3	Ui	9424 - 9432 9440 - 9450	17	160	1350	200	26,1	54500	1170
APP-238	06-oct-13	TCP+P3	Ui	9327 - 9341 9344 - 9358	14	90	1350	195	26	13330	1170

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 2.6.2: RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS CONVENCIONALES

Pozo	Fecha de Prueba	Tipo de Cañoneo	Arena	Intervalos a disparar (ft)	∅ (%)	k (mD)	P _R (psia)	T _R (°F)	°API	Salinidad (ppm)	P _B (psia)
APP-84	14-dic-13	TCP+PURE	Ui	9071 - 9113 9873 - 9884	13	30	1660	218	24,4	13600	1170
APP-165	10-dic-13	TCP+P3	Ui	9895 - 9927 9932 - 9937	19	175	2800	216	18	3500	1170
APP-181	27-ene-13	TCP+PURE	Ui	9726 - 9732 9739 - 9774	15	45	3100	215	24	35000	1170
APP-225	29-ago-13	TCP+PURE	Ui	9473 - 9478 9491 - 9529	13	80	2400	195	26,6	31400	1170
APP-226	02-abr-13	TCP+PURE	Ui	9599 - 9608	13	100	2300	215	23,7	49300	1170
APP-235	16-jun-13	WL+PURE	Ti	10112 - 10123 10127 - 10139	12	307	2500	218	31	11000	1050
APP-245	15-jun-13	TCP+PURE	Ti	9638 - 9646 9648 - 9653 9668 - 9676	16	75	2580	218	29	25000	1050
APP-246	15-feb-13	WL+PURE	Ti	9584 - 9592	19	90	2450	218	31	12500	1050

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA VERSUS CARGAS CONVENCIONALES

Para el análisis técnico comparativo entre los dos tipos de cargas utilizadas en los pozos seleccionados del campo Apple, se utilizó el software SPAN Rock de la compañía prestadora de servicios Schlumberger.

3.1 SIMULADOR SPAN ROCK

El programa SPAN Rock predice la eficiencia de una completación para un sistema específico de cañoneo en un ambiente específico. Este programa es ampliamente usado en la fase de diseño de un trabajo de cañoneo al ayudar a seleccionar un sistema de cañoneo que se acople a la geometría del pozo, los fluidos y los parámetros de bajo balance de la completación planeada.

El software SPAN Rock también es usado para modelar el desempeño de las cargas y la productividad de las completaciones cañoneadas. (Schlumberger, 2008)

Los cálculos realizados por el programa SPAN Rock son rigurosos e intentan duplicar las condiciones reales del cañoneo. Si los cálculos no pueden ser realizados algorítmicamente, los datos son extrapolados de bases de datos con resultados experimentales que se asemejen a las condiciones actuales del reservorio.

Este enfoque semi-empírico combina datos experimentales (provenientes de laboratorio y prácticas recomendadas de la API) con teoría del cañoneo. (Schlumberger, 2008)

El procedimiento y simulación en el software SPAN Rock se detalla a continuación:

3.1.1 INGRESO DE DATOS EN SOFTWARE SPAN ROCK

Para realizar un modelo de cañoneo es necesario contar con la siguiente información, la cual será solicitada por el programa a manera de pestañas:

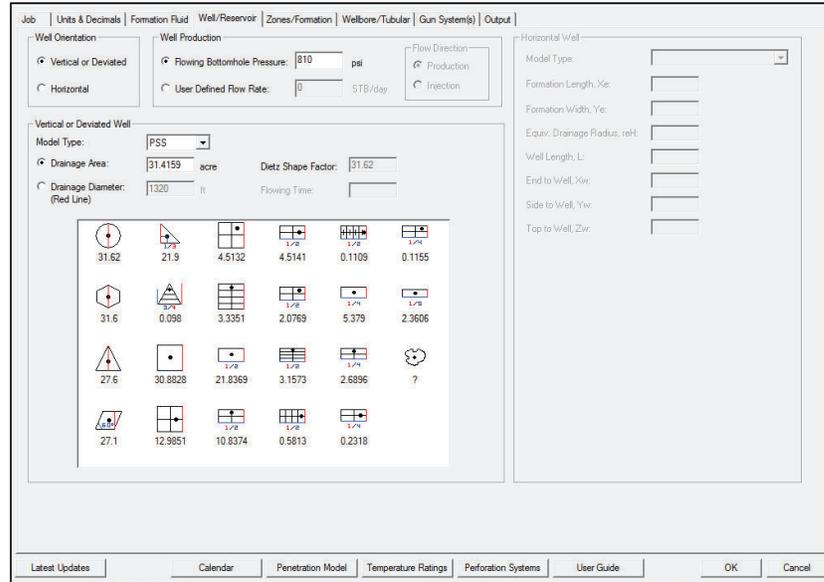
- Información general del pozo, nombre del campo, país, tipo de análisis, etc.

Fuente: SPAN Rock

- Propiedades del fluido en producción, gravedad API, densidad, viscosidad, corte de agua, factor volumétrico, presión de burbuja, condiciones del separador de producción, etc.

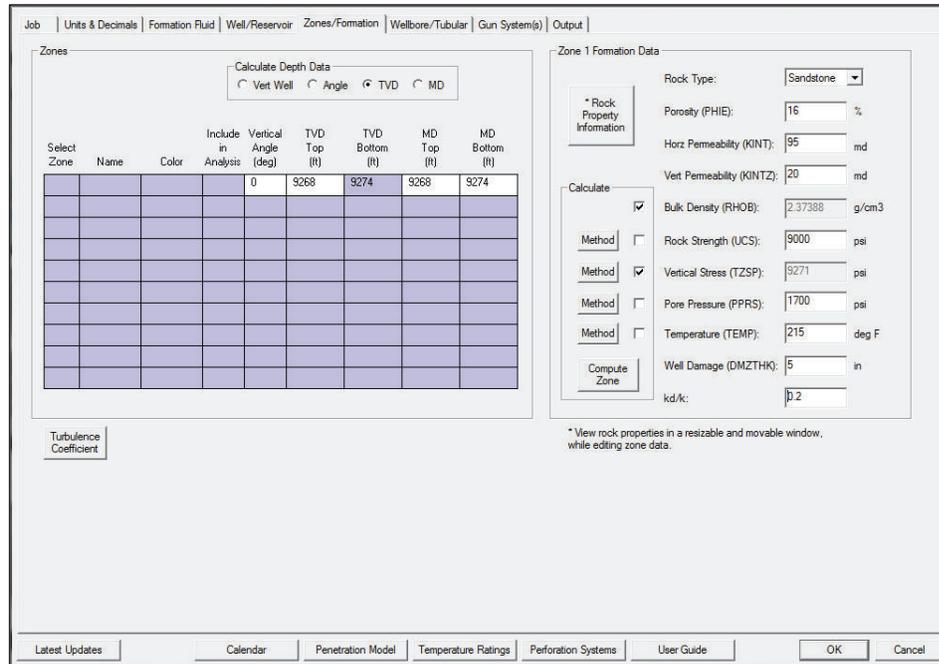
Fuente: SPAN Rock

- Presión de fondo fluuyente, tipo de pozo: horizontal, vertical o desviado y área de drenaje.



Fuente: SPAN Rock

- Intervalo a disparar, en MD y TVD, características del intervalo a disparar: porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, fuerza de compresión no confinada (UCS), esfuerzo vertical, presión y temperatura de reservorio, diámetro de la zona dañada.



Fuente: SPAN Rock

- Tipo y densidad del fluido de completación, datos de tubería de completación.

Job | Units & Decimals | Formation Fluid | Well/Reservoir | Zones/Formation | Wellbore/Tubular | Gun System(s) | Output |

Import MEM Data: None

Borehole Diameter in	Borehole Fluid Type	Fluid Density ppg
8.5	Brine	8.4

# of Casings	Outer Diameter in	Casing Weight lbm/ft	Casing Density g/cm3	Grade	Inner Diameter in	Position	Stand-off or Collar OD in	Annulus Material	Annulus Density ppg	
1	Info...	7	26	7.9444	L80	6.276	Centralized		Cement	15.8563
2										
3										
4										
5										

Note: Casing/Tubing #1 is Inner Most

Buttons: Latest Updates, Calendar, Penetration Model, Temperature Ratings, Perforation Systems, User Guide, OK, Cancel

Fuente: SPAN Rock

- Tipo de cañón y cargas, densidad de disparos, espesor de la zona cañoneada, modelo de penetración y relación de permeabilidad entre la zona dañada y zona virgen (kc/k).

Job | Units & Decimals | Formation Fluid | Well/Reservoir | Zones/Formation | Wellbore/Tubular | Gun System(s) | Output |

of Gun Systems: 2

Select System	Gun Type	Charge Type
1	4-1/2 HSD 72.5	PJN4505 HMX
2	4-1/2 PURE 72.5	PJN4505 HMX

Gun System #2 Configuration:

- Phasing: 72 deg
- Open Perfs: 100 %
- Gun Top Delta: 0 ft
- String Length: 6 ft
- Gun Position: Eccentered
- Rotation Offset: 0 deg
- Shot Density: 4.5 spf
- PURE: 0.51 spf
- Top Shot Delta: 0 ft
- Std Chg Load Len: 6 ft
- Standoff: 0 in
- String Loading Diagram

Gun System: 4-1/2" PURE, PowerJet Nova 4505, HMX

- Charge Weight: 45 g
- API Pen: 55.1 in
- API EH: 0.4 in
- API Test Edition: Based on 19B 1st Ed
- Hardware Type: PURE
- Pen Model: Rock based (API Sect 2)
- Gravel Perm: []
- Gravel Volume: []
- Comp Type: Perf, Open
- Screen Diameter: []
- Prod Model: kc/k
- Clean Lc/L: []
- Crushed kc/k: 0.48
- Crush Thickness: 0.5

Underbalance Conditions:

- Read DUB
- User Defined kc/k
- Static -UB/+OB: []
- PURE
- Behrman Static UB/OB
- Dynamic UB: []
- Reservoir Pres: 1700 psi
- Duration: []

Buttons: Latest Updates, Calendar, Penetration Model, Temperature Ratings, Perforation Systems, User Guide, OK, Cancel

Fuente: SPAN Rock

3.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

3.2.1 RESULTADOS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Con el objetivo de comparar únicamente el desempeño técnico de las cargas huecas de penetración extra profunda con cargas convencionales, los resultados de las simulaciones a continuación descritas enfrentan el mismo sistema de cañoneo utilizado en el pozo correspondiente, con la única diferencia del tipo de carga seleccionada.

3.2.1.1 RESULTADOS POZO APP-159

El reporte de productividad del pozo incluye información de la completación del pozo, la formación y el sistema de cañoneo utilizado.

Los resultados de este reporte detallan que tipo de cañones y cargas se utilizaron, los diferentes tipos de daños calculados y el índice de productividad del pozo.

Los tipos de daños tabulados son: Daño Efectivo (Eff Skin), Daño según Darcy (Darcy Skin), Daño por cañoneo (Perf Skin), Daño de la zona triturada (Crush Zone Skin), Daño por desviación (Deviation Skin) y Daño por penetración parcial (Partially Open Skin).

De forma similar, están establecidos parámetros correspondientes a las correlaciones que utiliza el software, tales como: Coeficiente no Darcy, Daño no Darcy, y la Relación de Productividad (PR), la cual es la relación entre la tasa de producción esperada en el pozo cañoneado y la tasa de producción sin daño a hueco abierto. (Schlumberger, SPAN Version 9.2 User Guide, 2014)

Finalmente, se tabula el Índice de Productividad (IP), definido como la relación entre la tasa de flujo sobre la caída de presión (BFPD/psi), y se estima una tasa de flujo (BFPD) a la presión de fondo fluyente establecida en el pozo.

Para el pozo APP-159, se muestra los resultados de la simulación del sistema de cañoneo utilizado (4-1/2" HSD, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX) y el mismo

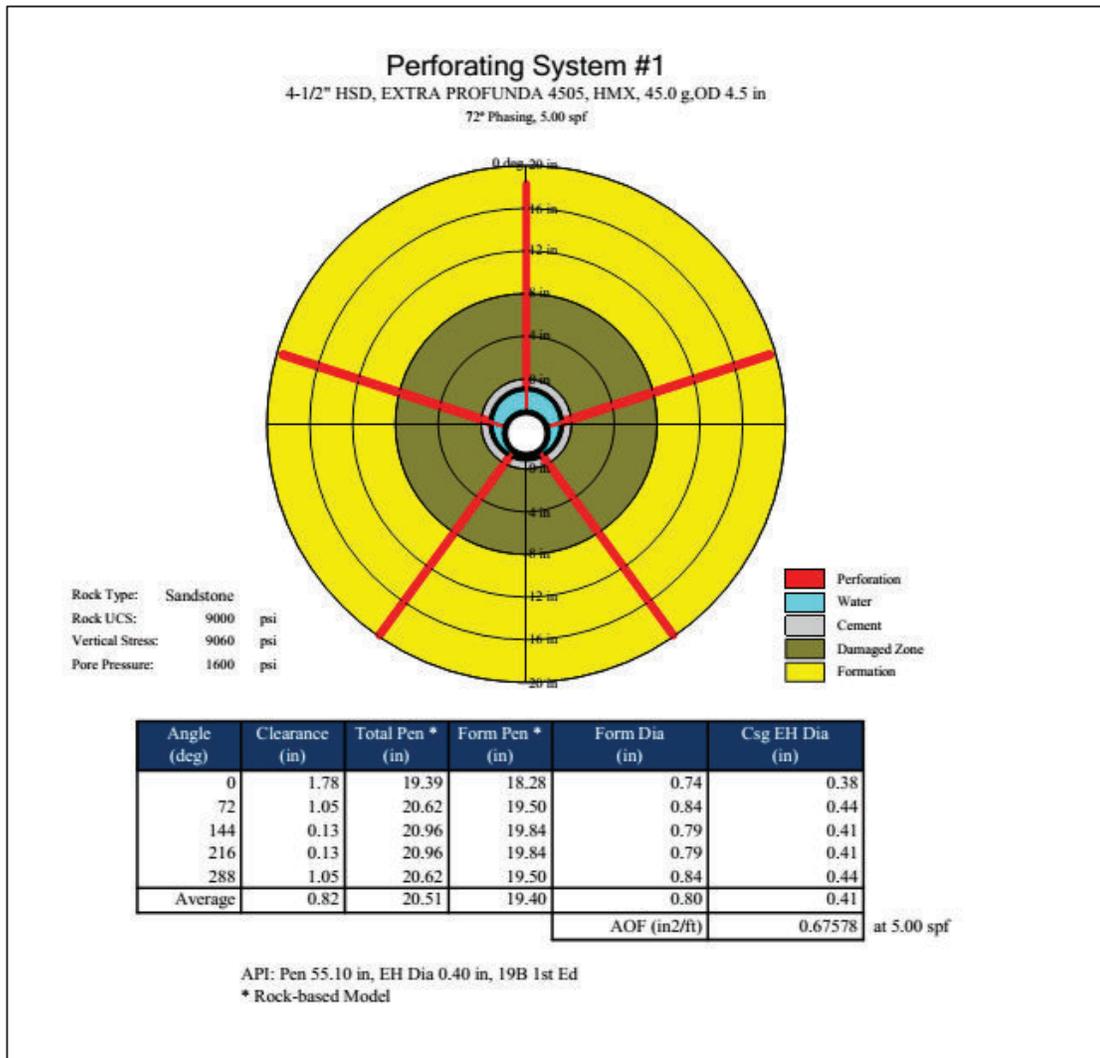
sistema pero con diferente tipo de carga (4-1/2" HSD, CONVENCIONAL 4505, HMX). De esta forma se puede observar cuál hubiese sido la producción, el índice de productividad y el daño efectivo, si la carga hubiese sido diferente.

Para el pozo APP-159, la producción esperada de este pozo fue de 1393 BPPD (BFPD: 1450; BSW: 4%) y la producción real fue de 1417 BPPD (BFPD: 1476; BSW: 4%). El Índice de Productividad estimado después del cañoneo fue de 1,21 BFPD/psi y el daño efectivo fue de -0,90, indicando que el pozo quedo estimulado.

Well: APP-159											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	16	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9048.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9071.1	ft	Formation Height (TVD):	23.1	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Water		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.345	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=256 SCF/STB]						
Porosity:	14.0	%	Gravity (Density):	26.0	deg API						
Horizontal Permeability:	150.00	md	Form Volume Factor:	1.28	bbl/STB						
Vertical Permeability:	20.00	md	Viscosity:	2.20	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	1600	psi						
Wellbore Damage:	8	in	Formation Temperature:	198	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)		
1	24.0	72	5.00/100	5.00	0.98	0.50	19.40 *	0.80	0.41		
2	24.0	72	5.00/100	5.00	0.98	0.50	16.01 *	0.90	0.47		
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	-0.90	-0.93	-0.91	0.00	-0.02	0.00	2.374e-5	0.02691	1.16	1.21	1450.7
2	-0.61	-0.64	-0.62	0.00	-0.02	0.00	2.564e-5	0.02769	1.10	1.15	1382.7
1. 4-1/2" HSD, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" HSD, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=400 psi											

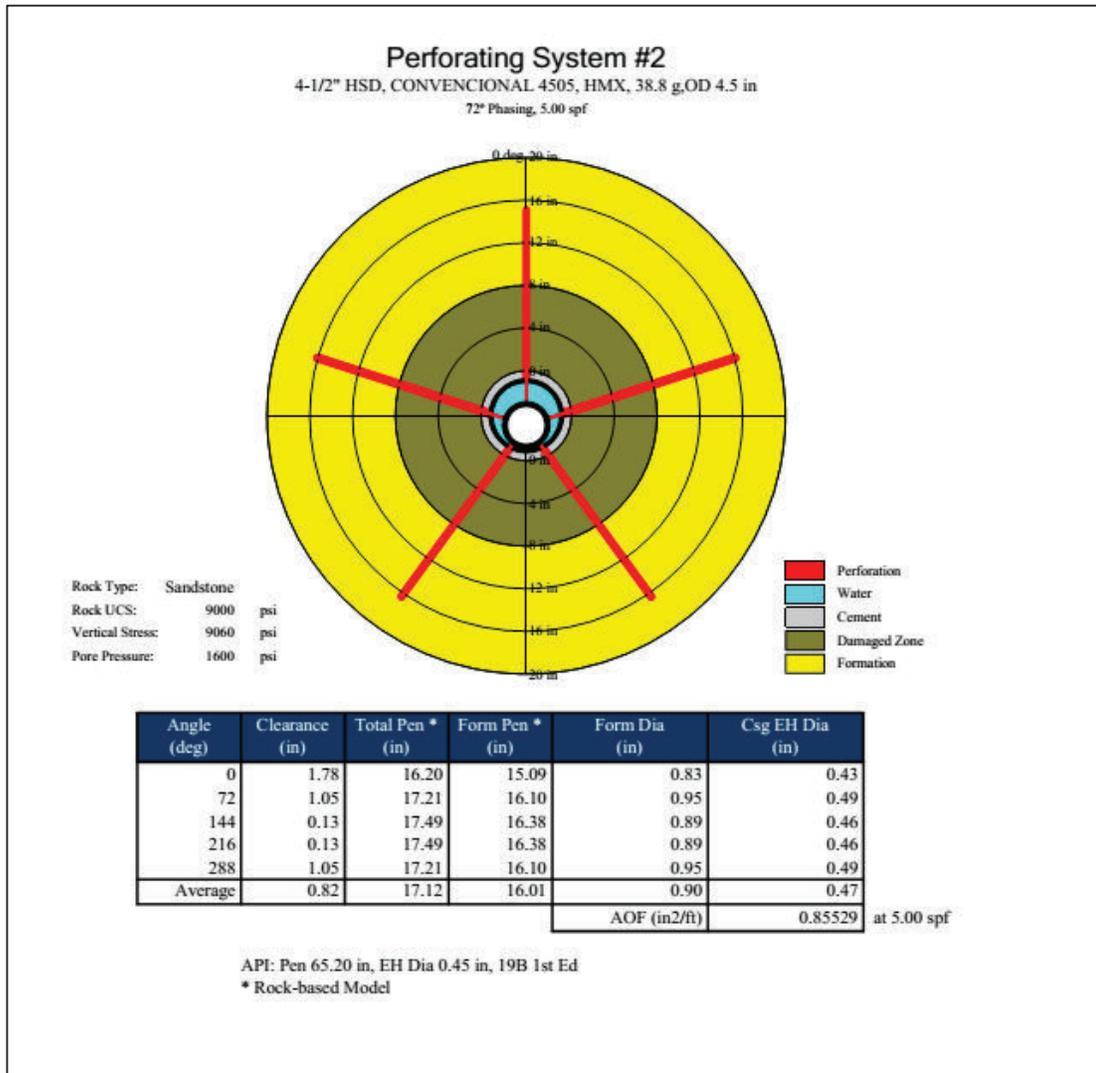
Al observar los resultados con cargas convencionales, es clara la disminución de productividad (IP: 1,15 BFPD/psi y BFPD: 1382) y el incremento del daño efectivo: -0,61.

La siguiente gráfica del Sistema de Perforación representa la penetración de las cargas utilizadas a través del fluido de control, casing, cemento, zona dañada y zona virgen (formación). La penetración promedio de los disparos usando cargas huecas de penetración extra profunda dentro de la formación fue de 19,40 pulgadas, con un área abierta al flujo (AOF) de 0,67 pulg²/pie.

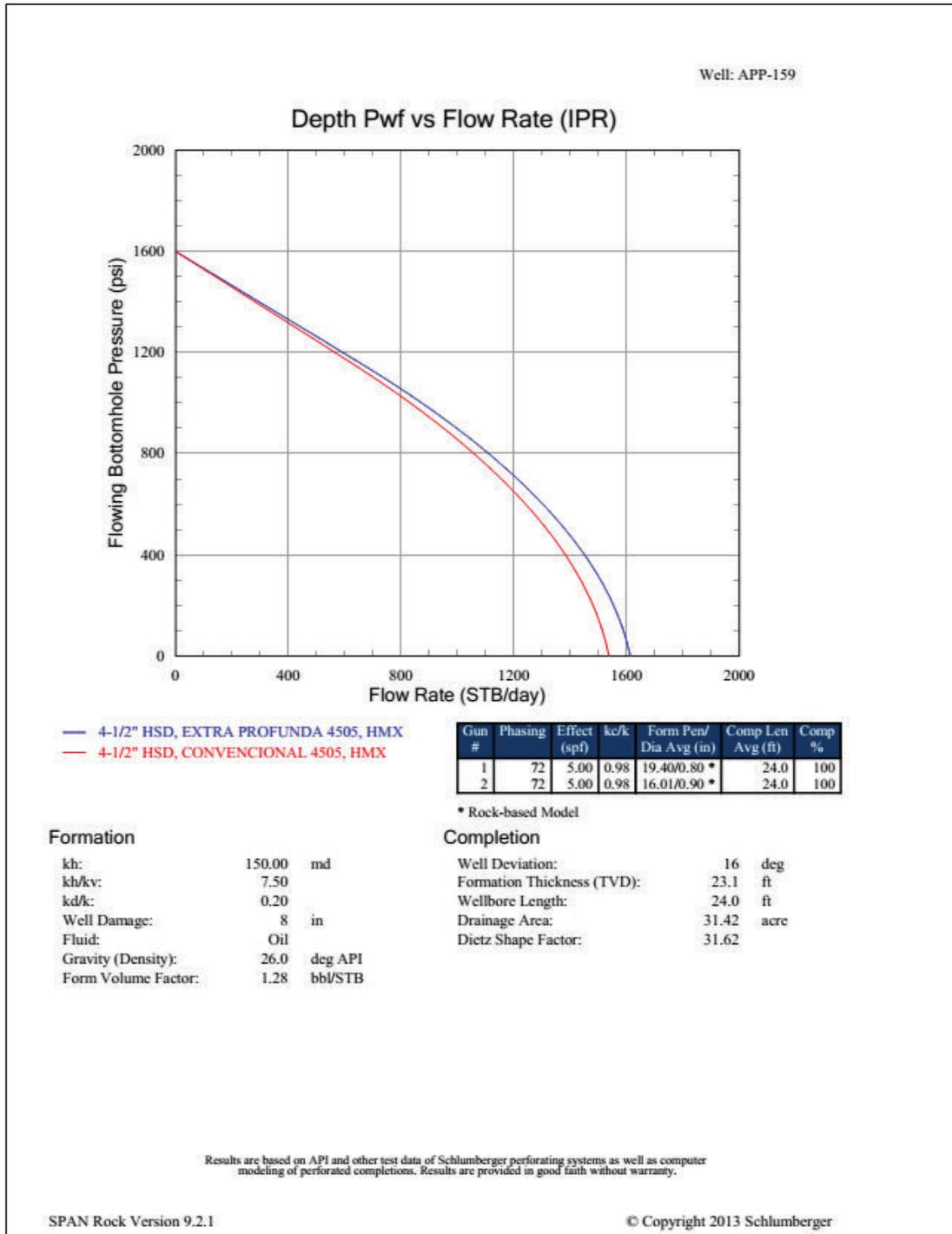


Esta gráfica es realizada para representar la penetración de las cargas convencionales simuladas a las mismas condiciones del pozo. De esta forma, se obtiene que la penetración promedio de los disparos usando cargas convencionales dentro de la formación se estima en 16,01 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,85 pulg²/pie.

Debido a que el diámetro de los disparos en la formación y el casing es mayor usando cargas convencionales, el área abierta al flujo también es mayor.



La curva IPR es una representación gráfica de la capacidad de aporte del yacimiento hacia un pozo en particular en un momento dado de su vida productiva. Determinada por la relación entre la presión de fondo fluyente (Pwf) y la tasa de producción de líquido (BFPD) que la formación puede aportar al pozo; la curva IPR es utilizada para establecer un óptimo método de producción, levantamiento artificial, estimulación, optimización de los parámetros de producción, proyecciones en el tiempo de la capacidad de aporte del pozo, etc.



Esta curva IPR permite diferenciar el potencial del pozo al utilizar cargas huecas de penetración extra profunda en comparación con cargas convencionales. Mostrando para este caso la mejoría al utilizar cargas huecas de penetración extra profunda.

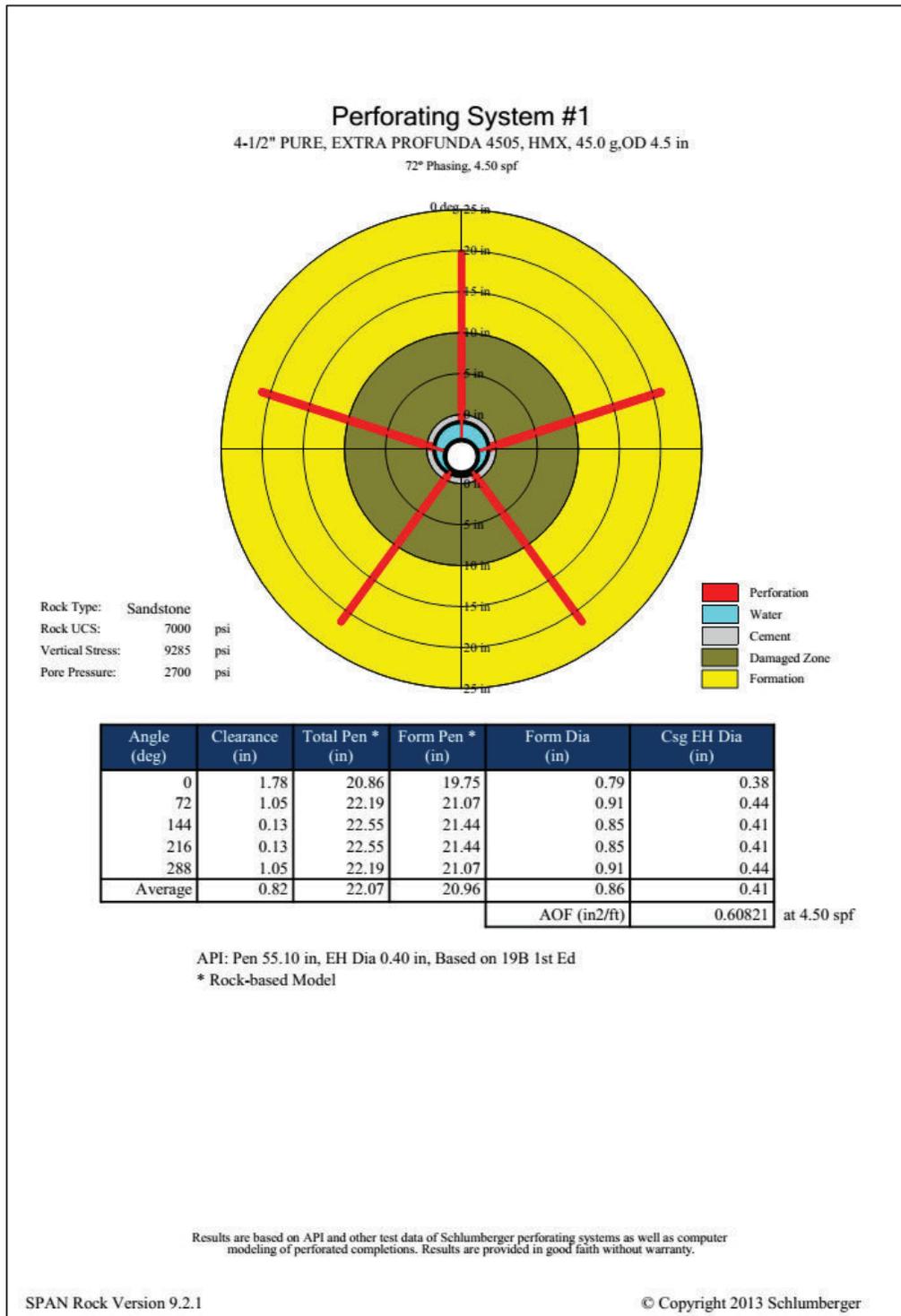
3.2.1.2 RESULTADOS POZO APP-160

La producción esperada del pozo APP-160 fue de 1032 BPPD y la producción real fue de 1034 BPPD (BFPD: 1088; BSW: 5%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,57 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 9,8 indicando un daño moderado en el pozo después del cañoneo.

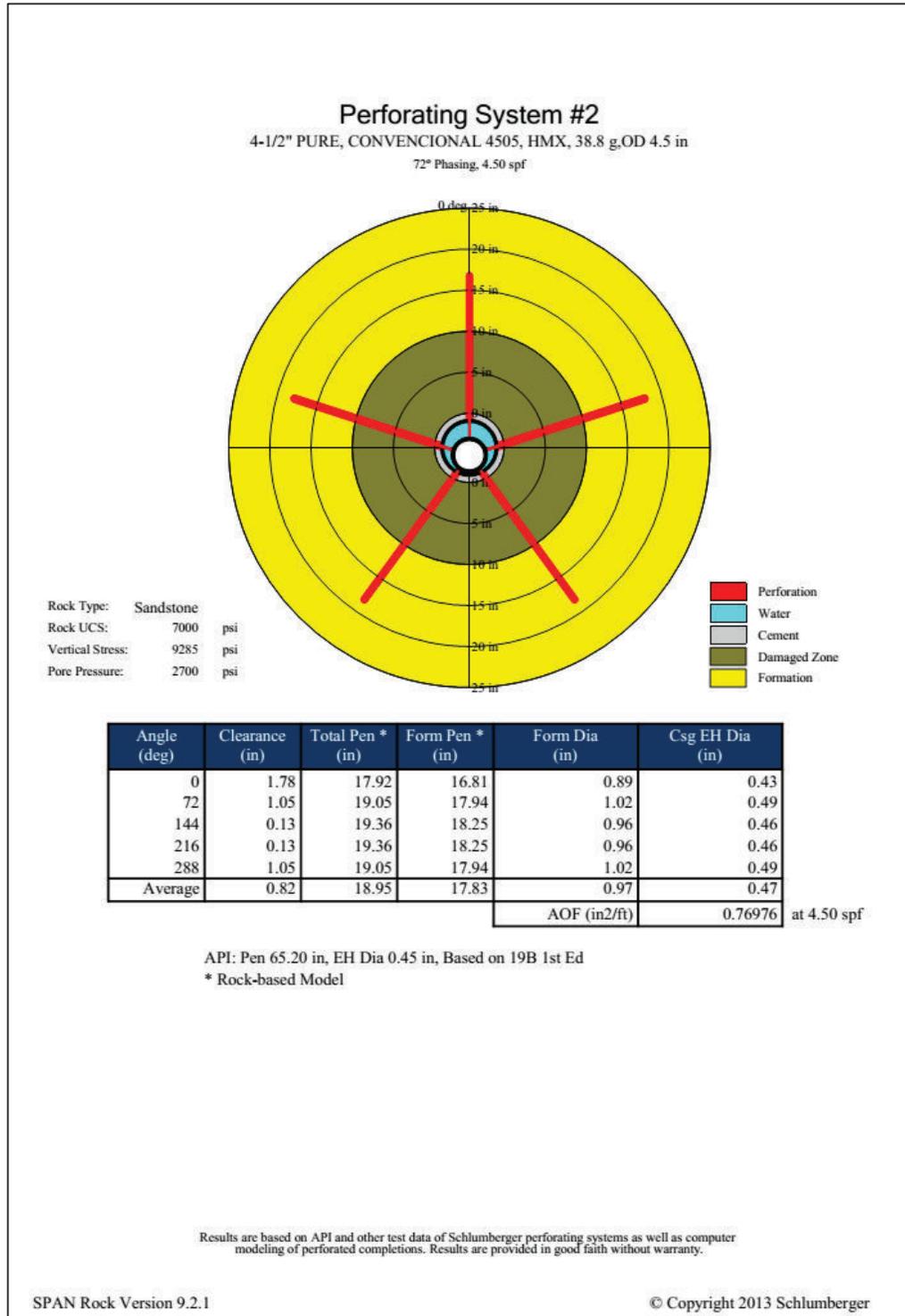
Well: APP-160											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	8	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9277.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9293.8	ft	Formation Height (TVD):	16.8	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Water		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.345	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=291 SCF/STB]						
Porosity:	19.0	%	Gravity (Density):	29.0	deg API						
Horizontal Permeability:	200.00	md	Form Volume Factor:	1.22	bb/STB						
Vertical Permeability:	20.00	md	Viscosity:	2.00	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2700	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	187	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	17.0	72	4.50/100	4.50	0.50	0.01	0.50	20.96 *	0.86	0.41	
2	17.0	72	4.50/100	4.50	0.50	0.01	0.50	17.83 *	0.97	0.47	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	9.86	9.73	9.73	6.43	-0.00	0.00	1.52e-4	0.1355	0.41	0.57	1087.7
2	12.37	12.24	12.24	6.95	-0.00	0.00	1.732e-4	0.1341	0.36	0.50	945.1
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=800 psi											

Al analizar los resultados con cargas convencionales, se observa un incremento considerable en el daño efectivo, siendo de 12,37 lo cual resulta en una baja en la producción (945 BFPD) e índice de productividad (0,50 BFPD/psi).

La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda fue de 20,96 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,61 pulg²/pie.

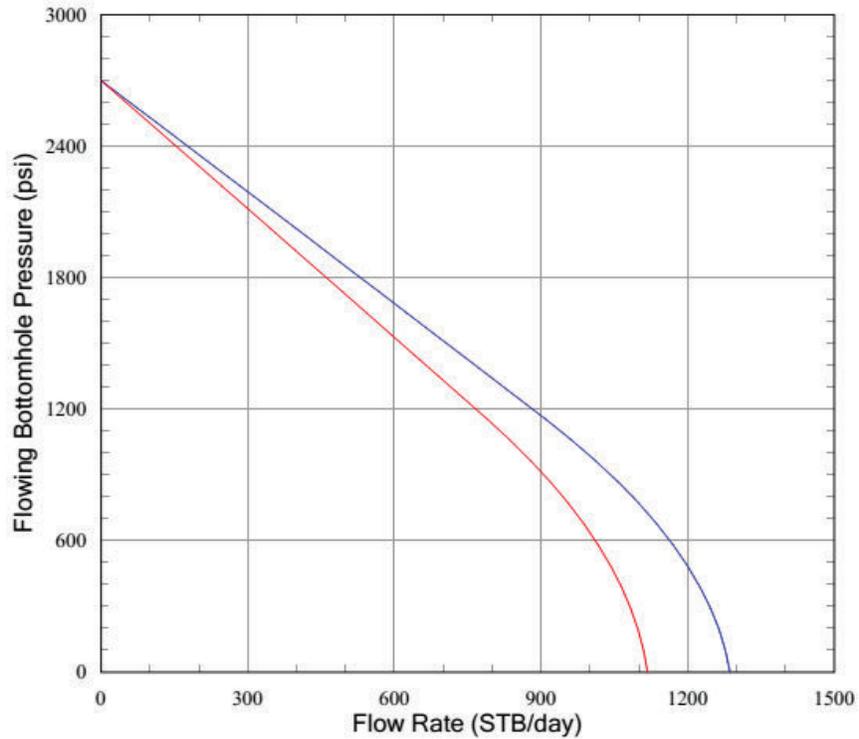


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 17,83 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,77 pulg²/pie.



Well: APP-160

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	4.50	0.01	20.96/0.86 *	17.0	100
2	72	4.50	0.01	17.83/0.97 *	17.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 200.00 md
 kh/kv: 10.00
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 29.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.22 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 8 deg
 Formation Thickness (TVD): 16.8 ft
 Wellbore Length: 17.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

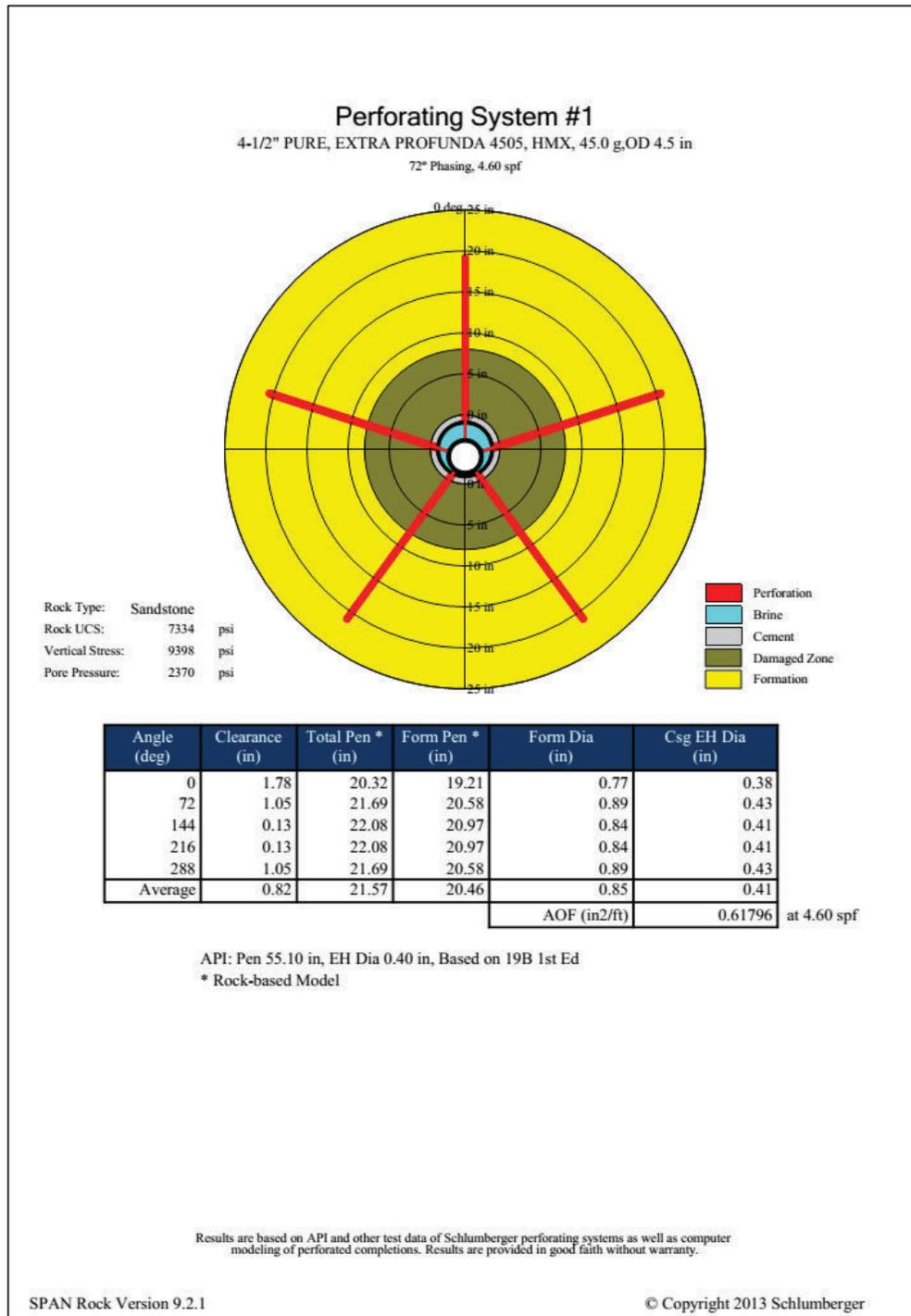
3.2.1.3 RESULTADOS POZO APP-191

La producción esperada del pozo APP-191 fue de 1692 BPPD y la producción real fue de 1665 BPPD (BFPD: 2594; BSW: 36%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,92 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 0,17 indicando un daño ligero en el pozo después del cañoneo.

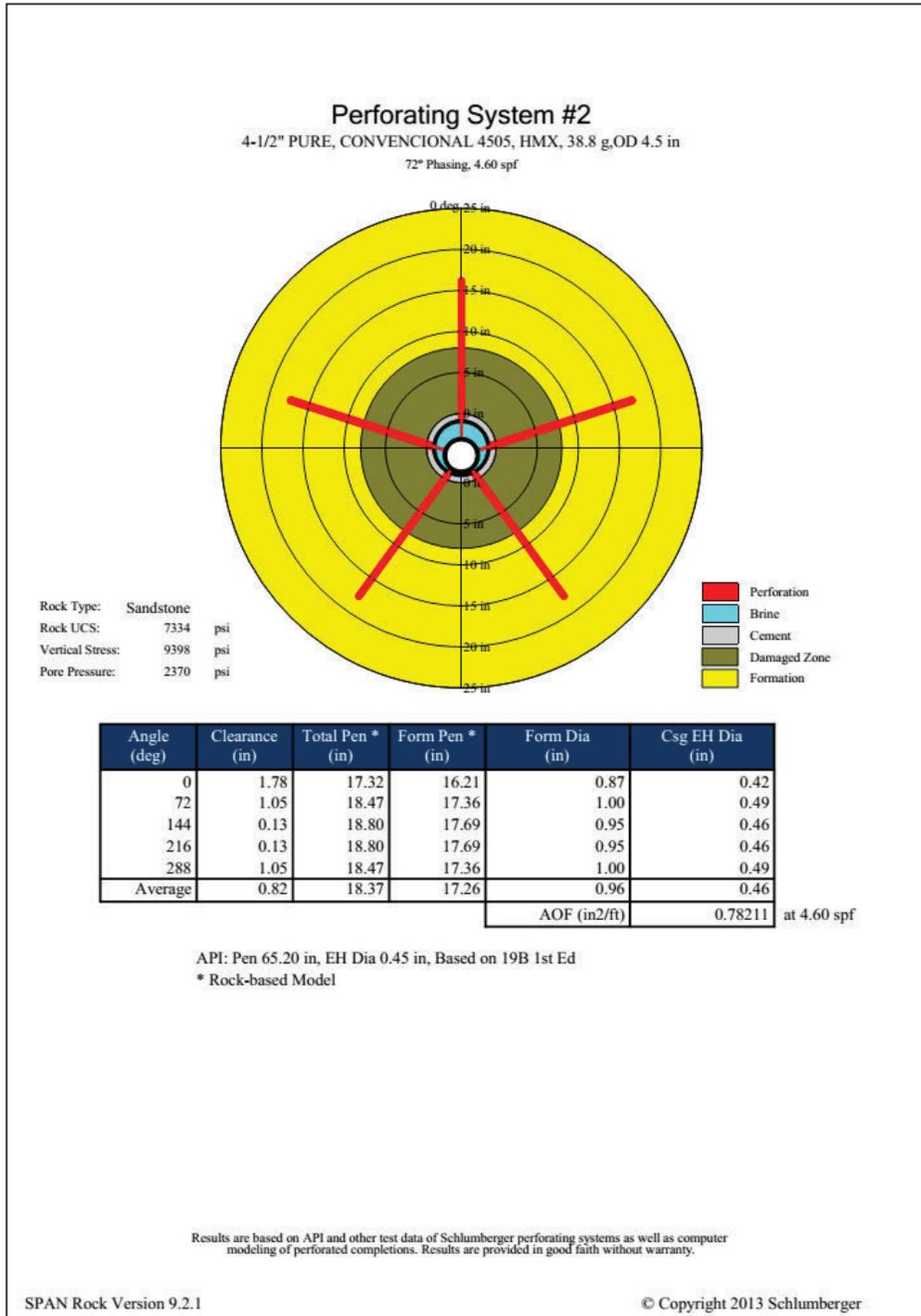
Well: APP-191											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	10	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9390.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9405.8	ft	Formation Height (TVD):	15.8	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.763	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=190 SCF/STB]						
Porosity:	11.0	%	Gravity (Density):	26.0	deg API						
Horizontal Permeability:	140.00	md	Form Volume Factor:	1.23	bbbl/STB						
Vertical Permeability:	25.00	md	Viscosity:	0.95	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2370	psi						
Wellbore Damage:	8	in	Formation Temperature:	200	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	16.0	72	4.60/100	4.60	0.45	0.14	0.50	20.46 *	0.85	0.41	
2	16.0	72	4.60/100	4.60	0.45	0.14	0.50	17.26 *	0.96	0.46	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	0.17	-0.03	-0.02	0.58	-0.01	0.00	9.529e-5	0.2042	1.00	1.92	2635.5
2	0.66	0.45	0.46	0.68	-0.01	0.00	1.054e-4	0.211	0.94	1.80	2463.2
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1000 psi											

Al analizar los resultados con cargas convencionales, se observa que la diferencia en el daño efectivo es ligera, incrementando este valor a 0,66 (pozo ligeramente dañado) pero este valor es suficiente para reducir la producción esperada (2463 BFPD) y el índice de productividad (1,80 BFPD/psi).

La penetración promedio de los disparos usando cargas huecas de penetración extra profunda dentro de la formación fue de 20,46 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,62 pulg²/pie.

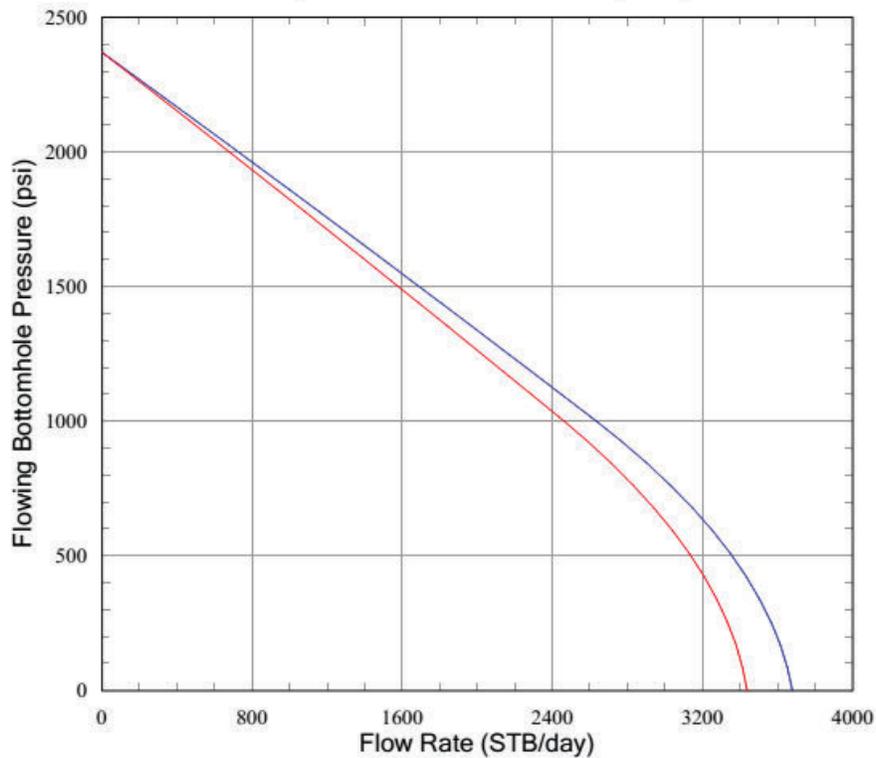


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 17,26 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,78 pulg²/pie.



Well: APP-191

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	ke/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	4.60	0.14	20.46/0.85 *	16.0	100
2	72	4.60	0.14	17.26/0.96 *	16.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 140.00 md
 kh/kv: 5.60
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 8 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 26.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.23 bb/STB

Completion

Well Deviation: 10 deg
 Formation Thickness (TVD): 15.8 ft
 Wellbore Length: 16.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

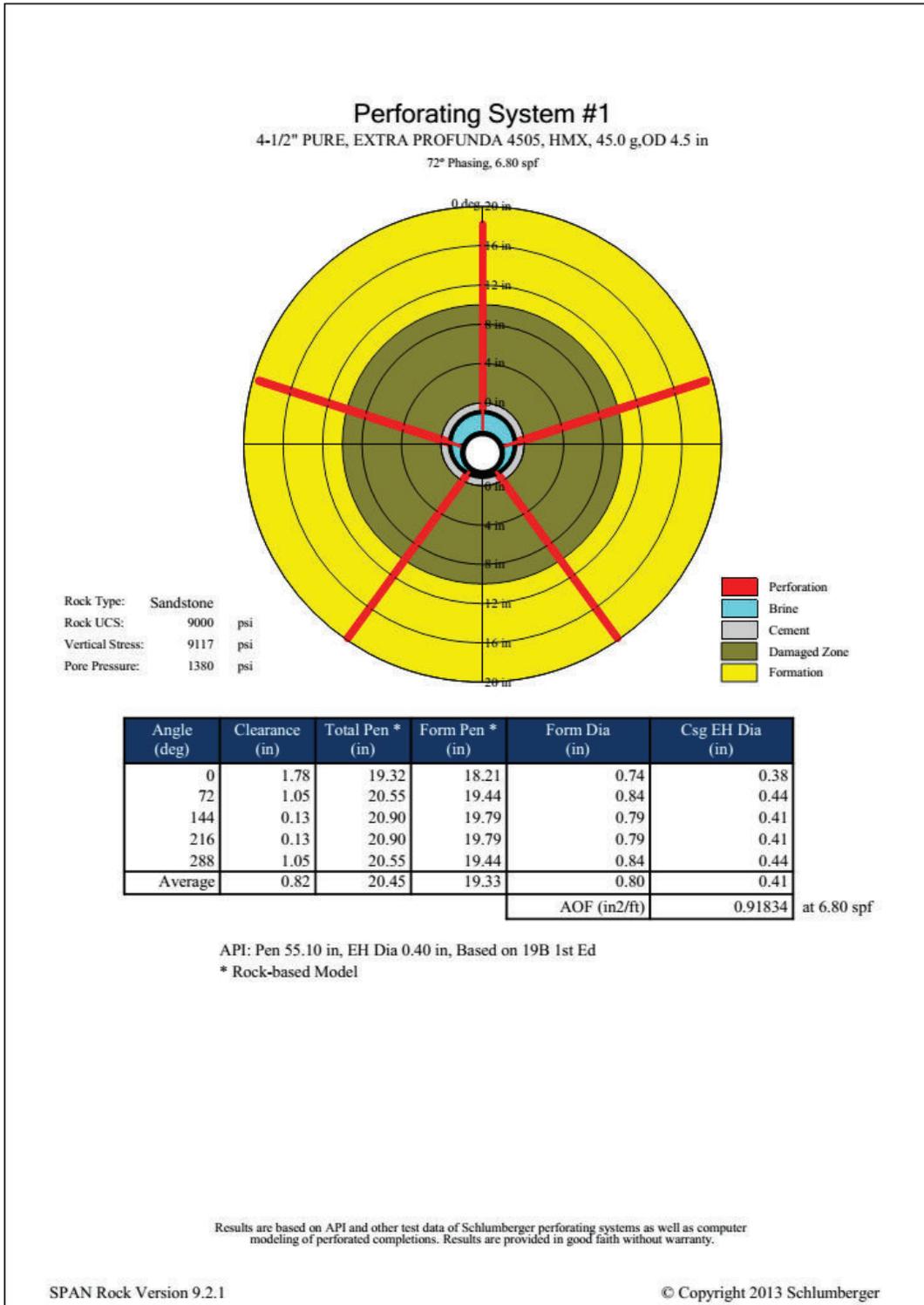
3.2.1.4 RESULTADOS POZO APP-205

La producción esperada del pozo APP-205 fue de 1405 BPPD y la producción real fue de 1402 BPPD (BFPD: 1416; BSW: 1%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,82 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 1,0 indicando un daño ligero en el pozo después del cañoneo.

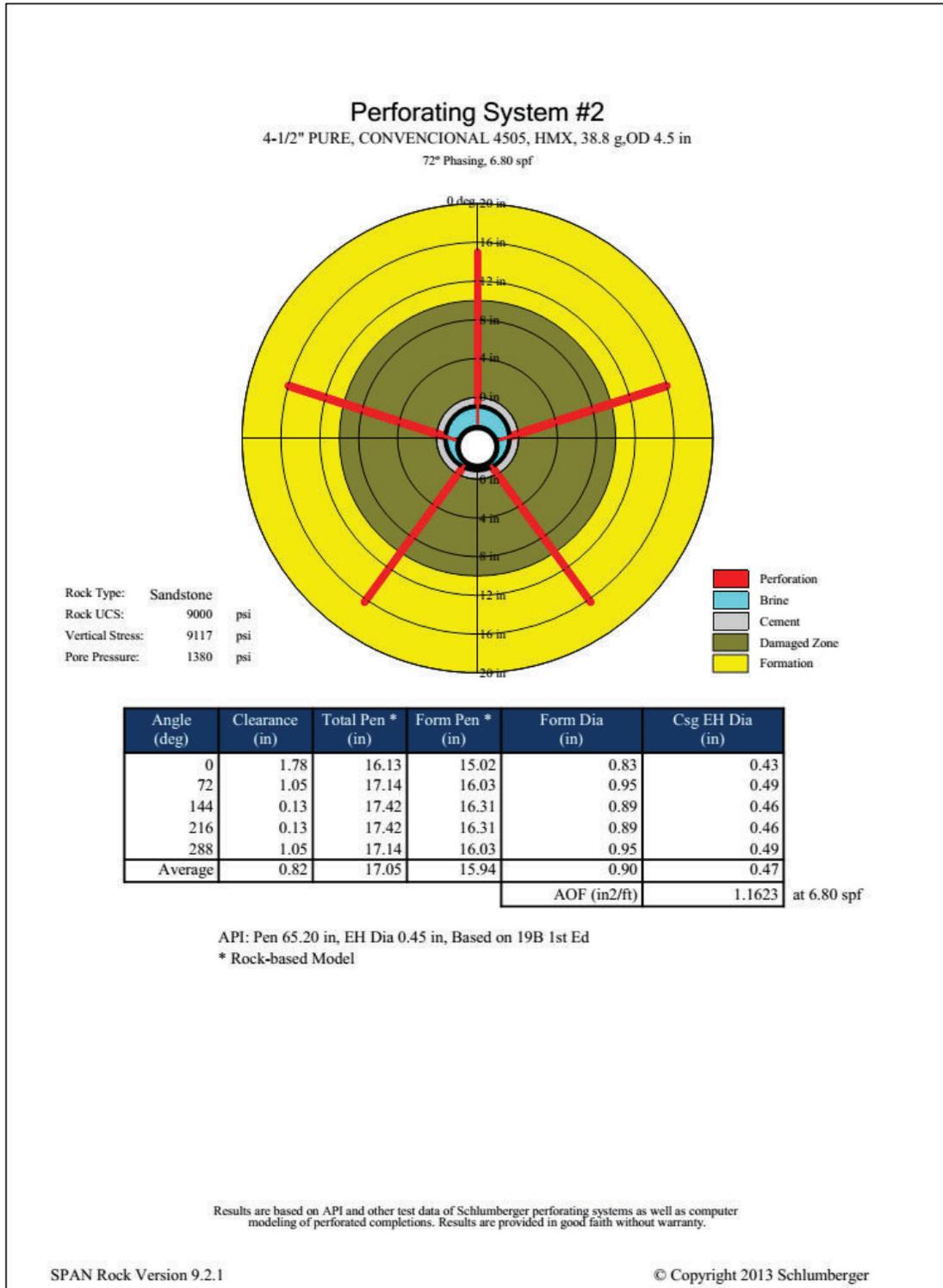
Well: APP-205											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	15	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9083.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9151.6	ft	Formation Height (TVD):	68.6	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	62/62							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.4	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=201 SCF/STB]						
Porosity:	14.0	%	Gravity (Density):	26.0	deg API						
Horizontal Permeability:	80.00	md	Form Volume Factor:	1.16	bb/STB						
Vertical Permeability:	20.00	md	Viscosity:	2.00	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	1380	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	195	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	44.0	72	6.80/100	6.80	0.80	0.95	0.50	19.33 *	0.80	0.41	
2	44.0	72	6.80/100	6.80	0.80	0.95	0.50	15.94 *	0.90	0.47	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	1.00	0.97	-1.09	0.00	-0.05	2.80	2.545e-5	0.03116	0.87	1.82	1419.8
2	1.46	1.43	-0.81	0.00	-0.05	2.80	2.759e-5	0.0319	0.83	1.72	1341.0
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=600 psi											

Al analizar los resultados con cargas convencionales se observa un incremento ligero en el daño efectivo a 1,46 y bajas en el índice de productividad a 1,72 BFPD/psi y producción esperada de fluido a 1341 BFPD.

La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda fue de 19,33 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,92 pulg²/pie.

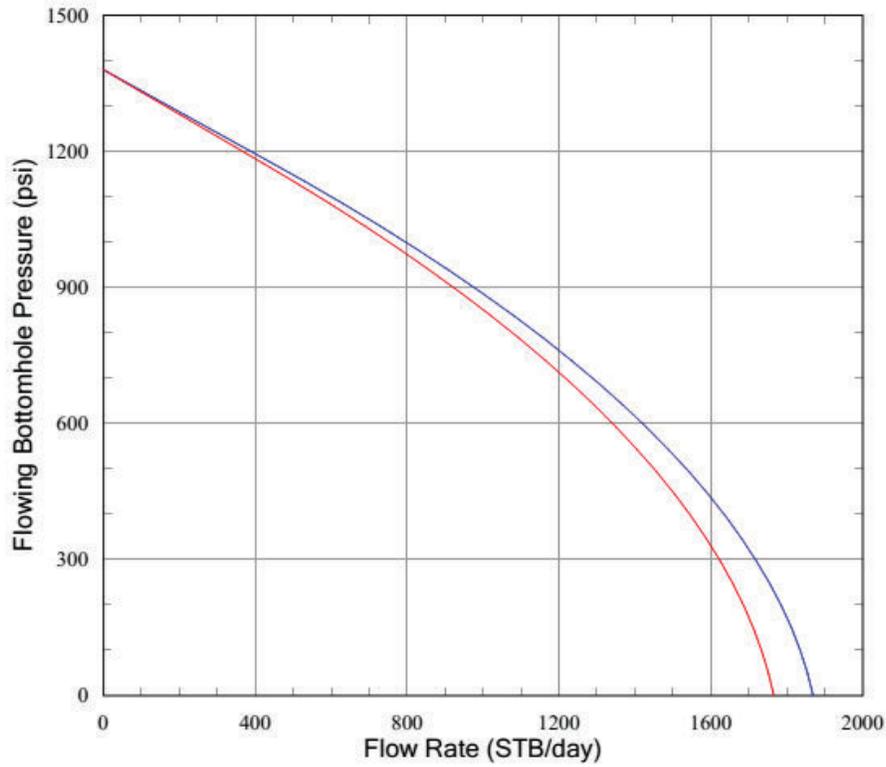


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 15,94 pulgadas, con un área abierta al flujo de 1,16 pulg²/pie.



Well: APP-205

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	6.80	0.95	19.33/0.80 *	44.0	62
2	72	6.80	0.95	15.94/0.90 *	44.0	62

* Rock-based Model

Formation

kh: 80.00 md
 kh/kv: 4.00
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 26.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.16 bb/STB

Completion

Well Deviation: 15 deg
 Formation Thickness (TVD): 68.6 ft
 Wellbore Length: 71.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

3.2.1.5 RESULTADOS POZO APP-209

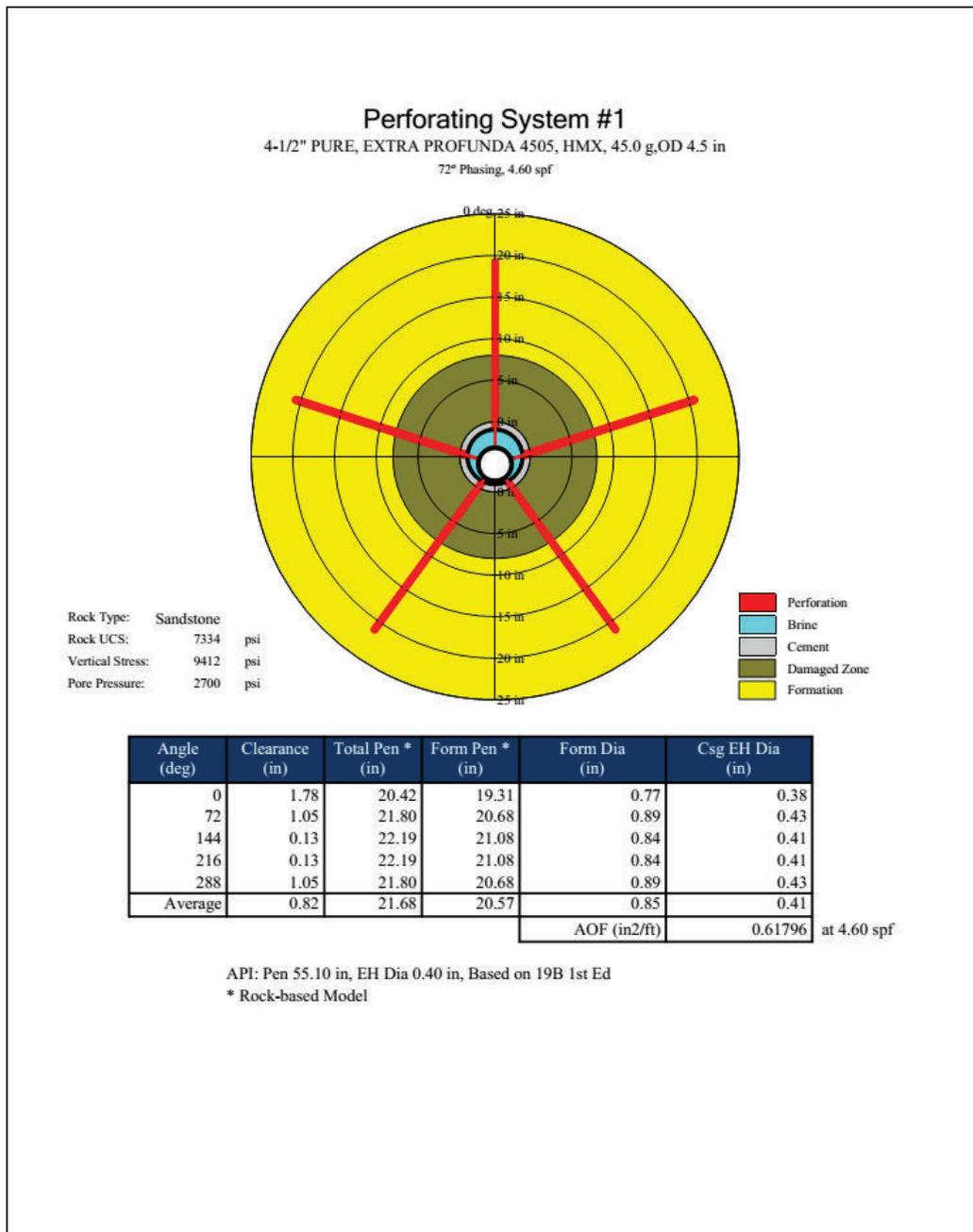
La producción esperada del pozo APP-209 fue de 288 BFPD, el alto corte de agua del pozo (BSW: 71%) hace que la producción de petróleo esperada sea de 84 BPPD; la producción real fue de 72 BPPD (BFPD: 245; BSW: 71%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,17 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 17,07 indicando un daño grande en el pozo después del cañoneo.

Este pozo cuenta con un Build-Up tomado del 22 al 24 de octubre del 2013, donde se indica que el daño total fue de 14 y el índice de productividad real fue de 0,07 BFPD/psi.

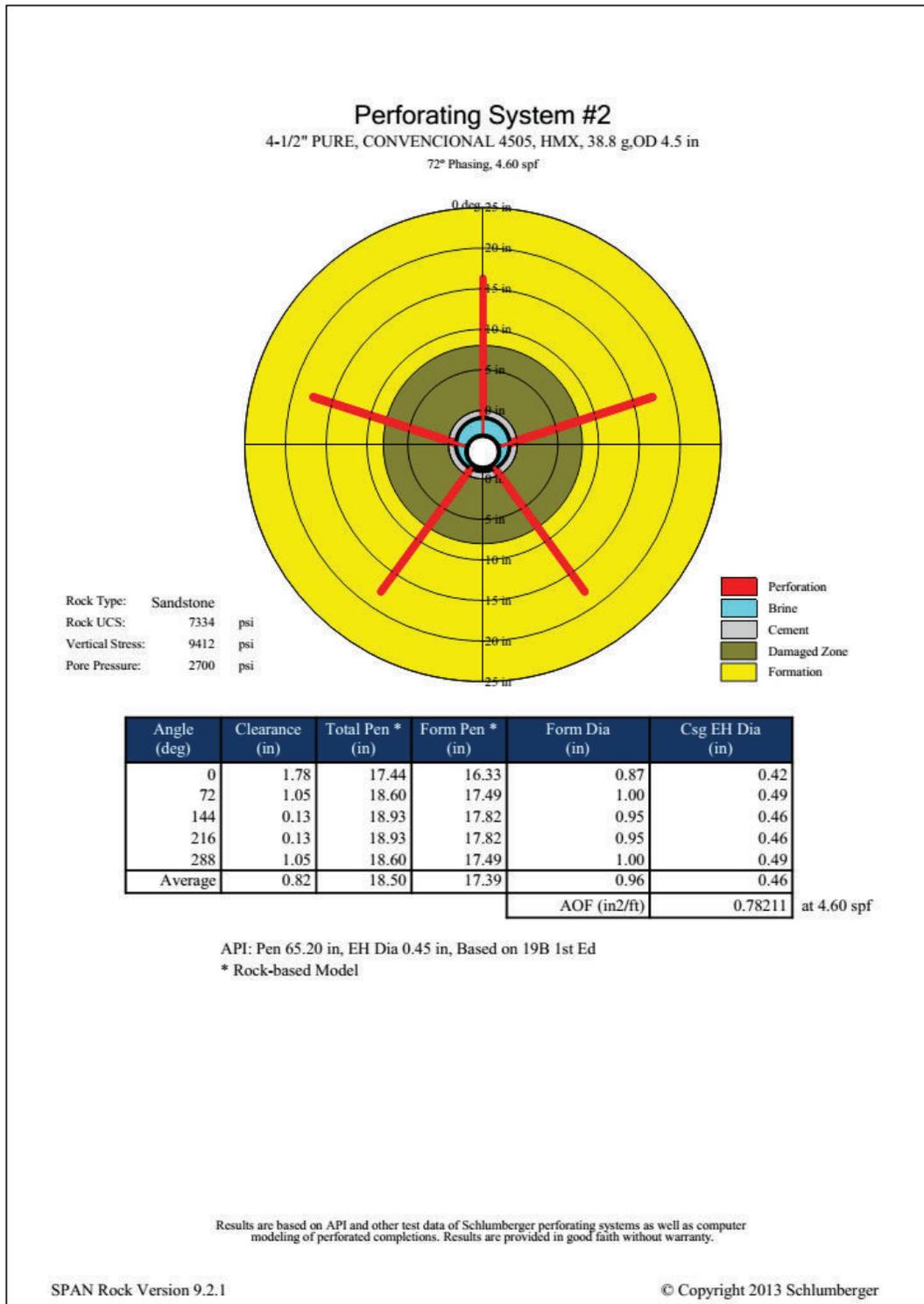
Well: APP-209											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	23	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9408.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9415.4	ft	Formation Height (TVD):	7.4	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.763	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=39.5 SCF/STB]						
Porosity:	16.0	%	Gravity (Density):	31.0	deg API						
Horizontal Permeability:	90.00	md	Form Volume Factor:	1.22	bb/STB						
Vertical Permeability:	20.00	md	Viscosity:	0.95	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2700	psi						
Wellbore Damage:	8	in	Formation Temperature:	218	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	8.0	72	4.60/100	4.60	0.20	0.01	0.50	20.57 *	0.85	0.41	
2	8.0	72	4.60/100	4.60	0.20	0.01	0.50	17.39 *	0.96	0.46	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	17.07	16.64	16.70	12.24	-0.05	0.00	1.816e-3	0.4292	0.29	0.17	288.4
2	23.67	23.22	23.27	15.24	-0.05	0.00	2.45e-3	0.4536	0.23	0.13	225.9
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1000 psi											

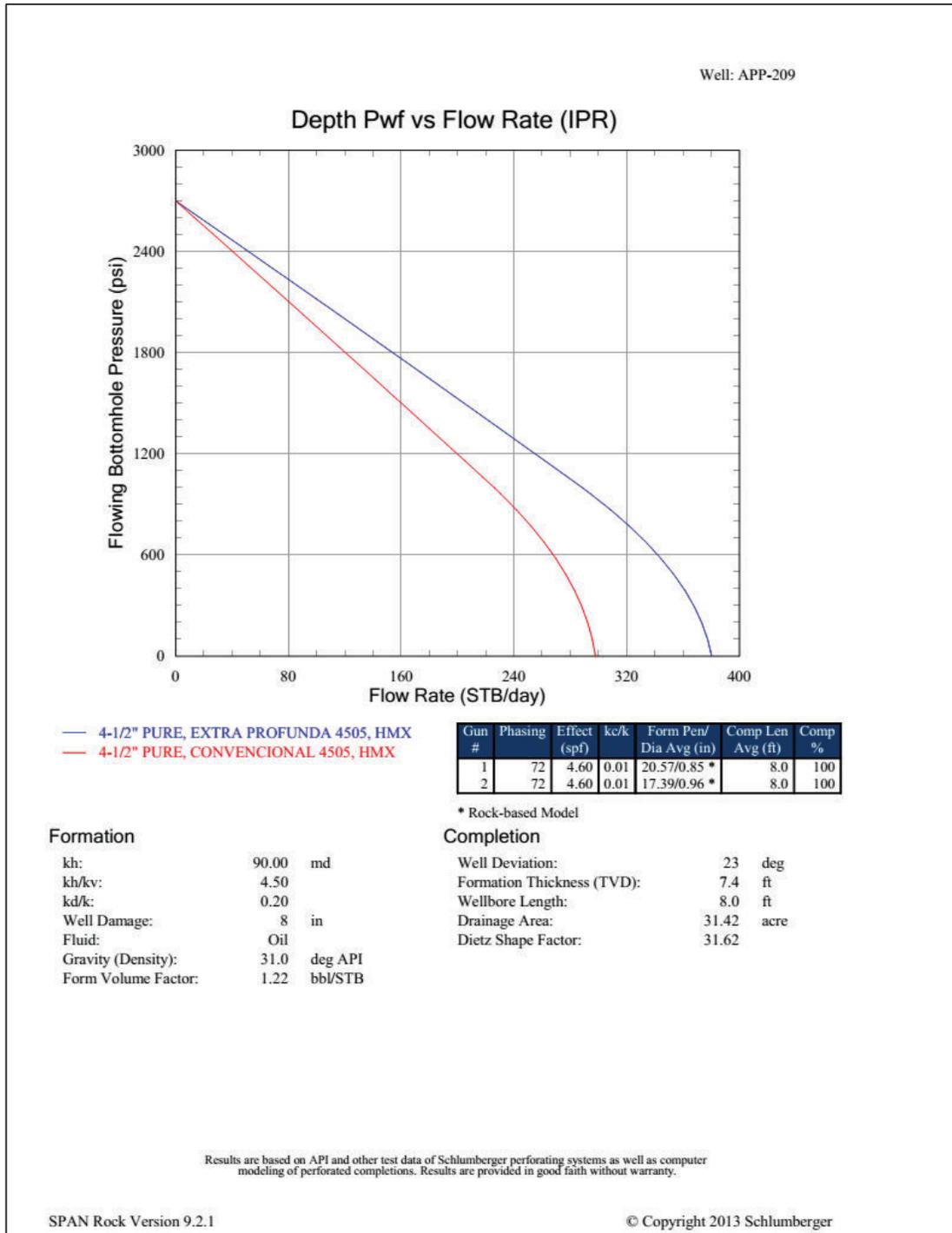
Los resultados usando cargas convencionales demuestran un pozo altamente dañado (daño efectivo 23,67) lo cual se traduce en una muy pobre productividad (IP: 0,13 BFPD/psi; BFPD: 226)

La penetración promedio de los disparos usando cargas huecas de penetración extra profunda dentro de la formación fue de 20,57 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,62 pulg²/pie.



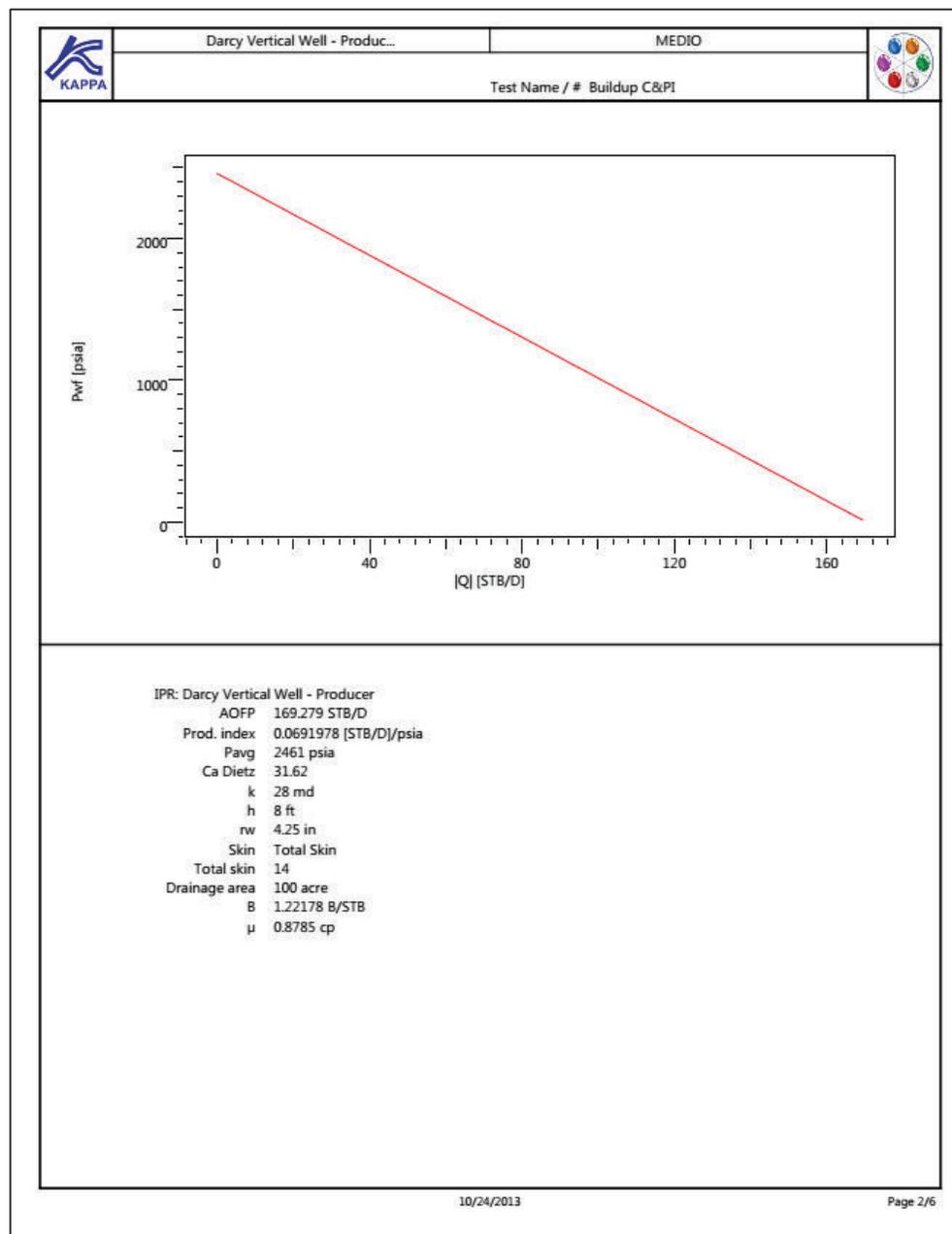
La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 17,39 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,78 pulg²/pie.



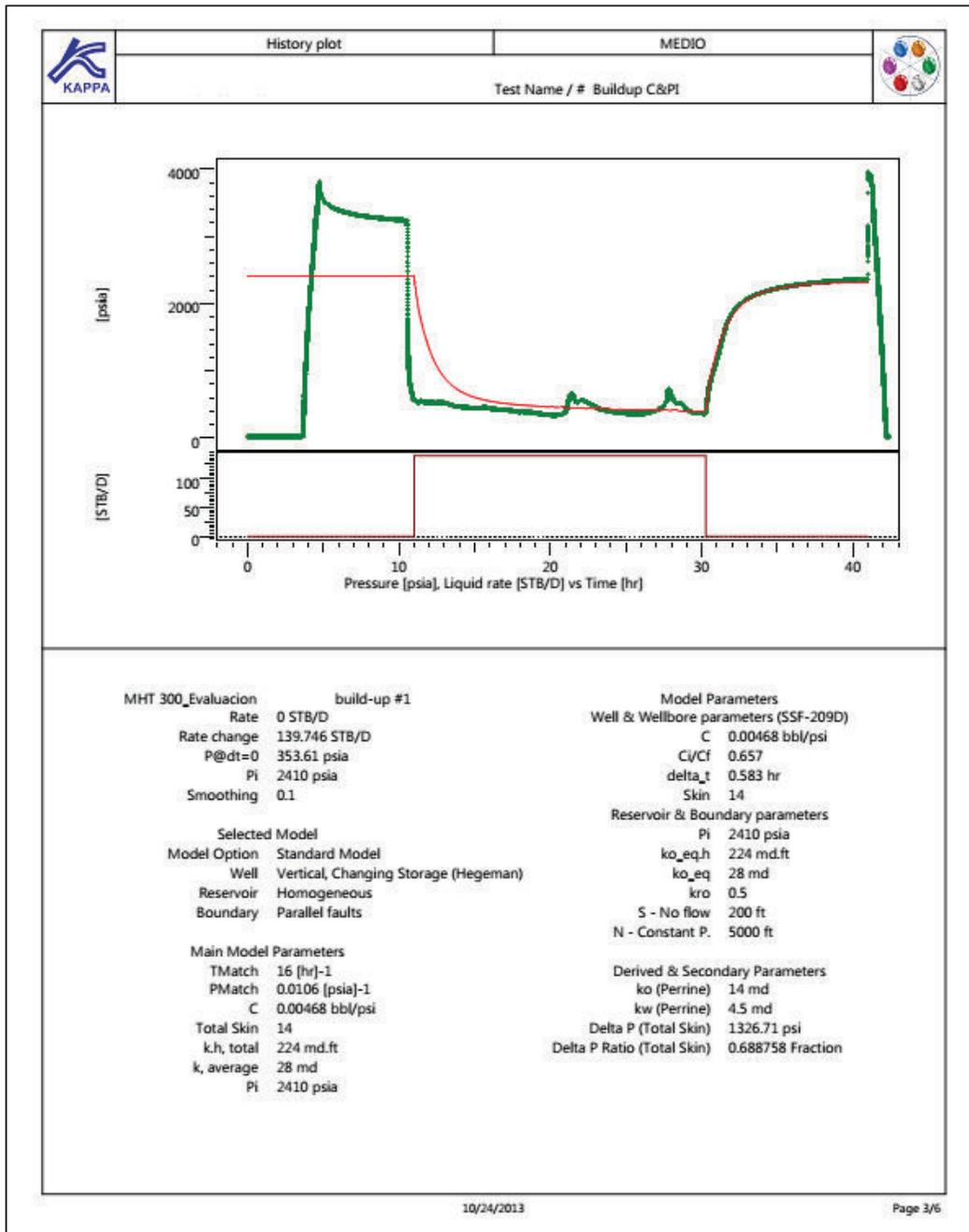


Los resultados del Build-Up del pozo APP-209, indican que la presión no se restauró, llegando a 2461 psia a la profundidad media de los disparos (10623 pies MD).

El pozo se encuentra severamente dañado, daño total 14, y su máximo potencial de flujo es de 169,3 BFPD con índice de productividad real de 0,07 BFPD/psi. La siguiente gráfica muestra una curva IPR de tendencia lineal, esto se debe al alto corte de agua del pozo (BSW: 71%), lo cual provoca la linealidad en la curva. En la realidad, la diferencia de presión al fondo del pozo con respecto a la producción no es lineal, principalmente por el gas que sale de la solución, pero el agua al no tener presencia de gas genera este efecto visual.



Esta gráfica muestra la prueba de Build Up corrida en el pozo. Se observa los cambios de presión (línea verde) que ocurren al fondo del pozo en tres tiempos diferentes: primero, al estar cerrado, luego al producir fluidos constantemente y finalmente, volver a cerrar el pozo. En este último periodo debería restaurarse la presión hasta el punto inicial, pero se observa que la presión no se restaura completamente, indicativo de que el pozo está dañado.



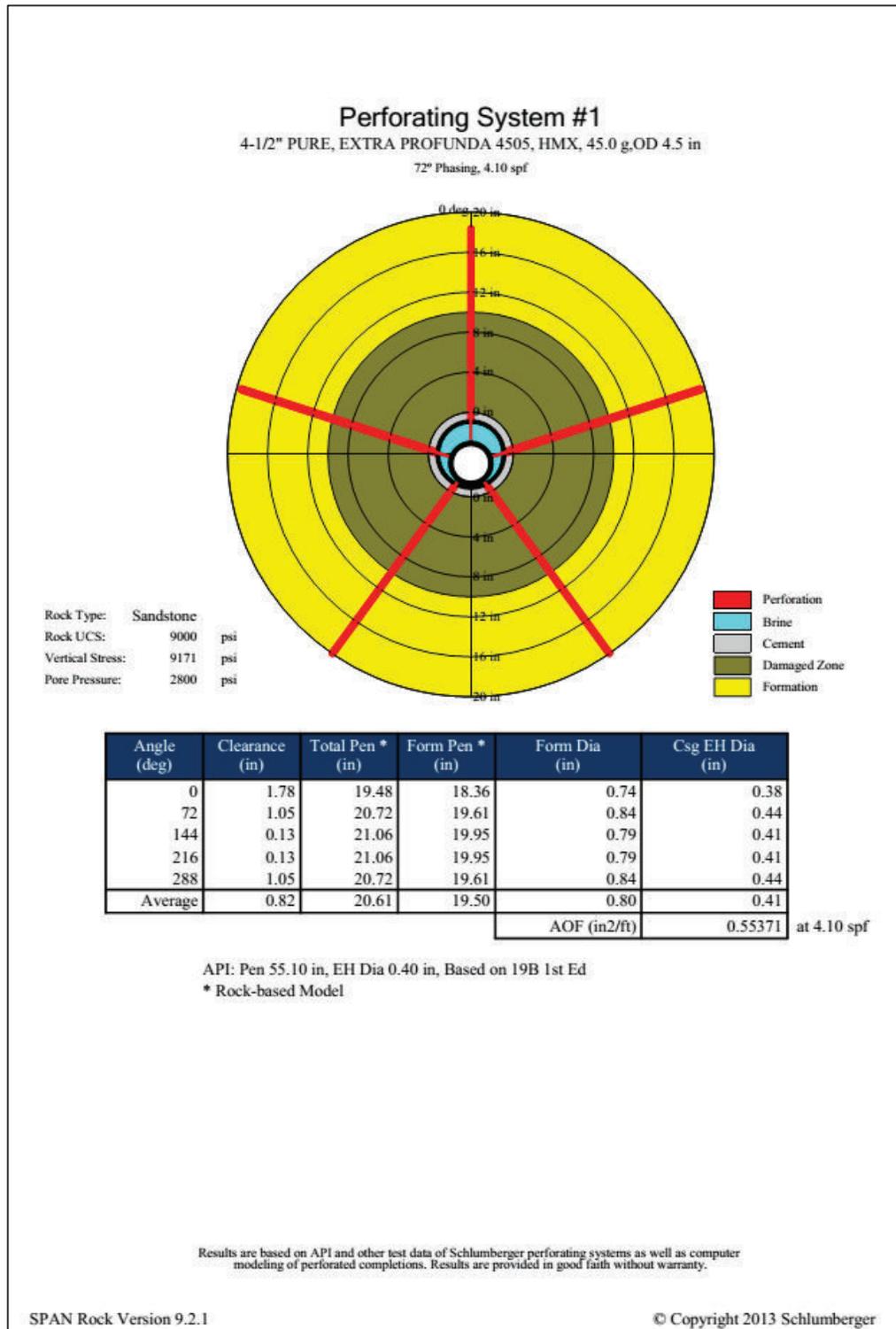
3.2.1.6 RESULTADOS POZO APP-212

La producción esperada del pozo APP-212 fue de 1236 BPPD y la producción real fue de 1232 BPPD (BFPD: 1244; BSW: 1%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,69 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 15,03 indicando un daño alto en el pozo después del cañoneo.

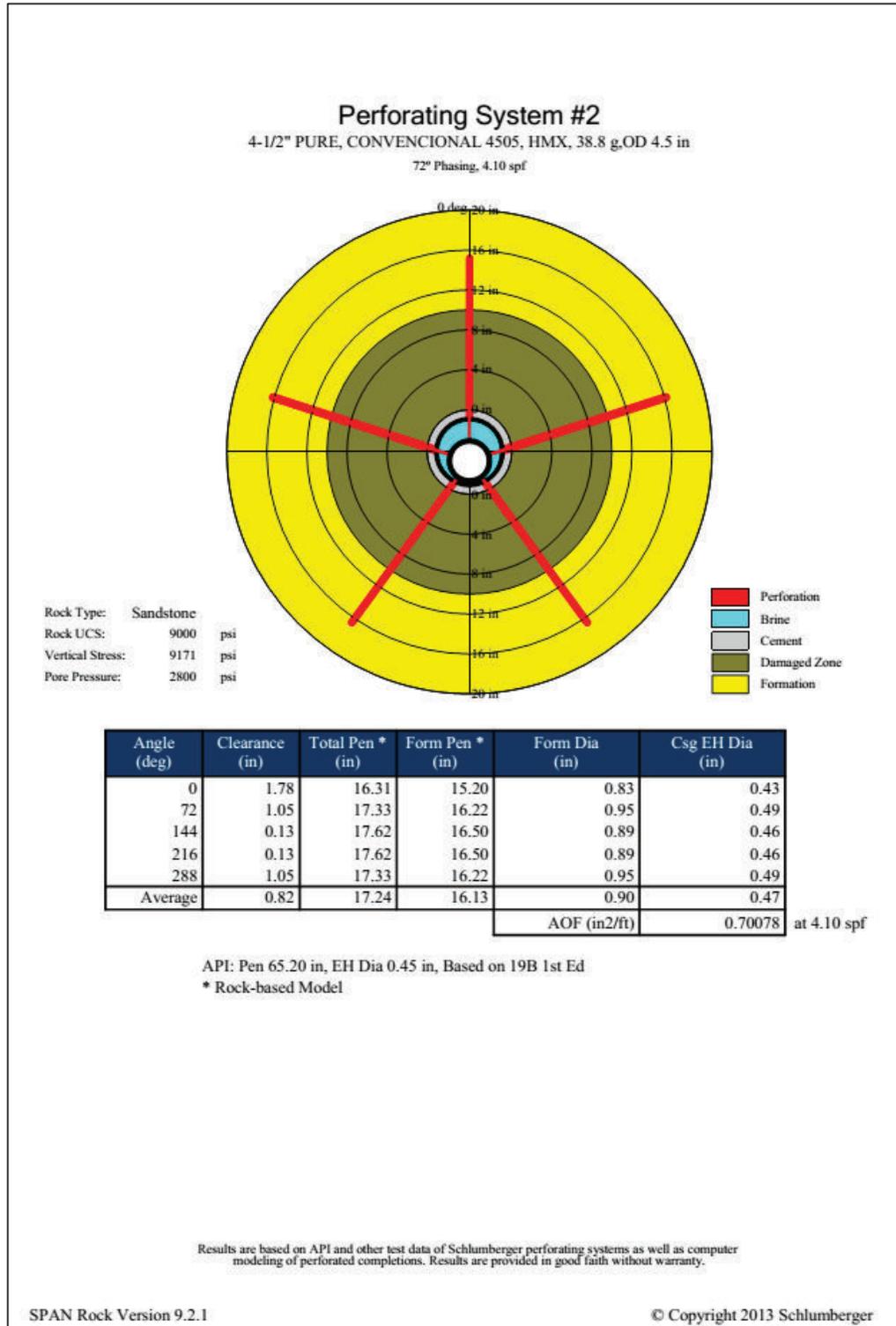
Well: APP-212											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9146.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9195.0	ft	Formation Height (TVD):	49.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.4	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=193 SCF/STB]						
Porosity:	13.0	%	Gravity (Density):	18.0	deg API						
Horizontal Permeability:	100.00	md	Form Volume Factor:	1.14	bbbl/STB						
Vertical Permeability:	10.00	md	Viscosity:	2.00	cp						
kd/k:	0.10		Pore Pressure:	2800	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	198	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	49.0	72	4.10/100	4.10	0.26	0.01	0.50	19.50 *	0.80	0.41	
2	49.0	72	4.10/100	4.10	0.26	0.01	0.50	16.13 *	0.90	0.47	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	15.03	14.93	14.93	7.99	0.00	0.00	9.435e-5	0.1034	0.31	0.69	1248.9
2	21.51	21.41	21.41	9.15	0.00	0.00	1.154e-4	0.09743	0.24	0.53	962.8
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1000 psi											

Al analizar los resultados con cargas convencionales se observa un gran incremento en el daño efectivo a 21,51 y por ende, bajas en el índice de productividad a 0,53 BFPD/psi y producción esperada de fluido a 962 BFPD. Este pozo está severamente dañado.

La penetración promedio de los disparos usando cargas huecas de penetración extra profunda dentro de la formación fue de 19,50 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,55 pulg²/pie.

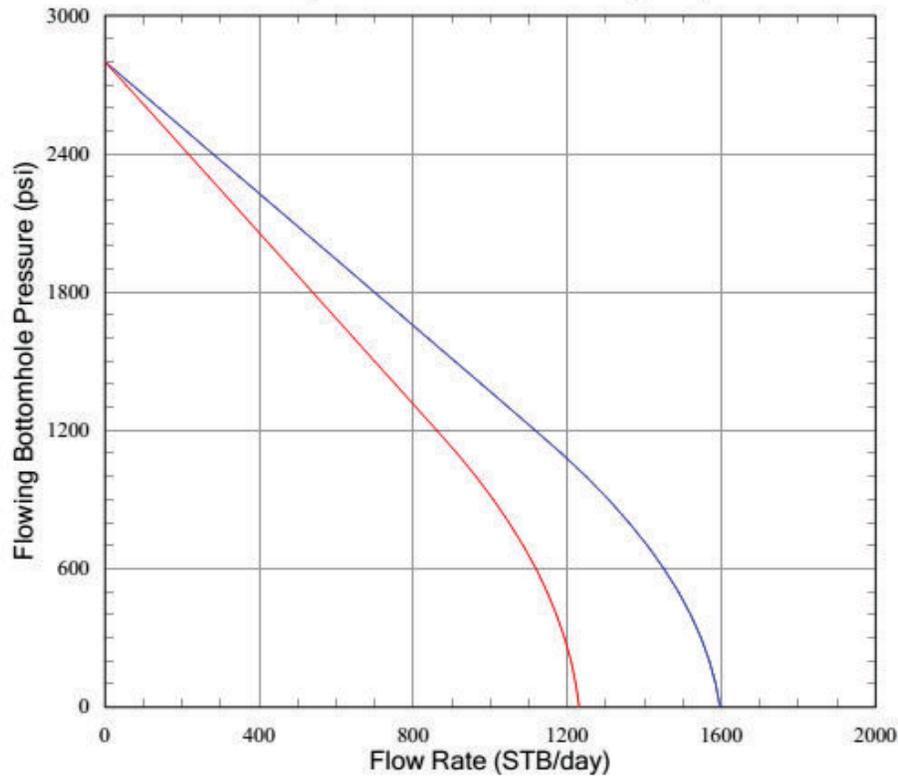


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 16,13 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,70 pulg²/pie.



Well: APP-212

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	4.10	0.01	19.50/0.80 *	49.0	100
2	72	4.10	0.01	16.13/0.90 *	49.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 100.00 md
 kh/kv: 10.00
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 18.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.14 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 0 deg
 Formation Thickness (TVD): 49.0 ft
 Wellbore Length: 49.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

3.2.1.7 RESULTADOS POZO APP-234

La producción esperada del pozo APP-234 fue de 1275 BPPD y la producción real fue de 1260 BPPD (BFPD: 1313; BSW: 4%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,77 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 8,05 indicando un daño moderado en el pozo después del cañoneo.

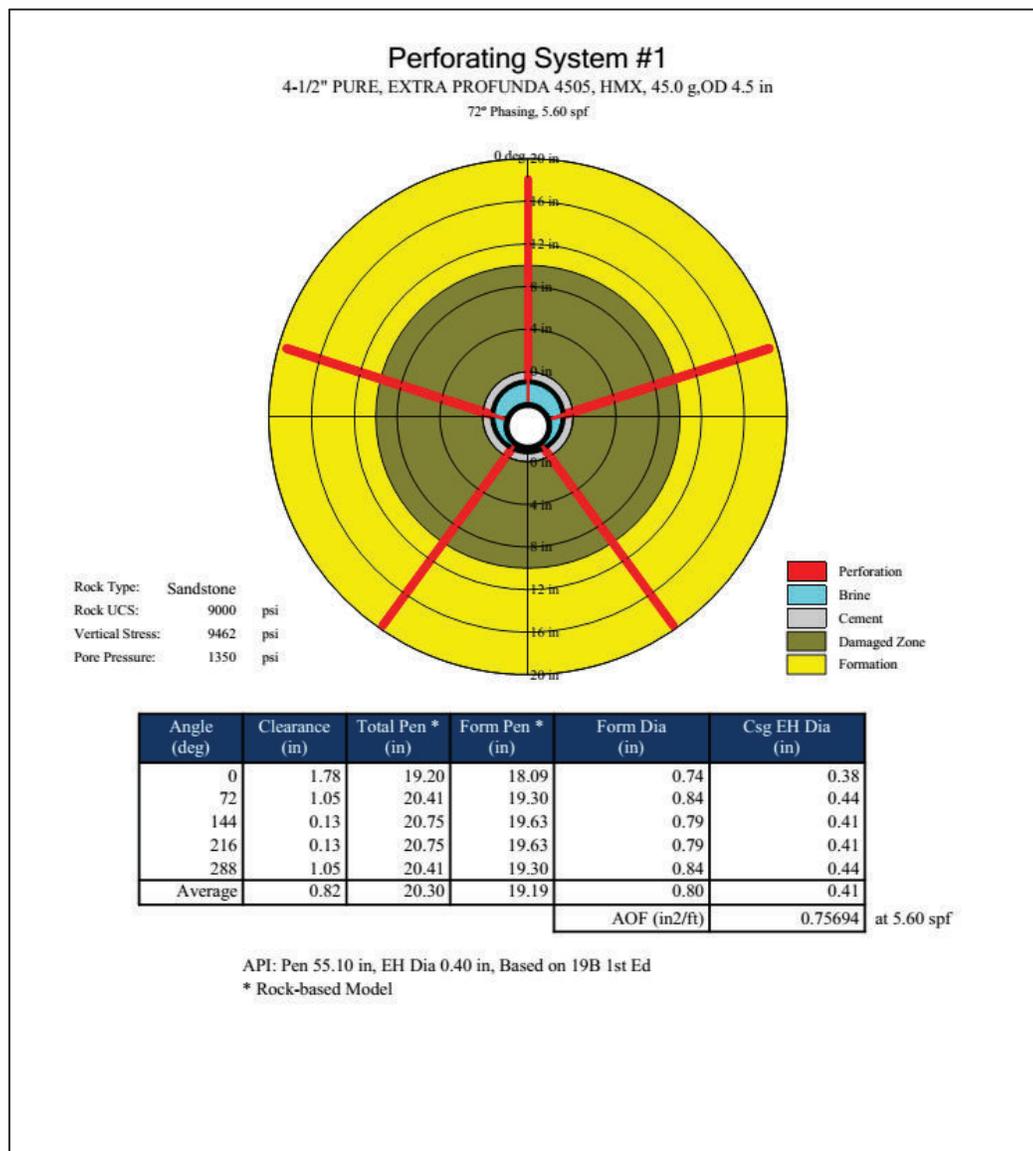
Este pozo cuenta con un Build-Up tomado el 1 de octubre del 2013, donde se indica que el daño total fue de 7,2 y el índice de productividad real fue de 4,06 BFPD/psi.

Well: APP-234											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9424.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9500.0	ft	Formation Height (TVD):	76.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	34/34							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.34	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=256 SCF/STB]						
Porosity:	17.0	%	Gravity (Density):	26.1	deg API						
Horizontal Permeability:	160.00	md	Form Volume Factor:	1.28	bb/STB						
Vertical Permeability:	20.00	md	Viscosity:	2.15	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	1350	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	200	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia (in)	
1	26.0	72	5.60/100	5.60	2.00	0.80	0.50	19.19 *	0.80	0.41	
2	26.0	72	5.60/100	5.60	2.00	0.80	0.50	15.77 *	0.90	0.47	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	8.05	7.97	-0.54	0.02	0.00	9.55	7.273e-5	0.07534	0.46	1.77	1327.9
2	9.34	9.26	-0.10	0.03	0.00	9.55	7.908e-5	0.07536	0.42	1.63	1221.6
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=600 psi											

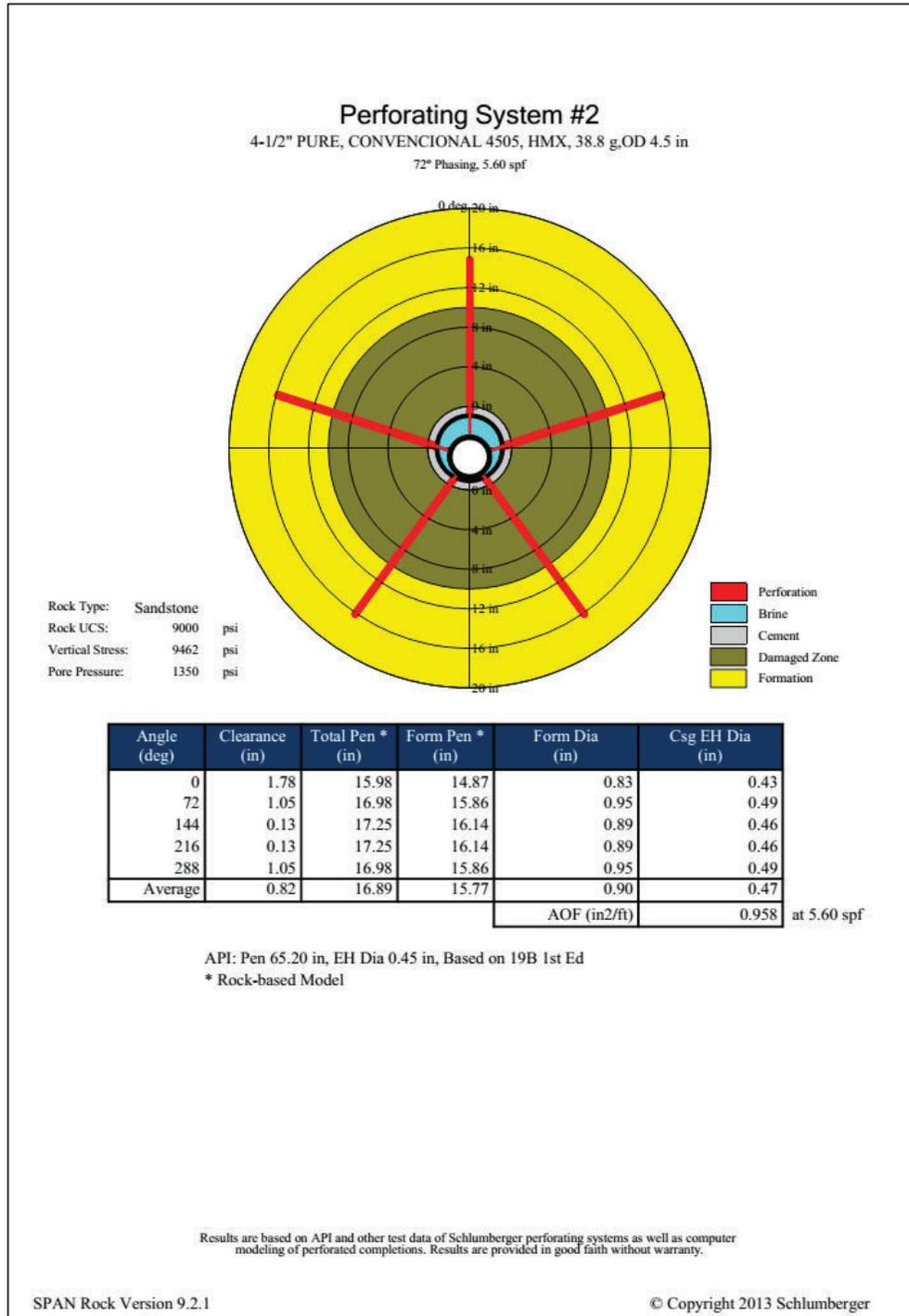
Los resultados de la simulación usando cargas convencionales denotan mayor daño y menor productividad (Daño: 9,34; IP: 1,63 BFPD/psi; BFPD: 1221) que los

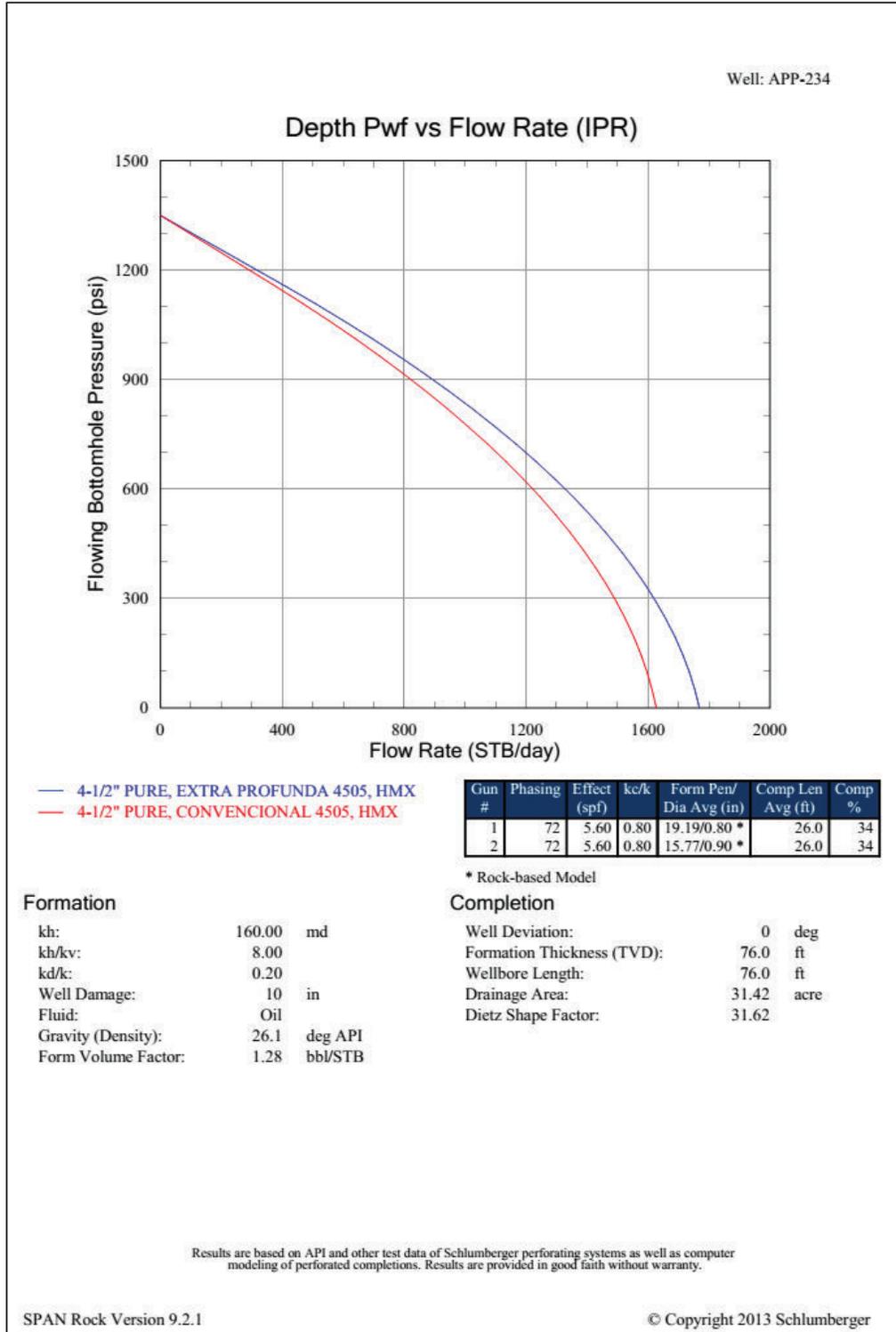
resultados de la simulación usando cargas huecas de penetración extra profunda. Sin embargo, esta diferencia es mayor si se la compara con los resultados del Build-Up (Daño: 7,2; IP: 4,06 BFPD/psi). Lo que indica que el pozo a pesar de tener un daño moderado, tiene una alta capacidad de flujo que podría ser explotada con trabajos adicionales de estimulación o fractura con el objetivo de reducir el daño presente en el pozo.

La penetración promedio de los disparos usando cargas huecas de penetración extra profunda dentro de la formación fue de 19,19 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,76 pulg²/pie.



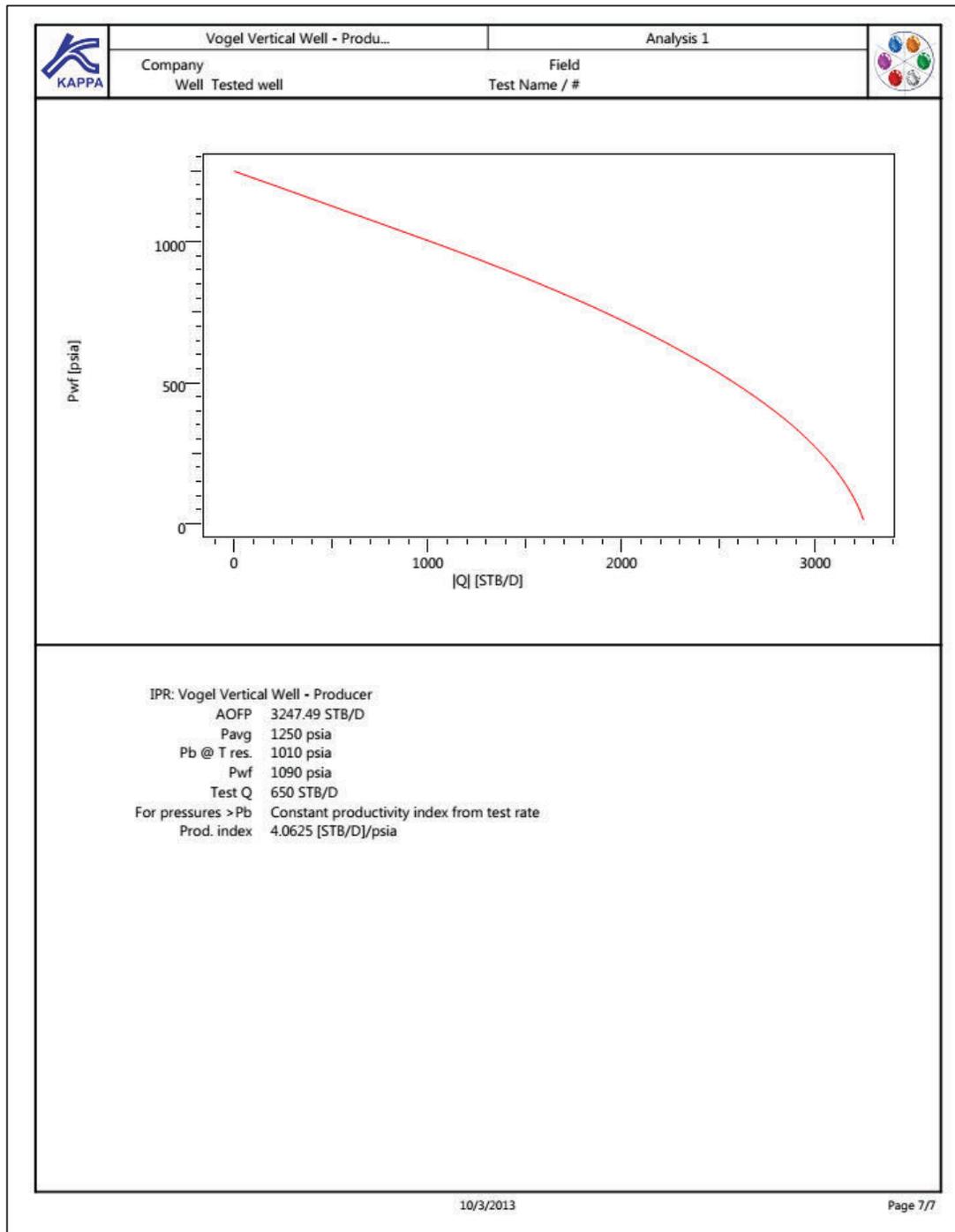
La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 15,77 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,95 pulg²/pie.



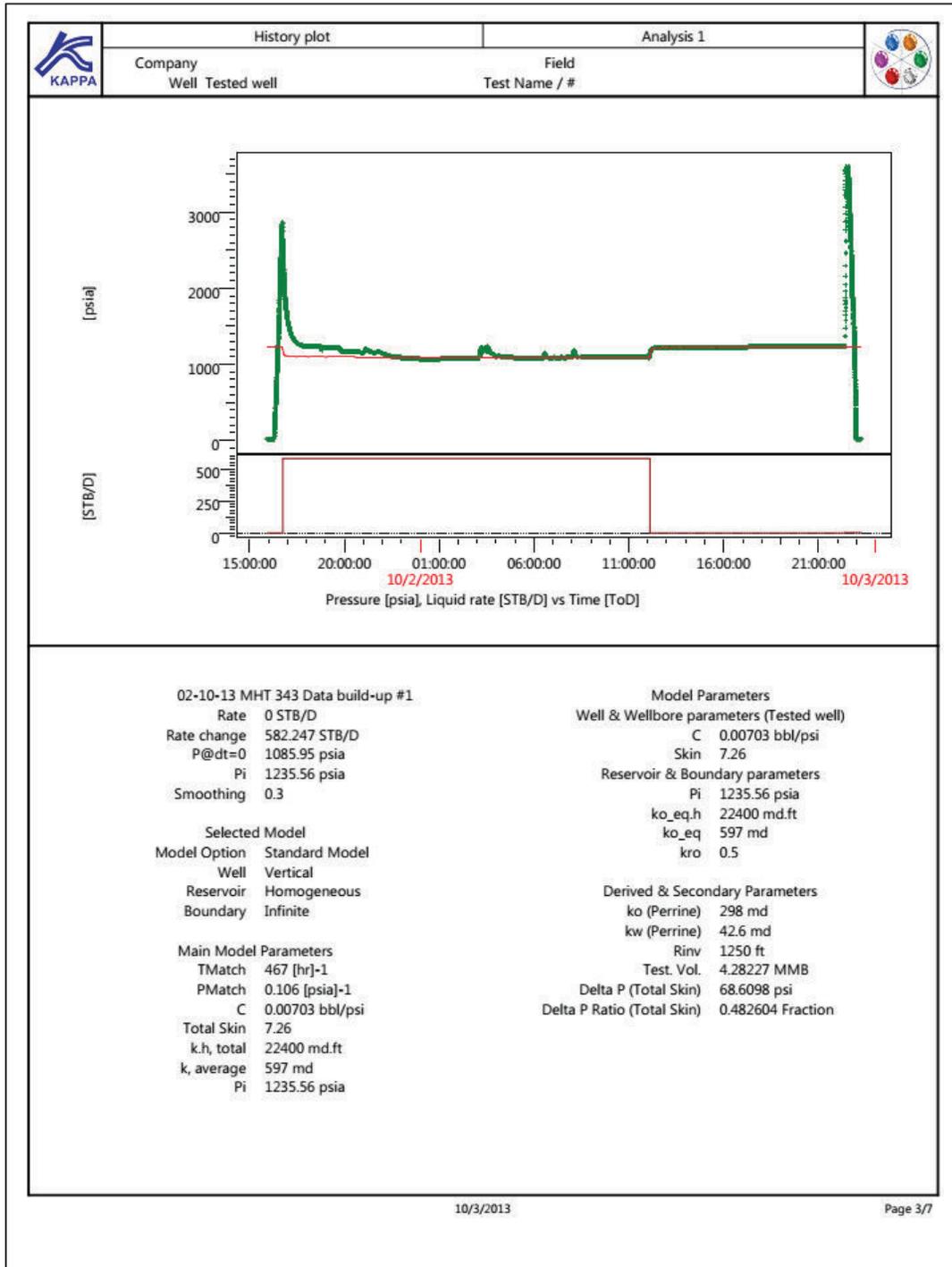


Los resultados del Build-Up del pozo APP-234 indican una restauración de presión de reservorio de 1235 psia a 9199 pies.

El pozo se encuentra moderadamente dañado, daño total 7,2, y su máximo potencial de flujo es de 3247,5 BFPD con un alto índice de productividad real de 4,062 BFPD/psia. La siguiente curva IPR fue construida a partir de pruebas de Build Up por lo que refleja la realidad del pozo, la cual supera las estimaciones obtenidas de la simulacion. Indicando un trabajo exitoso de cañoneo.



En este trabajo de Buil Up se observa la restauración completa de la presión de reservorio, tras el cierre de producción, indicativo de la alta capacidad de flujo del pozo.



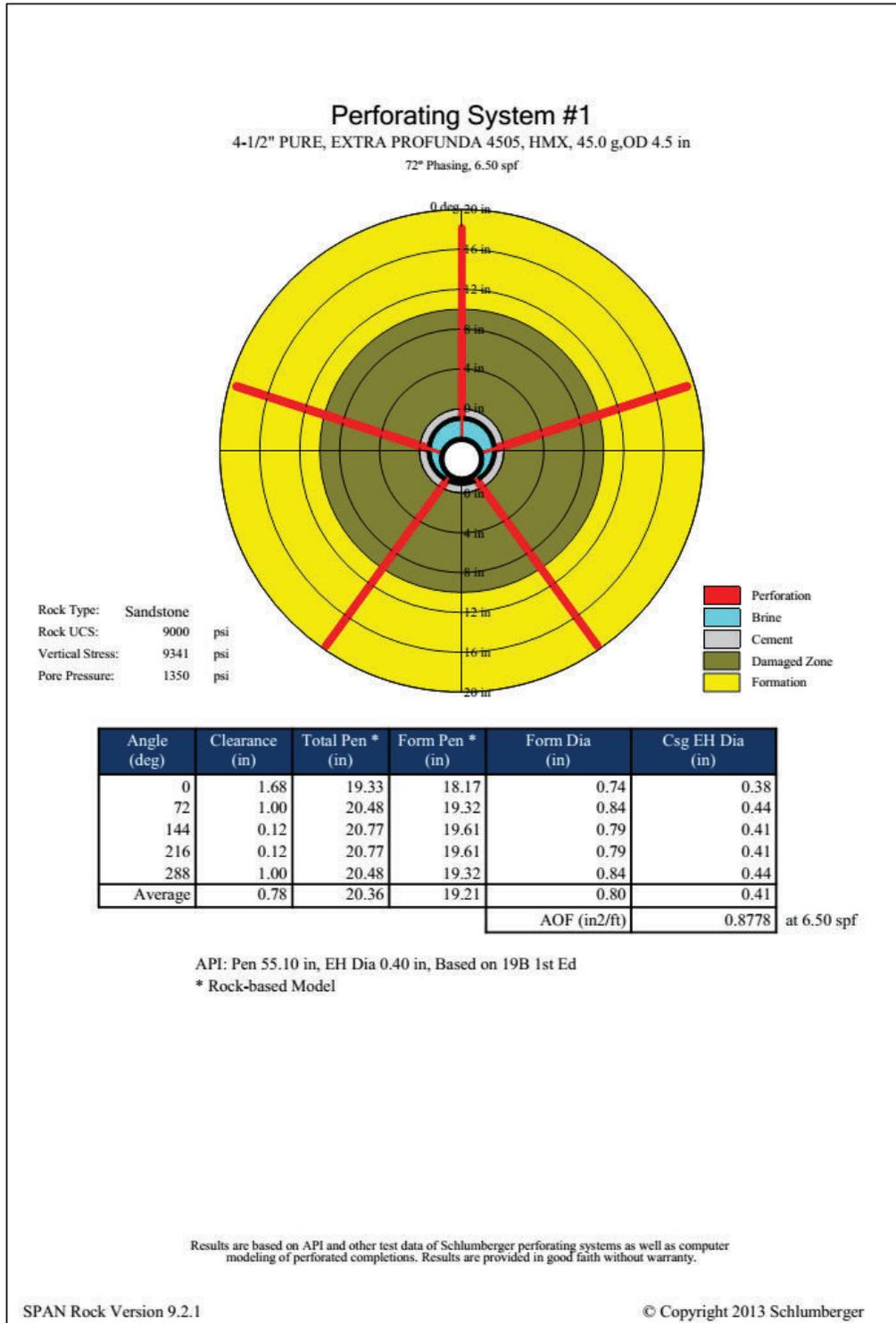
3.2.1.8 RESULTADOS POZO APP-238

La producción esperada del pozo APP-238 fue de 442 BPPD y la producción real fue de 438 BPPD (BFPD: 811; BSW: 46%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,09 BFPD/psi y el daño efectivo fue de -0,86 indicando que el pozo quedo estimulado después del cañoneo.

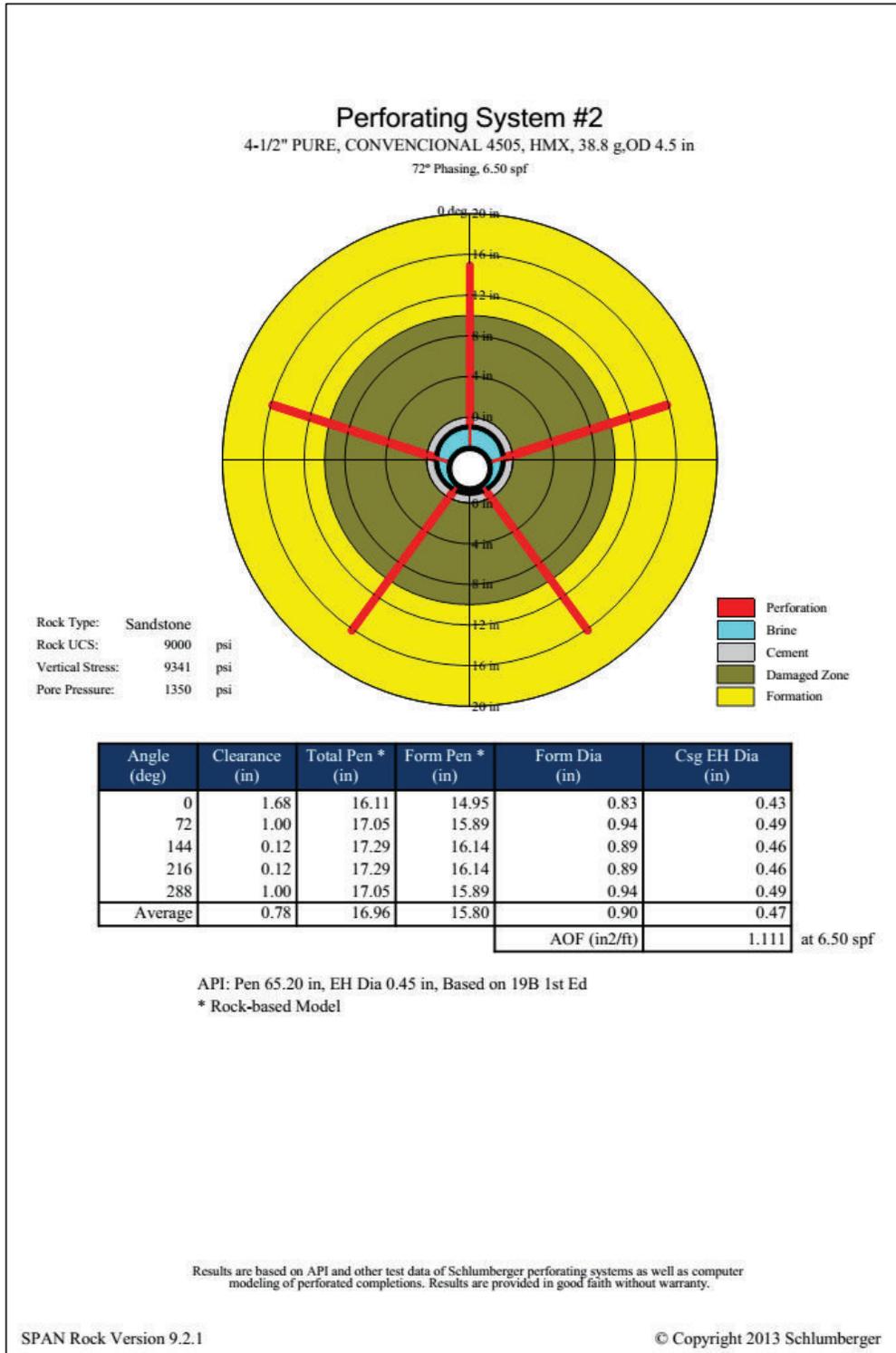
Well: APP-238											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9327.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9355.0	ft	Formation Height (TVD):	28.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.4	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=145 SCF/STB]						
Porosity:	14.0	%	Gravity (Density):	26.0	deg API						
Horizontal Permeability:	90.00	md	Form Volume Factor:	1.16	bb/STB						
Vertical Permeability:	18.00	md	Viscosity:	2.00	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	1350	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	195	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	28.0	72	6.50/100	6.50	1.50	0.85	0.50	19.21 *	0.80	0.41	
2	28.0	72	6.50/100	6.50	1.50	0.85	0.50	15.80 *	0.90	0.47	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	-0.86	-0.88	-0.88	0.01	0.00	0.00	2.379e-5	0.01678	1.15	1.09	818.1
2	-0.52	-0.53	-0.53	0.02	0.00	0.00	2.583e-5	0.01721	1.09	1.03	772.8
1. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=600 psi											

Al analizar los resultados con cargas convencionales se observa un incremento ligero en el daño efectivo a -0,52 y una reducción ligera en el índice de productividad a 1,03 BFPD/psi y producción esperada de fluido a 772 BFPD.

La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda fue de 19,21 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,88 pulg²/pie.

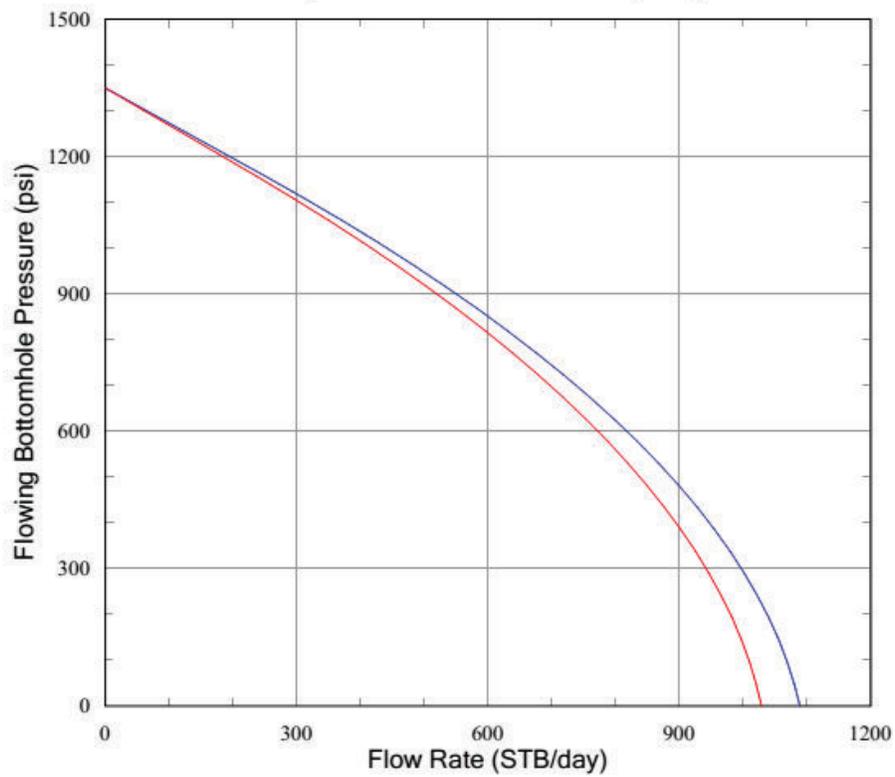


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales se estima en 15,80 pulgadas, con un área abierta al flujo de 1,11 pulg²/pie.



Well: APP-238

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	6.50	0.85	19.21/0.80 *	28.0	100
2	72	6.50	0.85	15.80/0.90 *	28.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 90.00 md
 kh/kv: 5.00
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 26.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.16 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 0 deg
 Formation Thickness (TVD): 28.0 ft
 Wellbore Length: 28.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

3.2.2 RESULTADOS DE LOS POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES

Los pozos a continuación mostrados fueron todos cañoneados con cargas convencionales. Sin embargo, con el objetivo de comparar el desempeño técnico de las cargas huecas de penetración extra profunda, se añade los resultados de las simulaciones del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda en el mismo sistema de cañoneo utilizado en el pozo.

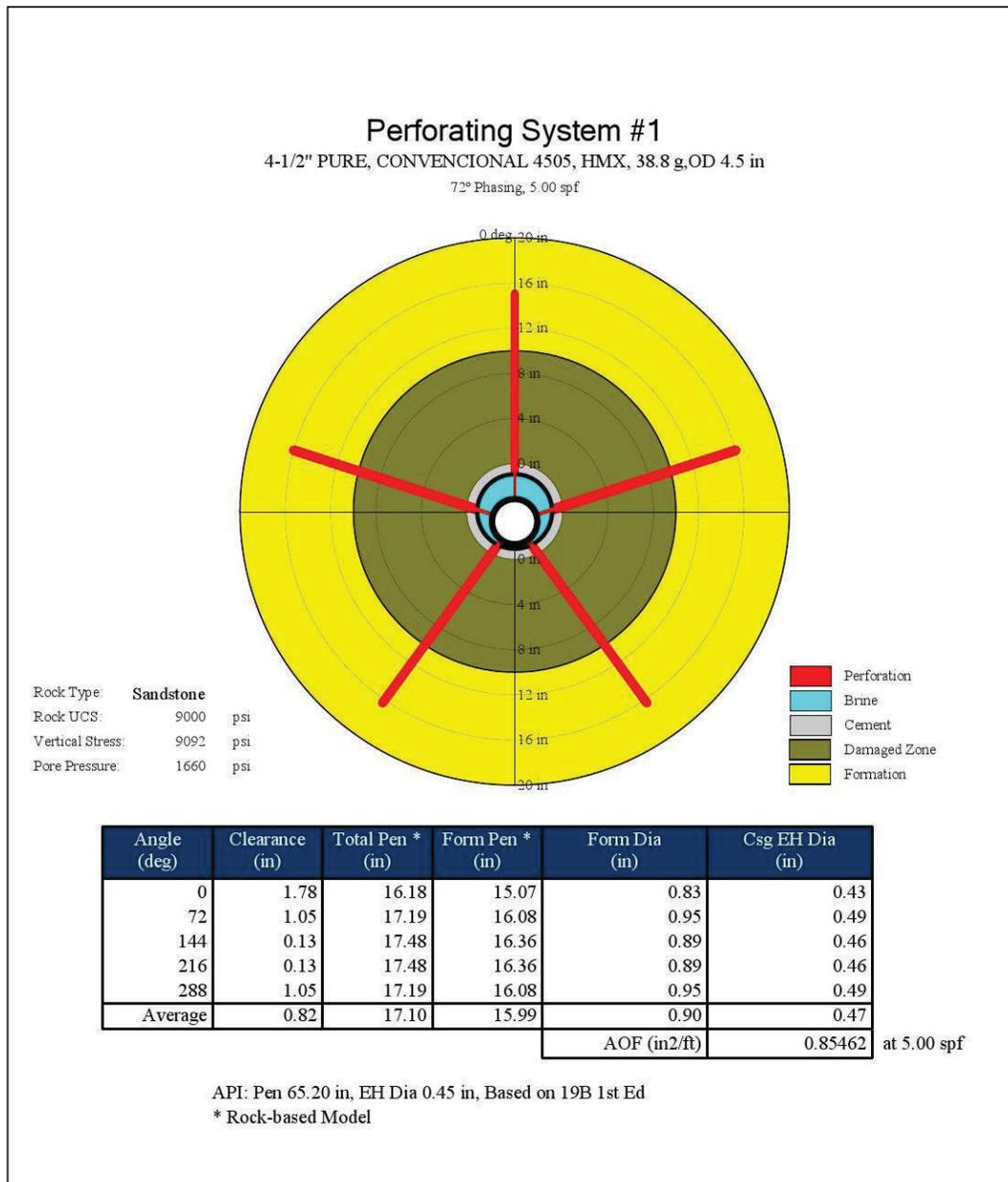
3.2.2.1 RESULTADOS POZO APP-84

La producción esperada del pozo APP-84 fue de 119 BPPD y la producción real fue de 118 BPPD (BFPD: 462; BSW: 75%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,55 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 0,32. Este pozo cuenta con un Build-Up tomado del 14 al 17 de diciembre del 2013, donde se indica que el daño total fue de 9 y el índice de productividad real fue de 0,529 BFPD/psi.

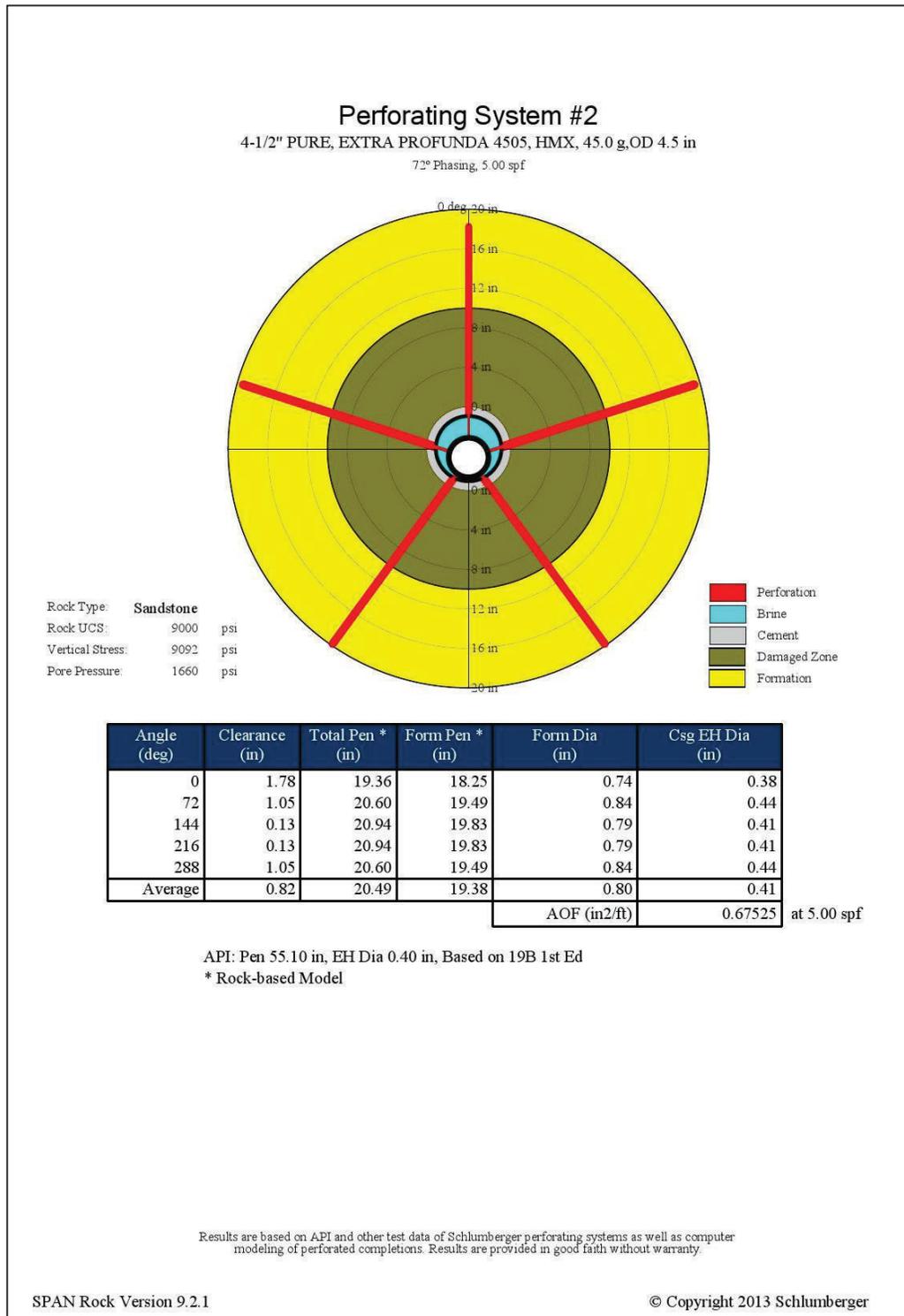
Productivity Report											
Well: APP-84											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9071.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9113.0	ft	Formation Height (TVD):	42.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.4	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=58.9 SCF/STB]						
Porosity:	13.0	%	Gravity (Density):	24.4	deg API						
Horizontal Permeability:	30.00	md	Form Volume Factor:	1.14	bbl/STB						
Vertical Permeability:	12.00	md	Viscosity:	1.90	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	1660	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	218	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	42.0	72	5.00/100	5.00	1.70	0.20	0.50	15.99 *	0.90	0.47	
2	42.0	72	5.00/100	5.00	1.70	0.20	0.50	19.38 *	0.80	0.41	
* Rock-based Model. Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	0.32	0.31	0.31	0.45	0.00	0.00	2.62e-5	0.01069	0.96	0.55	464.9
2	-0.21	-0.22	-0.22	0.40	0.00	0.00	2.375e-5	0.01048	1.03	0.59	503.0
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=810 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el pozo pudo quedar estimulado tras el cañoneo, daño efectivo -0,21; e incrementar su índice de productividad a 0,59 BFPD/psi y producción esperada a 503 BFPD.

La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales fue de 15,99 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,85 pulg²/pie.

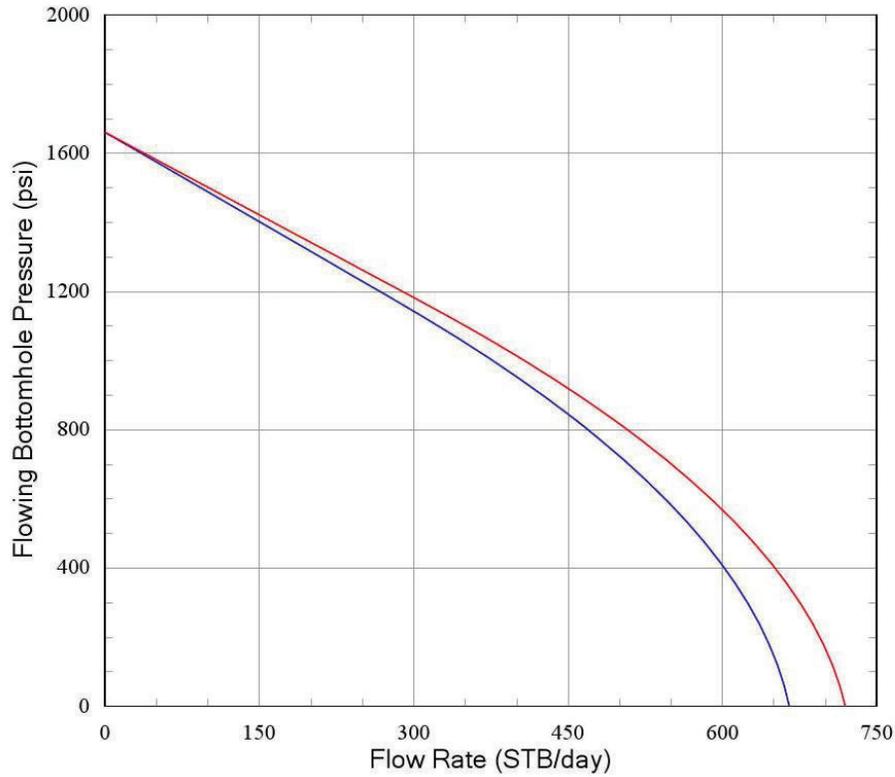


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,38 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,67 pulg²/pie.



Well: APP-84

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.20	15.99/0.90 *	42.0	100
2	72	5.00	0.20	19.38/0.80 *	42.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 30.00 md
 kh/kv: 2.50
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 24.4 deg API
 Form Volume Factor: 1.14 bbl/STB

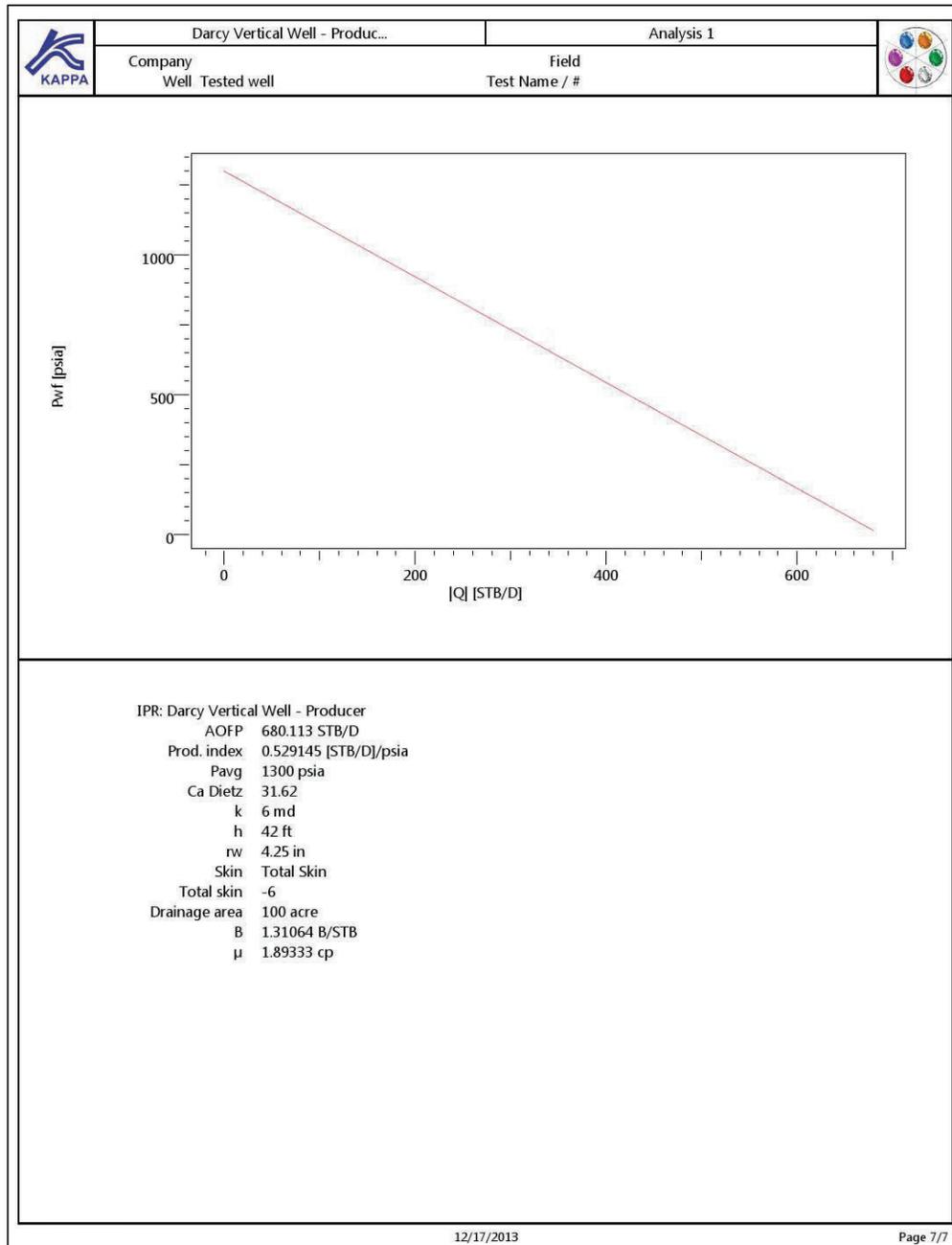
Completion

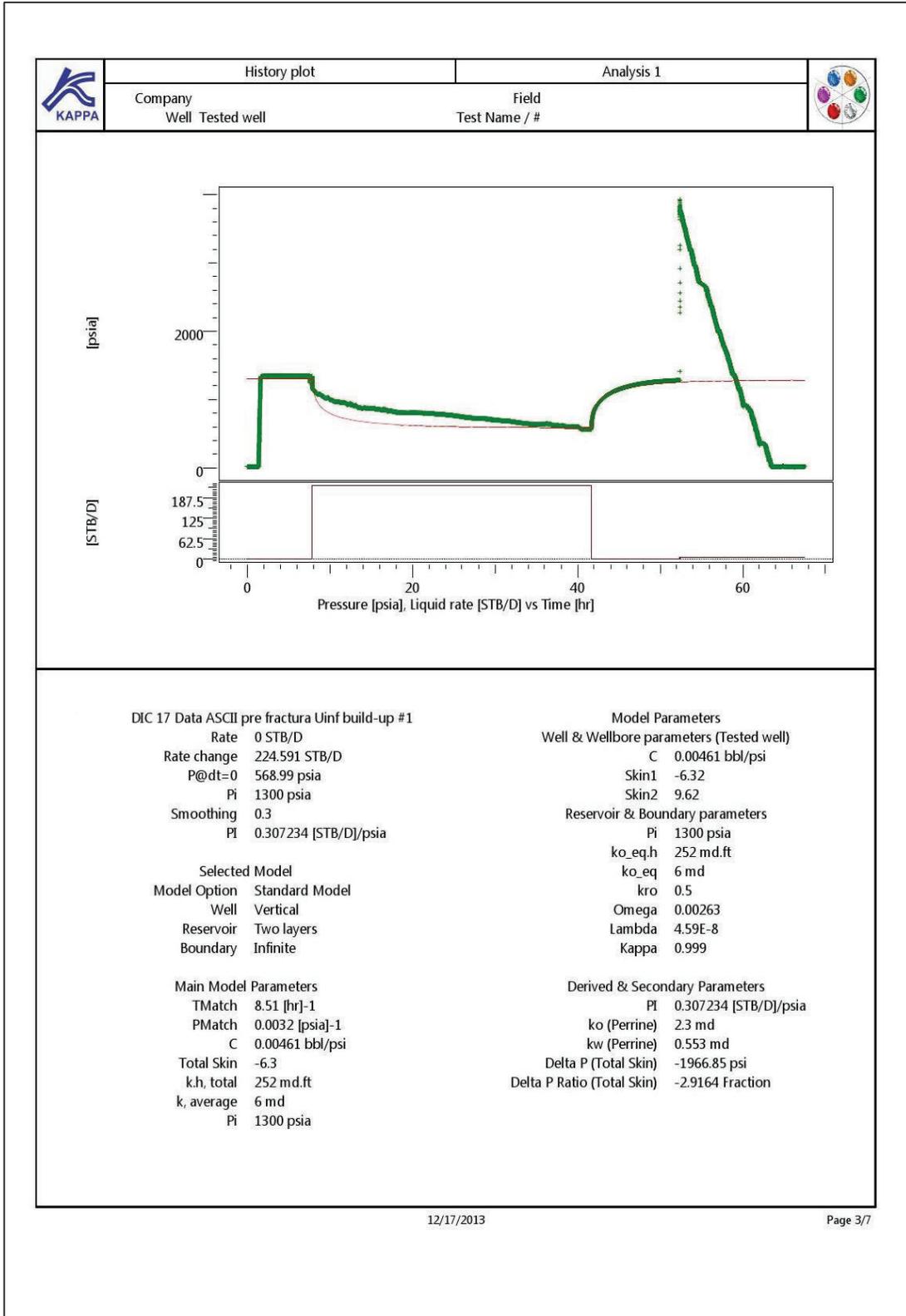
Well Deviation: 0 deg
 Formation Thickness (TVD): 42.0 ft
 Wellbore Length: 42.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

Los resultados del Build-Up del pozo APP-84 indican una restauración de presión de reservorio de 1277 psia a 8902 pies.

El pozo se encuentra moderadamente dañado, daño total 9,62; y su máximo potencial de flujo es de 680,11 BFPD con índice de productividad real de 0,53 BFPD/psi. El alto corte de agua de este pozo (BSW: 75%) provoca que la curva IPR muestre tendencia lineal y una baja capacidad de flujo.





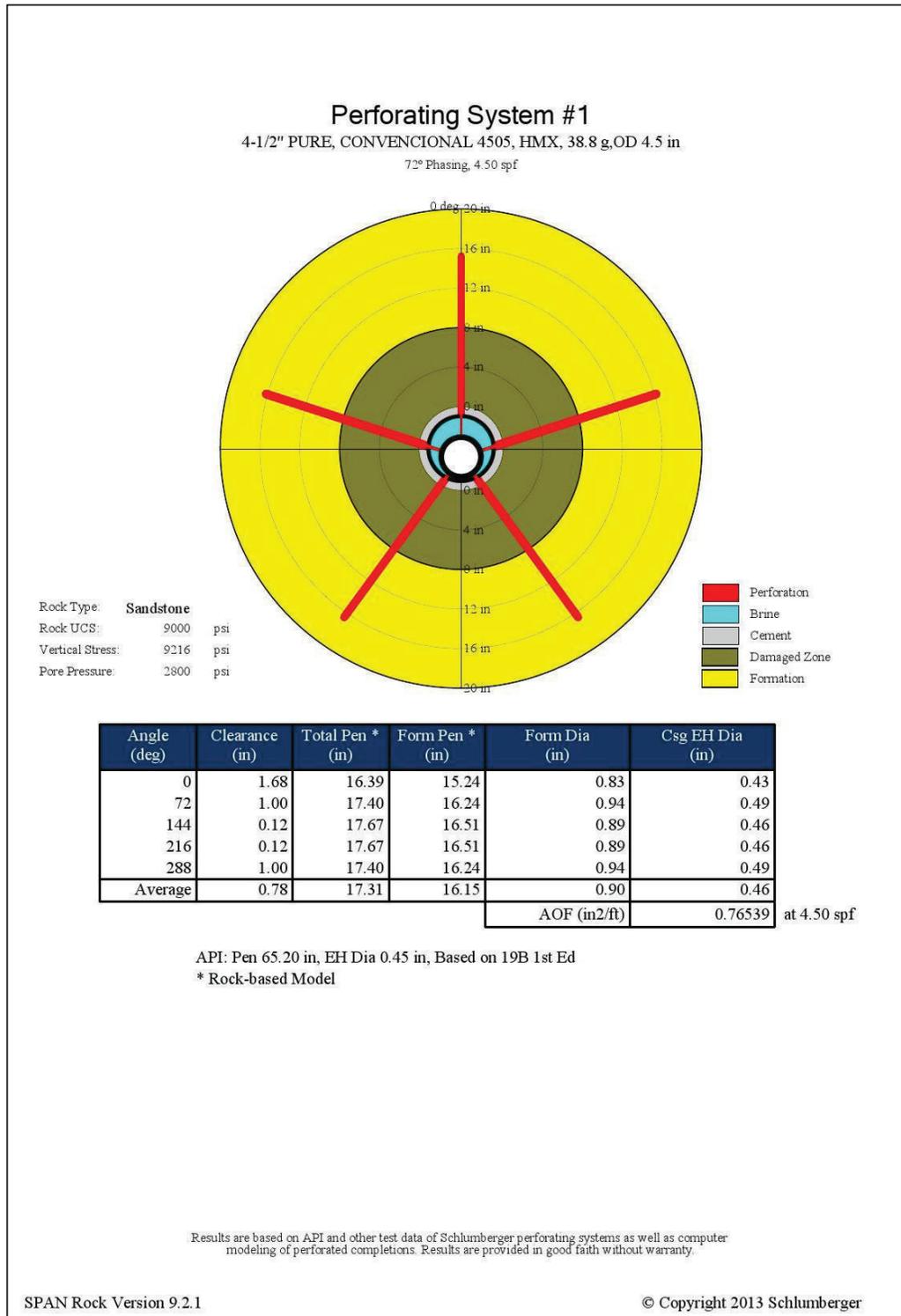
3.2.2.2 RESULTADOS POZO APP-165

La producción esperada del pozo APP-165 fue de 1616 BPPD y la producción real fue de 1624 BPPD (BFPD: 2952; BSW: 45%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,84 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 9,29 indicando un daño alto en el pozo después del cañoneo.

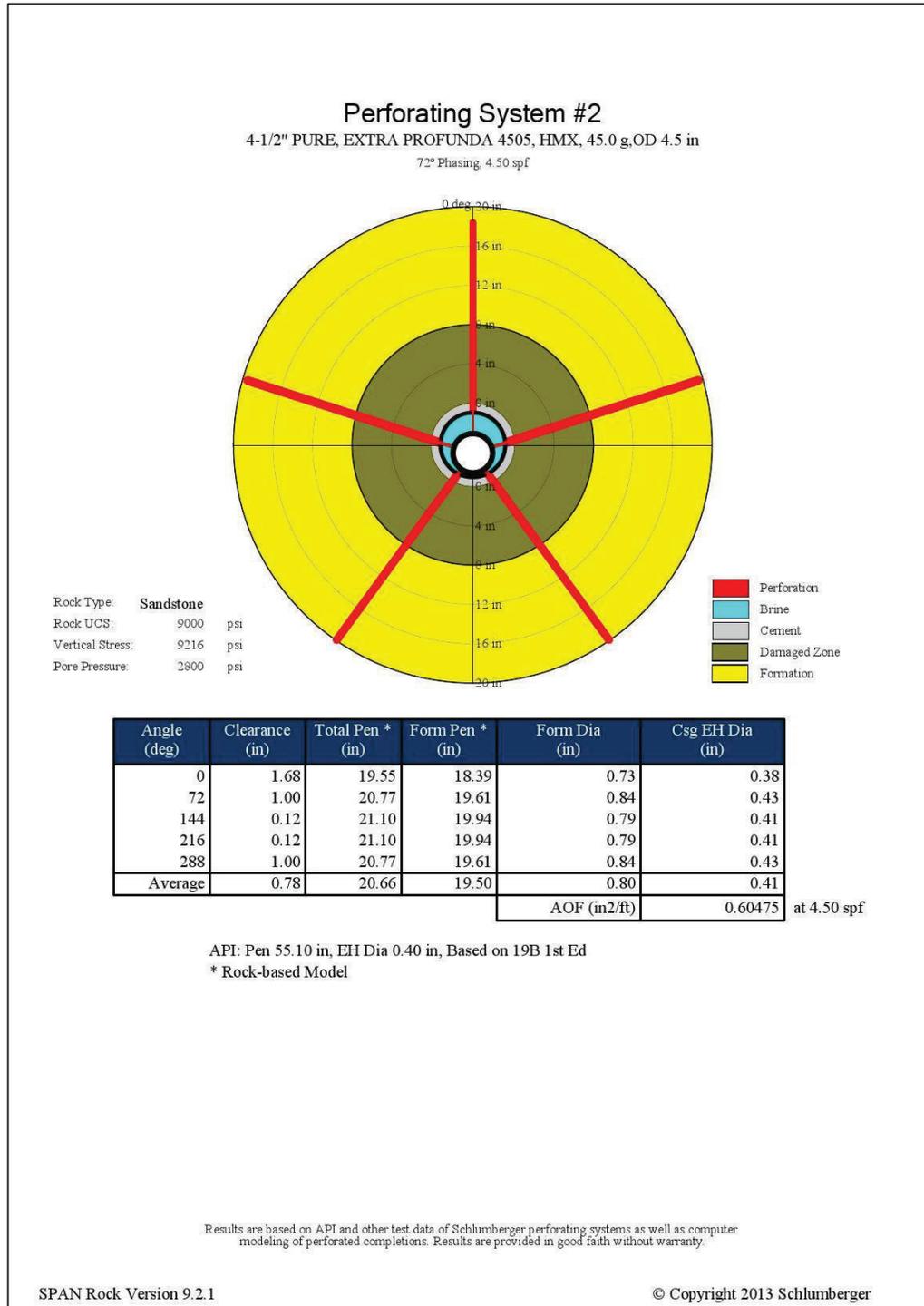
Well: APP-165											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9184.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9248.0	ft	Formation Height (TVD):	64.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	81/81							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.763	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=170 SCF/STB]						
Porosity:	19.5	%	Gravity (Density):	18.0	deg API						
Horizontal Permeability:	175.00	md	Form Volume Factor:	1.28	bbbl/STB						
Vertical Permeability:	20.00	md	Viscosity:	2.10	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2800	psi						
Wellbore Damage:	8	in	Formation Temperature:	216	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	52.0	72	4.50/100	4.50	0.20	0.03	0.50	16.15 *	0.90	0.46	
2	52.0	72	4.50/100	4.50	0.20	0.03	0.50	19.50 *	0.80	0.41	
* Rock-based Model. Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	9.29	9.17	6.60	4.00	0.00	1.04	5.242e-5	0.1203	0.43	1.84	2938.3
2	7.25	7.13	4.94	3.59	0.00	1.04	4.438e-5	0.1167	0.49	2.10	3366.1
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1200 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse a 7,25 y el índice de productividad aumentar a 2,10 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 3366 BFPD.

La penetración promedio de los disparos usando cargas convencionales dentro de la formación fue de 16,15 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,77 pulg²/pie.

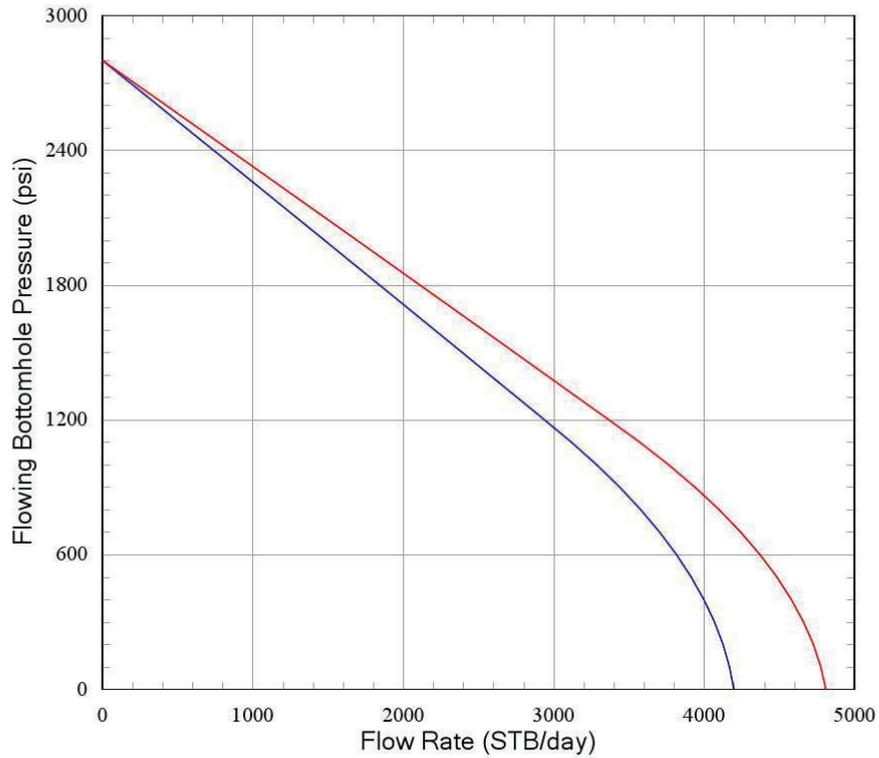


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,50 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,60 pulg²/pie.



Well: APP-165

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	4.50	0.03	16.15/0.90 *	52.0	81
2	72	4.50	0.03	19.50/0.80 *	52.0	81

* Rock-based Model

Formation

kh: 175.00 md
 kh/kv: 8.75
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 8 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 18.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.28 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 0 deg
 Formation Thickness (TVD): 64.0 ft
 Wellbore Length: 64.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

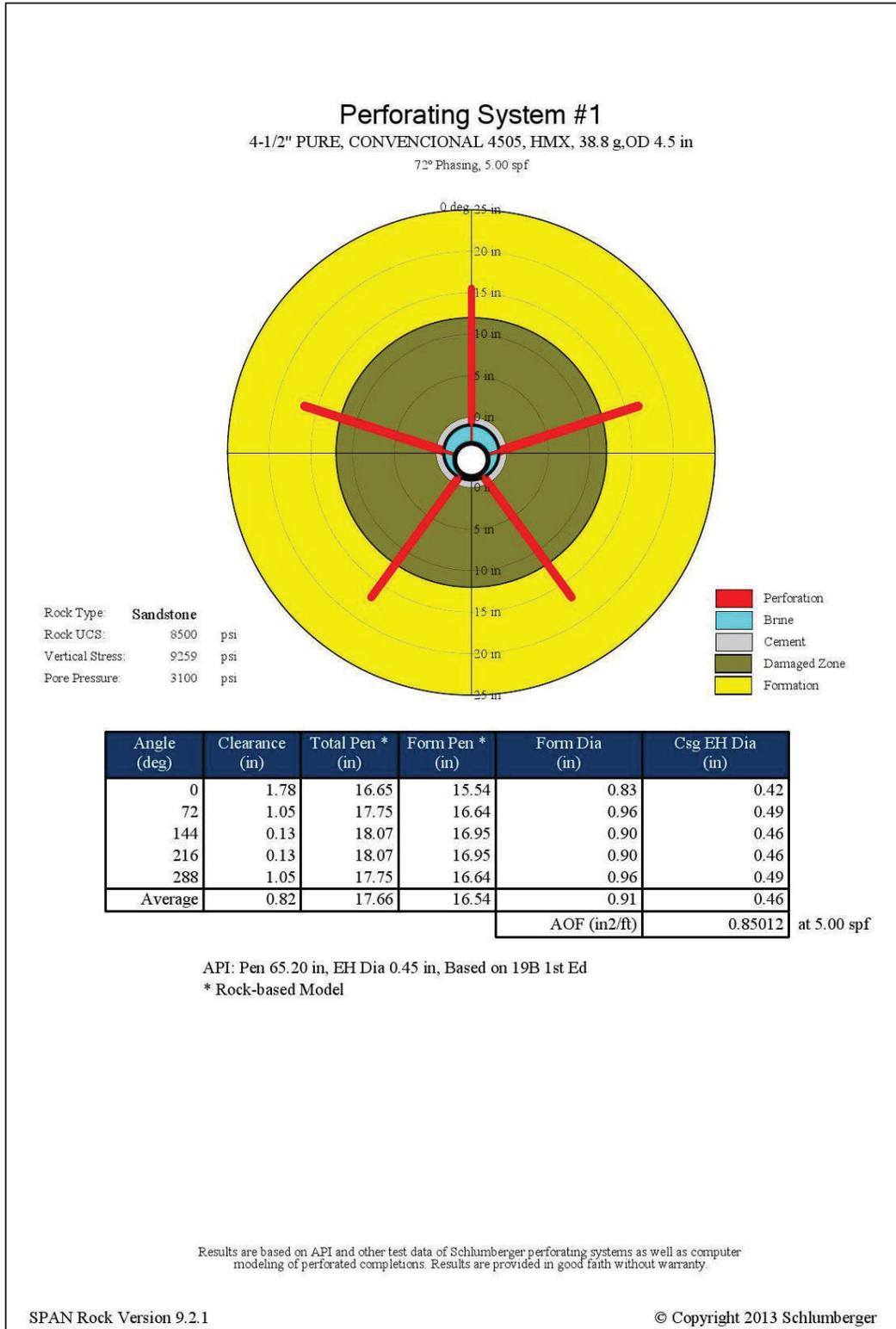
3.2.2.3 RESULTADOS POZO APP-181

La producción esperada del pozo APP-181 fue de 1900 BPPD y la producción real fue de 1924 BPPD (BFPD: 1963; BSW: 2%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,84 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 0,21 indicando que el pozo quedó con un daño leve después del trabajo de cañoneo.

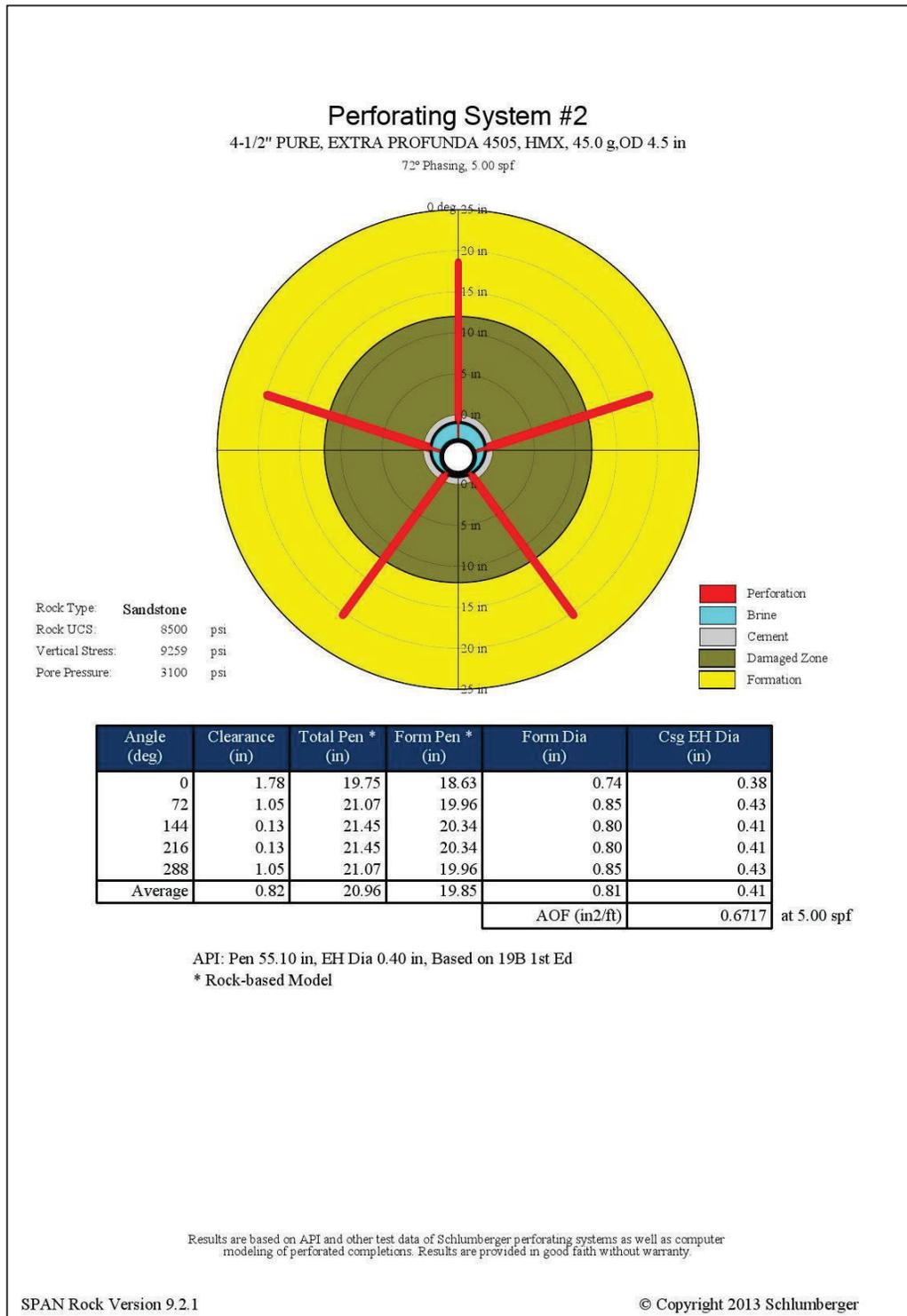
Well: APP-181											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	17	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9236.4	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9282.3	ft	Formation Height (TVD):	45.9	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	85/85							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.763	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=236 SCF/STB]						
Porosity:	15.0	%	Gravity (Density):	24.0	deg API						
Horizontal Permeability:	45.00	md	Form Volume Factor:	1.30	bb/STB						
Vertical Permeability:	5.00	md	Viscosity:	1.86	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	3100	psi						
Wellbore Damage:	12	in	Formation Temperature:	215	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	41.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.95	0.50	16.54 *	0.91	0.46	
2	41.0	72	5.00/100	5.00	0.00	0.95	0.50	19.85 *	0.81	0.41	
* Rock-based Model. Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	0.26	0.21	-0.39	0.01	-0.03	0.69	3.601e-5	0.05382	0.97	0.84	1938.5
2	-0.19	-0.25	-0.78	0.01	-0.03	0.69	3.327e-5	0.05316	1.04	0.90	2072.5
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=800 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse a -0,19 y el índice de productividad aumentar a 1,04 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 2072 BFPD.

La penetración promedio de los disparos usando cargas convencionales dentro de la formación fue de 16,54 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,85 pulg²/pie.

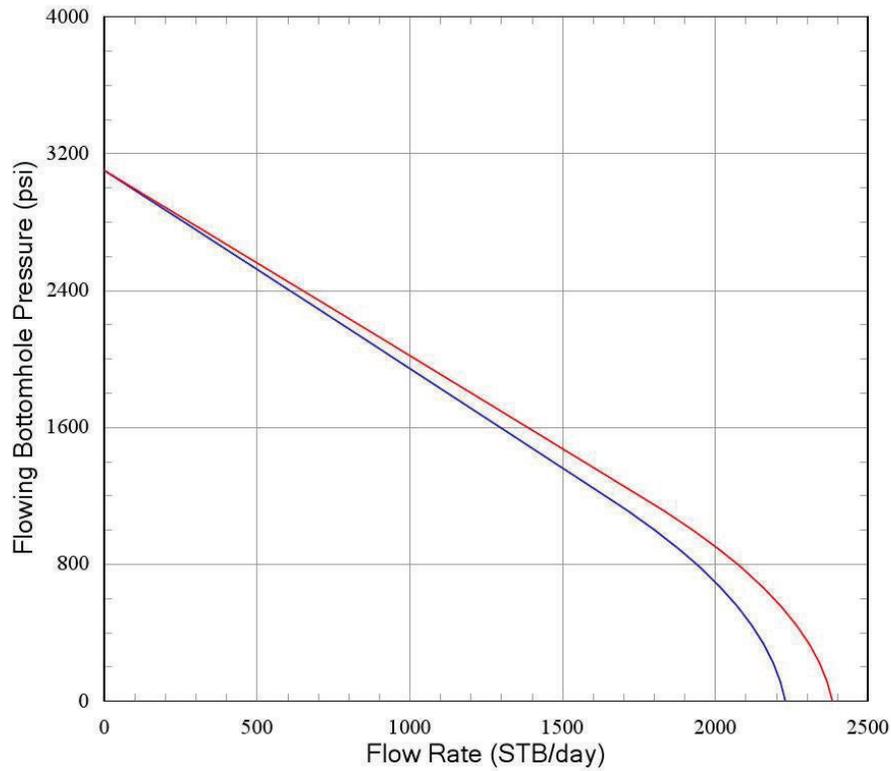


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,85 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,67 pulg²/pie.



Well: APP-181

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.95	16.54/0.91 *	41.0	85
2	72	5.00	0.95	19.85/0.81 *	41.0	85

* Rock-based Model

Formation

kh: 45.00 md
 kh/kv: 9.00
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 12 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 24.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.30 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 17 deg
 Formation Thickness (TVD): 45.9 ft
 Wellbore Length: 48.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

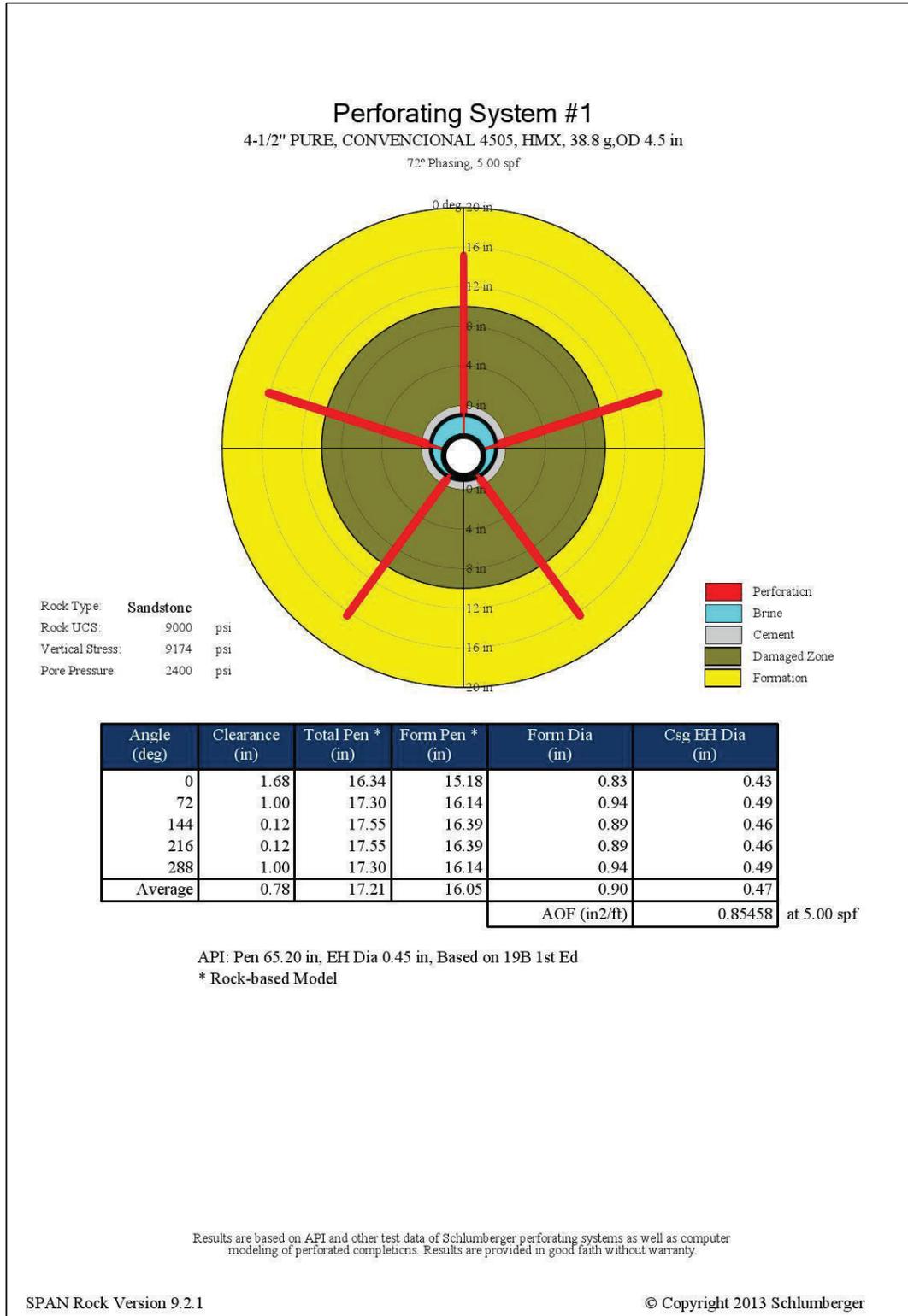
3.2.2.4 RESULTADOS POZO APP-225

La producción esperada del pozo APP-225 fue de 1924 BPPD y la producción real fue de 1922 BPPD (BFPD: 1981; BSW: 3%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,65 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 1,49 indicando que el pozo quedo un daño leve.

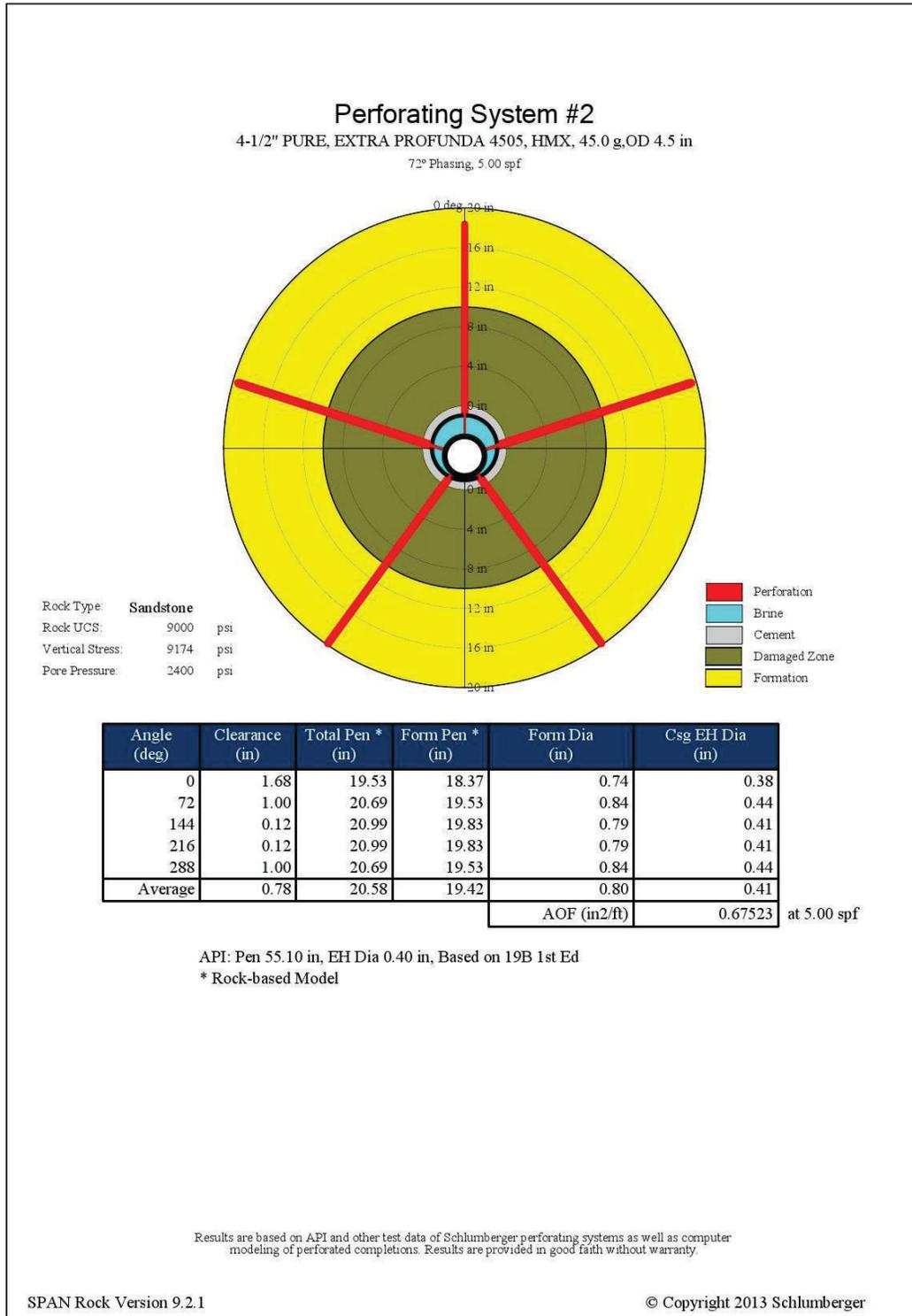
Well: APP-225											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9146.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9202.0	ft	Formation Height (TVD):	56.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	77/77							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.4	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=266 SCF/STB]						
Porosity:	13.0	%	Gravity (Density):	26.6	deg API						
Horizontal Permeability:	80.00	md	Form Volume Factor:	1.16	bb/STB						
Vertical Permeability:	16.00	md	Viscosity:	2.00	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2400	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	195	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	43.0	72	5.00/100	5.00	2.00	0.35	0.50	16.05 *	0.90	0.47	
2	43.0	72	5.00/100	5.00	2.00	0.35	0.50	19.42 *	0.80	0.41	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	1.49	1.45	0.13	0.21	0.00	1.28	2.266e-5	0.03874	0.82	1.65	1983.5
2	0.87	0.83	-0.35	0.19	0.00	1.28	2.074e-5	0.03837	0.89	1.79	2145.9
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1200 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse a 0,87 y el índice de productividad aumentar a 1,79 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 2145 BFPD.

La penetración promedio de los disparos usando cargas convencionales dentro de la formación fue de 16,05 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,85 pulg²/pie.

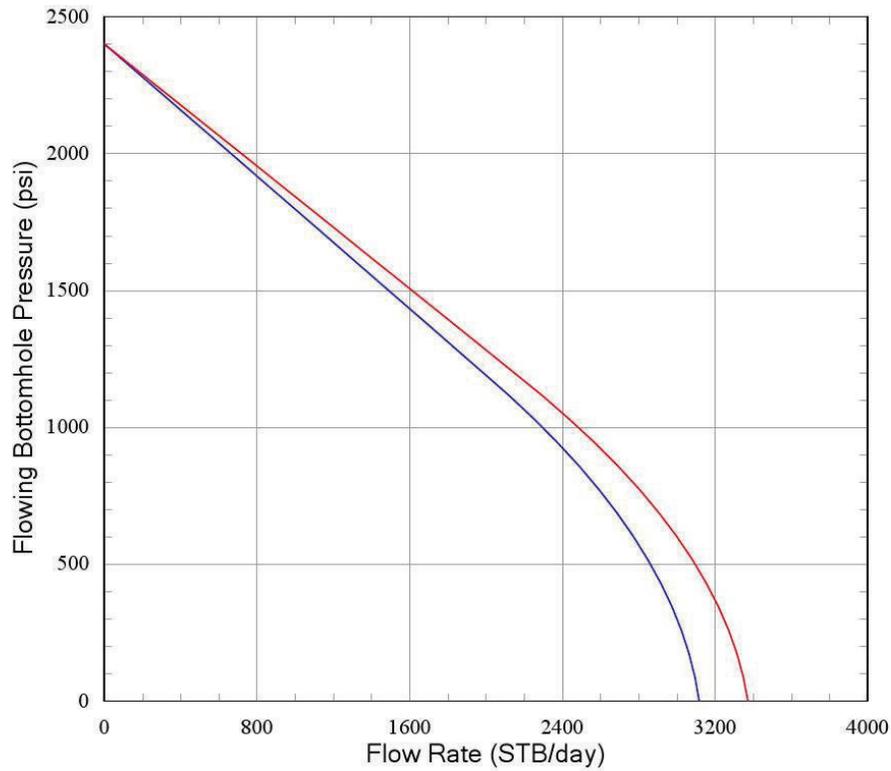


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,42 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,675 pulg²/pie.



Well: APP-225

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.35	16.05/0.90 *	43.0	77
2	72	5.00	0.35	19.42/0.80 *	43.0	77

* Rock-based Model

Formation

kh: 80.00 md
 kh/kv: 5.00
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 26.6 deg API
 Form Volume Factor: 1.16 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 0 deg
 Formation Thickness (TVD): 56.0 ft
 Wellbore Length: 56.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

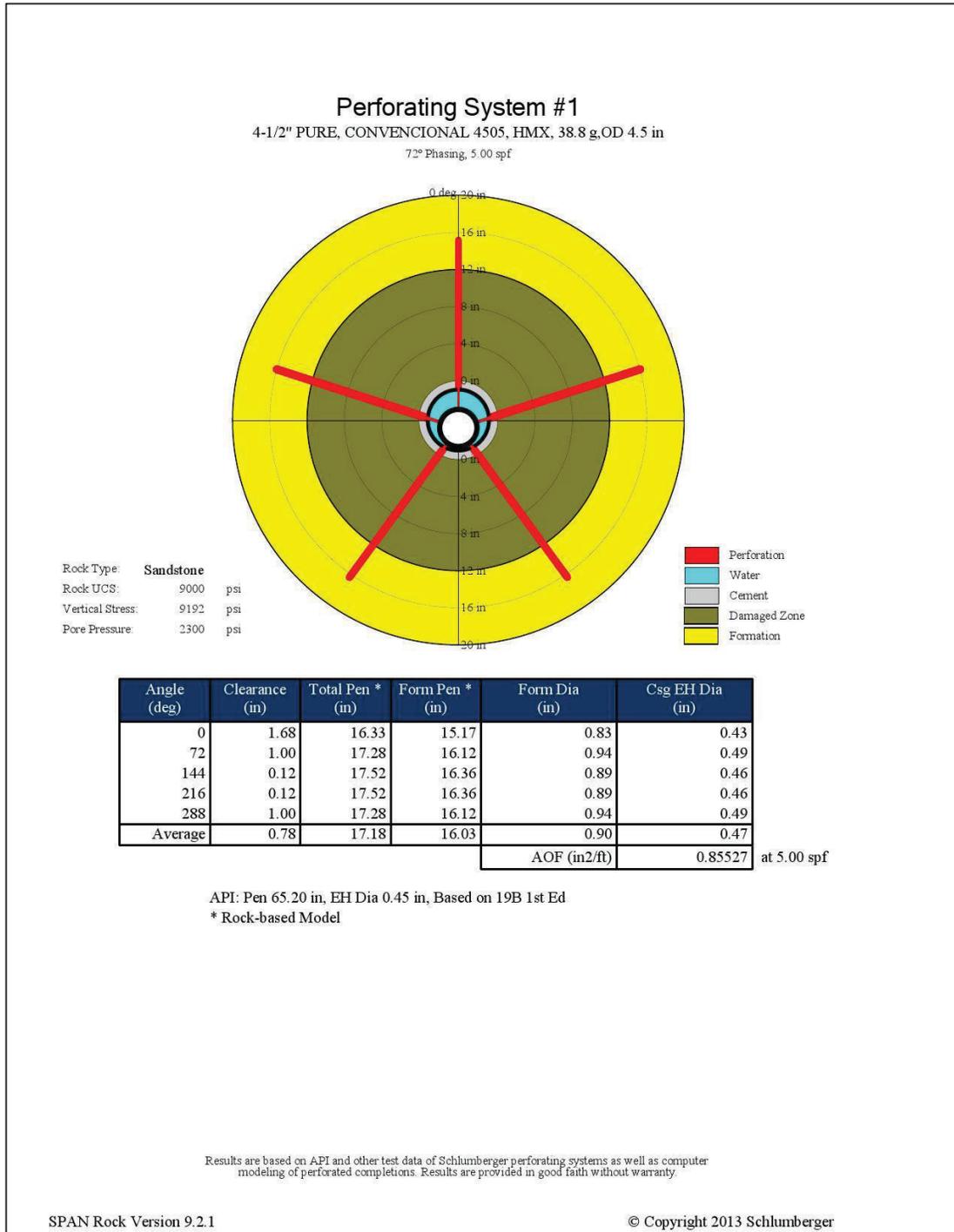
3.2.2.5 RESULTADOS POZO APP-226

La producción esperada del pozo APP-226 fue de 493 BPPD y la producción real fue de 492 BPPD (BFPD: 864; BSW: 43%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,67 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 11,68 indicando un daño alto en el pozo después del cañoneo.

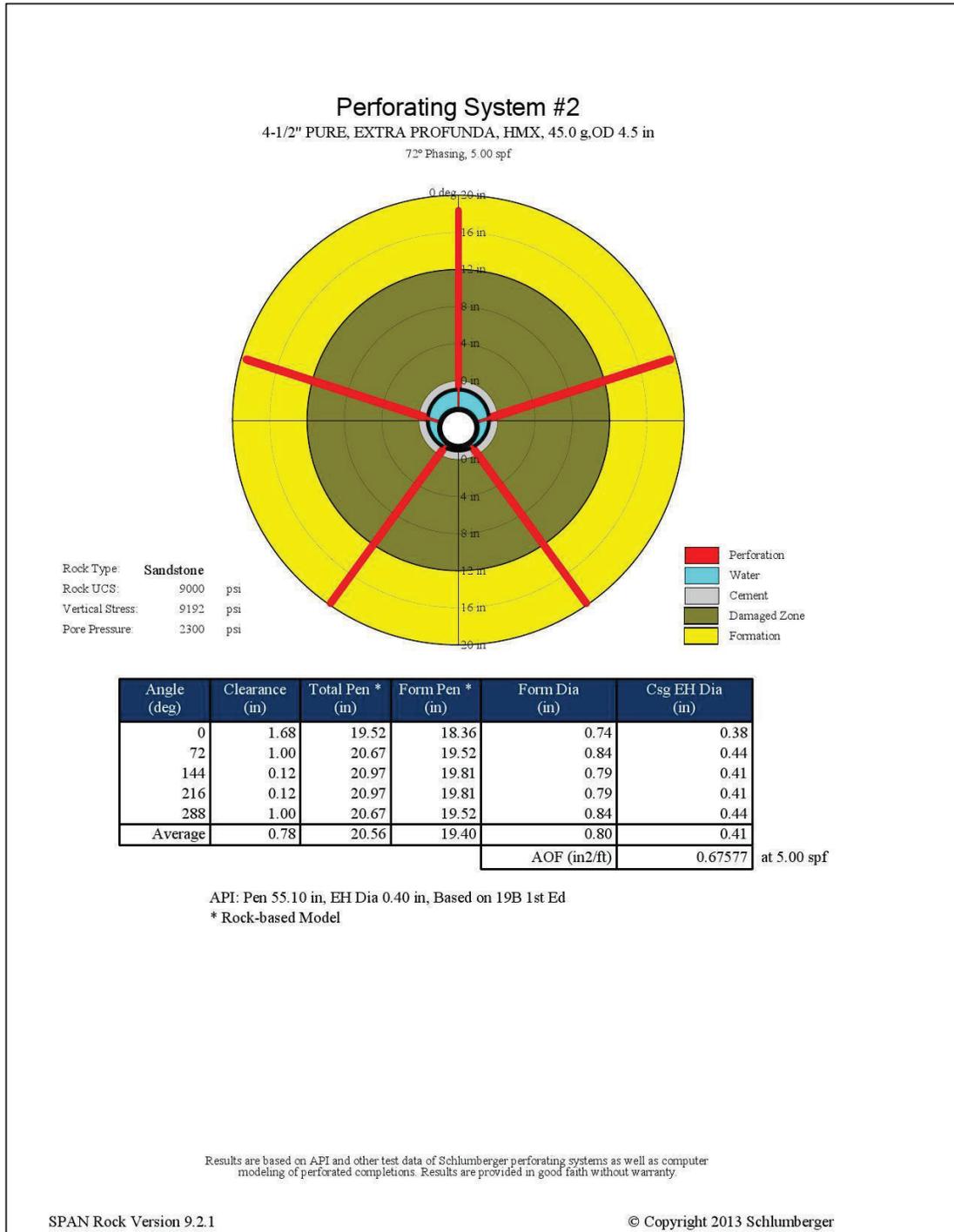
Well: APP-226											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	11	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9167.6	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9215.7	ft	Formation Height (TVD):	48.1	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Water		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.34	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=136 SCF/STB]						
Porosity:	13.0	%	Gravity (Density):	23.7	deg API						
Horizontal Permeability:	100.00	md	Form Volume Factor:	1.28	bbbl/STB						
Vertical Permeability:	10.00	md	Viscosity:	2.15	cp						
kd/k:	0.10		Pore Pressure:	2300	psi						
Wellbore Damage:	12	in	Formation Temperature:	215	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	49.0	72	5.00/100	5.00	0.50	0.03	0.50	16.03 *	0.90	0.47	
2	49.0	72	5.00/100	5.00	0.50	0.03	0.50	19.40 *	0.80	0.41	
* Rock-based Model. Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	11.68	11.63	11.64	3.75	-0.01	0.00	7.252e-5	0.04898	0.37	0.67	864.5
2	7.16	7.10	7.11	3.36	-0.01	0.00	6.276e-5	0.05616	0.49	0.88	1145.3
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1000 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse a 7,16 siendo todavía un daño alto, pero el índice de productividad pudo aumentar a 0,88 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 1145 BFPD.

La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales fue de 16,03 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,86 pulg²/pie.

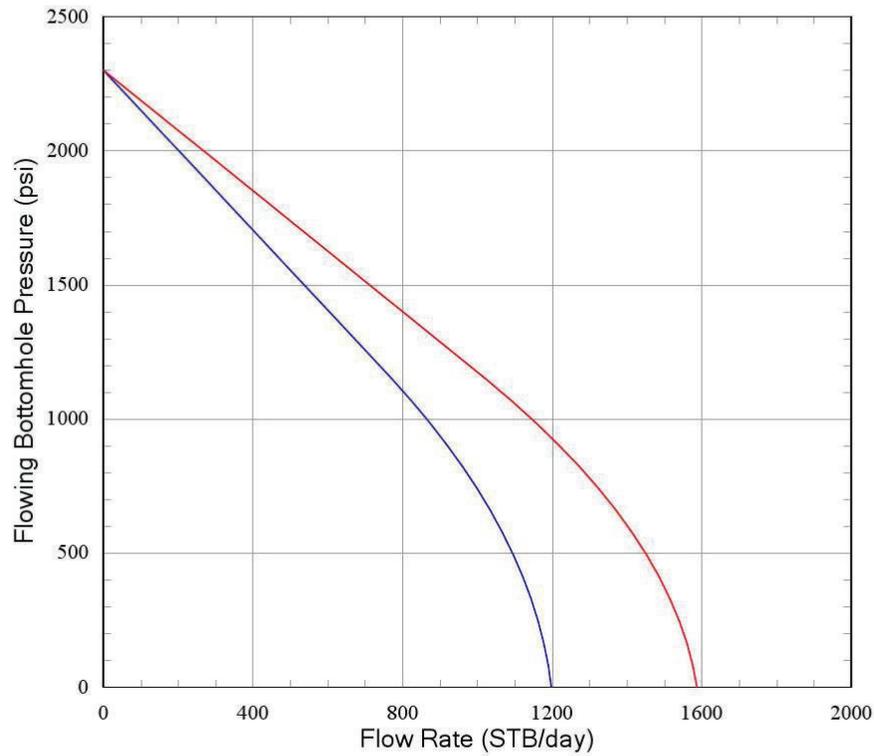


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,40 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,675 pulg²/pie.



Well: APP-226

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.03	16.03/0.90 *	49.0	100
2	72	5.00	0.03	19.40/0.80 *	49.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 100.00 md
 kh/kv: 10.00
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 12 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 23.7 deg API
 Form Volume Factor: 1.28 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 11 deg
 Formation Thickness (TVD): 48.1 ft
 Wellbore Length: 49.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

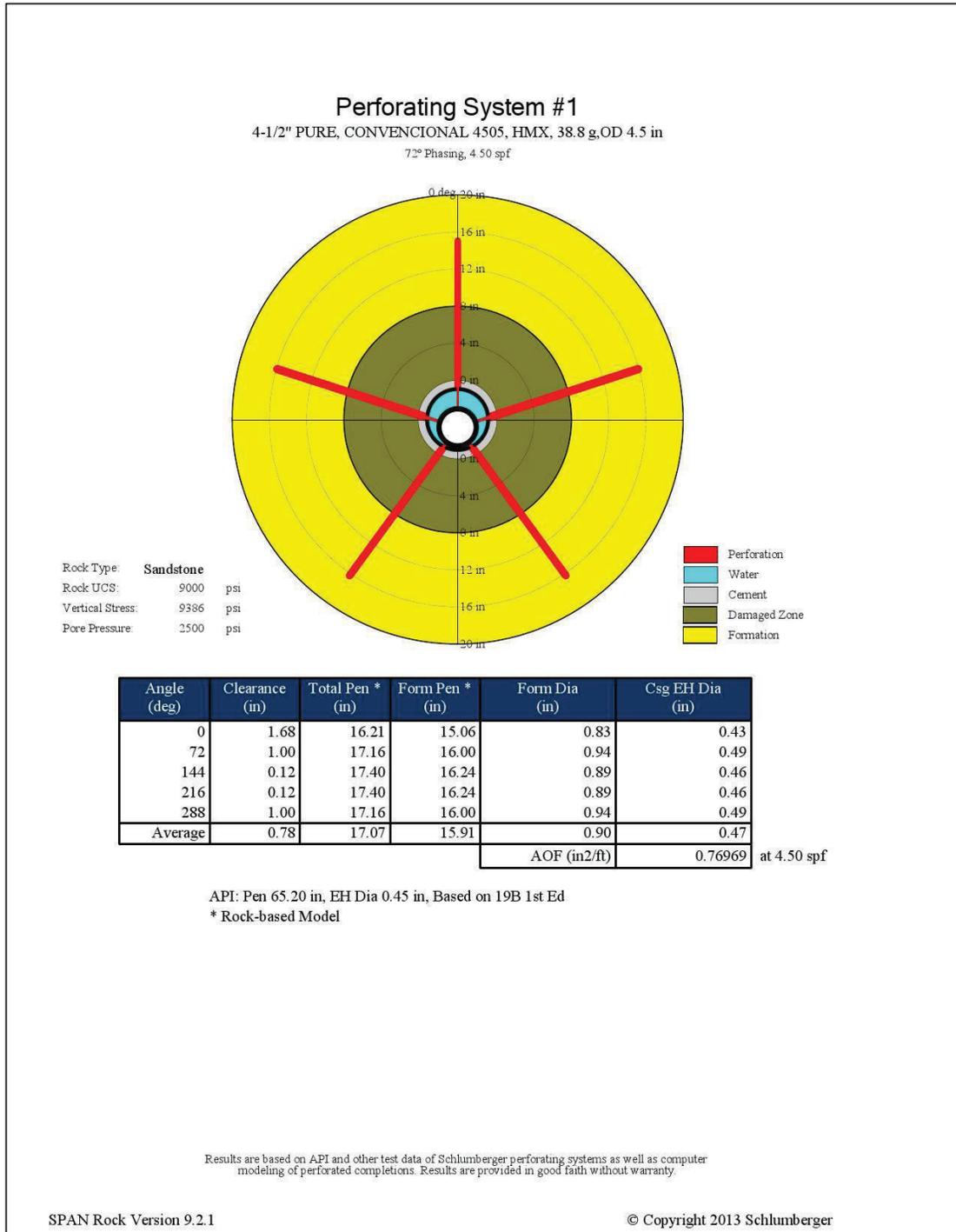
3.2.2.6 RESULTADOS POZO APP-235

La producción esperada del pozo APP-235 fue de 1346 BPPD y la producción real fue de 1345 BPPD (BFPD: 1922; BSW: 30%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,67 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 2,80 indicando que el pozo quedo con un daño leve.

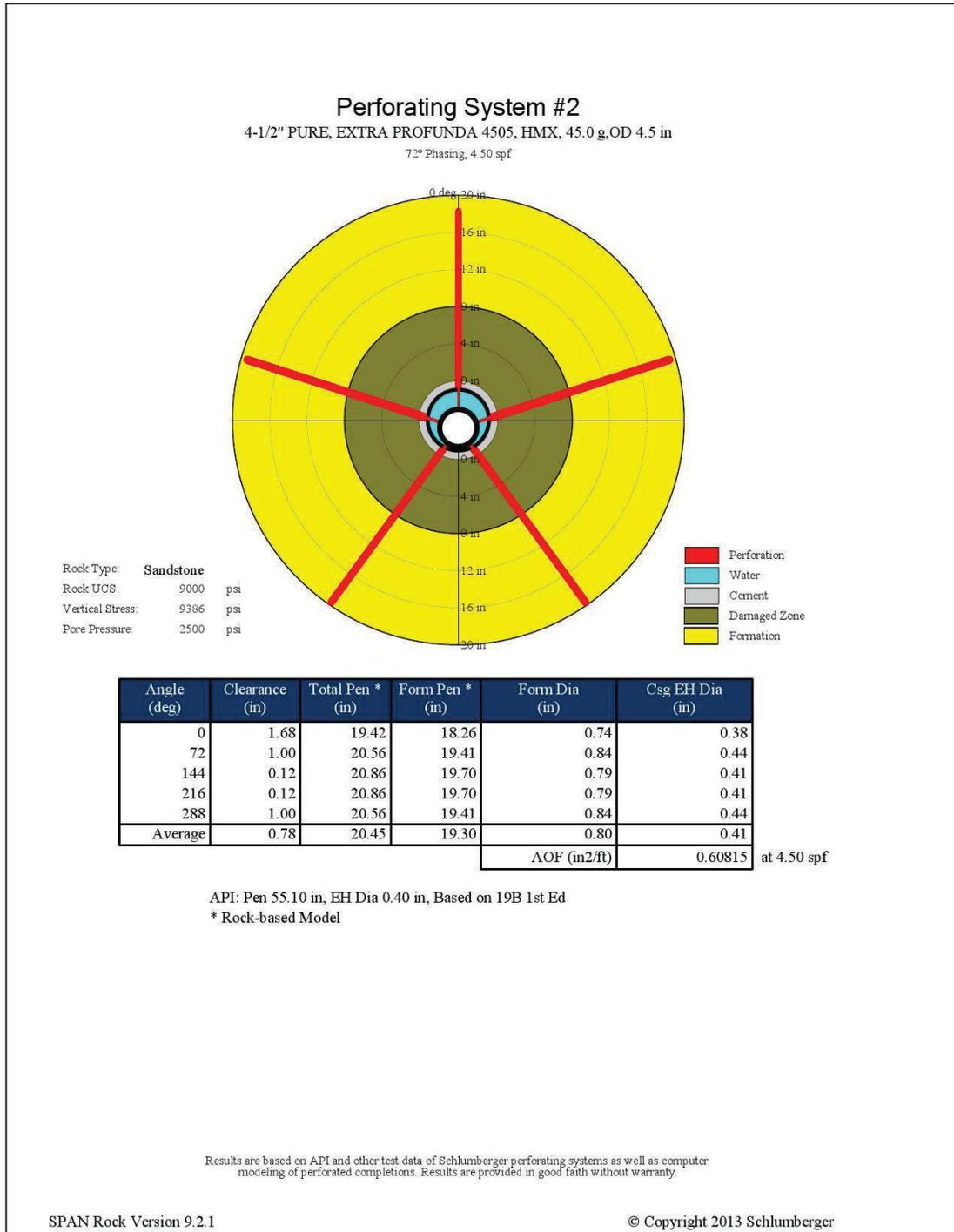
Well: APP-235											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	11	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9373.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9399.5	ft	Formation Height (TVD):	26.5	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	85/85							
Wellbore Fluid:	Water		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.345	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=243 SCF/STB]						
Porosity:	12.0	%	Gravity (Density):	31.0	deg API						
Horizontal Permeability:	95.00	md	Form Volume Factor:	1.21	bbbl/STB						
Vertical Permeability:	10.00	md	Viscosity:	0.92	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2500	psi						
Wellbore Damage:	8	in	Formation Temperature:	218	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	23.0	72	4.50/100	4.50	0.50	0.09	0.50	15.91 *	0.90	0.47	
2	23.0	72	4.50/100	4.50	0.50	0.09	0.50	19.30 *	0.80	0.41	
* Rock-based Model: Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Deviation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	2.80	2.61	1.71	1.22	-0.01	0.62	1.171e-4	0.1862	0.72	1.67	1923.3
2	1.92	1.74	0.96	1.09	-0.01	0.62	1.03e-4	0.1803	0.80	1.84	2118.1
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=1350 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse a 1,92 y el índice de productividad aumentar a 1,84 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 2118 BFPD.

La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas convencionales fue de 15,91 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,77 pulg²/pie.

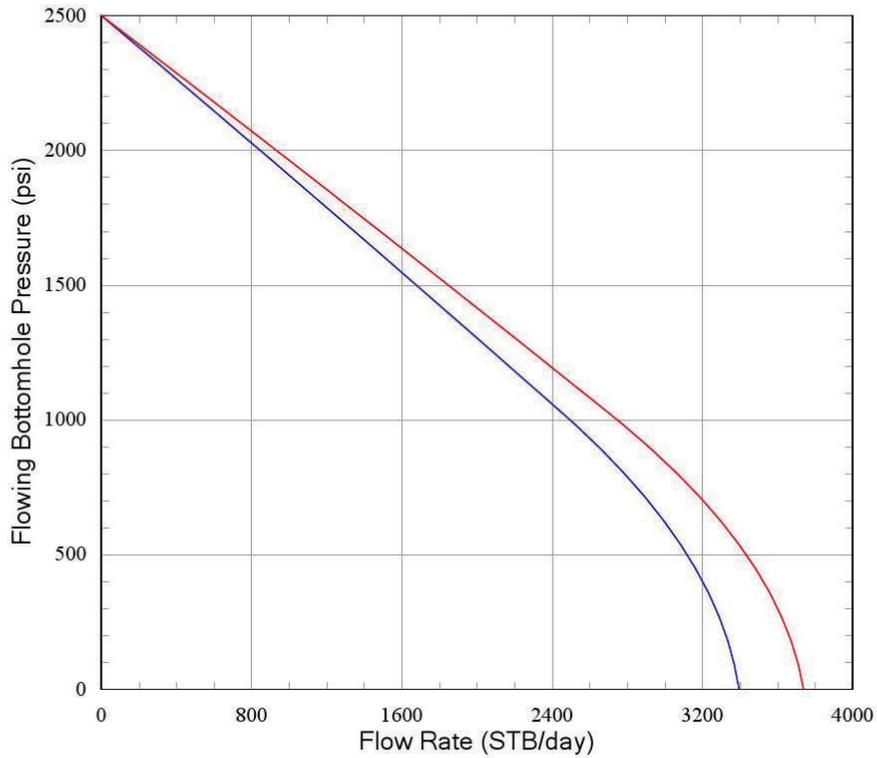


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,30 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,61 pulg²/pie.



Well: APP-235

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	4.50	0.09	15.91/0.90 *	23.0	85
2	72	4.50	0.09	19.30/0.80 *	23.0	85

* Rock-based Model

Formation

kh: 95.00 md
 kh/kv: 9.50
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 8 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 31.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.21 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 11 deg
 Formation Thickness (TVD): 26.5 ft
 Wellbore Length: 27.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

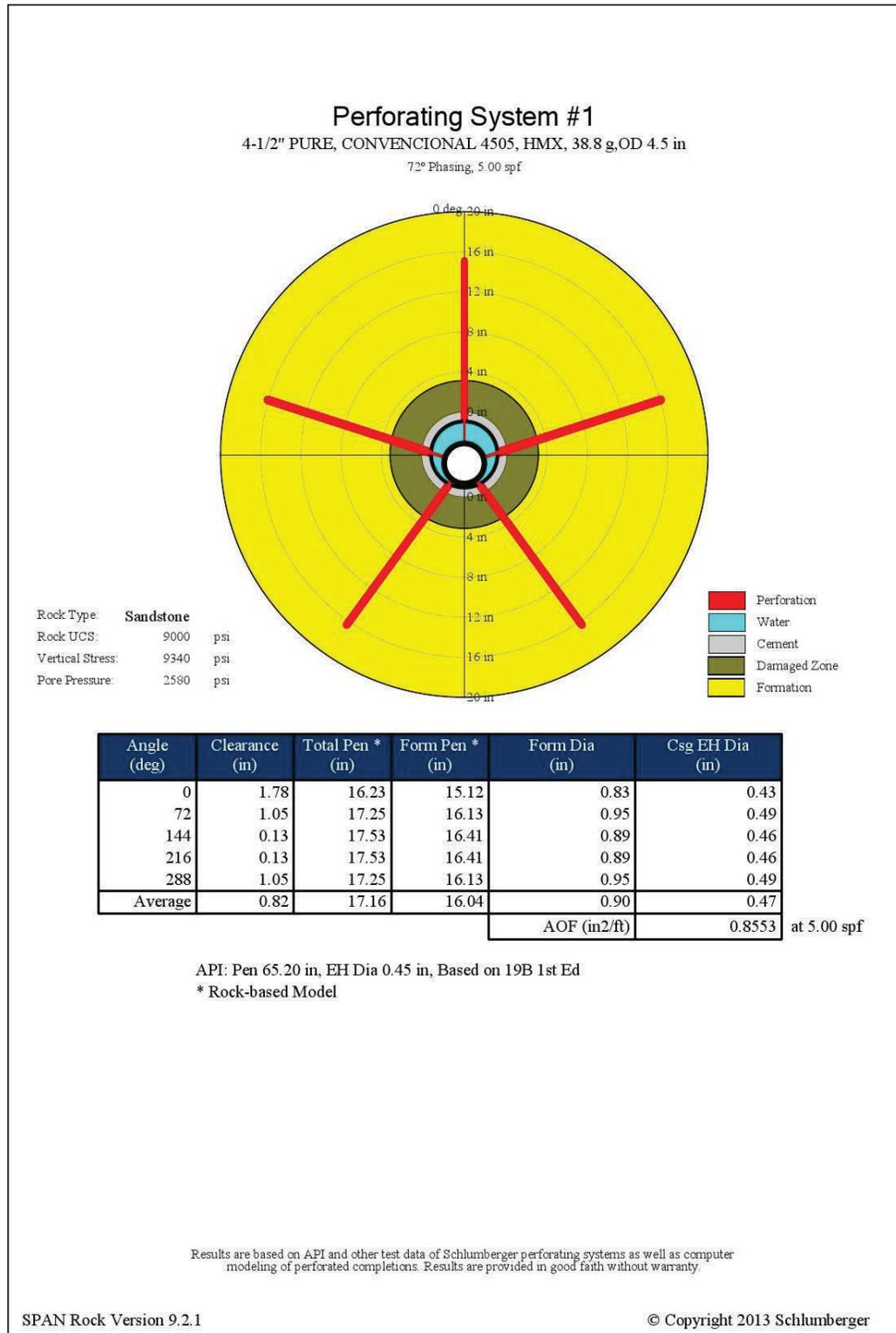
3.2.2.7 RESULTADOS POZO APP-245

La producción esperada del pozo APP-245 fue de 2180 BPPD y la producción real fue de 2178 BPPD (BFPD: 3112; BSW: 30%). El Índice de Productividad estimado fue de 1,70 BFPD/psi y el daño efectivo fue de 2,85 indicando que el pozo quedo un con daño leve.

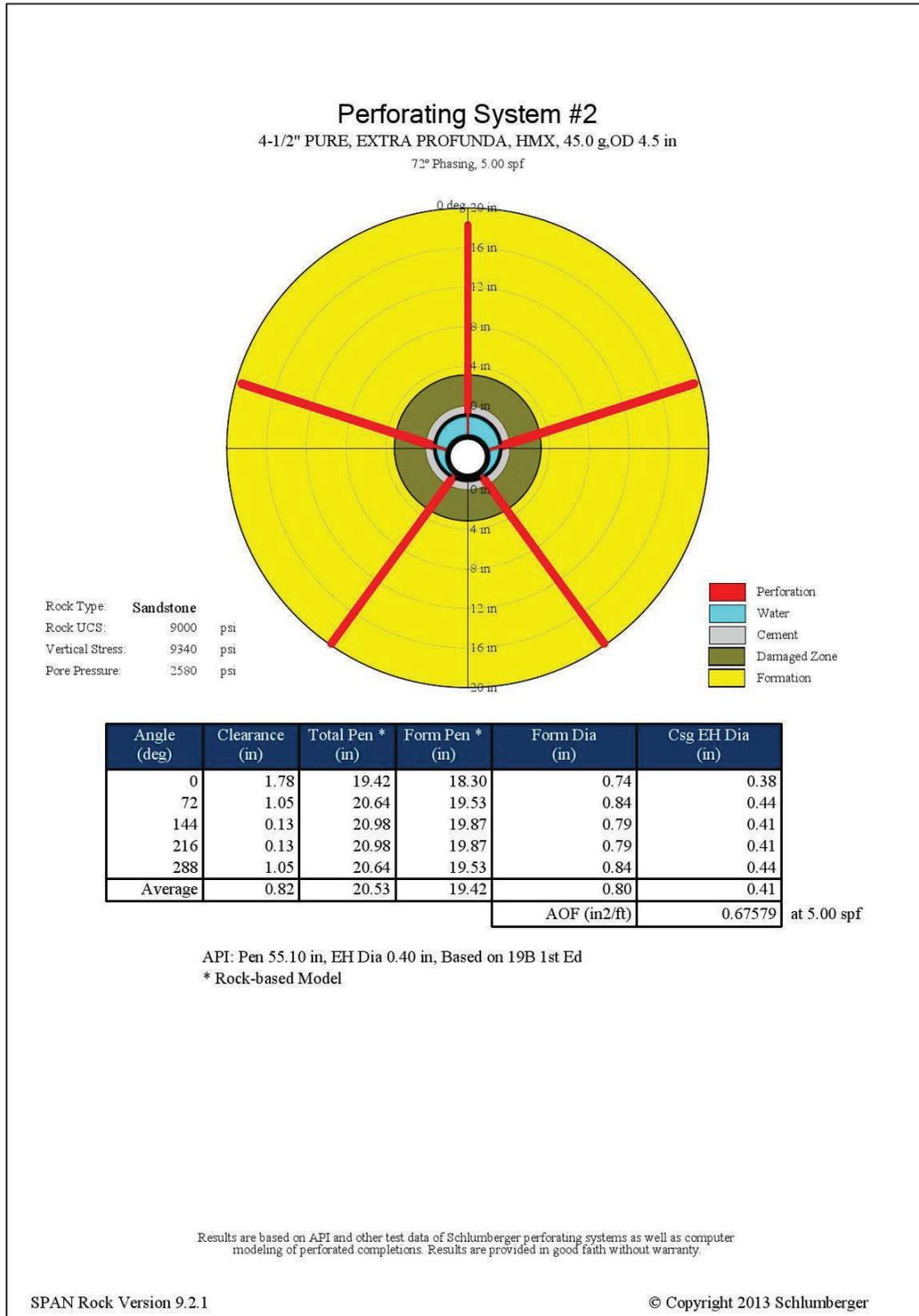
Well: APP-245											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	2	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9320.6	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9358.6	ft	Formation Height (TVD):	38.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	55/55							
Wellbore Fluid:	Water		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.345	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=194 SCF/STB]						
Porosity:	16.0	%	Gravity (Density):	29.0	deg API						
Horizontal Permeability:	75.00	md	Form Volume Factor:	1.21	bbbl/STB						
Vertical Permeability:	10.00	md	Viscosity:	1.00	cp						
kd/k:	0.10		Pore Pressure:	2580	psi						
Wellbore Damage:	3.15	in	Formation Temperature:	218	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	21.0	72	5.00/100	5.00	0.50	0.75	0.50	16.04 *	0.90	0.47	
2	21.0	72	5.00/100	5.00	0.50	0.75	0.50	19.42 *	0.80	0.41	
* Rock-based Model. Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions.											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	2.85	2.59	-0.50	0.04	-0.00	3.50	1.023e-4	0.2632	0.72	1.70	3114.6
2	2.38	2.12	-0.76	0.03	-0.00	3.50	9.494e-5	0.2571	0.76	1.79	3276.9
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=750 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse ligeramente a 2,38 y el índice de productividad aumentar a 1,79 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 3276 BFPD.

La penetración promedio de los disparos usando cargas convencionales dentro de la formación fue de 16,04 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,86 pulg²/pie.

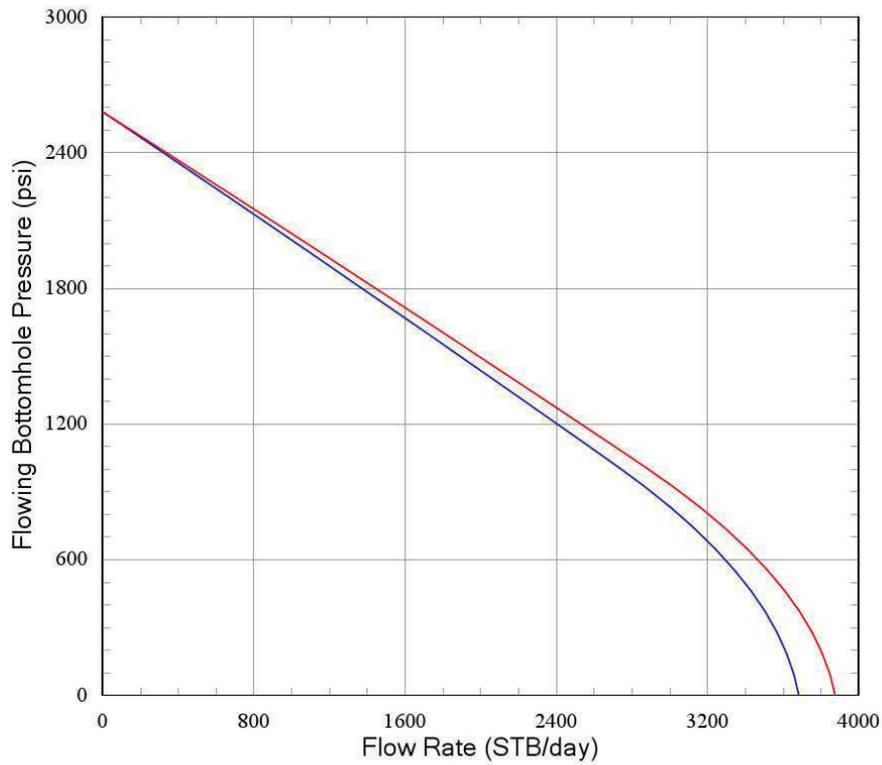


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 19,42 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,675 pulg²/pie.



Well: APP-245

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.75	16.04/0.90 *	21.0	55
2	72	5.00	0.75	19.42/0.80 *	21.0	55

* Rock-based Model

Formation

kh: 75.00 md
 kh/kv: 7.50
 kd/k: 0.10
 Well Damage: 3.15 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 29.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.21 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 2 deg
 Formation Thickness (TVD): 38.0 ft
 Wellbore Length: 38.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

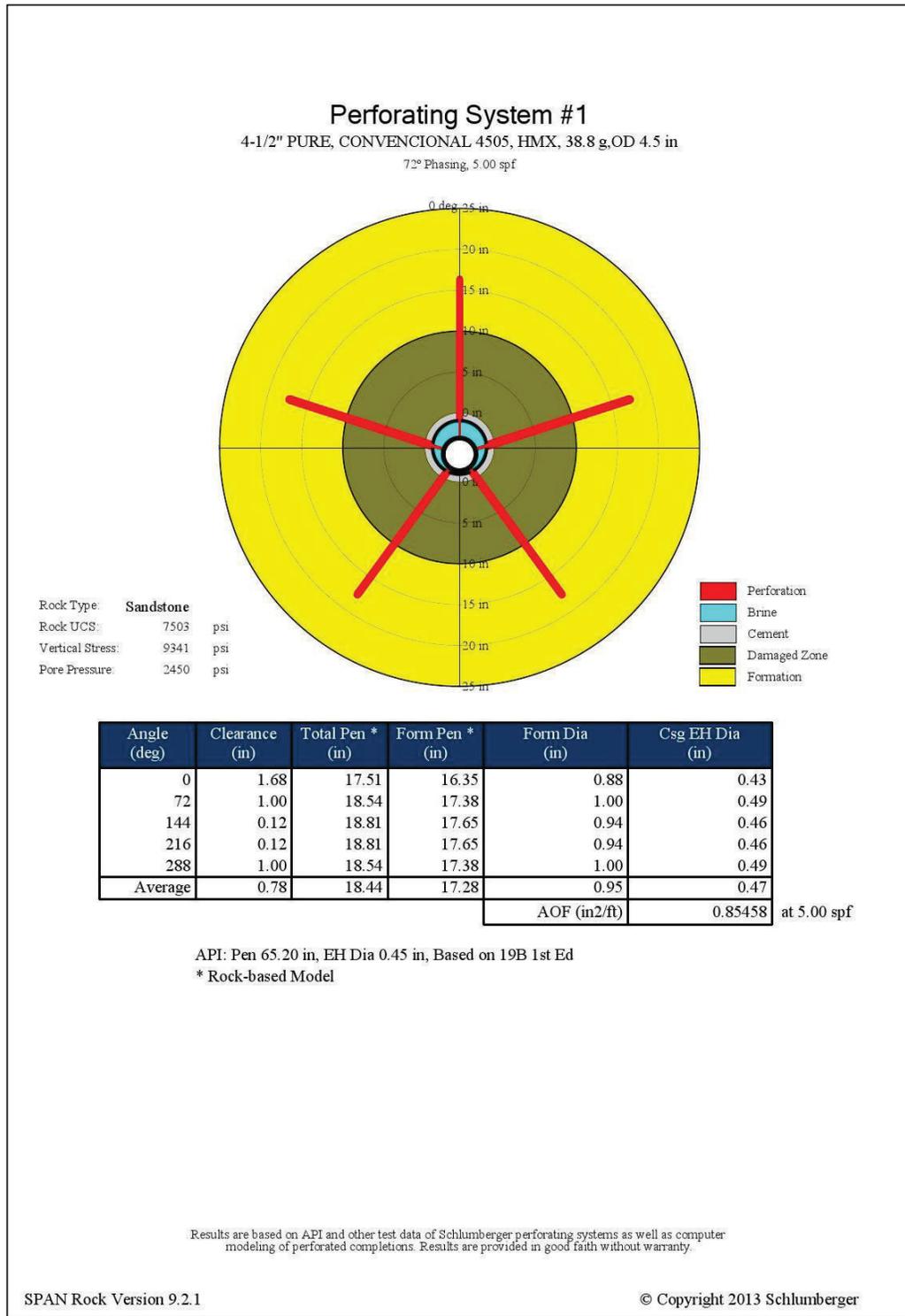
3.2.2.8 RESULTADOS POZO APP-246

La producción esperada del pozo APP-246 fue de 265 BPPD y la producción real fue de 273 BPPD (BFPD: 1243; BSW: 78%). El Índice de Productividad estimado fue de 0,73 BFPD/psi y el daño efectivo fue de -0,48 indicando que el pozo quedó ligeramente estimulado.

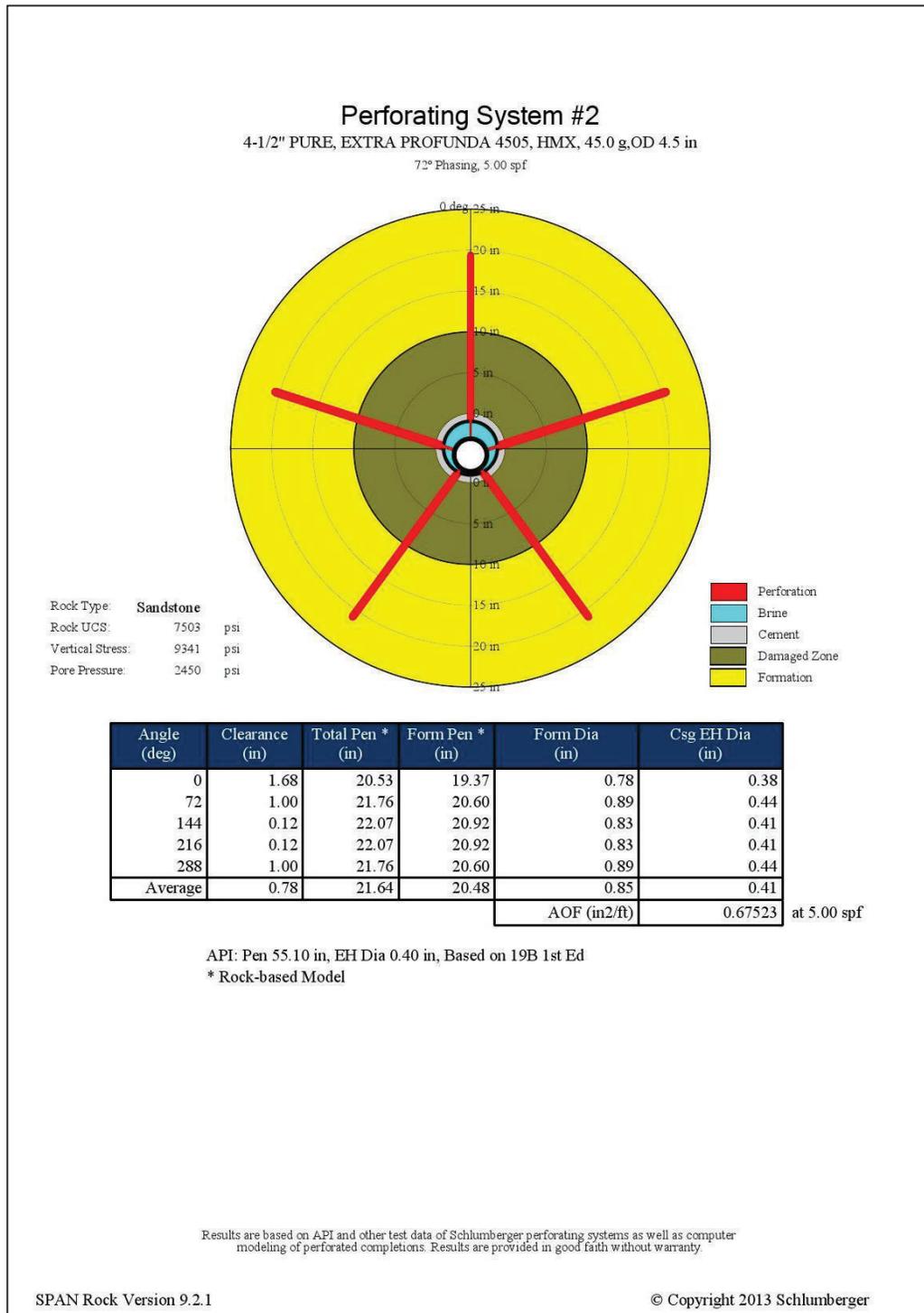
Well: APP-246											
Productivity Report											
Completion											
Well Deviation:	0	deg	Drainage Area:	31.42	acre						
Form Top (TVD):	9337.0	ft	Dietz Shape Factor:	31.62							
Form Bottom (TVD):	9345.0	ft	Formation Height (TVD):	8.0	ft						
Borehole Diameter:	8.5	in	Completion Percentage: (%)	100/100							
Wellbore Fluid:	Brine		Perf to Form Top (TVD): (ft)	0.0/0.0							
Fluid Density:	8.4	ppg									
Formation											
Rock Type:	Sandstone		Formation Fluid:	Oil	[GLR=121 SCF/STB]						
Porosity:	19.0	%	Gravity (Density):	31.0	deg API						
Horizontal Permeability:	90.00	md	Form Volume Factor:	1.22	bbl/STB						
Vertical Permeability:	30.00	md	Viscosity:	0.90	cp						
kd/k:	0.20		Pore Pressure:	2450	psi						
Wellbore Damage:	10	in	Formation Temperature:	218	deg F						
Perforating System(s)											
Perf #	Loaded Length (ft)	Phasing Angle (deg)	Shot Density /Open Perfs (spf/%)	Eff Shot Density (spf)	PURE Density (spf)	Crush Zone kc/k	Crush Zone (in)	Form Pen Avg (in)	Form Dia Avg (in)	EH Dia Avg (in)	
1	8.0	72	5.00/100	5.00	0.20	0.95	0.50	17.28 *	0.95	0.47	
2	8.0	72	5.00/100	5.00	0.20	0.95	0.50	20.48 *	0.85	0.41	
* Rock-based Model. Based on lab experiments in rocks with UCS up to 18k psi under downhole conditions											
Perf #	Eff Skin	Darcy Skin	Perf Skin	Crush Zone Skin	Devi-ation Skin	Partially Open Skin	Non-Darcy Coeff (1/STB/day)	Non-Darcy Skin	PR	PI * (STB/day /psi)	Flow * Rate (STB/day)
1	-0.48	-0.69	-0.69	0.01	0.00	0.00	2.157e-4	0.2126	1.11	0.73	1202.3
2	-0.75	-0.96	-0.96	0.00	0.00	0.00	2.013e-4	0.2074	1.16	0.76	1257.0
1. 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX											
2. 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX											
* At the stable bottom hole flowing pressure Pwf=800 psi											

Los resultados de la simulación del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda muestran que el daño pudo reducirse a -0,75 y el índice de productividad incrementarse ligeramente a 0,76 BFPD/psi, al igual que la producción estimada a 1257 BFPD. El alto corte de agua del pozo sigue siendo el principal problema de este pozo.

La penetración promedio de los disparos usando cargas convencionales dentro de la formación fue de 17,28 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,85 pulg²/pie.

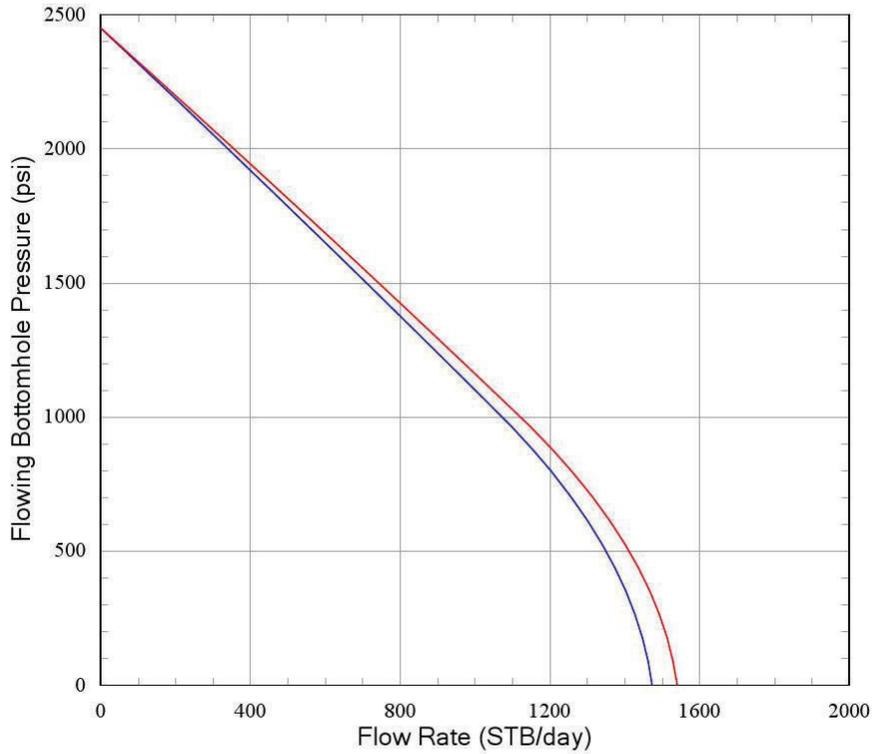


La penetración promedio de los disparos dentro de la formación usando cargas huecas de penetración extra profunda se estima en 20,48 pulgadas, con un área abierta al flujo de 0,675 pulg²/pie.



Well: APP-246

Depth Pwf vs Flow Rate (IPR)



— 4-1/2" PURE, CONVENCIONAL 4505, HMX
 — 4-1/2" PURE, EXTRA PROFUNDA 4505, HMX

Gun #	Phasing	Effect (spf)	kc/k	Form Pen/ Dia Avg (in)	Comp Len Avg (ft)	Comp %
1	72	5.00	0.95	17.28/0.95 *	8.0	100
2	72	5.00	0.95	20.48/0.85 *	8.0	100

* Rock-based Model

Formation

kh: 90.00 md
 kh/kv: 3.00
 kd/k: 0.20
 Well Damage: 10 in
 Fluid: Oil
 Gravity (Density): 31.0 deg API
 Form Volume Factor: 1.22 bbl/STB

Completion

Well Deviation: 0 deg
 Formation Thickness (TVD): 8.0 ft
 Wellbore Length: 8.0 ft
 Drainage Area: 31.42 acre
 Dietz Shape Factor: 31.62

Results are based on API and other test data of Schlumberger perforating systems as well as computer modeling of perforated completions. Results are provided in good faith without warranty.

3.3 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

TABLA 3.3.1: RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	Q_o REAL (BP)	Arena	h (ft)	Penetración Total prom. (in)	Penetración en la Formación prom. (in)	Diámetro prom. de los disparos en la Formación (in)	Diámetro prom. de los agujeros de entrada (in)	AOF (in ² /ft)	IP (BFPD/psi)	Daño Efectivo
APP-159	1417	Uj	24	20,51	19,40	0,80	0,41	0,675	1,21	-0,90
APP-160	1034	Ti	17	22,07	20,96	0,86	0,41	0,608	0,57	9,86
APP-191	1665	Ti	16	21,57	20,46	0,85	0,41	0,618	1,92	0,17
APP-205	1402	Uj	33	20,45	19,33	0,80	0,41	0,918	1,82	1,00
APP-209	72	Ti	8	21,68	20,57	0,85	0,41	0,618	0,07	14,00
APP-212	1232	Uj	49	20,61	19,50	0,80	0,41	0,554	0,69	15,03
APP-234	1260	Uj	18	20,30	19,19	0,80	0,41	0,757	4,06	7,20
APP-238	483	Uj	28	20,36	19,21	0,80	0,41	0,878	1,09	-0,86

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

De los resultados de la simulación se puede observar que las cargas huecas de penetración extra profunda maximizan la longitud de la penetración a costa de disminuir el diámetro de los orificios creados. De igual forma, se observa que a pesar que estas cargas fueron diseñadas para reducir el daño provocado después del cañoneo, todavía sigue existiendo daño, llegando a valores muy altos en los pozos APP-209 y APP-212, lo cual provoca que sus índices de productividad sean los más bajos. En contra parte, todos aquellos pozos que tuvieron una buena limpieza después del trabajo de cañoneo, indican valores de daño menor a la unidad, provocando que su capacidad de flujo sea alta. La única excepción es el pozo APP-234, el cual muestra un

alto IP con un daño moderadamente alto; este pozo requiere de estudios adicionales que permitan determinar las causas de su comportamiento inusual.

TABLA 3.3.2: RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES

Pozo	Q _o REAL (BP)	Arena	h (ft)	Penetración Total prom. (in)	Penetración en la Formación prom. (in)	Diámetro prom. de los disparos en la Formación (in)	Diámetro prom. de los agujeros de entrada (in)	AOF (in ² /ft)	IP (BFPD/psi)	Daño Efectivo
APP-084	118	Ui	42	17,10	15,99	0,90	0,47	0,8546	0,55	0,32
APP-165	1624	Ui	52	17,31	16,15	0,90	0,46	0,7654	1,84	9,29
APP-181	1924	Ui	41	17,66	16,54	0,91	0,46	0,8501	0,84	0,21
APP-225	1922	Ui	43	17,21	16,05	0,90	0,47	0,8545	1,65	1,49
APP-226	492	Ui	9	17,18	16,03	0,90	0,47	0,8552	0,67	11,68
APP-235	1345	Ti	23	17,07	15,91	0,90	0,47	0,7696	1,67	2,80
APP-245	2178	Ti	21	17,16	16,04	0,90	0,47	0,8553	1,70	2,85
APP-246	273	Ti	8	18,44	17,28	0,95	0,47	0,8546	0,73	-0,48

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

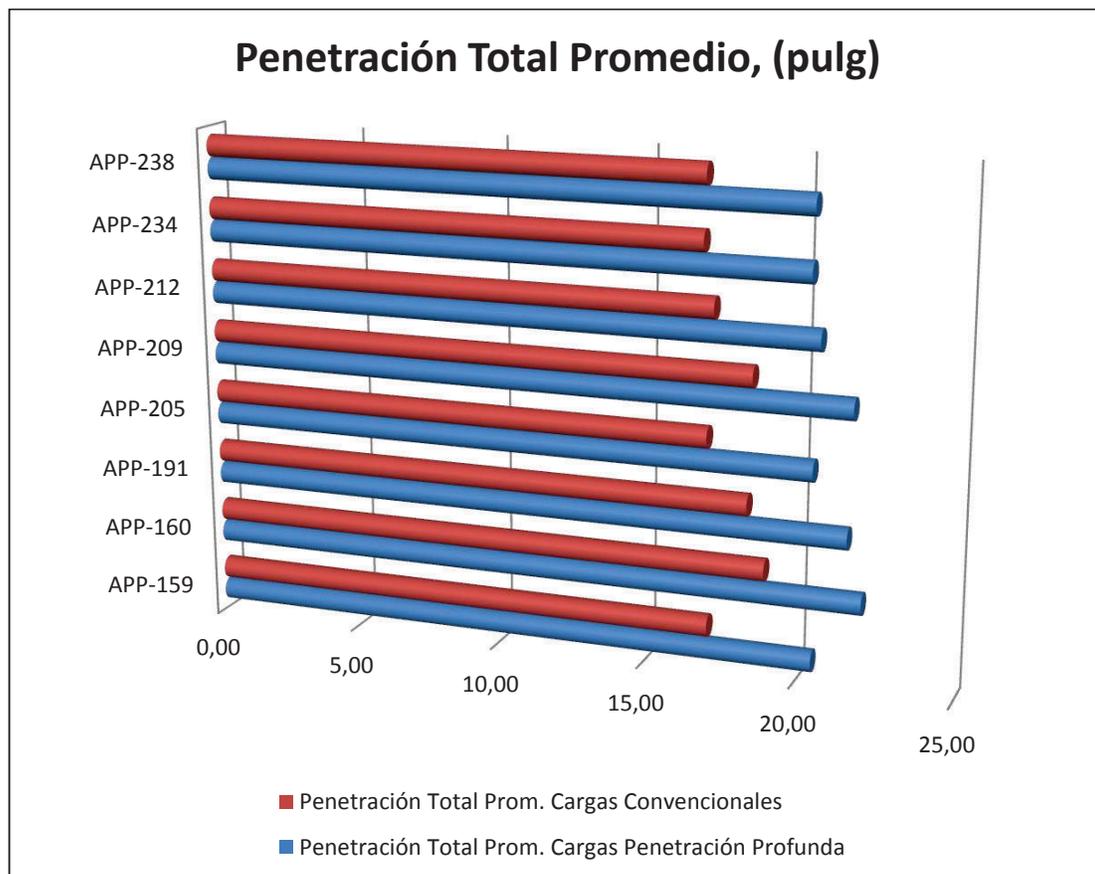
Todos los pozos cañoneados con cargas convencionales muestran una menor penetración en la formación que las cargas huecas de penetración extra profunda, aunque presentan una mayor área abierta al flujo. La mayoría de pozos presentan daños moderados, a excepción del pozo APP-226 cuyo daño es muy alto, lo cual se refleja en sus índices de productividad, que para la mayoría de pozos se encuentran cercanos o ligeramente superior a la unidad. Este comportamiento promedio de los pozos demuestra la eficiencia y confiabilidad de las cargas convencionales y las razones de su uso.

3.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS COMPARATIVO

3.4.1 PENETRACIÓN TOTAL PROMEDIO

De las simulaciones corridas, se observa que la penetración total promedio de los disparos es mayor cuando estos han sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda. La penetración total varía pozo a pozo, pero la diferencia positiva entre las cargas huecas de penetración extra profunda y las cargas convencionales se mantienen en todos los pozos.

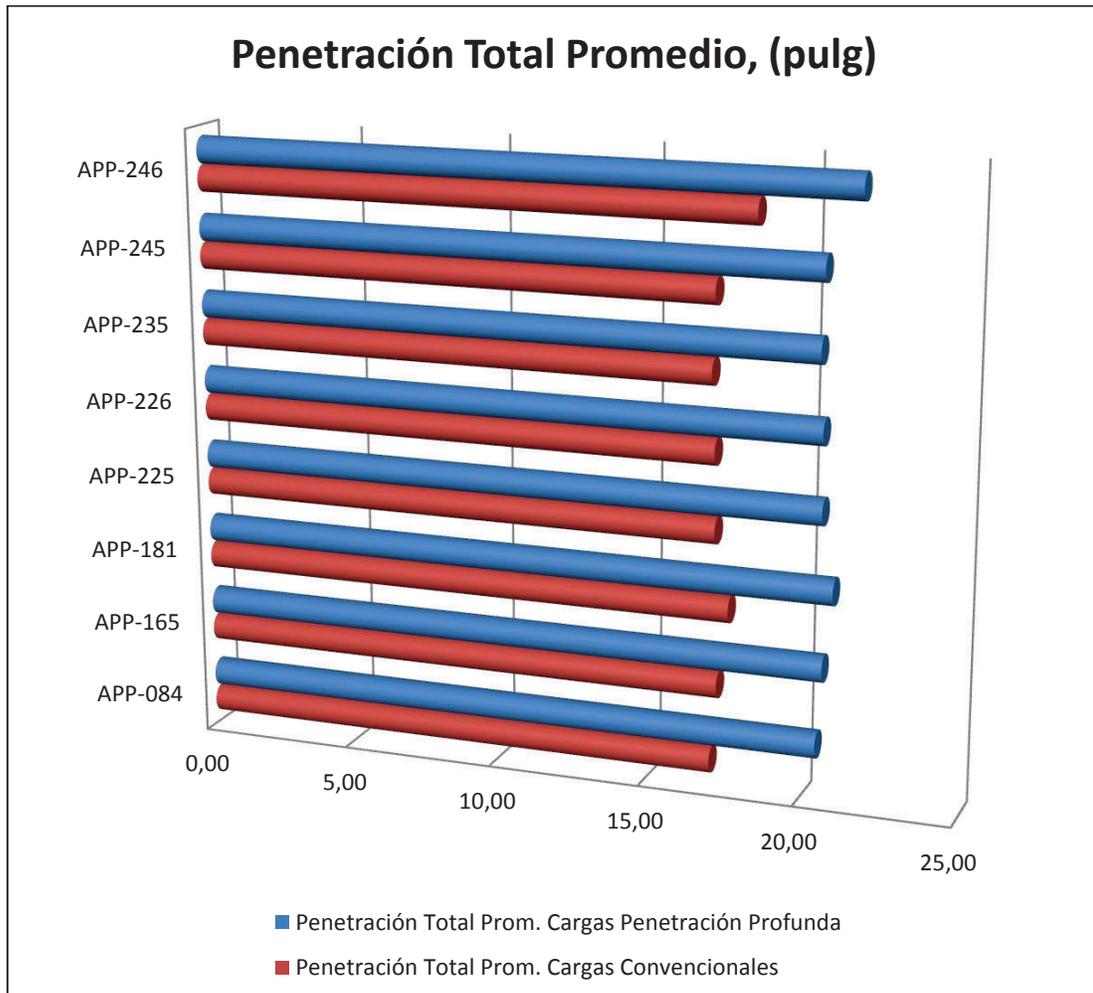
FIGURA 3.4.1: PENETRACIÓN TOTAL PROMEDIO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA



Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda tienen un 18,83% mayor penetración total que si se hubiesen cañoneado con cargas convencionales.

FIGURA 3.4.2: PENETRACIÓN TOTAL PROMEDIO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES



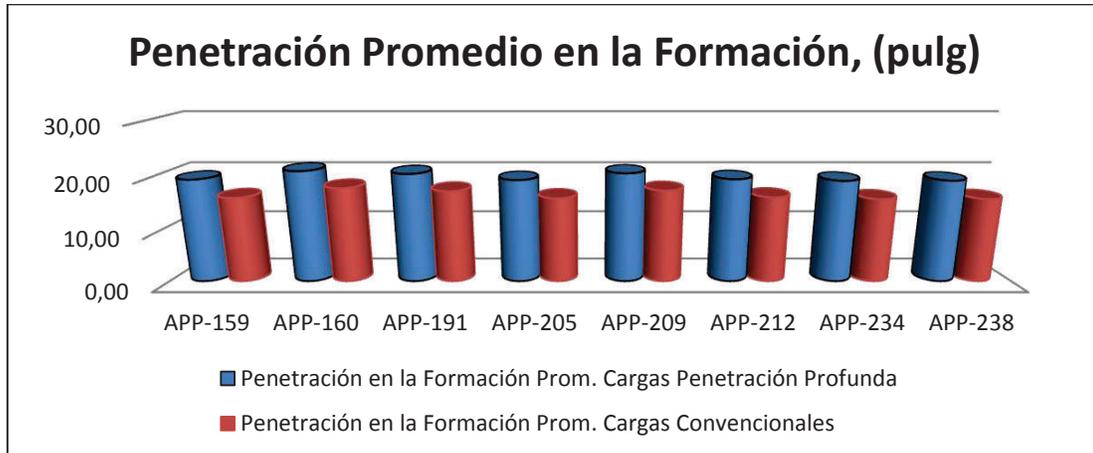
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas convencionales tienen un 16,13% menor penetración total que si se hubiesen cañoneado con cargas huecas de penetración extra profunda.

3.4.2 PENETRACIÓN PROMEDIO EN LA FORMACIÓN

De forma similar a la penetración total, la penetración promedio en la formación es mayor cuando los pozos han sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda. El valor de la penetración en la formación varía pozo a pozo, pero la diferencia positiva entre las cargas huecas de penetración extra profunda y las cargas convencionales se mantienen en todos los pozos.

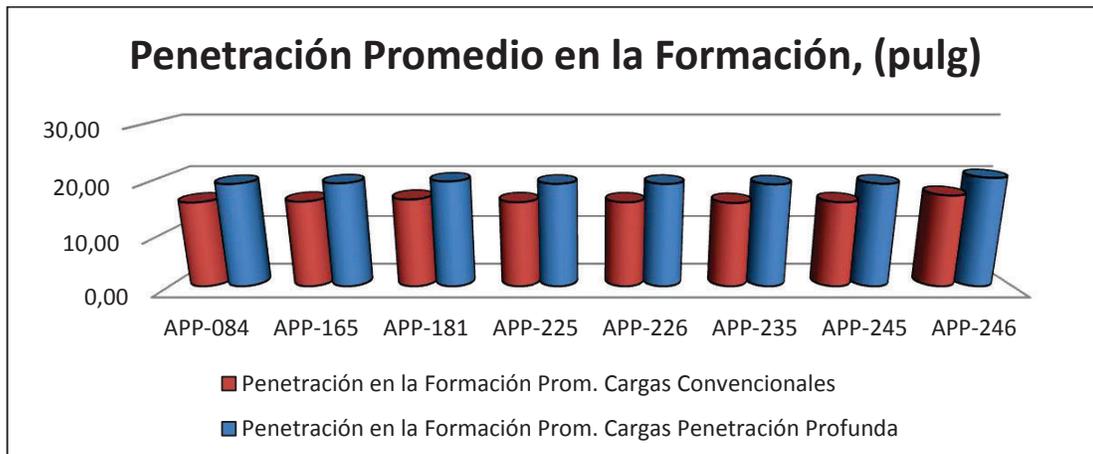
FIGURA 3.4.3: PENETRACIÓN PROMEDIO EN LA FORMACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA



Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda tienen un 20,12% mayor penetración promedio en la formación que si se hubiesen cañoneado con cargas convencionales.

FIGURA 3.4.4: PENETRACIÓN PROMEDIO EN LA FORMACIÓN DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES



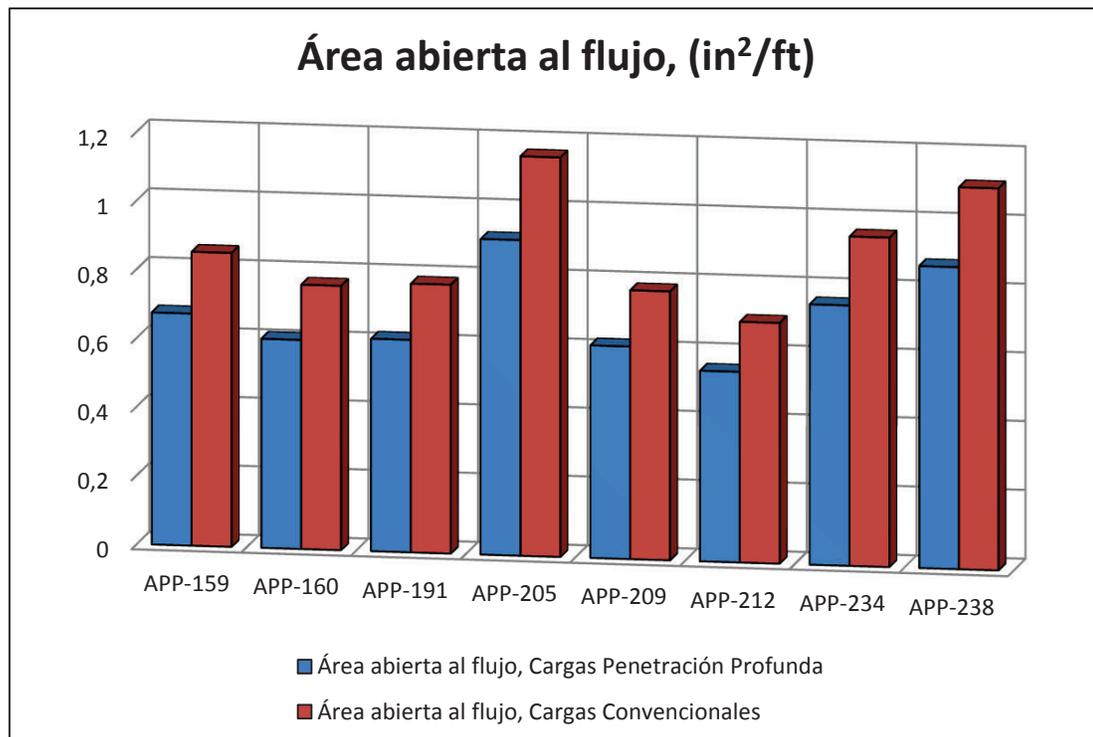
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

Mientras que los pozos cañoneados con cargas convencionales tienen un 17,08% menor penetración promedio en la formación que si se hubiesen cañoneado con cargas huecas de penetración extra profunda.

3.4.3 ÁREA ABIERTA AL FLUJO

De las simulaciones corridas, se observa que el diámetro promedio de los disparos realizados es mayor cuando se usa cargas convencionales. Esto permite que el área abierta al flujo al usar cargas huecas de penetración extra profunda sea menor que el área abierta al flujo si se usaran cargas convencionales.

FIGURA 3.4.5: ÁREA ABIERTA AL FLUJO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

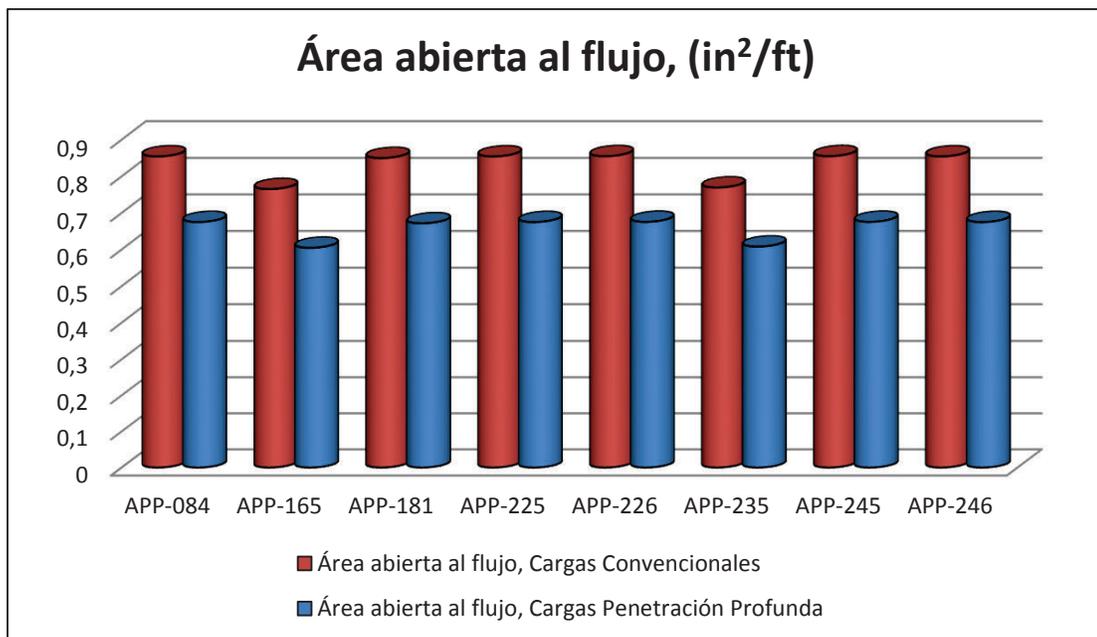


Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda tienen un 20,97% menor área abierta al flujo que si se hubiesen cañoneado con cargas convencionales.

Consecuentemente, los pozos cañoneados con cargas convencionales tienen un 26,56% mayor área abierta al flujo que si se hubiesen cañoneado con cargas huecas de penetración extra profunda.

FIGURA 3.4.6: ÁREA ABIERTA AL FLUJO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES



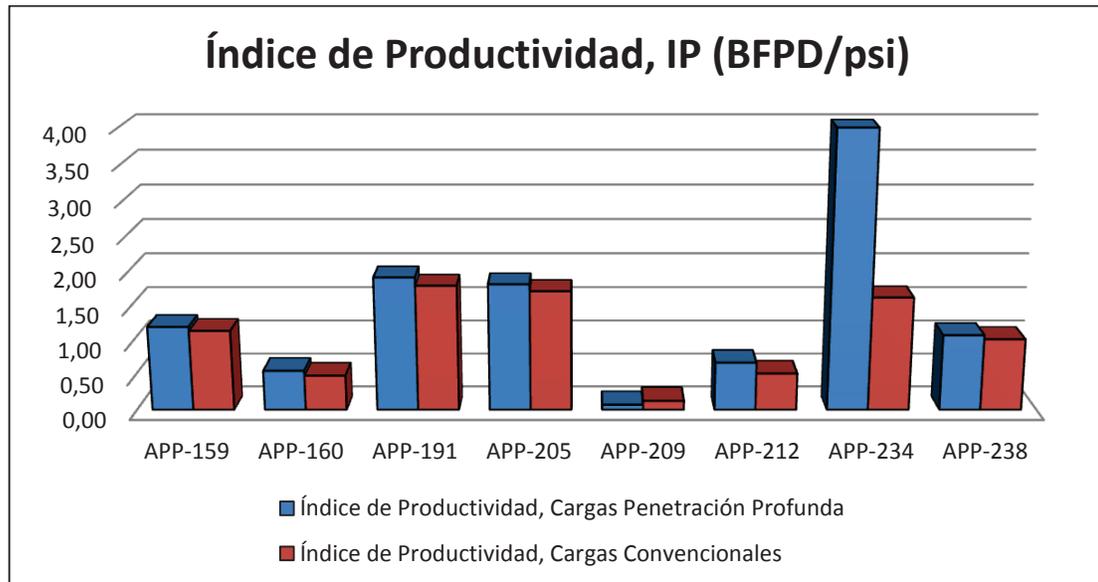
Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

3.4.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

De los resultados de las simulaciones y build up, se observa que en la mayoría de los casos, el índice de productividad de los pozos es mayor cuando estos han sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda. Este hecho está relacionado con la mayor penetración de las cargas que permite un mayor contacto con la formación, a pesar de que el área abierta al flujo (la cual se calcula perpendicular a los disparos) sea menor en comparación al área abierta al flujo generada por las cargas convencionales.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda tienen un 30,97% mayor índice de productividad que si se hubiesen cañoneado con cargas convencionales. Sin embargo, el pozo APP-234 tiene un valor extremo de índice de productividad (IP: 4,06), si se descarta este valor extremo, el promedio sigue favoreciendo a las cargas huecas de penetración extra profunda por 11,29%.

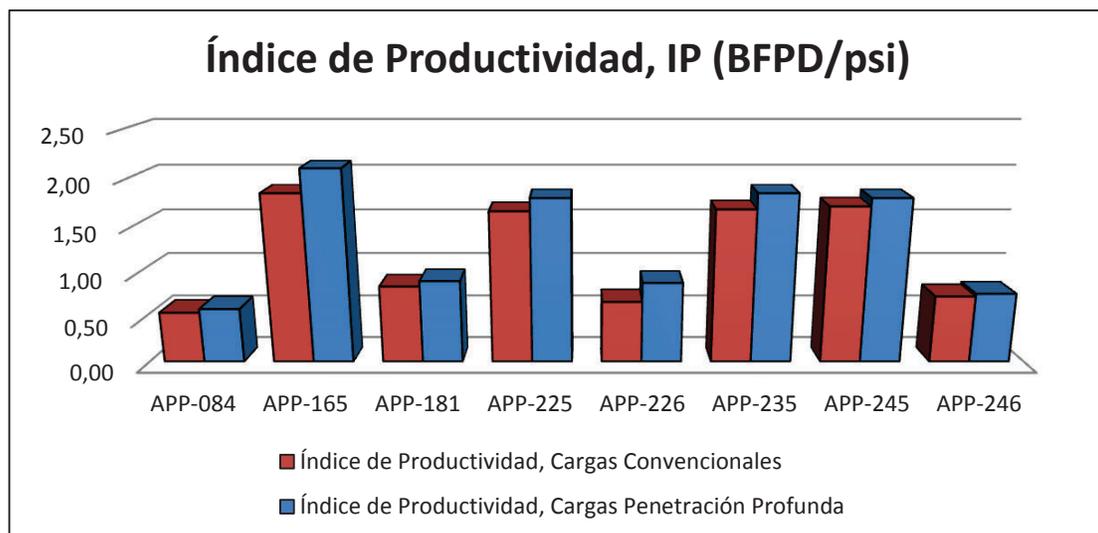
FIGURA 3.4.7: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA



Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

Al analizar los pozos cañoneados con cargas convencionales, se observa que en promedio el índice de productividad de estos pozos es menor en 9,47% al índice de productividad que hubiesen obtenido de haber sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda.

FIGURA 3.4.8: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES

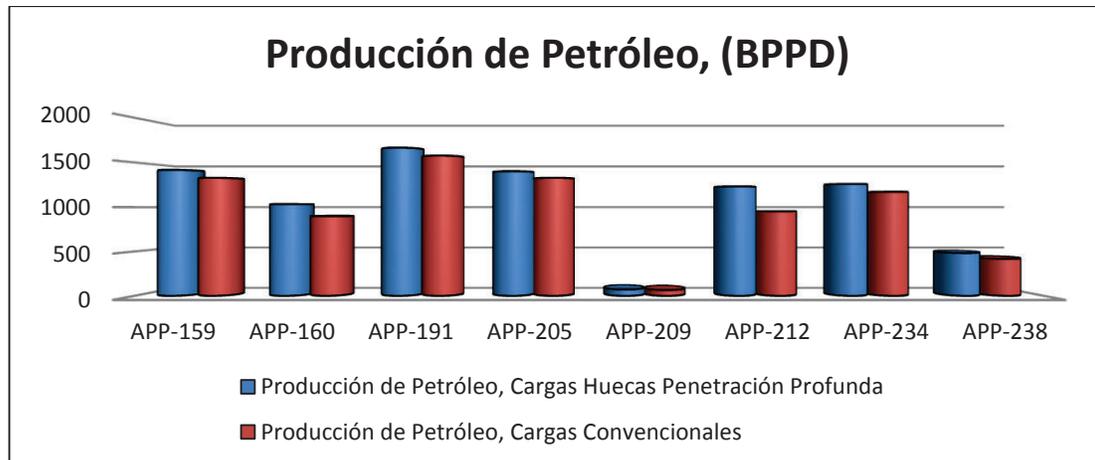


Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

3.4.5 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En correlación con el índice de producción, la producción de petróleo y fluido es mayor en pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda.

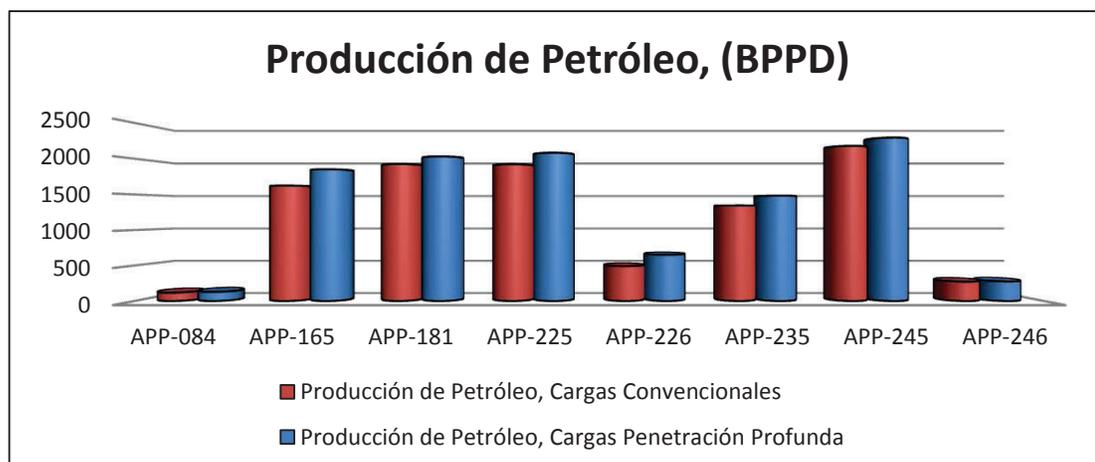
FIGURA 3.4.9: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA



Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda producen un 11,93% más que si se hubiesen cañoneado con cargas convencionales.

FIGURA 3.4.10: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES



Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

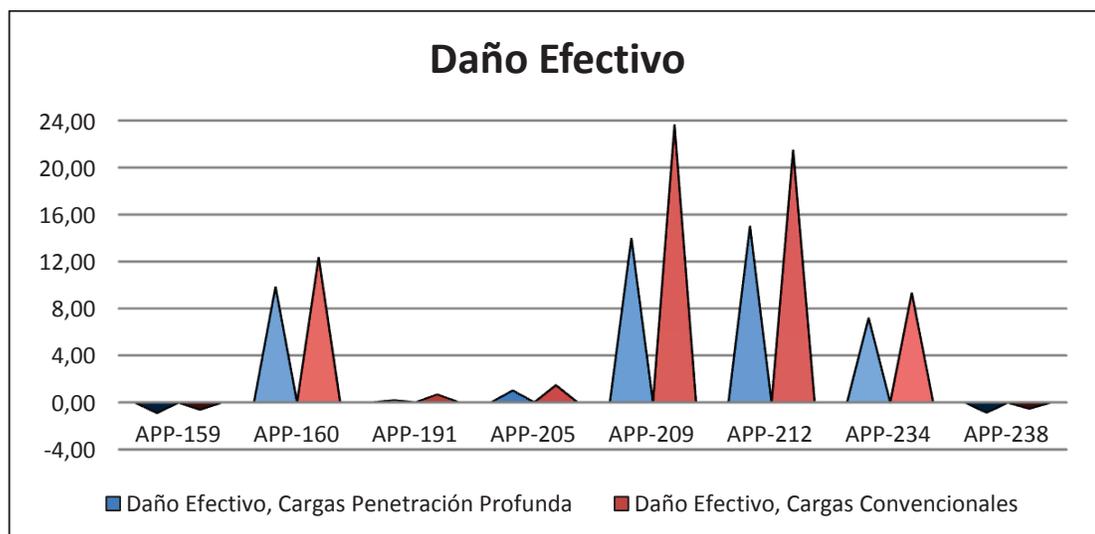
En promedio, la producción de petróleo de pozos cañoneados con cargas convencionales es menor en 9,17% a la producción de petróleo que se hubiese obtenido si los pozos hubiesen sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda.

3.4.6 DAÑO EFECTIVO

De los resultados de las simulaciones y build ups, se observa que el daño efectivo es menor en pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda en comparación a pozos cañoneados con cargas convencionales.

En promedio, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda tienen un 41,61% menor daño que si se hubiesen cañoneado con cargas convencionales.

FIGURA 3.4.11: DAÑO EFECTIVO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

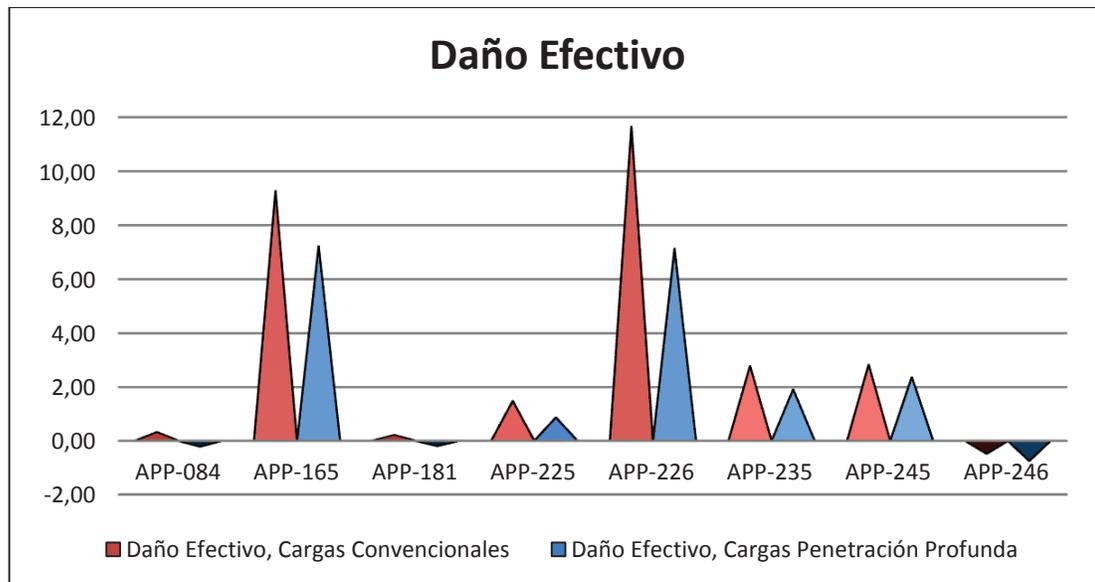


Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

Por otro lado, los pozos cañoneados con cargas convencionales muestran en promedio un daño mayor en 70,32% al daño que pudiesen tener de haber sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda. Sin embargo, dos pozos, el APP-84 y el APP-181, pasan de tener daño a estar estimulados, incrementando el promedio del porcentaje de diferencia entre las cargas. Si se

considera estos valores como extremos y se los elimina del cálculo del promedio, se obtiene que las cargas convencionales presentan un 34,41% más de daño que las cargas huecas de penetración extra profunda.

FIGURA 3.4.12: DAÑO EFECTIVO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES



Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

CAPÍTULO 4

SELECCIÓN DE RESERVORIOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE CAÑONEO CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

4.1 VENTAJAS DE LAS CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

La ventaja de utilizar cargas huecas de penetración extra profunda es su capacidad de crear túneles más profundos, pasando la zona dañada cercana al pozo, alcanzando zonas vírgenes de la formación que no han sido invadidas por fluidos de completación, y la posibilidad de combinarla con procedimientos PURE y P3, generando un bajo balance dinámico, incrementando considerablemente la limpieza de los túneles disparados.

Las pruebas de laboratorio muestran que las cargas huecas de penetración extra profunda alcanzan hasta un 27% de incremento en la penetración¹⁵, resultando en un 50% más de contacto con la formación e incremento de la productividad.

La versatilidad de las cargas huecas de penetración extra profunda permite que estas se puedan utilizar en:

- Pozos Productores o Inyectores
- Formaciones dañadas o pozos que presenten daño en sus cercanías
- Pozos que requieran estimulación o fractura
- Pozos previamente cañoneados
- Rocas duras y compactadas

¹⁵ En pruebas con Arenisca Berea con 8200 psi UCS, 5000 psi de presión de confinamiento axial y radial y 0 psi de presión de poro. (Schlumberger, 2014)

- Pozos con bajo o sobre balance
- Y, en todas las fases de petróleo, agua y gas.

Sus principales beneficios son:

- Una mayor productividad e inyektividad del pozo
- Incremento del contacto con la formación para mejores resultados en procedimientos de estimulación
- Incremento del contacto con el área de drenaje resultando en un incremento en la productividad

De igual forma, estas cargas pueden ser transportadas dentro del pozo por cable eléctrico, cable de acero, tubería de producción, tubería flexible, tubería de perforación o incluyéndolas en completaciones permanentes, facilitando su uso en la mayoría de pozos del país.

4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS PRINCIPALES RESERVORIOS DEL CAMPO APPLE

El campo Apple produce principalmente de los siguientes reservorios:

- U
- T
- Basal Tena

4.2.1 RESERVORIO U

Este reservorio está subdividido en dos: U superior y U inferior, sus espesores varían entre 5-80 pies y 20-100 pies, respectivamente.

La Arenisca U es una arenisca cuarzosa, con presencia ocasional de feldespatos y fragmentos líticos. La caolinita es la arcilla predominante. La porosidad de esta arena es intergranular y ocasionalmente intragranular debido a la disolución de los feldespatos presentes. Tiene una porosidad total promedio de 19% y una porosidad efectiva del 15%, con una permeabilidad absoluta entre 250 y 400 mD.

El crudo presente en el yacimiento U fluctúa entre 24° y 31° API con predominio de los crudos de menos de 30° API. El crudo en U es agrio, su contenido de azufre varía entre 1,10 – 1,22% en peso. El crudo de U proviene de una roca madre depositada en ambiente marino.

4.2.2 RESERVORIO T

Este reservorio también es subdividido en dos: T superior y T inferior. Su volumen total es de alrededor 261 800 acres-pies.

La Arenisca T es de grano medio a grueso con ocasionales finos, con idénticos minerales accesorios que U. la porosidad total es intergranular y esporádicamente intragranular con un valor promedio del 18%, mientras que la porosidad efectiva es de alrededor del 15%. La zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca (Ti), la permeabilidad absoluta varía entre 300 a 600 mD.

El crudo presente en el yacimiento T fluctúa entre 26° y 32° API. Su contenido de azufre oscila entre 0,52 - 0,64% en peso, menor a U. Lo que hace que el crudo presente en la arenisca T sea de mejor calidad en comparación al crudo presente en la arenisca U.

4.2.3 RESERVORIO BASAL TENA

Es un reservorio de menor importancia, generalmente muestra una estructura de grano decreciente y espesores pequeños. Su porosidad promedio es de alrededor del 15%.

4.3 ESCENARIOS RECOMENDADOS

Al analizar las características petrofísicas y escenarios, es importante recordar que los efectos y resultados obtenidos al usar las cargas huecas de penetración extra profunda pueden variar de pozo a pozo debido a la composición petrofísica propia del subsuelo. Es por ello que al realizar la planeación de un sistema de cañoneo, es imprescindible diseñar un sistema que cumpla los requisitos y especificaciones de cada pozo en particular.

El uso de cargas huecas de penetración extra profunda no está limitado por las bajas características petrofísicas, por lo que es recomendado en pozos del oriente ecuatoriano, cuyas permeabilidades y porosidades son bajas a medias.

De igual forma, las fuerzas de compresión y estrés de las rocas del oriente ecuatoriano no presentan valores extremos, convirtiéndolas en candidatos ideales para el uso de las cargas huecas de penetración extra profunda, las cuales pueden cañonearse hasta en rocas de valores extremos de estrés.

Otro factor es la limpieza del túnel cañoneado, la cual puede ser mejorada si se utilizan las cargas combinadas con procedimientos de bajo balance dinámico como PURE. La compatibilidad de las cargas con estos procedimientos las hacen ideales para su uso.

Consecuentemente, los pozos que mejor escenario poseen para la aplicación de cargas huecas de penetración extra profunda son aquellos pozos que muestran una calidad petrofísica de roca media-alta, un contacto agua-petróleo por debajo del intervalo a cañonearse, pozos previamente cañoneados y pozos que no presenten problemas de producción de arena.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAÑONEO CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Para el análisis económico del cañoneo con las dos diferentes tipos de cargas se utilizará la producción mensual de cada pozo tras cada trabajo de cañoneo, el costo total del trabajo de cañoneo y el tiempo necesario para la recuperación de la inversión de acuerdo al precio del barril del petróleo para el año en estudio.

La inversión está definida como el proceso de acumular capital en virtud de obtener un beneficio futuro. (BENEDICTO, 2010)

En base a este concepto, se puede clasificar las inversiones en productivas y financieras. (MASCAREÑAS, 2008)

Una inversión será productiva cuando los bienes o servicios obtenidos conlleven en la producción de más bienes. A estos bienes o servicios se los conoce como bienes productivos.

Una inversión será financiera cuando los recursos utilizados se muevan en el mercado financiero a forma de acciones, cuentas financieras, obligaciones, etc.

Obviamente se pueden clasificar la inversión según su plazo o finalidad, pero en cuanto al servicio estudiado, cañoneo, es suficiente esta clasificación.

El cañoneo es un servicio cuyo fin principal es la producción de petróleo, en base a la clasificación anterior, se trata de una inversión productiva.

Para realizar el análisis de inversiones, es necesario definir algunos conceptos que ayudan a este trabajo: flujo neto de caja, valor actual neto, índice de rentabilidad, tasa interna de retorno y período de recuperación.

5.1 FLUJO NETO DE CAJA

El flujo neto de caja es definido como la diferencia que existe entre los cobros y pagos de un bien o servicio en un determinado momento del tiempo (MASCAREÑAS, *La valoración de proyectos de inversión productivos*, 2008). Es comúnmente referido como dinero líquido: entradas menos salidas.

$$FC = \text{Cobros} - \text{Pagos} \quad \text{Ec. 4}$$

Generalmente, al inicio de un servicio no existe un cobro asociado a la inversión realizada, es por ello que el flujo neto de caja a tiempo cero o tiempo de inicio corresponde a un valor negativo igual a la inversión realizada.

$$FC_0, FC_1, FC_2, FC_3, \dots, FC_n \quad \text{Ec. 5}$$

$$-I, FC_1, FC_2, FC_3, \dots, FC_n \quad \text{Ec. 6}$$

5.2 VALOR ACTUAL NETO

En un proyecto de inversión, cada valor de flujo de caja generado corresponde a un tiempo específico: mes, año, semestre, etc.

Para poder trabajar con estos valores, es necesario actualizar cada flujo de caja esperado a un mismo tiempo, transformándolo en un Valor Actual. La actualización se logra mediante la aplicación de una tasa de descuento k , el cual consiste en el coste de oportunidad del capital empleado en el proyecto de inversión. (MASCAREÑAS, *La valoración de proyectos de inversión productivos*, 2008)

El valor actual neto (VAN) será entonces la sumatoria de todos los valores actuales generados a lo largo de la vida del proyecto o un tiempo determinado, incluyendo la inversión inicial:

$$VAN = -I + \frac{FC_1}{(1+k)} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \frac{FC_3}{(1+k)^3} + \frac{FC_4}{(1+k)^4} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n} \quad \text{Ec. 7}$$

$$VAN = -I + VA_1 + VA_2 + VA_3 + VA_4 + \dots + VA_n \quad \text{Ec. 8}$$

$$VAN = -I + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+k)^j} \quad \text{Ec. 9}$$

En base a este concepto, un proyecto es viable siempre y cuando su VAN sea positivo ($VAN > 0$). De igual forma, el VAN es un indicador cuantitativo que permite discrepar la preferencia de un proyecto a realizarse frente a otros similares (aquel proyecto cuyo VAN sea el más elevado será preferible en comparación al resto de proyectos semejantes). (BENEDICTO, *Análisis de inversión*, 2010)

5.3 ÍNDICE DE RENTABILIDAD

El Índice de rentabilidad (IR) es la relación entre los valores actuales de los flujos de caja generados por un proyecto y su inversión o desembolso inicial. (MASCAREÑAS, 2008)

$$IR = \frac{\frac{FC_1}{(1+k)} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \frac{FC_3}{(1+k)^3} + \frac{FC_4}{(1+k)^4} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n}}{I} \quad \text{Ec. 10}$$

$$IR = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+k)^j}}{I} \quad \text{Ec. 11}$$

Con base en este criterio, aquellos proyectos cuyo IR sea mayor a la unidad representarán una ganancia superior a la inversión inicial. De igual forma, al

utilizar los valores actuales se tiene en cuenta el efecto del paso de tiempo sobre el valor de los capitales. (MASCAREÑAS, 2008)

5.4 TASA INTERNA DE RETORNO

La Tasa interna de retorno o rendimiento (TIR) es la tasa de descuento r para la cual un proyecto de inversión tuviese un VAN igual a cero. Así, el TIR es una medida de la rentabilidad relativa de un proyecto. (MASCAREÑAS, 2008)

Para su cálculo es necesario partir de la fórmula del VAN, con la premisa de que se busca la tasa de descuento r para obtener un VAN igual a cero.

$$VAN = -I + \frac{FC_1}{(1+r)} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \frac{FC_3}{(1+r)^3} + \frac{FC_4}{(1+r)^4} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ec. 12}$$

$$0 = -I + \frac{FC_1}{(1+r)} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \frac{FC_3}{(1+r)^3} + \frac{FC_4}{(1+r)^4} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ec. 13}$$

De esta ecuación se deberá obtener el valor de r , y debido a la relación inversa que existe entre la tasa de descuento (k) y el VAN, a menor k mayor VAN. Por ello, el TIR calculado deberá ser mayor al coste actual de oportunidad del capital (tasa de descuento k) para que el proyecto sea viable. (BENEDICTO, 2010)

$$r > k \rightarrow VAN > 0$$

5.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN

El período de recuperación o *pay-back* es una técnica basada en la liquidez de un proyecto, es decir, analiza el período de tiempo necesario para que un proyecto recupere su inversión inicial. (BENEDICTO, 2010)

El período de recuperación consiste en calcular el tiempo al cual los flujos netos de caja generados por un proyecto sean iguales a la inversión inicial (I).

Determinando entonces que proyecto tiene mayor liquidez, en otras palabras, cual es el proyecto que recupera sus desembolsos iniciales en el menor tiempo.

Este método es sencillo de realizar y fácil de comprender, sin embargo su uso es complementario al momento de decidir entre la viabilidad de un proyecto u otro, principalmente porque esta técnica no considera los flujos netos de caja producidos después del plazo de recuperación ni el efecto del paso del tiempo. (BENEDICTO, 2010)

5.6 INGRESOS

Con el objetivo de estudiar únicamente la producción obtenida debido al trabajo de cañoneo y carga utilizada, se realizará el análisis económico utilizando el diferencial de producción de petróleo entre cargas de penetración extra profunda y cargas convencionales, calculado en el Capítulo 3. Con este diferencial de caudal se computará la producción anual del pozo hasta el fin de su vida útil (cuando su producción real diaria sea menor o igual a 50 BPPD), utilizando la fórmula de declinación exponencial de producción de petróleo (Ecuación 14)

$$q_t = q_o * e^{-(d)(t)} \quad \text{Ec. 14}$$

Dónde:

q_t = Producción esperada a un tiempo t

q_o = Producción inicial

d = Tasa de declinación

t = Tiempo

La razón de utilizar la declinación exponencial de producción del pozo, es analizar el potencial real de producción debido a la operación de cañoneo y no la

producción del pozo debido a levantamiento artificial, trabajos adicionales en el pozo, fracturas, estimulaciones, etc.

Para el cálculo de los ingresos o entradas generadas por la producción de petróleo de los pozos seleccionados, se utilizará el precio promedio anual del barril del petróleo WTI para los años 2013 y 2014; para los años siguientes se asumirá un escenario pesimista de 30 USD/Bl.

5.7 EGRESOS

Los egresos o salidas constituyen los costos generados por las diferentes fases involucradas en la producción de petróleo. Para realizar el correcto balance del proyecto, es necesario definir los centros de utilidades y centros de costos.

5.7.1 CENTRO DE UTILIDADES

Un centro de utilidades de un proyecto es aquella parte que genera ingresos mientras toma cuenta de sus propios costos. Por ejemplo, en un proyecto petrolero, la fase de producción genera ingresos pero a su vez tiene un costo.

5.7.2 CENTRO DE COSTOS

Un centro de costos es aquella parte del proyecto cuyo objetivo no es generar ingresos o ganancias directamente. Un centro de costos genera costos sin ganar dinero, sin embargo, estos centros de costos permiten a los centros de utilidades generar ingresos. (Kaplan, 2006) Por ejemplo, en una empresa petrolera, las divisiones de recursos humanos, servicios al cliente, departamento de investigaciones, son centros de costos. En un proyecto petrolero, las fases de exploración, perforación, completación, cañoneo, son considerados centros de costos pues no generan ingresos pero permitirán que la fase de producción se desarrolle completamente.

Teniendo en cuenta estos centros de costos, se puede deducir que los ingresos obtenidos por la producción de petróleo de un pozo no son resultado directo de una sola acción o fase, como lo es un trabajo de cañoneo. Toda la producción de

un pozo petrolero justifica los costos de las diferentes fases previas a su fase de producción. Por ello, para determinar con mayor exactitud el impacto económico de un trabajo de cañoneo, se tendrá en cuenta los diferentes centros de costos que intervienen en conjunto con el cañoneo de un pozo petrolero y la producción de petróleo como resultado del mismo.

El costo total esta determinado, básicamente, por todos los trabajos previos a la fase de producción. Estos costos deberían considerar las fases de exploración, sísmica, perforación, trabajos de laboratorio y otros. Pero, dado que la producción analizada corresponde únicamente a la producción debido al cañoneo, no se han tomado en cuenta estos costos, sino solamente aquellos costos que corresponden a las fases de: completación, cementación, registros eléctricos, cañoneo, pruebas de producción y misceláneos. (Por ejemplo, para el pozo APP-159 el costo total fue de \$ 2'287.380) El costo por el cañoneo involucra el costo por técnica de cañoneo, tipo de carga usada, trabajos de limpieza de disparos (PURE y P3) y otros. De esta forma, se analizará exclusivamente el desempeño económico de las cargas huecas de penetración extra profunda.

TABLA 5.7.1: INVERSIÓN INICIAL DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	Inversión Inicial (USD)
APP-159	\$ 2.287.380
APP-160	\$ 2.637.105
APP-191	\$ 1.917.748
APP-205	\$ 2.575.961
APP-209	\$ 2.389.619
APP-212	\$ 3.786.363
APP-234	\$ 2.873.505
APP-238	\$ 2.475.958

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 5.7.2: INVERSIÓN INICIAL DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES

Pozo	Inversión Inicial (USD)
APP-84	\$ 1.349.952
APP-165	\$ 3.495.787
APP-181	\$ 3.187.976
APP-225	\$ 3.732.927
APP-226	\$ 3.411.537
APP-235	\$ 2.676.013
APP-245	\$ 3.978.944
APP-246	\$ 2.116.261

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

La fase de producción también tiene un costo, el cual esta determinado por el costo promedio de producción por barril de petróleo producido, este valor es de 29,28 USD/BI para el año 2014 (Petroamazonas EP, Reporte N° 322 de Actividades de Comisiones, 2015), este valor se considerará constante tanto para el año 2013 como para los años subsiguientes, para facilidad del estudio.

5.8 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para realizar el análisis económico se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- El periodo de análisis se extenderá hasta el fin de la vida útil del pozo, cuando su producción llegue a los 50 BPPD.
- La tasa de actualización del VAN será del 12% anual
- El costo promedio por barril de petróleo producido es de 29,28 USD/BI
- La tasa de declinación de producción del campo se estima en 6% anual

- No se considera la depreciación contable de los equipos ni impuestos fiscales
- No se considera nuevas inversiones o trabajos adicionales durante el periodo de análisis.
- El precio del barril de petróleo, se obtendrá del precio promedio anual WTI del petróleo para los años 2013 y 2014, para los siguientes años se estimará un precio de 30 USD/BI.

5.9 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS CAÑONEADOS

El procedimiento realizado en el análisis económico de los pozos se describe a continuación utilizando como ejemplo el pozo APP-159. Este procedimiento se sigue en el resto de pozos. Debido a la extenuación de datos, los cálculos realizados se anexan y se muestran únicamente los resultados.

5.9.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO APP-159

La producción real diaria del pozo APP-159 tras el cañoneo fue de 1417 BPPD. Con este valor se calcula la producción acumulada del primer año. La producción del pozo para el resto del período de análisis, fue realizada de acuerdo a la tasa de declinación exponencial anteriormente descrita. De este cálculo se obtiene que la vida útil del pozo es 56 años. Calculado el número de períodos, se procede a calcular el desempeño económico del pozo con el diferencial de producción debido a la carga hueca de penetración extra profunda. Para este pozo, la diferencia de caudal es de 90 BPPD. Con este diferencial de caudal se extrapola la producción del pozo para los siguientes períodos, al igual que los ingresos y costes de producción. Los costos de producción se obtienen al multiplicar la producción por el costo de barril producido de 29,28 USD/BI.

A continuación, se procede a calcular el flujo de caja, VAN, IR, TIR y el período de recuperación para cada pozo, teniendo en cuenta las consideraciones previas para el análisis económico.

TABLA 5.9.1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO PARA EL POZO APP-159

Período	Producción (BP)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	2287380	-2287380,0	-2287380,0
1	32850,0	3227512,5	961848,0	0	2265664,5	2022914,7
2	30937,0	2884872,0	905834,3	0	1979037,6	1577676,7
3	29135,3	874060,1	853082,6	0	20977,4	14931,3
4	27438,6	823158,8	803403,0	0	19755,8	12555,2
5	25840,7	775221,8	756616,4	0	18605,3	10557,2
6	24335,9	730076,4	712554,5	0	17521,8	8877,1
7	22918,7	687560,0	671058,6	0	16501,4	7464,4
8	21584,0	647519,6	631979,2	0	15540,5	6276,5
9	20327,0	609811,0	595175,6	0	14635,5	5277,7
10	19143,3	574298,4	560515,2	0	13783,2	4437,8
11	18028,5	540853,9	527873,4	0	12980,5	3731,6
12	16978,6	509357,0	497132,4	0	12224,6	3137,7
13	15989,8	479694,3	468181,7	0	11512,7	2638,4
14	15058,6	451759,1	440916,9	0	10842,2	2218,5
15	14181,7	425450,7	415239,9	0	10210,8	1865,5
16	13355,8	400674,4	391058,2	0	9616,2	1568,6
17	12578,0	377340,9	368284,8	0	9056,2	1319,0
18	11845,5	355366,3	346837,5	0	8528,8	1109,1
19	11155,7	334671,4	326639,3	0	8032,1	932,6
20	10506,1	315181,6	307617,3	0	7564,4	784,2
21	9894,2	296826,9	289703,1	0	7123,8	659,4
22	9318,0	279541,0	272832,1	0	6709,0	554,4
23	8775,4	263261,8	256943,6	0	6318,3	466,2
24	8264,4	247930,7	241980,3	0	5950,3	392,0
25	7783,1	233492,3	227888,5	0	5603,8	329,6
26	7329,8	219894,8	214617,3	0	5277,5	277,2
27	6903,0	207089,1	202119,0	0	4970,1	233,1
28	6501,0	195029,2	190348,5	0	4680,7	196,0
29	6122,4	183671,6	179263,4	0	4408,1	164,8
30	5765,8	172975,4	168823,9	0	4151,4	138,6
31	5430,1	162902,1	158992,4	0	3909,6	116,5
32	5113,8	153415,4	149733,4	0	3682,0	98,0
33	4816,0	144481,2	141013,6	0	3467,5	82,4
34	4535,6	136067,2	132801,6	0	3265,6	69,3
35	4271,4	128143,3	125067,9	0	3075,4	58,2

36	4022,7	120680,8	117784,5	0	2896,3	49,0
37	3788,4	113652,9	110925,2	0	2727,7	41,2
38	3567,8	107034,3	104465,5	0	2568,8	34,6
39	3360,0	100801,1	98381,9	0	2419,2	29,1
40	3164,4	94930,9	92652,5	0	2278,3	24,5
41	2980,1	89402,5	87256,9	0	2145,7	20,6
42	2806,5	84196,1	82175,4	0	2020,7	17,3
43	2643,1	79292,9	77389,9	0	1903,0	14,6
44	2489,2	74675,3	72883,1	0	1792,2	12,2
45	2344,2	70326,5	68638,7	0	1687,8	10,3
46	2207,7	66231,0	64641,5	0	1589,5	8,7
47	2079,1	62374,0	60877,1	0	1497,0	7,3
48	1958,1	58741,7	57331,9	0	1409,8	6,1
49	1844,0	55320,8	53993,1	0	1327,7	5,1
50	1736,6	52099,2	50848,8	0	1250,4	4,3
51	1635,5	49065,2	47887,6	0	1177,6	3,6
52	1540,3	46207,8	45098,8	0	1109,0	3,1
53	1450,6	43516,9	42472,5	0	1044,4	2,6
54	1366,1	40982,7	39999,1	0	983,6	2,2
55	1286,5	38596,0	37669,7	0	926,3	1,8
56	1211,6	36348,4	35476,0	0	872,4	1,5
<i>Sumatoria</i>	<i>544495,5</i>	<i>20533639,2</i>	<i>15942826,9</i>	<i>2287380</i>	<i>2303432,3</i>	<i>1407029,2</i>

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

TABLA 5.9.2: CÁLCULO DEL VAN, IR Y TIR DEL POZO APP-159

VAN =	\$ 1.407.029,17
IR =	1,61
TIR =	55,82%

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

El pozo APP-159 recupera su inversión al segundo año. Se debe tener en cuenta, que los dos primeros periodos correspondientes a los años 2013 y 2014, al tener un alto precio de petróleo (98,25 y 93,25 USD correspondientemente) permiten que el pozo petrolero recupere su inversión rápidamente. Además se observa que las condiciones de VAN mayor a cero, IR mayor a la unidad y TIR mayor a la tasa de actualización de la empresa demuestran que el proyecto es rentable y la ganancia posible es considerablemente alta. Este pozo tiene una proyección de vida útil de 55 años.

5.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

De los ocho pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda, siete pozos muestran valores altos de VAN, IR Y TIR.

El pozo, APP-238, mostró un VAN, IR y TIR por debajo de la media, sin embargo, sus valores todavía permiten considerar al proyecto viable y rentable.

El pozo APP-209 fue el único pozo cañoneado con cargas huecas de penetración extra profunda que no fue rentable. Su baja producción impide que el proyecto recupere la inversión inicial o genere ganancias. Este pozo necesitará de un mayor estudio y análisis para considerar realizar trabajos adicionales (estimulación, fractura, etc.) que permitan incrementar su producción para convertirse en un proyecto económicamente rentable.

Manteniendo todos los parámetros constantes, se realiza una prognosis para el pozo APP-209, obteniéndose que para obtener resultados económicos favorables se necesita de una producción real mínima de 255 BPPD.

TABLA 5.10.1: RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	ΔQ (BPPD)	VAN	IR	TIR	Período de Recuperación (años)
APP-159	90	\$ 1.407.029	1,61	55,82%	2
APP-160	136	\$ 2.945.534	2,11	90,14%	1
APP-191	89	\$ 1.735.615	1,90	75,85%	1
APP-205	74	\$ 461.663	1,17	25,02%	2
APP-209	6	-\$ 2.145.953,89	0,10	N/A	N/A
APP-212	279	\$ 7.666.288	3,01	150,62%	1
APP-234	87	\$ 697.752	1,24	29,35%	2
APP-238	66	\$ 233.122	1,09	18,82%	2

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

Por otra parte, el pozo APP-212 muestra un valor extremadamente alto de VAN, IR y TIR. Este pozo presenta el mayor diferencial de caudal, al igual que el mayor espesor cañoneado (49 pies) con una alta presión de reservorio (2800 psia), es

posible que el potencial de este pozo pueda ser optimizado con trabajos adicionales para reducir su daño.

Debido a lo extremo de sus resultados, el pozo APP-212, al igual que el pozo APP-209, son excluidos del cálculo de la media.

De forma similar, de los ocho pozos seleccionados cañoneados con cargas convencionales, si estos hubiesen sido cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda, su producción hubiese incrementado considerablemente para seis de estos pozos.

Dos pozos, APP-084 y APP-246, no mostraron un incremento de producción que justifique la inversión realizada, para estos pozos se recomienda estudios adicionales que permitan incrementar su producción o descarten por completo el uso de cargas huecas de penetración extra profunda.

Por otra parte, el pozo APP-165 muestra un elevado VAN, IR y TIR, por lo que se descarta sus resultados del cálculo de la media.

TABLA 5.10.2: RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES AL USAR CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	ΔQ (BPPD)	VAN	IR	TIR	Período de Recuperación (años)
APP-084	10	-\$ 940.556,40	0,30	N/A	N/A
APP-165	228	\$ 5.863.391,19	2,67	127,78%	1
APP-181	107	\$ 1.204.271,58	1,37	38,99%	2
APP-225	160	\$ 2.834.919,84	1,75	65,83%	2
APP-226	160	\$ 3.156.042,35	1,92	77,21%	1
APP-235	137	\$ 2.947.696,40	2,09	89,14%	1
APP-245	115	\$ 741.697,19	1,18	25,53%	2
APP-246	3	-\$ 1.993.142,78	0,06	N/A	N/A

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

En promedio, todos los parámetros económicos analizados demuestran la viabilidad y superioridad del uso de cargas huecas de penetración extra profunda:

TABLA 5.10.3: VALORES PROMEDIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	ΔQ (BPPD)	VAN	IR	TIR	Período de Recuperación (años)
Promedio	90	\$ 1.246.785	1,52	49,17%	1,66

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

Hay que considerar que estos valores se sujetan a un escenario pesimista, donde el precio del barril de petróleo se mantiene en los 30 USD desde el tercer período de la vida del pozo.

TABLA 5.10.4: VALORES PROMEDIO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CAÑONEADOS CON CARGAS CONVENCIONALES AL USAR CARGAS HUECAS DE PENETRACIÓN EXTRA PROFUNDA

Pozo	ΔQ (BPPD)	VAN	IR	TIR	Período de Recuperación (años)
Promedio	136	\$ 2.176.925	1,66	59,34%	1,6

Elaboración: Jheyson Anchapaxi C.
David Romero V.

De estos resultados, se observa que en promedio, las cargas huecas de penetración extra profunda permiten la producción extra de 136 BPPD, lo cual incrementa los ingresos y se refleja en las altos valores de VAN, IR y TIR obtenidos.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

El presente proyecto cumplió su objetivo general de realizar un estudio técnico y económico del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda y cargas convencionales. Al finalizar el proyecto, se demostró la superioridad de las cargas huecas de penetración extra profunda sobre las cargas convencionales.

Técnicamente, los pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda obtuvieron los siguientes resultados:

Pozo	Qo REAL (BPPD)	Arena	h (ft)	Penetración en la Formación prom. (in)	IP (BFPD/psi)	Daño Efectivo
APP-159	1417	Ui	24	19,4	1,21	-0,9
APP-160	1034	Ti	17	20,96	0,57	9,86
APP-191	1665	Ti	16	20,46	1,92	0,17
APP-205	1402	Ui	33	19,33	1,82	1
APP-209	72	Ti	8	20,57	0,07	14
APP-212	1232	Ui	49	19,5	0,69	15,03
APP-234	1260	Ui	18	19,19	4,06	7,2
APP-238	483	Ui	28	19,21	1,09	-0,86

El óptimo desempeño de las cargas huecas de penetración extra profunda se obtiene en yacimientos cuyas propiedades petrofísicas presenten valores intermedios o altos. Con una buena calidad de roca (porosidad y permeabilidad media o alta), alta presión de reservorio, al igual que un gran espesor cañoneado, los resultados obtenidos al usar cargas huecas de penetración extra profunda son técnicamente satisfactorios. El pozo APP-212, cuyo espesor cañoneado es de 49 pies, presión de reservorio de 2800 psia, porosidad del 13% y permeabilidad de 100 mD, es uno de los mejores pozos cañoneados con cargas huecas de penetración extra profunda: obteniéndose una producción real diaria de 1232 BPPD con un BSW del 1%. A pesar de tener un daño moderadamente alto, su

alta presión de reservorio y buena calidad de roca permiten que el potencial del pozo sea explotado con el uso de cargas huecas de penetración extra profunda.

Los pozos cañoneados con cargas convencionales mostraron los siguientes resultados:

Pozo	Qo REAL (BPPD)	Arena	h (ft)	Penetración en la Formación prom. (in)	IP (BFPD/psi)	Daño Efectivo
APP-084	118	Ui	42	15,99	0,55	0,32
APP-165	1624	Ui	52	16,15	1,84	9,29
APP-181	1924	Ui	41	16,54	0,84	0,21
APP-225	1922	Ui	43	16,05	1,65	1,49
APP-226	492	Ui	9	16,03	0,67	11,68
APP-235	1345	Ti	23	15,91	1,67	2,8
APP-245	2178	Ti	21	16,04	1,7	2,85
APP-246	273	Ti	8	17,28	0,73	-0,48

De estos pozos, el mejor fue el APP-165, cuya calidad de roca es alta (porosidad: 19%; permeabilidad: 175 mD), con una fuerte presión de reservorio de 2800 psia y un gran espesor cañoneado: 52 pies. Este pozo produjo 1624 BPPD con un BSW: 45%. A pesar de su daño, tiene un índice de productividad mayor a la unidad, indicativo de que el potencial del pozo puede ser aún optimizado. Del estudio realizado, se estimó que si este pozo hubiese sido cañoneado con cargas huecas de penetración extra profunda en lugar de cargas convencionales, su producción pudiese haberse incrementado a 3366 BFPD con un IP de 2,1 BFPD/psi.

De esta forma es posible concluir que las cargas convencionales tienen su máximo desempeño en rocas de buena calidad con características petrofísicas altas. Mientras que las cargas huecas de penetración extra profunda alcanzan su máximo desempeño en rocas de alta o media calidad, razón por la cual, las cargas huecas de penetración extra profunda optimizan e incrementan el potencial de flujo de un pozo petrolero.

En promedio, el desempeño de las cargas huecas de penetración extra profunda con relación a las cargas convencionales es:

Incremento de la Penetración en la formación	Incremento del Índice de productividad	Reduccion del Daño	Incremento en la Producción de fluidos
+ 20,12%	+ 11,29%	- 41,61%	+ 11,93%

Las cargas huecas de penetración extra profunda:

- Penetran más en la formación con el fin de alcanzar zonas vírgenes del reservorio que no han sido dañadas o contaminadas por la invasión de fluidos durante la perforación del pozo.
- Maximizan la longitud de penetración a costa de disminuir el diámetro de los orificios creados.
- Son combinadas con técnicas de bajo balance dinámico para incrementar la limpieza de los túneles perforados y por ende la productividad del pozo.

La limpieza de los disparos realizados no depende exclusivamente de la penetración de las cargas utilizadas sino del sistema de cañoneo y las condiciones hidrostáticas durante el cañoneo.

La penetración de una carga se ve afectada principalmente por la litología de la roca o formación:

- Mientras mayor sea la fuerza de compresión no confinada de la roca (UCS), menor será la penetración de las cargas utilizadas.
- En formaciones con roca de granos gruesos la penetración será menor que en formaciones con roca de granos más fino.

Para el correcto análisis técnico del presente proyecto se requirió de información petrofísica, datos PVT, datos de completación del pozo, sistema de cañoneo, pruebas de producción y pruebas de restauración de presión. Esta información fue utilizada en el simulador SPAN ROCK, el cual a través de un enfoque semi-

empírico permitió calcular los cuatro parámetros técnicos analizados en este proyecto: penetración, índice de productividad, daño y producción.

Para el análisis económico se calcularon los siguientes parámetros: Valor Actual Neto (VAN), Índice de Rentabilidad (IR), Tasa Interna de Retorno (TIR). Para ello, la información necesaria fue: producción de petróleo, precio de venta del barril de petróleo, costo de producción por barril de petróleo, costo operativo del cañoneo, costo por tipo de carga e inversión inicial que incluye la completación inicial del pozo petrolero.

Los resultados económicos debido al cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda, eliminando valores extremos, son:

Pozo	ΔQ (BPPD)	VAN	IR	TIR	Período de Recuperación (años)
APP-159	90	\$ 1.407.024	1,61	55,82%	2
APP-160	136	\$ 2.945.534	2,11	90,14%	1
APP-191	89	\$ 1.735.615	1,90	75,85%	1
APP-205	74	\$ 461.663	1,17	25,02%	2
APP-234	87	\$ 697.752	1,24	29,35%	2
APP-238	66	\$ 233.122	1,09	18,82%	2
APP-181	107	\$ 1.204.271,58	1,37	38,99%	2
APP-225	160	\$ 2.834.919,84	1,75	65,83%	2
APP-226	160	\$ 3.156.042,35	1,92	77,21%	1
APP-235	137	\$ 2.947.696,40	2,09	89,14%	1
APP-245	115	\$ 741.697,19	1,18	25,53%	2
<i>Promedio</i>	<i>111</i>	<i>\$ 1.669.576,12</i>	<i>1,58455</i>	<i>53,79%</i>	<i>1,63</i>

El período de recuperación de la inversión puede variar dependiendo del precio del barril de petróleo en el mercado actual.

En base a los resultados técnicos y económicos, se concluye que las cargas huecas de penetración extra profunda fueron la mejor opción, en términos de carga, a utilizarse en los pozos del campo Apple durante el año 2013.

6.2 RECOMENDACIONES

En pozos nuevos, se recomienda utilizar la producción a días de la operación del cañoneo para el análisis de producción de pozos, pues así se observa la verdadera producción como resultado del cañoneo. No se recomienda utilizar la producción mensual promedia del pozo pues esta incluye otros parámetros como depletación del pozo, trabajos adicionales, estrangulamientos, etc.

Para el análisis del daño e índice de productividad en un estudio de cañoneo es preferible contar con información de pruebas de restauración de presión o Build Up. Si no se dispone de esta información, se debe asegurar que las simulaciones corridas en el pozo tengan concordancia con la realidad. Para este estudio, solo se contó con tres pruebas de Build Up y los resultados de las simulaciones son correspondientes a los resultados de las pruebas de Build Up.

Para proyectos futuros que se desarrollen en la locación del pozo e involucren cargas y cañones, es importante conocer las normas de seguridad establecidas en la locación para el correcto uso, manejo y almacenamiento de explosivos.

Para estudios futuros se recomienda comprobar que en pozos con más de un intervalo cañoneado, la producción del pozo corresponda a los intervalos cañoneados estudiados.

Para un trabajo futuro se recomienda analizar los escenarios posibles al variar los parámetros del sistema de cañoneo y su influencia en el desempeño de las cargas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Army Material Command. (1972). *Engineering Desing Handbook Principles of Explosive Behavior*. AMCP 706-180.
- BELL, W. T., SUKUP, R. A., & TARIQ, S. M. (1995). Perforating. *SPE Monograph* 16.
- BENEDICTO, M. S. (2 de Septiembre de 2010). *Análisis de inversión*. Recuperado el 25 de Octubre de 2014, de Escuela de Organización Industrial: <http://www.eoi.es/savia/documento/eoi-45547/analisis-de-inversiones>
- ECONOMIDES, M. J., WATTERS, L. T., & DUNN-NORMAN, S. (1998). *Petroleum Well Construction*. West Sussex, England: John Wiley & Sons.
- Kaplan, R. S. (Diciembre de 2006). *The Demise of Cost and Profit Centers*. Recuperado el 2016, de Harvard Business School: <http://www.hbs.edu/research/pdf/07-030.pdf>
- MASCAREÑAS, J. (Marzo de 2008). *La valoración de proyectos de inversión productivos*. Recuperado el 25 de octubre de 2014, de Universidad Complutense de Madrid: <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/jmas/mon/03.pdf>
- Petroamazonas EP. (2014). *Informe Rendición de Cuentas 2014 Petroamazonas EP*. Recuperado el Julio de 2015, de Biblioteca: <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/INFORME-PAM-2014-para-web.pdf>
- Petroamazonas EP. (2015). *Reporte N° 322 de Actividades de Comisiones*. Recuperado el 2015, de AMCHAM GUAYAQUIL: <http://amchamgye.org.ec/reporte-n-322-de-actividades-de-comisiones/>
- Petroamazonas EP, IFEA, & IRD. (2014). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Quito: Schlumberger.
- RAE. (2014). *Diccionario de la lengua española*. Obtenido de REAL ACADEMIA ESPAÑOLA: <http://www.rae.es/recursos/diccionarios/drae>
- Schlumberger. (2008). *Perforating Services Catalog*. Sugar Land, Texas.
- Schlumberger. (2014). *PowerJet Nova Extradeep Penetrating Shaped Charge*. Recuperado el Noviembre de 2014, de Schlumberger Services & Products: http://www.slb.com/~media/Files/perforating/product_sheets/gun_systems/carrier/powerjetnova_ps.pdf

- Schlumberger. (2014). Shushufindi - Reawakening a Giant. *Oilfield Review*, 26, 42-58.
- Schlumberger. (2014). *SPAN Version 9.2 User Guide*.
- Schlumberger. (2015). *Oilfield Glossary*. Recuperado el 2015, de Schlumberger: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Schlumberger. (Spring 2004). La nueva dinámica de operaciones de disparos en condiciones de bajo balance. *Oilfield Review*, 56-69.
- Schlumberger. (Spring 2012). Detonación para inducir el flujo de fluidos. *Oilfield Review*, 63-65.
- Schlumberger. (Summer 2000). Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. *Oilfield Review*, 54-79.
- Tucker, T. (1972). *Explosive Initiators - Behavior and Utilization of Explosives in Engineering Design*. New Mexico: ASME.
- U. S. Department of Energy. (Julio de 2015). *Cushing, OK WTI Spot Price FOB*. Recuperado el 15 de Julio de 2015, de U.S. Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=D>

ANEXOS

**ANEXO 1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-159**

Período	Producción (BP)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	2287380	-2287380,0	-2287380,0
1	32850,0	3227512,5	961848,0	0	2265664,5	2022914,7
2	30937,0	2884872,0	905834,3	0	1979037,6	1577676,7
3	29135,3	874060,1	853082,6	0	20977,4	14931,3
4	27438,6	823158,8	803403,0	0	19755,8	12555,2
5	25840,7	775221,8	756616,4	0	18605,3	10557,2
6	24335,9	730076,4	712554,5	0	17521,8	8877,1
7	22918,7	687560,0	671058,6	0	16501,4	7464,4
8	21584,0	647519,6	631979,2	0	15540,5	6276,5
9	20327,0	609811,0	595175,6	0	14635,5	5277,7
10	19143,3	574298,4	560515,2	0	13783,2	4437,8
11	18028,5	540853,9	527873,4	0	12980,5	3731,6
12	16978,6	509357,0	497132,4	0	12224,6	3137,7
13	15989,8	479694,3	468181,7	0	11512,7	2638,4
14	15058,6	451759,1	440916,9	0	10842,2	2218,5
15	14181,7	425450,7	415239,9	0	10210,8	1865,5
16	13355,8	400674,4	391058,2	0	9616,2	1568,6
17	12578,0	377340,9	368284,8	0	9056,2	1319,0
18	11845,5	355366,3	346837,5	0	8528,8	1109,1
19	11155,7	334671,4	326639,3	0	8032,1	932,6
20	10506,1	315181,6	307617,3	0	7564,4	784,2
21	9894,2	296826,9	289703,1	0	7123,8	659,4
22	9318,0	279541,0	272832,1	0	6709,0	554,4
23	8775,4	263261,8	256943,6	0	6318,3	466,2
24	8264,4	247930,7	241980,3	0	5950,3	392,0
25	7783,1	233492,3	227888,5	0	5603,8	329,6
26	7329,8	219894,8	214617,3	0	5277,5	277,2
27	6903,0	207089,1	202119,0	0	4970,1	233,1
28	6501,0	195029,2	190348,5	0	4680,7	196,0
29	6122,4	183671,6	179263,4	0	4408,1	164,8
30	5765,8	172975,4	168823,9	0	4151,4	138,6
31	5430,1	162902,1	158992,4	0	3909,6	116,5
32	5113,8	153415,4	149733,4	0	3682,0	98,0
33	4816,0	144481,2	141013,6	0	3467,5	82,4
34	4535,6	136067,2	132801,6	0	3265,6	69,3

35	4271,4	128143,3	125067,9	0	3075,4	58,2
36	4022,7	120680,8	117784,5	0	2896,3	49,0
37	3788,4	113652,9	110925,2	0	2727,7	41,2
38	3567,8	107034,3	104465,5	0	2568,8	34,6
39	3360,0	100801,1	98381,9	0	2419,2	29,1
40	3164,4	94930,9	92652,5	0	2278,3	24,5
41	2980,1	89402,5	87256,9	0	2145,7	20,6
42	2806,5	84196,1	82175,4	0	2020,7	17,3
43	2643,1	79292,9	77389,9	0	1903,0	14,6
44	2489,2	74675,3	72883,1	0	1792,2	12,2
45	2344,2	70326,5	68638,7	0	1687,8	10,3
46	2207,7	66231,0	64641,5	0	1589,5	8,7
47	2079,1	62374,0	60877,1	0	1497,0	7,3
48	1958,1	58741,7	57331,9	0	1409,8	6,1
49	1844,0	55320,8	53993,1	0	1327,7	5,1
50	1736,6	52099,2	50848,8	0	1250,4	4,3
51	1635,5	49065,2	47887,6	0	1177,6	3,6
52	1540,3	46207,8	45098,8	0	1109,0	3,1
53	1450,6	43516,9	42472,5	0	1044,4	2,6
54	1366,1	40982,7	39999,1	0	983,6	2,2
55	1286,5	38596,0	37669,7	0	926,3	1,8
56	1211,6	36348,4	35476,0	0	872,4	1,5
Sumatoria	544495,5	20533639,2	15942826,9	2287380	2303432,3	1407029,2

VAN =	\$ 1.407.029,17
IR =	1,61
TIR =	55,82%
	VIABLE

**ANEXO 2: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-160**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	2637105,00	-2637105,00	-2637105,00
1	49640,00	4877130,00	1453459,20	0,00	3423670,80	3056848,93
2	46749,19	4359362,10	1368816,33	0,00	2990545,78	2384044,78
3	44026,73	1320801,91	1289102,67	0,00	31699,25	22562,90
4	41462,81	1243884,40	1214031,17	0,00	29853,23	18972,26
5	39048,21	1171446,21	1143331,50	0,00	28114,71	15953,04
6	36774,22	1103226,49	1076749,06	0,00	26477,44	13414,29
7	34632,65	1038979,58	1014044,07	0,00	24935,51	11279,56
8	32615,80	978474,12	954990,75	0,00	23483,38	9484,54
9	30716,41	921492,23	899376,41	0,00	22115,81	7975,18
10	28927,62	867828,70	847000,81	0,00	20827,89	6706,02
11	27243,01	817290,29	797675,32	0,00	19614,97	5638,83
12	25656,50	769695,01	751222,33	0,00	18472,68	4741,48
13	24162,38	724871,46	707474,54	0,00	17396,92	3986,92
14	22755,27	682658,23	666274,43	0,00	16383,80	3352,45
15	21430,11	642903,31	627473,63	0,00	15429,68	2818,94
16	20182,12	605463,54	590932,41	0,00	14531,12	2370,34
17	19006,80	570204,09	556519,19	0,00	13684,90	1993,13
18	17899,93	536997,98	524110,03	0,00	12887,95	1675,94
19	16857,52	505725,66	493588,24	0,00	12137,42	1409,24
20	15875,82	476274,49	464843,90	0,00	11430,59	1184,97
21	14951,28	448538,42	437773,50	0,00	10764,92	996,40
22	14080,59	422417,58	412279,55	0,00	10138,02	837,83
23	13260,60	397817,89	388270,26	0,00	9547,63	704,50
24	12488,36	374650,78	365659,16	0,00	8991,62	592,39
25	11761,09	352832,82	344364,83	0,00	8467,99	498,12
26	11076,18	332285,43	324310,58	0,00	7974,85	418,85
27	10431,15	312934,64	305424,21	0,00	7510,43	352,19
28	9823,69	294710,74	287637,68	0,00	7073,06	296,14
29	9251,60	277548,13	270886,97	0,00	6661,16	249,02
30	8712,83	261384,98	255111,74	0,00	6273,24	209,39
31	8205,44	246163,10	240255,19	0,00	5907,91	176,07
32	7727,59	231827,68	226263,82	0,00	5563,86	148,05
33	7277,57	218327,09	213087,24	0,00	5239,85	124,49
34	6853,76	205612,71	200678,00	0,00	4934,70	104,68
35	6454,63	193638,76	188991,43	0,00	4647,33	88,02
36	6078,74	182362,11	177985,42	0,00	4376,69	74,01

37	5724,74	171742,17	167620,36	0,00	4121,81	62,23
38	5391,36	161740,68	157858,91	0,00	3881,78	52,33
39	5077,39	152321,64	148665,92	0,00	3655,72	44,00
40	4781,70	143451,12	140008,29	0,00	3442,83	37,00
41	4503,24	135097,18	131854,84	0,00	3242,33	31,11
42	4240,99	127229,73	124176,22	0,00	3053,51	26,16
43	3994,01	119820,45	116944,76	0,00	2875,69	22,00
44	3761,42	112842,65	110134,42	0,00	2708,22	18,50
45	3542,37	106271,20	103720,69	0,00	2550,51	15,55
46	3336,08	100082,45	97680,47	0,00	2401,98	13,08
47	3141,80	94254,10	91992,00	0,00	2262,10	11,00
48	2958,84	88765,17	86634,81	0,00	2130,36	9,25
49	2786,53	83595,89	81589,59	0,00	2006,30	7,78
50	2624,25	78727,64	76838,18	0,00	1889,46	6,54
<i>Sumatoria</i>	<i>809962,95</i>	<i>30643704,73</i>	<i>23715715,05</i>	<i>2637105,00</i>	<i>4290884,68</i>	<i>2945535,40</i>

VAN =	\$ 2.945.535,40
IR =	2,11
TIR =	90,14%
	VIABLE

**ANEXO 3: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO POZO 191**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	1917748,00	-1917748,00	-1917748,00
1	32485,00	3191651,25	951160,80	0,00	2240490,45	2000437,90
2	30593,22	2852817,85	895769,51	0,00	1957048,34	1560146,95
3	28811,61	864348,31	843603,95	0,00	20744,36	14765,43
4	27133,75	814012,58	794476,28	0,00	19536,30	12415,67
5	25553,61	766608,18	748209,59	0,00	18398,60	10439,86
6	24065,48	721964,40	704637,25	0,00	17327,15	8778,47
7	22664,02	679920,46	663602,37	0,00	16318,09	7381,48
8	21344,17	640324,98	624957,18	0,00	15367,80	6206,80
9	20101,18	603035,35	588562,51	0,00	14472,85	5219,05
10	18930,58	567917,31	554287,29	0,00	13630,02	4388,50
11	17828,15	534844,38	522008,11	0,00	12836,27	3690,12
12	16789,92	503697,47	491608,73	0,00	12088,74	3102,88
13	15812,15	474364,41	462979,67	0,00	11384,75	2609,09
14	14891,32	446739,58	436017,83	0,00	10721,75	2193,88
15	14024,12	420723,49	410626,13	0,00	10097,36	1844,75
16	13207,42	396222,46	386713,12	0,00	9509,34	1551,18
17	12438,28	373148,26	364192,70	0,00	8955,56	1304,33
18	11713,93	351417,80	342983,77	0,00	8434,03	1096,76
19	11031,76	330952,82	323009,95	0,00	7942,87	922,22
20	10389,32	311679,63	304199,32	0,00	7480,31	775,46
21	9784,29	293528,82	286484,13	0,00	7044,69	652,05
22	9214,50	276435,03	269800,59	0,00	6634,44	548,29
23	8677,89	260336,71	254088,63	0,00	6248,08	461,03
24	8172,53	245175,88	239291,66	0,00	5884,22	387,66
25	7696,60	230897,95	225356,40	0,00	5541,55	325,97
26	7248,38	217451,50	212232,66	0,00	5218,84	274,10
27	6826,27	204788,11	199873,19	0,00	4914,91	230,48
28	6428,74	192862,18	188233,48	0,00	4628,69	193,80
29	6054,36	181630,76	177271,62	0,00	4359,14	162,96
30	5701,78	171053,41	166948,12	0,00	4105,28	137,03
31	5369,73	161092,03	157225,82	0,00	3866,21	115,22
32	5057,03	151710,76	148069,70	0,00	3641,06	96,88
33	4762,53	142875,81	139446,80	0,00	3429,02	81,47
34	4485,18	134555,38	131326,05	0,00	3229,33	68,50
35	4223,98	126719,48	123678,21	0,00	3041,27	57,60
36	3978,00	119339,91	116475,75	0,00	2864,16	48,43

37	3746,34	112390,10	109692,73	0,00	2697,36	40,73
38	3528,17	105845,01	103304,73	0,00	2540,28	34,24
39	3322,70	99681,07	97288,73	0,00	2392,35	28,80
40	3129,20	93876,10	91623,07	0,00	2253,03	24,21
41	2946,97	88409,18	86287,36	0,00	2121,82	20,36
42	2775,35	83260,63	81262,38	0,00	1998,26	17,12
43	2613,73	78411,91	76530,02	0,00	1881,89	14,40
44	2461,52	73845,56	72073,26	0,00	1772,29	12,10
45	2318,17	69545,13	67876,04	0,00	1669,08	10,18
46	2183,17	65495,13	63923,25	0,00	1571,88	8,56
47	2056,03	61680,99	60200,65	0,00	1480,34	7,20
48	1936,30	58088,97	56694,84	0,00	1394,14	6,05
49	1823,54	54706,13	53393,19	0,00	1312,95	5,09
50	1717,34	51520,30	50283,81	0,00	1236,49	4,28
51	1617,33	48519,99	47355,51	0,00	1164,48	3,60
52	1523,15	45694,40	44597,74	0,00	1096,67	3,03
53	1434,45	43033,37	42000,57	0,00	1032,80	2,54
54	1350,91	40527,30	39554,64	0,00	972,66	2,14
55	1272,24	38167,17	37251,16	0,00	916,01	1,80
56	1198,15	35944,49	35081,82	0,00	862,67	1,51
57	1128,37	33851,25	33038,82	0,00	812,43	1,27
58	1062,66	31879,90	31114,79	0,00	765,12	1,07
<i>Sumatoria</i>	<i>540636,54</i>	<i>20371218,77</i>	<i>15829837,98</i>	<i>1917748,00</i>	<i>2623632,78</i>	<i>1735614,52</i>

VAN =	\$ 1.735.614,52
IR =	1,90
TIR =	75,85%
	VIABLE

**ANEXO 4: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO POZO APP-205**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	2575961,00	-2575961,00	-2575961,00
1	27010,00	2653732,50	790852,80	0,00	1862879,70	1663285,45
2	25437,06	2372005,85	744797,12	0,00	1627208,73	1297200,84
3	23955,72	718671,63	701423,51	0,00	17248,12	12276,87
4	22560,65	676819,45	660575,79	0,00	16243,67	10323,14
5	21246,82	637404,56	622106,85	0,00	15297,71	8680,33
6	20009,50	600285,00	585878,16	0,00	14406,84	7298,95
7	18844,24	565327,13	551759,28	0,00	13567,85	6137,41
8	17746,83	532405,04	519627,32	0,00	12777,72	5160,71
9	16713,34	501400,18	489366,58	0,00	12033,60	4339,44
10	15740,03	472200,91	460868,09	0,00	11332,82	3648,87
11	14823,40	444702,07	434029,22	0,00	10672,85	3068,19
12	13960,15	418804,64	408753,33	0,00	10051,31	2579,92
13	13147,18	394415,35	384949,38	0,00	9465,97	2169,36
14	12381,55	371446,39	362531,68	0,00	8914,71	1824,13
15	11660,50	349815,04	341419,48	0,00	8395,56	1533,84
16	10981,45	329443,40	321536,75	0,00	7906,64	1289,74
17	10341,94	310258,11	302811,91	0,00	7446,19	1084,50
18	9739,67	292190,08	285177,52	0,00	7012,56	911,91
19	9172,48	275174,25	268570,07	0,00	6604,18	766,79
20	8638,31	259149,35	252929,77	0,00	6219,58	644,76
21	8135,26	244057,67	238200,29	0,00	5857,38	542,16
22	7661,50	229844,86	224328,58	0,00	5516,28	455,88
23	7215,32	216459,74	211264,70	0,00	5195,03	383,33
24	6795,14	203854,10	198961,60	0,00	4892,50	322,33
25	6399,42	191982,56	187374,98	0,00	4607,58	271,03
26	6026,75	180802,37	176463,11	0,00	4339,26	227,90
27	5675,78	170273,26	166186,70	0,00	4086,56	191,63
28	5345,24	160357,32	156508,74	0,00	3848,58	161,14
29	5033,96	151018,83	147394,38	0,00	3624,45	135,49
30	4740,81	142224,18	138810,80	0,00	3413,38	113,93
31	4464,72	133941,69	130727,09	0,00	3214,60	95,80
32	4204,72	126141,53	123114,14	0,00	3027,40	80,56
33	3959,85	118795,62	115944,53	0,00	2851,09	67,74
34	3729,25	111877,50	109192,44	0,00	2685,06	56,96
35	3512,08	105362,26	102833,57	0,00	2528,69	47,89
36	3307,55	99226,44	96845,01	0,00	2381,43	40,27

37	3114,93	93447,95	91205,19	0,00	2242,75	33,86
38	2933,53	88005,96	85893,82	0,00	2112,14	28,47
39	2762,70	82880,89	80891,75	0,00	1989,14	23,94
40	2601,81	78054,29	76180,98	0,00	1873,30	20,13
41	2450,29	73508,76	71744,55	0,00	1764,21	16,93
42	2307,60	69227,94	67566,47	0,00	1661,47	14,23
43	2173,21	65196,42	63631,71	0,00	1564,71	11,97
44	2046,66	61399,68	59926,08	0,00	1473,59	10,06
45	1927,47	57824,04	56436,26	0,00	1387,78	8,46
46	1815,22	54456,63	53149,67	0,00	1306,96	7,12
47	1709,51	51285,32	50054,47	0,00	1230,85	5,98
48	1609,96	48298,70	47139,53	0,00	1159,17	5,03
49	1516,20	45486,00	44394,33	0,00	1091,66	4,23
50	1427,90	42837,10	41809,01	0,00	1028,09	3,56
51	1344,75	40342,46	39374,24	0,00	968,22	2,99
52	1266,44	37993,10	37081,27	0,00	911,83	2,52
53	1192,69	35780,55	34921,82	0,00	858,73	2,11
54	1123,23	33696,86	32888,13	0,00	808,72	1,78
55	1057,82	31734,50	30972,88	0,00	761,63	1,50
<i>Sumatoria</i>	<i>446700,05</i>	<i>16853327,99</i>	<i>13079377,41</i>	<i>2575961,00</i>	<i>1197989,58</i>	<i>461663,06</i>

VAN =	\$ 461.663,06
IR =	1,17
TIR =	25,02%
	VIABLE

**ANEXO 5: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO POZO APP-209**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	2389619,00	-2389619,00	-2389619,00
1	2190,00	215167,50	64123,20	0,00	151044,30	134860,98
2	2062,46	192324,80	60388,96	0,00	131935,84	105178,45
3	1942,36	58270,67	56872,18	0,00	1398,50	995,42
4	1829,24	54877,25	53560,20	0,00	1317,05	837,01
5	1722,72	51681,45	50441,10	0,00	1240,35	703,81
6	1622,39	48671,76	47503,63	0,00	1168,12	591,81
7	1527,91	45837,33	44737,24	0,00	1100,10	497,63
<i>Sumatoria</i>	<i>12897,08</i>	<i>666830,77</i>	<i>377626,50</i>	<i>2389619,00</i>	<i>-2100414,73</i>	<i>-2145953,89</i>

VAN =	-\$ 2.145.953,89
IR =	0,10
TIR =	N/A
	NO VIABLE

**ANEXO 6: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA LA PROGNOSIS DEL POZO APP-209**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	5889619,00	-5889619,00	-5889619,00
1	93075,00	9144618,75	2725236,00	0,00	6419382,75	5731591,74
2	87654,73	8173803,94	2566530,61	0,00	5607273,33	4470083,97
3	82550,12	2476503,59	2417067,50	0,00	59436,09	42305,43
4	77742,77	2332283,25	2276308,45	0,00	55974,80	35573,00
5	73215,39	2196461,65	2143746,57	0,00	52715,08	29911,95
6	68951,66	2068549,68	2018904,48	0,00	49645,19	25151,80
7	64936,22	1948086,72	1901332,64	0,00	46754,08	21149,17
8	61154,63	1834638,98	1790607,65	0,00	44031,34	17783,52
9	57593,26	1727797,93	1686330,78	0,00	41467,15	14953,47
10	54239,29	1627178,81	1588126,52	0,00	39052,29	12573,79
11	51080,64	1532419,29	1495641,23	0,00	36778,06	10572,81
12	48105,94	1443178,14	1408541,86	0,00	34636,28	8890,27
13	45304,47	1359133,99	1326514,77	0,00	32619,22	7475,48
14	42666,14	1279984,19	1249264,56	0,00	30719,62	6285,84
15	40181,46	1205443,71	1176513,06	0,00	28930,65	5285,52
16	37841,47	1135244,13	1107998,27	0,00	27245,86	4444,39
17	35637,76	1069132,66	1043473,48	0,00	25659,18	3737,11
18	33562,37	1006871,22	982706,31	0,00	24164,91	3142,39
19	31607,85	948235,61	925477,95	0,00	22757,65	2642,32
20	29767,16	893014,66	871582,31	0,00	21432,35	2221,82
21	28033,65	841009,54	820825,31	0,00	20184,23	1868,24
22	26401,10	792032,96	773024,16	0,00	19008,79	1570,93
23	24863,62	745908,55	728006,74	0,00	17901,81	1320,94
24	23415,67	702470,21	685610,93	0,00	16859,29	1110,73
25	22052,05	661561,53	645684,06	0,00	15877,48	933,97
Sumatoria	1241634,43	49145563,67	36355056,21	5889619,00	6900888,47	4572961,62

VAN =	\$ 4.572.961,62
IR =	1,77
TIR =	66,46%
	VIABLE

ANEXO 7: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN, IR Y TIR PARA EL POZO APP-212

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	3786363,0	-3786363,0	-3786363,0
1	101835,0	10005288,8	2981728,8	0,0	7023560,0	6271035,7
2	95904,6	8943103,1	2808086,4	0,0	6135016,7	4890797,8
3	90319,5	2709586,3	2644556,2	0,0	65030,1	46287,1
4	85059,7	2551792,3	2490549,2	0,0	61243,0	38921,0
5	80106,2	2403187,4	2345510,9	0,0	57676,5	32727,2
6	75441,2	2263236,7	2208919,0	0,0	54317,7	27519,0
7	71047,9	2131436,1	2080281,6	0,0	51154,5	23139,7
8	66910,4	2007310,9	1959135,4	0,0	48175,5	19457,3
9	63013,8	1890414,2	1845044,3	0,0	45369,9	16360,9
10	59344,2	1780325,0	1737597,2	0,0	42727,8	13757,2
11	55888,2	1676647,0	1636407,5	0,0	40239,5	11567,9
12	52633,6	1579006,7	1541110,5	0,0	37896,2	9727,0
13	49568,4	1487052,5	1451363,2	0,0	35689,3	8179,1
14	46681,8	1400453,3	1366842,4	0,0	33610,9	6877,5
15	43963,2	1318897,2	1287243,7	0,0	31653,5	5783,0
16	41403,0	1242090,6	1212280,5	0,0	29810,2	4862,7
17	38991,9	1169756,9	1141682,7	0,0	28074,2	4088,8
18	36721,2	1101635,6	1075196,3	0,0	26439,3	3438,1
19	34582,7	1037481,3	1012581,8	0,0	24899,6	2891,0
20	32568,8	977063,1	953613,6	0,0	23449,5	2430,9
21	30672,1	920163,4	898079,5	0,0	22083,9	2044,1
22	28885,9	866577,2	845779,4	0,0	20797,9	1718,8
23	27203,7	816111,7	796525,0	0,0	19586,7	1445,3
24	25619,5	768585,1	750139,0	0,0	18446,0	1215,3
25	24127,5	723826,1	706454,3	0,0	17371,8	1021,9
26	22722,5	681673,8	665313,6	0,0	16360,2	859,2
27	21399,2	641976,2	626568,8	0,0	15407,4	722,5
28	20153,0	604590,4	590080,3	0,0	14510,2	607,5
29	18979,4	569381,8	555716,7	0,0	13665,2	510,8
30	17874,1	536223,6	523354,2	0,0	12869,4	429,6
31	16833,2	504996,4	492876,5	0,0	12119,9	361,2
32	15852,9	475587,7	464173,6	0,0	11414,1	303,7
33	14929,7	447891,6	437142,2	0,0	10749,4	255,4
34	14060,3	421808,4	411685,0	0,0	10123,4	214,7
35	13241,5	397244,2	387710,4	0,0	9533,9	180,6
36	12470,4	374110,5	365131,9	0,0	8978,7	151,8
37	11744,1	352324,0	343868,2	0,0	8455,8	127,7

38	11060,2	331806,3	323842,9	0,0	7963,4	107,4
39	10416,1	312483,4	304983,8	0,0	7499,6	90,3
40	9809,5	294285,8	287222,9	0,0	7062,9	75,9
41	9238,3	277147,9	270496,3	0,0	6651,5	63,8
42	8700,3	261008,0	254743,9	0,0	6264,2	53,7
43	8193,6	245808,1	239908,7	0,0	5899,4	45,1
44	7716,4	231493,4	225937,5	0,0	5555,8	37,9
45	7267,1	218012,2	212780,0	0,0	5232,3	31,9
46	6843,9	205316,2	200388,6	0,0	4927,6	26,8
47	6445,3	193359,5	188718,9	0,0	4640,6	22,6
48	6070,0	182099,1	177728,8	0,0	4370,4	19,0
49	5716,5	171494,5	167378,6	0,0	4115,9	16,0
50	5383,6	161507,4	157631,3	0,0	3876,2	13,4
51	5070,1	152102,0	148451,5	0,0	3650,4	11,3
52	4774,8	143244,3	139806,4	0,0	3437,9	9,5
53	4496,7	134902,4	131664,7	0,0	3237,7	8,0
<i>Sumatoria</i>	<i>1675956,8</i>	<i>63294907,6</i>	<i>49072014,5</i>	<i>3786363,0</i>	<i>10436530,0</i>	<i>7666288,3</i>

VAN =	\$ 7.666.288,33
IR =	3,01
TIR =	150,62%
	VIABLE

**ANEXO 8: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-234**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	2873505,0	-2873505,0	-2873505,0
1	31755,0	3119928,8	929786,4	0,0	2190142,4	1955484,2
2	29905,7	2788709,6	875639,9	0,0	1913069,7	1525087,5
3	28164,2	844924,8	824646,6	0,0	20278,2	14433,6
4	26524,0	795720,2	776622,9	0,0	19097,3	12136,7
5	24979,4	749381,0	731395,9	0,0	17985,1	10205,3
6	23524,7	705740,5	688802,7	0,0	16937,8	8581,2
7	22154,7	664641,4	648690,0	0,0	15951,4	7215,6
8	20864,5	625935,7	610913,2	0,0	15022,5	6067,3
9	19649,5	589484,0	575336,4	0,0	14147,6	5101,8
10	18505,2	555155,1	541831,4	0,0	13323,7	4289,9
11	17427,5	522825,4	510277,6	0,0	12547,8	3607,2
12	16412,6	492378,4	480561,3	0,0	11817,1	3033,2
13	15456,8	463704,5	452575,6	0,0	11128,9	2550,5
14	14556,7	436700,5	426219,7	0,0	10480,8	2144,6
15	13709,0	411269,0	401398,6	0,0	9870,5	1803,3
16	12910,6	387318,6	378022,9	0,0	9295,6	1516,3
17	12158,8	364762,9	356008,6	0,0	8754,3	1275,0
18	11450,7	343520,8	335276,3	0,0	8244,5	1072,1
19	10783,9	323515,7	315751,3	0,0	7764,4	901,5
20	10155,9	304675,6	297363,4	0,0	7312,2	758,0
21	9564,4	286932,7	280046,3	0,0	6886,4	637,4
22	9007,4	270223,0	263737,7	0,0	6485,4	536,0
23	8482,9	254486,4	248378,8	0,0	6107,7	450,7
24	7988,9	239666,3	233914,3	0,0	5752,0	379,0
25	7523,6	225709,2	220292,2	0,0	5417,0	318,6
26	7085,5	212564,9	207463,4	0,0	5101,6	267,9
27	6672,9	200186,1	195381,7	0,0	4804,5	225,3
28	6284,3	188528,2	184003,5	0,0	4524,7	189,4
29	5918,3	177549,2	173288,0	0,0	4261,2	159,3
30	5573,7	167209,5	163196,5	0,0	4013,0	133,9
31	5249,1	157472,0	153692,7	0,0	3779,3	112,6
32	4943,4	148301,5	144742,3	0,0	3559,2	94,7
33	4655,5	139665,1	136313,2	0,0	3352,0	79,6
34	4384,4	131531,7	128374,9	0,0	3156,8	67,0
35	4129,1	123871,9	120898,9	0,0	2972,9	56,3
36	3888,6	116658,1	113858,3	0,0	2799,8	47,3

37	3662,1	109864,5	107227,7	0,0	2636,7	39,8
38	3448,9	103466,5	100983,3	0,0	2483,2	33,5
39	3248,0	97441,0	95102,5	0,0	2338,6	28,1
40	3058,9	91766,5	89564,1	0,0	2202,4	23,7
41	2880,7	86422,5	84348,3	0,0	2074,1	19,9
42	2713,0	81389,6	79436,3	0,0	1953,4	16,7
43	2555,0	76649,8	74810,2	0,0	1839,6	14,1
44	2406,2	72186,1	70453,6	0,0	1732,5	11,8
45	2266,1	67982,3	66350,7	0,0	1631,6	9,9
46	2134,1	64023,3	62486,8	0,0	1536,6	8,4
47	2009,8	60294,9	58847,8	0,0	1447,1	7,0
48	1892,8	56783,6	55420,8	0,0	1362,8	5,9
49	1782,6	53476,8	52193,3	0,0	1283,4	5,0
50	1678,8	50362,5	49153,8	0,0	1208,7	4,2
51	1581,0	47429,7	46291,3	0,0	1138,3	3,5
52	1488,9	44667,6	43595,5	0,0	1072,0	3,0
53	1402,2	42066,3	41056,7	0,0	1009,6	2,5
<i>Sumatoria</i>	<i>522610,2</i>	<i>19737121,7</i>	<i>15302026,0</i>	<i>2873505,0</i>	<i>1561590,7</i>	<i>697751,9</i>

VAN =	\$ 697.751,87
IR =	1,24
TIR =	29,35%
	VIABLE

**ANEXO 9: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-238**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	2475958,0	-2475958,0	-2475958,0
1	24090,0	2366842,5	705355,2	0,0	1661487,3	1483470,8
2	22687,1	2115572,8	664278,5	0,0	1451294,3	1156962,9
3	21365,9	640977,4	625593,9	0,0	15383,5	10949,6
4	20121,7	603649,8	589162,2	0,0	14487,6	9207,1
5	18949,9	568496,0	554852,1	0,0	13643,9	7741,9
6	17846,3	535389,3	522540,0	0,0	12849,3	6509,9
7	16807,0	504210,7	492109,6	0,0	12101,1	5473,9
8	15828,3	474847,7	463451,4	0,0	11396,3	4602,8
9	14906,5	447194,8	436462,1	0,0	10732,7	3870,3
10	14038,4	421152,2	411044,5	0,0	10107,7	3254,4
11	13220,9	396626,2	387107,1	0,0	9519,0	2736,5
12	12450,9	373528,5	364563,8	0,0	8964,7	2301,0
13	11725,9	351775,9	343333,2	0,0	8442,6	1934,8
14	11043,0	331290,0	323339,1	0,0	7951,0	1626,9
15	10399,9	311997,2	304509,3	0,0	7487,9	1368,0
16	9794,3	293827,9	286776,0	0,0	7051,9	1150,3
17	9223,9	276716,7	270075,5	0,0	6641,2	967,3
18	8686,7	260602,0	254347,5	0,0	6254,4	813,3
19	8180,9	245425,7	239535,5	0,0	5890,2	683,9
20	7704,4	231133,2	225586,0	0,0	5547,2	575,1
21	7255,8	217673,1	212448,9	0,0	5224,2	483,5
22	6833,2	204996,8	200076,8	0,0	4919,9	406,6
23	6435,3	193058,7	188425,3	0,0	4633,4	341,9
24	6060,5	181815,8	177452,2	0,0	4363,6	287,5
25	5707,6	171227,7	167118,2	0,0	4109,5	241,7
26	5375,2	161256,2	157386,0	0,0	3870,1	203,3
27	5062,2	151865,3	148220,6	0,0	3644,8	170,9
28	4767,4	143021,4	139588,9	0,0	3432,5	143,7
29	4489,7	134692,5	131459,9	0,0	3232,6	120,8
30	4228,3	126848,6	123804,2	0,0	3044,4	101,6
31	3982,1	119461,5	116594,4	0,0	2867,1	85,4
32	3750,2	112504,6	109804,5	0,0	2700,1	71,8
33	3531,8	105952,9	103410,0	0,0	2542,9	60,4
34	3326,1	99782,6	97387,9	0,0	2394,8	50,8
35	3132,4	93971,7	91716,4	0,0	2255,3	42,7
36	2950,0	88499,3	86375,3	0,0	2124,0	35,9

37	2778,2	83345,5	81345,2	0,0	2000,3	30,2
<i>Sumatoria</i>	368737,6	14141230,3	10796637,2	2475958,0	868635,1	233121,7

VAN =	\$ 233.121,73
IR =	1,09
TIR =	18,82%
	VIABLE

**ANEXO 10: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-084**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	1349952,00	-1349952,00	-1349952,00
1	3650,00	358612,50	106872,00	0,00	251740,50	224768,30
2	3437,44	320541,33	100648,26	0,00	219893,07	175297,41
3	3237,26	97117,79	94786,96	0,00	2330,83	1659,04
4	3048,74	91462,09	89267,00	0,00	2195,09	1395,02
5	2871,19	86135,75	84068,49	0,00	2067,26	1173,02
6	2703,99	81119,60	79172,72	0,00	1946,87	986,35
7	2546,52	76395,56	74562,06	0,00	1833,49	829,38
8	2398,22	71946,63	70219,91	0,00	1726,72	697,39
9	2258,56	67756,78	66130,62	0,00	1626,16	586,41
10	2127,03	63810,93	62279,47	0,00	1531,46	493,09
11	2003,16	60094,87	58652,60	0,00	1442,28	414,62
12	1886,51	56595,22	55236,94	0,00	1358,29	348,64
13	1776,65	53299,37	52020,19	0,00	1279,18	293,16
14	1673,18	50195,46	48990,77	0,00	1204,69	246,50
15	1575,74	47272,30	46137,77	0,00	1134,54	207,28
<i>Sumatoria</i>	<i>37194,19</i>	<i>1582356,18</i>	<i>1089045,75</i>	<i>1349952,00</i>	<i>-856641,57</i>	<i>-940556,40</i>

VAN =	-\$ 940.556,40
IR =	0,30
TIR =	N/A
	NO VIABLE

**ANEXO 11: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-165**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	3495787,0	-3495787,0	-3495787,0
1	83220,0	8176365,0	2436681,6	0,0	5739683,4	5124717,3
2	78373,6	7308342,3	2294780,3	0,0	5013562,0	3996781,0
3	73809,5	2214285,6	2161142,7	0,0	53142,9	37826,0
4	69511,2	2085335,6	2035287,6	0,0	50048,1	31806,4
5	65463,2	1963895,1	1916761,6	0,0	47133,5	26744,8
6	61650,9	1849526,8	1805138,1	0,0	44388,6	22488,7
7	58060,6	1741818,7	1700015,1	0,0	41803,6	18909,8
8	54679,4	1640383,1	1601013,9	0,0	39369,2	15900,6
9	51495,2	1544854,6	1507778,1	0,0	37076,5	13370,2
10	48496,3	1454889,3	1419971,9	0,0	34917,3	11242,4
11	45672,1	1370163,1	1337279,2	0,0	32883,9	9453,3
12	43012,4	1290371,0	1259402,1	0,0	30968,9	7948,9
13	40507,5	1215225,7	1186060,3	0,0	29165,4	6684,0
14	38148,5	1144456,4	1116989,5	0,0	27467,0	5620,3
15	35926,9	1077808,5	1051941,1	0,0	25867,4	4725,9
16	33834,7	1015041,8	990680,8	0,0	24361,0	3973,8
17	31864,3	955930,4	932988,1	0,0	22942,3	3341,4
18	30008,7	900261,3	878655,1	0,0	21606,3	2809,7
19	28261,1	847834,2	827486,2	0,0	20348,0	2362,5
20	26615,3	798460,2	779297,1	0,0	19163,0	1986,6
21	25065,4	751961,5	733914,4	0,0	18047,1	1670,4
22	23605,7	708170,6	691174,5	0,0	16996,1	1404,6
23	22231,0	666930,0	650923,7	0,0	16006,3	1181,1
24	20936,4	628091,0	613016,8	0,0	15074,2	993,1
25	19717,1	591513,8	577317,5	0,0	14196,3	835,1
26	18568,9	557066,8	543697,2	0,0	13369,6	702,2
27	17487,5	524625,7	512034,7	0,0	12591,0	590,4
28	16469,1	494073,9	482216,1	0,0	11857,8	496,5
29	15510,0	465301,3	454134,0	0,0	11167,2	417,5
30	14606,8	438204,2	427687,3	0,0	10516,9	351,0
31	13756,2	412685,2	402780,8	0,0	9904,4	295,2
32	12955,1	388652,3	379324,6	0,0	9327,7	248,2
33	12200,6	366018,9	357234,5	0,0	8784,5	208,7
34	11490,1	344703,7	336430,8	0,0	8272,9	175,5

35	10821,0	324629,7	316838,6	0,0	7791,1	147,6
36	10190,8	305724,7	298387,3	0,0	7337,4	124,1
37	9597,4	287920,7	281010,6	0,0	6910,1	104,3
38	9038,5	271153,5	264645,8	0,0	6507,7	87,7
39	8512,1	255362,8	249234,0	0,0	6128,7	73,8
40	8016,4	240491,6	234719,8	0,0	5771,8	62,0
41	7549,5	226486,4	221050,8	0,0	5435,7	52,2
42	7109,9	213296,9	208177,8	0,0	5119,1	43,9
43	6695,8	200875,5	196054,4	0,0	4821,0	36,9
44	6305,9	189177,4	184637,1	0,0	4540,3	31,0
45	5938,7	178160,5	173884,7	0,0	4275,9	26,1
46	5592,8	167785,3	163758,4	0,0	4026,8	21,9
47	5267,1	158014,2	154221,9	0,0	3792,3	18,4
48	4960,4	148812,2	145240,7	0,0	3571,5	15,5
49	4671,5	140146,0	136782,5	0,0	3363,5	13,0
50	4399,5	131984,6	128816,9	0,0	3167,6	11,0
51	4143,3	124298,4	121315,2	0,0	2983,2	9,2
52	3902,0	117059,8	114250,4	0,0	2809,4	7,7
53	3674,8	110242,8	107597,0	0,0	2645,8	6,5
54	3460,8	103822,7	101331,0	0,0	2491,7	5,5
55	3259,2	97776,6	95429,9	0,0	2346,6	4,6
56	3069,4	92082,5	89872,5	0,0	2210,0	3,9
57	2890,7	86720,0	84638,8	0,0	2081,3	3,3
58	2722,3	81669,9	79709,8	0,0	1960,1	2,7
59	2563,8	76913,8	75067,9	0,0	1845,9	2,3
<i>Sumatoria</i>	<i>1387565,3</i>	<i>52263856,2</i>	<i>40627911,2</i>	<i>3495787,0</i>	<i>8140158,0</i>	<i>5863391,2</i>

VAN =	\$ 5.863.391,19
IR =	2,67
TIR =	127,78%
	VIABLE

**ANEXO 12: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-181**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	3187976,0	-3187976,0	-3187976,0
1	39055,0	3837153,8	1143530,4	0,0	2693623,4	2405020,8
2	36780,6	3429792,2	1076936,4	0,0	2352855,9	1875682,3
3	34638,7	1039160,3	1014220,5	0,0	24939,8	17751,7
4	32621,5	978644,3	955156,9	0,0	23487,5	14926,7
5	30721,8	921652,5	899532,9	0,0	22119,7	12551,3
6	28932,7	867979,7	847148,2	0,0	20831,5	10553,9
7	27247,7	817432,5	797814,1	0,0	19618,4	8874,4
8	25661,0	769828,9	751353,0	0,0	18475,9	7462,1
9	24166,6	724997,6	707597,6	0,0	17399,9	6274,6
10	22759,2	682777,0	666390,3	0,0	16386,6	5276,1
11	21433,8	643015,2	627582,8	0,0	15432,4	4436,4
12	20185,6	605568,9	591035,2	0,0	14533,7	3730,4
13	19010,1	570303,3	556616,0	0,0	13687,3	3136,8
14	17903,0	537091,4	524201,2	0,0	12890,2	2637,6
15	16860,5	505813,6	493674,1	0,0	12139,5	2217,8
16	15878,6	476357,3	464924,8	0,0	11432,6	1864,9
17	14953,9	448616,4	437849,7	0,0	10766,8	1568,1
18	14083,0	422491,1	412351,3	0,0	10139,8	1318,6
19	13262,9	397887,1	388337,8	0,0	9549,3	1108,7
20	12490,5	374716,0	365722,8	0,0	8993,2	932,3
21	11763,1	352894,2	344424,7	0,0	8469,5	783,9
22	11078,1	332343,2	324367,0	0,0	7976,2	659,2
23	10433,0	312989,1	305477,3	0,0	7511,7	554,3
24	9825,4	294762,0	287687,7	0,0	7074,3	466,1
25	9253,2	277596,4	270934,1	0,0	6662,3	391,9
26	8714,3	261430,5	255156,1	0,0	6274,3	329,5
27	8206,9	246205,9	240297,0	0,0	5908,9	277,1
28	7728,9	231868,0	226303,2	0,0	5564,8	233,0
29	7278,8	218365,1	213124,3	0,0	5240,8	195,9
30	6854,9	205648,5	200712,9	0,0	4935,6	164,7
31	6455,7	193672,4	189024,3	0,0	4648,1	138,5
32	6079,8	182393,8	178016,4	0,0	4377,5	116,5
33	5725,7	171772,0	167649,5	0,0	4122,5	97,9
34	5392,3	161768,8	157886,4	0,0	3882,5	82,4

35	5078,3	152348,1	148691,8	0,0	3656,4	69,2
36	4782,5	143476,1	140032,6	0,0	3443,4	58,2
37	4504,0	135120,7	131877,8	0,0	3242,9	49,0
38	4241,7	127251,9	124197,8	0,0	3054,0	41,2
39	3994,7	119841,3	116965,1	0,0	2876,2	34,6
40	3762,1	112862,3	110153,6	0,0	2708,7	29,1
41	3543,0	106289,7	103738,7	0,0	2551,0	24,5
42	3336,7	100099,9	97697,5	0,0	2402,4	20,6
43	3142,3	94270,5	92008,0	0,0	2262,5	17,3
44	2959,4	88780,6	86649,9	0,0	2130,7	14,6
45	2787,0	83610,4	81603,8	0,0	2006,7	12,2
46	2624,7	78741,3	76851,5	0,0	1889,8	10,3
47	2471,9	74155,8	72376,1	0,0	1779,7	8,7
48	2327,9	69837,3	68161,2	0,0	1676,1	7,3
49	2192,3	65770,3	64191,8	0,0	1578,5	6,1
50	2064,7	61940,1	60453,6	0,0	1486,6	5,1
51	1944,4	58333,0	56933,0	0,0	1400,0	4,3
52	1831,2	54936,0	53617,5	0,0	1318,5	3,6
53	1724,6	51736,7	50495,1	0,0	1241,7	3,1
54	1624,1	48723,8	47554,5	0,0	1169,4	2,6
55	1529,5	45886,4	44785,1	0,0	1101,3	2,2
56	1440,5	43214,2	42177,0	0,0	1037,1	1,8
57	1356,6	40697,6	39720,8	0,0	976,7	1,5
58	1277,6	38327,5	37407,7	0,0	919,9	1,3
59	1203,2	36095,5	35229,2	0,0	866,3	1,1
60	1133,1	33993,5	33177,6	0,0	815,8	0,9
61	1067,1	32013,8	31245,5	0,0	768,3	0,8
<i>Sumatoria</i>	<i>653382,2</i>	<i>24593343,3</i>	<i>19131030,6</i>	<i>3187976,0</i>	<i>2274336,8</i>	<i>1204271,6</i>

VAN =	\$ 1.204.271,58
IR =	1,37
TIR =	38,99%
	VIABLE

**ANEXO 13: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-225**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	3732927,0	-3732927,0	-3732927,0
1	58400,0	5737800,0	1709952,0	0,0	4027848,0	3596292,9
2	54999,0	5128661,3	1610372,1	0,0	3518289,1	2804758,6
3	51796,2	1553884,6	1516591,4	0,0	37293,2	26544,6
4	48779,8	1463393,4	1428272,0	0,0	35121,4	22320,3
5	45939,1	1378172,0	1345095,9	0,0	33076,1	18768,3
6	43263,8	1297913,5	1266763,6	0,0	31149,9	15781,5
7	40744,3	1222328,9	1192993,0	0,0	29335,9	13270,1
8	38371,5	1151146,0	1123518,5	0,0	27627,5	11158,3
9	36137,0	1084108,5	1058089,9	0,0	26018,6	9382,6
10	34032,5	1020974,9	996471,5	0,0	24503,4	7889,4
11	32050,6	961518,0	938441,6	0,0	23076,4	6633,9
12	30184,1	905523,5	883791,0	0,0	21732,6	5578,2
13	28426,3	852790,0	832323,0	0,0	20467,0	4690,5
14	26770,9	803127,3	783852,3	0,0	19275,1	3944,1
15	25211,9	756356,8	738204,3	0,0	18152,6	3316,4
16	23743,7	712310,0	695214,6	0,0	17095,4	2788,6
17	22360,9	670828,3	654728,5	0,0	16099,9	2344,9
18	21058,7	631762,3	616600,0	0,0	15162,3	1971,7
19	19832,4	594971,4	580692,0	0,0	14279,3	1657,9
20	18677,4	560322,9	546875,2	0,0	13447,8	1394,1
21	17589,7	527692,3	515027,6	0,0	12664,6	1172,2
22	16565,4	496961,9	485034,8	0,0	11927,1	985,7
23	15600,7	468021,0	456788,5	0,0	11232,5	828,8
24	14692,2	440765,6	430187,2	0,0	10578,4	696,9
25	13836,6	415097,4	405135,1	0,0	9962,3	586,0
26	13030,8	390924,0	381541,9	0,0	9382,2	492,8
27	12271,9	368158,4	359322,6	0,0	8835,8	414,3
28	11557,3	346718,5	338397,3	0,0	8321,2	348,4
29	10884,2	326527,2	318690,6	0,0	7836,7	293,0
30	10250,4	307511,7	300131,5	0,0	7380,3	246,3
31	9653,5	289603,7	282653,2	0,0	6950,5	207,1
32	9091,3	272738,4	266192,7	0,0	6545,7	174,2
33	8561,8	256855,4	250690,9	0,0	6164,5	146,5
34	8063,2	241897,3	236091,8	0,0	5805,5	123,1

35	7593,7	227810,3	222342,9	0,0	5467,4	103,6
36	7151,5	214543,7	209394,6	0,0	5149,0	87,1
37	6735,0	202049,6	197200,4	0,0	4849,2	73,2
38	6342,8	190283,2	185716,4	0,0	4566,8	61,6
39	5973,4	179201,9	174901,1	0,0	4300,8	51,8
40	5625,5	168766,0	164715,6	0,0	4050,4	43,5
41	5297,9	158937,9	155123,3	0,0	3814,5	36,6
42	4989,4	149682,0	146089,7	0,0	3592,4	30,8
43	4698,8	140965,2	137582,1	0,0	3383,2	25,9
44	4425,2	132756,1	129569,9	0,0	3186,1	21,8
45	4167,5	125024,9	122024,3	0,0	3000,6	18,3
46	3924,8	117744,1	114918,2	0,0	2825,9	15,4
47	3696,2	110887,2	108225,9	0,0	2661,3	12,9
48	3481,0	104429,6	101923,3	0,0	2506,3	10,9
49	3278,3	98348,1	95987,7	0,0	2360,4	9,1
50	3087,4	92620,8	90397,9	0,0	2222,9	7,7
51	2907,6	87226,9	85133,5	0,0	2093,4	6,5
52	2738,2	82147,2	80175,7	0,0	1971,5	5,4
53	2578,8	77363,4	75506,6	0,0	1856,7	4,6
54	2428,6	72858,1	71109,5	0,0	1748,6	3,8
55	2287,2	68615,1	66968,4	0,0	1646,8	3,2
56	2154,0	64619,3	63068,4	0,0	1550,9	2,7
57	2028,5	60856,2	59395,6	0,0	1460,5	2,3
58	1910,4	57312,2	55936,7	0,0	1375,5	1,9
59	1799,2	53974,6	52679,2	0,0	1295,4	1,6
60	1694,4	50831,3	49611,4	0,0	1220,0	1,4
61	1595,7	47871,2	46722,3	0,0	1148,9	1,1
<i>Sumatoria</i>	<i>977020,1</i>	<i>36775092,9</i>	<i>28607148,5</i>	<i>3732927,0</i>	<i>4435017,3</i>	<i>2834919,8</i>

VAN =	\$ 2.834.919,84
IR =	1,75
TIR =	65,83%
	VIABLE

**ANEXO 14: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-226**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	3411537,0	-3411537,0	-3411537,0
1	58400,0	5737800,0	1709952,0	0,0	4027848,0	3596292,9
2	54999,0	5128661,3	1610372,1	0,0	3518289,1	2804758,6
3	51796,2	1553884,6	1516591,4	0,0	37293,2	26544,6
4	48779,8	1463393,4	1428272,0	0,0	35121,4	22320,3
5	45939,1	1378172,0	1345095,9	0,0	33076,1	18768,3
6	43263,8	1297913,5	1266763,6	0,0	31149,9	15781,5
7	40744,3	1222328,9	1192993,0	0,0	29335,9	13270,1
8	38371,5	1151146,0	1123518,5	0,0	27627,5	11158,3
9	36137,0	1084108,5	1058089,9	0,0	26018,6	9382,6
10	34032,5	1020974,9	996471,5	0,0	24503,4	7889,4
11	32050,6	961518,0	938441,6	0,0	23076,4	6633,9
12	30184,1	905523,5	883791,0	0,0	21732,6	5578,2
13	28426,3	852790,0	832323,0	0,0	20467,0	4690,5
14	26770,9	803127,3	783852,3	0,0	19275,1	3944,1
15	25211,9	756356,8	738204,3	0,0	18152,6	3316,4
16	23743,7	712310,0	695214,6	0,0	17095,4	2788,6
17	22360,9	670828,3	654728,5	0,0	16099,9	2344,9
18	21058,7	631762,3	616600,0	0,0	15162,3	1971,7
19	19832,4	594971,4	580692,0	0,0	14279,3	1657,9
20	18677,4	560322,9	546875,2	0,0	13447,8	1394,1
21	17589,7	527692,3	515027,6	0,0	12664,6	1172,2
22	16565,4	496961,9	485034,8	0,0	11927,1	985,7
23	15600,7	468021,0	456788,5	0,0	11232,5	828,8
24	14692,2	440765,6	430187,2	0,0	10578,4	696,9
25	13836,6	415097,4	405135,1	0,0	9962,3	586,0
26	13030,8	390924,0	381541,9	0,0	9382,2	492,8
27	12271,9	368158,4	359322,6	0,0	8835,8	414,3
28	11557,3	346718,5	338397,3	0,0	8321,2	348,4
29	10884,2	326527,2	318690,6	0,0	7836,7	293,0
30	10250,4	307511,7	300131,5	0,0	7380,3	246,3
31	9653,5	289603,7	282653,2	0,0	6950,5	207,1
32	9091,3	272738,4	266192,7	0,0	6545,7	174,2
33	8561,8	256855,4	250690,9	0,0	6164,5	146,5
34	8063,2	241897,3	236091,8	0,0	5805,5	123,1
35	7593,7	227810,3	222342,9	0,0	5467,4	103,6
36	7151,5	214543,7	209394,6	0,0	5149,0	87,1

37	6735,0	202049,6	197200,4	0,0	4849,2	73,2
38	6342,8	190283,2	185716,4	0,0	4566,8	61,6
39	5973,4	179201,9	174901,1	0,0	4300,8	51,8
<i>Sumatoria</i>	<i>906225,5</i>	<i>34651255,5</i>	<i>26534283,3</i>	<i>3411537,0</i>	<i>4705435,2</i>	<i>3156042,4</i>

VAN =	\$ 3.156.042,35
IR =	1,92
TIR =	77,21%
	VIABLE

**ANEXO 15: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-235**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	2676013,0	-2676013,0	-2676013,0
1	50005,0	4912991,3	1464146,4	0,0	3448844,9	3079325,8
2	47092,9	4391416,2	1378881,2	0,0	3012535,1	2401574,5
3	44350,5	1330513,7	1298581,4	0,0	31932,3	22728,8
4	41767,7	1253030,6	1222957,9	0,0	30072,7	19111,8
5	39335,3	1180059,8	1151738,4	0,0	28321,4	16070,3
6	37044,6	1111338,5	1084666,3	0,0	26672,1	13512,9
7	34887,3	1046619,1	1021500,3	0,0	25118,9	11362,5
8	32855,6	985668,8	962012,7	0,0	23656,1	9554,3
9	30942,3	928267,9	905989,5	0,0	22278,4	8033,8
10	29140,3	874209,8	853228,8	0,0	20981,0	6755,3
11	27443,3	823299,8	803540,6	0,0	19759,2	5680,3
12	25845,2	775354,5	756746,0	0,0	18608,5	4776,3
13	24340,0	730201,4	712676,6	0,0	17524,8	4016,2
14	22922,6	687677,8	671173,5	0,0	16504,3	3377,1
15	21587,7	647630,5	632087,4	0,0	15543,1	2839,7
16	20330,5	609915,5	595277,5	0,0	14638,0	2387,8
17	19146,6	574396,8	560611,2	0,0	13785,5	2007,8
18	18031,5	540946,5	527963,8	0,0	12982,7	1688,3
19	16981,5	509444,2	497217,6	0,0	12226,7	1419,6
20	15992,6	479776,5	468261,9	0,0	11514,6	1193,7
21	15061,2	451836,5	440992,4	0,0	10844,1	1003,7
22	14184,1	425523,6	415311,0	0,0	10212,6	844,0
23	13358,1	400743,0	391125,2	0,0	9617,8	709,7
24	12580,2	377405,6	368347,8	0,0	9057,7	596,7
25	11847,6	355427,2	346896,9	0,0	8530,3	501,8
26	11157,6	334728,7	326695,2	0,0	8033,5	421,9
27	10507,9	315235,6	307670,0	0,0	7565,7	354,8
28	9895,9	296877,7	289752,7	0,0	7125,1	298,3
29	9319,6	279588,9	272878,8	0,0	6710,1	250,8
30	8776,9	263306,9	256987,6	0,0	6319,4	210,9
31	8265,8	247973,1	242021,8	0,0	5951,4	177,4
32	7784,4	233532,3	227927,5	0,0	5604,8	149,1
33	7331,1	219932,4	214654,1	0,0	5278,4	125,4
34	6904,2	207124,6	202153,6	0,0	4971,0	105,4
35	6502,1	195062,6	190381,1	0,0	4681,5	88,7
36	6123,4	183703,0	179294,1	0,0	4408,9	74,6

37	5766,8	173005,0	168852,9	0,0	4152,1	62,7
38	5431,0	162930,0	159019,6	0,0	3910,3	52,7
39	5114,7	153441,7	149759,1	0,0	3682,6	44,3
40	4816,9	144505,9	141037,8	0,0	3468,1	37,3
41	4536,4	136090,5	132824,4	0,0	3266,2	31,3
42	4272,2	128165,2	125089,3	0,0	3076,0	26,4
43	4023,4	120701,5	117804,6	0,0	2896,8	22,2
44	3789,1	113672,4	110944,2	0,0	2728,1	18,6
45	3568,4	107052,6	104483,3	0,0	2569,3	15,7
46	3360,6	100818,3	98398,7	0,0	2419,6	13,2
47	3164,9	94947,1	92668,4	0,0	2278,7	11,1
48	2980,6	89417,9	87271,8	0,0	2146,0	9,3
49	2807,0	84210,6	82189,5	0,0	2021,1	7,8
50	2643,6	79306,5	77403,2	0,0	1903,4	6,6
51	2489,6	74688,1	72895,6	0,0	1792,5	5,5
52	2344,6	70338,6	68650,5	0,0	1688,1	4,7
53	2208,1	66242,4	64652,6	0,0	1589,8	3,9
54	2079,5	62384,7	60887,5	0,0	1497,2	3,3
55	1958,4	58751,7	57341,7	0,0	1410,0	2,8
<i>Sumatoria</i>	<i>826998,7</i>	<i>31201431,6</i>	<i>24214523,0</i>	<i>2676013,0</i>	<i>4310895,5</i>	<i>2947696,4</i>

VAN =	\$ 2.947.696,40
IR =	2,09
TIR =	89,14%
	VIABLE

**ANEXO 16: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-245**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,0	0,0	3978944,0	-3978944,0	-3978944,0
1	41975,0	4124043,8	1229028,0	0,0	2895015,8	2584835,5
2	39530,6	3686225,3	1157455,0	0,0	2528770,3	2015920,2
3	37228,5	1116854,6	1090050,1	0,0	26804,5	19078,9
4	35060,5	1051814,0	1026570,5	0,0	25243,5	16042,7
5	33018,7	990561,1	966787,7	0,0	23773,5	13489,7
6	31095,8	932875,3	910486,3	0,0	22389,0	11343,0
7	29285,0	878548,9	857463,7	0,0	21085,2	9537,9
8	27579,5	827386,2	807528,9	0,0	19857,3	8020,0
9	25973,4	779203,0	760502,1	0,0	18700,9	6743,7
10	24460,9	733825,7	716213,9	0,0	17611,8	5670,5
11	23036,4	691091,1	674504,9	0,0	16586,2	4768,1
12	21694,8	650845,0	635224,8	0,0	15620,3	4009,3
13	20431,4	612942,8	598232,2	0,0	14710,6	3371,3
14	19241,6	577247,8	563393,8	0,0	13853,9	2834,8
15	18121,0	543631,5	530584,3	0,0	13047,2	2383,7
16	17065,8	511972,8	499685,5	0,0	12287,3	2004,3
17	16071,9	482157,9	470586,1	0,0	11571,8	1685,4
18	15136,0	454079,2	443181,3	0,0	10897,9	1417,2
19	14254,5	427635,7	417372,4	0,0	10263,3	1191,6
20	13424,4	402732,1	393066,5	0,0	9665,6	1002,0
21	12642,6	379278,8	370176,1	0,0	9102,7	842,5
22	11906,4	357191,3	348618,7	0,0	8572,6	708,5
23	11213,0	336390,1	328316,8	0,0	8073,4	595,7
24	10560,0	316800,3	309197,1	0,0	7603,2	500,9
25	9945,0	298351,3	291190,8	0,0	7160,4	421,2
26	9365,9	280976,7	274233,2	0,0	6743,4	354,2
27	8820,5	264613,8	258263,1	0,0	6350,7	297,8
28	8306,8	249203,9	243223,0	0,0	5980,9	250,4
29	7823,0	234691,4	229058,8	0,0	5632,6	210,6
30	7367,5	221024,1	215719,5	0,0	5304,6	177,1
31	6938,4	208152,6	203157,0	0,0	4995,7	148,9
32	6534,4	196030,8	191326,0	0,0	4704,7	125,2
33	6153,8	184614,8	180184,1	0,0	4430,8	105,3
34	5795,5	173863,7	169691,0	0,0	4172,7	88,5
35	5458,0	163738,7	159808,9	0,0	3929,7	74,4
36	5140,1	154203,3	150502,4	0,0	3700,9	62,6

37	4840,8	145223,2	141737,8	0,0	3485,4	52,6
38	4558,9	136766,0	133483,6	0,0	3282,4	44,2
39	4293,4	128801,4	125710,2	0,0	3091,2	37,2
40	4043,4	121300,6	118389,4	0,0	2911,2	31,3
41	3807,9	114236,6	111494,9	0,0	2741,7	26,3
42	3586,1	107584,0	105001,9	0,0	2582,0	22,1
43	3377,3	101318,8	98887,1	0,0	2431,7	18,6
44	3180,6	95418,4	93128,4	0,0	2290,0	15,6
45	2995,4	89861,7	87705,0	0,0	2156,7	13,2
46	2821,0	84628,5	82597,5	0,0	2031,1	11,1
47	2656,7	79700,2	77787,4	0,0	1912,8	9,3
48	2502,0	75058,8	73257,4	0,0	1801,4	7,8
49	2356,3	70687,7	68991,2	0,0	1696,5	6,6
50	2219,0	66571,2	64973,5	0,0	1597,7	5,5
51	2089,8	62694,4	61189,7	0,0	1504,7	4,6
52	1968,1	59043,3	57626,3	0,0	1417,0	3,9
53	1853,5	55604,9	54270,4	0,0	1334,5	3,3
54	1745,6	52366,7	51109,9	0,0	1256,8	2,8
55	1643,9	49317,1	48133,5	0,0	1183,6	2,3
56	1548,2	46445,1	45330,4	0,0	1114,7	2,0
57	1458,0	43740,4	42690,6	0,0	1049,8	1,6
58	1373,1	41193,1	40204,5	0,0	988,6	1,4
59	1293,1	38794,2	37863,2	0,0	931,1	1,2
60	1217,8	36535,0	35658,2	0,0	876,8	1,0
61	1146,9	34407,4	33581,6	0,0	825,8	0,8
62	1080,1	32403,7	31626,0	0,0	777,7	0,7
63	1017,2	30516,6	29784,2	0,0	732,4	0,6
<i>Sumatoria</i>	<i>704330,5</i>	<i>26495018,3</i>	<i>20622798,2</i>	<i>3978944,0</i>	<i>1893276,1</i>	<i>741697,2</i>

VAN =	\$ 741.697,19
IR =	1,18
TIR =	25,53%
	VIABLE

**ANEXO 17: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO, VAN,
IR Y TIR PARA EL POZO APP-246**

Período	Producción (BPPD)	Ingresos (USD)	Costo de producción (USD)	Inversión (USD)	Flujo de Caja (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
0		0,00	0,00	2116261,00	-2116261,00	-2116261,00
1	1095,00	107583,75	32061,60	0,00	75522,15	67430,49
2	1031,23	96162,40	30194,48	0,00	65967,92	52589,22
3	971,18	29135,34	28436,09	0,00	699,25	497,71
4	914,62	27438,63	26780,10	0,00	658,53	418,51
5	861,36	25840,73	25220,55	0,00	620,18	351,91
6	811,20	24335,88	23751,82	0,00	584,06	295,90
7	763,96	22918,67	22368,62	0,00	550,05	248,81
8	719,47	21583,99	21065,97	0,00	518,02	209,22
9	677,57	20327,03	19839,19	0,00	487,85	175,92
10	638,11	19143,28	18683,84	0,00	459,44	147,93
11	600,95	18028,46	17595,78	0,00	432,68	124,39
12	565,95	16978,57	16571,08	0,00	407,49	104,59
13	532,99	15989,81	15606,06	0,00	383,76	87,95
14	501,95	15058,64	14697,23	0,00	361,41	73,95
15	472,72	14181,69	13841,33	0,00	340,36	62,18
16	445,19	13355,81	13035,27	0,00	320,54	52,29
17	419,27	12578,03	12276,16	0,00	301,87	43,97
18	394,85	11845,54	11561,25	0,00	284,29	36,97
19	371,86	11155,71	10887,98	0,00	267,74	31,09
20	350,20	10506,05	10253,91	0,00	252,15	26,14
21	329,81	9894,23	9656,77	0,00	237,46	21,98
22	310,60	9318,03	9094,40	0,00	223,63	18,48
23	292,51	8775,39	8564,79	0,00	210,61	15,54
24	275,48	8264,36	8066,01	0,00	198,34	13,07
25	259,44	7783,08	7596,28	0,00	186,79	10,99
26	244,33	7329,83	7153,91	0,00	175,92	9,24
27	230,10	6902,97	6737,30	0,00	165,67	7,77
28	216,70	6500,97	6344,95	0,00	156,02	6,53
29	204,08	6122,39	5975,45	0,00	146,94	5,49
<i>Sumatoria</i>	<i>15502,67</i>	<i>605039,26</i>	<i>453918,15</i>	<i>2116261,00</i>	<i>-1965139,89</i>	<i>-1993142,78</i>

VAN =	-\$ 1.993.142,78
IR =	0,06
TIR =	N/A
	NO VIABLE