



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP
CONVENCIONAL Y TCP BAJO BALANCE DINÁMICO,
APLICADAS EN EL CAMPO AUCA”.**

**TESIS DE GRADO PREVIO LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA
EN PETRÓLEOS**

KAREN YOHANA CHILA ANGULO

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO

QUITO, MARZO, 2012

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2012

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **KAREN YOHANA CHILA ANGULO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Karen Yohana Chila Angulo

CI. 0802580993

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP CONVENCIONAL Y TCP BAJO BALANCE DINÁMICO, APLICADAS EN EL CAMPO AUCA**”, que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **KAREN YOHANA CHILA ANGULO**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Vinicio Melo

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1001048105

CERTIFICADO

Quito, 25 de julio de 2011

CERTIFICO QUE LA SEÑORITA KAREN YOAHA CHILA ANGULO, CON CI. 0802580993, DESARROLLÓ EN EL CAMPO AUCA SU PROYECTO DE TESIS "EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP CONVENCIONAL Y TCP BAJO BALANCE DINÁMICO, APLICADAS EN EL CAMPO AUCA". LA CUAL A LA PRESENTE FECHA SE ENCUENTRA CONCLUIDA POR PARTE DE LA MENCIONADA ESTUDIANTE.

ATENTAMENTE,



ING. WLADIMIR SALAS



INTENDENTE AREA AUCA

AGRADECIMIENTO

A mi Padre Celestial Dios, por derramar sobre mí inmensas bendiciones, por cuidarme y protegerme en cada paso de mi vida. Porque siempre estás conmigo en las buenas y en las malas, porque eres la luz que ilumina mi vida, Oh gran Señor.

A mi prestigiosa Universidad Tecnológica Equinoccial, por su intachable formación académica lo que hizo de mi una gran profesional.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y Secretaría de Hidrocarburos del MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES; Intendencia y Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Auca de EP-PETROECUADOR, por su apoyo y colaboración para el desarrollo de mi tesis.

Al Ingeniero Vinicio Melo por haber dirigido mi proyecto de titulación gracias Ingeniero.

A mis buenos compañeros de aula que estuvieron conmigo desde el inicio hasta la culminación de mi carrera, compartiendo un sin números de alegrías y tristezas.

A mis verdaderos amigos que Dios los puso en mi camino.

DEDICATORIA

A Dios, a ti Padre Amado te dedico un logro más de mi vida.

A mis hermosos Padres Edison y Ketty gracias a su apoyo y valores inculcados culminó con éxito una etapa más de mi vida.

A mis hermanos Fabián, Katherine, Varinea y Nicol por ser parte de mi vida y su apoyo incondicional.

A toda mi familia: mami Elena, papi Honorio, tíos, primos, sobrinos por su apoyo y preocupación al haber estado pendiente del desarrollo y culminación de mi carrera.

Karen

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xvii
SUMMARY	xix
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 GENERAL	2
1.2.2 ESPECÍFICOS	2
1.3 IDEA A DEFENDER	2
1.4 MARCO DE REFERENCIA	3
1.5 MARCO CONCEPTUAL	4
1.6 METODOLOGÍA	6
1.7 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN UTILIZADAS	6
CAPÍTULO II	7
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1 PROCESO DE PUNZONAMIENTO	8
2.2 SISTEMAS DE PUNZONAMIENTOS EMPLEADOS EN EL SECTOR PETROLERO	10
2.3 PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LA REALIZACIÓN DE UN PUNZONAMIENTO	11
2.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS	11
2.3.2 TAPONAMIENTO DE LOS DISPAROS	11
2.3.3 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL	13
2.3.4 EFECTOS DE USAR FLUIDOS LIMPIOS	14
2.3.5 RESISTENCIA Y COMPRESIÓN DE LA FORMACIÓN	15
2.3.5.1 Formaciones Consolidadas	15

2.3.5.2 Formaciones No Consolidadas	17
2.3.6 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE LOS DISPAROS	18
2.3.7 DAÑOS DEL CEMENTO Y DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	20
2.3.8 MEDICIÓN DE LA PROFUNDIDAD	20
2.3.9 PENETRACIÓN CONTRA TAMAÑO DEL AGUJERO	21
2.4 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO	21
2.4.1 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO	23
2.4.1.1 Efecto de la Penetración y densidad de disparos en la Relación de Productividad	24
2.4.1.2 Efecto de la fase en la Relación de Productividad (PR)	25
2.4.2 PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO	25
2.4.3 TIPO DE CAÑONES Y CARGAS	27
2.4.3.1 Cañones Bajados con Tubería	28
2.4.4 DAÑO GENERADO POR EL DISPARO	28
2.4.5 DAÑO GENERADO POR EL FLUIDO DE PERFORACIÓN	29
2.4.6 DAÑO GENERADO POR EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN	29
2.4.7 PENETRACIÓN DEL DISPARO	30
2.4.8 ESTANDARIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE DISPAROS	31
2.4.8.1 Norma API RP 19B: Prácticas recomendadas para evaluación de pozos perforados	31
2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO CON TCP	35
2.5.1 TÉCNICA CONVENCIONAL DE BAJO BALANCE UTILIZANDO TCP	35
2.5.1.1 Descripción del sistema TCP convencional o bajo-balance	35
2.5.1.2 Ventajas del sistema TCP bajo-balance	37
2.5.1.3 Desventajas del sistema TCP bajo- balance	38
2.5.1.4 Guía para obtener un bajo balance óptimo	39
2.6 TÉCNICA DE BAJO BALANCE DINÁMICO UTILIZANDO TCP	39
2.6.1 SECUENCIA DEL CAÑONEO	46
2.6.1.1 Ventajas	47
2.6.1.2 Desventajas	47

2.7 PROCEDIMIENTO DEL ENSAMBLAJE DEL CAÑONEO CON TCP	48
CAPÍTULO III	56
3. METOLOGÍA	56
3.1 BREVE HISTORIA DEL CAMPO AUCA	56
3.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	56
3.1.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA	58
3.1.3 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO	59
3.1.3.1 Formación Hollín	59
3.1.3.2 Formación Napo	60
3.1.3.3 Formación Basal Tena	61
3.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	61
3.3 ARENISCAS PRODUCTORAS	62
3.3.1 ESPESORES Y ÁREAS	63
3.3.2 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ARENAS DEL CAMPO AUCA	63
3.4 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	64
3.4.1 ANÁLISIS PVT	64
3.4.2 PRESIONES INICIALES Y ACTUALES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO AUCA	64
3.4.3 PRESIÓN DE BURBUJA Pb.	65
3.4.4 SALINIDADES	65
3.5 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO AUCA	66
3.6 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS	67
3.7 CÁLCULO DEL RADIO DE INVASIÓN	67
3.8 ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL CAÑONEO EN LOS POZOS SELECCIONADOS	68
3.9 PENETRACIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS	70
3.10 RELACIÓN ENTRE EL RADIO DE INVASIÓN Y LA PENETRACIÓN DE DISPAROS	71
3.11 CONDICIONES FLUYENTES DE LOS POZOS CAÑONEADOS	73
3.12 RESULTADO DE LAS INTERPRETACIONES DE LOS POZOS	73

3.13 ANÁLISIS A PARTIR DE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD	77
3.13.1 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD	80
3.13.2 EFECTO DE LA ZONA COMPACTADA Y DAÑO EN EL POZO	82
CAPÍTULO IV	83
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	83
4.1 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LA PRODUCTIVIDAD PR/PR_{∞} EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE PENETRACIÓN, DENSIDAD DE DISPAROS Y DIÁMETRO DE ORIFICIOS	83
4.1.1 VALORES DE PR/PR_{∞} Y PR PARA TCP CONVENCIONAL DEL POZO AUCA 97D	83
4.1.1.1 Valores de PR/PR_{∞} y PR para TCP Convencional en función de la profundidad de penetración del pozo Auca 97D	84
4.1.1.2 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Convencional en función de la densidad de disparos del pozo Auca 97D	86
4.1.1.3 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Convencional en función del diámetro de orificio del pozo Auca 97D	88
4.1.2 VALORES DE PR/PR_{∞} Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA SUR 6D	89
4.1.2.1 Valores de PR/PR_{∞} y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca Sur 6D	90
4.1.2.2 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca Sur 6D	93
4.1.2.3 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca Sur 6D	95
4.1.3 VALORES DE PR/PR_{∞} Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA SUR 7D	96
4.1.3.1 Valores de PR/PR_{∞} y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca Sur 7D	96

4.1.3.2 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca Sur 7D	98
4.1.3.3 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca Sur 7D	100
4.1.4 VALORES DE PR/PR ∞ Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA 96D	101
4.1.4.1 Valores de PR/PR ∞ y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca 96D	101
4.1.4.2 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca 96D	104
4.1.4.3 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca 96D	105
4.1.5 VALORES DE PR/PR ∞ Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA 83D	106
4.1.5.1 Valores de PR/PR ∞ y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca 83D	106
4.1.5.2 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca 83D	109
4.1.5.3 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca 83D	110
4.2 ANÁLISIS A PARTIR DEL DAÑO TOTAL ENCONTRADO LUEGO DEL DISPARO	111
4.2.1 RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	111
4.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS ESTUDIADOS APLICÁNDOSE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP CONVENCIONAL Y TCP BAJO BALANCE DINÁMICO	117
4.3.1 COSTOS DEL TCP CONVENCIONAL CON TCP BAJO BALANCE DINÁMICO	117
4.3.2 ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO	122

CAPÍTULO V	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
5.1 CONCLUSIONES	126
5.2 RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	131
GLOSARIO DE TÉRMINOS	132
ANEXOS	138

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 2.1 Presión diferencial a favor de la formación cuando se punzona	14
Tabla 2.2 Bajo Balance Óptimo según Bell	39
Tabla 2.3 Partes de la cabeza de disparo 100155945-Firing Head Assembly-Meach Bi-Di Booster	49
Tabla 2.4 Ensamble de la cabeza de disparo 3 - 3/8 número: 100005223	51
Tabla 3.1 Coordenadas Geográficas y UTM del Campo Auca	58
Tabla 3.2 Espesores y Arenas de las Formaciones del Campo Auca	63
Tabla 3.3 Porosidades y Permeabilidades de las Formaciones del Campo Auca	63
Tabla 3.4 Análisis PVT de los fluidos de las arenas del Campo Auca	64
Tabla 3.5 Presiones iniciales y actuales de las arenas productoras del Campo Auca	65
Tabla 3.6 Presión de Burbuja de los Yacimientos del Campo Auca	65
Tabla 3.7 Salinidades del agua de formación del Campo Auca	66
Tabla 3.8 Pozos Perforados 2010 – 2011	66
Tabla 3.9 Pozo Cañoneado con la técnica TCP Convencional	67
Tabla 3.10 Pozos cañoneados con la técnica TCP Bajo Balance Dinámico	67
Tabla 3.11 Relación entre el factor de daño y la permeabilidades de las zonas virgen y dañada	68

Tabla 3.12 <i>r_s</i> del pozo cañoneado con TCP Convencional	69
Tabla 3.13 <i>r_s</i> de pozos cañoneados con Bajo Balance Dinámico	69
Tabla 3.14 Penetración del pozo cañoneado con TCP Convencional	70
Tabla 3.15 Penetración de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico	70
Tabla 3.16 Relación entre el radio de invasión y la penetración del pozo cañoneado con TCP Convencional	71
Tabla 3.17 Relación entre el Radio de Invasión y la Penetración de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico	72
Tabla 3.18 Condiciones fluyentes del pozo cañoneado con TCP Convencional	73
Tabla 3.19 Condiciones fluyentes de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico	73
Tabla 3.20 Resultado de las interpretaciones del pozo cañoneado con TCP Convencional	74
Tabla 3.21 Resultado de las interpretaciones de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico	75
Tabla 3.22 Perfil de Presiones del pozo Auca 97D seleccionado con TCP Convencional	76
Tabla 3.23 Perfil de Presiones de los pozos Auca Sur 6D, Auca Sur 7D, Auca 96D y Auca 83D seleccionados con TCP Bajo Balance Dinámico	76
Tabla 3.24 Análisis del IP y PR después de la aplicación del TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico	79

Tabla 4.1 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D	84
Tabla 4.2 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D	85
Tabla 4.3 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca 97D	87
Tabla 4.4 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 97D	88
Tabla 4.5 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D	90
Tabla 4.6 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D	92
Tabla 4.7 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 6D	93
Tabla 4.8 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 6D	95
Tabla 4.9 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D	96
Tabla 4.10 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D	98
Tabla 4.11 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 7D	99
Tabla 4.12 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 7D	100
Tabla 4.13 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D	101

Tabla 4.14 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D	103
Tabla 4.15 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca 96D	104
Tabla 4.16 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 96D	105
Tabla 4.17 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D	107
Tabla 4.18 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D	108
Tabla 4.19 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca 83D	109
Tabla 4.20 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 83D	110
Tabla 4.21 Método de Horner y Derivada del pozo Auca 97D	112
Tabla 4.22 Método de Horner del pozo Auca Sur 6D	112
Tabla 4.23 Método de la Derivada del pozo Auca Sur 6D	113
Tabla 4.24 Método de Horner del pozo Auca Sur 7D	113
Tabla 4.25 Método de la Derivada del pozo Auca Sur 7D	114
Tabla 4.26 Método de Boundary del pozo Auca 96D	114
Tabla 4.27 Método de Horner del pozo Auca 83D	115
Tabla 4.28 Método de la Derivada del pozo Auca 83D	115
Tabla 4.29 Daño de los pozos según la técnica aplicada	116

Tabla 4.30 Costos de cañoneo con TCP Convencional de la empresa Schlumberger	118
Tabla 4.31 Costos de cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico de la empresa Halliburton	119
Tabla 4.32 Costos de cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico de la empresa Schlumberger	120
Tabla 4.33 Costos de cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico de la empresa Baker	121
Tabla 4.34 Comparación de acuerdo al análisis técnico de la producción adquirida con TCP convencional y TCP Bajo Balance Dinámico	124

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 2.1 Proceso de penetración de la carga	9
Figura 2.2 Secuencia de penetración	9
Figura 2.3 Efectos de disparos	12
Figura 2.4 Curva para selección de la arenisca, relacionada con la porosidad y profundidad de entierro	16
Figura 2.5 Número de disparos que se encuentran por pie	19
Figura 2.6 Disparos por pie y disposición de las cargas	19
Figura 2.7 Factores geométricos del sistema de disparo	23
Figura 2.8 Efecto de la penetración y de la densidad de disparos en la Relación de Productividad (PR)	24
Figura 2.9. Efecto de la fase en la relación de productividad	25
Figura 2.10 Técnicas de cañoneo Sobre-balance y Bajo-balance	26
Figura 2.11 Daño a la formación por disparos	29
Figura 2.12 Prueba a temperatura ambiente	32
Figura 2.13 Detonación de cargas	33
Figura 2.14 Prueba Calórica	33
Figura 2.15 Simulación de condiciones de fondo	34
Figura 2.16 TCP Convencional	35
Figura 2.17 Sarta de Cañoneo con TCP	36
Figura 2.18 Permeabilidad en Zona Virgen y Zona Triturada	40
Figura 2.19 Remoción del daño creado en el Punzonamiento	41
Figura 2.20 Residuos de arenas en túneles de disparo	42
Figura 2.21 Remoción de la Zona Compactada	44

Figura 2.22 Profundidad Efectiva	44
Figura 2.23 Descripción del Surgepro	45
Figura 2.24 Secuencia de Punzado	46
Figura 2.25 Ensamble de un sistema de cañoneo aplicado con TCP.	48
Figura 2.26 Parte de la cabeza mecánica de disparo	50
Figura 2.27 Partes de la TDF	53
Figura 2.28 Tipos de ensambles de cañones	54
Figura 3.1 Ubicación geográfica del Campo Auca	57
Figura 3.2 Columna Estratigráfica	62
Figura 3.3 “ r_s ” vs “P” para una carga de 4 5/8” milenium	71
Figura 4.1 PR/PR $^\infty$ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D	85
Figura 4.2 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D	86
Figura 4.3 PR/PR $^\infty$ en función de la densidad de disparos pozo Auca 97D	87
Figura 4.4 PR/PR $^\infty$ en función del diámetro del orificio pozo Auca 97D	89
Figura 4.5 PR/PR $^\infty$ en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D	91
Figura 4.6 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D	92
Figura 4.7 PR/PR $^\infty$ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 6D	94
Figura 4.8 PR/Pr $^\infty$ en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 6D	95
Figura 4.9 PR/PR $^\infty$ en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D	97
Figura 4.10 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D	98

Figura 4.11	PR/PR [∞] en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 7D	99
Figura 4.12	PR/PR [∞] en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 7D	100
Figura 4.13	PR/PR [∞] en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D	102
Figura 4.14	PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D	103
Figura 4.15	PR/PR [∞] en función de la densidad de disparos pozo Auca 96D	104
Figura 4.16	PR/PR [∞] en función del diámetro del orificio pozo Auca 96D	106
Figura 4.17	PR/PR [∞] en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D	107
Figura 4.18	PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D	108
Figura 4.19	PR/PR [∞] en función de la densidad de disparos pozo Auca 83D	109
Figura 4.20	PR/PR [∞] en función del diámetro del orificio pozo Auca 83D	111
Figura 4.21	Daño total obtenido con la aplicación de TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico	116

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1. Densidad de disparos por pie y disposición de las cargas, variación de las fases	138
Anexo 2. Armado de los cañones	141
Anexo 3. Cálculo del desbalance óptimo	142
Anexo 4. Ensamble de una TDF time delay fire	145
Anexo 5. Diagramas de completación de los pozos	149
Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148)	154
Anexo 7. Resultado de las interpretaciones de las pruebas de Build up en los pozos Auca 97D, Auca Sur 6D, Auca Sur 7D, Auca 96D y Auca 83D	162

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 2.1 Índice de productividad	21
Ecuación 2.2 Relación de productividad	22
Ecuación 2.3 Penetración total	31
Ecuación 3.1 Radio de invasión	68
Ecuación 3.2 Diferencial de presión	77
Ecuación 3.3 Diferencial de presión a través de la zona alterada	78
Ecuación 3.4 Relación de productividad (PR)	78
Ecuación 3.5 Relación de productividad máxima	79
Ecuación 3.6 Parámetro adimensional	81
Ecuación 3.7 Eficiencia de productividad entre 0 y 100%	81

RESUMEN

El presente trabajo es una Evaluación de las Técnicas de cañoneo TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico en el campo Auca operado por EP-Petroecuador, cuyo objetivo fundamental fue el determinar qué sistema de Punzonamiento es el más eficiente y el más recomendado en términos productivos, económicos y rentables. La importancia de que la operación de cañoneo resulte más eficiente radica básicamente en las penetraciones alcanzadas y por ende en las razones de productividades estimadas a partir de estas, sin dejar de tomar en cuenta el daño total generado por las diferentes técnicas en estudio. Razón por la que se hace un análisis a los principales parámetros de punzonamiento bajo los cuales fueron operadas las técnicas de cañoneo y se las evaluó también dándoles otros parámetros, con el propósito de encontrar diferencias en la efectividad entre cada una de ellas, que nos permitan dirimir entre una y otra. Para lograrlo se seleccionaron 5 pozos del campo Auca, correspondientes, uno al Sistema de Cañoneo TCP Convencional y cuatro a TCP Bajo-Balance Dinámico, haciendo análisis de penetración, diámetro del orificio, densidad de disparos, razón de productividad y daño total de formación. Todo esto usando técnicas modernas, con las que se llega a determinar que las Técnicas TCP Bajo-balance Dinámico generan mejores Eficiencias de Productividad en comparación con la Técnica TCP Convencional; y en todas las situaciones, el sistema con mayores Razones de Productividades dará las mejores tasas de flujo, además el sistema Convencional produce más daño de formación que la otra técnica.

En el primer capítulo se realizó una breve introducción del cañoneo, se establecieron los objetivos generales y específicos, se planteó la justificación e idea a defender, se describieron las variables, metodología y técnicas aplicada en este estudio.

El segundo capítulo trata de la tecnología del punzonamiento, parámetros que intervienen en la realización de un punzonamiento, los factores que afectan la productividad de un pozo, la estandarización de las pruebas de disparos y realiza una descripción detallada de cada uno de los sistemas, explicando sus fundamentos de operación ventajas y limitaciones.

El capítulo tres efectúa la selección de pozos del campo Auca, detallando de cada uno de ellos las características petrofísicas y de los fluidos, salinidades y análisis de restauración de presión.

La evaluación de las técnicas se la realizó analizando la eficiencia de productividad en función de la longitud de penetración, la densidad de disparos y el diámetro del orificio de acuerdo al estudio realizado "A SIMPLE METHOD FOR ESTIMATING WELL PRODUCTIVITY" (SPE 38148).

El capítulo 4 es un análisis técnico utilizando la metodología descrita previamente en el capítulo 3 y un análisis comparativo de los costos, para poder estimar la productividad de los pozos objeto de estudio. Así mismo se muestran los costos operativos referidos a cada método.

SUMMARY

This work is an evaluation cannonade of Conventional TCP and Under Dynamic Balance TCP in the Auca field operated by Petroecuador EP, whose main objective was to determine which system is the most efficient puncturing and highly recommended in terms of production, economic and cost. The importance of the cannonade operation be most efficient is basically achieved penetrations and therefore in productivity estimated from these, while taking into account the total damage produced by different techniques under study. That is why we analyze the main parameters under which they were punching techniques operated cannon and also giving the other parameters evaluated, in order to find differences in effectiveness between each, allowing us to arbitrate between one and another. To achieve this we selected 5 wells Auca field, corresponding to a TCP cannonade System Conventional and four Under-Balance Dynamic TCP, making penetration analysis, diameter of the hole, shot density, ratio of total damage productivity and training.

All this using modern techniques, with which it is determined that the Under-balance TCP Technical Dynamic Productivity create better efficiencies compared to conventional TCP Technical, and in all situations, the system with higher productivities Reasons to give the best flow rates, besides the conventional system of education does more harm than the other technique.

In the first chapter a brief introduction of the cannonade, established the general objectives and specific justification and raised the idea to defend, described the variables, methods and techniques applied in this study.

The second chapter is about the technology of punching, parameters involved in the realization of a puncture, the factors affecting the productivity of a well, the standardization of test shots and a detailed description of each system, explaining its foundations operating advantages and limitations.

Chapter three makes the selection of field wells Auca, detailing each of the petrophysical characteristics and fluid salinities and analysis of restoration of pressure.

The evaluation of the techniques was done by analyzing the efficiency of productivity in terms of the penetration length, shot density and diameter of the hole according to the study "A SIMPLE METHOD FOR ESTIMATING WELL PRODUCTIVITY" (SPE 38148).

Chapter 4 is a technical analysis using the methodology previously described in Chapter 3 and a comparative analysis of costs, to estimate the productivity of the wells studied. It also shows the operating costs related to each method.

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El procedimiento más importante que se realiza antes de poner a producir un pozo es la operación de Punzonamiento que consiste básicamente en establecer la conectividad desde el reservorio hacia las paredes del pozo y es obtenido con la utilización de cargas disparadas a través de la tubería de revestimiento, cemento y formación, la cual es atravesada hasta sobrepasar la zona de daño.

Por tal motivo la selección de un correcto sistema de cañoneo es importante para lograr obtener una mayor productividad o inyectividad según sea el caso.

La necesidad de realizar punzados más eficientes ha dado lugar al estudio de nuevas alternativas, como el sistema de cañoneo TCP Bajo Balance Dinámico; cuando se realiza un punzonamiento, se presenta un daño en la formación, el cual es causado por la presión del impacto del disparo que traspasa el acero, cemento, roca y fluidos dentro de la formación que lo rodea.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una parte importante de la investigación de pozos ha sido tratar de mitigar los daños inducidos por los punzados, logrando disparos 100% limpios, sin importar el tipo de formación que se está perforando, ni las condiciones del pozo. Lo que consecuentemente daría como resultado una eficiencia del 100%, dando lugar a un área efectiva de influjo mayor, de reducido caudal,

con lo cual podremos controlar los problemas de arenamientos y posibles fallas en el pozo.

La optimización de la producción demanda diseños cuidadosos para obtener túneles conductores limpios. Un diseño óptimo se refiere a la elección del mejor y más eficiente sistemas de disparos, cargas cañones, fase, diámetro orificio, densidad del disparo y así mismo la determinación del sistema de completación y producción que asegure una buena relación de productividad aún después de que un porcentaje de los punzonamientos se taponen a medida que produce el pozo.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GENERAL

Evaluar las técnicas de cañoneo TCP Convencional y TCP Bajo Balance dinámico, aplicadas en el Campo Auca.

1.2.2 ESPECÍFICOS

- Describir y analizar las técnicas de cañoneo TCP Convencional.
- Describir y analizar las técnicas de cañoneo TCP Bajo Balance Dinámico.
- Evaluar los trabajos de cañoneo del Campo Auca.
- Realizar el análisis técnico económico de la producción de los pozos antes y después del sistema de cañoneo aplicado.

1.3 IDEA A DEFENDER

Describir, y evaluar los resultados obtenidos de las técnicas de cañoneo TCP convencional y TCP bajo balance Dinámico aplicados en pozos del Campo Auca.

1.4 MARCO DE REFERENCIA

En la mayoría de las completaciones de pozos es necesario realizar punzonamientos, los cuales desempeñan un papel primordial en la producción de hidrocarburos, porque comunican los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie y a su vez facilitan la inyección en la intervención de remediación. Es decir el cañoneo es un elemento clave para el éxito de la exploración, producción y la recuperación eficiente de hidrocarburos.

Las técnicas de cañoneo empleadas con tubería o TCP (Tubing Conveyed Perforating), como el cañoneo con TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico son aplicadas para obtener mejores resultados con respecto a la Productividad de los pozos petroleros.

El punzonamiento o cañoneo empieza desde el posicionamiento en el fondo del pozo, junto a una zona productora de un “cañón” que contiene explosivos con cargas de formas específicas y hechas especialmente para poder causar perforaciones en pozos entubados. Todo cañoneo se genera en una fracción de segundo, por medio de cargas huecas, las cuales tienen un efecto de cavidad explosiva, es decir, tienen un revestimiento de partículas metálicas prensadas cuyo objetivo es aumentar la penetración.

Con este sistema se logran orificios limpios profundos y simétricos, ya que permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin límite en la longitud de disparos a cañonear en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación en condiciones dinámicas al momento mismo del cañoneo.

Este sistema nos permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento.

1.5 MARCO CONCEPTUAL

- **ARENAMIENTO.-** A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo.
- **COMPLETACIÓN.-** Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.
- **CAÑONEO.-** Es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y el cemento para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman cañones.
- **DENSIDAD DEL CAÑONEO.-** Se define por el número de cargas por unidad de longitud.

- **PRESIÓN DIFERENCIAL.-** Es la diferencia entre dos presiones. Viene expresado en mm de columna de mercurio, mm de columna de agua o pulgadas de columna de agua.
- **PRESIÓN.-** Es la fuerza por unidad de área de un fluido. Se puede considerar como un esfuerzo de compresión. Las unidades más comunes para expresar a la presión son libras por pulgada cuadrada (psi) y Kg/cm². De acuerdo con el principio de Pascal, si la presión se aplica a la superficie de un fluido, esta presión es transmitida igualmente en todas las direcciones.
- **PRESIÓN DE BURBUJA (Pb).-** La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas.

Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido. El gas y el petróleo conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas-petróleo están determinadas por un equilibrio gas-líquido.

- **POZO PETROLÍFERO.-** Se refiere a cualquier perforación del suelo diseñada con el objeto de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.
- **REACONDICIONAMIENTO, RECOMPLETACIÓN (Ra/Rc) Y SERVICIOS A POZOS.-** El reacondicionamiento y recompletación se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos).

Entre estas actividades se encuentran el cañoneo, control de arena, gas y agua, apertura o cierre de arenas, perforación de ventanas

horizontales (“Reentry”) o verticales (“Redrill”), profundización, lavado de perforaciones, cambios de método de producción, conversión de productor a inyector y viceversa.

1.6 METODOLOGÍA

Los siguientes métodos se utilizaron para la elaboración de la presente tesis:

- **Analítico.**- Revisión y evaluación de cada uno de los parámetros que intervienen en la aplicación de las técnicas de cañoneo TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico.
- **Sintético.**- Recolección de todos y cada uno de los datos necesarios para el desarrollo del estudio.
- **Deductivo.**- Análisis de datos estadísticos para la evaluación de las técnicas de cañoneo aplicadas.

1.7 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN UTILIZADAS

- Revisión de documentación, de los sistemas de cañoneo con TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico.
- Se realizaron visitas técnicas al Campo Auca.
- Información en Internet.
- Consultas personales con técnicos experimentados en el tema.

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

En la mayoría de las completaciones de pozos, es necesario realizar punzonamientos, los cuales desempeñan un papel primordial en la producción de hidrocarburos, porque comunican los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie y a su vez facilitan la inyección en la intervención de remediación. Es decir el cañoneo es un elemento clave para el éxito de la exploración, producción y la recuperación eficiente de hidrocarburos.

Tanto la productividad como la inyectividad de un pozo dependen esencialmente de la caída de presión en las cercanías de los orificios generados por los disparos, lo cual habitualmente se determina a través del factor de daño, este último depende de los tipos de completación, del daño producido en la formación y de los parámetros de los disparos.

El cañoneo o punzonamiento con balas fue diseñado y patentado en 1926 y tres años después aplicado en campo, dicho proyecto tenía como objetivo a un número de balas impactando y atravesando el casing - cemento – estrato y de esta manera realizar una comunicación reservorio – pozo.

Por otro lado también se dio a conocer el cañón de chorro de agua (water - jet), el cual consiste en fluidos bombeados por tubería con arreglo de orificios direccionados hacia la pared del revestidor dejando túneles limpios con muy poco daño.

Así mismo se considera otro tipo de cañoneo que son las cargas moldeadas tipo chorro – jet, que principalmente involucra explosivos de alta potencia.

2.1 PROCESO DE PUNZONAMIENTO

El punzonamiento o cañoneo empieza desde el posicionamiento en el fondo del pozo, junto a una zona productora de un “cañón” que contiene explosivos con cargas de formas específicas y hechas especialmente para poder causar perforaciones en pozos entubados. Todo cañoneo se genera en una fracción de segundo, por medio de cargas huecas, las cuales tienen un efecto de cavidad explosiva, es decir, tienen un revestimiento de partículas metálicas prensadas cuyo objetivo es aumentar la penetración.

Las cargas consisten de tres partes principales que son: un explosivo, un casco, un liner cónico con un liner detonador. Cada uno de estos componentes deben estar fabricados con características exactas y con estrictos estándares de calidad.

El proceso para realizar los disparos comienza cuando al detonar el explosivo principal, se produce un colapso en la camisa dando lugar a un chorro, de partículas metálicas fundidas que se impulsa a alta velocidad a lo largo del eje de la carga.

Este chorro es de gran potencia y se presenta en una forma similar a una ráfaga, la cual tiene una punta que va a una velocidad mayor que la de la cola de la misma. Este gradiente de velocidad causa un alargamiento del chorro el cual atraviesa primeramente el revestidor, luego el cemento hasta finalmente llegar a la formación, como se ilustra en la figura 2.1.

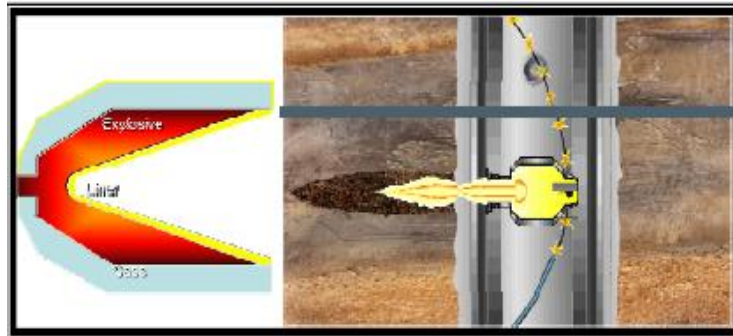


Figura 2.1 Proceso de penetración de la carga

Halliburton, 2009

La penetración del disparo está directamente afectada por el diseño del liner, pudiéndose tipificar en: liner parabólico o hemisférico y liner cónico, lo cual ayuda a tener una apreciación de la geometría del agujero propiamente dicho.

La penetración del disparo es la presión con la que impacta el revestidor, y a la formación, esta presión es sumamente elevada, aproximadamente 3×10^5 a 5×10^2 millones de psi, lo cual hace que el acero que se encuentra dentro de la carga, se comporte como un fluido plástico. Ver figura 2.2. El rebote elástico daña la zona, deja granos de la formación pulverizados y residuos en los túneles de los orificios generados por el disparo.

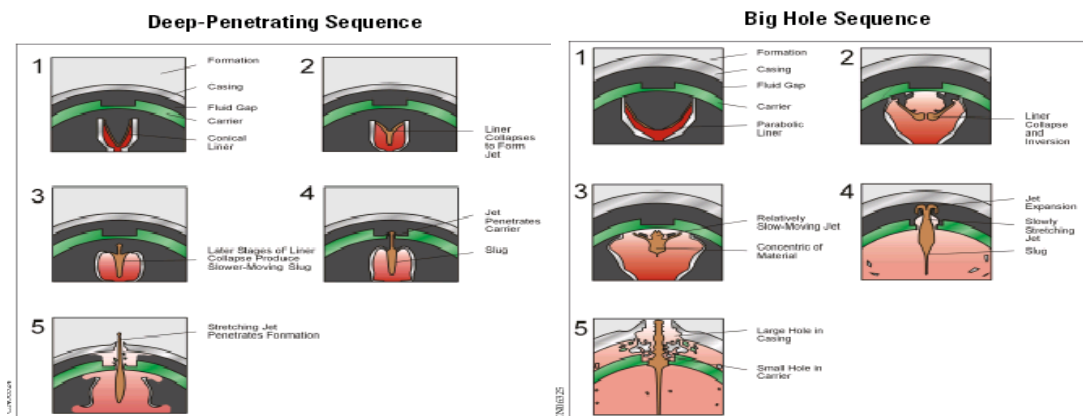


Figura 2.2 Secuencia de penetración

Halliburton, 2009

El diseño de los disparos constituye una parte integral e importante del planeamiento de la completación en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, la característica de la formación y las exigencias del pozo.

El punzonamiento es la operación más importante en la producción de los pozos entubados. Las causas para que un punzonamiento resulte poco satisfactorio son:

- Desconocimiento de las técnicas y requerimientos para realizar un buen trabajo.
- Sacar los cañones inmediatamente después de punzonar, cualquiera que haya sido el método utilizado.
- Inadecuado control del espacio libre de los cañones.
- Seleccionar los cañones o cargas en base a las pruebas de penetración que se hacen en superficie es decir en laboratorio.
- No estimar la calidad del punzonamiento en base a beneficios en la producción, sino en base al precio del mismo.

2.2 SISTEMAS DE PUNZONAMIENTOS EMPLEADOS EN EL SECTOR PETROLERO

El diseño de los punzados constituye una parte integral del planeamiento de la completación en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo. Por lo tanto, el punzonamiento es la operación más importante para pozos entubados.

En la industria petrolera de manera general y en particular en la ecuatoriana, los sistemas de punzonamientos utilizados se pueden enmarcar en dos grandes grupos: Punzonamientos con Wireline y punzonamientos con cañones transportados por tubería o TCP (Tubing Conveyed Perforating).

2.3 PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN LA REALIZACIÓN DE UN PUNZONAMIENTO

Para realizar los punzados en un pozo se deben tomar en cuenta muchos factores que faciliten tanto el diseño como la ejecución de los disparos, para ello es necesario realizar un estudio detallado que permita obtener una buena productividad.

2.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS

Es necesario tener claro que el objetivo básico de hacer un diseño del sistema de punzonamiento es:

- Obtener todos los datos de pozo y yacimiento.
- Determinar el método de cañoneo.
- Condiciones del cañoneo.
- Seleccionar el tipo de explosivo basado en la carta de exposición tiempo vs temperatura (RDX, HMX, HNS, PYX).
- Seleccionar el diámetro del cañón.

Para todo esto es necesario tomar en cuenta como ciertos factores intervienen en el diseño y en la ejecución del disparo, por lo que se describe a continuación cada uno de ellos.

2.3.2 TAPONAMIENTO DE LOS DISPAROS

El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo. Mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado, los residuos mayores han sido eliminados en varias de las cargas especiales. Los residuos del recubrimiento metálico también se forman, pero son acarreados al fondo del agujero en forma de

partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosférica, no son confiables para evaluar este tipo de taponamiento de los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de los disparos a la presión atmosférica.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en el lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contra flujo. La presencia de partículas compactadas y trituradas de la formación alrededor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

Cuando se abren algunos disparos como se aprecia en la figura 2.3, que requieren una presión diferencial baja, el flujo a través de estos disparos dificulta la creación de la mayor caída de presión requerida para abrir más disparos. En formaciones estratificadas, como las constituidas por secuencias de lutita y arena, un gran número de disparos permanecen taponados y pueden evitar que se drenen algunas zonas específicas.

Cuando están taponadas, o parcialmente obturadas, una o más zonas en un yacimiento estratificado, las pruebas de formación, las de producción y las mediciones del índice de productividad, pueden proporcionar una evaluación errónea sobre el daño del pozo, su productividad y su recuperación.

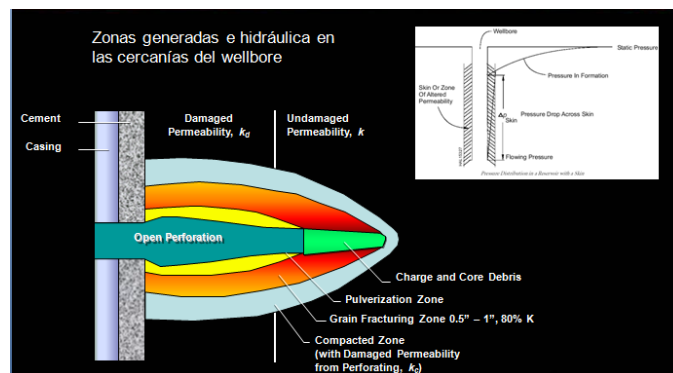


Figura 2.3 Efectos de disparos
Halliburton, 2009

2.3.3 EFECTO DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL

Cuando se realiza un disparo, es necesario realizar un diseño adecuado y para lograrlo es necesario enfocarse en factores en el tipo de cañoneo más apropiado (sobre – balance; balance y bajo – balance), para lo cual a continuación se definirán cada una de las situaciones.

Sobre – balance: es cuando la presión hidrostática necesaria para matar al pozo es mayor o igual a la presión de la formación.

Balance: se puede considerar en situación de balance cuando el pozo está relativamente en un equilibrio dinámico.

Bajo – balance: esto ocurre cuando la presión de la columna hidrostática es menor a la presión de la formación.

Partiendo de estos conceptos podemos establecer cuál es el sistema de cañoneo más adecuado.

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Los tapones del lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Aun cuando se dispara en fluidos de control de pozo limpios tales como aceite o agua que tienen altos ritmos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación. Las formaciones con permeabilidades de 250 mD o mayores, permiten que las partículas de tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas ocasionando un daño muy severo.

Para formaciones de carbonato es aconsejable punzonar con HCl o ácido acético, para obtener una alta productividad, pero generalmente se cañonea con fluidos limpios, las recomendaciones de la tabla 2.1 son una modificación de los estudios de campo hechos por King, Anderson y Bingham.

Tabla 2.1 Presión diferencial a favor de la formación cuando se punzona

CONDICIONES DEL RESERVORIO	PRESIÓN DIFERENCIAL (psi)	
	POZOS DE PETRÓLEO	POZOS DE GAS
ARENAS NO CONSOLIDADAS	300-500	300-500
ARENAS CONSOLIDADAS Permeabilidad de la formación mayor que 100 mD	500	1000
Desde 100 hasta 10 mD	750	1000
Menos que 10 mD	1000-2000	2000
CARBONATOS		
Permeabilidad de la formación mayor que 250 mD	500	500
Desde 100 hasta 250 mD	750	1000

Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial desde el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos. Este es el método preferido en areniscas y formaciones.

2.3.4 EFECTOS DE USAR FLUIDOS LIMPIOS

La productividad del pozo, en todas las formaciones de arena y carbonato, será maximizada por el cañoneo en aceite o salmuera limpios con una presión diferencial a favor de la formación, además, es necesario tener un período de limpieza de los punzonamientos. Si el pozo está cerrado hay que recuperar los cañones antes de completar la limpieza de todos los

punzonamientos. Muchos punzonamientos podrán permanecer taponados debido a un asentamiento de sólidos en el pozo durante el período de cierre.

2.3.5 RESISTENCIA Y COMPRESIÓN DE LA FORMACIÓN

La condición y la característica de la formación son muy importantes para el diseño de un sistema de cañoneo, ya que es elemental conocer frente a que situaciones se va a realizar el disparo y saber hasta qué punto sería exitoso el uso de las distintas técnicas, por lo tanto las dos condiciones básicas que debemos tomar en cuenta son formaciones consolidadas y no consolidadas las cuales serán detalladas a continuación:

2.3.5.1 Formaciones Consolidadas

O también llamadas compactadas, tienen un alto grado de compactación que es el factor geológico que reduce la porosidad, debido a la presión de los sedimentos superpuestos o a la presión orogénica. Las areniscas tienen una compresibilidad muy reducida (3×10^{-7} / psi) mientras que las lutitas pueden ser reducidas a una pequeña fracción de su volumen original al tiempo de sedimentación.

La porosidad de las rocas sedimentarias está estrechamente relacionada con el grado de compactación y esto ha sido demostrado por Krumbein y Sloss. Además las fuerzas que causan la compactación están en función de la máxima profundidad de entierro de la roca.

Este efecto es principalmente debido a la distribución resultante del empaquetado después de la compactación. Así los sedimentos que han quedado profundamente sepultados, se emparejan si posteriormente son elevados, presentando valores más bajos de porosidad que los sedimentos que no han estado sepultados a gran profundidad. Ver figura 2.4.

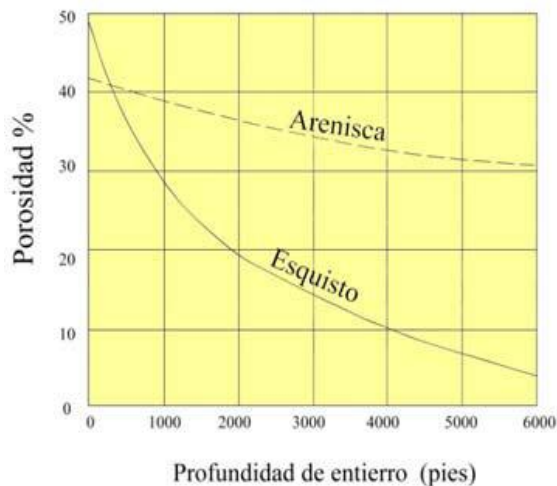


Figura 2.4 Curva para selección de la arenisca, relacionada con la porosidad y profundidad de entierro

Ingeniería Pemex, 1999

De acuerdo con Geersmat se puede distinguir tres clases de compresibilidad en las rocas:

- **Compresibilidad de la matriz de roca.** Es el cambio fraccional en el volumen del material sólido (granos) de la roca con una unidad de cambio en la presión.
- **Compresibilidad neta de la roca (bulk).** Es el cambio fraccional en el volumen neto de la roca con una unidad de cambio en la presión.
- **Compresibilidad del poro.** Es el cambio fraccional en el volumen del poro de la roca con una unidad de cambio en la presión.

La compresibilidad efectiva de la roca resulta del cambio en la porosidad causada por la expansión del grano y la disminución en espacio del poro por la compactación de la matriz es decir la compresibilidad decrece cuando la porosidad se incrementa.

Las compresibilidades del volumen del poro de las areniscas consolidadas son del orden de $5 \times 10^{-6}/\text{psi}$.

2.3.5.2 Formaciones No Consolidadas

Usualmente se considera que dentro de las formaciones débiles no consolidadas, no existen disparos abiertos en la formación, por lo que el hueco que traspasa el revestidor y el cemento sería la última grieta en donde la arena se situaría.

Además se considera que los disparos en las arenas débiles dependen fundamentalmente de la resistencia de la roca, pero también de otros factores, como la tensión efectiva, el desbalance, la distancia entre los disparos adyacentes y los fluidos en los espacios de los poros y el hueco.

Por lo tanto cuando los túneles de los disparos no están definidos, es porque se han realizado en zonas no consolidadas, por cuanto el objetivo de disparar para realizar operaciones convencionales con empaques de arena consiste en minimizar la caída de presión en todo el hueco relleno de arena en el revestidor y el cemento.

Esa caída de presión es determinada por el área abierta al flujo que no es otra cosa que el área de huecos individuales multiplicados por el número total de disparos realizados, la permeabilidad de la arena y la tasa de flujo por disparo.

Por medio de pruebas que se han realizado a muestras de núcleos se conoce que la acumulación de los residuos y finos de la formación perjudican directamente a la permeabilidad de la arena.

Por otro lado se puede establecer si una arena es consolidada o no consolidada y esto se logra mediante la obtención del tiempo tránsito de las lutitas adyacentes (superior e inferior), llamándose tiempo de tránsito (TT), al tiempo de propagación del sonido a través de la arena.

La razón por la que nos interesa las formaciones adyacentes es porque el tiempo de tránsito en la arena se vería afectado por la presencia de hidrocarburos, densidad de los granos de la arena, porosidad, saturación de agua, etc., los cuales son factores que tendrían ser corregidos para poder determinar con precisión la compactación de la arena.

El tiempo de tránsito (TT) sirve para determinar el diámetro interno y para el cálculo de la impedancia acústica; también se utiliza para determinar el control de calidad de los registros.

Por lo tanto el grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena de interés. Para clasificarlo hay ciertas tendencias que nos ayudan a determinar la compactación de la formación.

2.3.6 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE LOS DISPAROS

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado, como se ilustra en la figura 2.5.

Para pozos con alta producción de petróleo y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. Generalmente son adecuados 4 disparos por pie de 0.5 pulg siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En los pozos que serán fracturados, los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. Para operaciones en arenas consolidadas, generalmente se prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande. Para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pulg de diámetro o mayores.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con cañones con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede

fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los acoples de las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

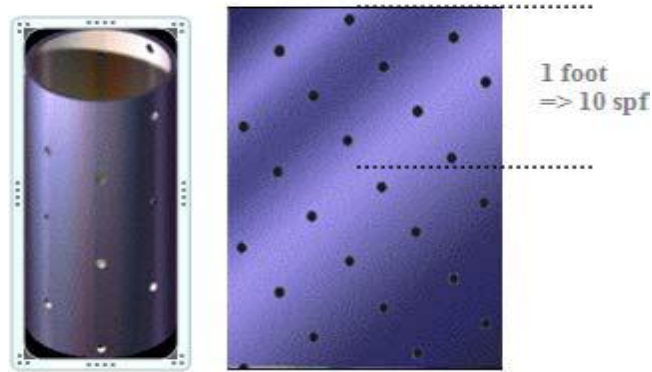


Figura 2.5 Número de disparos que se encuentran por pie
Schlumberger, 2009

Es así que el número de cargas por unidad de longitud en los cañones está disponible desde 1, 4, 5, 6, 8, 11, 12, 14, 18 hasta 21 disparos por pie (dpp), como se ilustra en el anexo 1, la figura 2.6 muestra los disparos por pie y la disposición de las cargas, lo cual se relaciona con el área de flujo barrida.

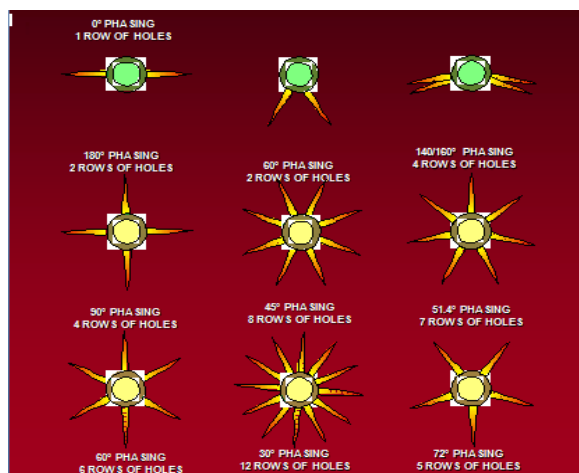


Figura 2.6 Disparos por pie y disposición de las cargas
Halliburton, 2009

El objetivo de los disparos es generar una caída de presión razonable y permitir un gasto deseado.

2.3.7 DAÑOS DEL CEMENTO Y DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Los cañones con cargador de tubo, absorben la energía no empleada al detonar las cargas, esto evita el agrietamiento de la tubería de revestimiento y elimina virtualmente que el cemento se resquebraje. Con el uso de los cañones a bala convencionales no se dañan mucho las tuberías de revestimiento. Al disparar con un claro igual a cero se tiende a eliminar las asperezas dentro de la tubería de revestimiento. Los cañones a chorro con cargas expuestas, como las de tipo encapsuladas o en tiras, pueden causar la deformación, fracturamiento y ruptura de la tubería de revestimiento, así como un notable agrietamiento del cemento. La cantidad de explosivo, el grado de adherencia de la tubería de revestimiento con el cemento, la densidad de los disparos, el diámetro de la tubería de revestimiento y la “masa resistencia” de la tubería de revestimiento, son factores que afectan el agrietamiento de las tuberías de revestimiento expuestas a disparos con cargas a chorro. La masa resistencia de la tubería de revestimiento ha sido definida como el producto del peso unitario y su resistencia hasta el punto de cedencia.

2.3.8 MEDICIÓN DE LA PROFUNDIDAD

El método aceptado para asegurar un control preciso en la profundidad de los disparos consiste en correr un registro localizador de collares (CCL) con los cañones, y medir la profundidad de los collares que han sido localizados, respecto a las formaciones, usando registros radioactivos.

Pastillas radioactivas pueden ser insertadas dentro de la sarta de cañoneo para ayudar en la localización exacta de profundidad del punzonamiento con un registro de rayos gamma. Los registros del collar pueden mostrar viejos punzonamientos hechos con cargas expuestas, estos se muestran a manera

de hinchamientos o abultamientos en el casing debido a la detonación de las cargas.

2.3.9 PENETRACIÓN CONTRA TAMAÑO DEL AGUJERO

Al diseñar cualquier carga moldeada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser más importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se han usado a menudo cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero.

Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiera una penetración máxima aun cuando el tamaño del agujero sea reducido hasta 0.4 pulg.

Sin embargo, en situaciones normales, debido a la dificultad en remover el lodo, los residuos de las cargas, la arena y las partículas calcáreas de un disparo en la formación, deberá normalmente tener un diámetro mínimo de entrada de 0.5 pulg con un agujero liso y de tamaño uniforme de máxima penetración.

2.4 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO

El índice de productividad permite evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente por:

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad [2.1]$$

Donde:

J = Índice de productividad

Q = Tasa de producción, BPD

P_{ws} = Presión de cierre de fondo, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi

El índice de productividad de una zona puede ser difícil de determinar, por lo tanto el efecto del diseño del sistema de cañoneo como son la penetración, fase, densidad, diámetro del agujero, daño del lodo, etc., pueden ser evaluados usando la Relación de Productividad.

$$PR = \frac{\textit{Producción zona disparada}}{\textit{Producción zona agujero abierto}} \quad [2.2]$$

Donde:

PR = Relación de productividad

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- Factores Geométricos del disparo.
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de cañones y carga.
- Daño Generado por el disparo.
- Daño generado por el fluido de la perforación.
- Daño causado por el fluido de la terminación.

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo

tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

2.4.1 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación, influyen en la Relación de Productividad del pozo y está definida por los Factores Geométricos, como se aprecia en la figura 2.7. Estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración.
- Densidad de disparos.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero del disparo.

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales siendo estos los siguientes: penetración parcial, desviación del pozo, buzamiento de la formación y radios de drenaje.

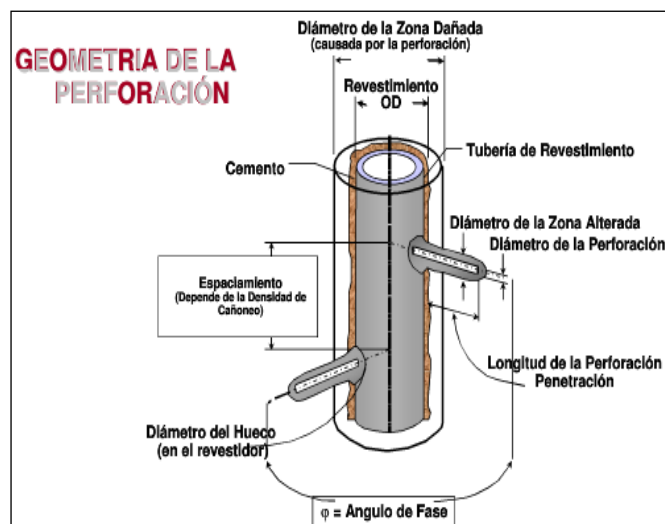


Figura 2.7 Factores geométricos del sistema de disparo

2.4.1.1 Efecto de la Penetración y densidad de disparos en la Relación de Productividad

Como se puede apreciar en la figura 2.8 el efecto de la penetración y la densidad de disparos son muy pronunciados en las primeras pulg de penetración. Arriba de 6 pulg la tendencia es menor pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad. La densidad de disparos influye también en la Relación de Productividad (PR) observando que para una densidad de 3 disparos/metro es necesaria una penetración de 16 pulg para obtener una PR de 1.0 mientras que para una densidad de 13 disparos/metro se necesitan solo 6 pulg.

La figura 2.8 supone un pozo sin daño, para el caso más real de un pozo con una zona de daño debida al fluido de perforación, la penetración más allá de la zona de daño es relevante para mejorar la Relación de Productividad.

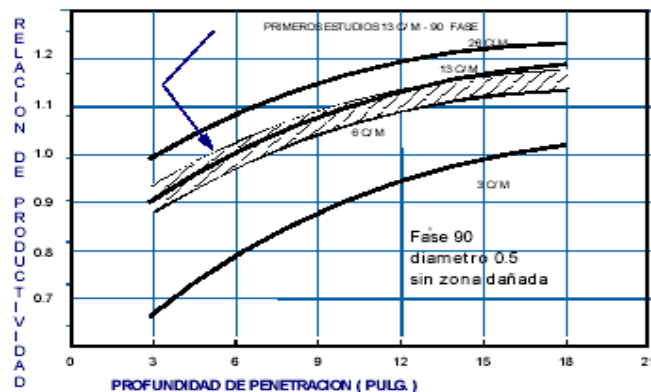


Figura 2.8 Efecto de la penetración y de la densidad de disparos en la Relación de Productividad (PR)

2.4.1.2 Efecto de la fase en la Relación de Productividad (PR)

La fase angular entre perforaciones sucesivas es un factor importante. La figura 2.9 muestra una reducción de un 10 - 12 % en la PR para sistemas de 0° y 90° con una misma penetración. Suponiendo que se use un sistema de 0° de fase, con una penetración de 6 pulg, se obtiene una PR de 0.9 de la gráfica, mientras que para un sistema de 90° se obtiene una PR de 1.02; esto representa una diferencia del 11% en la PR.

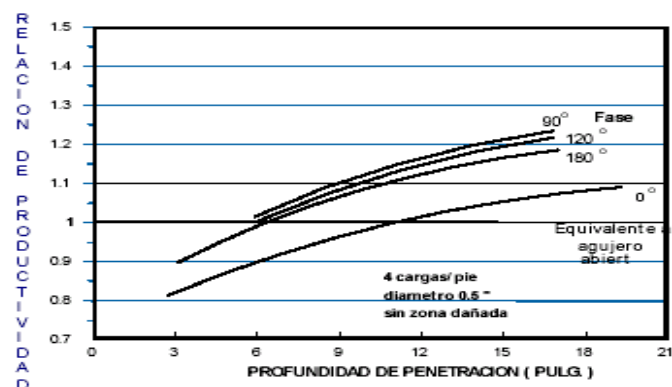


Figura 2.9. Efecto de la fase en la relación de productividad

Ingeniería Pemex, 1999

2.4.2 PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO

El modo en que el pozo es completado ejerce una gran influencia en su productividad. Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

- Sobre – balance
P. hidrostática > P. Formación
- Bajo – balance
P. hidrostática < P. Formación

El objetivo de una completación sobre-balanceada (ver figura 2.10), es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas. Después de dejar fluir el pozo, es posible que aún se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.



Figura 2.10 Técnicas de cañoneo Sobre-balance y Bajo-balance

Ingeniería Pemex, 1999

Cuando se tiene una completación diferencial bajo-balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de completación. Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que sobre cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpieza. Una presión diferencial excesiva puede provocar

arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la tubería de revestimiento. Debido a lo antes mencionado, para calcular la presión diferencial a establecer durante el disparo se deberán considerar los siguientes factores:

- Grado de consolidación de la formación.
- Permeabilidad de la formación.
- Fluidos en los poros.
- Presión de colapso en las tuberías y equipos.
- Grado de invasión de los fluidos de perforación.
- Tipo de cemento.

La magnitud de la presión diferencial negativa dependerá básicamente de dos factores:

- La permeabilidad de la formación.
- Tipo de fluido.

2.4.3 TIPO DE CAÑONES Y CARGAS

Un sistema de disparo consiste en una colección de cargas explosivas, cordón detonante, puerto estopín y porta cargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable o con tubería.

Como el tema de este estudio es cañones bajados con TCP se va a describir las cargas bajadas con tubería. En el anexo 2 se puede apreciar el armado de los cañones.

2.4.3.1 Cañones Bajados con Tubería

En el sistema de cañones bajado con tubería TCP, el cañón es bajado al intervalo de interés con la tubería de producción. A diferencia de las cargas bajadas con cable, en este sistema se utilizan portacargas entubados; además, la operación de disparo puede ser efectuada en una sola corrida lo cual favorece la técnica de disparo bajo balance.

El objetivo fundamental de este sistema es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad de un pozo. También este sistema es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo.

2.4.4 DAÑO GENERADO POR EL DISPARO

El proceso de perforación de formaciones permeables y porosas con las cargas moldeadas crea una "película" que se opone al flujo en el agujero. En la figura 2.11 se puede ver como el jet penetra la formación a alta velocidad, desplazando radialmente el material de formación, creándose una zona compactada alrededor del agujero y reduciendo la permeabilidad original. Para disminuir el efecto pelicular deberá incrementarse la penetración para librar la zona de daño.

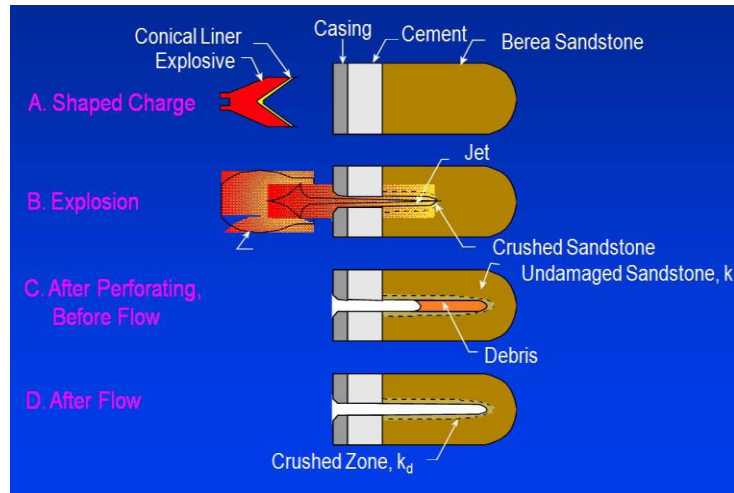


Figura 2.11 Daño a la formación por disparos

Ingeniería Pemex, 1999

2.4.5 DAÑO GENERADO POR EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Durante el proceso de perforación del pozo se causa un daño a la formación debido al lodo de perforación. Este daño se asocia al taponamiento de los poros alrededor del pozo.

Existe la tendencia de usar lodos que cumplan con el propósito inmediato de perforar segura y económicamente un pozo, pero no siempre se piensa en los efectos del fluido sobre la productividad de un pozo.

La costra de lodo puede resolver el problema de la invasión del filtrado, pero si es removida completamente antes de depositar el cemento en el espacio anular, las partículas solidas pueden ser arrastradas dentro del agujero, aunque se use un fluido de control aparentemente limpio.

2.4.6 DAÑO GENERADO POR EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN

El fluido de completación es de primordial importancia para obtener óptimos resultados. Si existe algún material extraño en el fluido, puede ser

empujado dentro de la perforación por el jet y un pequeño taponamiento sería el resultado.

El jet de la carga genera gases de alta presión asociados con la explosión. Hay indicios reales de que el fluido alrededor de la carga es separado durante el disparo y cuando la burbuja de gas se contrae al enfriarse, el frente del fluido es lanzado dentro de la perforación.

Momentáneamente se crea una condición de sobre-balance con fuerzas de impacto y si el fluido no es completamente limpio, las partículas serán adheridas a las paredes del agujero y podría haber invasión de extensión limitada. El daño del pozo, las perforaciones de las cargas, la penetración parcial y la desviación provocan un cambio en la geometría radial del flujo que afecta la productividad del pozo. El efecto combinado de estos factores se denomina “Efecto Pelicular” y genera una caída de presión que afecta la producción del yacimiento.

2.4.7 PENETRACIÓN DEL DISPARO

La penetración está conducida por una alta presión que a la vez se asocia con la corriente de metal pulverizado o piezas de metal sólido, dependiendo del tipo de revestimiento de la carga, lo que obliga al material a mantenerse al margen antes de procesos como quemado, perforación o abrasión; por otro lado, la temperatura y gases explosivos no contribuyen al proceso de penetración.

La consideración primordial para establecer una teoría de penetración del revestimiento de metal es que tanto el chorro como la roca se comportan como fluidos. Por tal la ley hidrodinámica de Bernoulli describe la interacción entre el chorro y la roca, prediciendo que la penetración total puede ser incrementada utilizando un chorro denso y largo.

Un método para el cálculo fue propuesto por Thompson en 1962, el cual relaciona la resistencia compresiva con los resultados obtenidos de pruebas en superficie obteniéndose la siguiente ecuación:

$$P = Pen = Pensup \times e^{0.086 (Cr - Cf)} \quad [2.3]$$

Donde:

Pen: Penetración (pulg.)

Pensup: Penetración en superficie, Carta API RP-43

Cr : Compresibilidad en superficie a las condiciones de la prueba, (psi^{-1})

Cf: Compresibilidad de la formación de interés, (psi^{-1})

2.4.8 ESTANDARIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE DISPAROS.

Muchos factores inciden en la creación de los túneles de los disparos. Es prácticamente imposible reproducir el desempeño de las cargas de fondo de pozo utilizando las pruebas efectuadas en la superficie. No obstante una norma ejecutiva para evaluar el desempeño de las cargas puede constituir una forma de comparar las cargas y proporcionar un punto de partida para el modelado del programa que predice la geometría de penetración y el comportamiento del pozo.

2.4.8.1 Norma API RP 19B: Prácticas recomendadas para evaluación de pozos perforados

a) Sección I. La prueba efectuada a temperatura ambiente y a presión atmosférica, evalúa el sistema básico de disparos y es la única prueba completa del sistema de pistola reconocida por la API, como se observa en la figura 2.12.

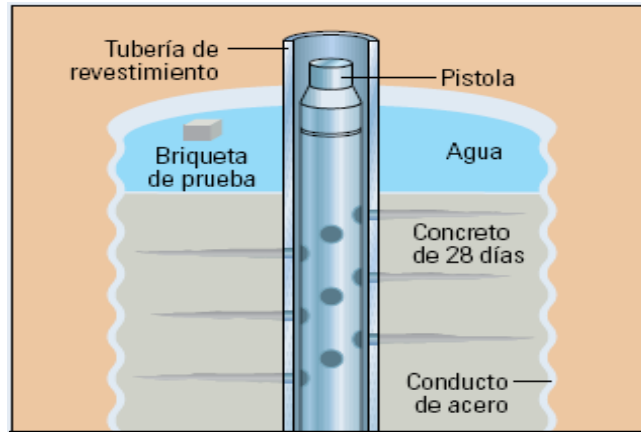


Figura 2.12 Prueba a temperatura ambiente

Schlumberger, 2006

El diámetro del agujero de la entrada de las cargas huecas y la profundidad de la penetración son determinados después de una prueba que utiliza equipos de pozos estándar para disparar un objetivo de concreto. El concreto vertido alrededor de una sección de tubería de revestimiento colocada en un conducto de acero debe satisfacer los requerimientos de resistencia a la compresión tiempo y composición del agregado. Las briquetas obtenidas del agregado se utilizan para validar la resistencia a la compresión del objetivo.

b) Sección II. Las cargas son detonadas en el objetivo de las areniscas sometidas a esfuerzos a temperatura ambiente. Estas fuerzas con un disparo se llevan a cabo en un dispositivo de laboratorio como se muestra en la Figura 2.13. Tanto el esfuerzo de confinamiento como la presión del pozo se fijan inicialmente en 3000 psi, (20.7 Mpa), y cualquier presión de poro inducida se ventea a la atmósfera.

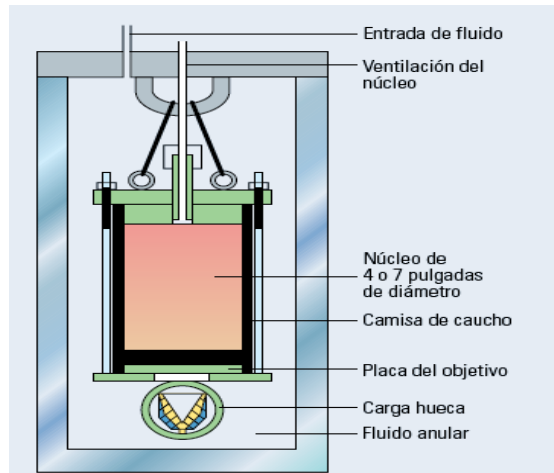


Figura 2.13 Detonación de cargas

Schlumberger, 2006

c) Sección III. Prueba calórica. La integridad térmica de la pistola de disparo se verifica elevando la temperatura de la pistola primero y utilizándola luego para disparar objetivos de barras de acero laminado, como se aprecia en la figura 2.14.

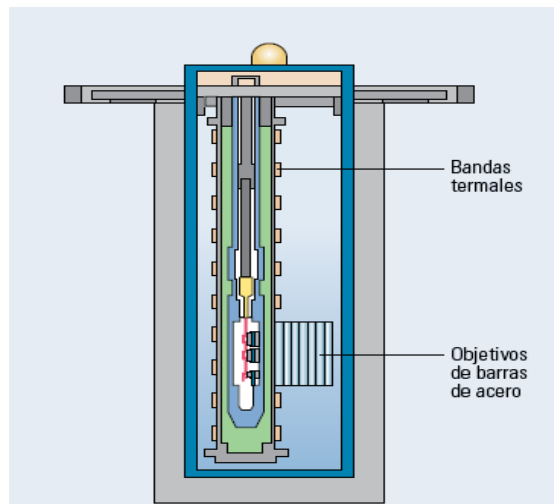


Figura 2.14 Prueba Calórica

Schlumberger, 2006

d) Sección IV. Evalúa el desempeño del flujo. Este se mide utilizando un recipiente para pruebas especialmente diseñado, que simula las condiciones de fondo del pozo. Esta prueba proporciona una aproximación más precisa con respecto a los resultados de fondo de pozo si las muestras de rocas utilizadas poseen una composición similar a la de la formación de fondo de pozo, como se muestra en la figura 2.15.

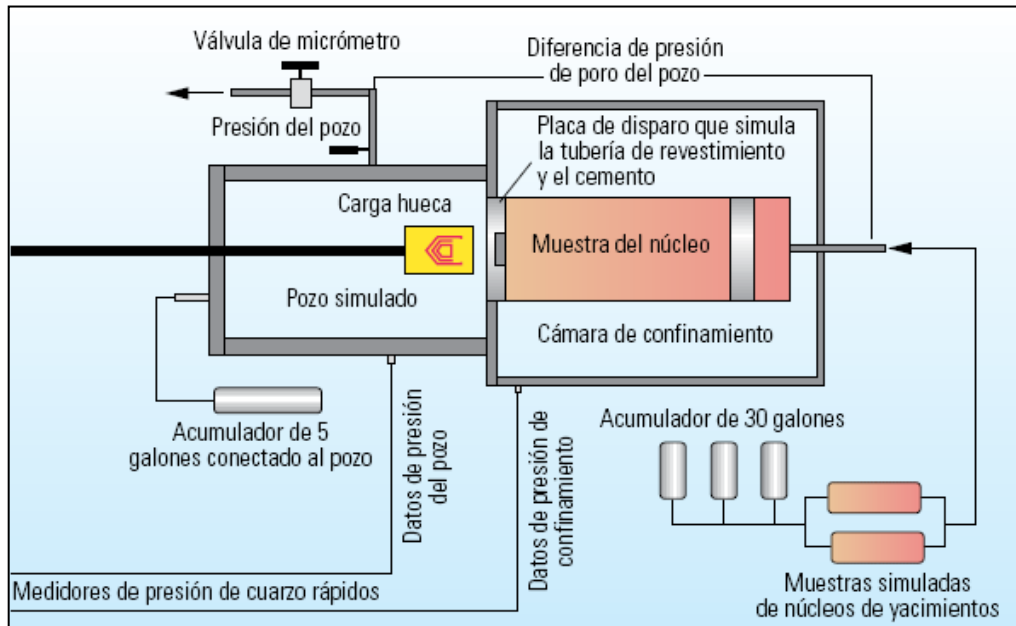


Figura 2.15 Simulación de condiciones de fondo

Schlumberger, 2006

e) Sección V. Provee un procedimiento para cuantificar el volumen de detritos que sale de una pistola de disparos después de la detonación y la recuperación.

Estos criterios son importantes pero no constituyen los únicos factores que inciden en los resultados de los disparos. En última instancia el comportamiento de los pozos es la medida cuantitativa más crítica.

2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO CON TCP

2.5.1 TÉCNICA CONVENCIONAL DE BAJO BALANCE UTILIZANDO TCP

El método de TCP bajo balance, ver figura 2.16, debe ser operado en fluido limpio con una presión de bajo-balance (underbalance), es decir, la presión de la formación debe ser mayor que la presión de la columna hidrostática ($P_y < P_h$).

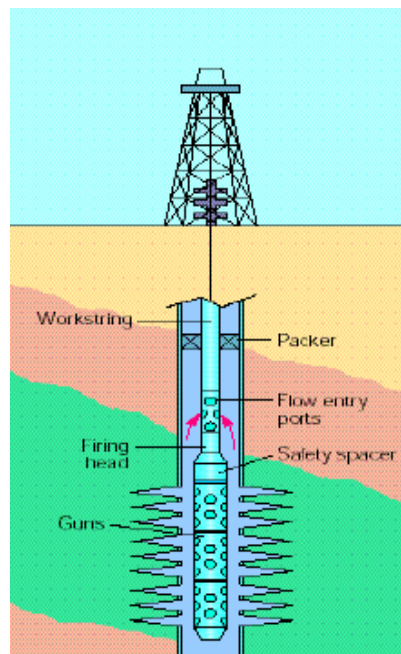


Figura 2.16 TCP Convencional

Halliburton, 1999

2.5.1.1 Descripción del sistema TCP convencional o bajo-balance

Aunque varias opciones fueron realizadas para transportar los cañones de perforación dentro del pozo a través del tubing esto no sucedió hasta el año de 1980, en el, que el extenso uso de este servicio comenzó. La técnica básica implica un ensamblaje de fondo el cual contiene un transportador de

cañones a través del casing en forma vertical con una cabeza de disparo. Existen algunos tipos de cabezas de disparos que incluyen drop bar, diferencial de presión y conexiones eléctricas.

El tope de la cabeza de disparo es usado para permitir el flujo de los fluidos del reservorio hacia el tubing. Un packer de producción es colocado por encima de la salida de los fluidos de la formación. En la figura 2.17 se muestra como todo el ensamblaje es bajado dentro del pozo al final de la sarta de tubing. La sarta es colocada en la profundidad deseada usualmente con un detector de Rayos Gamma. Después de que los cañones son posicionados, el packer es asentado y el pozo está dispuesto para la producción. Esto incluye establecer la correcta condición de bajo-balance dentro del tubing. Luego de que los cañones son disparados, los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo ayudando en la limpieza de las perforaciones.

Dependiendo de la situación los cañones son retirados o dejados en el fondo del pozo. Algunas variaciones del procedimiento descrito anteriormente se usan en la actualidad.

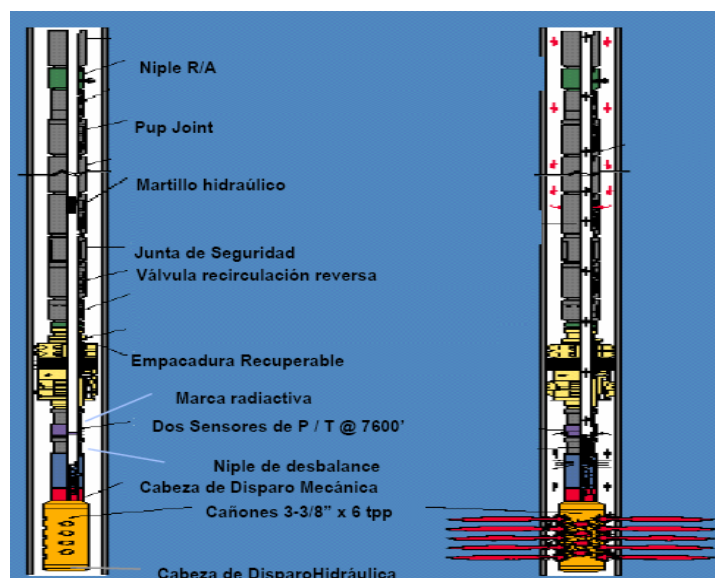


Figura 2.17 Sarta de Cañoneo con TCP

Halliburton, 1999

Con este sistema se logran orificios limpios profundos y simétricos ya que permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin límite en la longitud de disparos a cañonear en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación en condiciones dinámicas al momento mismo del cañoneo.

Este sistema nos permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento.

El poder combinar una buena penetración en la formación. Alta densidad y fase de disparos y un diferencial de presión a favor de la formación, nos permite obtener una relación de productividad óptima es decir producción real vs producción teórica, aún después de haberse taponado la mitad o las dos terceras partes de los orificios cañoneados.

La relación de productividad es una función directa de la eficiencia del cañoneo en conjunto con las características del yacimiento. En yacimientos de baja porosidad y permeabilidad esta relación se hace más importante, debido a la invasión creada por el lodo durante la perforación.

El cañón puede dispararse:

- Por la caída de una barra detonadora que se lanza a través del tubing que libera el pin de disparo del cañón y golpea al detonador.
- Por la aplicación de una presión diferencial a un pistón de detonación.

2.5.1.2 Ventajas del sistema TCP bajo-balance

Las principales ventajas de este sistema son las siguientes:

- El pozo puede ser perforado con un gran diámetro, gran funcionamiento, alta densidad de disparos en el casing con la presión de fondo inferior a la presión de formación (condición de bajo-balance), permitiendo una limpieza instantánea de las perforaciones.
- El cabezal del pozo está en el sitio y el packer es asentado antes de que los cañones sean disparados.
- Grandes intervalos pueden ser perforados simultáneamente en un mismo viaje dentro del pozo.
- Pozos horizontales y desviados pueden ser perforados empujando los cañones dentro del pozo.

2.5.1.3 Desventajas del sistema TCP bajo- balance

Las principales limitaciones de esta técnica son las siguientes:

- A menos que todos los cañones sean retirados del pozo es difícil confirmar si todas las cargas fueron disparadas. Un sistema de detección de la efectividad de los disparos supera esta limitación.
- Los explosivos se degradan cuando están expuestos a elevadas temperaturas, reduciendo el desempeño de las cargas. Toma mucho tiempo correr la sarta de TCP en el pozo comparado con hacer la corrida mediante Wireline. Para compensar esto, en algunos casos explosivos menos poderosos deben ser usados en operaciones con TCP. Sin embargo, en nuestro medio esto no es cierto debido a las temperaturas de fondo de alrededor de los 200°F, Wireline usa explosivos RDX debido a que su tiempo de operación es bajo, es un explosivo mas barato; en el caso de TCP se usan explosivos HMX que resisten muy bien los 200°F por muchísimo tiempo sin degradarse pero que en comparación con los RDX tienen mayor poder de explosión y por tanto cargas de este material tienen una penetración mucho mayor.
- Las opciones de perforación con TCP son limitados. En algunos casos no es económico realizar las perforaciones con la técnica de TCP.

- El posicionamiento preciso a profundidad de la sarta de cañones es más difícil en tiempo y costo que el posicionamiento a profundidad mediante Wireline. Esto es variable ya que usualmente los cañones con Wireline se los posiciona usando CCL que ubica la profundidad por medio de los collares del casing, pero con en el TCP la determinación de la profundidad se hace con GR, lo cual es mucho más seguro y preciso.

2.5.1.4 Guía para obtener un bajo balance óptimo

La experiencia de campo sugiere que las perforaciones realizadas en condiciones de bajo-balance (presión del pozo inferior a la presión de formación) es un método efectivo para crear aberturas y perforaciones sin daño. La presión de bajo-balance, calculada con el formato del anexo 3, deber ser suficiente para expulsar los residuos o escombros en el interior de las perforaciones, para mejorar la productividad y al mismo tiempo evitar fallas mecánicas de la formación. Basado en experiencias alrededor del mundo, Bell (1984) sugiere el siguiente criterio para la selección de un bajo-balance óptimo, los datos recabados se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Bajo Balance Óptimo según Bell

PERMEABILIDAD	BAJO BALANCE REQUERIDO (psi)	
	PETRÓLEO	GAS
> 100 md	200-500	1000-2000
< 100 md	1000-2000	2000-5000

Baker, 2010

2.6 TÉCNICA DE BAJO BALANCE DINÁMICO UTILIZANDO TCP

El sistema Pure (Patente Schlumberger, 2002) de perforaciones limpias garantiza que el apropiado grado de bajo balance dinámico se puede lograr

usando hardware y software especiales para la optimización de la producción, en diseños de trabajos de perforación específicos.

El sistema de bajo balance dinámico es mucho más efectivo que las técnicas convencionales de perforación con bajo balance logrando perforaciones limpias incrementando la productividad e inyectividad de los pozos.

El sistema Pure optimiza el bajo balance dinámico (el bajo balance justo después de crearse las perforaciones). Con el sistema Pure la permeabilidad de la zona triturada comparada con la permeabilidad de la zona virgen (K_c/K), ver figura 2.18, puede llegar a 1, en contraste con los rangos típicos de 0,05 a 0,3 obtenidos con métodos convencionales de perforaciones de bajo balance.

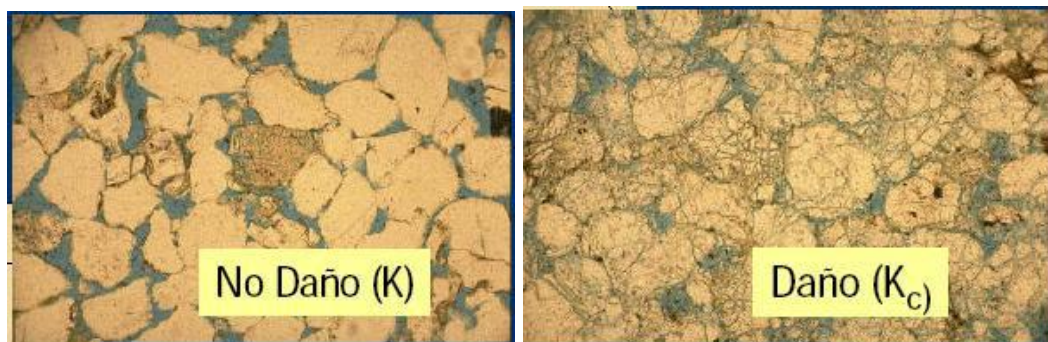


Figura 2.18 Permeabilidad en Zona Virgen y Zona Triturada
Sclumberger, 2006

El proceso PURE utiliza operaciones de disparos diseñadas a la medida de las necesidades, cargas huecas especiales y configuraciones de cañoneo diseñados con un fin específico para diseñar un alto nivel de bajo balance dinámico, partiendo de bajos balances o sobre balances, de presión modestos. Esta técnica mejora sustancialmente la productividad o inyectividad del pozo. La técnica de disparos PURE también mejora la eficiencia operacional de la completación de los pozos.

La eliminación de grandes diferencias de presión estática simplifica los preparativos realizados en el pozo antes de llevar a cabo las operaciones de disparos en condiciones de bajo balance. El control de la oleada inicial limita los niveles de fluido producidos durante la limpieza de los disparos, lo que a la vez reduce el riesgo de influjo de arena que puede provocar el atascamiento de las pistolas.

Además es probable que no se requieran los pequeños trabajos de acidificación o lavados de los disparos que a menudo son necesarios para remediar el daño que estos producen.

En la figura 2.19 podemos observar como la técnica de bajo balance dinámico remueve el daño creado durante el punzonamiento.

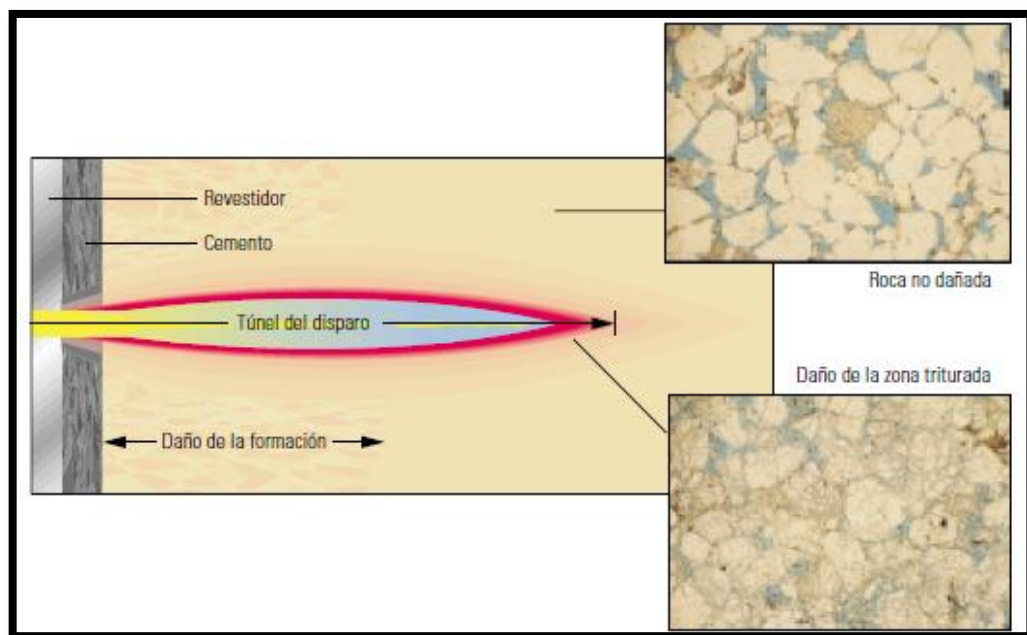


Figura 2.19 Remoción del daño creado en el Punzonamiento

Schlumberger, 2006

La detonación controlada de cargas huecas (moldeadas), especialmente diseñadas y fabricadas para pozos entubados, producen agujeros, disparos, perforaciones en la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la

formación adyacente. La optimización de la producción o de la inyección demanda diseños cuidadosos, planeación previa a los trabajos e implementación en el campo, para obtener disparos conductores limpios que se extiendan más allá del daño de la formación penetrando en la roca del yacimiento inalterado.

Lamentablemente los disparos con explosivos también pulverizan los granos de la roca de la formación generando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación alrededor de las cavidades de los disparos, y facilitando la posibilidad de la migración de partículas finas. Este proceso también deja algunos detritos residuales de la detonación dentro de los túneles de los disparos, ver figura 2.20. El rebote elástico de la formación alrededor de los túneles recién creados genera daño por las vibraciones adicionales de los disparos y materiales sueltos.

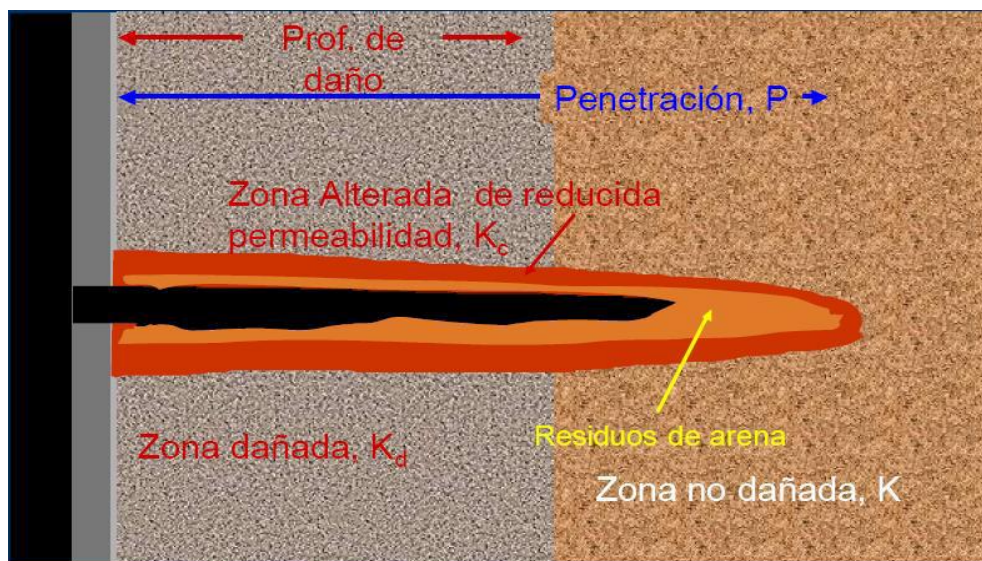


Figura 2.20 Residuos de arena en túneles de disparo

Schlumberger, 2006

El proceso del Surgepro indica que la minimización del deterioro, el flujo y las restricciones de la conductividad causadas por este daño inducido por los disparos resultan cruciales para la obtención de los disparos efectivos.

Durante 25 años los procedimientos de completación estándar utilizaron una diferencia de presión estática relativamente grande, o un bajo balance de presión para eliminar o minimizar el daño provocado por los disparos.

La técnica de disparar con un bajo balance de presión es la técnica más difundida de optimización de las completaciones disparadas. Este método establece una presión estática de pozo, antes de los disparos, que es inferior a la presión de la formación adyacente. Según la teoría convencional, la oleada (flujo instantáneo) originada por una reducción de la presión de poro en la región vecina al pozo mitiga el daño de la zona triturada y barre la totalidad o parte de los detritos que se encuentran en los túneles de los disparos.

Los científicos han analizado las presiones transitorias de operaciones de disparos mediante pruebas de laboratorios y descubrieron que el bajo balance estático no sólo garantiza la obtención de los disparos limpios. Los resultados indicaron que lo que realmente gobierna en la limpieza de los disparos son las fluctuaciones producidas en la presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas huecas antes ignoradas y no la diferencia de presión inicial como se pensaba anteriormente.

Este proceso cuenta con un sistema convencional de cañoneo pero la innovación es que posee una cámara de vacío la cual tiene la función de que en el instante en que se ejecuta el disparo se activa absorbiendo la mayor cantidad de residuos que se originan en el punzado lo que garantiza una mayor limpieza de las perforaciones y mejora índices de productividad, como se observa en el figura 2.21.

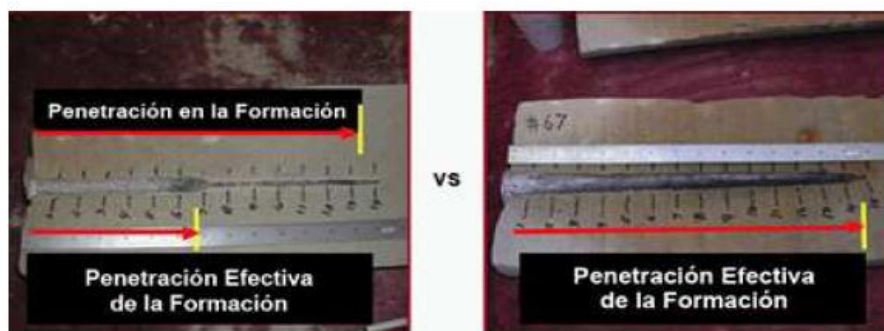


Figura 2.21 Remoción de la Zona Compactada

Halliburton, 2009

En la Figura 2.22, se ha aplicado un bajo balance de 3000 psi, logrando así un incremento de aproximadamente 82% de la profundidad efectiva del túnel de perforación.

La camisa de circulación se abre al momento del cañoneo mediante la activación de un disco de perclorato de potasio que se encuentra dentro de una cámara cerrada a presión atmosférica.



Balance

3000 psi de Bajo Balance

Figura 2.22 Profundidad Efectiva

Halliburton, 2009

Una vez que el disco se activa se produce la apertura de la camisa que produce el llenado de los espaciadores o secciones de cañones, creando de esta manera el efecto de surgencia dinámica. Ver figura 2.23.

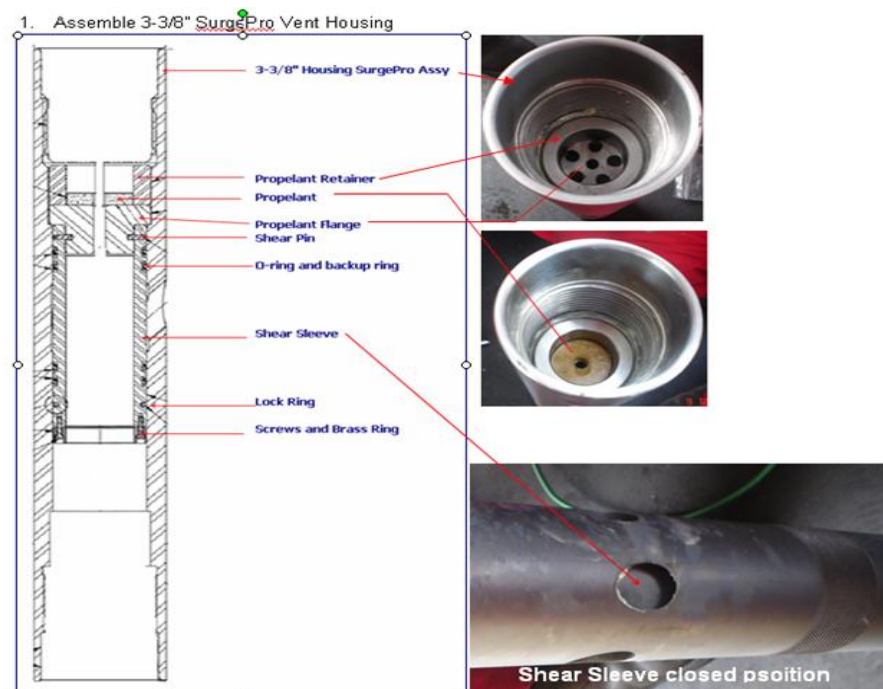


Figura 2.23 Descripción del Surgepro

Halliburton, 2009

Por otra parte las operaciones de disparos con bajo balance dinámico aumentan el número de disparos abiertos lo que incrementa la efectividad de los tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico más extensos. Una mayor densidad de disparos (dpp), también optimiza las operaciones de bombeo porque reduce los requerimientos en términos de potencia hidráulica en superficie. Otro beneficio es la reducción de la intensidad de las vibraciones producidas por los disparos, lo que minimiza el deterioro de la adherencia hidráulica entre el cemento y la formación, y ayuda a garantizar el aislamiento por zonas después de los disparos.

Ahora, la limpieza de los disparos parece estar directamente relacionada tanto con el bajo balance dinámico como con la velocidad de la oleada instantánea, pero no con la presión estática inicial del pozo, ya sea en

condiciones de bajo balance, balance o sobre balance de presión. Este concepto ayuda a explicar los pobres resultados ocasionados de las operaciones de disparos con bajo balance de presión y los buenos resultados inesperados de las operaciones de disparos en condiciones de desbalance y sobre balance de presión.

2.6.1 SECUENCIA DEL CAÑONEO

1. Ignición de la carga. Cada ignición es un milisegundo y los disparos completos duran varios milisegundos.
2. Agujeros o túneles son creados por el jet en microsegundos.
3. La energía residual (mayormente gases) permanecen en el cañón.
4. La rápida presurización en el interior, a la vez es reducida por el enfriamiento que se produce en milisegundos.
5. La presurización de perforaciones y el pozo se inicia a partir de una compleja onda de movimiento en decenas o centenas de milisegundos en los fluidos del pozo (compresibilidad) y en los sólidos metálicos.
6. El intercambio de fluidos que ocurre entre el cañón, el pozo y la formación se da en décimas de milisegundos y produce flujo transitorio.

La figura 2.24 muestra un bosquejo de la secuencia de los punzados.

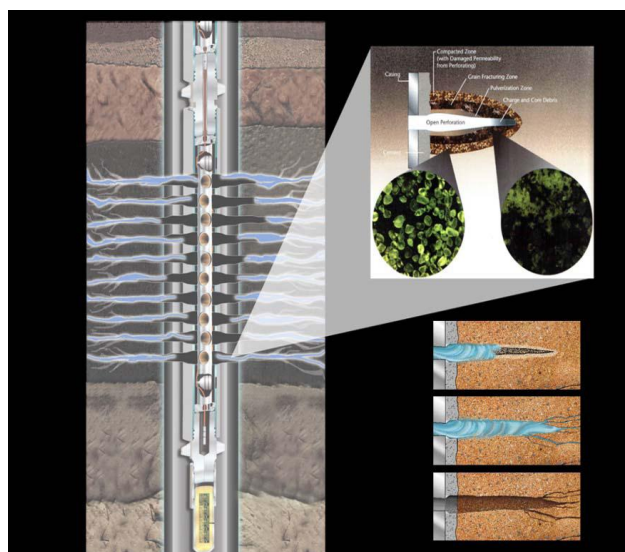


Figura 2.24 Secuencia de Punzado

Halliburton, 2009

Un nuevo método de disparos en condiciones de bajo balance dinámico (DUB), utiliza la información resultante de la investigación de los esfuerzos transitorios que tiene lugar en el sistema de pistola, el pozo y el yacimiento durante la ejecución de todos los disparos. La roca triturada presente en la zona dañada por las fuerzas de explosión de las cargas huecas es removida, y el flujo de los fluidos de yacimiento barre la roca triturada presente en la zona dañada y otros detritos de los disparos hacia el interior del pozo.

Un beneficio adicional del método (DUB) es que estos efectos pueden ser creados en pozos que inicialmente se encuentran en condiciones de bajo balance, balance o incluso sobre balance. Los resultados son disparos más limpios y un mejor desempeño de los pozos.

Durante muchos años, la investigación de las operaciones de los disparos se centró en el desarrollo de cargas huecas que producen agujeros de entradas grandes y de penetración profunda a través de la tubería de revestimiento y una cantidad limitada de detritos en los túneles de disparos.

2.6.1.1 Ventajas

- Reduce eficientemente el daño causado por la perforación, o por los fluidos de completación a través de un bajo balance controlado.
- Previene la producción de arena por el corto período de tiempo necesitado para controlar el trabajo del cañoneo.

2.6.1.2 Desventajas

- La densidad de los disparos podría ser ligeramente afectada.

2.7 PROCEDIMIENTO DEL ENSAMBLAJE DEL CAÑONEO CON TCP

A continuación la figura 2.25 detalla la configuración de un sistema de cañoneo con TCP.

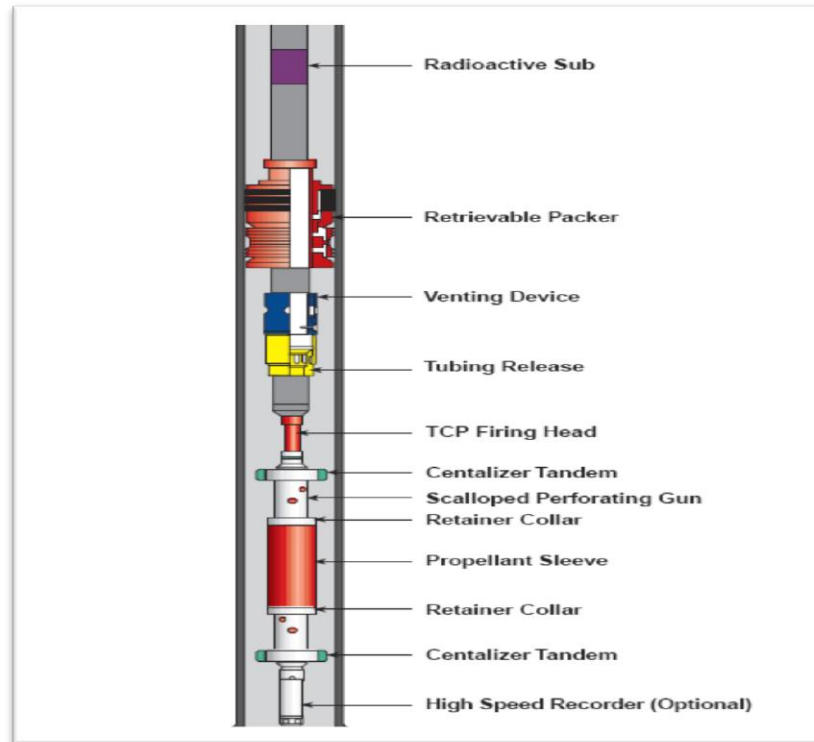


Figura 2.25 Ensamble de un sistema de cañoneo aplicado con TCP.

SPE-Halliburton, 2007

a) Marca radioactiva:

Es un crossover radiactivo que tiene la función de permitir correlacionar y ubicar en profundidad a la sarta de disparo, por medio de un registro Gamma Ray efectuado por la unidad L&P.

b) Cabeza mecánica de disparo:

La cabeza mecánica es un sub-ensamblaje dentro del TCP, ya que la activación del sistema se hace por medio del envío de una barra desde

superficie, la cual viaja a través de la tubería hasta producir un golpe activando en el booster y a su vez el explosivo primario, momento en el que comienza el proceso de ignición y el disparo, pero en caso de que aquello no se realice existe la opción de un activador alternativo que es la función de cabeza mecánica; siendo ésta un elemento importante cuando las condiciones del pozo impiden el uso del sistema de disparos alternos.

A continuación en la tabla 2.3 se detallan las partes de uno de los tipos de cabeza de disparo disponibles en el catalogo de la compañía Halliburton

Tabla 2.3 Partes de la cabeza de disparo 100155945-Firing Head Assembly-Meach Bi-Di Booster

1	HOUSING, INITIATOR, BI-DI BOOSTER
2	GUIDE, FIRING PIN
3	FIRING PIN, HIGH TEMP INITIATOR
4	PIN, SPIROL
5	PIN, SPIROL,
6	O-RING, 90 DURO
7	O-RING, 90 DURO,
8	INITIATOR - HIGH TEMPERATURE
9	O-RING, BACK-UP,

Halliburton, 2007

La cabeza de disparos está definida en muchos tipos de ensamblaje como el sub ensamble 100155945, sin embargo el que se usa comúnmente en los sistemas TCP Convencionales en el Ecuador es el 100005223.

En la siguiente figura 2.26 podemos apreciar las partes de la cabeza mecánica de disparo.

Tabla 2.4 Ensamble de la cabeza de disparo 3 - 3/8 número: 100005223

UNIDAD MÉTRICA		UNIDAD INGLESA
60.33 mm EUE 8rd Pin x 73.03 mm 6PACME Box	TREAD SIZE AND TYPE	2-3/8" EUE 8dr Pin x 2 7/8" 6P-ACME Box
85.73 mm	MAX. O.D.	3.375 pulg
39.62 mm	MIN. I.D.	1.56 pulg
1380 bars	MAX. OPERATING PRESS	20000 psi
None	MIN. OPERATING PRESS	None
Determined by Explosives	TEMPERATURE RATING	Determined by Explosives
107 900 kg	TENSILE STRENGTH	238 000 lbs
Determined by Handing Sub	BURST PRESSURE	Determined by Handing Sub
Determined by Handing Sub	COLLAPSE PRESSURE	Determined by Handing Sub
1.40 m	OVERALL LENGTH (W/O TUBING SUB)	4.58 pies
1.50 m	MAKE-UP LENGTH (W/4ft. TUBING SUB)	4.92 pies
21.3 kg	WEIGHT (W/4ft. 4.7 # - 2-3/8 SUB)	47 lbs.

Halliburton, 2007

c) TDF (Time Delay Fire)

La TDF se usa también en condiciones de bajo balance actuando mediante la aplicación de presión y emplea un retardador de 5 a 7 minutos.

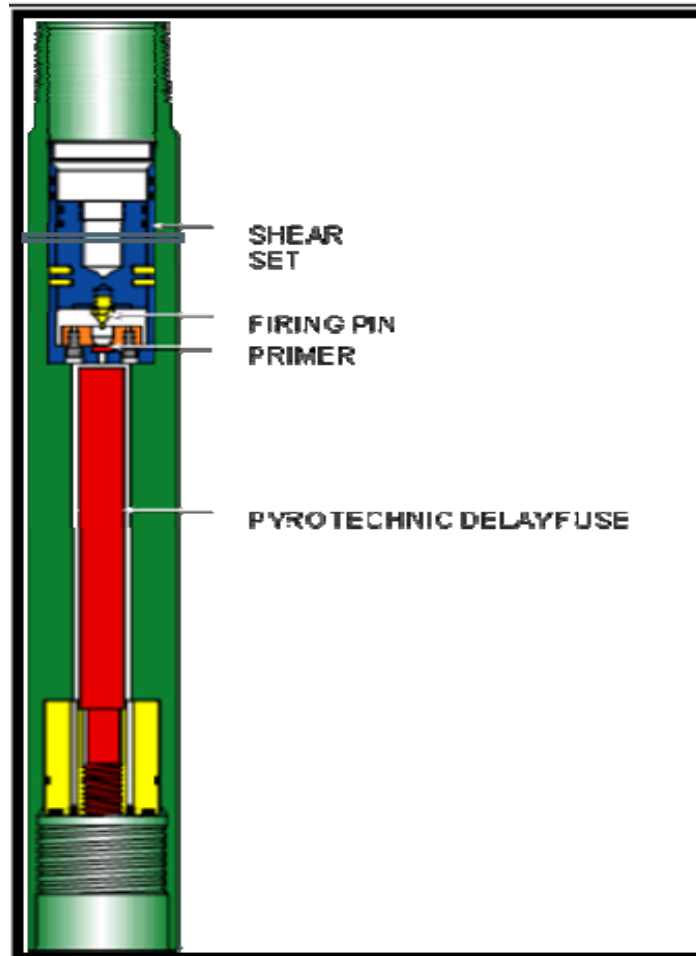
La TDF fue desarrollada en respuesta a la necesidad de lograr disparos con total seguridad y que permita a la presión efectuada sobre la cabeza de disparos realizar las perforaciones en condiciones de bajo - balance.

En el siguiente listado se encuentran algunas de las consideraciones que se deben tener en cuenta.

1. La TDF puede ser corrida en el tope o en la base del ensamblaje de los cañones ya sea como sistema de disparos primario o alternativo.
2. Múltiples cañones (con TDF independiente) pueden ser bajados al pozo sin espaciadores con el fin de reducir costos.
3. Puede ser corrida en sistema de lodo pesado.
4. Permite la máxima utilización de la presión de sobre balance y bajo balance.
5. Perfora independientemente a las zonas de interés.
6. Dispara varios cañones independientemente durante un viaje dentro del pozo.
7. Posee ensambles que extienden el retraso del proceso de ignición, si se necesita más tiempo entre la actuación de la TDF y los cañones disparados guns firing.

El modelo de una TDF junto con sus partes principales se muestra en la figura 2.27.

Figura 2.27 Partes de la TDF



Halliburton, 2009

La TDF es activada por hidráulica o percusión al sacrificar el Shear Pin y permitir el desplazamiento del pistón excitando al primer (explosivo primario), y permitiendo arrancar el delay fuse. El tren explosivo es incrementado con un Mini Gun Nona (pequeño cañón alternativo), para garantizar la conectividad del tren explosivo hacia el aparejo de cañones.

En el anexo 4 se describe el ensamblaje de una TDF en el campo y el correspondiente procedimiento de pinado.

d) Ensamble de cañones

Los tipos de cañones pueden ser:

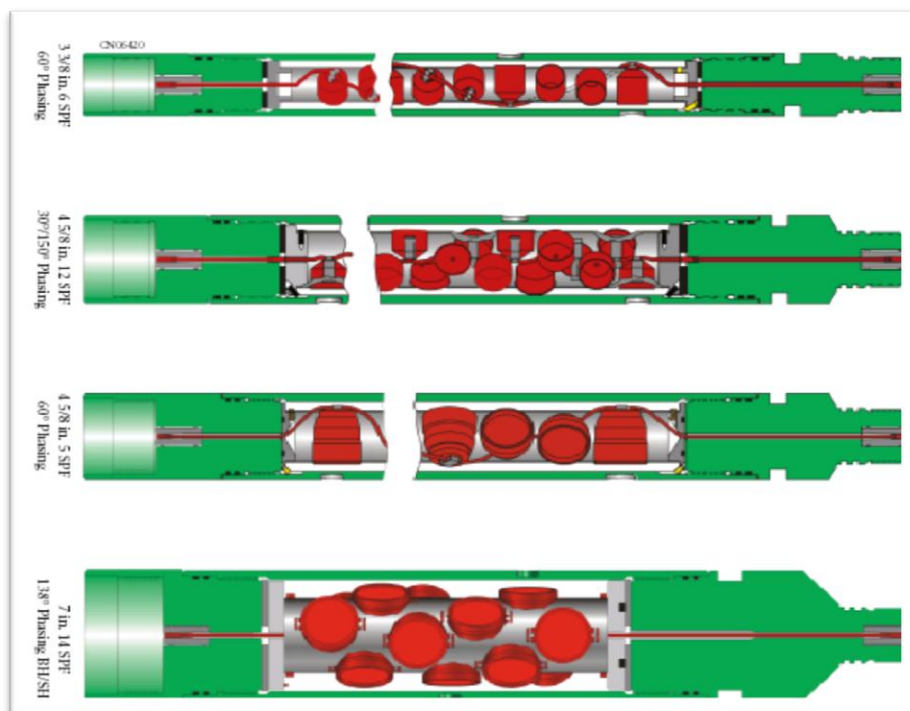
3 3/8" – 6 dpp – 60 grados de fase,

4 5/8" – 5 dpp – 60 grados de fase,

5/8" – 12 dpp – 30 grados de fase

Las cargas son posicionadas en las regletas porta cargas las cuales están interconectadas en el Prima cord el cual es el encargado de transportar la mecha de ignición. La figura 2.28 expone el tipo de cañones con la fase de cargas posicionadas en los mismos.

Figura 2.28 Tipos de ensambles de cañones



Halliburton, 2009

e) Barra detonadora

La barra detonadora tiene la función de activar la cabeza de disparo debido a la transmisión de energía al pin, para originar la percusión de la capsula y dar origen al disparo.

La barra detonadora es lanzada desde la superficie, en el momento que la barra cae a través del bar pressure vent, la barra rompe el tapón, permitiendo que la presión sea transmitida. La barra detonadora mide 10 pies de largo y de 1" y 1,25" de diámetro.

El fast gauge tiene la forma similar a una barra convencional, pero internamente posee un sensor, el cual es usado para capturar la dinámica de las presiones mientras se realiza el disparo desde la primera mitad de un segundo hasta un segundo de la perforación o del evento de simulación. El "Fast" detecta 115000 eventos por segundo que es un periodo muy pequeño de tiempo.

El Fast Gauge cuando empieza a tomar la data, lo hace a baja velocidad. (Programado previamente en laboratorio) y en el momento que se producen los cambios de presión el sensor comienza a recoger todas las variaciones a alta velocidad, hasta cuando se empieza a estabilizar y recepta la data a intermedia velocidad (programable desde 115 a 14700 datos por segundo).

METODOLOGÍA

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1 BREVE HISTORIA DEL CAMPO AUCA

El campo Auca fue descubierto por la compañía Texaco, con la perforación del pozo Auca 01, que se inició en febrero de 1970, y alcanzó una profundidad de 10578 pies, dando una producción de 3072 BPPD, de los reservorios Hollín, (31° API) y “T” (27° API).

El desarrollo del campo se inicia en 1973 y fue puesto en producción en 1975, con 24 pozos.

En el campo Auca existe una falla principal que tiene un rango promedio de salto entre 10 y 30 pies, con un máximo de 30 pies en la parte central del campo a nivel de Napo “T”. Existen fallas secundarias que tienen un salto menor con valores en el rango de 5 a 20 pies.

Los yacimientos tienen energías provenientes de acuíferos, gas en solución y compresibilidad de la roca y fluido.

Por la producción de fluidos (agua-petróleo), las condiciones de los yacimientos han sufrido cambios como: disminución de presión, declinación de producción de petróleo, intrusión de agua y el ascenso del contacto agua petróleo.

3.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Auca está ubicado en la cuenca oriente a unos 260 km al este de Quito y 100 km al sur de la frontera con Colombia, su orientación es Norte Sur. Como se muestra en la Figura 3.1.

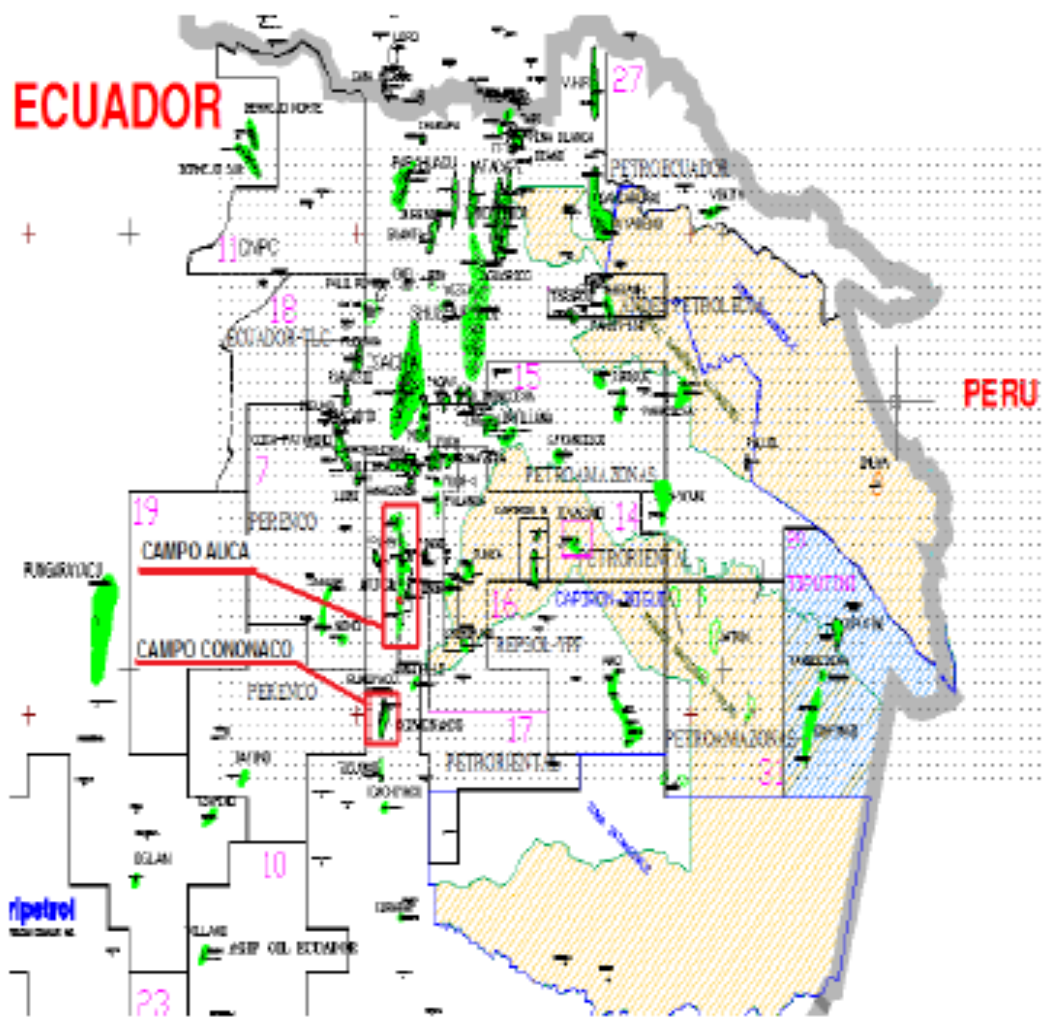


Figura 3.1 Ubicación geográfica del Campo Auca

Ingeniería EP-Petroecuador, 2011

Las dimensiones generales del campo son 25 km de largo y 4 km de ancho con una superficie aproximada de 17000 acres.

El campo se localiza en la zona 43 del hemisferio sur, sus coordenadas geográficas con las respectivas equivalencias en coordenadas UTM se pueden apreciar en la siguiente tabla 3.1.

Tabla 3.1 Coordenadas Geográficas y UTM del Campo Auca

COORDENADAS	LATITUD	LONGITUD
GEOGRÁFICAS	Entre 0° 34' S y 0° 48' S	Entre 76° 50' O y 76° 54' O
UTM	Y mín. = 9' 911.645	X mín. = 288.964
	Y máx. = 99'366.256	X máx. = 29.500

Ingeniería EP-Petroecuador, 2011

Los límites del campo son:

Norte: Campos Sacha, Culebra – Yulebra y Yuca

Sur: Campo Cononaco

Este: Campos Anaconda, Pindo y Conga

Oeste: Campo Puma

3.1.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA

Las estaciones Auca Central, Auca Sur y Auca Sur 1, se encuentran dentro del campo Auca, que es uno de los campos más importantes del Área Auca debido a su producción y reservas.

La estructura del campo se presenta como un anticlinal complejo, fallado, asimétrico, irregular, elongado de dirección norte – sur. Se alinea en el eje central del corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental, donde se ubican los principales campos productores del área.

Las arenas “U” y “T” tienen considerables cantidades de hidrocarburos pero sus acuíferos son parcialmente activos, actuando arealmente por zonas a lo largo del campo, lo que ha causado que por el tiempo de producción la presión decline en algunos sectores del campo.

A nivel de la arenisca “U” Auca es un anticlinal asimétrico de 30 km de longitud de bajo relieve con orientación norte – sur, el flanco oeste se encuentra limitado, al centro y al sur, por fallas normales de alto ángulo de dirección norte – sur que poseen un desplazamiento lateral de 1 km.

El campo se alinea con una barra estratigráfica de dirección oeste – este que atraviesa por el pozo Auca 23.

3.1.3 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO

Las formaciones cretácicas Tena, Napo y Hollín aparecen en Auca con presencia de hidrocarburos y los yacimientos productores son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín. Estas arenas se caracterizan por ser compactas.

3.1.3.1 Formación Hollín

Hollín es el reservorio que más se produce por su espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín inferior de origen continental y Hollín superior de origen marino y somero, con sedimentos de depositación de zona de playa, además esta formación está presente en todo el Campo Auca- Auca Sur sin presencia de fallas.

Hollín Inferior

También conocida como Hollín principal es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee un espesor neto de aproximadamente 40 pies.

Hollín Superior

Es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita. El espesor neto de la arena varía entre 10 a 40 pies.

3.1.3.2 Formación Napo

Se compone de dos areniscas, la formación Napo “U” y la formación Napo “T”, las que están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas. La calidad de estos reservorios es variable, evidenciando marcados cambios en el tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua petróleo debido a la existencia de una zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación.

Arenisca “T”

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, con intercalaciones de lutitas y calizas arcillosas, es continúa en su parte inferior a lo largo de la cuenca oriental.

“T” Superior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino en mayor porcentaje. El espesor promedio de la zona arenisca T superior es de 45 pies aproximadamente y es muy interestratificada.

“T” Inferior

Es una arenisca cuarzosa glauconítica de grano fino a medio, subangular a subredondeado, con un espesor promedio de 67 pies.

Arenisca “U”

Se presenta como una arenisca continúa en su parte inferior a lo largo del campo y arealmente.

“U” Superior

Formada por una arenisca cuarzosa de grano fino, subredondeado. El espesor promedio de la zona arenisca U superior es de 27 pies.

“U” Inferior

Es una arenisca cuarzosa, de grano fino a medio, subangular a subredondeado. Su espesor neto es de 37.2 pies.

3.1.3.3 Formación Basal Tena

La formación no es continua, el espesor total promedio es de 40 pies, formada por un cuerpo arenoso delgado, que descansa en discordancia sobre las lutitas de la formación Napo Superior.

3.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

Para tener un mejor conocimiento de las estructuras del campo Auca, a continuación en la figura 3.2 se representa la columna estratigráfica de la cuenca oriente.

EDAD		MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	
MEZOSIÓICO	CRETÁCICO	MAASTRICHTIANO	TENA	Arenisca cuarzosa, transparente translúcida, grano fino. Medio, en parte grano grueso, subredondeada a subangular. Moderadamente sorteada, cemento y matriz no visible.	
		BASAL TENA			
		CAMPANIANO		Lutita gris oscura, gris clara, fsil. En parte laminar, astillosa. Moderadamente firme, ligeramente calcárea.	
		SANTONIANO			
		NAPO SUPERIOR	CONIACIANO	CALIZA M1	Caliza gris oscura, en menor cantidad moteada de crema. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
					Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		NAPO MEDIO	TURONIANO	CALIZA M2	Caliza cremosa, moteada de blanco. Ocasionalmente gris oscuro. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
				CALIZA A	Caliza gris blanquecina, moteada de blanco. Moderadamente dura, blocosa, con glauconita.
		NAPO INFERIOR	CENOMANIANO	ARENISCA U SUP	Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ocasionalmente grano medio. Silicio, en partes matriz calcárea y glauconítica.
				ARENISCA U MEDIA	Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio. Subangular a subredondeada.
				ARENISCA U INF	Arenisca cuarzosa, hialina, transparente a subtransparente. Grano fino a muy fino. Ocasionalmente grano grueso. Subangular a subredondeada.
		NAPO BASAL	ALBIANO		Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
				CALIZA B	Caliza gris oscura, crema, moteada de blanco. Suave, moderadamente firme. Blocosa o Subblocosa.
				ARENISCA T SUP	Arenisca cuarzosa, hialina, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ligeramente friable. Subangular a subredondeado, regular selección.
ARENISCA T INF	Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado, regular selección. Friable.				
	APTIANO	FORMACIÓN HOLLÍN	Lutita gris clara a negra. Moderadamente dura. Laminar.		
			Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado. Ocasionalmente angular. Friable. Suelta, asociada con glauconita la parte superior.		

Figura 3.2 Columna Estratigráfica

Ingeniería EP-Petroecuador, 2011

3.3 ARENISCAS PRODUCTORAS

A continuación se presenta una breve descripción de las características petrofísicas de las arenas productoras del Campo Auca, a las que pertenecen los pozos seleccionados para el análisis, esta información fue tomada de las simulaciones matemáticas del área en estudio.

3.3.1 ESPESORES Y ÁREAS

Los valores de los espesores de las formaciones del Campo Auca así como sus respectivas áreas se resumen en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Espesores y Arenas de las Formaciones del Campo Auca

FORMACIÓN	ESPESOR (pie)	ÁREA (acre)
Basal Tena	40	16460,09
Napo "U"	200	21471,49
Napo "T"	120	13621,87
Hollín	400-450	20844,09

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

3.3.2 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ARENAS DEL CAMPO AUCA

Los datos obtenidos en la tabla 3.3, son en base a los registros eléctricos, análisis, PVT y estudios de los cores.

Tabla 3.3 Porosidades y Permeabilidades de las Formaciones del Campo Auca

FORMACIÓN	POROSIDAD PROMEDIA (%)	PERMEABILIDAD PROMEDIA (mD)	SW ACTUAL (%)
Basal Tena	20,5	3250	-
Napo "U" Superior	12,4	16,7	40
Napo "U" Inferior	14,4	76	
Napo "T" Superior	10,9	350	15
Napo "T" Inferior	12,7		
Hollín Superior	14,8	104,5	30
Hollín Inferior	15,4	185,8	35

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

3.4 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

Las características que se consideran son presión de burbuja (P_b), temperatura del yacimiento, grado API, relación gas petróleo, factor volumétrico del petróleo, gravedad del gas, parámetros normalizados del campo al que pertenecen los pozos seleccionados para este estudio.

3.4.1 ANÁLISIS PVT

A continuación en la tabla 3.4, se muestra los datos promedios de los análisis PVT, correspondientes a cada arena.

Tabla 3.4 Análisis PVT de los fluidos de las arenas del Campo Auca

PARÁMETROS	BASAL TENA	NAPO "U"	NAPO "T"	HOLLÍN SUPERIOR
P_i (psia)	3.563	4141	4213	4500
P_b (psia)	645	245	640	195
β_{oi} (bl/BF)	1,1338	1,0647	1,131	1,111
β_{ob} (bl/BF)	1,1547	1,09	1,16	1,15
C_{oi} (1/psia 10^{-6})	6,2	5,21	6,75	6,48
C_{os} (1/psia 10^{-6})	6,2	8,77	9,03	8,18
μ_{oi} (cP)	21,34	13,8	5,05	4,76
μ_{oi} (cP)	14,29	8,49	2,6	2,66
GOR (PCS/BF)	116	55	180	10
μ_w (cP)	0,3	0,3	0,3	0,267
$^{\circ}$ API	21,1	19	29	31,6
Temp. del Reservorio ($^{\circ}$ F)	210	229	233	235

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

3.4.2 PRESIONES INICIALES Y ACTUALES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO AUCA

De los análisis de presiones en los diferentes pozos y de la historia de presión a continuación en la tabla 3.5, se muestran los valores promedio para cada arena.

Tabla 3.5 Presiones iniciales y actuales de las arenas productoras del Campo Auca

FORMACIÓN	PRESIÓN INICIAL (psi)	PRESIÓN ACTUAL (psi)
Basal Tena	3563	1000
Napo "U"	4141	1363
Napo "T"	4213	1180
Hollín Inferior	4523	4300
Hollín Superior	4523	2100

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

3.4.3 PRESIÓN DE BURBUJA Pb

Analizando el historial de presión de diferentes pozos se obtiene el punto de burbuja de las diferentes arenas del Campo Auca, y estos valores se aprecian en la siguiente tabla 3.6.

Tabla 3.6 Presión de Burbuja de los Yacimientos del Campo Auca

FORMACIÓN	Pb (psi)
Basal Tena	645
Napo "U"	245
Napo "T"	640
Hollín Inferior	100
Hollín Superior	195

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

3.4.4 SALINIDADES

Las salinidades del agua de formación del Campo Auca oscilan en los valores que se mencionan en la siguiente tabla 3.7.

Tabla 3.7 Salinidades del agua de formación del Campo Auca

CAMPO AUCA	
ARENISCAS	SALINIDADES (ppm ClNa)
Hi	300-1400
Hs	450-28000
T	12100-40500
Ti	900-35500
U	26700-45000
Ui	33000-35500
BT	10250-20800

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

3.5 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO AUCA

En el Campo Auca en el año 2010 y 2011 se realizó la campaña de perforación, completación y pruebas iniciales de los siguientes pozos, como se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8 Pozos Perforados 2010 – 2011

POZOS	ZONA	INTERVALOS	TÉCNICA DE CAÑONEO	dpp	FECHA
AUCA SUR 6D	Ui	10158'-10200'	DUO	5	15-may-10
AUCA SUR 7D	Hs	10772'-10800'	SURPRO	5	31-may-11
AUCA 82D	Ti	(10422'-10440') (10446'-10454')	ONE TRIP	5	22-ago-10
AUCA 96D	HOLLÍN	10552'-10566'	TCP PURE	5	28-nov-10
AUCA 97D	Hs	10655'-10683'	TCP CONV	5	18-ene-11
AUCA 93D	Ti	(10184'-10220') (10222'-10226')	ONE TRIP	5	25-dic-10
AUCA 83D	Hs	10826'-10840'	TCP PURE	5	01-ene-11
AUCA 92D	HOLLÍN	10528'-10540'	ONE TRIP	5	12-ene-11
AUCA 95D	Hs	10468'-10510'	ONE TRIP	5	29-may-11

3.6 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS

A continuación en las tablas 3.9 y 3.10 se tabulan la zona, el intervalo cañoneado y la densidad de disparos de los pozos seleccionados para la evaluación, de acuerdo al método de cañoneo utilizado durante la etapa de completación, ver diagramas de completación en el anexo 5.

Tabla 3.9 Pozo Cañoneado con la técnica TCP Convencional

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	DENSIDAD DE DISPARO
AUCA 97D	Hs	18-ene-11	10655' - 10683'	5 dpp

Tabla 3.10 Pozos cañoneados con la técnica TCP Bajo Balance Dinámico

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	DENSIDAD DE DISPARO
AUCA SUR 6D	Ui	15-may-10	10158'- 10200'	5 dpp
AUCA SUR 7D	Hs	31-may-10	10772'-10800'	5 dpp
AUCA 96D	Hs	02-dic-10	10552'-10556'	5 dpp
AUCA 83D	Hi	03-ene-11	10826'-10840'	5 dpp

3.7 CÁLCULO DEL RADIO DE INVASIÓN

El factor de daño S está directamente relacionado con el radio de invasión (r_s), la permeabilidad (k_s) y (k) de la formación más allá de la zona dañada alrededor del pozo, ver tabla 3.11.

Tabla 3.11 Relación entre el factor de daño y la permeabilidades de las zonas virgen y dañada

S FACTOR DE DAÑO	k_s
POSITIVO	$k_s < k$
0	$k_s = k$
NEGATIVO	$k_s > k$ (Fracturado o Acidificación)

Yacimientos EP-Petroecuador, 2008

El radio de invasión está dado por la ecuación de Hawkins, cuya expresión es:

$$r_s = r_w \cdot e^{\left(\frac{s}{\left(\frac{k}{k_s} - 1\right)}\right)} \quad [3.1]$$

Donde:

r_s = radio de invasión

r_w = radio del pozo

s = daño

k = permeabilidad

k_s = permeabilidad de la zona dañada

Por lo general los pozos que han sido fracturados hidráulicamente tienen un S entre en los valores de -3 a -5.

3.8 ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL CAÑONEO EN LOS POZOS SELECCIONADOS

La efectividad de una operación de cañoneo está principalmente relacionada con el radio de penetración de los disparos, el cual tiene que

ser mayor al radio de daño de la invasión producida en la formación del pozo. Es decir que la penetración que sobrepasa la zona del daño incrementa la productividad (PR). Por otro lado este criterio se puede complementar al tomar en consideración que la limpieza de los disparos es un factor importante que interviene en dicha efectividad.

El bajo balance dinámico presenta alta penetración y limpieza de los punzados resultando una mayor posibilidad de obtener efectividad en los disparos. Para lo cual se puede comparar el radio de invasión (r_s) y la penetración de disparos en los pozos seleccionados como objetivo de estudio y se indica en las siguientes tablas 3.12 y 3.13.

Tabla 3.12 r_s del pozo cañoneado con TCP Convencional

POZO	ARENA	r_w (pies)	S total	k/k_s	r_s (pies)
AUCA 97D	Hs	0,29	15,56	10	1,62

Tabla 3.13 r_s de pozos cañoneados con Bajo Balance Dinámico

POZO	ARENA	r_w (pies)	S total	k/k_s	r_s (pies)
AUCA SUR 6D	Ui	0,29	-1,01	10	0,7
AUC SUR 7D	Hs	0,534	5,3	10	0,9
AUCA 96D	Hs	0,3	19,3	10	2,54
AUCA 83D	Hi	0,29	11,8	10	1,07

Es necesario indicar que los valores de S total para los pozos Auca 96D y Auca 83D de acuerdo a la técnica aplicada son muy elevados por lo que se puede considerar que los valores pudieron estar mal registrados.

3.9 PENETRACIÓN DE LOS POZOS CAÑONEADOS

Si bien es cierto que los valores obtenidos en las pruebas de restauración son importantes para determinar el beneficio de cañoneo, se enfatiza también que la penetración de disparo y la reducción del daño de formación son factores predominantes en la aplicación del bajo balance dinámico, a continuación en las siguientes tablas 3.14 y 3.15, se detalla la penetración de disparos de los pozos cañoneados.

Tabla 3.14 Penetración del pozo cañoneado con TCP Convencional

Pozo	Arena	Diámetro (pulg)	Tipo de Carga	dpp	Penetración Total en la Formación (pulg)	Penetración Promedio en la Formación (pulg)	Diámetro Promedio del Orificio (pulg)
Auca 97D	Hs	4 ½"	Power Jet Omega 4505 HMX	5	59,2	27,65	0,89

Tabla 3.15 Penetración de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico

Pozo	Arena	Diámetro (pulg)	Tipo de Carga	dpp	Penetración Total en la Formación (pulg)	Penetración Promedio en la Formación (pulg)	Diámetro Promedio del Orificio (pulg)
Auca Sur 6D	Ui	4 ½"	EXTRA	5	62,63	30,7	0,47
Auca Sur 7D	Hs	4 5/8"	MILENIUN HMX	5	42,7	29,87	0,35
Auca 96D	Hs	4 ½"	POWER JET OMEGA 4505 HMX	5	59,2	27,65	0,89
Auca 83D	Hi	4 ½"	POWER JET OMEGA 4505 HMX	5	59,2	27,65	0,89

3.10 RELACIÓN ENTRE EL RADIO DE INVASIÓN Y LA PENETRACIÓN DE DISPAROS

En la figura 3.3 se puede apreciar la relación entre el radio de invasión y la penetración de disparos, cuando la penetración promedio de disparo supera el radio de invasión se considera que el proceso para cañonear es el adecuado, por tanto en las siguientes tablas 3.16 y 3.17, se compara el radio de invasión r_s y la penetración promedio en la formación P, de los pozos seleccionados para cada técnica de estudio.

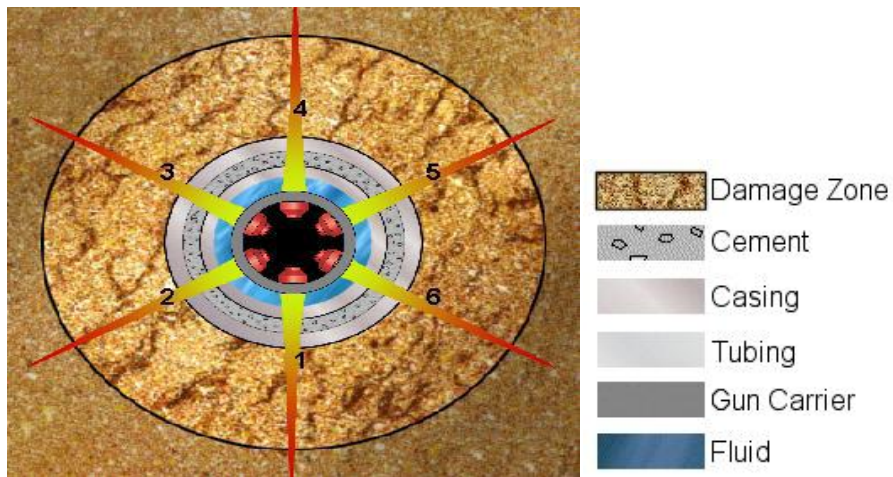


Figura 3.3 “ r_s ” vs “P” para una carga de 4 5/8” milenium

Halliburton, 2009

Tabla 3.16 Relación entre el radio de invasión y la penetración del pozo cañoneado con TCP Convencional

Pozo	Tipo de Carga	dpp	Penetración Promedio en la Formación (pulg)	r_s (pulg)	Resultados
Auca 97D	POWER JET OMEGA	5	27,65	19,4	Satisfactorio

Tabla 3.17 Relación entre el Radio de Invasión y la Penetración de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico

Pozo	Tipo de Carga	dpp	Penetración Promedio en la Formación (pulg)	r_s (pulg)	Resultados
Auca Sur 6D	PREDATOR 114MM	5	30,7	8,4	Satisfactorio
Auca Sur 7D	MILENIUN HMX	5	29,87	10,8	Satisfactorio
Auca 96D	POWER JET OMEGA 4005 HMX	5	27,65	30,68	Regular
Auca 83D	POWER JET OMEGA 4005 HMX	5	27,65	12,84	Satisfactorio

Para poder determinar si la técnica es efectiva se debe considerar las condiciones de fondo fluyente en cada uno de los pozos luego de la ejecución de los disparos, por cuanto los valores más relevantes se obtienen con las pruebas de restauración de presión de los pozos seleccionados.

Del pozo Auca 97D no se tiene un registro de Build up debido a que la producción no llegó a estabilizarse por alto % BSW, por lo que se toman datos generales de Build up tomados anteriormente a pozos de la misma arena.

El radio de invasión del pozo Auca 96D se puede apreciar en la tabla 3.17 que es mayor a la penetración promedio debido a que el S total es muy elevado, se puede determinar que dicho valor pudo ser mal tomado porque la producción del pozo fue de 756 BPPD.

3.11 CONDICIONES FLUYENTES DE LOS POZOS CAÑONEADOS

Las tablas 3.18 y 3.19 muestran las condiciones fluyentes de los pozos cañoneados con las dos técnicas TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico verificándose los volúmenes de fluido aportados.

Tabla 3.18 Condiciones fluyentes del pozo cañoneado con TCP Convencional

Pozo	Arena	Caudal de Fluido BFPD	% BSW	Ø (%)	Viscosidad del crudo cP
AUCA 97D	Hs	72	77	12	4,76

Tabla 3.19 Condiciones fluyentes de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico

Pozo	Arena	Caudal de Fluido BFPD	BSW (%)	Ø (%)	Viscosidad del crudo (cP)
AUCA SUR 6D	Ui	755	36	14	5,78
AUCA SUR 7D	Hs	624	1	11,8	1,7
AUCA 96D	Hs	840	10	11	4,76
AUCA 83D	Hi	4080	0,1	16	1,46

3.12 RESULTADO DE LAS INTERPRETACIONES DE LOS POZOS

Para el proceso de cálculo se utilizaron los parámetros básicos del yacimiento, pruebas de producción, parámetros del estrato, parámetros del fluido, como se puede apreciar en las tablas 3.20 y 3.21.

Tabla 3.20 Resultado de las interpretaciones del pozo cañoneado con TCP
Convencional

PRUEBA DE PRODUCCIÓN	AUCA 97D
Qo (BPPD)	17
Qw (BAPD)	55
Qt (BFPD)	72
BSW %	77
API @ 60 °F	31
Salinidad ppm	3000
Parámetros de Estrato	
Espesor total (pies)	-
Espesor productor (pies)	39
Espesor Disparado (pies)	28
Permeabilidad (mD)	150
Radio de Pozo (pies)	0,29
Temperatura de reservorio (°F)	235
Parámetros del Fluido	
Bo (bl/BF)	1,111
Bw (bl/BF)	-
Rs (scf/BF)	-
μ_o (cp)	4,76
co (psi ⁻¹)	6,48 E-6
GOR (scf/BF)	10

Yacimientos EP-Petroecuador, 2011

Tabla 3.21 Resultado de las interpretaciones de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico

PRUEBA DE PRODUCCIÓN	AUCA SUR 6D	AUCA SUR 7D	AUCA 96D	AUCA 83D
Qo (BPPD)	461	618	756	3663
Qw (BAPD)	259	6	84	37
Qt (BFPD)	720	624	840	3700
BSW %	36	1	10	1
API @ 60 °F	17	34,5	32,9	32,6
Salinidad ppm	-	-	1000	750
Parámetros de Estrato				
Espesor total (pies)	42	28	-	30
Espesor productor (pies)	42	28	8	14
Espesor Disparado (pies)	42	28	14	14
Permeabilidad (mD)	155	111	821	30707
Radio de Pozo (pies)	0,29	0,534	0,3	0,29
Temperatura de reservorio (°F)	219	196	230	232
Parámetros del Fluido				
Bo (bl/BF)	1,1119	1,0366	1,111	1,027
Bw (bl/BF)	-	1,0302	N/A	1,044
Rs (scf/BF)	137	12	-	-
μo (cp)	5,78	1,7	4,76	1,462
co (psi^{-1})	7,223 E-6	1,003 E-6	6,48 E-6	7,51 E-6
GOR (scf/BF)	100	12	10	9

Yacimientos EP-Petroecuador, 2011

Los resultados de las presiones determinadas con los análisis de Build up se pueden ver en las siguientes tablas 3.22 y 3.23.

Tabla 3.22 Perfil de Presiones del pozo Auca 97D seleccionado con TCP Convencional

PERFIL DE PRESIONES	AUCA 97D
Presión de fondo fluyente a la altura del sensor (psi)	1500
Presión estática hidráulica a la altura del sensor (psi)	2100
Profundidad del sensor en la sarta (pies)	-
Profundidad media de los punzados(pies)	10669
Gradiente del fluido para corrección de la profundidad (psi/pies)	-
Presión de fondo fluyente a los perforados (psi)	-
Presión estática-hidráulica de los perforados (psi)	-
Presión de burbuja (psi)	195

Yacimientos EP-Petroecuador, 2011

Tabla 3.23 Perfil de Presiones de los pozos Auca Sur 6D, Auca Sur 7D, Auca 96D y Auca 83D seleccionados con TCP Bajo Balance Dinámico

PERFIL DE PRESIONES	AUCA SUR 6D	AUCA SUR 7D	AUCA 96D	AUCA 83D
Presión de fondo fluyente a la altura del sensor (psi)	2328	3294	2050	3857
Presión estática hidráulica a la altura del sensor (psi)	2951	3956	3728	4382
Profundidad del sensor en la sarta (pies)	-	-	10360	-
Profundidad media de los punzados(pies)	10179	10786	10559	10833
Gradiente del fluido para corrección de la profundidad (psi/pies)	-	-	0,379	-
Presión de fondo fluyente a los perforados (psi)	-	3377	2125	-
Presión estática-hidráulica de los perforados (psi)	-	4039	3803	-
Presión de burbuja (psi)	200	175	235	126

Yacimientos EP-Petroecuador, 2011

3.13 ANÁLISIS A PARTIR DE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD

Los punzados al tener acceso a las formaciones productoras, causan un gradiente de presión entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluente del pozo. Es así que durante la producción o inyección el gradiente de presión obliga a los fluidos a pasar a través del medio poroso.

Existe un método simple para la estimación de la productividad de un pozo que se presenta a continuación en forma resumida preparado por Hady El-Bermawy SPE, Agiba Petroleum Company and Hossam El-Assal, Halliburton Energy Services, Inc, en el paper denominado An Innovative Solution for Maximizing Productivity from Perforated Completions. En el cual destaca que la ley de Darcy es una relación fundamental en donde se conoce que el caudal de producción es proporcional a la caída de presión (drawdown) y a la permeabilidad de reservorio.

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w} \quad [3.2]$$

Donde:

P = Presión del reservorio al radio r, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluente, psi

q = tasa de producción, BPD

μ = Viscosidad, cP

k = Permeabilidad horizontal o radial de la formación, mD

r = Distancia radial

r_w = Radio del pozo

Everdigen y Hurst introducen a este análisis el efecto Skin S , considerándolo que tiene dimensiones físicas y es análogo al coeficiente de transmisión de calor; fundamentalmente esto describe a la zona infinitesimal que causa un diferencial de presión a través de la zona alterada que está definida por:

$$\Delta P_S = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad [3.3]$$

Donde:

ΔP_S = Diferencial de presión, psi

q = Tasa de petróleo, BPD

μ = Viscosidad, cP

k = Permeabilidad horizontal o radial de la formación, mD

h = Espesor de formación, pies

Tanto la perforación como los parámetros de la formación afectan directamente el índice de productividad. El cociente entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal en el pozo abierto se conoce como la relación de productividad (PR) y puede estar expresada en términos del Skin total, S_t .

a) Relación de Productividad (PR): Es el cociente del flujo real a través de las perforaciones Q para el flujo, Q_D en un pozo a hueco abierto teniendo un diámetro igual a D .

$$PR = Q / Q_D \quad [3.4]$$

Donde:

PR = Relación de productividad

Q = Tasa de petróleo a través de los túneles, BPD

Q_D = Tasa de producción de un pozo a hueco abierto de diámetro D , BPD

El análisis del Índice de productividad y de la relación de productividad de los pozos seleccionados en función del daño total se puede ver en la tabla 3.24.

Tabla 3.24 Análisis del IP y PR después de la aplicación del TCP
Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico

ANÁLISIS	TCP CONVENCIONAL	AUCA 97D	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO	AUCA SUR 6D	AUCA SUR 7D	AUCA 96D	AUCA 83D
St obtenido		15,56		-1,01	5,3	19,3	11,3
IP Real		0,55		1,13	0,91	0,5	7,12
PR obtenido		0,338		1,1455	0,5806	0,2907	0,4024

b) Relación de Productividad Máxima (PR_{∞}): Se define como la productividad basada en el flujo, en el pozo teniendo penetración y una densidad de disparos infinita.

$$PR_{\infty} = Q_{\infty}/Q_D = \ln(D_f/D)/\ln[D_f/(D + 2P)] \quad [3.5]$$

Donde:

PR_{∞} = Relación de productividad máxima, en un pozo con cañón idealizado teniendo penetración P, y una densidad de disparos infinita ($N \rightarrow \infty$)

Q_{∞} = Tasa de producción de un pozo a hueco abierto de diámetro D+2P

Q_D = Tasa de producción de un pozo a hueco abierto de diámetro D

D_f = Diámetro del yacimiento, pies

D = Diámetro del pozo, pies

P = Profundidad de penetración, pulg

El maximizar el índice de productividad partiendo de la reducción del efecto Skin es la parte central de la producción de hidrocarburos.

3.13.1 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD

Para complementar el análisis en función de la productividad se recurrió a un método simple que James E. Brooks, SPE, Schlumberger Perforating and Testing, sintetiza en el paper SPE "A simple Method for Estimating Well Productivity" de junio de 1997, ver anexo 6.

Una aplicación práctica de este método es la selección del mejor sistema de disparos de una serie de alternativas. Por lo que se lo aplicará en este estudio. El análisis es también usado en la determinación de intercambios económicos entre incrementos marginales de productividad y mejoramientos contemplados en algunos de los parámetros de cañoneo.

Este método se basa en el análisis adimensional el cual frecuentemente es de gran ayuda en estas situaciones por agrupamiento de muchos parámetros importantes para describir las dependencias funcionales mencionadas. Este es el propósito de este estudio.

Este método asume que las variables dominantes en la determinación de la productividad son: (P) profundidad de penetración, (N) densidad de disparos, (d) diámetro del túnel de perforación, (α) anisotropía o relación de la permeabilidad horizontal para la permeabilidad vertical de la formación, (D) diámetro del pozo. Por tanto, para el presente estudio se usará la siguiente razón de productividad normalizada, que permite calcular la eficiencia del método TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico, para lo cual se utilizan las siguientes relaciones matemáticas.

a) Eficiencia de productividad o productividad normalizada. (PR/PR_{∞}). La cual tiene valores entre 0 y 1 (0 a 100 de eficiencia respectivamente) dependiendo de los parámetros de perforación y formación en particular.

El estudio de los 270 datos analizados por Brooks, dieron soporte a su contexto de que esta forma de normalización de parámetros pueden ser

tratados con una sola variable dependiente en la determinación de la eficiencia de productividad. Donde β_0 es dicha variable, la cual es producto de dos parámetros adimensionales y está dada por la siguiente ecuación:

$$\beta_0 = PN^{3/2}d^{1/2}\alpha^{-5/8} \quad [3.6]$$

Donde:

β_0 =Parámetro dimensional basado en P, N, α , d (sin daño)

P = Profundidad de perforación, pulg

N = Densidad de disparos, pulg

d = Diámetro del túnel de perforación, pulg

α =Relación de anisotropía, permeabilidad horizontal, para permeabilidad vertical.

Un buen ajuste de la curva obtenida para la normalización de los parámetros de cañoneo puede ser aproximado por la ecuación 3.7.

$$PR/PR_{\infty} = 0.97[1 - \exp - (\beta_0/4.4)^{0.38}] \quad [3.7]$$

Donde:

PR /PR_{∞} = Eficiencia de productividad, entre 0 y 100% (productividad normalizada)

β_0 =Parámetro dimensional basado en P, N, α , d (sin daño)

Debido a la forma de la ecuación escogida los valores más altos de β_0 tienden a un valor asintótico de 0,97 que es un poco menor a 1 (valor ideal), esto se debe al ángulo de fase de 45° usado en los cálculos, mientras se tenga esté valor, mayor será la productividad del pozo, y en todas la situaciones el sistema de cañoneo con mayores PR darán las mejores tasas de flujo.

b) Procedimiento. El procedimiento a seguir con este tipo de análisis es el siguiente:

1. A partir de los parámetros de cañoneo que se tuvieron en la perforación de cada pozo con su respectiva técnica, se calcularon los valores de β_0 para diferentes longitudes de penetración empleando la ecuación 4.6. (Se asume anisotropía igual a 1).
2. Luego con los valores de β_0 ya calculados se construyeron las curvas PR/PR_∞ para cada pozo, usando la ecuación de aproximación para la misma.
3. Finalmente los valores de PR/PR_∞ correspondientes a la penetración alcanzada durante el cañoneo para cada pozo y la penetración “máxima” que se tiene actualmente en el mercado se las multiplica por el valor PR_∞ del mismo pozo calculado a partir de la respectiva ecuación obteniendo de esta manera los valores de la relación de productividad, PR.

3.13.2 EFECTO DE LA ZONA COMPACTADA Y DAÑO EN EL POZO

Debido a las diferentes incertidumbres que se manejan con respecto a los diferentes tipos de daño y a la estimación de la permeabilidad en la zona dañada, en nuestro estudio no aplicaremos esta sección del análisis de Brooks, basándonos en el principio de que como en su estudio se mencionó, estos nuevos datos con daño incluidos en la gráfica correspondiente caen encima de los datos previamente calculados sin daño, esto se debe a la normalización la cual genera resultados similares para los dos casos.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, se determinará que operación de cañoneo fue más efectiva para los pozos seleccionados en el presente estudio y se añadirá opciones que pudieran haber generado mejoría en los mismos.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LA PRODUCTIVIDAD PR/PR^∞ EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE PENETRACIÓN, DENSIDAD DE DISPAROS Y DIÁMETRO DE ORIFICIOS

De los resultados de los pozos cañoneados con la técnica TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico se realizó el análisis en cada pozo, a partir de la profundidad de penetración alcanzada, la densidad de disparos, diámetro del orificio, que se obtuvieron durante el cañoneo y el incremento porcentual que se produce en la productividad (manteniéndose los parámetros empleados y generados por el pozo). Por tanto se detallan los resultados obtenidos y observaciones para cada pozo a continuación:

4.1.1 VALORES DE PR/PR^∞ Y PR PARA TCP CONVENCIONAL DEL POZO AUCA 97D

El pozo Auca 97D tiene una Relación de Productividad de 0,338 y un daño de 15,56 ver tabla 3.24. De los resultados obtenidos de acuerdo a la profundidad de penetración de 59,2 pulg, una densidad de disparos de 5 dpp y un diámetro de orificio de 0,89 pulg, utilizando la carga Power Jet Omega, se obtuvo una eficiencia de productividad de 0,9686 de acuerdo con la tabla 4.1. A continuación se hace un análisis de los valores de eficiencias de productividades obtenidas de acuerdo a datos de profundidad de penetración, densidad de disparos y diámetro del orificio comparando con el valor real obtenido.

4.1.1.1 Valores de PR/PR^∞ y PR para TCP Convencional en función de la profundidad de penetración del pozo Auca 97D

Como se puede apreciar en la tabla 4.1 y la figura 4.1 se realizó las simulaciones con otros valores de profundidad de penetración, se determinó que mientras se tiene una profundidad de penetración máxima de 70 pulg se tiene una eficiencia de productividad de 0,9691 mucho mayor a la eficiencia de productividad que se obtuvo con la carga de 59,2 pulg, y mientras la profundidad de penetración mínima es de 10 pulg la eficiencia de productividad adquirida es de 0,9357 menor que la eficiencia dada por las carga de 59,2 pulg, por lo tanto la eficiencia de productividad alcanzada con la profundidad de penetración de 59,2 pulg, aplicada en este pozo se considera adecuada con la carga aplicada, pero como el cañoneo con TCP Convencional produce más daño a la formación esta eficiencia de productividad no se ve reflejada en la producción del pozo.

Tabla 4.1 PR/PR^∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
10	5	0,89	1	105,475116	0,9357
20	5	0,89	1	210,950231	0,9575
30	5	0,89	1	316,425347	0,9639
40	5	0,89	1	421,900462	0,9666
50	5	0,89	1	527,375578	0,9679
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
70	5	0,89	1	738,325809	0,9691

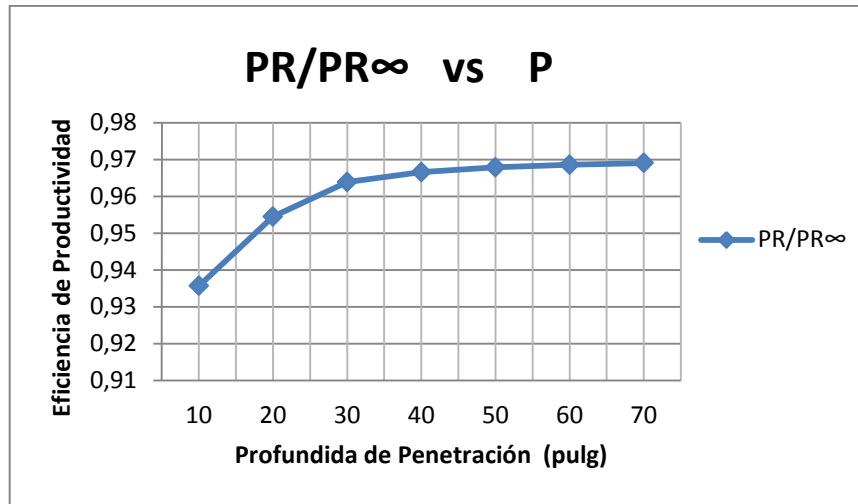


Figura 4.1 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D

Como se puede observar en la figura 4.1 si aumenta la profundidad de penetración la eficiencia de productividad aumenta de forma proporcional.

A continuación en la tabla 4.2 y la figura 4.2 se muestra que para la profundidad de penetración alcanzada en el pozo Auca 97D se obtuvo una relación de productividad de 2,05 y los valores simulados con diferentes datos de profundidad de penetración indican que la relación de productividad es directamente proporcional a la profundidad de penetración.

Tabla 4.2 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D

Df (pies)	D (pulg)	P (pulg)	PR ∞	PR
1650	6,96	10	1,329148466	1,24368422
1650	6,96	20	1,53638409	1,471087766
1650	6,96	30	1,706494547	1,644890093
1650	6,96	40	1,858035383	1,795977001
1650	6,96	50	1,998611085	1,934455669
1650	6,96	59,2	2,121702622	2,05508116
1650	6,96	70	2,261172115	2,191301897

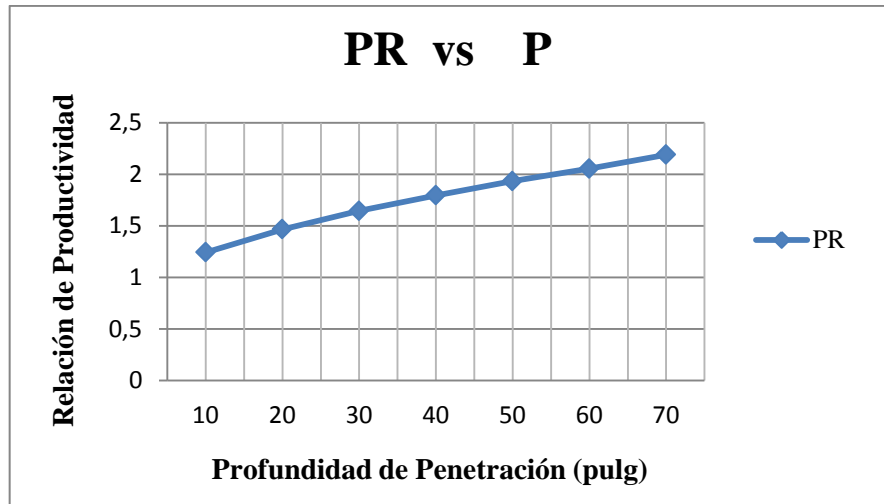


Figura 4.2 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 97D

Como observa en la figura 4.2 si aumenta la profundidad de penetración la relación de productividad aumenta de forma proporcional.

4.1.1.2 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Convencional en función de la densidad de disparos del pozo Auca 97D

En la tabla 4.3 y la figura 4.3 se aprecia la simulación con valores asumidos de la densidad de disparos determinándose, de acuerdo al análisis que si la densidad de disparos es de 2 dpp, se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9503 menor a la eficiencia adquirida con la densidad de diseño de 5 dpp y si la densidad de disparos es de 9 dpp se obtuvo una eficiencia de productividad de 0,9699, mucho mayor a la obtenida con la del diseño.

Tabla 4.3 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca 97D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR∞
59,2	2	0,89	1	157,965303	0,9503
59,2	3	0,89	1	290,200791	0,9628
59,2	4	0,89	1	446,793346	0,9670
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
59,2	6	0,89	1	820,811789	0,9693
59,2	7	0,89	1	1034,34107	0,9696
59,2	8	0,89	1	1263,72242	0,9698
59,2	9	0,89	1	1507,92754	0,9699

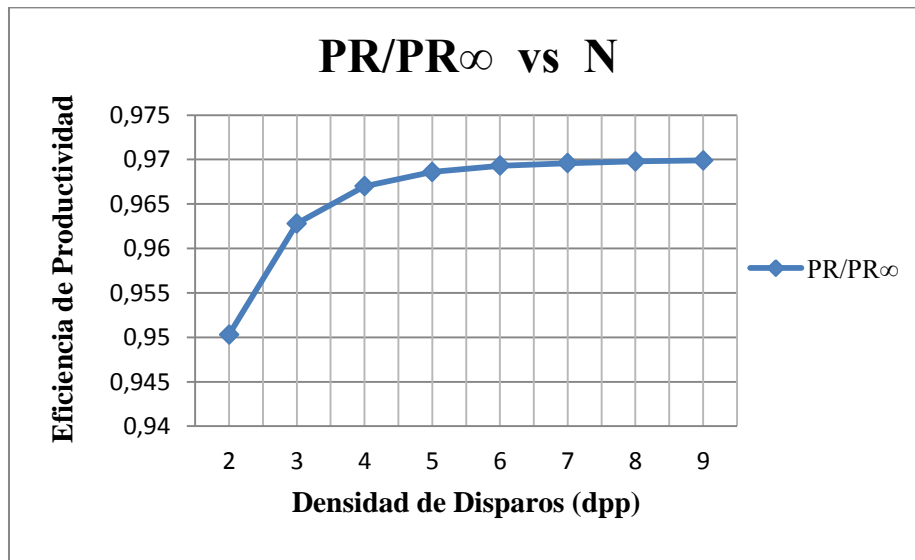


Figura 4.3 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca 97D

Como se puede observar en la figura 4.3 si se incrementa la densidad de disparos a más de 6 dpp el incremento de la eficiencia de productividad es despreciable.

4.1.1.3 Valores de PR/PR ∞ para TCP Convencional en función del diámetro de orificio del pozo Auca 97D

Como se puede apreciar en la tabla 4.4 y la figura 4.4 una vez realizada la simulación con valores asumidos del diámetro de orificio se pudo determinar que de acuerdo al análisis, si el diámetro del orificio fuera de 0,29 pulg, se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9647 menor a la obtenida con el diámetro de orificio que genera el cañón Power Jet Omega y si el diámetro de orificio es de 0,99 pulg mayor al de la carga de diseño se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9887 mayor a la eficiencia de productividad obtenida con el diámetro de orificio que genera el cañón Power Jet Omega.

Tabla 4.4 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 97D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR∞
59,2	5	0,29	1	356,4311995	0,9647
59,2	5	0,39	1	413,3415053	0,9659
59,2	5	0,49	1	463,3132849	0,9669
59,2	5	0,59	1	508,3966955	0,9675
59,2	5	0,69	1	549,7955984	0,9680
59,2	5	0,79	1	588,2883647	0,9683
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
59,2	5	0,99	1	658,5584257	0,9687

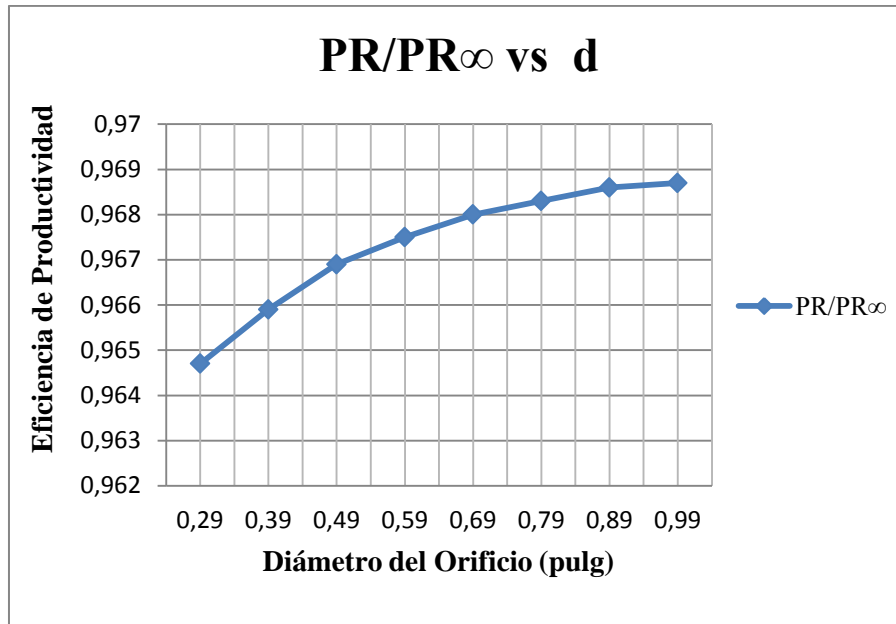


Figura 4.4 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 97D

Como se observa en la figura 4.4 a medida que incrementa el diámetro del orificio la eficiencia de productividad aumenta proporcionalmente.

4.1.2 VALORES DE PR/PR ∞ Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA SUR 6D

El pozo Auca Sur 6D tiene una Relación de Productividad de 1,1455 y un daño de -1,01 ver tabla 3.24. De los resultados obtenidos, ver tabla 4.5, de acuerdo a la profundidad de penetración de 63,62 pulg, una densidad de disparos de 5 dpp y un diámetro de orificio de 0,47 pulg utilizando la carga Predator 114MM, se obtuvo una eficiencia de productividad 0,9675. A continuación se hace un análisis de los valores de eficiencias de productividades obtenidas de acuerdo a datos de profundidad de penetración, densidad de disparos y diámetro del orificio comparando con el valor real obtenido.

4.1.2.1 Valores de PR/PR^∞ y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca Sur 6D

Como se puede apreciar en la tabla 4.5 y figura 4.5, realizada las simulaciones con otros valores de la profundidad de penetración se determina, que mientras la profundidad de penetración simuladas es de 70 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9679 mayor a la eficiencia de productividad obtenida con la profundidad de penetración de la carga Predator 114MM y mientras la profundidad de penetración simulada es de 10 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9198 menor a la eficiencia de productividad obtenida con la eficiencia de productividad real de la carga utilizada en el cañoneo.

Tabla 4.5 PR/PR^∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
10	5	0,47	1	76,6485486	0,9198
20	5	0,47	1	153,297097	0,9494
30	5	0,47	1	229,945646	0,9591
40	5	0,47	1	306,594194	0,9645
50	5	0,47	1	383,242743	0,9665
63,62	5	0,47	1	487,638066	0,9675
70	5	0,47	1	536,53984	0,9679

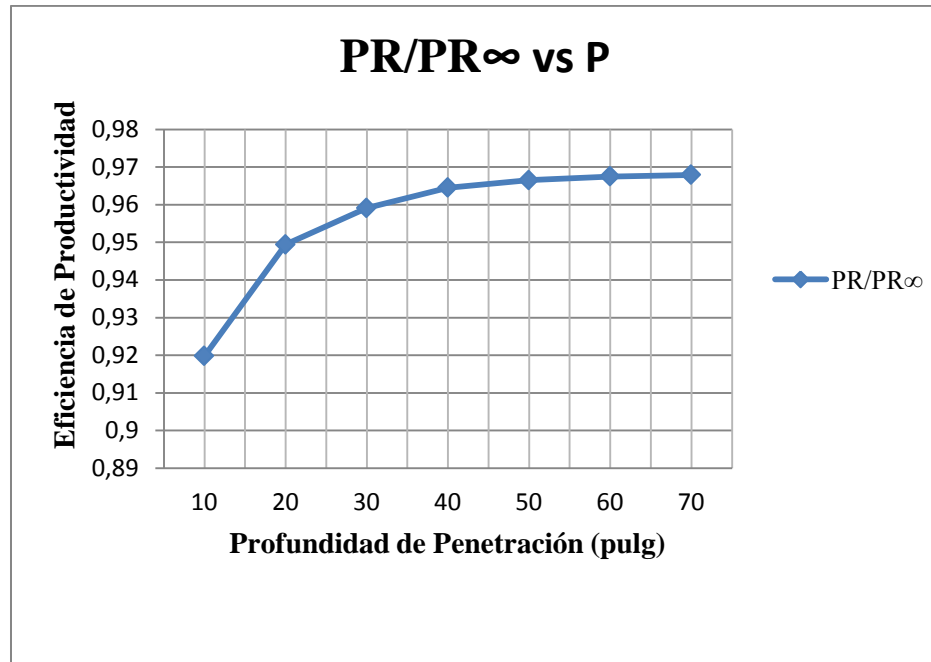


Figura 4.5 PR/PR ∞ en función de profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D

Como observa en la figura 4.5 si aumenta la profundidad de penetración la relación de productividad aumenta de forma proporcional.

A continuación en la tabla 4.6 y la figura 4.6 se muestra que para la profundidad de penetración alcanzada en el pozo Auca Sur 6D se obtuvo una relación de productividad de 2,10 y los valores simulados con diferentes datos de profundidad de penetración indican que la relación de productividad es directamente proporcional a la profundidad de penetración.

Tabla 4.6 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D

Df (pies)	D (pulg)	P (pulg)	PR [∞]	PR
1650	6,96	10	1,329148466	1,222550759
1650	6,96	20	1,53638409	1,458643055
1650	6,96	30	1,706494547	1,63669892
1650	6,96	40	1,858035383	1,790217091
1650	6,96	50	1,998611085	1,925661781
1650	6,96	63,62	2,179321109	2,108493173
1650	6,96	70	2,261172115	2,187684021

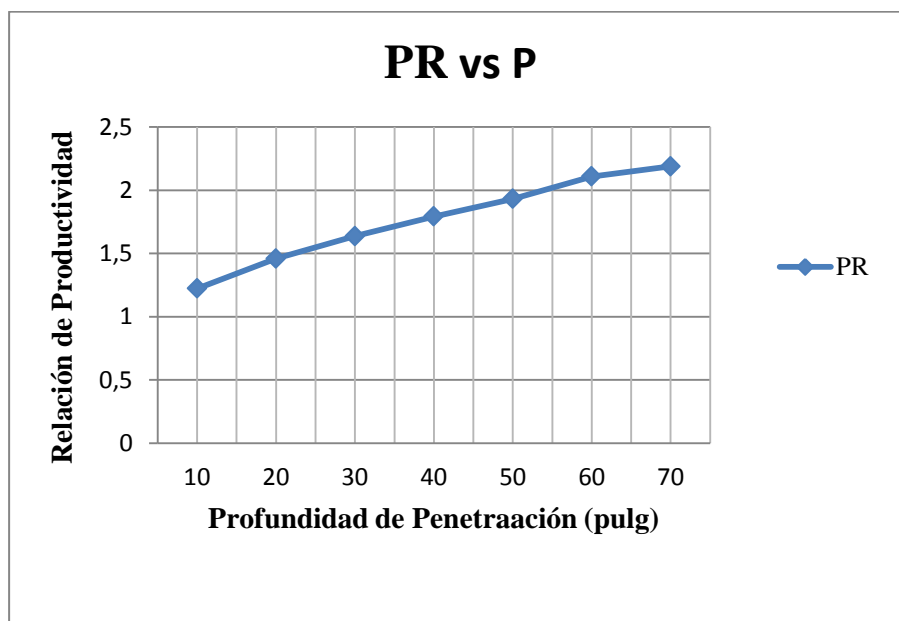


Figura 4.6 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 6D

Como observa en la figura 4.6 si aumenta la profundidad de penetración la relación de productividad aumenta de forma proporcional.

4.1.2.2 Valores de PR/PR^∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca sur 6D

En la tabla 4.7 y figura 4.7 se puede observar la simulación con valores asumidos de la densidad de disparos determinándose que de acuerdo al análisis, si la densidad de disparos es de 2 dpp, se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9421 menor a la eficiencia de productividad que se obtuvo con la carga Predator 114MM aplicada en el pozo, y si la densidad de disparos es de 9dpp se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9697 mayor a la eficiencia de productividad obtenida con una densidad de disparos de 5 dpp.

Tabla 4.7 PR/PR^∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 6D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
63,62	2	0,47	1	123,363757	0,9421
63,62	3	0,47	1	226,633693	0,9589
63,62	4	0,47	1	348,925397	0,965
63,62	5	0,47	1	487,638066	0,9675
63,62	6	0,47	1	641,016885	0,9687
63,62	7	0,47	1	807,773597	0,9693
63,62	8	0,47	1	986,910056	0,9696
63,62	9	0,47	1	1177,62321	0,9697

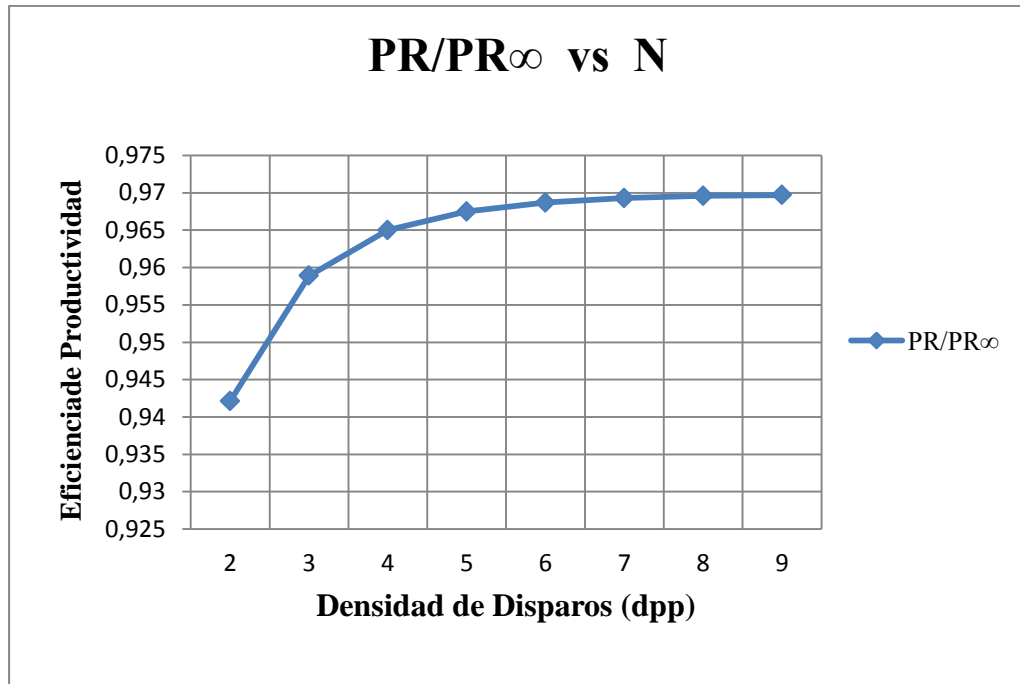


Figura 4.7 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 6D

Como se puede observar en la figura 4.7 si se incrementa la densidad de disparos a más de 6 dpp el incremento de la eficiencia de productividad es despreciable.

4.1.2.3 Valores de PR/PR^∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca Sur 6D

En la tabla 4.8 y figura 4.8 se observa la simulación con valores asumidos del diámetro de orificio determinándose de acuerdo al análisis, que si el diámetro del orificio fuese de 0,27 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9651 y si el diámetro de orificio fuese de 0,97 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9689 con respecto al diámetro del orificio aplicado para este pozo de 0,47 pulg.

Tabla 4.8 PR/PR^∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 6D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
63,62	5	0,27	1	355,646612	0,9651
63,62	5	0,37	1	420,806746	0,9666
63,62	5	0,47	1	487,638066	0,9675
63,62	5	0,57	1	527,509173	0,9680
63,62	5	0,67	1	573,46293	0,9683
63,62	5	0,77	1	615,998001	0,9686
63,62	5	0,87	1	671,032685	0,9688
63,62	5	0,97	1	707,727822	0,9689

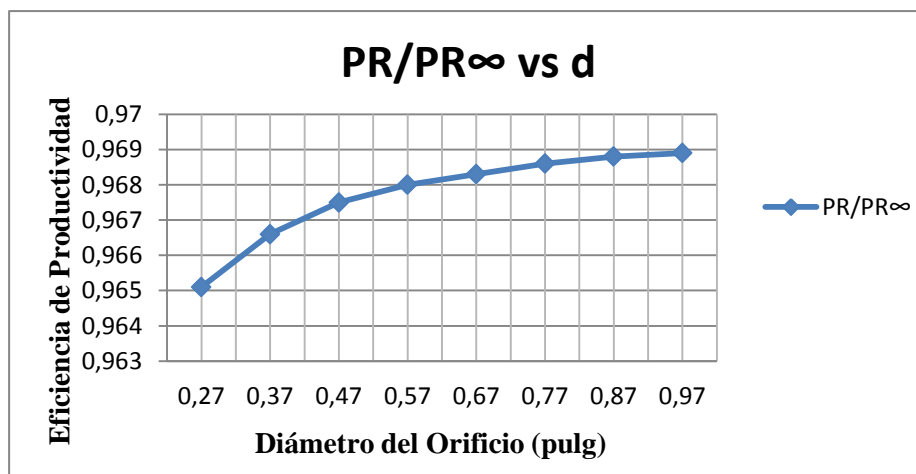


Figura 4.8 PR/Pr^∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 6D

Como se observa en la figura 4.8 a medida que incrementa el diámetro del orificio la eficiencia de productividad aumenta proporcionalmente.

4.1.3 VALORES DE PR/PR^∞ Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA SUR 7D

El pozo Auca Sur 7D tiene una Relación de Productividad de 0,58 y un daño de 5,3 ver tabla 3.24. De los resultados obtenidos de acuerdo a la profundidad de penetración de 42,7 pulg, una densidad de disparos de 5dpp y un diámetro de orificio de 0,35 pulg que se obtuvo utilizando la carga Milenium HMX, se determinó una eficiencia de productividad 0,9624.

4.1.3.1 Valores de PR/PR^∞ y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca Sur 7D

En la tabla 4.9 y figura 4.9 se observa la simulación realizada con otros valores de profundidad de penetración se pueden determinar que mientras la profundidad de penetración es de 70 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9672 y mientras menor es la profundidad de penetración de 10 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,911, por lo tanto la eficiencia alcanzada con la profundidad de penetración de 42,7 pulg aplicada en este pozo se baja.

Tabla 4.9 PR/PR^∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	Bo	PR/PR^∞
10	5	0,35	1	66,1437828	0,911
20	5	0,35	1	132,287566	0,9410
30	5	0,35	1	198,431348	0,9561
42,7	5	0,35	1	282,433952	0,9624
50	5	0,35	1	330,718914	0,9644
60	5	0,35	1	396,862697	0,9661
70	5	0,35	1	463,006479	0,9672

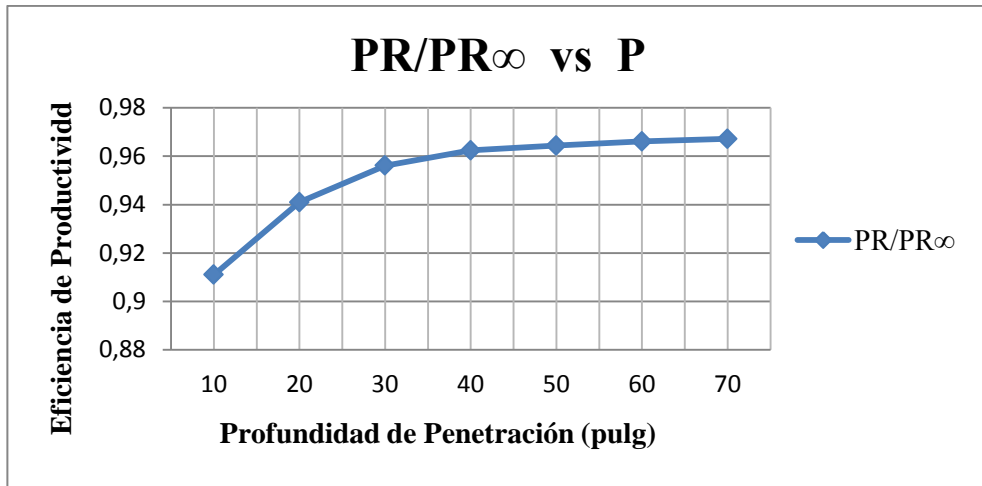


Figura 4.9 PR/PR ∞ en función de profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D

Como observa en la figura 4.9 si aumenta la profundidad de penetración la eficiencia de productividad aumenta de forma proporcional.

A continuación en la tabla 4.10 y la figura 4.10 se muestra que para la profundidad de penetración alcanzada en el pozo Auca Sur 7D se obtuvo una relación de productividad de en función de la penetración alcanzada obtenidos 1,65 y valores simulados con diferentes datos de profundidad de penetración que indican que la relación de productividad es directamente proporcional a la profundidad de penetración.

Tabla 4.10 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D

Df (pies)	D (pulg)	P (pulg)	PR ∞	PR
1650	12,816	10	1,239998561	1,129638689
1650	12,816	20	1,411457431	1,333262689
1650	12,816	30	1,556701976	1,488362759
1650	12,816	42,7	1,721805693	1,657065799
1650	12,816	50	1,810752226	1,74628948
1650	12,816	60	1,928044931	1,862684208
1650	12,816	70	2,041711586	1,974743446

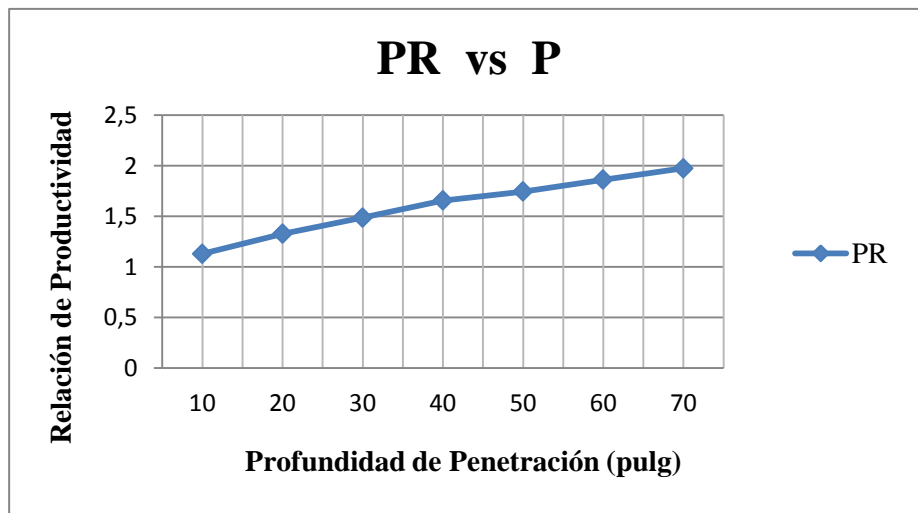


Figura 4.10 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca Sur 7D

Como observa en la figura 4.10 si aumenta la profundidad de penetración la relación de productividad aumenta de forma proporcional.

4.1.3.2 Valores de PR/PR ∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca Sur 7D

En la tabla 4.11 y figura 4.11, se observa la simulación realizada con valores asumidos de la densidad de disparos se pudo determinar que de acuerdo al análisis, si la densidad de disparos es de 2dpp se obtiene una

eficiencia de productividad de 0,9157 y si la densidad de disparos es de 9 dpp se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9691.

Tabla 4.11 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 7D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR ∞
42,7	2	0,35	1	71,4507663	0,9157
42,7	3	0,35	1	131,263439	0,9443
42,7	4	0,35	1	202,093285	0,9565
42,7	5	0,35	1	282,433952	0,9624
42,7	6	0,35	1	371,269072	0,9655
42,7	7	0,35	1	467,852503	0,9673
42,7	8	0,35	1	571,60613	0,9683
47,2	9	0,35	1	753,945208	0,9691

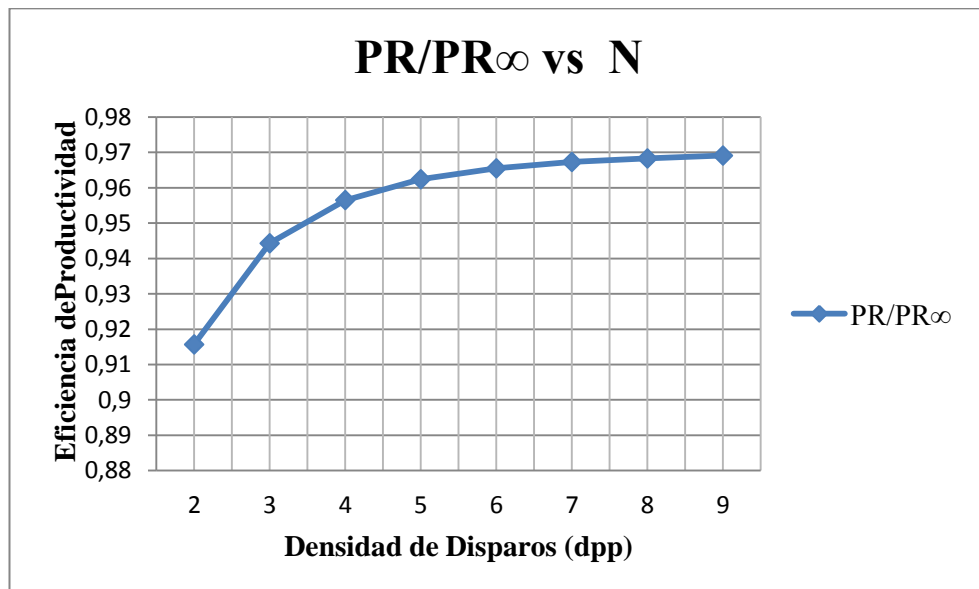


Figura 4.11 PR/PR ∞ en función de la densidad de disparos pozo Auca Sur 7D

4.1.3.3 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca Sur 7D

Realizada la simulación con valores asumidos del diámetro de orificio ver tabla 4.12 y figura 4.12, se pudo determinar de acuerdo al análisis, si el diámetro del orificio fuera de 0,25 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9598 y si el diámetro de orificio es de 0,85 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9669.

Tabla 4.12 PR/PR_{∞} en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 7D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR_{∞}
42,7	5	0,25	1	238,700257	0,9598
42,7	5	0,35	1	282,433952	0,9624
42,7	5	0,45	1	327,289302	0,9640
42,7	5	0,55	1	354,049696	0,9651
42,7	5	0,65	1	384,892599	0,9659
42,7	5	0,75	1	413,440972	0,9664
42,7	5	0,85	1	450,378743	0,9669

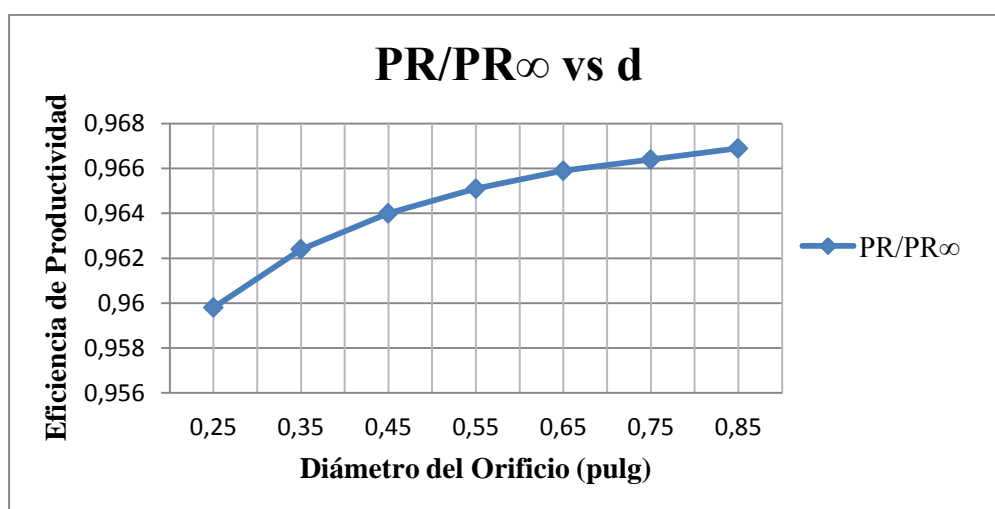


Figura 4.12 PR/PR_{∞} en función del diámetro del orificio pozo Auca Sur 7D

4.1.4 VALORES DE PR/PR^∞ Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA 96D

El pozo Auca 96D tiene una Relación de Productividad de 0,2907 y un daño de 19,3 ver tabla 3.24. De los resultados obtenidos de acuerdo a la profundidad de penetración de 59,2 pulg, una densidad de disparos de 5 dpp y un diámetro de orificio de 0,89 pulg que se obtuvo utilizando la carga Power Jet Omega, se determinó una eficiencia de productividad 0,9686.

4.1.4.1 Valores de PR/PR^∞ y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca 96D

Realizada las simulaciones con otros valores de profundidad de penetración, ver tabla 4.13 y figura 4.13 se pudo determinar que mientras la profundidad de penetración es de 70 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9691 y mientras menor es la profundidad de penetración de 10 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9357.

Tabla 4.13 PR/PR^∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
10	5	0,89	1	105,475116	0,9357
20	5	0,89	1	210,950231	0,9545
30	5	0,89	1	316,425347	0,9639
40	5	0,89	1	421,900462	0,9666
50	5	0,89	1	527,375578	0,9679
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
70	5	0,89	1	738,325809	0,9691

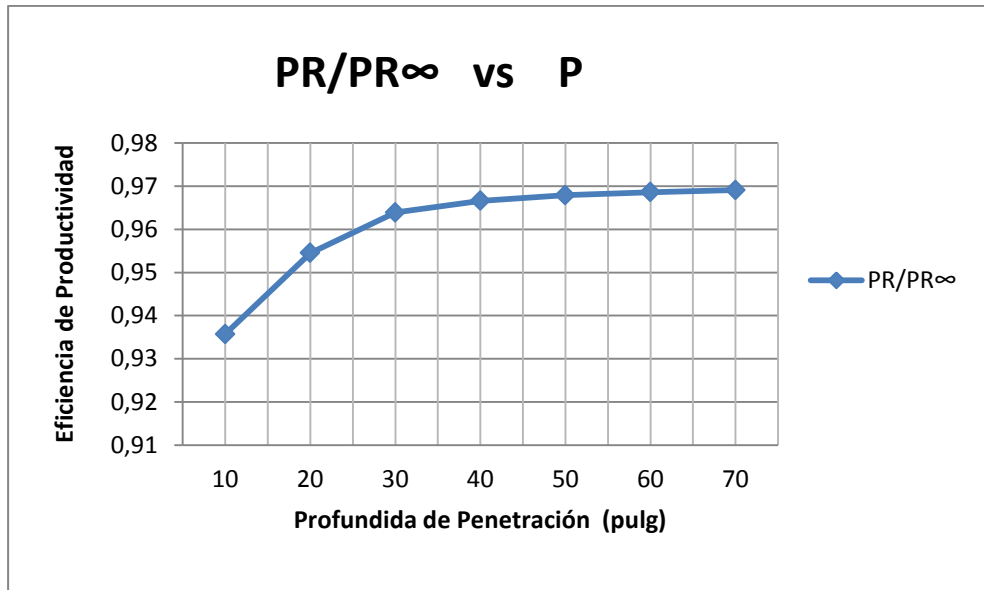


Figura 4.13 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D

Como se puede observar en la figura 4.13 a medida que la profundidad de penetración incrementa a partir de 59,2 el incremento de la eficiencia de productividad se vuelve imperceptible.

A continuación en la tabla 4.14 y la figura 4.14 se muestra que para la profundidad de penetración alcanzada en el pozo Auca 96D se obtuvo una relación de productividad de 2,055 y los valores simulados con diferentes datos de profundidad de penetración indican que la relación de productividad es directamente proporcional a la profundidad de penetración.

Tabla 4.14 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D

D_r (pies)	D (pulg)	P (pulg)	PR[∞]	PR
1650	6,96	10	1,329148466	1,24368422
1650	6,96	20	1,53638409	1,471087766
1650	6,96	30	1,706494547	1,644890093
1650	6,96	40	1,858035383	1,795977001
1650	6,96	50	1,998611085	1,934455669
1650	6,96	59,2	2,121702622	2,05508116
1650	6,96	60	2,132194642	2,06524373
1650	6,96	70	2,261172115	2,191301897

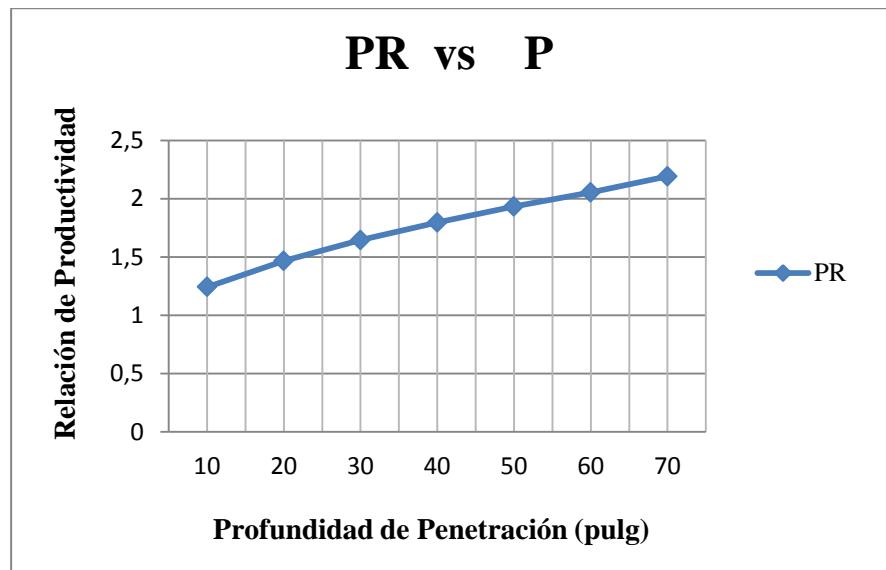


Figura 4.14 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 96D

4.1.4.2 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca 96D

Realizada la simulación con valores asumidos de la densidad de disparos ver tabla 4.15 y figura 4.15 se pudo determinar, de acuerdo al análisis, si la densidad de disparos es de 2dpp se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9503 y si la densidad de disparos es de 9dpp se obtuvo una eficiencia de productividad de 0,9699.

Tabla 4.15 PR/PR_{∞} en función de la densidad de disparos pozo Auca 96D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR_{∞}
59,2	2	0,89	1	157,965303	0,9503
59,2	3	0,89	1	290,200791	0,9628
59,2	4	0,89	1	446,793346	0,9670
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
59,2	6	0,89	1	820,811789	0,9693
59,2	7	0,89	1	1034,34107	0,9696
59,2	8	0,89	1	1263,72242	0,9698
59,2	9	0,89	1	1507,92754	0,9699

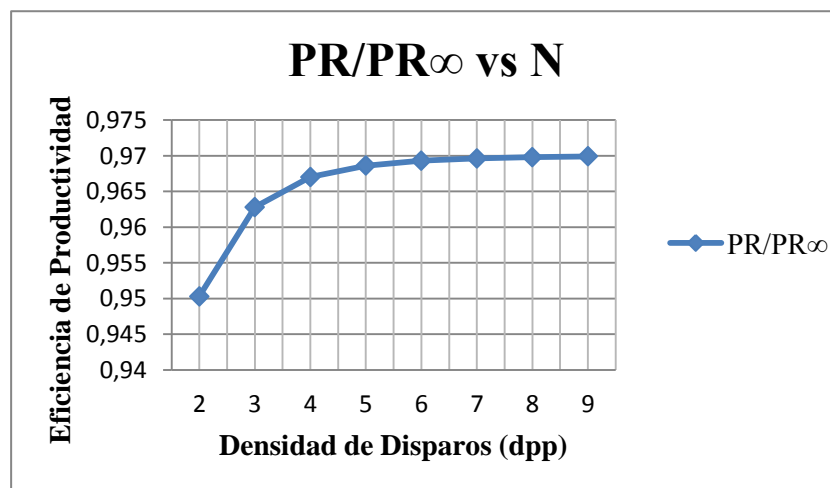


Figura 4.15 PR/PR_{∞} en función de la densidad de disparos pozo Auca 96D

Como se observa en la figura 4.15 a medida que incrementa la densidad de disparos la eficiencia de productividad aumenta proporcionalmente, pero cuando llega a 6 dpp la eficiencia de productividad se estabiliza.

4.1.4.3 Valores de PR/PR^∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca 96D

Realizada la simulación con valores asumidos del diámetro de orificio, ver tabla 4.16 y figura 4.16, se pudo determinar de acuerdo al análisis, si el diámetro del orificio fuera de 0,25 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9644 y si el diámetro de orificio es de 0,99 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9887, con respecto al diámetro del orificio aplicado para este pozo de 0,89 pulg se puede decir que es considerable para el valor de eficiencia de productividad adquirida.

Tabla 4.16 PR/PR^∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 96D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
59,2	5	0,29	1	356,4311995	0,9647
59,2	5	0,39	1	413,3415053	0,9659
59,2	5	0,49	1	463,3132849	0,9669
59,2	5	0,59	1	508,3966955	0,9675
59,2	5	0,69	1	549,7955984	0,968
59,2	5	0,79	1	588,2883647	0,9683
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
59,2	5	0,99	1	658,5584257	0,9687

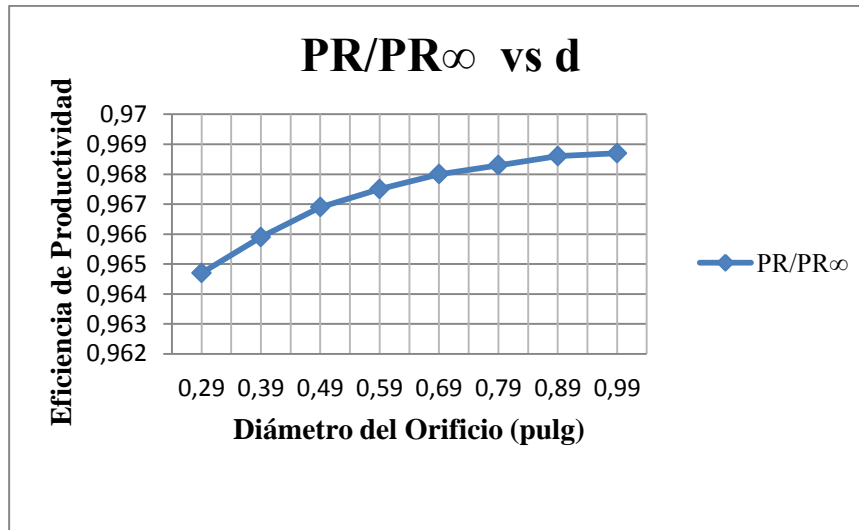


Figura 4.16 PR/PR_{∞} en función del diámetro del orificio pozo Auca 96D

Como se observa en la figura 4.16 a medida que incrementa el diámetro del orificio la eficiencia de productividad aumenta proporcionalmente.

4.1.5 VALORES DE PR/PR_{∞} Y PR PARA TCP BAJO BALANCE DINÁMICO POZO AUCA 83D

El pozo Auca 83D tiene una Relación de Productividad de 0,4024 y un daño de 11,3 ver tabla 3.24. De los resultados obtenidos de acuerdo a la profundidad de penetración de 59,2 pulg, una densidad de disparos de 5 dpp y un diámetro de orificio de 0,89 pulg que se obtuvo utilizando la carga Power Jet Omega, se determinó una eficiencia de productividad 0,9686.

4.1.5.1 Valores de PR/PR_{∞} y PR para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la profundidad de penetración del pozo Auca 83D

Realizada las simulaciones con otros valores de profundidad de penetración, ver tabla 4.17 y figura 4.17 se pudo determinar que mientras la profundidad de penetración es de 70 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9691 y mientras menor es la profundidad de penetración de 10 pulg se obtendría una eficiencia de productividad de 0,9357.

Tabla 4.17 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR∞
10	5	0,89	1	105,475116	0,9357
20	5	0,89	1	210,950231	0,9545
30	5	0,89	1	316,425347	0,9639
40	5	0,89	1	421,900462	0,9666
50	5	0,89	1	527,375578	0,9679
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
70	5	0,89	1	738,325809	0,9691

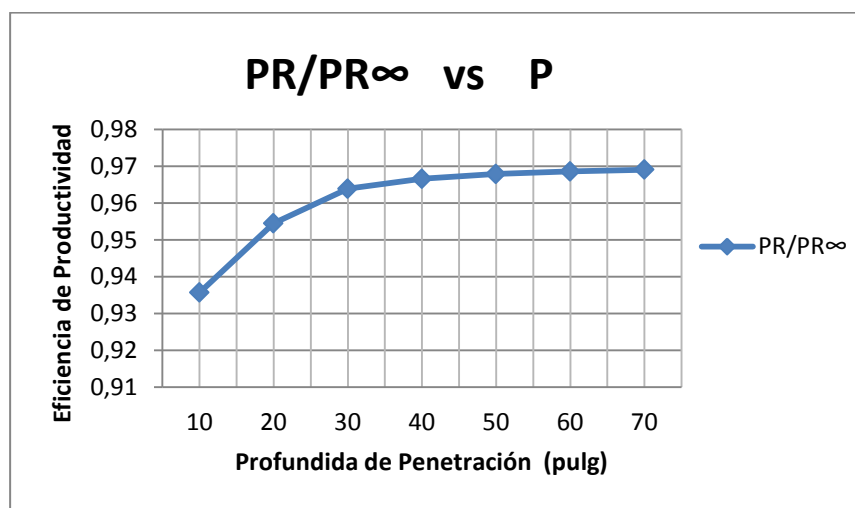


Figura 4.17 PR/PR ∞ en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D

Como se puede observar en la figura 4.17 a medida que la profundidad de penetración incrementa a partir de 59,2 el incremento de la eficiencia de productividad se vuelve imperceptible.

A continuación en la tabla 4.18 y la figura 4.18 se muestra que para la profundidad de penetración alcanzada en el pozo Auca Sur 83D se obtuvo una relación de productividad de 2,055 y los valores simulados con

diferentes datos de profundidad de penetración indican que la relación de productividad es directamente proporcional a la profundidad de penetración.

Tabla 4.18 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D

D_r (pies)	D (pulg)	P (pulg)	PR_∞	PR
1650	6,96	10	1,329148466	1,24368422
1650	6,96	20	1,53638409	1,471087766
1650	6,96	30	1,706494547	1,644890093
1650	6,96	40	1,858035383	1,795977001
1650	6,96	50	1,998611085	1,934455669
1650	6,96	59,2	2,121702622	2,05508116
1650	6,96	60	2,132194642	2,06524373
1650	6,96	70	2,261172115	2,191301897

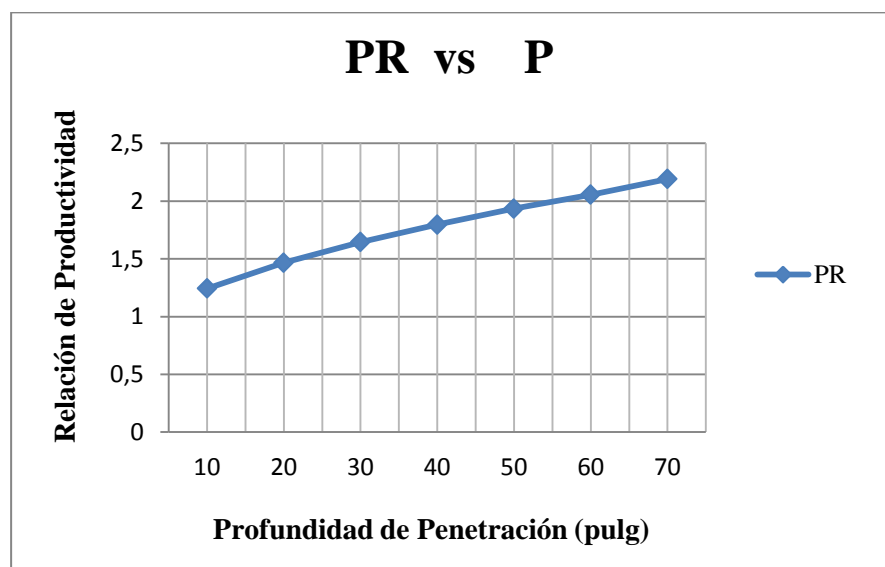


Figura 4.18 PR en función de la profundidad de penetración pozo Auca 83D

4.1.5.2 Valores de PR/PR_{∞} para TCP Bajo Balance Dinámico en función de la densidad de disparos del pozo Auca 83D

Realizada la simulación con valores asumidos de la densidad de disparos ver tabla 4.19 y figura 4.19, se pudo determinar, de acuerdo al análisis, si la densidad de disparos es de 2 dpp se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9503 y si la densidad de disparos es de 9 dpp se obtuvo una eficiencia de productividad de 0,9699.

Tabla 4.19 PR/PR_{∞} en función de la densidad de disparos pozo Auca 83D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR_{∞}
59,2	2	0,89	1	157,965303	0,9503
59,2	3	0,89	1	290,200791	0,9628
59,2	4	0,89	1	446,793346	0,9670
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
59,2	6	0,89	1	820,811789	0,9693
59,2	7	0,89	1	1034,34107	0,9696
59,2	8	0,89	1	1263,72242	0,9698
59,2	9	0,89	1	1507,92754	0,9699

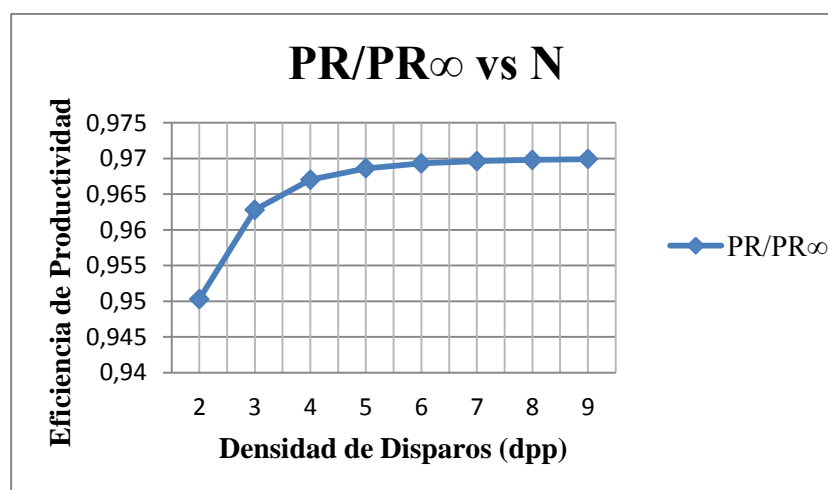


Figura 4.19 PR/PR_{∞} en función de la densidad de disparos pozo Auca 83D

Como se observa en la figura 4.19 a medida que incrementa la densidad de disparos la eficiencia de productividad aumenta proporcionalmente, pero cuando llega a 6 dpp la eficiencia de productividad se estabiliza.

4.1.5.3 Valores de PR/PR^∞ para TCP Bajo Balance Dinámico en función del diámetro del orificio del pozo Auca 83D

Realizada la simulación con valores asumidos del diámetro de orificio, ver tabla 4.20 y figura 4.20, se pudo determinar de acuerdo al análisis, si el diámetro del orificio fuera de 0,25 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9644 y si el diámetro de orificio es de 0,99 pulg se obtiene una eficiencia de productividad de 0,9887 con respecto al diámetro del orificio aplicado para este pozo de 0,89 pulg se puede decir que es considerable para el valor de eficiencia de productividad adquirida.

Tabla 4.20 PR/PR^∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 83D

P (pulg)	N (dpp)	d (pulg)	α	β_0	PR/PR^∞
59,2	5	0,29	1	356,4311995	0,9647
59,2	5	0,39	1	413,3415053	0,9659
59,2	5	0,49	1	463,3132849	0,9669
59,2	5	0,59	1	508,3966955	0,9675
59,2	5	0,69	1	549,7955984	0,968
59,2	5	0,79	1	588,2883647	0,9683
59,2	5	0,89	1	624,412684	0,9686
59,2	5	0,99	1	658,5584257	0,9687

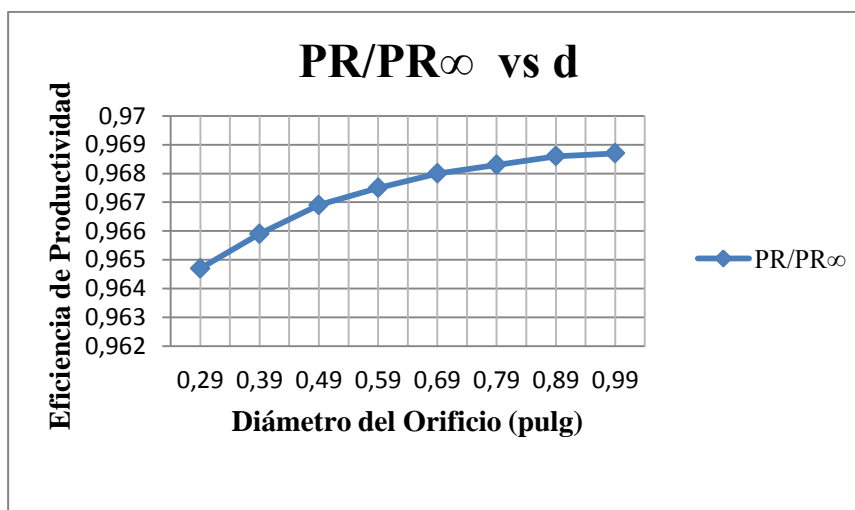


Figura 4.20 PR/PR ∞ en función del diámetro del orificio pozo Auca 83D

Como se observa en la figura 4.20 a medida que incrementa el diámetro del orificio la eficiencia de productividad aumenta proporcionalmente.

4.2 ANÁLISIS A PARTIR DEL DAÑO TOTAL ENCONTRADO LUEGO DEL DISPARO

De acuerdo a los Build up de los pozos seleccionados para nuestro estudio como lo son Auca 97D, Auca Sur 6D, Auca Sur 7D, Auca 96D y Auca 83D se aprecian en los siguientes resultado de las interpretaciones los valores de daños para cada pozo.

4.2.1 RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la siguiente tabla 4.21 para el pozo Auca 97D se observa los resultados de las pruebas de Build up de acuerdo a las interpretaciones de los métodos de Horner y Derivada.

Tabla 4.21 Método de Horner y Derivada del pozo Auca 97D

		HORNER	DERIVADA
Permeabilidad md	=	104,5	104,5
Capacidad de flujo mD.pie	=	9254,75*	9254,75*
Daño	=	15,6*	15,6*

*valor asumido de arena U inferior

Ingeniería EP-Petroecuador, 2010

Por otra parte es necesario recalcar que en el pozo Auca 97D se tomó Build up de la arena U inferior debido a la baja producción de la arena Hollín superior y los valores fueron inferidos para la arena Hollín superior la cual es la arena de nuestro pozo en estudio.

El pozo Auca 97D fue cañoneado en la arena Hollín superior aplicando la técnica TCP Convencional, posee una permeabilidad de 150 mD de acuerdo al Build up de tomado a la arena U inferior tiene un daño de 15,6 (ver anexo 7 pozo Auca 97D). Generando una producción de 17 BPPD, por lo que sería necesario incrementar la permeabilidad de la zona aledaña al pozo y remover el daño del mismo mediante una acidificación para que el aporte del pozo mejore.

En la siguiente tabla 4.22 y 4.23 para el pozo Auca sur 6D se observa los resultados de las pruebas de Build up de acuerdo a las interpretaciones de los métodos de Horner y Derivada.

Tabla4.22 Método de Horner del pozo Auca Sur 6D

Kf / K(h=42')	=	156	mD
Sf / S	=	-1.02	
Delta Skin	=	-102.2	psi
L P constante	=	350	pies
k/mu	=	26.9	mD/cP
Cs	=	4.9e-7	bbl /Psi
Pi @ sensor MD	=	2965	psi
Kh	=	6530	mD.pies

Ingeniería EP-Petroecuador, 2010

Tabla 4.23 Método de la Derivada del pozo Auca Sur 6D

Kf / K(h=42')	=	156	mD
Sf / S	=	-1.02	
Delta Skin	=	-102.2	psi
L Pconstante	=	350	pies
k/mu	=	26.9	mD/cP
Cs	=	4.9e-7	bbl /Psi
Pi @ sensor MD	=	2965	psi
Kh	=	6530	mD.pies

Ingeniería EP-Petroecuador, 2010

El pozo Auca Sur 6D fue cañoneado en la arena U inferior con la técnica TCP Bajo Balance Dinámico tiene un valor de daño de -1,01 de acuerdo a los resultados de Build up (ver anexo 7 pozo Auca Sur 6D) el pozo no presenta daño, tiene una permeabilidad de 155 mD y una producción de 461 BPPD por lo que sería necesario incrementar la permeabilidad del pozo mediante fracturamiento y mejorar el aporte del mismo.

En las siguientes tablas 4.24 y 4.25 para el pozo Auca Sur 7D se observa los resultados de las pruebas de Build up de acuerdo a las interpretaciones de los métodos de Horner y Derivadas.

Tabla 4.24 Método de Horner del pozo Auca Sur 7D

Pendiente	=	- 59.55	psi-ciclo
Drawdown	=	662	psi
K(h=28')	=	111	mD
S	=	5.3	
P*	=	3975	psi
P @(lh)	=	3904	psi
Delta P Skin	=	269	psi

Ingeniería EP-Petroecuador, 2010

Tabla 4.25 Método de la Derivada del pozo Auca Sur 7D

K(h=28')	=	111	mD
S	=	5.3	
Pi@ sensor	=	3976	psi
Pi @ mp (10786')	=	4059	psi

Ingeniería EP-Petroecuador, 2010

El pozo Auca Sur 7D fue cañoneado en la arena Hollín superior con la técnica Bajo Balance Dinámico de acuerdo a los resultados de Build up (ver anexo 7 pozo Auca Sur 7D) tiene un valor de daño de 5,3 tiene una permeabilidad de 111 mD y una producción de 618 BPPD, a pesar de la técnica aplicada que indica que el daño es mínimo, este pozo registra un daño no tan grande pero que de acuerdo a la producción diaria del mismo si se mejora la permeabilidad de la zona aledaña al pozo mediante fracturamiento el aporte del pozo mejoraría también.

En la siguiente tabla 4.26 para el pozo Auca 96D se observa los resultados de las pruebas de Build up de acuerdo a las interpretaciones de los métodos Boundary.

Tabla 4.26 Método de Boundary del pozo Auca 96D

P macth	=	0,0164	psia -1
C	=	0,00119	bbl/psi
Total Skin	=	19,3	
k.h, total	=	11500	mD.pies
k, average	=	821	mD
Pi	=	3786,73	psia

Ingeniería EP-Petroecuador, 2010

El pozo Auca 96D cañoneado en la arena Hollín superior con la técnica de Bajo Balance Dinámico de acuerdo a los resultados de los Build up (ver anexo 7 pozo Auca 96D) tiene un daño de 19,3 una permeabilidad de 821 mD y una producción de 756 BPPD durante la prueba de restauración de presión hubo inconvenientes con los datos durante el período de cierre por lo que se puede decir que el cálculo del daño fue mal registrado, si ese

fuera el caso la producción del pozo es buena, pero si es el caso que el daño es real se tendría que remover el daño mediante acidificación porque la permeabilidad del pozo es muy buena.

En las siguientes tablas 4.27 y 4.28 para el pozo Auca 83D se observa los resultados de las pruebas de Build up de acuerdo a las interpretaciones de los métodos de Horner y Derivadas.

Tabla 4.27 Método de Horner del pozo Auca 83D

Pendiente	=	-25.36	psi-ciclo
K(h= 30)	=	30707	mD
K	=	1023	mD
S	=	11.8	
P*	=	4429	psi
P @ (lh)	=	4375.6	psi
Delta P Skin	=	316.3	psi
Rad.invest	=	2624	pies

Ingeniería EP-Petroecuador, 2011

Tabla 4.28 Método de la Derivada del pozo Auca 83D

K(h= 30)	=	28290	mD
K	=	943	mD
S	=	10	
L1	=	179	
L2	=	185	
L3	=	290	
L4	=	700	
Pi@sensor (10610)	=	4366	psi

Ingeniería EP-Petroecuador, 2011

El pozo auca 83D cañoneado en la arena Hollín inferior mediante la técnica de Bajo Balance Dinámico de acuerdo a los resultados de Build up (ver anexo 7 pozo Auca 83D) tiene un daño de 11,8 una permeabilidad de 30707 mD y una producción de 3663 BPPD, producción que puede mejorar si el daño es removido mediante acidificación.

Con los valores de S_t de los pozos de este estudio se puede establecer la eficiencia de las técnicas de cañoneo que se puede observar claramente en la tabla 4.29.

Tabla 4.29 Daño de los pozos según la técnica aplicada

POZO	PRODUCCIÓN BPPD	S_t	K (mD)	TÉCNICA
AUCA 97D	17	15,56*	150	TCP CONVENCIONAL
AUCA SUR 6D	461	-1,01	155	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO
AUCA SUR 7D	618	5,3	111	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO
AUCA 96D	756	19,3	821	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO
AUCA 83D	3663	11,3	30707	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO

*valor asumido de arena U inferior

En la siguiente figura 4.21 se puede ver el tipo de daño total de cada uno de los pozos en estudio. Como se mencionó anteriormente el daño reflejado para los pozos Auca Sur 7D, Auca 96D y Auca 83D son muy elevados para la técnica de Bajo Balance Dinámico aplicada.

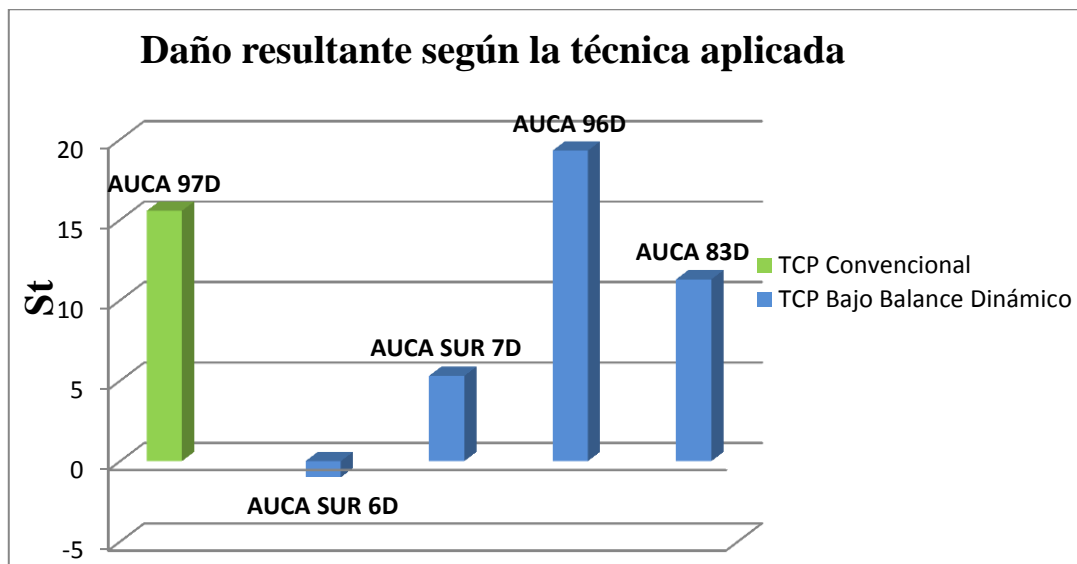


Figura 4.21 Daño total obtenido con la aplicación de TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico

4.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS ESTUDIADOS APLICÁNDOSE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO TCP CONVENCIONAL Y TCP BAJO BALANCE DINÁMICO

Este análisis tiene como objetivo demostrar la rentabilidad de la aplicación e implementación del TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico, dentro de los procesos de punzonamientos en pozos de EP-Petroecuador y poder establecer su beneficio desde el punto de vista económico y técnico. Es necesario establecer los elementos de comparación, más importantes los cuales son:

- Costos de las técnicas utilizadas.
- Producción de los pozos en estudio.
- Eficiencia y la relación de productividad con TCP Convencional; PR/PR^∞ y PR.

4.3.1 COSTOS DEL TCP CONVENCIONAL CON TCP BAJO BALANCE DINÁMICO

Para el análisis se van a considerar los costos de los trabajos de cañoneo realizados en los pozos Auca 97D, Auca Sur 6D, Auca Sur 7D, Auca 96D y Auca 83D utilizando la técnica TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico debidamente registrados en las facturas individuales de las compañías Schlumberger, Halliburton y Baker.

Por otra parte los valores de costos mostrados en las tablas 4.30, 4.31, 4.32 y 4.33 referidos a cada método son bajo condiciones similares, tales como: el mismo kilometraje para transportar los materiales, el mismo tipo y diámetro de cañón que son valores característicos de cada empresa, es decir los costos varían dependiendo de las compañías prestadoras de servicio.

En la tabla 4.30 se pueden observar los costos por el cañoneo con TCP Convencional por parte de la compañía Schlumberger que aplicó la técnica TCP Convencional en el pozo Auca 97D.

Tabla 4.30 Costos de cañoneo con TCP Convencional de la empresa Schlumberger

COSTOS DE CAÑONEO CON TCP CONVENCIONAL PARA EL POZO AUCA 97D				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
			\$	\$
Paquete de Herramientas de TCP				
Paquete de herramientas de TCP	UND	1	828,8	828,8
Single Dropbar Firing Head System BHF				
Single Dropbar Firing Head System BHF	UND	1	1450,4	1450,4
Dropbar Actuated Production Valve DTRV				
Dropbar Actuated Production Valve DTRV	UND	1	683,76	683,76
Transporte				
Transporte de pasajeros (pick up o automóvil)	KM	90	2,39	215,12
Todos camiones Incluid. Camión Mástil	KM	90	5,69	512,82
excepto tráiler				
TCP Operador Cargo Diario				
TCP operador cargo diario	DÍA	3	828,8	2486,4
TCP Especialista cargo diario	DIA	3	1036	3108
Spacer 4 1/2" in				
Spacer 4 1/2" in	PIE	13,5	325,6	4395,6
Power Jet Omega 4545 HMX				
Power Jet Omega 4545 HMX	PIE	28	1332	37296
Pipe Tester Valve				
Pipe Tester Valve operativo por día	DÍA	3	1058,4	3175,2
Positrieve Retrieable Casing Packer 7 in				
Casing Packer recuperable hasta 7 in operativo UPPER STRADDLE PACKER	DÍA	3	834,96	2504,88
Positrieve Retrieable Casing Packer 7 in				
Casing Packer recuperable hasta 7 in operativo LOWER STRADDLE PACKER	DÍA	3	834,96	2504,88
Field Ticket	Total (USD)			59161,86

Schlumberger, 2010

En la tabla 4.31 se puede observar los costos por el cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico por parte de la compañía Halliburton que aplicó la técnica en el pozo Auca Sur 7D.

Tabla 4.31 Costos de cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico de la empresa Halliburton

COSTOS DE CAÑONEO CON TCP BAJO BALANCE DINÁMICO PARA EL POZO AUCA SUR 7D				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO \$	PRECIO TOTAL \$
Transporte				
TCP/Tool	KM	90	3,61	324,9
Personal	KM	90	1,45	130,5
Personal				
Especialista TCP por día de (12 hrs o frac)	PER	1	613,67	613,67
Especialista TCP cada 8 hrs adicionales	PER	1	150,53	150,53
Asistente por día (12hrs o frac)	PER	1	476,5	476,5
Asistente cada 8 hrs adicionales	PER	1	117,08	117,08
Servicio TCP				
Marca radioactiva	UND	1	273,74	273,74
4 5/8" VANNGUNS 5 dpp Milenium HMX por pie	PIE	28	728,45	20396,6
4 5/8" Surge pro vent assembly porunidad	PIE	1	6065	6065
4 5/8" Surge Chamber por pie	PIE	33	197	6501
SurgePro diseño bajo balance dinámico por pie	UND	28	900	25200
Mechanical FH Model - III D	UND	1	1552,5	1552,5
Time Delay Firing Head	UND	1	4015,2	4015,2
Maximun Diferential Bar Vent (MDBV)	UND	1	2407,2	2407,2
Modular Gun Systems Connectors	UND	1	1968	7872
Field Ticket	Total (USD)			76096,42

Halliburton, 2010

En la tabla 4.32 se puede observar los costos por el cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico por parte de la compañía Schlumberger que se aplicó en los pozos Auca 96D y Auca 83D.

Tabla 4.32 Costos de cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico de la empresa Schlumberger

COSTOS DE CAÑONEO CON TCP BAJO BALANCE DINÁMICO PARA LOS POZOS AUCA 96D Y 83D				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO \$	PRECIO TOTAL \$
Diseño PURE				
Diseño PURE	UND	1	5000	5000
Radioactive Marker Sub 3 ½ in EUE				
Radioactive Marker Sub 3 ½ in EUE	UND	1	3198,72	3198,72
Paquete de Herramientas de TCP				
Paquete de herramientas de TCP	UND	1	828,8	828,8
Camaras TCP PURE				
Camaras TCP PURE	PIE	16	660	12698,40
Bottom nose, 4 ½ in and 5 in				
Bottom nose, 4 ½ in and 5 in	UND	1	362,60	362,60
Dropbar Actuated Production Valve DTRV				
Dropbar Actuated Production Valve DTRV	UND	1	683,76	683,76
Transporte				
Transporte de pasajeros (pick up o automóvil)	KM	80	2,39	191,22
Todos camiones Incluid. Camión Mástil	KM	80	5,69	455,80
excepto tráiler				
TCP Operador Cargo Diario				
TCP operador cargo diario	DÍA	2	828,8	1657,60
TCP Especialista cargo diario	DÍA	2	1036	2072
Firing activated Gun Drop for TCP Gun String Sxar				
Firing activated Gun Drop for TCP Gun String Sxar	UND	1	10044,76	10044,76
Power Jet Omega 4545 HMX				
Power Jet Omega 4545 HMX	PIE	14	1998	27972
Upper Lower Inter-car 2 ½ in 2 2/8 in 3 3/8 in 4 ½ in				
Upper Lower Inter-car 2 ½ in 2 2/8 in 3 3/8 in 4 ½ in	UND	3	673,4	2020,20
Dual dropbar mas absolute press Firing en el pozo				
Dual dropbar mas absolute press Firing en el pozo	UND	3	12195,94	12195,94
Field Ticket	Total (USD)			79381,84

Schlumberger, 2010

En la tabla 4.33 se puede observar los costos por el cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico por parte de la compañía Baker que aplicó la técnica en el pozo Auca Sur 6D.

Tabla 4.33 Costos de cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico de la empresa Baker

COSTOS DE CAÑONEO CON TCP BAJO BALANCE DINÁMICO PARA EL POZO AUCA SUR 6D				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
			\$	\$
Basic charge				
TCP	UND	1	4000	S/C
Additional Personnel Charges TCP Engineer	UND	1	2175	2175
Specialist operator per day	UND	1	1500	1500
TCP System (Retrieve)				
Retrievable Firing Head Retrieved Per Run	UND	1	2500	2500
TCP Accessories Surge Tool Retrieve Per Run	UND	1	2700	S/C
Ancillary Equipment Porte Glass Disc Sub Retrieve	UND	1	500	500
Ancillary Equipment Radioactive Marker Subs Retrieve	UND	1	1500	1500
Ancillary Equipment Crossover Sub-API Retrieve	UND	4	500	2000
Ancillary Equipment Detonating Bar-Slick Retrieve	UND	1	500	500
Ancillary Equipment Retrieve Per Run	UND	1	1250	1250
Predator 4 - ½ 5 dpp				
4 - 1/2" (114MM) Predator Depth Charge Feet	PIE	10200	0,72	7344
Exp. Hollow Carrier Per Shot Surchar 106F (4001-24000)	PIE	210	177,50	37275
Charge Per Spacers Per Foot	PIE	13	200	2600
GR-CCL (PFC-CORRELACIÓN)				
Depth Charge	UND	10049	0,65	6531,85
Loggin Charge	UND	2000	0,65	1300
DUO SYSTEM				
Mechanical Underbalance Valve	UND	1	3000	3000
Gun Conector Isolation Sub	UND	3	1500	4500
DOWNHOLE PRESSURE GAUGE				
Operation Charge	UND	1200	3	30600
Quartz Pressure/ Temperature Gauge	UND	1	3500	S/C
MILEAGE CHARGE				
Service Unit	KM	40	4,25	170
Passenger Vehicle	KM	40	1,68	67,20
Freight Vehicle	KM	40	2,84	113,60
Subtotal			Total (USD)	104176,65
Descuento -16%			Total (USD)	16668,26
TOTAL BAKER			Total (USD)	87508,39

Baker, 2011

Cabe mencionar que entre los métodos existen costos variables y costos fijos. Partiendo del caso que los valores de costos mostrados en las tablas de cañoneo con TCP Convencional y cañoneo con TCP Bajo Balance Dinámico varían por la diferente técnica que aplica cada empresa se puede concluir que:

- Realizar un trabajo de cañoneo mediante la Técnica de TCP Convencional es más económico.
- Realizar un trabajo de cañoneo con la Técnica de TCP Bajo Balance Dinámico es más costoso.
- El ahorro con relación al aplicar el TCP Convencional con relación al TCP Bajo Balance Dinámico que se obtiene es del 20% al 35%.

4.3.2 ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO

El análisis de Costo-Beneficio, tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de rentabilidad de las técnicas estudiadas mediante la comparación de costos previstos con los beneficios esperados en la realización del mismo.

Por cuanto al realizar la comparación del proceso TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico se puede definir la factibilidad de las alternativas planteadas. Partiendo del análisis técnico y en base a la simulación de los dos procesos y a la técnica que realmente se ejecutó.

El objetivo de este análisis es determinar el incremento porcentual de producción tomando en cuenta los siguientes factores:

- Eficiencia de productividad estimada que se obtuvo a través de la simulación.
- Producción obtenida luego de la ejecución del TCP Convencional y TCP Bajo Balance Dinámico.

- Precio promedio del barril en vista que los trabajos se realizaron entre los años 2010 y 2011, considerándose un precio referencial de \$90.

Los resultados obtenidos de acuerdo a la eficiencia de productividad, la relación de productividad, producción del pozo, penetración, densidad de disparos, diámetro del orificio y costo de la técnica aplicada se muestra en la tabla 4.34 y con esta información se realiza a continuación un balance de acuerdo a los costos generados con las técnicas de cañoneo aplicadas en los pozos en estudio.

Tabla 4.34 Comparación de acuerdo al análisis técnico de la producción adquirida con TCP convencional y TCP Bajo

Balance Dinámico

POZOS	TÉCNICA APLICADA	PENETRACIÓN	DAÑO	dpp	DIÁMETRO DE ORIFICIO (pulg)	EFICIENCIA PR/PR ∞	PR	Qt BFPD	Qo BPPD	PRECIO REFERENCIAL CRUDO \$	COSTO TÉCNICA \$
AUCA 97D	TCP CONVENCIONAL	59,2	15,56	5	0,89	0,9686	0,338	72	17	90	59161,86
AUCA SUR 6D	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO (DUO)	62,63	-1,01	5	0,47	0,9675	1,1455	720	461	90	87508,39
AUCA SUR 7D	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO (SURGEPRO)	42,7	5,3	5	0,35	0,9624	0,5806	624	618	90	76096,42
AUCA 96D	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO (PURE)	59,2	19,3	5	0,89	0,9686	0,2907	840	756	90	79381,84
AUCA 83D	TCP BAJO BALANCE DINÁMICO (PURE)	59,2	11,3	5	0,89	0,9686	0,0424	3700	3663	90	79381,84

- Por lo tanto se determina que la producción obtenida en los pozos de estudio con TCP Convencional es mucho menor que la obtenida con TCP Bajo Balance Dinámico, y se demuestra en el pozo Auca 97D cuya producción es de 17 BPPD y el pozo Auca 83D que tiene una producción de 3663 BPPD.
- De acuerdo a las técnicas aplicadas el daño generado en el pozo cañoneado con TCP Convencional es mucho mayor que el de los pozos cañoneados con TCP Bajo Balance Dinámico.
- Por otra parte se determinó que el costo generado en el pozo Auca 97D donde se aplicó la técnica de TCP Convencional fue de \$59161,86 y el costo generado en el pozo Auca 83D donde se aplicó la técnica de TCP Bajo Balance Dinámico fue de \$87508,39 siendo la técnica de Bajo Balance Dinámico más costosa que la técnica de TCP convencional. Es necesario indicar que los costos entre las técnicas aplicadas varían dependiendo de la empresa que lo ejecuta.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. Al pozo Auca 97D se le aplicó la técnica de TCP Convencional y de acuerdo con esta técnica y la información de la compañía Schlumberger, el pozo tuvo una profundidad de penetración total de 59,2 pulg con la carga Power Jet Omega 4505 HMX, un diámetro de orificio de 0,89 pulg, una eficiencia de productividad de 0,9686. El costo de la técnica aplicada según la compañía Schlumberger fue de \$59161,83 con estos parámetros se obtuvo un aporte de 17 BPPD, producción que no es rentable para la inversión realizada. De esta manera la técnica de TCP Convencional aplicada en este pozo no cumplió a satisfacción con las expectativas de producción del pozo.
2. Para el pozo Auca Sur 6D se aplicó la técnica de TCP Bajo Balance Dinámico patentada por la compañía Baker Hughes como DUO, con la técnica y los cálculos obtenidos de acuerdo a las especificaciones de las cargas, los disparos tuvieron una profundidad de penetración total de 62,63 pulg con la carga Extra, un diámetro del orificio de 0,47 pulg, una eficiencia de productividad 0,9675. El costo de la técnica aplicada con la compañía Baker Hughes fue de \$807508,39 con estos parámetros se obtuvo una aporte de 461 BPPD, producción que se considera satisfactoria
3. Para el pozo Auca Sur 7D se aplicó la técnica de TCP Bajo Balance Dinámico patentada por la compañía Halliburton como Surgepro, con la técnica y los cálculos obtenidos de acuerdo a las especificaciones de las

cargas, los disparos tuvieron una profundidad de penetración total de 42,7 pulg con la carga Milenium HMX, un diámetro del orificio de 0,35 pulg, una eficiencia de productividad 0,9624. El costo de la técnica aplicada con la compañía Halliburton fue de \$76096,42 con estos parámetros se obtuvo una aporte de 618 BPPD, producción considerada como satisfactoria.

4. Para el pozo Auca 96D se aplicó la técnica de TCP Bajo Balance Dinámico patentada por la compañía Schlumberger como PURE, con la técnica y los cálculos obtenidos de acuerdo a la carga el pozo tuvo una profundidad de penetración de 59,2 pulg con la carga Power Jet Omega 4505 HMX, un diámetro del orificio de 0,89 pulg una eficiencia de productividad 0,9686. El costo de la técnica aplicada con la compañía Schlumberger fue de \$79381,84 con estos parámetros se obtuvo una aporte de 756 BPPD, producción que es satisfactoria.
5. Para el pozo Auca 83D se aplicó la técnica de TCP Bajo Balance Dinámico patentada por la compañía Schlumberger como PURE, con la técnica y los cálculos obtenidos de acuerdo a la carga el pozo tuvo una profundidad de penetración de 59,2 pulg con la carga Power Jet Omega 4505 HMX, un diámetro del orificio de 0,89 pulg, una eficiencia de productividad 0,9686. El costo de la técnica aplicada con la compañía Schlumberger fue de \$79381,84 con estos parámetros se obtuvo una aporte de 3663 BPPD, producción que se consideró como satisfactoria
6. La ejecución de un trabajo de cañoneo mediante la técnica de TCP Bajo Balance Dinámico es un 40% más costoso realizarlo respecto a la técnica TCP Convencional Bajo Balance; sin embargo el incremento porcentual de las ganancias son de hasta un 75% bajo parámetros similares de operación.

7. El análisis determinó que mientras se tiene una longitud de penetración, densidad de disparos y diámetro del orificio adecuado, la productividad de los pozos es buena.

8. En esta evaluación se puede evidenciar la diferencia de productividad que se tuvo entre los pozos donde se aplicó la técnica TCP Bajo Balance o convencional y TCP Bajo balance dinámico, siendo esta diferencia marcada debido al daño que se obtuvieron con los análisis de las pruebas de Build up. Cuando se aplica TCP Convencional el daño es mayor y cuando se aplica TCP Bajo Balance Dinámico el daño tiende a reducirse.

5.2 RECOMENDACIONES

1. Se deben diseñar los sistemas de cañoneo de tal manera que el valor de la penetración alcanzada optimice el valor de la eficiencia de productividad.
2. Se debe tener cuidado con los valores de daño total obtenidos para cada pozo de las pruebas de restauración de presión, debido a que algunos no representan la condición real del reservorio, como es el caso del pozo Auca 96D el cual fue cañoneado con la técnica TCP Bajo Balance Dinámico y registró un valor de daño total de 19,3 lo cual no concuerda con su historial de tasa de producción que es aproximadamente 756 BPPD de la Arena Hs.
3. Principalmente se recomienda que antes de ejecutar un cañoneo con TCP se calcule el desbalance necesario y adecuado para contrarrestar la presión de la formación. De no hacerlo se podría ocasionar daños en la tubería, realizar un trabajo errado y reducir la limpieza de las perforaciones.
4. El SurgePro es recomendable para formaciones de alta permeabilidad y en zonas con tendencias a arenamientos, por tanto el proceso de surgencia dinámica asegura la limpieza en los orificios de las perforaciones.
5. Para los pozos que poseen altos valores de daño es necesario eliminar el daño para incrementar el índice de productividad y la relación de productividad realizando un tratamiento químico como acidificación o incrementando la permeabilidad de la zona aledaña mediante fracturamiento para incrementar la producción del pozo.

6. De acuerdo con este estudio para obtener mejores volúmenes de producción en los pozos nuevos es recomendable utilizar punzonamientos con la técnica de Bajo Balance Dinámico ya que se obtiene un menor daño a la formación y un consecuente incremento de la producción.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Bakker E., Behrman L., Milton P., Salsman A., Stutz L. & Underdown D; (2004) *“La Nueva Dinámica De Operaciones De Disparos en Condiciones de Bajo Balance”*. Houston Texas. Oilfield Review.
- Behrman L., Brooks J., Farrant S., Fayard A., Brown A., Michael C., Smith P. & Underdown D; (2000), *“Técnicas De Diseño De Disparos Para Optimizar La Productividad”*. Houston Texas. Oilfield Review.
- Escobar Macualo Freddy Humberto, (2006), *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*. Universidad Sur Colombiana. Dirección General De Investigaciones Neiva. Neiva. Gipp
- Forero A., (2002), *“Conceptos Y Técnicas De Cañoneo”*, Baker Atlas. Colombia. Oilfield Review
- James E. (1997) SPE 38148 *“A Simple Method For Estimation Well Productivity”*, Schlumberger. Houston Texas. Oilfield Review.
- EP-Petroecuador. (2011), *“Ingeniería de petróleos y yacimientos Campo Auca”* Auca Orellana.
- HALLIBURTON ENERGY SERVICES, 2005-2007 *Perforating Solutions*, U.S.A.
- Schlumberger (2010) TCP Bajo Balance *“maximice la producción de sus pozos”* recuperado el 20 de agosto del 2011, de <http://es.scribd.com/doc/25991560/CANONEO-TCP-BAJO-BALANCE>

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
BAPD	Barriles de agua por día	
BFPD	Barriles de fluido por día	
BF	Barril fiscal	
bl	Barril	
BPPD	Barriles de petróleo por día	
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	
Cp	Centipoise	
Df	Diámetro del reservorio	L
D	Diámetro del pozo	L
d	Diámetro del túnel de Perforación	L
Dpp	Densidad de disparos por pie	
DUB	Dinamic Under Balance	
°F	Grado Farenheith	
J	Índice de Productividad	
k	Permeabilidad	L ²
ks	Permeabilidad en la zona dañada	L ²
ko	Permeabilidad al petróleo	L ²
ht	Espesor del reservorio	L
ho	Intervalo disparado	L
pc	Presión en la cabeza del pozo	ML ⁻¹ T ⁻²
N	Densidad de disparos	
P	Profundidad de penetración de los disparos	L
ppm	Partes por millón	
PR	Relación de productividad	
PR [∞]	Razón de Productividad máxima	
PR/ PR [∞]	Eficiencia de Productividad	
Pi	Presión inicial	ML ⁻¹ T ⁻²
pulg	Pulgadas	
pws	Presión de fondo estática	ML ⁻¹ T ⁻²
pwf	Presión de fondo fluyente	ML ⁻¹ T ⁻²
pb	Presión de burbuja	ML ⁻¹ T ⁻²
Q	Tasa de producción de una completación disparada	L ³ T ⁻¹
QD	Tasa de producción para un pozo con agujero abierto	L ³ T ⁻¹
Q [∞]	Tasa de producción para un pozo con agujero abierto de diámetro (D+2P)	L ³ T ⁻¹
q	Tasa de producción	L ³ T ⁻¹
qo	Tasa de producción de petróleo	L ³ T ⁻¹
qw	Tasa de producción de agua	L ³ T ⁻¹

qt	Tasa de producción de fluido total	$L^3 T^{-1}$
GOR	Relación gas petróleo	
rs	Radio de la zona dañada	L
rw	Radio del pozo	L
re	Radio externo	L
Sf	Factor de daño de formación	
St	Factor de daño total en el pozo	
TCP	Tubing conveyed perforating	
Ty	Temperatura de yacimiento	T
β_o	Parámetro adimensional basado en P, N, α , d (no daño)	
α	Anisotropía	
β_{oil}	Factor Volumétrico de formación del petróleo	
\emptyset	Porosidad	
°C	Grados Celsius	
°F	Grados Fahrenheit	
μ_w	Viscosidad del agua	
μ_o	Viscosidad del petróleo	
β_w	Factor volumétrico del agua	
Co	Compresibilidad del petróleo	

GLOSARIO DE TÉRMINOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

API.- American Petroleum Institute, organismo estadounidense de la industria petrolera, fundado en 1920, la API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y, de producción petrolera.

Arenamiento.- A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo.

Barril.- Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60° Fahrenheit (15.5° C).

Cañoneo.- El cañoneo es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y el cemento para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman cañones.

Completación.- Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

Compresibilidad.- Para la mayoría de los yacimientos de petróleo, la compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con

la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso.

Corte de agua.- Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

Daño a la formación.- Se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo.

Densidad de disparos (dpp).- Se define por el número de cargas por unidad de longitud.

Diámetro a la entrada de la perforación.- Representa el diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el cañoneo.

Diferencial de presión.- ($p_e - p_{wf}$) (Drawdown). Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

Espesor (h).- El espesor útil es el espesor promedio de la formación permeable que contiene el área de drenaje por el cual el fluido fluye hacia el pozo. Este no es solamente el intervalo punzado o el espesor de formación encontrado por el pozo.

Fluido de perforación.- Es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta la barrena y regresa a la superficie por el espacio anular.

Gravedad API.- Gravedad del petróleo, determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API). A mayor gravedad API, mayor calidad del crudo y viceversa.

Índice de Productividad.- En un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo.

Penetración.- Es la longitud de penetración realizada por una cargadaza.

Presión Diferencial.- Es la diferencia entre dos presiones. Viene expresado en milímetros columna de mercurio, milímetros columna de agua o pulgadas de columna de agua.

Presión dinámica de fondo.- Esta es la presión que se desarrolla en la cara de la formación o sea en las paredes del pozo donde se encuentran los punzados. Esta se puede determinar con ensayos de formación, perfiles de presión o sensores de fondo. Su valor puede variar para pozos de cierta proximidad y afectados a la misma formación debido al daño que se haya en el volumen de la roca en las cercanías del pozo.

Presión promedio de reservorio.- Esta es la presión promedio de reservorio que se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje.

Presión.- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se define como la relación fuerza entre área.

Producción Bruta.- Producción petrolera que incluye gas natural, agua y sedimentos.

Producción Neta.- Petróleo libre de agua, gas y sedimentos.

Radio de drenaje (r_e)- Es la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión estática. Se lo llama radio de drenaje, ya que en la mayoría de los casos se asume un flujo desde el reservorio hacia el pozo.

Salmuera.- La salmuera es agua con una alta concentración de sal disuelta (NaCl). Existen ríos y lagos salados en donde no hay vida por el exceso de

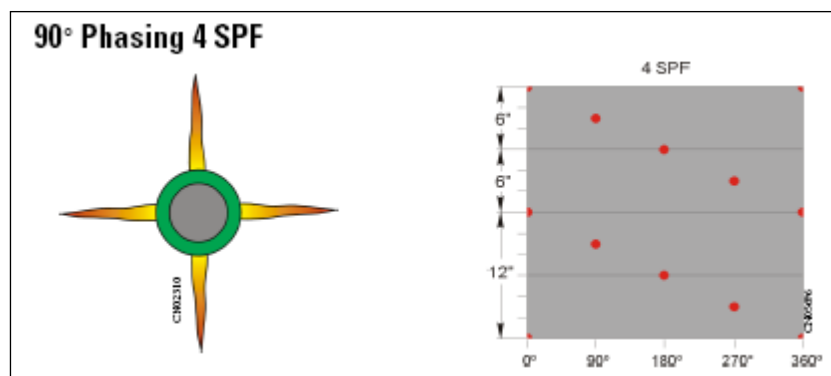
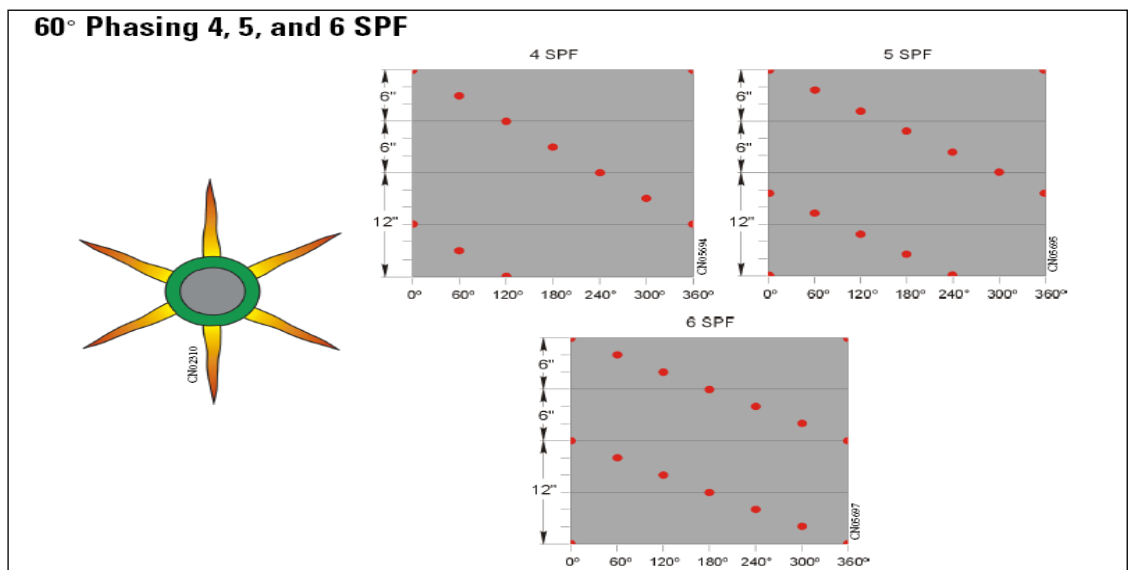
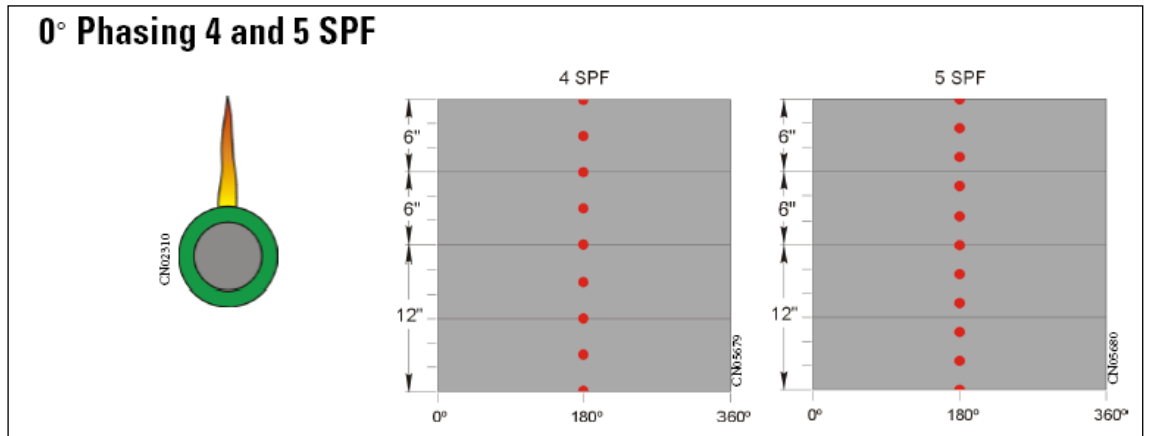
sal y de donde se extrae la salmuera, principalmente para obtener su sal evaporando el agua en salinas.

TCP.- Tubing conveyed perforating.

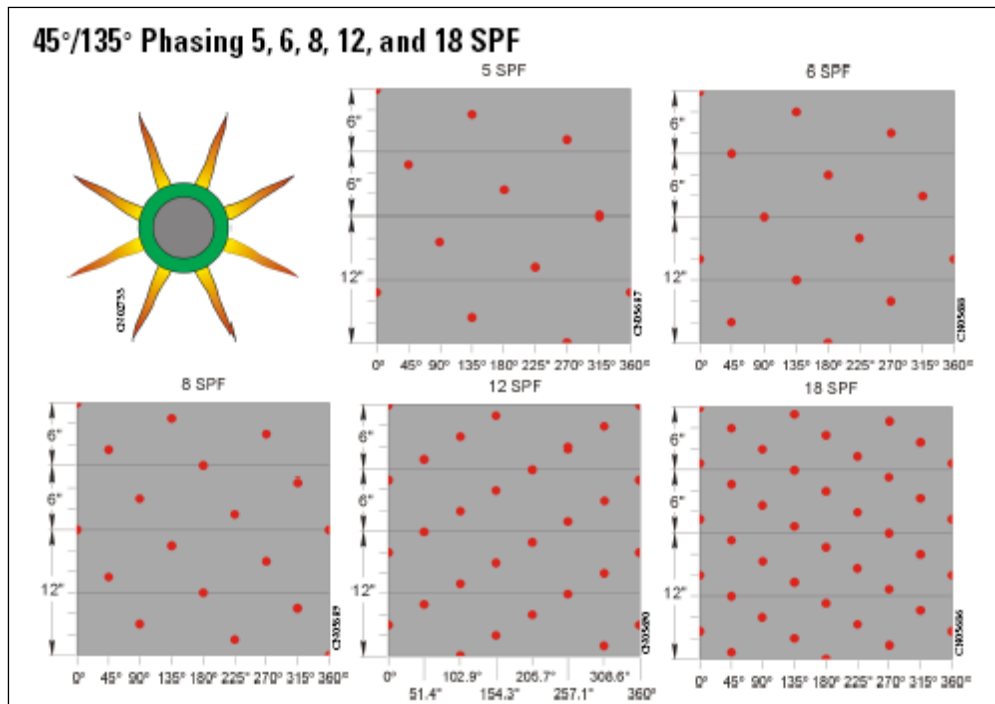
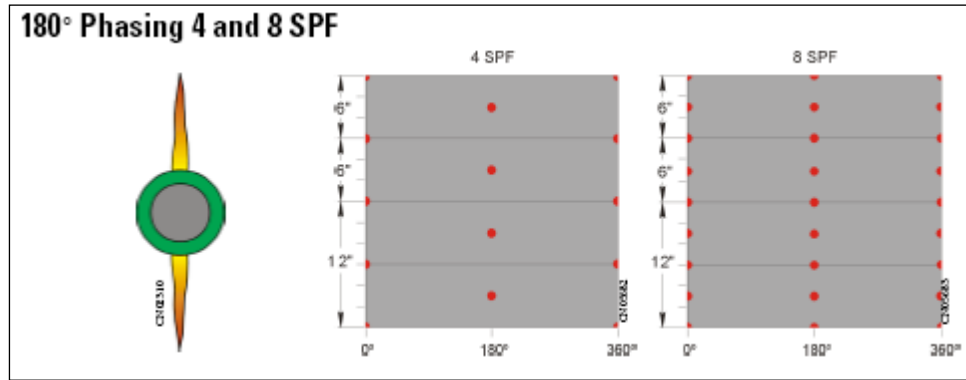
Tubería de Revestimiento.- Este es el nombre que se le da a la tubería de producción y podría estar potencialmente expuesta a fluidos del reservorio. La misma podría ser extendida hasta la superficie como una sarta integral o ser una combinación de liner de producción (7") y la tubería de revestimiento anteriormente colocada de (9 - 5/8"), el propósito de la tubería es de aislar las zonas productoras, permitir el control del reservorio, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos, gas condensados a la superficie y previene el influjo de fluido no deseados.

ANEXOS

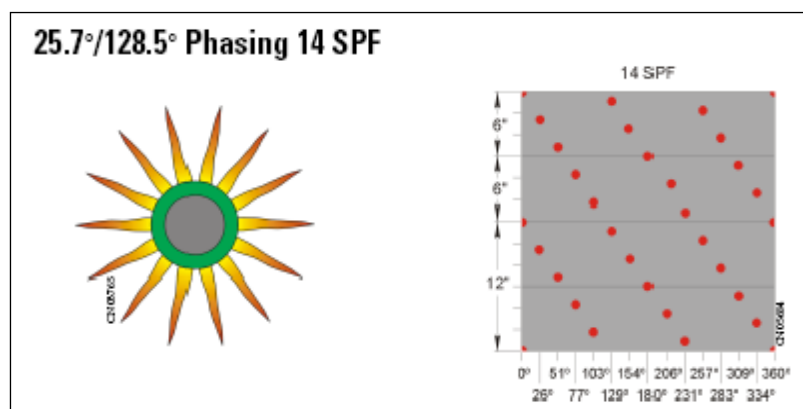
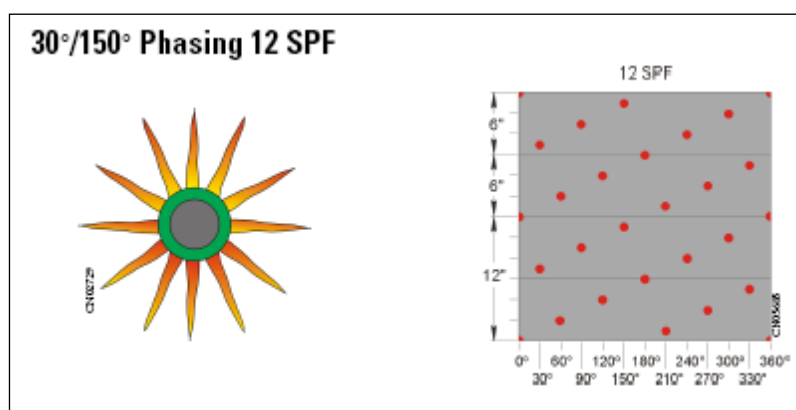
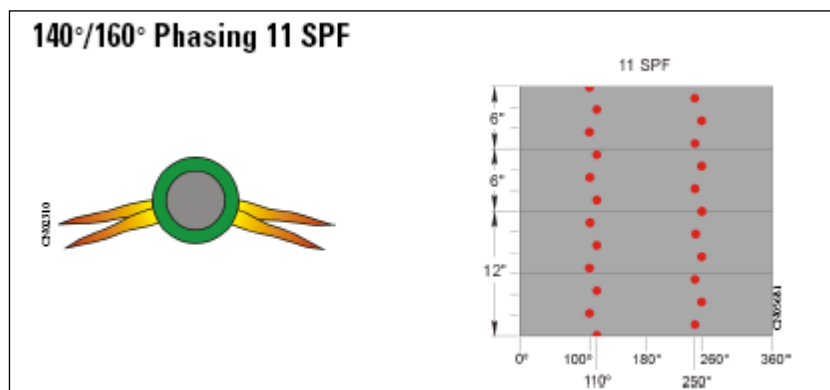
Anexo 1. Densidad de disparos por pie y disposición de las cargas, variación de las fases



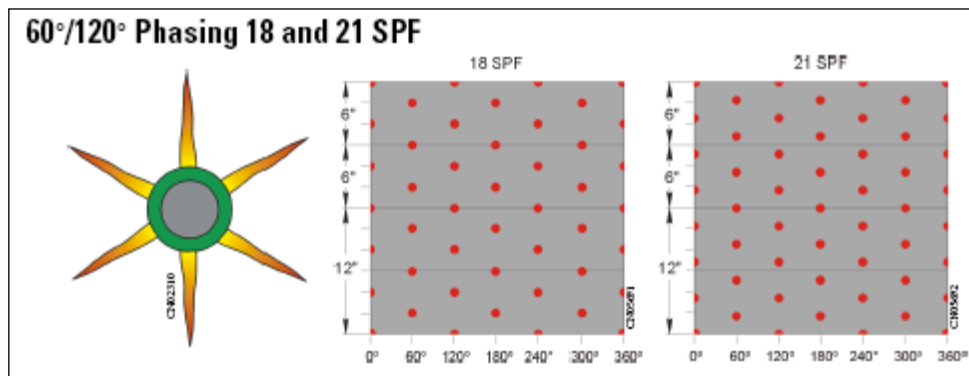
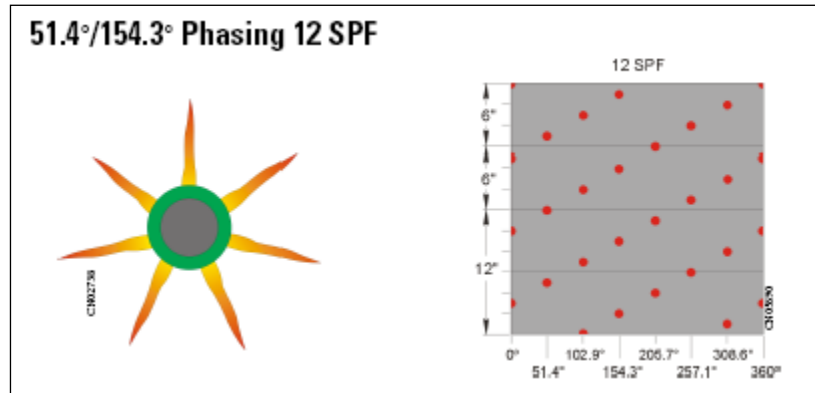
Anexo 1. Densidad de disparos por pie y disposición de las cargas, variación de las fases (continuación)



Anexo 1. Densidad de disparos por pie y disposición de las cargas, variación de las fases (continuación)



Anexo 1. Densidad de disparos por pie y disposición de las cargas, variación de las fases (continuación)



PRESIÓN DIFERENCIAL DE DESBALANCE.

Experiencias de campo demuestran que los cañoneos desbalanceados, (presión menor en el pozo contra la presión de la formación), es un método efectivo para crear perforación es abiertas y sin daño, pero tomando la precaución de evitar fallas mecánicas en la formación.

Con la ayuda de simuladores se puede crear diferentes eventos, variando presión de desbalance, y tipo de carga, por lo tanto las experiencias pasadas de campo y la selección del sistema óptimo de desbalance y cañoneo. Ya que tanto la densidad del disparo como la disposición de las cargas son factores importantes para poder conseguir el deseado incremento de producción.

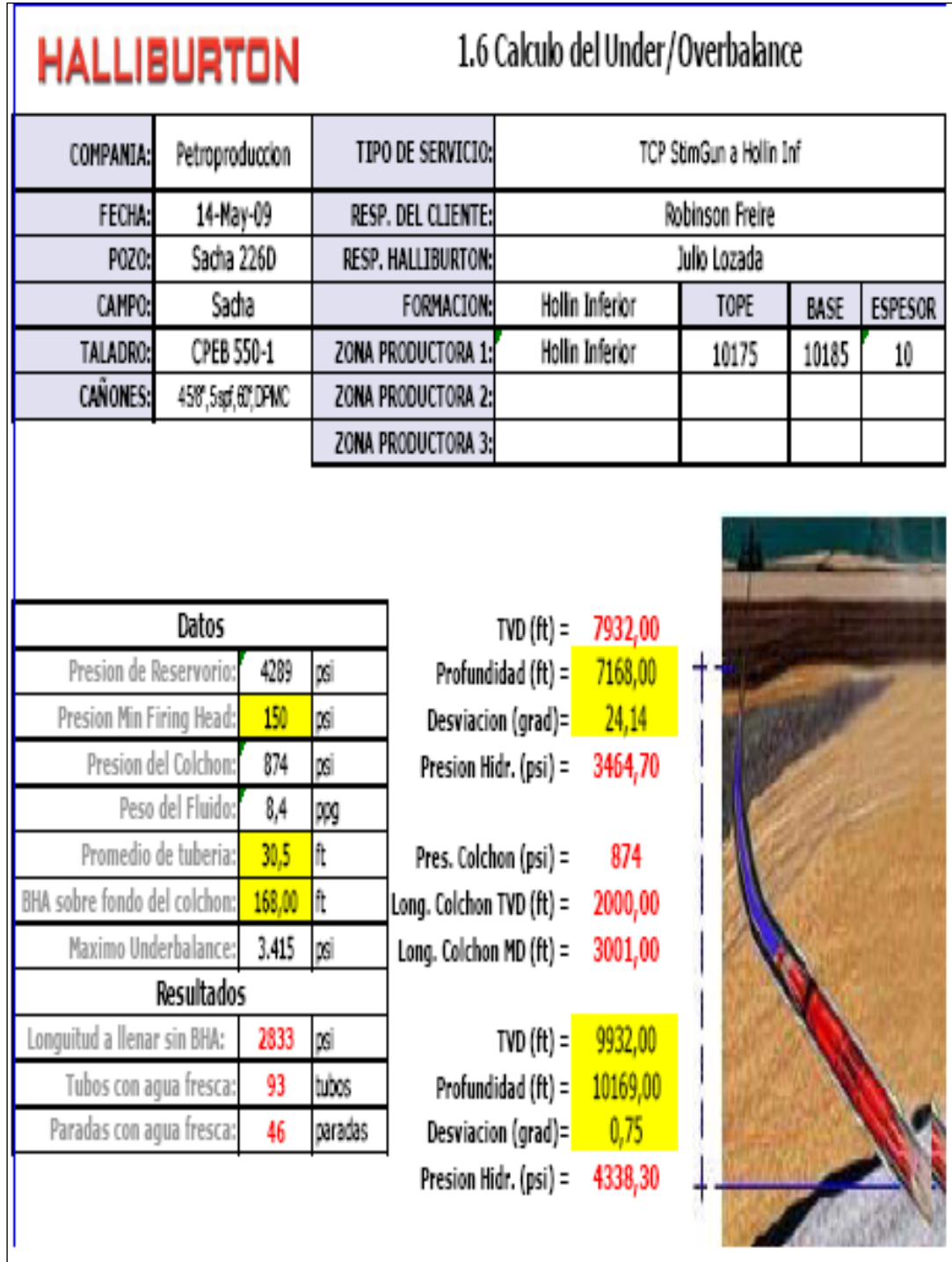
Anexo 2. Armado de los cañones

1. Se extrae la regleta porta carga para armar los cañones.



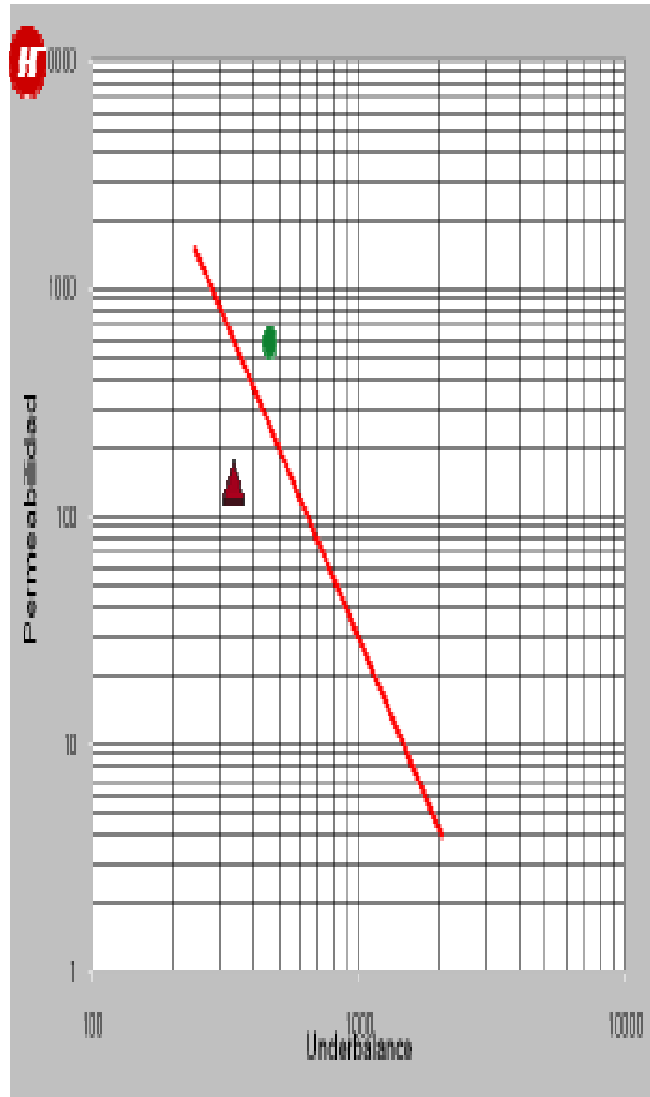
2. Ingresar el cable detonador por el extremo del porta cargas hasta sacarlo por el otro extremo.
3. Colocar la carga junto con el primarcord de la manera adecuada para asegurar que el punzado sea exitoso.

Anexo 3. Cálculo del desbalance óptimo



Anexo 3. Cálculo del desbalance óptimo (continuación)

Permeabilidad (md): 2000 Underbalance (psi): **219**



Minimo desbalance apartir de la K

• $P_{ub} = 3500/k^{\wedge}.37$ psi, for oil

210 psi

Maximo desbalance para arenas a partir de DTas > 90 mu s/ft

• $P_{as\ max\ oil} = 3,500-19(DTas)$, psi (oil)

1833 psi

Maximo Desbalance

SI DTas < 90 mu s/ft

• $P_{u\ max\ tub.} =$ max safe pressure of down hole tools and cement.

4500 psi

Recomendado Desbalance

Si no hay historial de produccion de arena

• $P_{u\ rec.} = 0.2 * P_{u\ min} + 0.8 * P_{u\ max}$

1509 psi

3642 psi

Si hay historial de produccion de arena

• $P_{u\ max} = 0.8 * P_{u\ min} + 0.2 * P_{u\ max}$

535 psi

1068 psi

Desbalance apartir de la densidad del grano

1230 psi



CRITERIO DE RESULTADOS

	UB (psi)	OBSERVACIONES
METODO 1	219	

Anexo 3. Cálculo del desbalance óptimo (continuación)

			<u>Desbalance a partir del tiempo de transito</u>
METODO 2	210		1513
			<u>Desbalance a partir de la Compresibilidad</u>
METODO 3	1833		•UB = Pf - (Overburden - 1.7*Comp. Strength)
			Presion de Formacion: 2000 psi
			Overburden: 9000 psi
METODO 4	1509 3642		Compressive Strength: 5000 psi
			1500
METODO 5	535 1088		<u>Permeabilidad estimada a partir de la</u>
			<u>Saturacion Irreductible del agua y porosidad</u>
METODO 6	1230		•K = 0.138 * (Porosidad)^4.4 / (Swi)^2
			S. Irreductible del agua: 6,4 %
METODO 7	1513		2001 md
METODO 8	1500		

Anexo 4. Ensamble de una TDF time delay fire

La cabeza mecánica consta de:

Primario explosivo HTI.



El color rojo indica la dirección a la cual debe estar colocado

Canastilla porta explosivo



Dispositivo donde se asienta el explosivo y a la vez lo centraliza para protegerlos de fricciones que podrían provocar su activación.

Anexo 4. Ensamble de una TDF time delay fire (continuación)

Primacord, booster



Se puede observar que dentro del tubo de diámetro pequeño se coloca primacord, en los extremos se coloca un booster, en un extremo se deja 1 $\frac{3}{4}$ " de cable libre incluido el booster y en el otro de 1 $\frac{3}{4}$ " sin booster estas medidas se las deja por cuanto se considera la cobertura del equipo y se trata de que el cable detonador pase también hasta las uniones.



Colocar la cabeza mecánica de la siguiente manera:

Es necesario conocer el batch que tiene la cabeza mecánica y esto se define por el número de pines existentes para lo cual se conoce que cada pin tiene una resistencia de presión máxima de actuación de 6905 psi,

Se posiciona nuevamente el fire dentro del tubing de la cabeza mecánica.

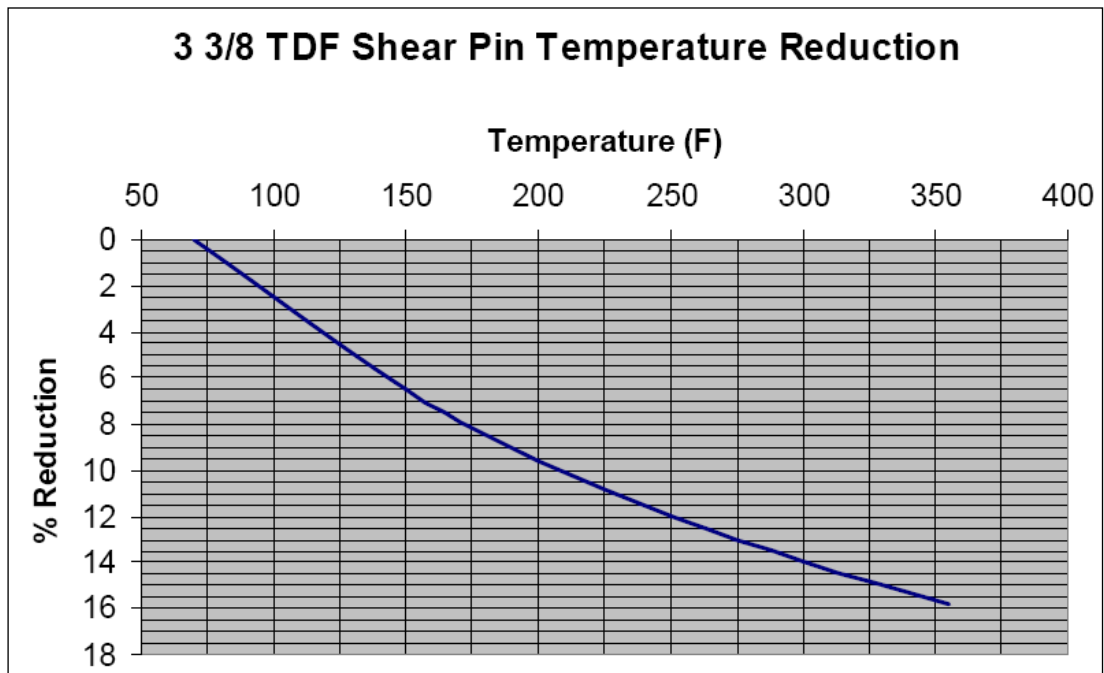
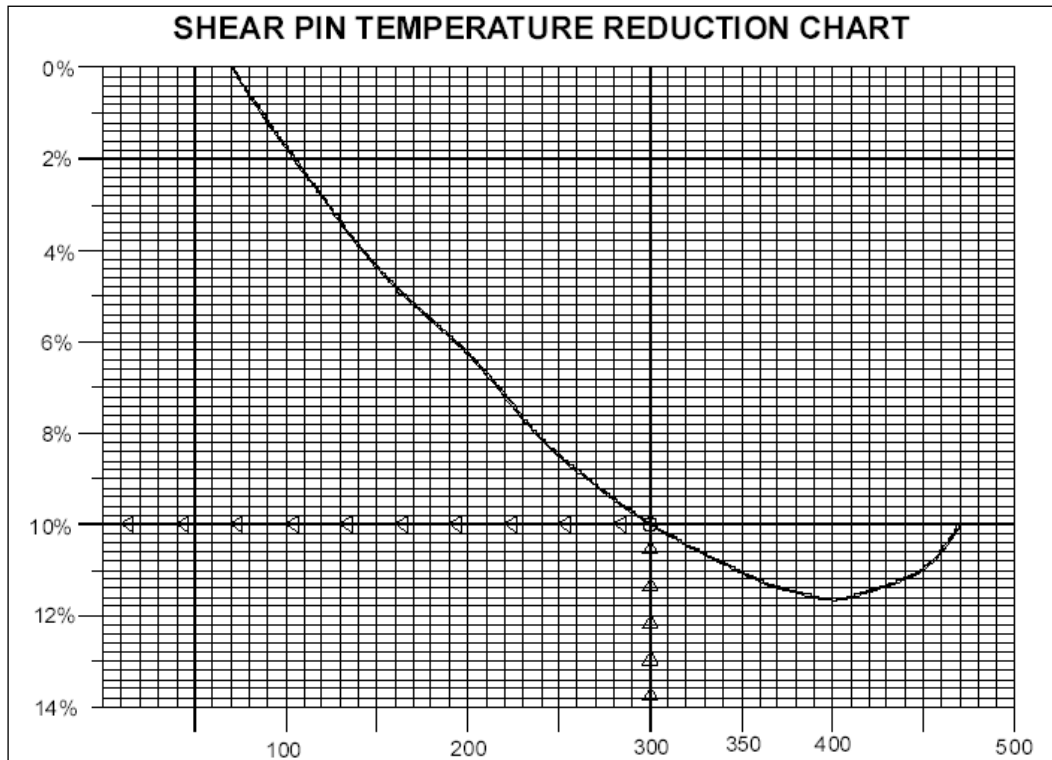
Anexo 4. Ensamble de una TDF time delay fire (continuación)

CÁLCULOS Y PROCEDIMIENTOS DE PINADO RETARDADOR DE DISPARO (TDF)

HALLIBURTON			
LISTA DE CHEQUEO T.C.P			
CÁLCULOS Y PROCEDIMIENTOS DE PINADO RETARDADOR DE DISPARO (TDF)			
POZO:	Guanta 19D	FECHA:	23-Jun-09
		TIPO DE SERVICIO:	SurgePro TCP Millennium
PASO 1 : Información del pozo requerida		PASO 2 : Cálculos Hidráulicos	
A.	BHT = 220 °F	A.	Hidrostatic @ Plug back = 4586 psi
B.	TVD @ Plug Back = 10510 ft		Hidrostatic @ Perforacion = 4579 psi
	TVD @ Perforados = 10494 ft	B.	Presion de Formacion = 2200 psi
C.	Tipo de Fluido y Peso en Csg = H2O y 8.4 ppg		Presion de Desbalance = 1313 psi
	Tipo de Fluido y Peso en Tbg = H2O y 8.4 ppg		Hidrostatica del Colchon = 887 psi
D.	Max. Presion de superficie = 5000 psi	PASO 3 : Presiones Anticipadas	
E.	Max. Presion en otras Herramientas = 0 psi	A.	Max. Presion Anticipada @ Plug Back = 5336 psi
F.	Pruebas de presión = 750 psi		Max. Presion Anticipada @ Perforacion = 5329 psi
	Pruebas de tubería	PASO 5 : Safety Factor	
G.	Romper Circulacion = 0 psi		Factor de Seguridad = 400 psi
PASO 4 : Calculo de Presion/Pines			
	Batch # = 49	NOMINAL =	505,87 psi/pin
	Psi/Pin = 545	MAXIMO =	531,16 psi/pin
	% Reduccion = 7,16	MINIMO =	480,56 psi/pin
PASO 6 :			
	Maxima Presion Anticipada + Factor de Seguridad @ Plug Back =	5736 psi	Numero de Pines = 11,94
	Maxima Presion Anticipada + Factor de Seguridad @ Perforacion =	5729 psi	Numero de Pines = 11,92 12
<p><i>Nota : Ocho (8) pines es el mínimo número con el que el TDF de 2 1/2 " y 3 3/8 " debe ser armado. Contacte al PSL o a tecnología antes de correrlo con menos de ocho (8) pines.</i></p>			
PASO 7 :		<p><i>Múltiplice el número de pines del paso 6 por el nominal psi/pin del paso 4 para obtener la presión nominal actuante y calcule las presiones actuantes +/- 5%.</i></p> <p><i>NOTA: Si la presión nominal actuante sobrepasa los 16.000psi, la máxima presión actuante</i></p>	
	Presion NOMINAL de actuacion =	6070 psi/pin	
	Presion MAXIMA de actuacion =	6374 psi/pin	
	Presion MINIMA de actuacion =	5767 psi/pin	
PASO 8 : Chequee el factor de seguridad			
	Presion MINIMA de actuacion =	5767 psi	
	Max. Presion Anticipada @ Plug Back =	5336 psi	Safety Factor = 431 psi
	Max. Presion Anticipada @ Perforacion =	5329 psi	Safety Factor = 438 psi
<p><i>Si el factor de seguridad es menor al considerado vaya al paso 6, adicione 1 pin y recalculé los pasos 7 y 8.</i></p>			
PASO 9 : Presión Requerida en superficie para actuar el TDF			
<p>Para determinar la presión requerida en superficie para actuar el TDF, reste la hidrostática de la tubería de la presión actuante máxima. Sume 500 psi a este valor y obtendrá la presión en superficie requerida. Los 500 PSI permite por inexactitud de ma</p>			
	Presion MAXIMA de actuacion =	6374 psi	
	Presion MINIMA de actuacion =	5767 psi	
	Hidrostatica a los punzados =	4579 psi	
	Inexactitud de manómetros =	200 psi	
	Max. Surface Pressure =	1995 psi	
	Mim. Surface Pressure =	1388 psi	

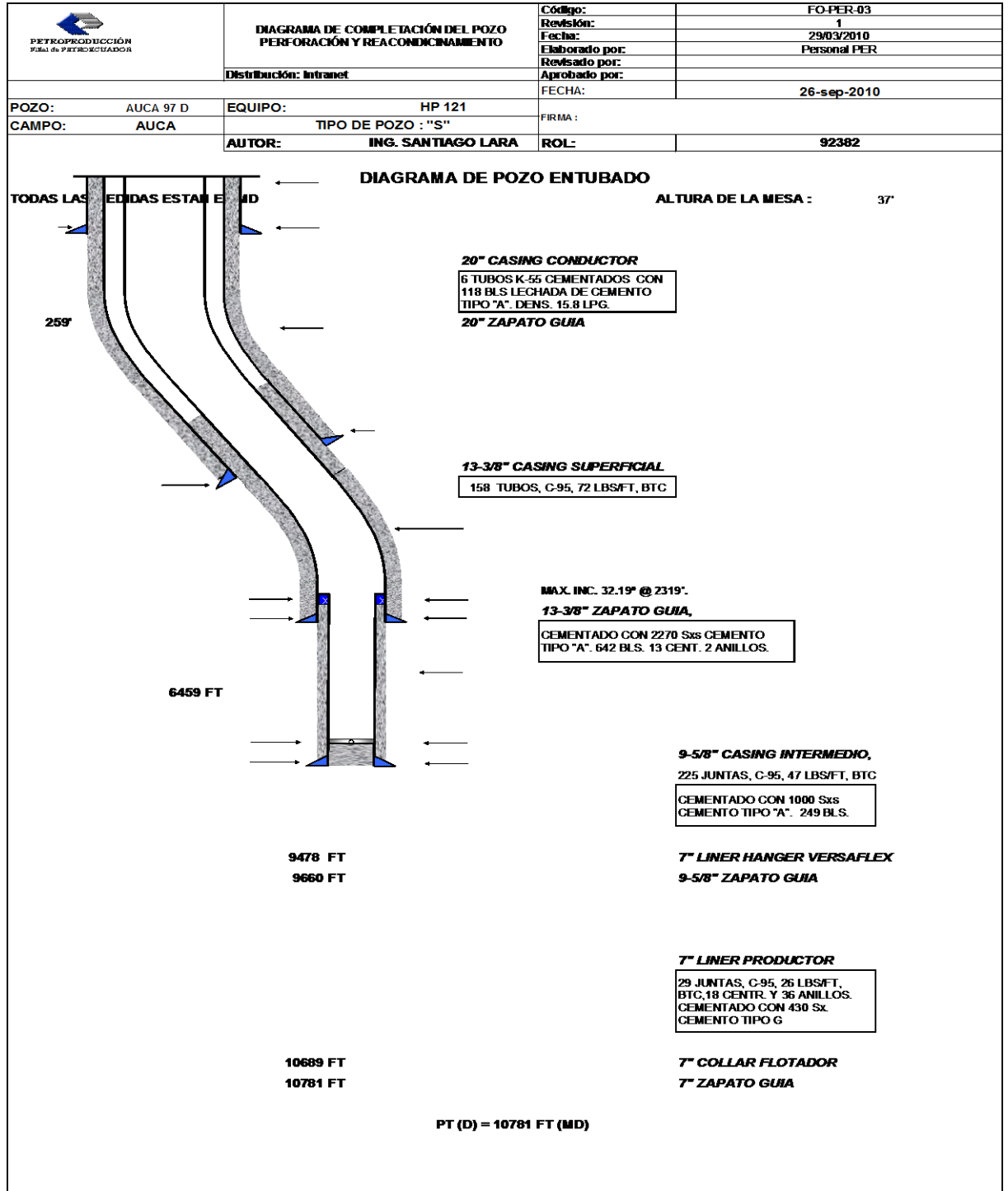
Anexo 4. Ensamble de una TDF time delay fire (continuación)

CÁLCULOS Y PROCEDIMIENTOS DE PINADO RETARDADOR DE DISPARO (TDF)



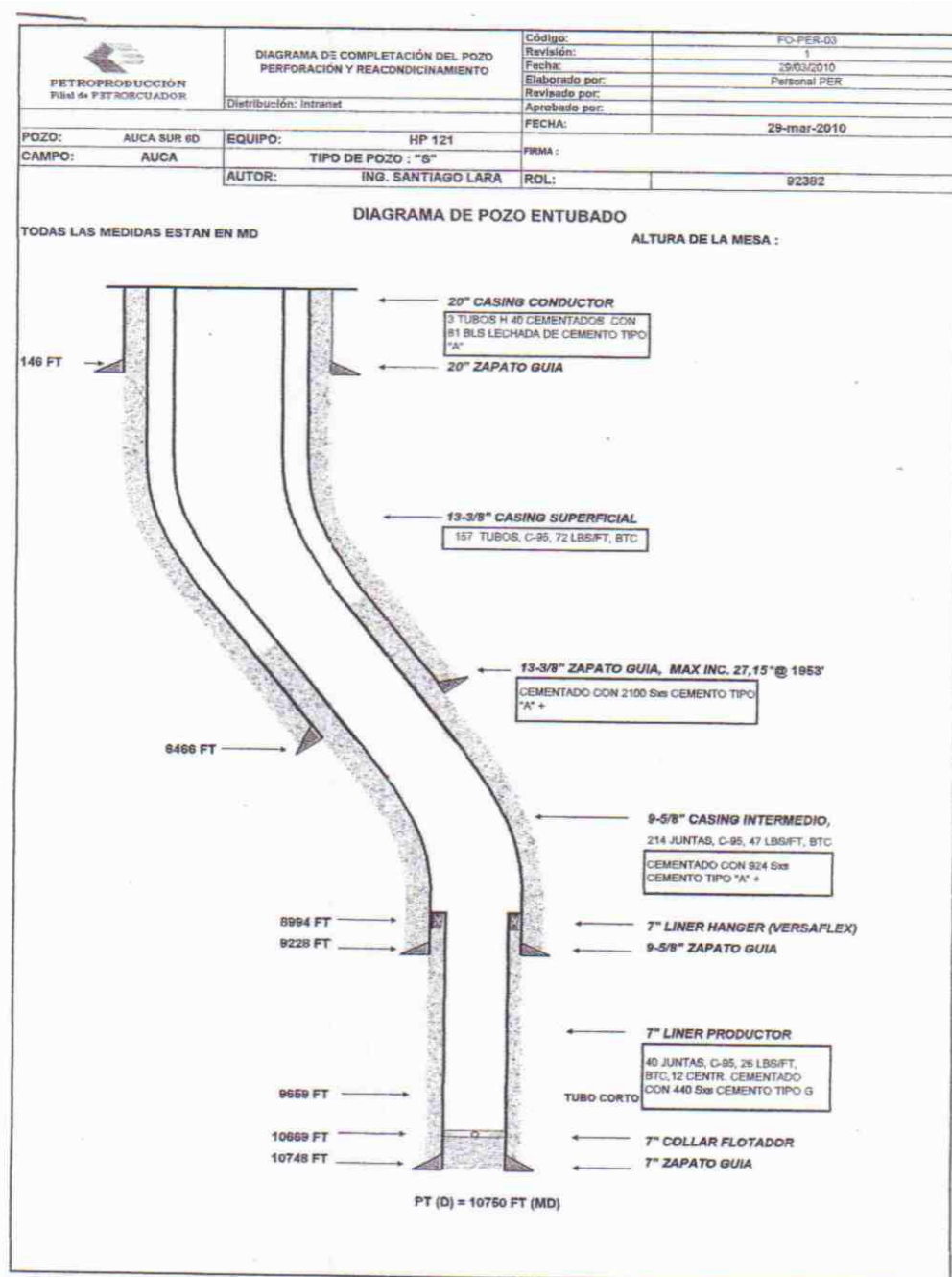
Anexo 5. Diagramas de completación de los pozos

DIAGRAMA POZO AUCA 97D



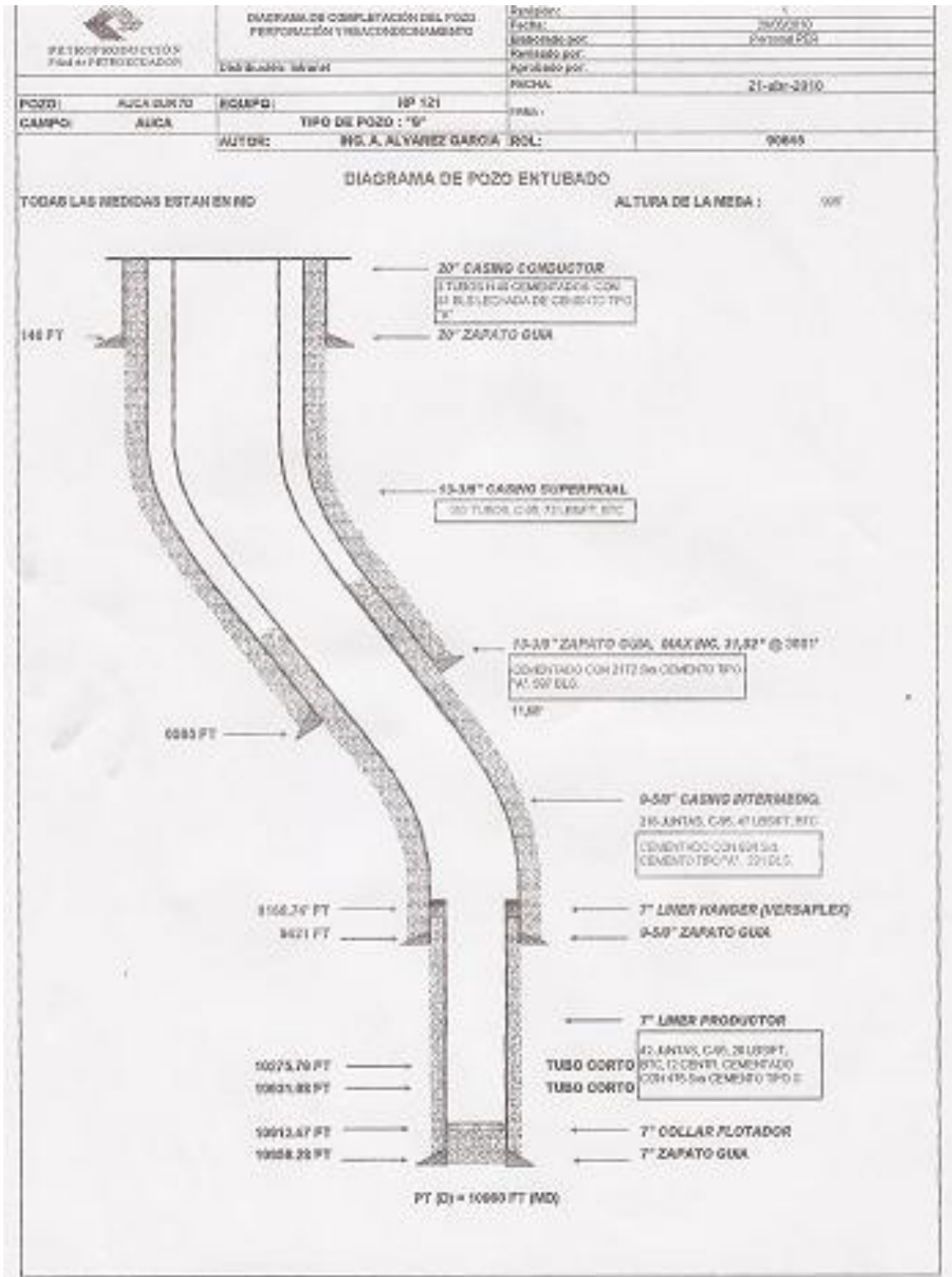
Anexo 5. Diagramas de completación de los pozos (continuación)

DIAGRAMA POZO AUCA SUR 6D



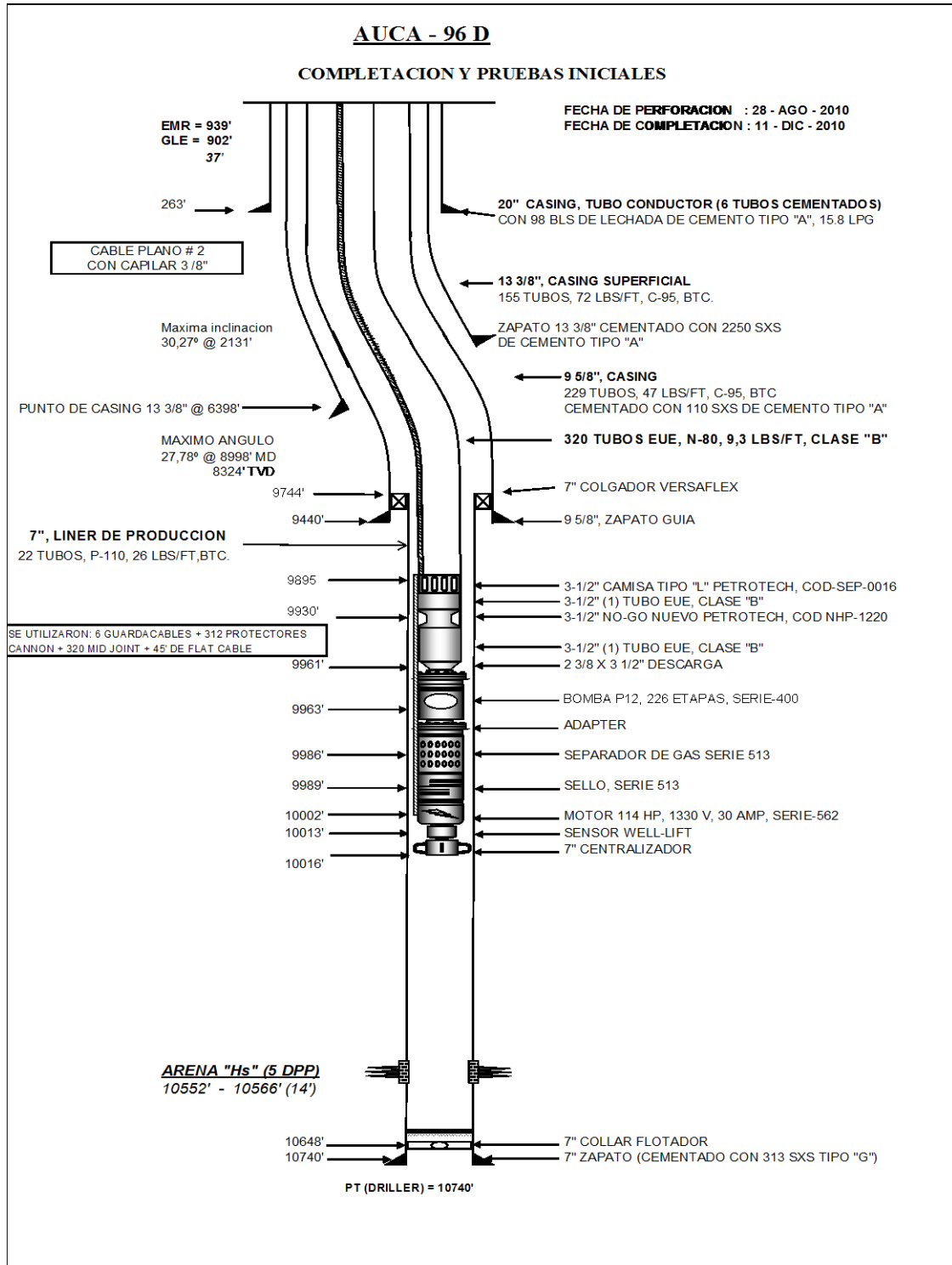
Anexo 5. Diagramas de completación de los pozos (continuación)

DIAGRAMA DEL POZO AUCA SUR 7D



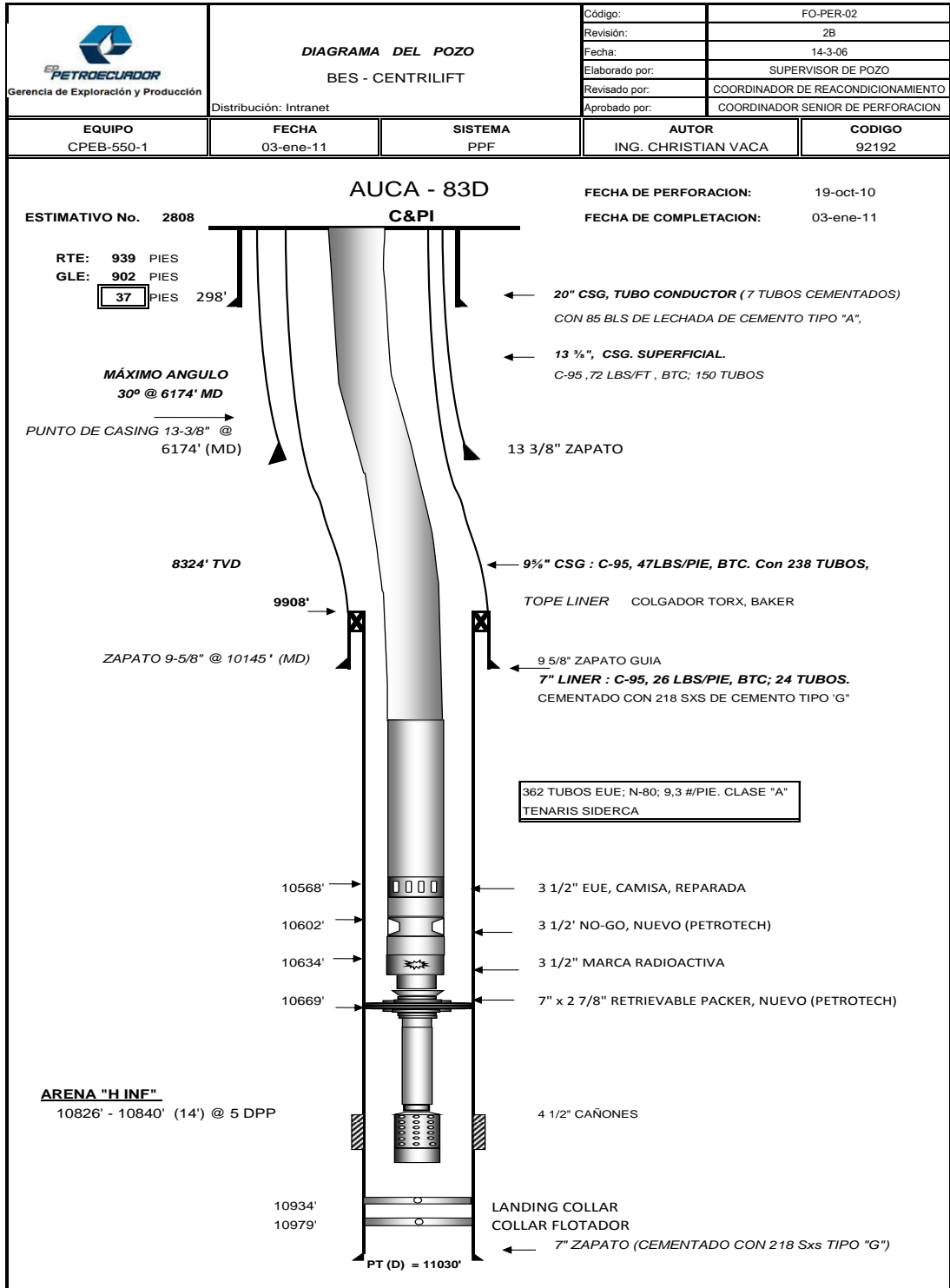
Anexo 5. Diagramas de completación de los pozos (continuación)

DIAGRAMA POZO AUCA 96D



Anexo 5. Diagramas de completación de los pozos (continuación)

DIAGRAMA POZO AUCA 83D



Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148)



SPE 38148

A Simple Method for Estimating Well Productivity

James E. Brooks, SPE, Schlumberger Perforating and Testing

Copyright 1997, Society of Petroleum Engineers, Inc.

This paper was prepared for presentation at the 1997 SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 2-3 June 1997.

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax 01-972-952-9435.

Abstract

We present a simple method for estimating the well productivity of a natural completion. The method gives quick, accurate estimates of productivity that agree well with established finite-element calculations. We show that three nondimensional groups—determined by the major governing parameters: penetration length, shot density, perforation tunnel diameter, permeability anisotropy, wellbore damage length and perforating damage—control most of the functional dependence of well productivity. One practical application of the method is in selecting the best perforating system from a suite of alternatives. The analysis is also useful in determining economical trade-offs between marginal increases in productivity and contemplated improvements in any of the perforating parameters (perforation length, shot density and tunnel diameter).

Introduction

Researchers have been devising various methods for estimating well productivity from a perforated formation for many years.¹⁻⁴ Most methods assume that the flow in the permeable formation can be modeled by potential theory, that is, as a solution to Laplace's equation, subject to particular boundary conditions. An oft-quoted study is that of Tariq,³ who used a finite-element method to solve numerically the well flow over a wide range of perforating and formation parameters. These results were later reduced to a series of analytical approximations by Karakas and Tariq⁴ that now serve as the basis for two commercially available computer codes^{5,6} that are in common use today.

Although useful in estimating well productivity and in assessing trade-offs between different gun systems, the computer analyses sometimes tend to obscure insight to the relative importance of the various competing parameters. Nondimensional analysis can often be of great use in these situations by grouping together the most important parameters to reveal the underlying functional dependencies. And that is the purpose of this study.

Basis of the Method

The method assumes that the dominant variables determining productivity are: perforation length (P), shot density (N), diameter of the perforation tunnel (d), anisotropy or ratio of horizontal permeability to vertical permeability of the formation (α), diameter of the wellbore (D), length of local wellbore damage (L), and the damage caused by the perforating jet (b_c). The method assumes that there is no appreciable difference in productivity caused by the phasing of the gun, as long as the perforations are distributed along a spiral pattern. Both the wellbore damage and the perforating damage (the local impairment to permeability caused by the perforating jet) are initially assumed to be zero. Later on, we show that these effects can also be included as part of the analysis.

No Damage. Before considering the general case of wellbore and perforating damage, consider the simpler situation of no wellbore damage ($L = 0$) and no perforating damage ($b_c = 1$). We define the productivity ratio (PR) in the conventional way as the ratio of the actual flow through the perforations, Q , to that of the flow, Q_D , into an open hole having a diameter equal to the wellbore, D , as

$$PR = Q/Q_D \dots\dots\dots (1)$$

We also define a maximum productivity ratio, PR_{∞} , based on the flow, Q_{∞} , into the wellbore of an idealized gun having penetration, P , and an infinite shot density (i.e., $N \rightarrow \infty$). Such a gun—if there were such a thing—would enlarge the wellbore to a diameter ($D + 2P$). The productivity ratio from this ideal gun is the absolute maximum flow that a gun with a prescribed penetration could ever produce, and is given by

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148) (continuación)

$$PR_{\infty} = Q_{\omega}/Q_D = \ln(D_f/D) \ln[D_f(D + 2P)] \dots \dots \dots (2)$$

where D_f is the estimated diameter of the formation reservoir.
By way of illustration, the maximum productivity ratio for various penetration lengths is plotted in Fig. 1 for a reservoir 1320 ft in diameter and a wellbore diameter of 8.62 in.

Using the ratio of the two productivities from Eqs. 1 and 2, we can define a *productivity efficiency* (or normalized productivity) as PR/PR_{∞} , which will have values ranging between 0 and 1 (zero to 100% efficiency, respectively), depending on the particular perforation and formation parameters. We will use this normalized productivity ratio to calculate the efficiency of perforating guns.

In the next step, we assume that the productivity efficiency is a simple function of the nondimensional parameter,

$$\beta_P = PN\sqrt{\alpha} \dots \dots \dots (3)$$

This particular form is suggested by the scaling properties of potential flow theory (see Appendix). It is nondimensional because P has units of length and N has units of inverse length. β_P can be interpreted as a nondimensional penetration length. Alternatively, it can be interpreted as accumulative perforating length ($P \times N$) per unit length of gun. The scale factor, $\sqrt{\alpha}$, is necessary to account for the anisotropy between horizontal and vertical flow paths.

To support our contention, we compare calculations done with the computer program SPAN^{*},⁵ which is based on a combination of finite-element calculations and the analytical approximations done a number of years ago by Tariq and Karakas.⁴ Using the program, we calculated the normalized productivity for a wide range of conditions: formation penetrations of 3, 6, 9, 12, 15 and 18 in.; shot densities of 1, 2, 4, 8 and 12 shots per ft; tunnel diameters of 0.31, 0.61 and 0.92 in.; and ratios of anisotropy of 1, 10 and 50. For these calculations the wellbore diameter was taken to be 8.62 in., the reservoir was 1320 ft in diameter and the gun had 45-degree phasing. The wellbore and perforating damage were assumed initially to be zero. The result of the 270 different calculations without normalization or nondimensionalization is shown in Fig. 2. Note the seeming incoherence of the data.

The results are quite different after we normalize the same data and plot them against the nondimensional parameter, β_P , as shown in Fig. 3. The calculated results now tend to cluster along a common curve, tending to support our premise that normalized productivity can be simply modeled by this nondimensional parameter. The relationship, however, is not altogether perfect, as can be seen by the small scatter, which appears to have some pattern to it.

By itself, the nondimensional parameter, β_P , does not account correctly for distortions in perforation hole size when the perforation is scaled for anisotropy. The scale factor, α , causes the cross section of the perforation tunnels to distort

when comparing the flows with different anisotropies, which, in turn, causes the average hole diameter (and, consequently, the productivity) to be overestimated when equated to a homogeneous formation ($\alpha = 1$).

Effect of Hole Size. The hole size can be accounted for by a second nondimensional group, as suggested by Muscat¹ many years ago, which can be interpreted as a nondimensional hole size or, alternatively, as an accumulative hole size ($d \times N$) per unit length of perforating gun (see Appendix):

$$\beta_d = dN/\alpha^{1/4} \dots \dots \dots (4)$$

Again, the scale factor, α , accounts for the anisotropic flow paths, but hole size is now scaled properly. It turns out that a good fit to the data is given by a particular product of the two nondimensional parameters:

$$\beta_0 = \beta_P \sqrt{\beta_d} \dots \dots \dots (5a)$$

$$= [PN\sqrt{\alpha}] [\sqrt{Nd/\alpha^{1/4}}] \dots \dots \dots (5b)$$

$$= P N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \dots \dots \dots (5c)$$

Fig. 4 shows this relationship for the same range of calculation parameters used in Fig. 3.

The tight grouping of the 270 data points along a common line in Fig. 4 supports our contention that this form of the two nondimensional parameters can be treated as the single dependent variable in determining productivity efficiency.

A good fit to this curve can also be approximated by the equation

$$PR/PR_{\infty} = 0.97[1 - \exp(-\beta_0/4.4)^{0.38}] \dots \dots \dots (6)$$

The average difference between the value of PR/PR_{∞} given by the approximation and the SPAN calculation is about 0.011, and the maximum difference at any one point is about 0.038. The form of the equation was picked to give a correct asymptotic value as β_0 approaches zero. As a side note, we could get a slightly better fit to the SPAN values, particularly at the smaller β_0 values, by not requiring the function to pass through zero as $\beta_0 \rightarrow 0$, but this would perhaps be gilding the approximation lily.

Also of note, for larger values of β_0 the data points tend to an asymptotic value of about 0.97, a bit less than the ideal value of 1. This is because the 45° phasing used in the calculations—in the limit of infinite shot density—gives only approximate, not perfect, radial flow. The more phasing planes the perforations have, the more radial the flow pattern and the closer the asymptotic value should approach the ideal value of 1. Accordingly, we would expect slightly different asymptotes for other values of gun phasing. For example, the asymptotic value for 90° phasing is about 0.95 and for 120° phasing about 0.93, both slightly less because they have fewer perforating directions and therefore deviate a bit more from perfect radial flow.

* Mark of Schlumberger

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148) (continuación)

Effect of Crushed Zone. An undesirable side effect of the jet penetration process is the creation of a crushed zone around the perforation tunnel. This is a region of impaired permeability caused by compacting and fracturing the sand grains as the jet impacts the rock. We can define a third nondimensional group to account for the crushed zone:

$$b_c = 1 + (k/k_c - 1) \ln(1 + 2t_c/d) \dots\dots\dots (7)$$

where k_c is the impaired permeability in the crushed zone, k is the unimpaired permeability, d is the diameter of the perforation tunnel and t_c is the thickness of the crushed zone. The term $(b_c - 1)$ is recognized, more conventionally, as the perforating skin associated with the crushed zone of a single perforation. With this expression, we implicitly assume that a formation that has anisotropic permeability will retain that same anisotropic relationship in the crushed zone.

We can combine the effect of the crushed zone with the other two nondimensional parameters to obtain a more complete description of the productivity efficiency. It turns out that a good fit to the data is given by combining the β_0 value given in Eq. 5 (no crushed zone, no wellbore damage) with a particular combination of the nondimensional crushed-zone factor, viz.,

$$\beta(L=0) = \beta_0 b_c^{-1} / (1 + b_c/\beta_0) \dots\dots\dots (8a)$$

$$= P N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1} \dots\dots\dots (8b)$$

$$\text{where } \beta_c = b_c(1 + b_c/\beta_0) \dots\dots\dots (8c)$$

Fig. 5 demonstrates the fit of the data using the nondimensional groupings given in Eq. 8. The 150 calculation points are for various nondimensional crushed zone parameters using the same range of penetrations and shot densities as in Fig. 3. We see that the new data points with perforating damage fall on top of the previous ones without damage, supporting our particular choice of nondimensionalization.

For these calculations the perforation diameter and formation anisotropy were fixed at $d = 0.62$ and $\alpha = 1$. A few spot checks at different diameters and other crushed zone parameters show that the same functional relationship holds. This does not seem to be true, however, if the formation is anisotropic. Evidently, neither the SPAN⁵ analysis nor the analysis of Karakas and Tariq⁴ treat a crushed zone with directionally different impaired permeabilities and, as a result, they tend to overestimate the flow in these situations.

Effect of Wellbore Damage. We can now generalize the results by considering a formation with some damage around the wellbore, such as that brought on by fluid invasion during drilling. In the damage zone, the permeability, k_d , can be reduced significantly from the virgin permeability, k , outside the zone. If, for example, the damage is total, then there is no flow in the damaged zone. This flow situation is equivalent to the flow from perforations of depth $(P - L)$ with a wellbore of diameter $(D + 2L)$ (see Fig. 6). Therefore, similar relationships apply as the zero damage case, except now P is

replaced by $(P - L)$ in Eq. 3 and D is replaced by $(D + 2L)$ in Eq. 2.

A more general treatment of wellbore damage where the zone is partially damaged is also possible. If the total length of the damage zone is given by L , then we can calculate an effective damage length, L' , in the area A_L between the wellbore and the outer edge of that damage as

$$L' = L \int_{\frac{D}{2}}^{\frac{D}{2} + L} [1 - k_d(r)/k] 2\pi r dr / A_L \dots\dots\dots (9)$$

Analogously, the penetration is equivalently reduced by $(P - L')$ and the wellbore diameter is increased by $(D + 2L')$. Eq. 9 is a generalization of the one used by Karakas and Tariq⁴ for modeling the effect of the damage zone where the perforation extend beyond the damage ($P > L$). Note that the damage-zone permeability does not have to be constant. If $k_d(r)/k = (r - D/2)/L$, and, say, $L = D$, then $L' = 0.42L$, as an example.

General Productivity Relationships. We can now generalize the relationship by including wellbore damage. The same functional relationship given in Figs. 4 and 5 obtains, except β_P is replaced by the more general

$$\beta_P = (P - L')N/\alpha \dots\dots\dots (10)$$

The nondimensional hole size, β_d , is not affected by the wellbore damage; the perforating damage, β_c , however, is, and is given more generally as

$$\beta_c = b_c[1 + b_c/(\beta_P\sqrt{\beta_d})] \dots\dots\dots (11)$$

where β_P is now modified for wellbore damage. PR_{∞} must also be changed to

$$PR_{\infty} = Q_{\infty}/Q_D = \ln[Df(D + 2L')]/\ln[(Df(D + 2P))] \dots\dots (12)$$

And finally, combining all three parameters, we obtain the more comprehensive form of the nondimensional grouping as

$$\beta = \beta_P \sqrt{\beta_d} \beta_c^{-1} = (P - L') N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1} \dots\dots\dots (13)$$

and the approximate productivity efficiency as

$$PR/PR_{\infty} = 0.97[1 - \exp(-\beta/4.4)^{0.38}] \dots\dots\dots (14)$$

To estimate productivity, we would first calculate β , then estimate the productivity efficiency, PR/PR_{∞} , either from Fig. 4 or Eq. 14, and multiply finally by PR_{∞} from Eq. 12 to get the productivity ratio, PR .

Method Limitations. From Eqs. 10–14 and the strong correlation shown in Figs. 3–5, it appears that the nondimensional relationship between productivity and β is quite general. There are some limitations, however. First, the gun phasing must be spiral, so these results cannot be applied directly to zero or +/- phased guns. Second, the calculations are for 45° phasing. We expect that the exact shape of the curve would change slightly for other gun phasings. And

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148) (continuación)

third, the results do not apply to the situations where the wellbore damage extends beyond the end of the perforation.

Discussion

There are several key points to make about the productivity relationships developed in the last section.

Gun Performance Effectiveness. The relationship given in Figs. 4 or 5 can be viewed as an efficiency curve that depends upon both the performance parameters of the gun system and the formation parameters of the reservoir.

The effectiveness of the perforating job depends on where you are on the efficiency curve. The most effective flow situations occur for higher values of β . For a β equal to about 100, the gun should operate with better than 90% efficiency in that particular reservoir. Such a gun system could be considered quite efficient in delivering flow. As a consequence, there are only diminishing gains to be had by increasing shot density or penetration because the perforating job is already near maximum efficiency.

On the other hand, the perforating job will be relatively inefficient if β is less than 10. If, for example, β is approximately 1, then the gun has only about a 42% efficiency rating. In this case, increasing shot density and/or penetration could improve the flow substantially. For example, if we were to double the shot density, the gun would now be about 55% efficient and return a corresponding 30% increase in productivity.

Penetration versus Shot Density. One trade-off that often presents itself is choosing between perforating guns with different shot densities and penetrations. We can use our analysis to rank the relative importance of the two perforating variables for equal percentage increases.

Note that the productivity ratio is a product of two monotonically increasing functions, one (PR_w), a function of penetration only, and the other (PR/PR_w) a function of both penetration and shot density. The maximum productivity ratio increases logarithmically with P ; the productivity efficiency first increases rapidly with ($P \times N^{3/2}$), eventually reaching an asymptotic value slightly less than 1 and not changing much with either perforating parameter.

It is not obvious at first glance which effect is more important. We can, however, deduce from the slopes of the two curves that, if there is no wellbore damage ($L = 0$), for an equal percentage change in penetration and shot density that

- (a) If $\beta < 10$ (the steep part of the curve), shot density is more important than penetration.
- (b) If $\beta > 10$, penetration is slightly more important than shot density.

If there is moderate wellbore damage present, however, penetration will almost always be more important than shot density for equal-percentage increases. And, in all situations, the gun system with the higher PR should give the better flow.

As a practical matter, however, we are limited in what

gains can be achieved with penetration alone, particularly for small guns, even with premium shaped charges. In these cases, shot density may offer an attractive solution because higher shot densities are often available, and shooting a zone more than once to increase production efficiency may be economically feasible.

Penetration versus Hole Size. Penetration and shot density are clearly important for a natural completion; one has a proportional effect on β , the other a 3/2-power effect. But what about hole size, which has only a square-root effect? Using conservation-of-energy arguments, we can show that hole size is almost never important, particularly if in gaining hole size we sacrifice penetration. We do this by recognizing that there is a relationship between the explosive mass, the kinetic energy of the perforating jet, and the total volume of the perforation tunnel (including crushed zone):

$$\begin{aligned} \text{Explosive mass} &\propto \text{Jet kinetic energy} \propto (d + 2t_c)^2 P \\ \text{If there is no perforating damage } (t_c = 0), \text{ then} \\ d &= \text{constant} \sqrt{\frac{\text{Explosive mass}}{P}} \dots\dots\dots (15) \end{aligned}$$

In optimizing a perforator, gains in hole size are at the expense of penetration for a fixed explosive mass. For example, a 10% increase in hole size sacrifices about 20% of the penetration, which from Eq. 13 is a poor exchange, because the net β would be reduced by 15%.

Another reason not to emphasize hole size when selecting a perforating gun for a natural completion is that perforating jets that make larger holes are more damaging to the formation, producing higher perforating damage skins. So whatever small, marginal improvement in β we might gain with a large hole may be more than lost because of a lack of perforating cleanup (i.e., larger accompanying β_c). This is explained further in Ref. 7.

As a final note, we have sized the perforation by its tunnel diameter rather than its entrance hole in the casing. We do not believe that the two are particularly strongly correlated. The casing entrance hole is formed by a small portion of the perforating jet, which is not necessarily related to the remainder of the jet that actually penetrates the formation. Rather than using entrance hole, a stronger overall measure of tunnel diameter is to relate it to explosive mass and penetration length, as we have done in Eq. 15.

Variable Penetration Lengths. The interpretation of β_p as an accumulative penetration suggests that our method can also treat certain types of uneven perforations, such as those with a pattern that repeats itself every revolution. A gun shot eccentric in a casing, for example, will produce this type of pattern. Our β_p would now be calculated by summing the individual perforation lengths. This turns out to be exactly the same as multiplying the average penetration by the shot density. This means that uneven and even perforations with

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148) (continuación)

the same average value have equal productivity efficiencies, PR/PR_{∞} .

If the efficiencies are the same, is there a difference between these two flow situations, and, if so, which one produces more? The two situations have different idealized two-dimensional flow limits, PR_{∞} , as the shot densities increase to infinity. In the limit, even perforations form equal length slots of length, P , and width, d , distributed around the wellbore; and uneven perforations form slots of unequal lengths (Fig. 7). To answer the question, we made several calculations using a two-dimensional numerical flow model. In every case calculated, the flow was higher with unequal slots lengths than with equal length slots.

This result is contrary to prevailing thought, which has it that gun systems with low shot-to-shot variations are better (i.e., have better productivity) than gun systems with high variations. Another way to see that this is not true is to consider two gun systems: one where all charges penetrate the same, say 10 in.; and one where every other charge penetrates 20 in. and the remainder have negligible penetration. Both have the same average penetration of 10 in. and also the same value of β . But the system with the larger variation has a higher productivity ratio because its PR_{∞} is greater (see Fig. 1).

The apparent advantage of high shot-to-shot variation is even more pronounced wherever wellbore damage is present, particularly where the damage is extensive and nearly equals the average penetration length. High variation will produce a few deeper shots that will punch through this damage, establishing clear communication to the formation. Low variation will not.

We should also mention that the two commercial codes^{5,6} treat uneven perforations incorrectly, and can lead to the erroneous conclusion that low variation produces more flow than high variation. Both treat flow into a number of uneven perforations as the arithmetic average of the flow into the same number of individual even perforations. This procedure ignores interaction between perforations, giving undo weight to the smaller perforation lengths, and thus the spurious conclusion.

As suggestive as these arguments may be, we still lack comparative calculations from a rigorous three-dimensional analysis of flow into uneven perforations to validate our simple model of uneven perforations at this time.

Improving Flow Efficiency with Higher Shot Density. High anisotropy and large perforating damage can severely limit the effectiveness of a perforating job. An anisotropy ratio of 10, for example, will reduce β to only 24% of that of a homogeneous formation with the same horizontal permeability.

By the same token, moderately large perforating damage can reduce β by a similar additional amount. In fact, high anisotropy is most likely accompanied by large perforating damage—a double whammy. The fluid velocities in the

crushed zone are primarily radial and thus significantly reduced by lower vertical (radial) permeability (assuming a vertical wellbore), and may not be sufficient to effect total cleanup around the perforation.⁷

To clean up all the perforating damage in a vertical well with a formation having a α ratio of 10, for example, would require about 3 times the underbalance pressure (assuming an inverse square-root relationship between underbalance pressure and permeability) of a well with a homogeneous formation and the same horizontal permeability. Such high underbalance may not always be a practical option.

One alternative would be to accept the perforating damage but increase β some other way, such as by deeper penetrations or higher shot densities. Improvements in penetration, however, are limited by the present state of the art. Higher shot densities, on the other hand, are not as restricted by technology, because we can, for example, always double-shoot a zone, provided it is economically feasible.

As an example where double shooting might be effective, consider the following situation: $P = 8$ in., $L' = 4$ in., $N = 4$ spf, $d = 0.50$ in., $\alpha = 10$ and $b_c = 5$. We calculate $\beta_c = 9.7$ (Eqs. 10, 4 and 11) and $\beta = 0.56$ (Eq. 13). The productivity efficiency calculates to be 0.35 (Eq. 14). Now, if we increase the shot density by double shooting ($N = 8$), we get a twofold effect: The effective perforating damage factor, β_c , is reduced to 6.6 and the total β factor is increased to 2.28. The corresponding efficiency is, in turn, increased to 0.53, almost a 50% increase in production by doubling the shot density.

Conclusions

1. There is a theoretical limit to the flow that can be obtained with a natural completion using a perforating gun. This limit turns out to be that from a gun with an infinite shot density. We use this limit to define the productivity efficiency for perforating guns

2. Productivity efficiency can be approximated by combining the governing perforating and formation parameters into a single nondimensional grouping given by

$$\beta = (P - L') N^{3/2} d^{1/2} \alpha^{-5/8} \beta_c^{-1}$$

Productivity estimates based on this nondimensional term agree well with established finite-element calculations over a wide range of perforation and formation variables.

3. Reduced flow resulting from high formation anisotropy, perforating damage or wellbore damage can be partially overcome by selecting the gun system with the highest value of β , whether obtained by deep penetration or higher shot density or some combination. Higher shot density is particularly effective if increased penetration is not available. Increasing

⁷ The situation is different for a horizontal well. Low vertical permeability would mostly affect cleanup of the sideways perforations. The perforations pointing up and down would experience higher cleanup velocities from the higher horizontal permeability.

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148) (continuación)

tunnel diameter is ineffective and may be damaging to the formation.

4. Our method suggests that a perforating gun with a large variation in perforation depth may produce more flow than a gun with a low variation.

5. In selecting the best perforating gun, we offer the following general guidelines:

- (a) Whenever possible, select a gun system so that $\beta > 100$. The gun efficiency will be greater than 90%.
- (b) If $\beta < 100$, select the gun system with the highest value of β .
- (c) If $\beta > 100$, select the lowest cost gun system, because there is only marginal benefit for increased penetration or shot density.
- (d) If $10 < \beta < 100$, the gun system is not efficient. A premium gun systems or higher shot density should be considered.
- (e) If $\beta < 10$, the system is extremely inefficient and both a premium system and higher shot density (double shooting) should be considered.

Appendix—Nondimensional Analysis

The flow from a formation into a wellbore through perforations is approximated by potential-flow theory. The form of the theory, which is based on the solution to the Laplace equation, accounts for the anisotropy of the formation by a simple scale factor based on the ratio of horizontal to vertical permeability. Thus, the flow from an anisotropic formation of infinite vertical extent into the wellbore is related to flow from a homogeneous formation by

$$Q = Q(P, N, d, \alpha, D, D_f) \dots\dots\dots (A-1)$$

$$= Q(P, N/\alpha, d \alpha^{1/4}, 1, D, D_f) \dots\dots\dots (A-2)$$

For the equivalent homogeneous flow, the effect of anisotropy is to increase all vertical dimensions by the factor, $\sqrt{\alpha}$, which is the reason that the equivalent shot density, N , is decreased by this amount. By the same token, a right-cylindrical perforation tunnel transforms into a tunnel with an elliptical cross section ($d \times d\sqrt{\alpha}$), which is approximated by an averaged cylindrical cross section of $d\alpha^{1/4}$. Horizontal parameters, such as penetration length, are not affected.

Three nondimensional groups are suggested by Eq. A-1: $d\alpha^{1/4}N/\alpha$, PN/α and D/D_f . The first group, which can be viewed as a nondimensional hole diameter, was suggested many years ago by Muscat.¹ The second is new, and can be interpreted as a nondimensional penetration length. Then,

$$Q = Q(PN\alpha^{-1/2}, dN\alpha^{-1/4}, \alpha = 1, D/D_f) \dots\dots\dots (A-3)$$

$$= Q(\beta_P, \beta_d, 1, D/D_f) \dots\dots\dots (A-4)$$

Nomenclature

A_L = Area between diameter of wellbore and outer edge of damage zone, L^2 , in.²

- b_c = nondimensional single shot perforating damage – 1
- d = diameter of perforating tunnel, L, in.
- D = diameter of wellbore, L, in.
- D_f = diameter of reservoir
- k = virgin permeability, L^2 , md
- k_c = permeability in crushed zone, L^2 , md
- k_d = permeability in damage zone, L^2 , md
- L = length of the damaged zone, L, in.
- L' = effective length of the damage zone, L , in.
- N = shot density of perforating gun, L^{-1} , ft⁻¹
- P = penetration length, L, in.
- PR = productivity ratio based on open hole of diameter D
- PR_∞ = productivity ratio based on open hole of diameter $(D + 2P)$, also productivity from ideal perforating gun
- Q = production rate from a perforated completion, L^3/s , ft³/s
- Q_D = production rate from an open hole of diameter D , L^3/s , ft³/s
- Q_∞ = production rate from an open hole of diameter $D + 2P$, L^3/s , ft³/s
- r = radial distance away from the wellbore, L, in.
- t_c = average thickness of the crushed zone, L, in.
- α = anisotropy ratio, ratio of horizontal to vertical permeabilities
- β = general nondimensional parameter based on P, N, α, d, L', b_c
- β_c = nondimensional parameter for perforating damage
- β_d = nondimensional parameter for perforation hole size
- β_P = nondimensional parameter for perforation length
- β_0 = nondimensional parameter based on P, N, α, d (no damage)

Acknowledgment

The author thanks Schlumberger Perforating and Testing Center for support of this work.

References

1. Muscat, M.: *Physical Principles of Oil Production*, 2nd Ed., International Human Resources Development Corporation, Boston, MA (1981) 215-218.
2. Locke, S.: "An Advanced Method for Predicting the Productivity Ratio of a Perforated Well," *JPT* (Dec. 1981) 2481.
3. Tariq, S.M.: "Evaluation of Flow Characteristics of Perforations Including Nonlinear Effects With the Finite Element Method," *SPEPF* (May 1987) 105.
4. Karakas, M. and Tariq, S.: "Semi-Analytical Productivity Models for Perforated Completions," paper SPE 18271 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct 2-5, 1988.
5. SPAN Version 3.0, SPT Documentation, P.O. Box 1590, Rosharon TX, Copyright 1993.

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148) (continuación)

SPE 38148

A SIMPLE METHOD FOR ESTIMATING WELL PRODUCTIVITY

7

6. The Well Evaluation Model (WEM), Release 9.1, P.E. Moseley and Assoc., Houston, TX, Copyright 1996.
7. Behmann, L.A.: "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage," paper SPE 30081 presented at the 1st European Formation Damage Conference at The Hague, The Netherlands, 15-16 May 1995.

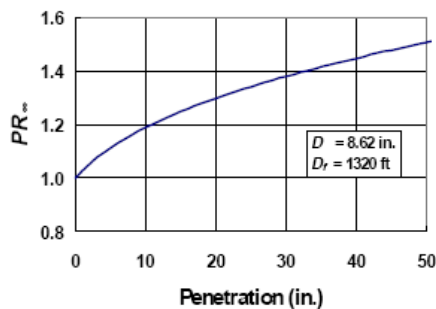


Fig. 1—Maximum productivity that can be obtained with a gun system with a given perforation length, is equal to the productivity of an openhole well of diameter $P + D$.

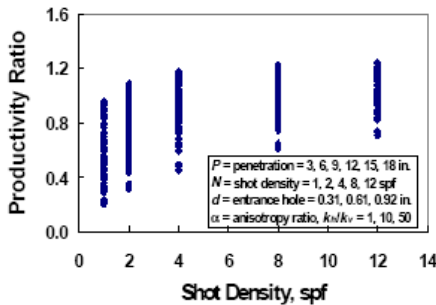


Fig. 2—Productivity ratio as a function of shot density for various penetration lengths, tunnel diameters and anisotropies. Note the lack of correlation.

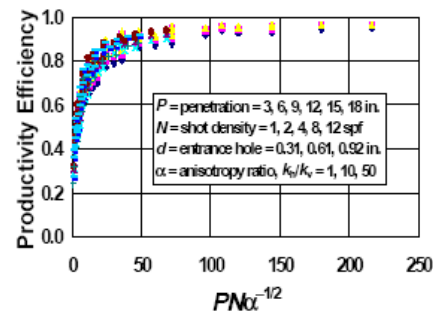


Fig. 3—Productivity efficiency versus nondimensional perforating length, β_P

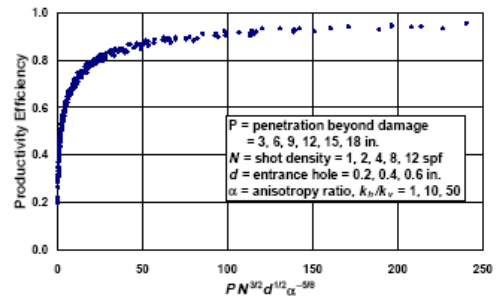


Fig. 4—Productivity efficiency versus β_0 for no wellbore damage and no perforating damage

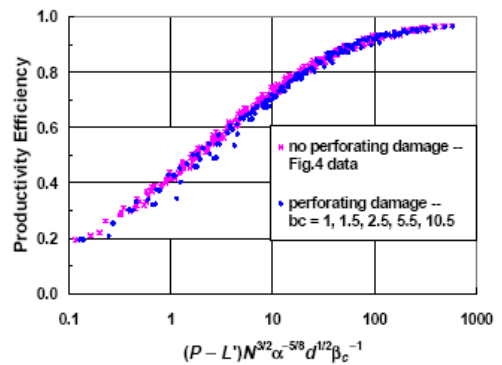


Fig. 5—Most general form of productivity efficiency versus nondimensional β , includes effects of wellbore damage and perforating damage

Anexo 6. A Simple method for estimating well productivity (SPE 38148)
 (continuación)

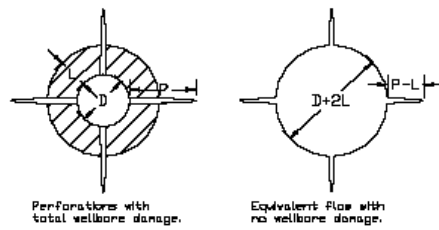


Fig. 6—Equivalency between total wellbore damage and no wellbore damage with smaller perforation length. For more general wellbore damage, $L \rightarrow L'$.

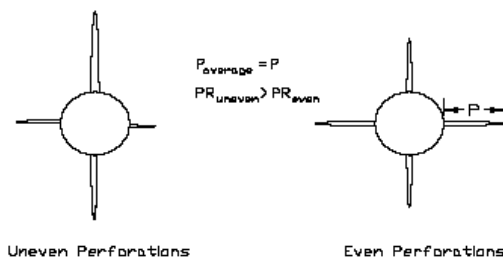


Fig. 7—Production from uneven perforations is greater than production from even perforations of same average penetration.

Anexo 7. Resultado de las interpretaciones de las pruebas Build up en los pozos Auca 97D, Auca Sur 6D, Auca Sur 7D, Auca 96D, Auca 96D, Auca 83D

Pozo Auca 97D



**GERENCIA DE EXPLORACION Y
PRODUCCION
EP-PETROECUADOR
PRUEBA BUILDUP
POZO AUCA 97D
ARENA "Uinf."**

La secuencia de la prueba de restauración de presión tomada en el **Pozo Auca 97D, Arena "Uinf."**, el **22 de diciembre de 2010**, se encuentra indicada en el **Gráfico No.1 "Data Chart"**, en el cual se observa: **el flujo principal y el cierre principal.**

Objetivo.

Determinar: las presiones: de reservorio y de fondo fluente, la permeabilidad, el daño, el índice de productividad e investigar sobre la existencia de límites con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arena **"Uinf."**. Se pretende también determinar el I.P.R el sistema yacimiento-pozo para calcular el caudal máximo de fluido.

Datos adicionales

Información adicional del pozo proporcionada por la Gerencia de Exploración y Producción-EP-Petroecuador se presentan a continuación:

TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	: 243.00 BPPD
TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA	: 21.00 BAPD
API	: 21 °
GRAVEDAD DEL GAS	: 1.42
PRESION DE BURBUJA	: 235 PSI

Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



ESPESOR DE LA FORMACIÓN	: 52 PIES (10193'-10245')
POROSIDAD	: 14.5%
BSW	: 8%
TIPO DE ARENA	: "U inferior"
INTERVALO PERFORADO	: 10193'-10204'= 11 PIES 10207'-10211'= 4 PIES 10221'-10245'= 24 PIES
RADIO DEL POZO (r_w)	: 0.29 PIES
PROFUNDIDAD DE UBICACIÓN DE LAS ELECTRÓNICAS (TVD)	: 10046 PIES
GOR	: 50
FACTOR VOLUMETRICO (B_o)	: 1.2302

Los demás parámetros fueron calculados utilizando correlaciones de flujo multifásico.

Analizando la curva tipo/derivada, se observa el período de almacenamiento **(1)**, el de transición **(2)**, pasando posteriormente al período de flujo radial **(3)**. Finalmente tenemos los límites externos del yacimiento **(4)**. Igualmente con los métodos de análisis semilogarítmicos de Horner y del Tiempo Equivalente se obtiene la pendiente correspondiente al período de flujo radial.

(1) Período de Almacenamiento:

El comportamiento de este período corresponde al de un almacenamiento muy pequeño de acuerdo a la forma de la curva de la derivada **Grafico No.2**. El valor del coeficiente de almacenamiento **C** es de **0.0075**, valor bajo. Este período va desde **$\Delta t= 0.01$ horas** hasta **$\Delta t=0.02$ horas**.

(2) Período de Transición:

Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



El comportamiento de este periodo corresponde al de una transición de aproximadamente **un ciclo y medio** desde que finaliza el almacenamiento ($\Delta t = 0.02$ horas) hasta el inicio del periodo de flujo radial ($\Delta t = 0.33$ horas), como se puede apreciar en la curva de la derivada. (Gráfico No.2).

(3) Periodo de flujo Radial:

La derivada presenta un periodo de estabilización ($dp/dt = 0$) de la presión, lo cual indica que el periodo de flujo radial fue alcanzado luego en aproximadamente $\Delta t = 0.33$ horas de cierre hasta $\Delta t = 2.33$ horas, como se observa en la curva de la derivada. (Gráfico No.2).

(4) Limite externo:

Es un yacimiento cerrado por la tendencia de la curva hacia arriba desde $\Delta t = 2.33$ horas, según el Gráfico No.2 de la derivada y se ratifica con los métodos de Horner y Tiempo Equivalente (Gráficos No.3 y No. 4 respectivamente).

A continuación se tabula los resultados obtenidos por todos los métodos de análisis- Gráficos 2, 3 y 4:

	DERIVADA	HORNER	TIEMPO EQUIVALENTE
Permeabilidad, md	237.30	237.30	237.71
Capacidad de flujo, md-pie	9254.75	9254.75	9270.77
Daño	15.57	15.57	15.60

Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



El modelo que se ajusta a esta prueba corresponde a un pozo produciendo de un Yacimiento Vertical con Multicapas Rectangulares (**Gráfico No.5 Simulación del Modelo Vertical- Multicapas Rectangulares**).

Para comprobar los cálculos realizados se procedió a simular las condiciones de flujo de este pozo. Se consideró un yacimiento de 11000 pies por cada lado, y a 160 pies, de los ejes coordenados como se puede observar en la figura No.1:

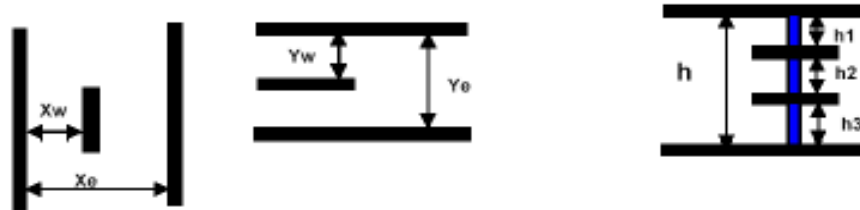


Figura No.1. Distancia del pozo a los ejes coordenados

Donde:

$$\begin{aligned}
 X_{e1} = X_{e2} = X_{e3} &= 11000 \text{ pies} \\
 X_{w1} = X_{w2} = X_{w3} &= 160 \text{ pies} \\
 Y_{e1} = Y_{e2} = Y_{e3} &= 11000 \text{ pies} \\
 Y_{w1} = Y_{w2} = Y_{w3} &= 160 \text{ pies} \\
 h \text{ (Net pay)} = (h_1 + h_2 + h_3) &= (11 + 4 + 24) \text{ pies} = 39 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

El empate alcanzado en esta simulación con el método semilogarítmico y curva tipo/ derivada son sumamente aceptables como se puede ver en los gráficos correspondientes (**Gráfico No.5 Simulación del Modelo Vertical- Multicapas Rectangulares**), lo cual da confianza en el cálculo de los parámetros obtenidos.

Se procedió a calcular el I.P.R- **Gráfico No. 6**, corrigiendo las presiones a la profundidad media vertical de la formación a **10199 pies**, obteniéndose:

Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



	Profundidad de las Electrónicas (@ 10046')	Profundidad media de la Formación (@ 10199')
Presión de Reservorio (PSI)	1646.12	1708.64
Presión de Fondo Fluyente (PSI)	1165.79	1228.31

El índice de productividad actual (**IP**), se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$IP = \left(\frac{Q_r}{P_R - P_{wf}} \right)$$

Entonces:

$$IP = \left(\frac{243 + 21}{1708.64 - 1228.31} \right)$$

$$IP = \left(\frac{264}{480.33} \right)$$

$$IP = 0.55 \text{ (B/D/PSI)}$$

Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Es un yacimiento **cerrado** por la tendencia de la curva en la derivada hacia arriba desde **$\Delta t = 2.33$ horas** como se observa en el gráfico No.2, y esto se ratifica con los métodos de Horner y Tiempo Equivalente (Gráficos No.3 y No.4 respectivamente).
- El modelo que mejor se ajusta al pozo **AUCA 97D** es el vertical con **Multicapas Rectangulares**.
- El valor del daño promedio es **$s = 15.58$** . Valor elevado, pudiendo ser una causa la presencia de carbonatos de calcio, de escala o parafina en la formación.
- La magnitud de la permeabilidad obtenida es: **$K = 237.30$ md** por el método de la derivada, **$K = 237.30$ md** por el método de Horner y **$K = 237.71$ md** por el método del Tiempo Equivalente. Valores bajos.
- El índice de productividad actual (I.P) es de **0.55 BF/D/PSI**.
- Las presiones corregidas al punto medio **10199'** en la arena "Uinf" son. **$P_r = 1708.64$ PSI** y **$P_{wf} = 1228.31$ PSI**. Se tiene un diferencial de presión **$\Delta P = 480.33$ PSI**.
- El potencial máximo absoluto es de **887 BFPD**, siendo **812 BPPD** y **75 BAPD**, si se mantiene el mismo porcentaje de agua.

RECOMENDACIONES

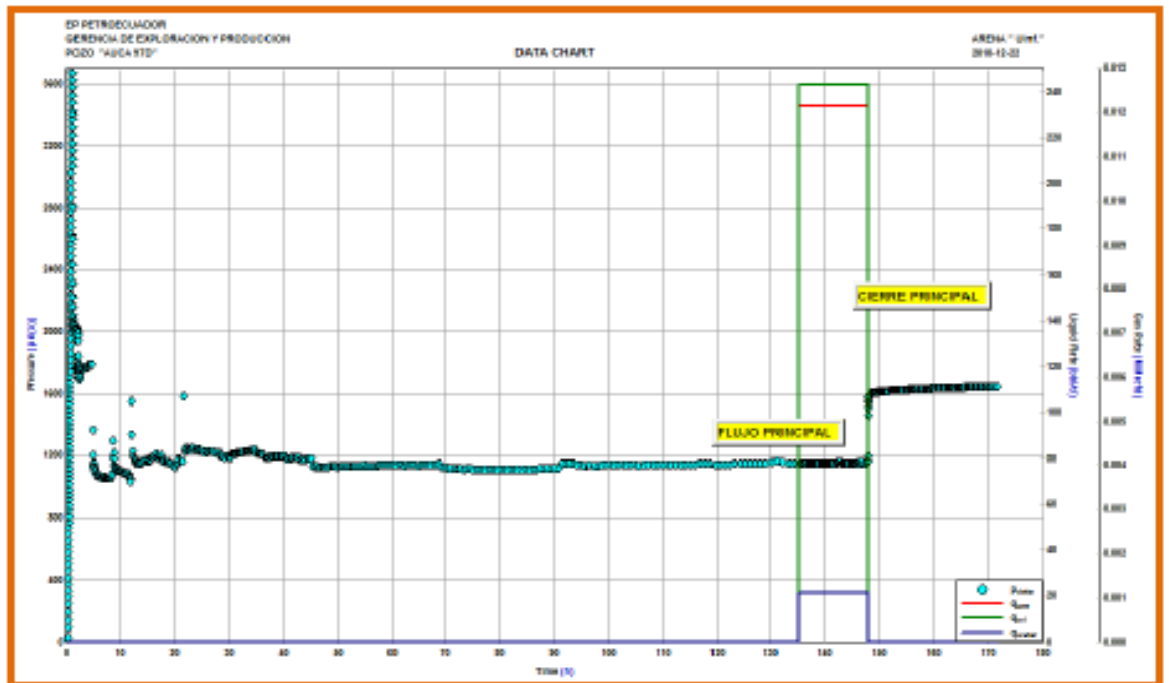
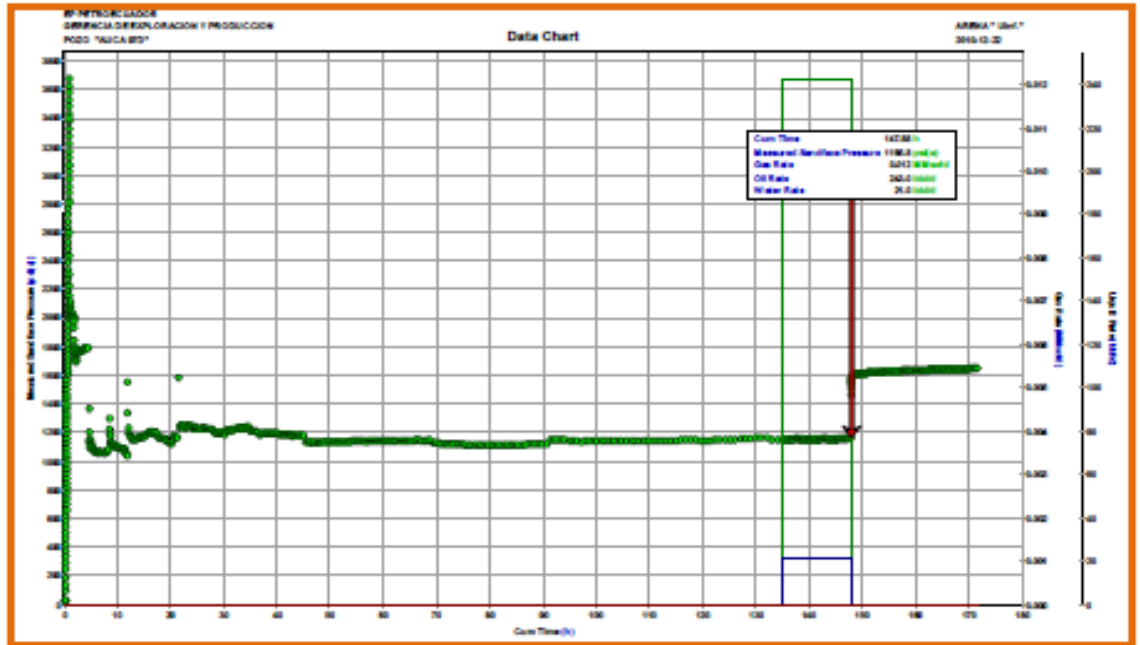
- Eliminar el daño mediante tratamiento químico para incrementar la producción en **173 BFPD**.



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



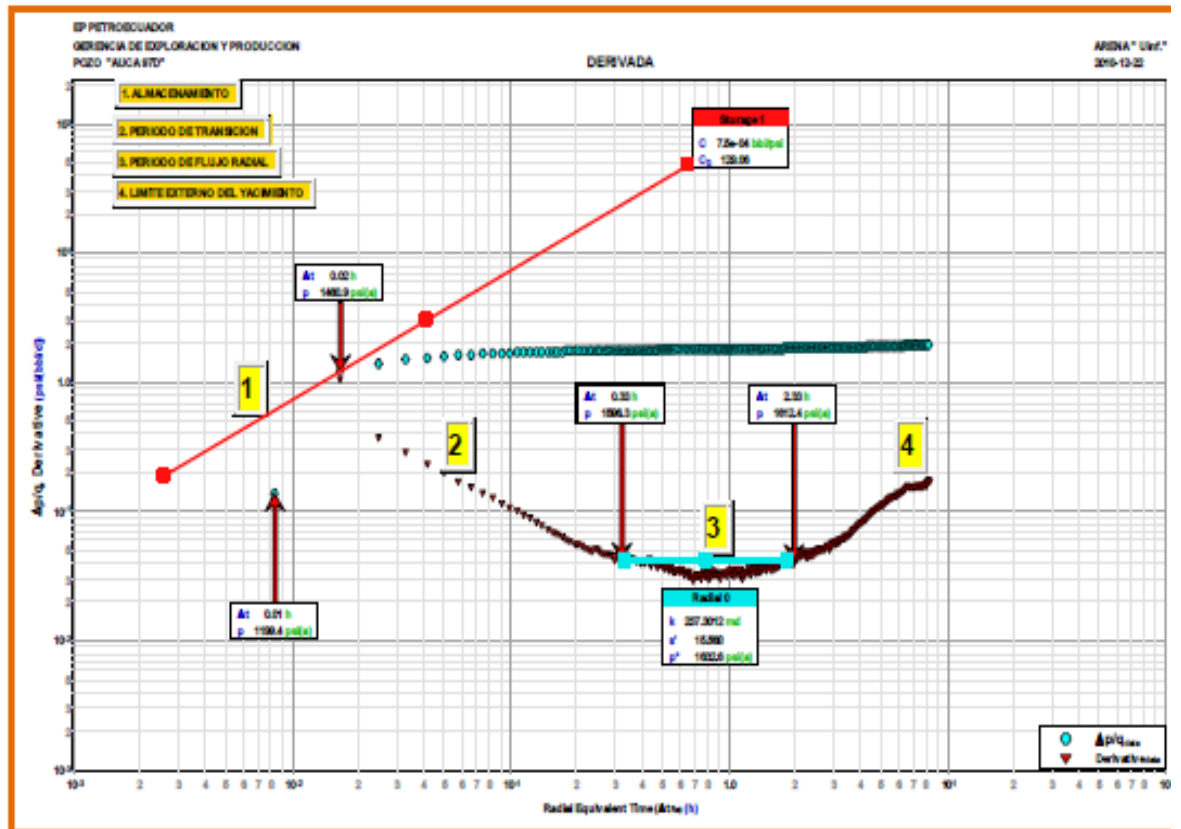
GRAFICO No.1



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



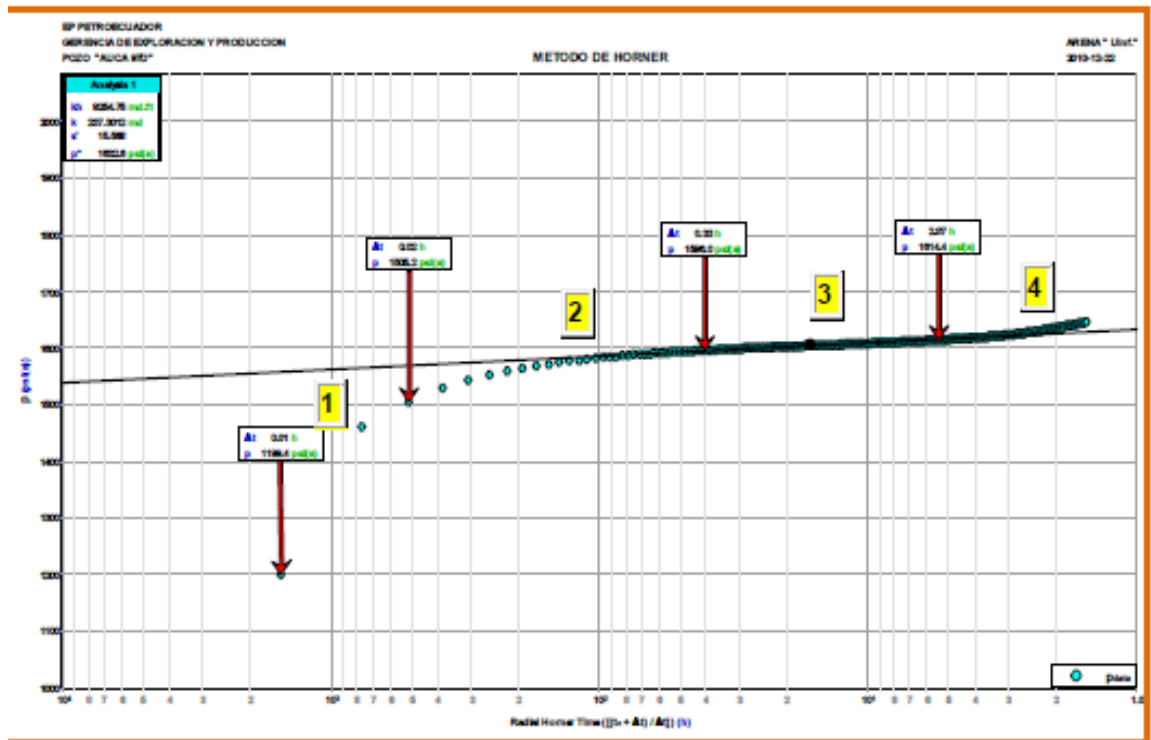
GRAFICO No.2



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



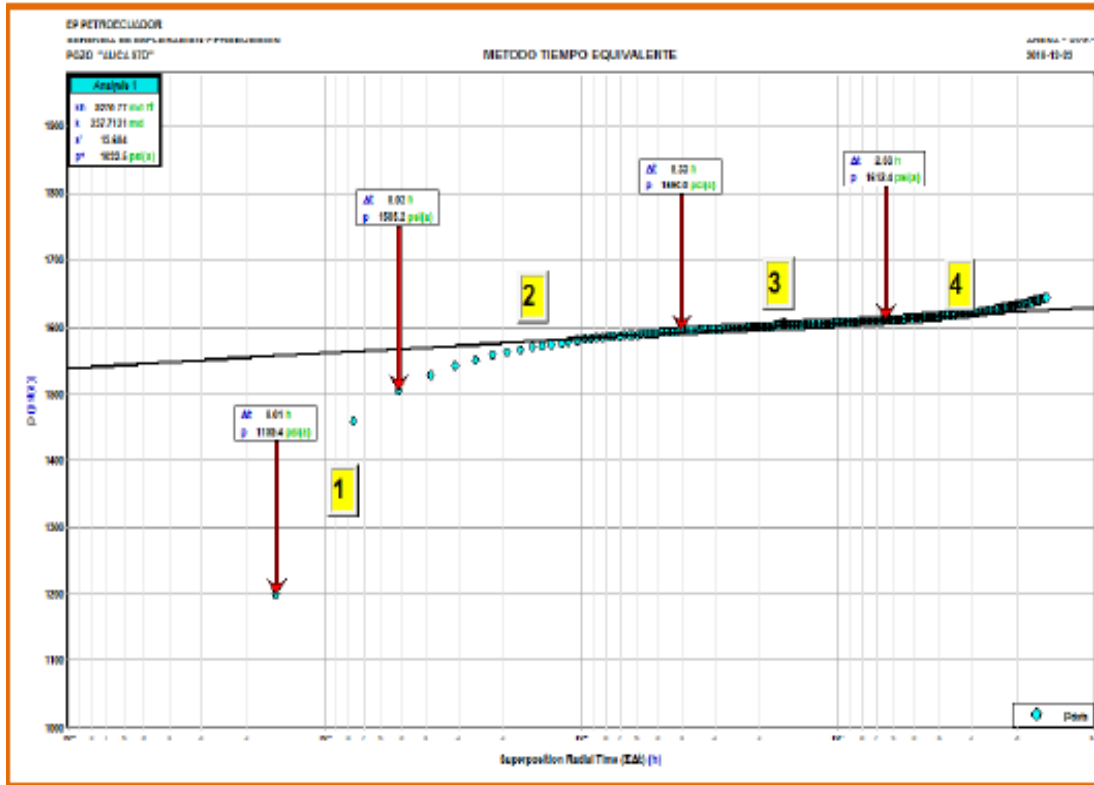
GRAFICO No. 3



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



GRAFICO No. 4



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)

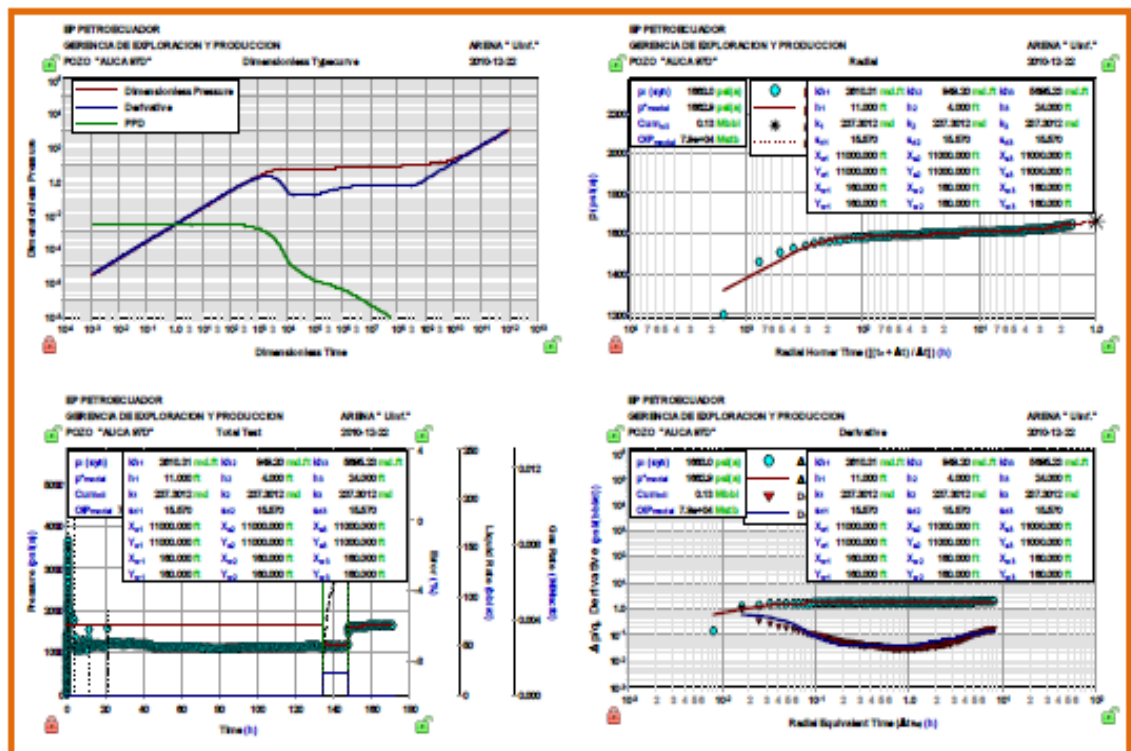


Oil Well Test - Buildup Radial Flow Analysis				
EP PETROECUADOR		POZO "AUCA 97D"		
GERENCIA DE EXPLORACION Y PRODUCCION				
Analysis Results				
Total Surface Rate (q_{sft})	320.821	bbl/d	Apparent Skin (s')	15.588
Semilog Slope (m)	23.29		Skin - Damage	15.588
Gas Permeability (k_D)		md	Skin - Inclination	
Oil Permeability (k_o)	237.301	md	Skin - Partial Penetration	
Water Permeability (k_w)	1.014	md	Pressure Drop Due to Skin (Δp_s)	315.13
Flow Capacity (kt)	6254.748	md.ft	Damage Ratio (DR)	2.908
Total Mobility (k_{LJ})	57.42	md/cp	Flow Efficiency (FE)	0.344
Total Transmissivity (k_{LJ})	2239.44	md.ft/cp		
Reservoir Parameters		Pressures		
Net Pay (h)	39.000	ft	Initial Pressure (p)	1848.12
Total Porosity (Φ_T)	14.50	%	Extrapolated Pressure (p')	1832.57
Water Saturation (S_w)	20.00	%	Final Flowing Pressure (p_{wf})	1185.79
Oil Saturation (S_o)	80.00	%		
Gas Saturation (S_g)	0.00	%		
Wellbore Radius (r_w)	0.29	ft	Production and Times	
Formation Temperature (T)	225.1	°F	Corrected Flow Time (t_D)	12.8250
Formation Compressibility (c_f)	4.187e-8	psi ⁻¹	Cumulative Oil Production	129.853
Total Compressibility (c_t)	1.091e-5	psi ⁻¹	Final Oil Rate	243.000
Fluid Properties				
Oil Compressibility (c_o)	7.59357e-8	psi ⁻¹		
Oil Formation Volume Factor (B_o)	1.230			
Oil Viscosity (μ_{LJ_o})	4.435	cp		
Solution Gas Ratio (R_s)	50	scf/bbl		
Oil Gravity (γ_o)	21.00	° API		
Gas Gravity (γ_g)	1.420			
PVT Reference Pressure (p_{PVY})	1848.12	psi		

Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



GRAFICO No.5- SIMULACIÓN DEL MODELO VERTICAL: MULTICAPAS RECTANGULARES



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



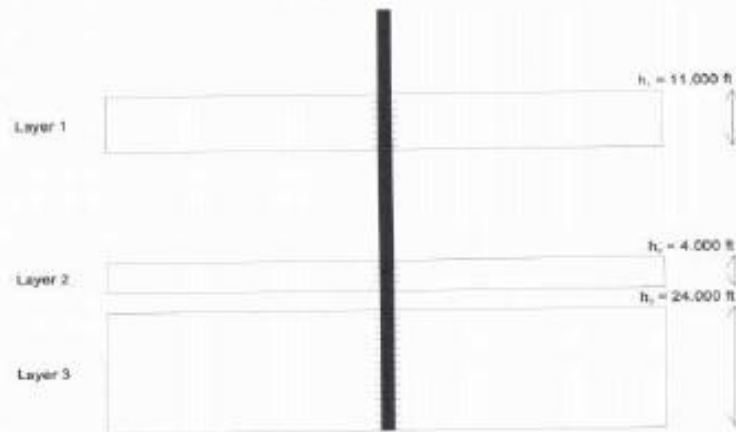
Multilayer Rect. 1

EP PETROECUADOR
GERENCIA DE EXPLORACION Y PRODUCCION
POZO "AUCA 97D"

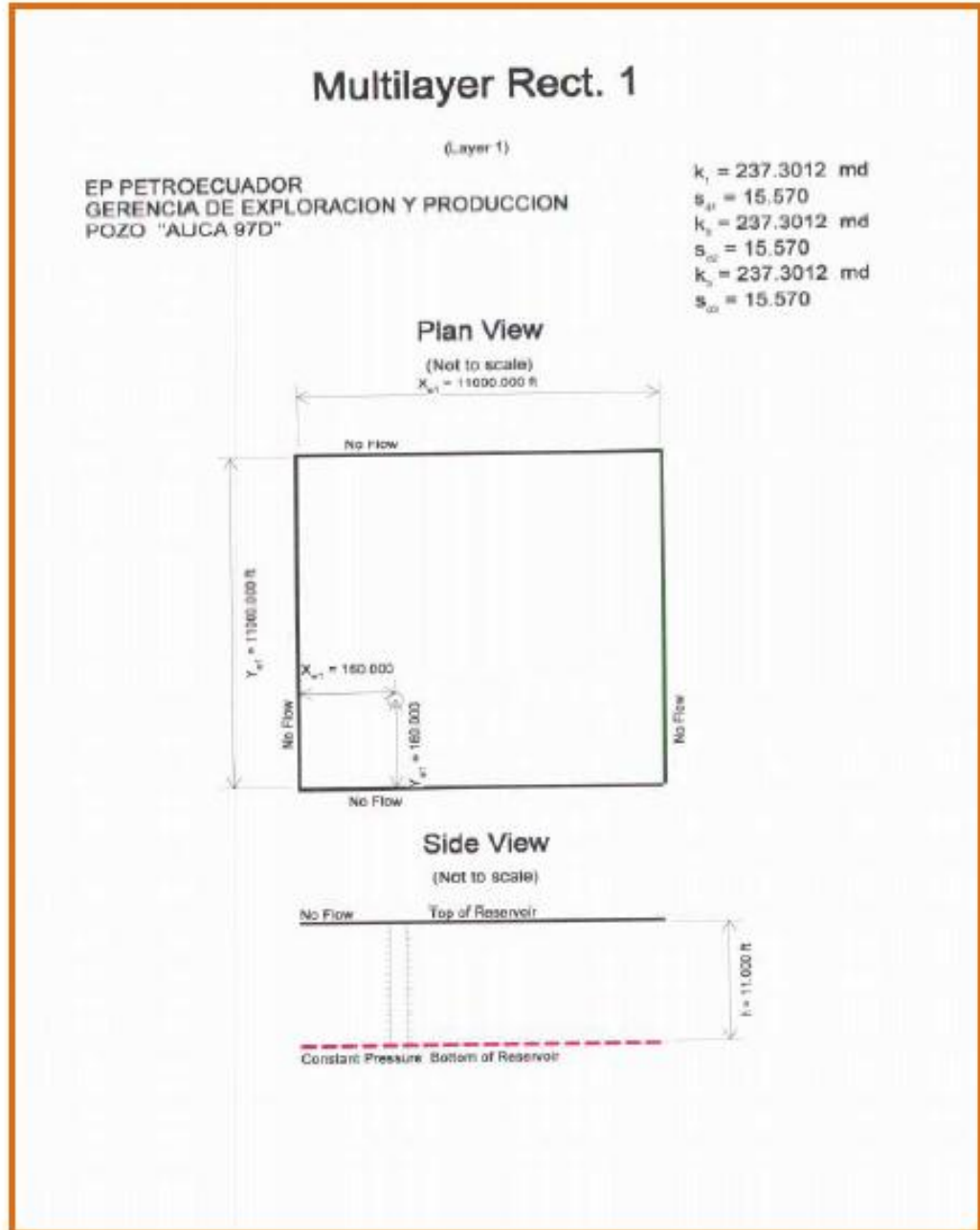
$k_1 = 237.3012$ md
 $s_{d1} = 15.570$
 $k_2 = 237.3012$ md
 $s_{d2} = 15.570$
 $k_3 = 237.3012$ md
 $s_{d3} = 15.570$

Side View

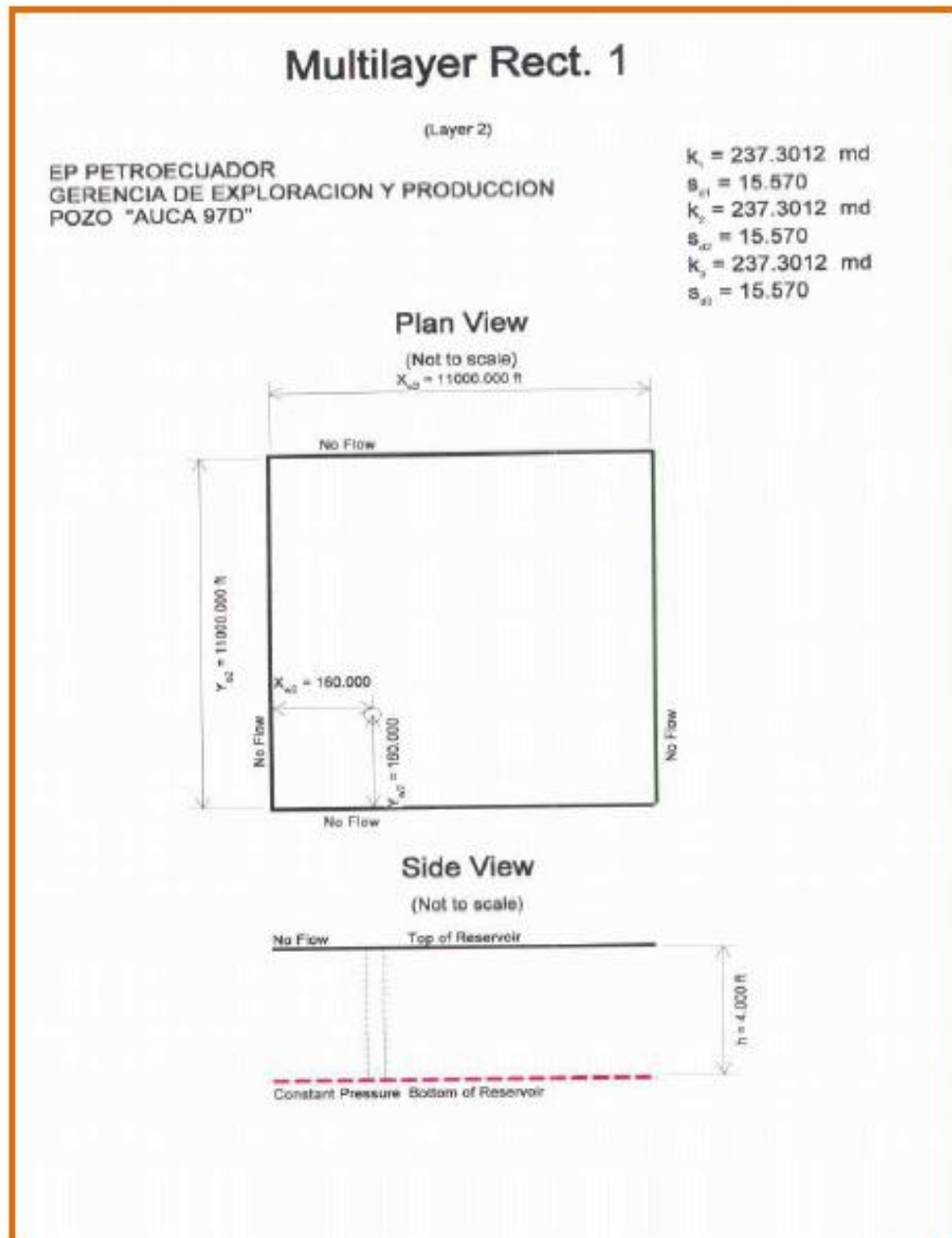
(Not to scale)



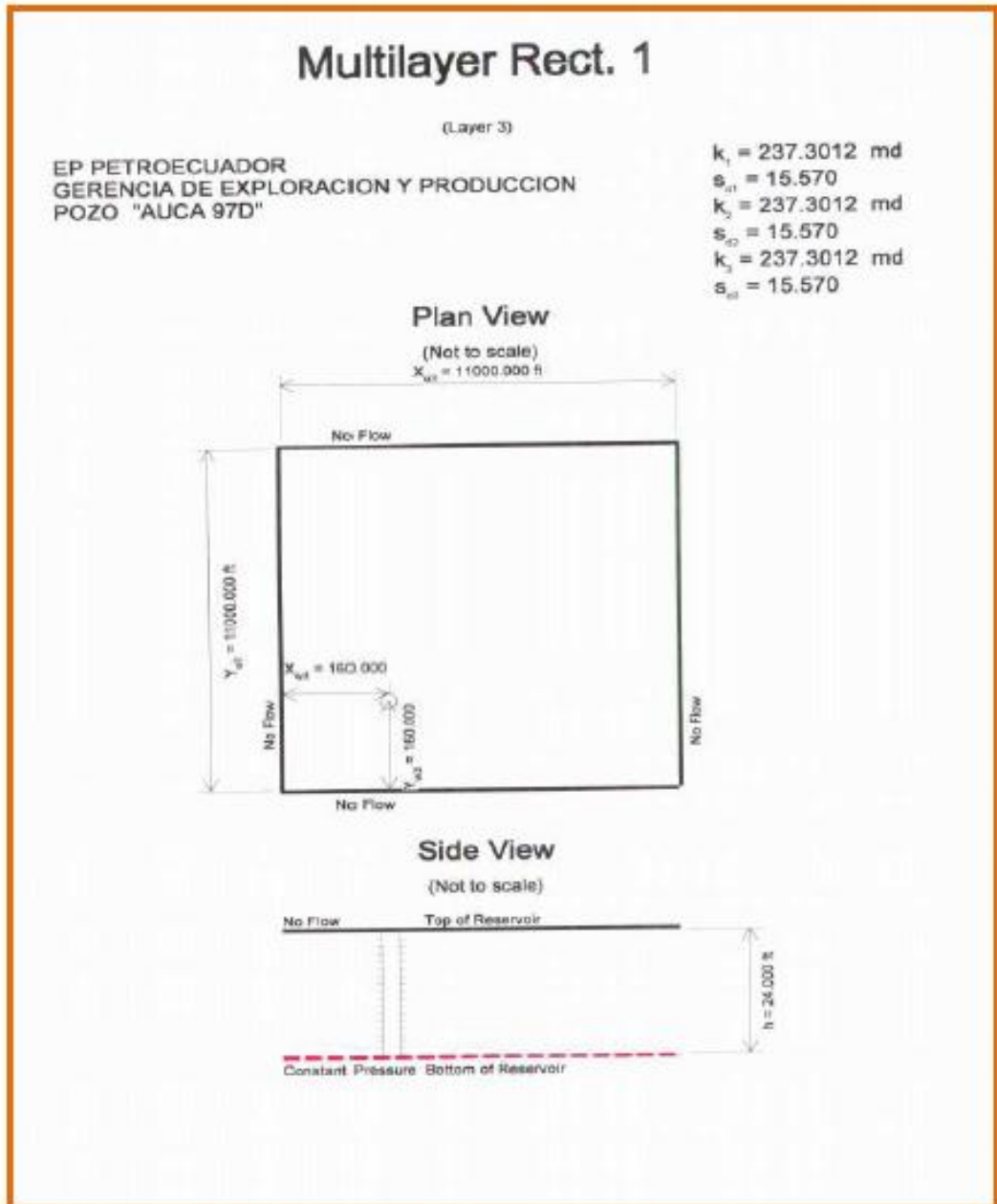
Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



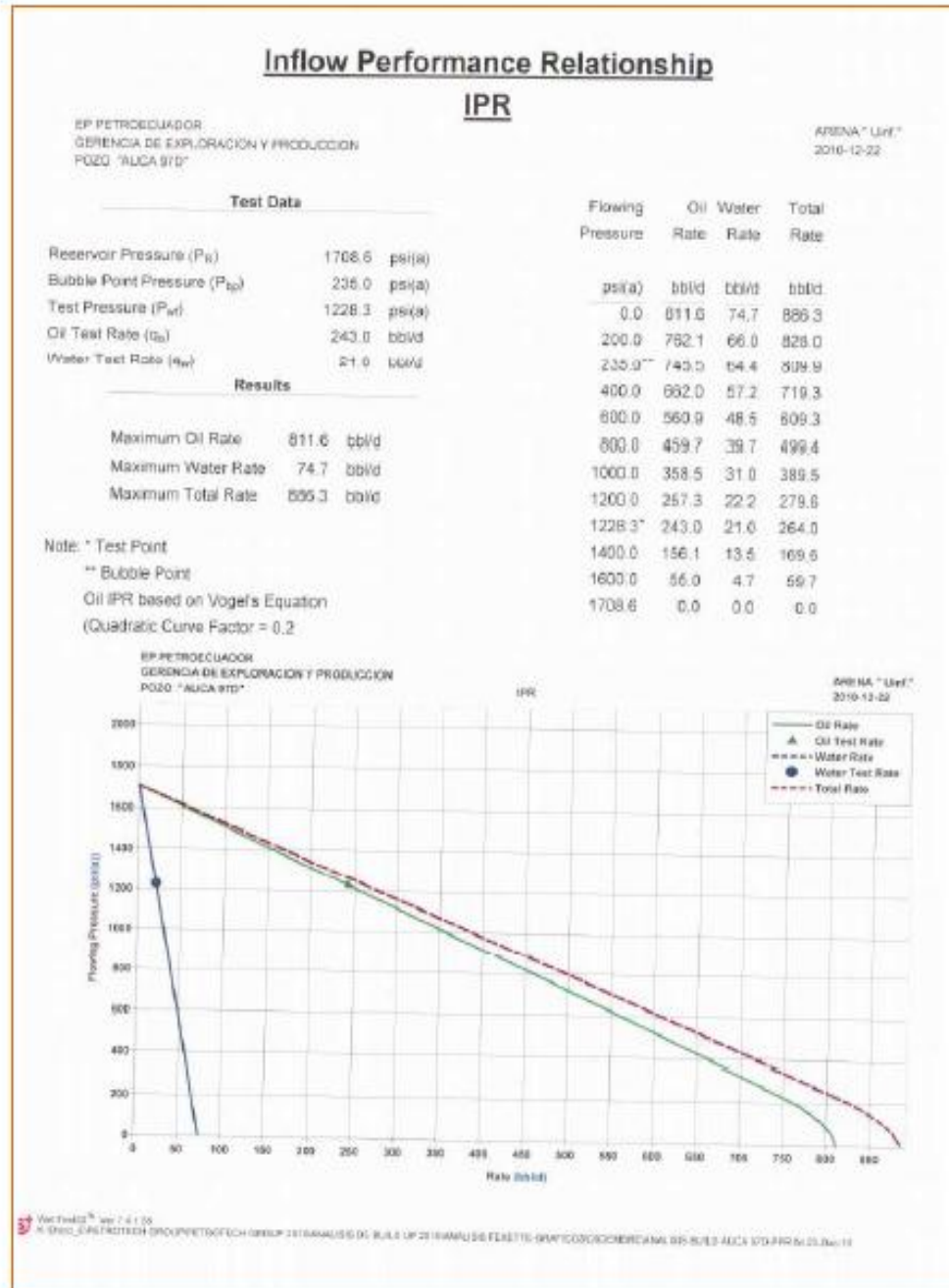
Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca 97D (continuación)



GRAFICO No.6- I.P.R.



Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D

COMPañIA : EP PETROECUADOR

CAMPO / POZO : AUCA SUR / 06 D

ZONA DE PRUEBA : ARENA U inferior

INTERVALO : 10158' - 10200' (42') MD

FECHA DE PRUEBA : 16 - 19 Mayo 2010

REPORTE NUMERO : WL - 031 - 2010

DISTRITO BASE : Shushufindi

REP. PETROPRODUCCION : O. Ponce

REP. DYGOIL CIA Ltda. : P. Gómez

Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D (continuación)

1.- REPORTE DE RESTAURACION DE PRESION

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena U Inferior del pozo Auca Sur 06 D que tiene un intervalo disparado: de 10158 - 10200 MD.

El pozo produjo un $Q_t = 720$ BBL/día, con un BSW de 36.0% de un crudo de 17.0 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

TIEMPOS (HRS)	
$t_1 =$	7.54
$t_2 =$	26.02
$t_3 =$	63.61

TIEMPO DE PRODUCCION = 18.48 HRS
TIEMPO DE CIERRE = 37.74 HRS

En el registro de presión se utilizó el sensor W-1184 que fue asentado en el no-go a 10.005 pies (MD).

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de EP.PETRECUADOR en el campo Auca y se han determinado los datos de análisis PVT: P_b , R_s , B_o a partir de la correlación de Vázquez y Beggs y μ_o a partir de la correlación de Beggs et al.

Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D (continuación)

2.- DATOS BASICOS DE LA EVALUACION

Prueba de producción

Qo	= 461	BPPD
Qw	= 259	BAPD
Qt	= 720	BFPD
BSW	= 36.0	%
API	= 17.0	

Parámetros del estrato

Ht	= 42	Ft
h ₀	= 42	Ft
Φ	= 14.0	%
α _x	= 0.29	Ft
Ty	= 219	° F

Parámetros del fluido

Bo	= 1.11196	By/Bn
T	= 219	°F
Rs	= 137	Scf/Bbl
U ₀	= 5.78	Cps
Ct	= 7.7233	e-6 Psi -1
GOR	= 100	Scf/Bbl
γ _{gas}	= 1.402	

Presiones

Pwf @ Sensor (10.005') MD	= 2328	Psi
Pws @ Sensor (10.005') MD	= 2951	Psi
P Burbuja	= 200	Psi

3.- RESULTADOS DE LA INTERPRETACION

METODO DE HORNER

Pendiente	= - 115.3	Psi-ciclo
Drawdown	= 623	Psi
Kf / K (h=42')	= 155	md
Sf / S	= -1.01	
P*	= 2975	Psi
P @ (lh)	= 2829	Psi
Kh	= 6530	md.ft

METODO DE LA DERIVADA

Kf / K(h=42')	= 156	md
Sf / S	= -1.02	
Delta Skin	= -102.2	Psi
L P _{constante}	= 350	pies
k/mu	= 26.9	md/cp
Cs	= 4.9e-7	bbl/Psi
Pi @ sensor MD	= 2965	Psi
Kh	= 6530	md.ft

Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D (continuación)

MODELOS

MODELO DE ALMACENAJE	Changing Storage
FLUJO EN EL RESERVORIO	Radial Homogeneous
MODELO DEL LIMITE	One fault

4.- RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD

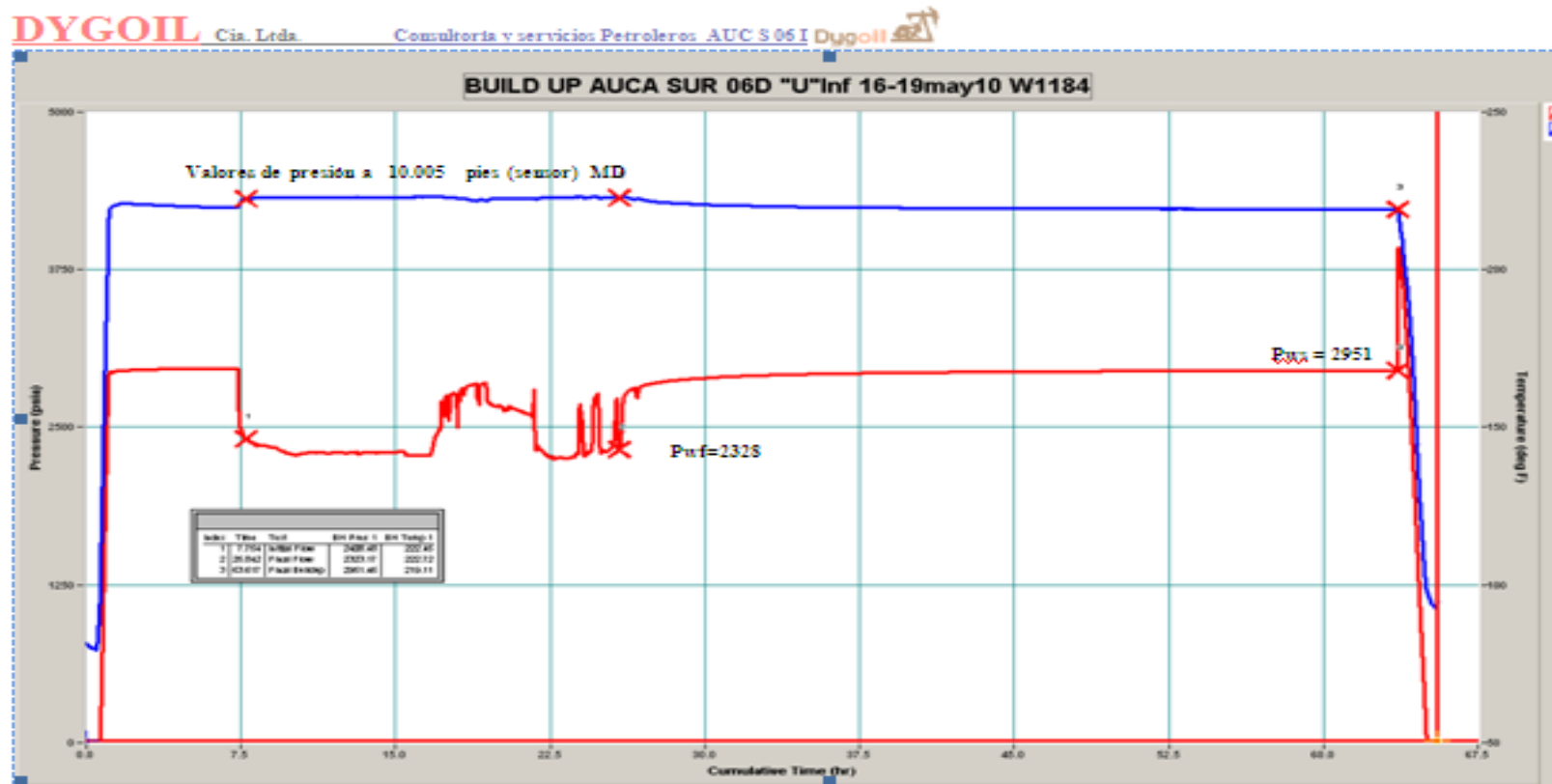
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J actual	= 1.13	BBI/dia/Psi
J ideal	= 1.09	BBI/dia/Psi
EF	= 1.0	
Q máx.	= 3244	BBI/dia

Comentario:

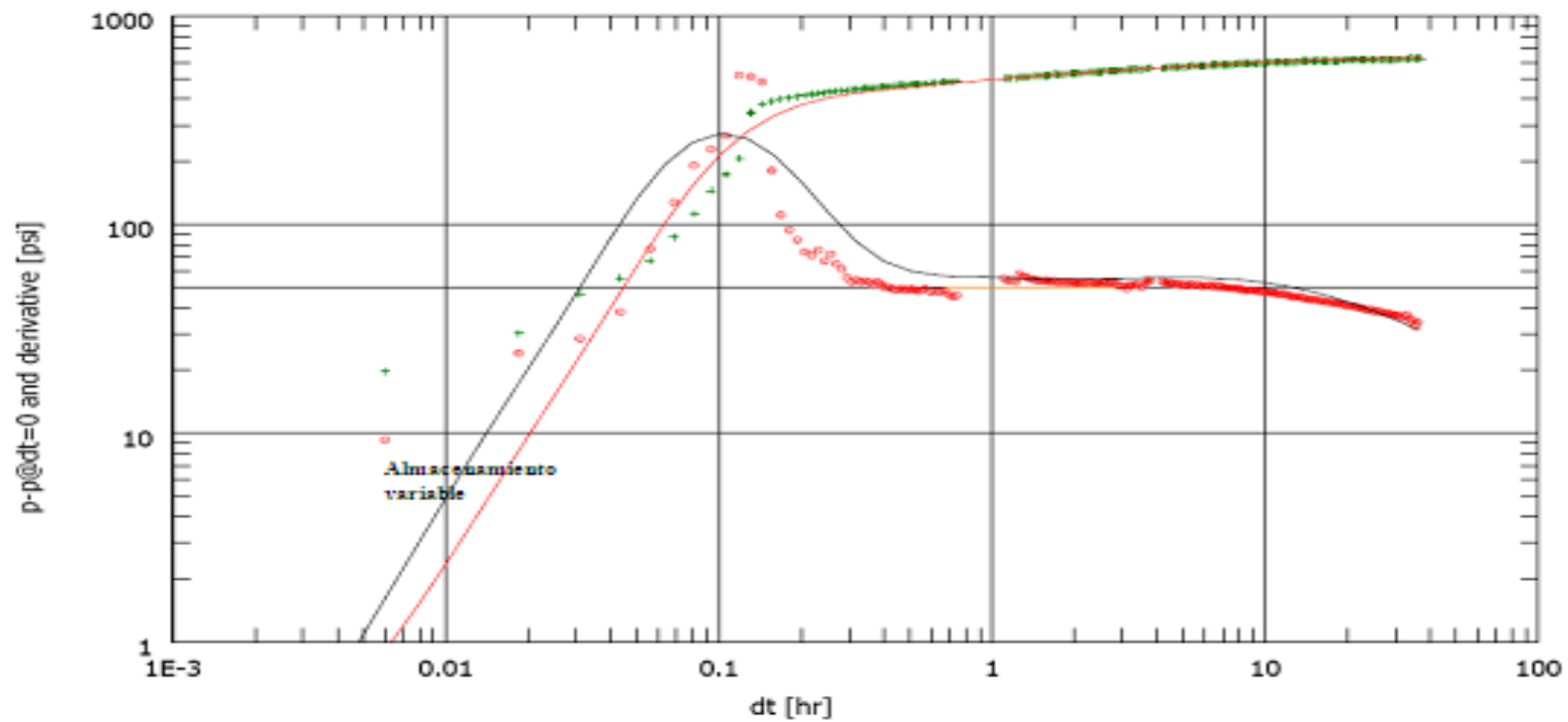
La prueba de restauración presenta un efecto de almacenaje inicial variable. A tiempos medios desarrolla flujo radial, y en la frontera se observa la presencia de una falla a presión constante. El pozo no tiene daño.

No se logra mantener la producción estable, por lo cual al momento del cierre se producen distorsiones de la presión, lo que dificulta la generación de las curvas de análisis, especialmente en el Almacenamiento del pozo.

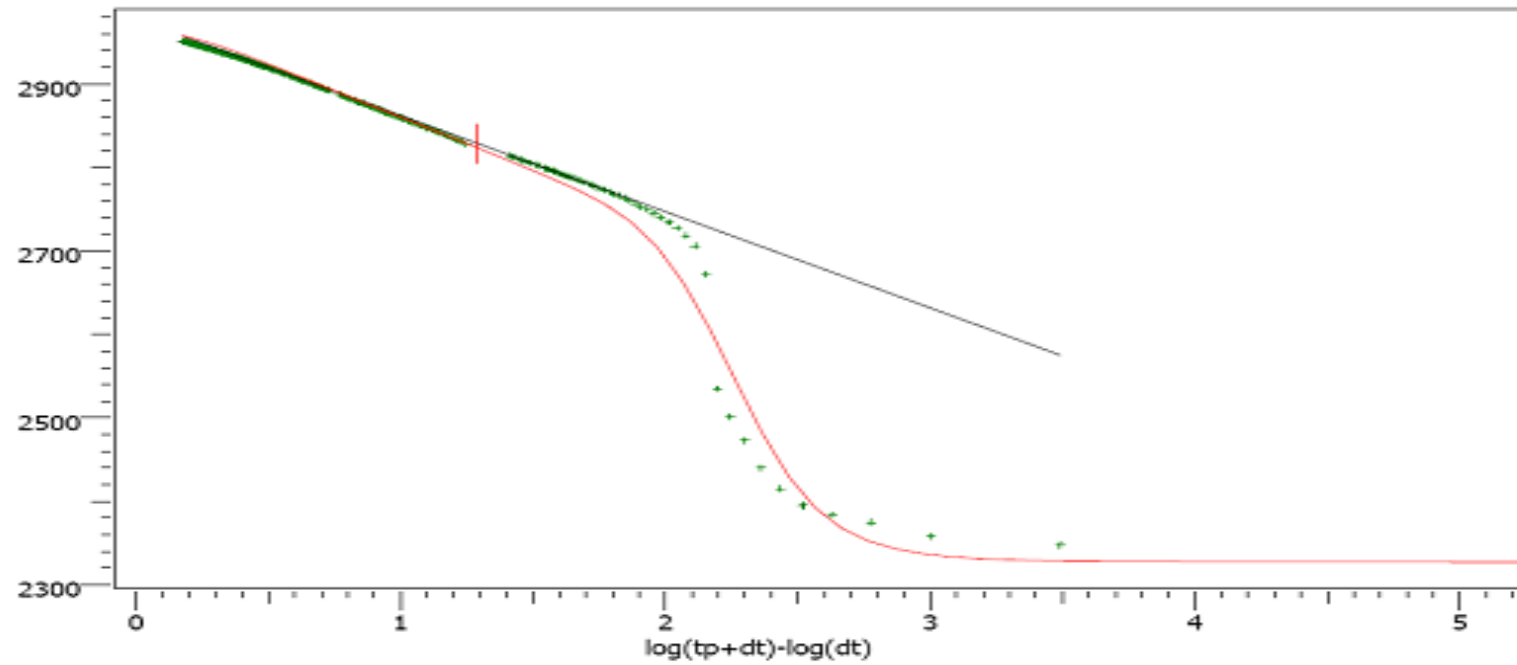
Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca Sur 6D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D

DYGOIL

Cia. Ltda.

Consultoría y servicios Petroleros



COMPANIA : E.P. PETROECUADOR

CAMPO / POZO : AUCA SUR / 07D

ZONA DE PRUEBA : ARENA Hs

INTERVALO : 10772' -10800' (28')

FECHA DE PRUEBA : 02 -04 Junio 2010

REPORTE NUMERO : WL - 41 - 2009

DISTRITO BASE : Shushufindi

REP. EMPRESA : O. Ponce

REP. DYGOIL CIA. Ltda. : P. Gómez

Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)

1.- REPORTE DE RESTAURACION DE PRESION

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena H₁ del pozo Auca Sur 07D que tiene dos intervalos ~~disparados~~ de 10772 - 10800 (28.pies).

El pozo produjo un $Q_r = 624$ BBL/día, con un BSW de 1.0 % de un crudo de 34.5 grados API. A continuación se presentan los diferentes eventos que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

TIEMPOS (HR S)	
t ₁ =	1.19
t ₂ =	25.25
t ₃ =	42.70

TIEMPO DE PRODUCCION = 24.06 HRS
TIEMPO DE CIERRE = 17.45 HRS

En el registro de presión se utilizó el sensor W – 1050 y que fue colgado en la línea de cable de acero hasta 10.580 pies.

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de EP PETROECUADOR en el campo AUCA y se han determinado los datos de análisis PVT: P_b, R_s, B_o a partir de la correlación de ~~Lasater~~ y μ_g a partir de la correlación de ~~Beggs et al~~, aplicando el software de Interpretación de Presiones ~~Pamysatem~~ de EPS.

Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)

DYGOIL Cía. Ltda.

Consultoría y servicios Petroleros



2.- DATOS BASICOS DE LA EVALUACION

Prueba de producción

Qo	= 818	BPPD
Qw	= 6	BAPD
Qt	= 824	BPPD
BSW	= 1.0	%
API	= 34.6	

Parámetros del estrato

Ht	= 28	Pi
Co	= 28	Pi
Φ	= 11.80	%
kw	= 0.534	Pi
Ty	= 188	* E

Parámetros del fluido

Bo	= 1.0366	By/Bo
Bw	= 1.03028	By/Bo
Rs	= 12	Sc/Bbl
Uo	= 1.7	Cps
Ct	= 1.003	e-6 Psi-1
GOR	= 12	Sc/Bbl
Yges	= 1.25	

Presiones

Ps1 (Sensor (10000))	= 3294	Psi
Ps2 (PI (10788))	= 3377	Psi
Ps3 (Sensor (10000))	= 3956	Psi
Ps4 (PI (10788))	= 4038	Psi
P Burbuja	= 175	Psi

3.- RESULTADOS DE LA INTERPRETACION

METODO DE HORNER

Pendiente	= -59.55	Psi-ciclo
Drawdown	= 662	Psi
K _h (=2π)	= 111	cpd
h	= 6.3	
P*	= 3976	Psi
P (PI)	= 3904	Psi
Delta P Skin	= 269	Psi

METODO DE LA DERIVADA

K _h (=2π)	= 111	cpd
h	= 6.3	
PI (Sensor)	= 3976	Psi
PI (PI (10788))	= 4068	Psi

Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)

MODELOS

MODELO DE ALMACENAJE	Constante
FLUJO EN EL RESERVORIO	Radial Homogéneo
MODELO DEL LIMITE	Infinita

4.- RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD



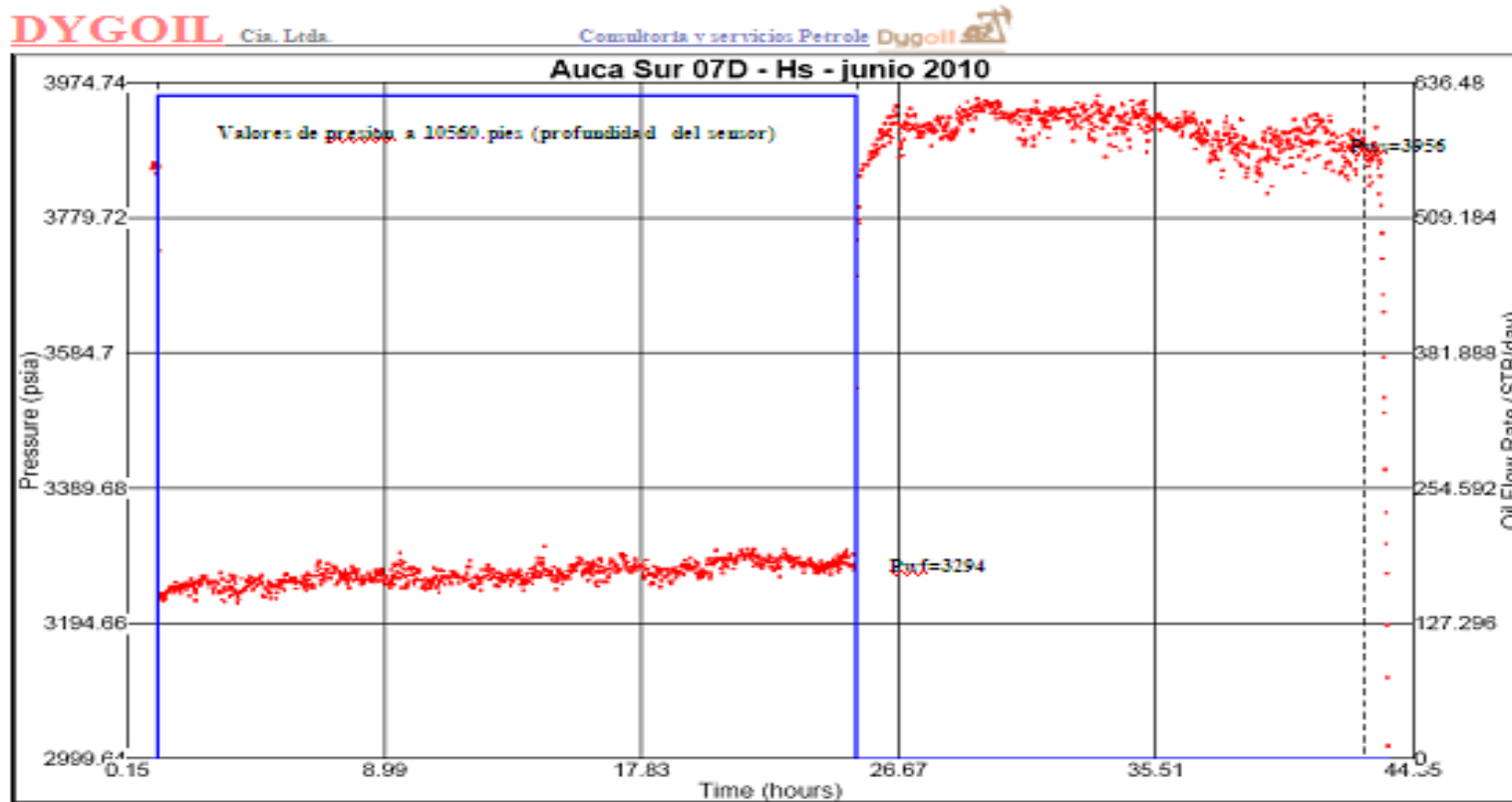
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J_{actual}	= 0.91	BB/día/Psi
EF	= 0.60	
Q_{max}	= 3564	BB/día



Comentario:

En el registro de las presiones restauradas se observan datos dispersos, hemos tenido que ajustarlos para la interpretación. La recuperación de presión es casi instantánea, no desarrollo almacenamiento.

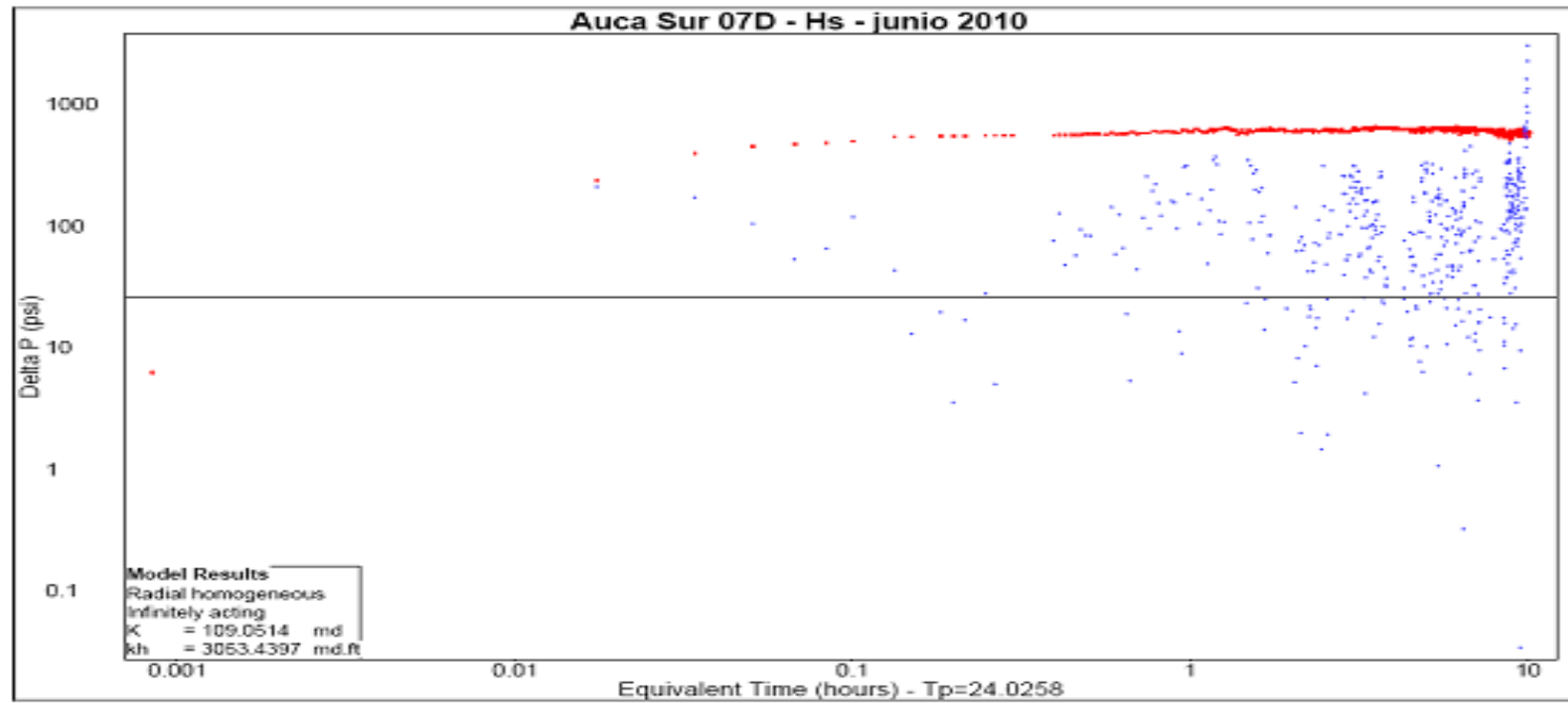
Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)



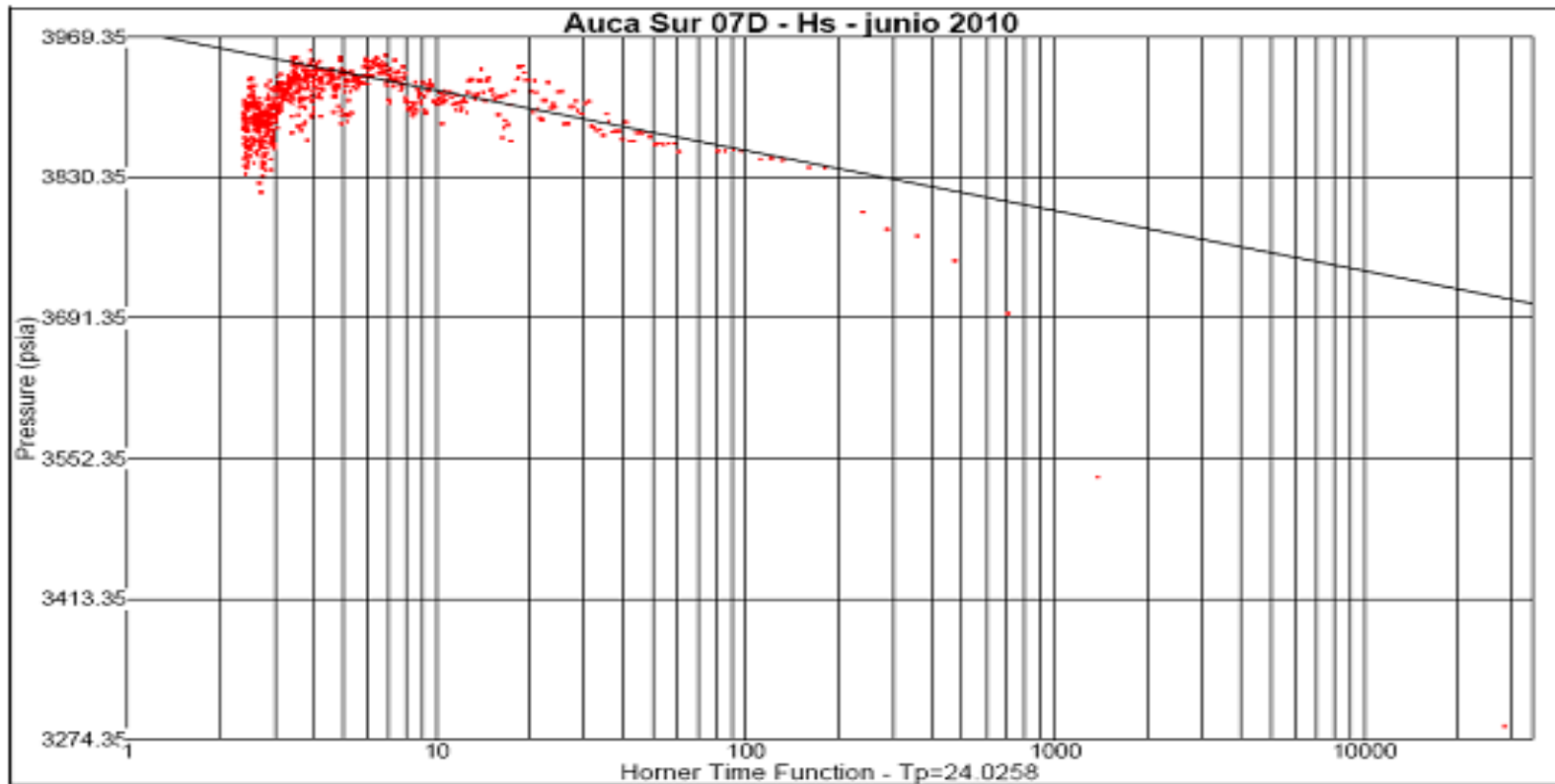
Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)

DYGOIL Cia. Ltda.

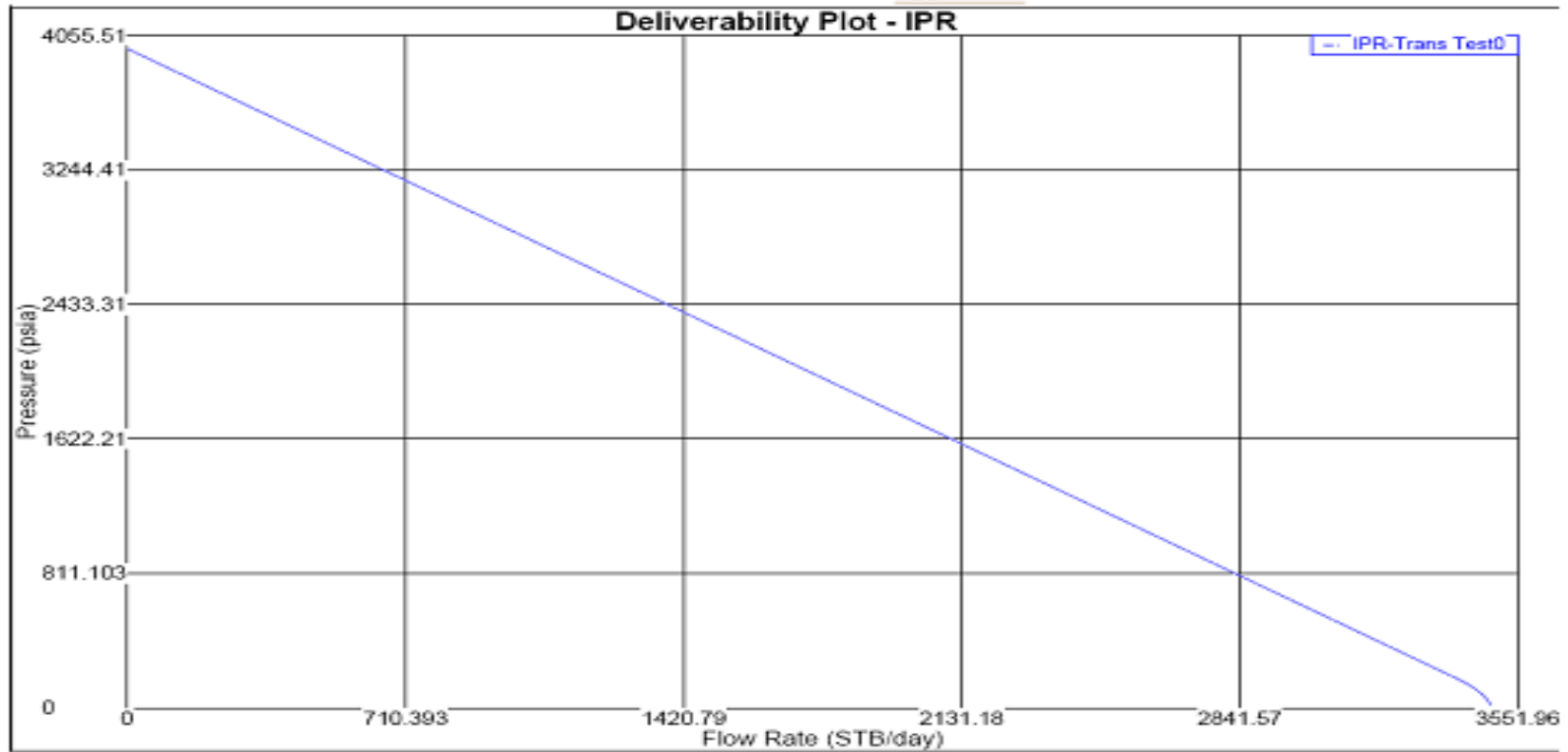
Consultoría y servicios Petroleros **Dygoil**



Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca Sur 7D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca 96D

5. ANÁLISIS DE PRESIÓN RESTAURADA

Datos generales

El presente informe resume los resultados de la interpretación de la prueba de presión transiente tomada en el pozo direccional tipo “S” Auca 96D, al reservorio “Hollín superior” el 29 de noviembre del 2010 y que finalizó del 2 de diciembre del mismo año. La adquisición de los datos de presión y temperatura se realizó mediante un sensor electrónico memory gauge que fue asentado en No-Go a una profundidad de 10360 ft MD.

Objetivo

El Objetivo de este análisis es determinar la magnitud del daño, tipo de reservorio y parámetros del yacimiento como presión y permeabilidad además de determinar el índice de productividad y el potencial del pozo.

Parámetros empleados para el análisis

Espesor neto	=	8'	Caudal de petróleo	=	756 BPPD
Intervalo cañoneado	=	10552'– 10566'	Caudal de agua	=	84 BAPD
Sw	=	23 %	Prof del sensor MD	=	10360 ft
GOR	=	10 RB/scf	Gradiente	=	0.379 psi/ft
Bo	=	1.111 rb/stb	Temperatura	=	230 °F
μ_o	=	4,76 cp	Pwf (al sensor)	=	2050 psia
Co	=	$6.48 E^{-6}$ psi-1	Pwf (a mp)	=	2125 Psia
rw	=	0.3 ft	Pws (a sensor)	=	3728 psia
Salinidad	=	1000 ppm	Pws (a mp)	=	3803 psia
Porosidad	=	11 %	Δp (sensor - mp)	=	75 psia
API	=	32.9°	Punto de burbuja	=	235 psia

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento y se han determinado los datos de análisis PVT: Pb, Rs, Bo a partir de la correlación de Standing y μ_o a partir de la correlación de Beggs et al.

Anexo 7. Pozo Auca 96D (continuación)

Secuencia de eventos

La Fig.1 muestra la secuencia de eventos durante la evaluación del pozo AUC-96D. El gráfico muestra los datos registrados durante la prueba de producción realizada con un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico y camión bomba. El tiempo total de registro fue de 64.6 horas, el período de cierre tuvo una duración de 16 horas. Durante la evaluación se registró una producción promedio de $Q_o = 456$ BPPD, $Q_w = 84$ BPPD.

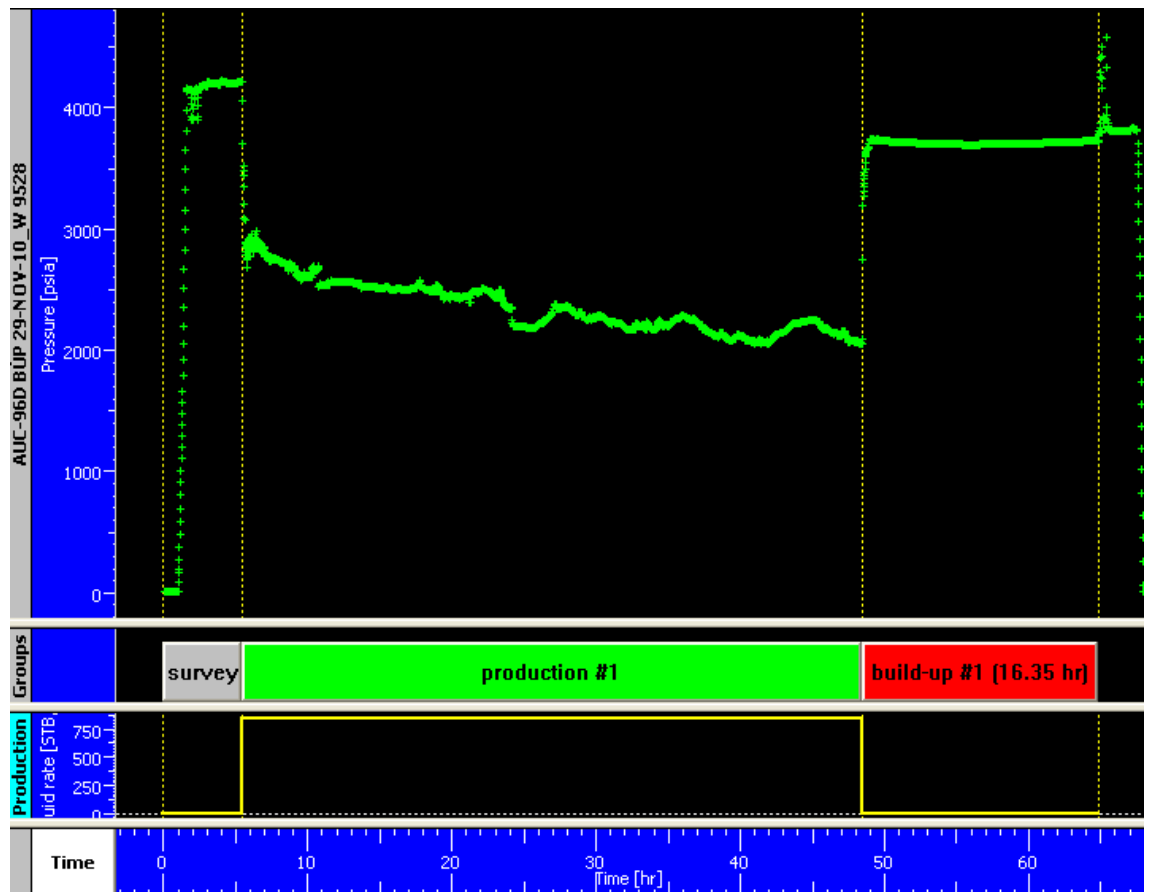


Fig 1. Período fluvente y cierre

Anexo 7. Pozo Auca 96D (continuación)

6. MODELO DE LA RESPUESTA DE PRESIÓN

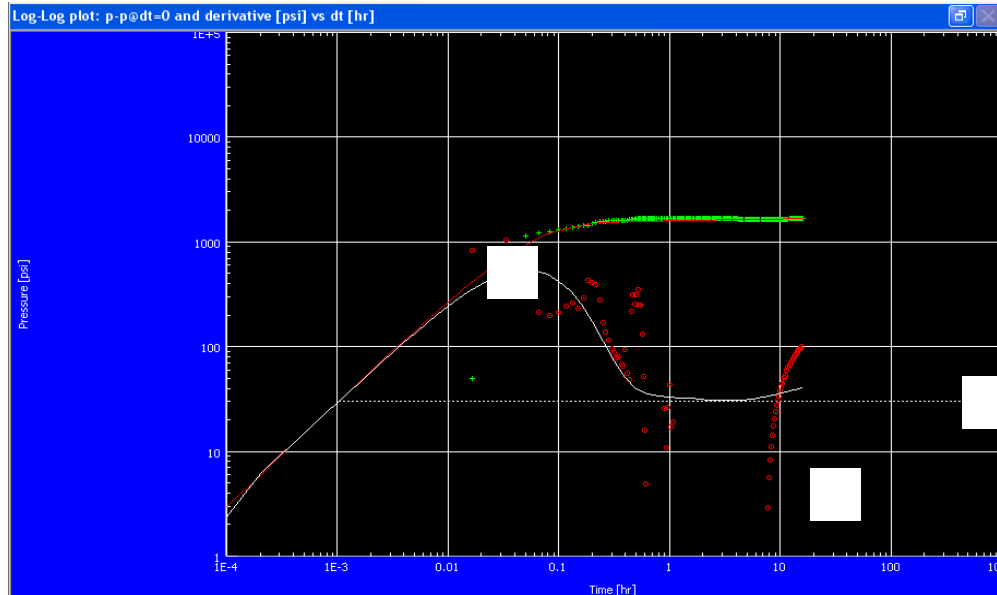
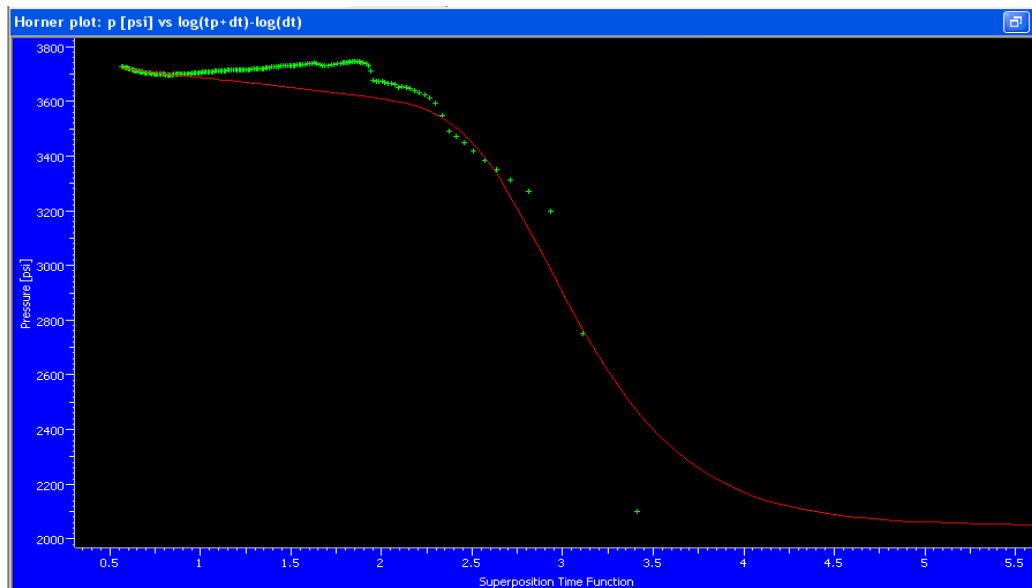


Fig 2. Curva de la derivada



A partir de la curva de la derivada (figura 2), el comportamiento de la presión se divide en 3 etapas:

- Un periodo de almacenamiento (1)
- Un periodo de flujo radial (2)
- Un período de límite (3)

Anexo 7. Pozo Auca 96D (continuación)

Periodo de Almacenamiento

El modelo que se utilizó para el pozo fue el almacenamiento constante $C= 0.00119$ bbl/psi.

Periodo de Flujo Radial

Luego del período de transición se observa que los puntos en la curva de la derivada no están bien definidos imposibilitando determinar con exactitud el período del flujo radial hacia el pozo, se procedió a realizar un ajuste aproximado. Con esto se determinó los parámetros de reservorio. Permeabilidad = 821 mD, daño de formación = 19.3.

Periodo de Límite

Finalmente se observa un límite en el reservorio, el cual y de acuerdo a la tendencia de la curva de la derivada representaría a un límite en el reservorio.

Anexo 7. Pozo Auca 96D (continuación)

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE PRESIÓN TRANSIENTE

Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	One fault	
Main Model Parameters		
TMatch	486	[hr]-1
PMatch	0.0164	[psia]-1
C	0.00119	bbl/psi
Total Skin	19.3	--
k.h, total	11500	md.ft
k, average	821	md
Pi	3786.73	psia
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00119	bbl/psi
Skin	19.3	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	3786.73	psia
ko_eq.h	11500	md.ft
ko_eq	821	md
kro	0.3	--
L - No flow	749	ft
Derived & Secondary Parameters		
ko (Perrine)	736	md
kw (Perrine)	3.76	md
Delta P (Total Skin)	1172.14	psi
Delta P Ratio (Total Skin)	0.700822	Fraction

Anexo 7. Pozo Auca 83D

COMPANIA : E. P. PETROECUADOR

CAMPO / POZO : Auca/ Auca 83D

ZONA DE PRUEBA : ARENA "H inf."

INTERVALO : 10836' – 10840' (14ft)

FECHA DE PRUEBA : 13-16 enero 2011

REPORTE NUMERO : WL - 03 - 2011

DISTRITO BASE : Shushufindi

REP. EMPRESA : Ing. P. Salcedo

REP. DYGOIL CIA Ltda. : Ing. P. Gómez

Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)

DYGOIL

Cta. Ltda.

Consultoría y servicios Petroleros AUC-83D III



1.- REPORTE DE RESTAURACION DE PRESION

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena H cuerpo inferior del pozo Auca 83D H₁ tiene un intervalo disparado de 10826-10840 (14)

El pozo produjo un $Q_t = 3700$ EBL/día, con un BSW de 1.0 % de un crudo de 31.6 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

TIEMPOS (HRs)	
$t_1 = 2.88$	hrs
$t_2 = 53.42$	hrs
$t_3 = 67.34$	hrs

TIEMPO DE PRODUCCION = 50.77 HRs

TIEMPO DE CIERRE = 13.92 HRs

En el registro de presión se utilizaron los sensores Zi-Probe #W1068, W9578 fueron colgados en la línea de cable de acero hasta 10610 pies.

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento proporcionados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de EP Petroecuador en el campo Auca y se han determinado los datos de análisis PVT: P_b , R_a , B_o a partir de la correlación de *Vanquay & Beggs* y μ_o a partir de la correlación de *Beal et al.* y μ_g con las correlaciones de *Carr et al.* y, aplicando el software de Interpretación de Presiones *Pamysystem* de EPS.

Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)

DYGOIL

Cia. Ltda.

Consultoría y servicios Petroleros AUC-83D HI



2.- DATOS BASICOS DE LA EVALUACION

Prueba de producción

Qo	3883	BFPD
Qw	37	BARD
Qi	3700	BFPD
BSW	1	%
API	32.8	

Parámetros del estrato

Ht	30	Ft
h _o	14	Ft
φ	16	%
kw	0.23	Ft
Ty	232	°F

Parámetros del fluido

Bo	1.027	By/Bo
β _w	1.044	By/β _w
β _o	0.0039	By/β _o
μ _o	1.462	cps
μ _w	0.223	cps
μ _g	0.047	cps
Ct	7.51e-08	Psi ⁻¹
GOR	9	Scf/Boi
γ _{gas}	1.25	

Presiones

Pwf @ Sensor (10810)	3857	Psi
Pws @ Sensor (10810)	4382	Psi
P Burbuja propuesto	128	Psi
P Burbuja calculado	24.7	Psi

3.- RESULTADOS DE LA INTERPRETACION

METODO DE HORNER

Pendiente	-25.38	Psi/ciclo
K _h @ 30	30707	Md
K	1023	cpd
h	11.8	
P*	4429	Psi
P @ 30	4379.6	Psi
Delta P @ Skin	316.3	Psi
Rad Invest	2624	pies

METODO DE LA DERIVADA

K _h @ 30	30280	Md
K	843	cpd
h	10	
L1	179	
L2	185	
L3	290	
L4	700	
Pi @ sensor (10810)	4388	Psi

Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)

DYGOIL Cía. Ltda.

Consultoría y servicios Petroleros AUC-83D III



MODELOS

MODELO DE ALMACENAJE	Constante
FLUJO EN EL RESERVORIO	Radial homogéneo
MODELO DEL LIMITE	Sistema cerrado

4.- RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD

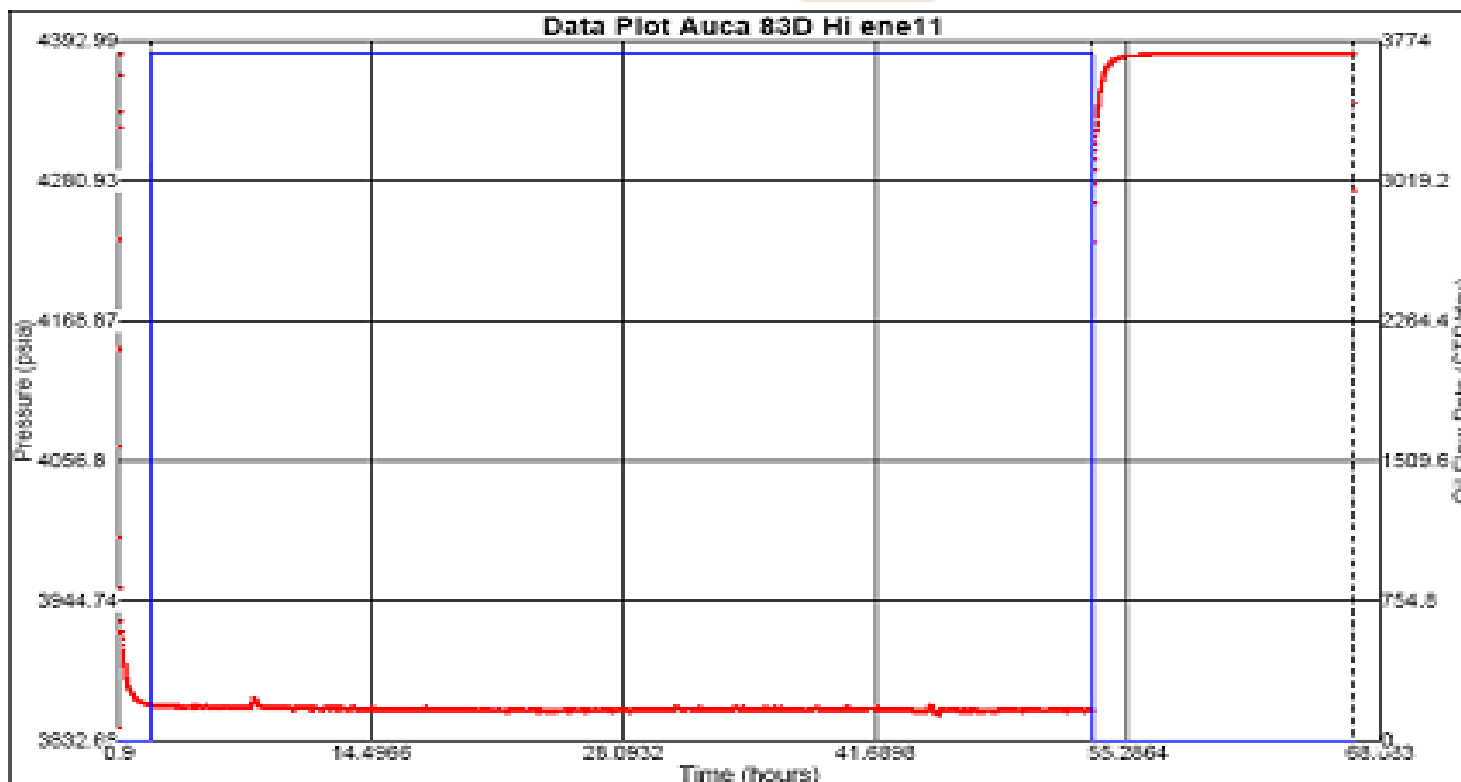
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J actual	7.11	BBL/día/Psi
EF	0.12	
Qmax	31044	BBL/día

Comentario:

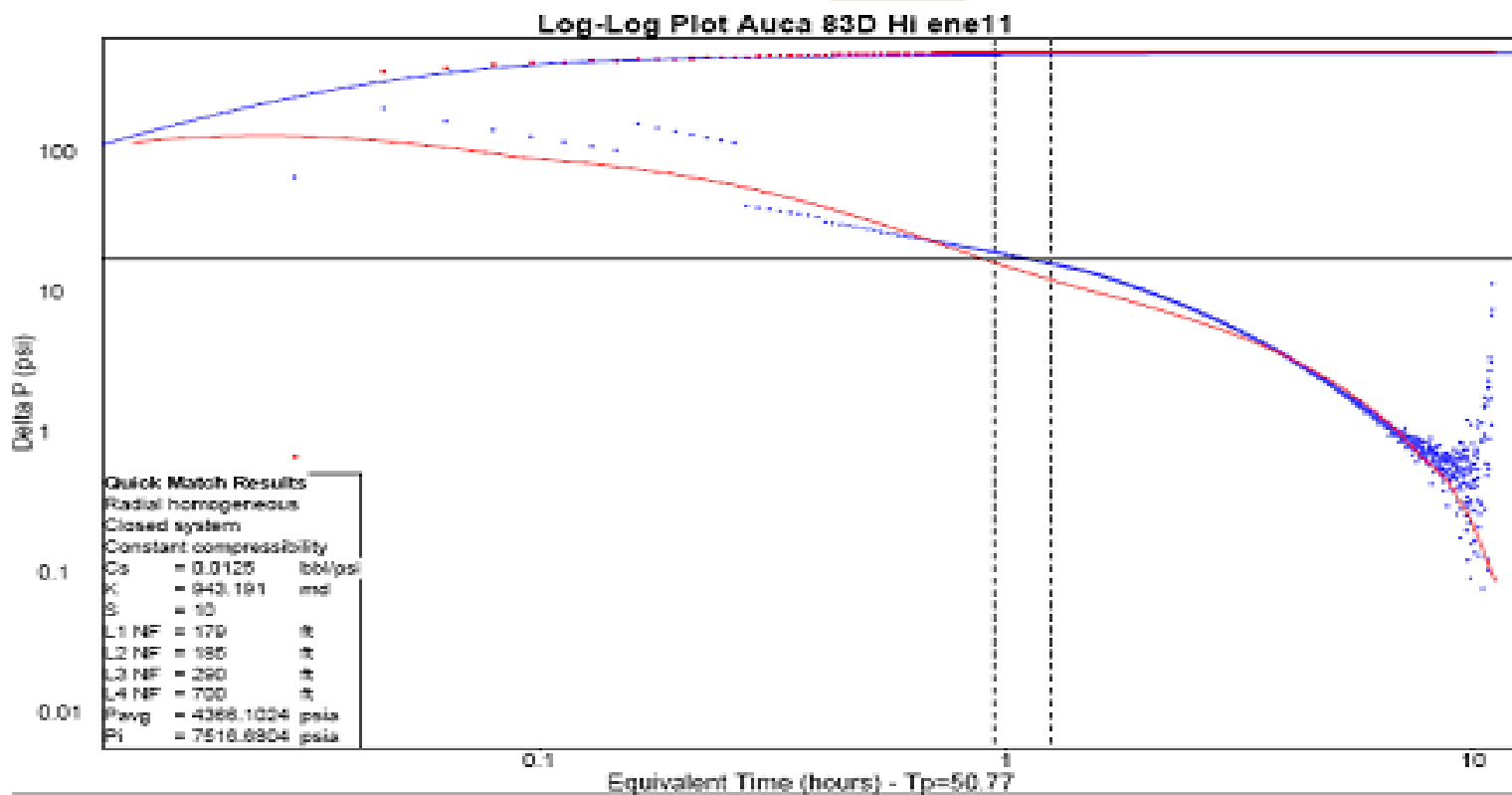
El modelo que mejor se ajusta en la derivada es el que corresponde a lo que se conoce como: Almacenamiento constante, flujo radial homogéneo y, sistema cerrado en el borde.

Aparentemente el tiempo de restauración resultó corto para apreciar el desarrollo de la derivada.

Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)



Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)

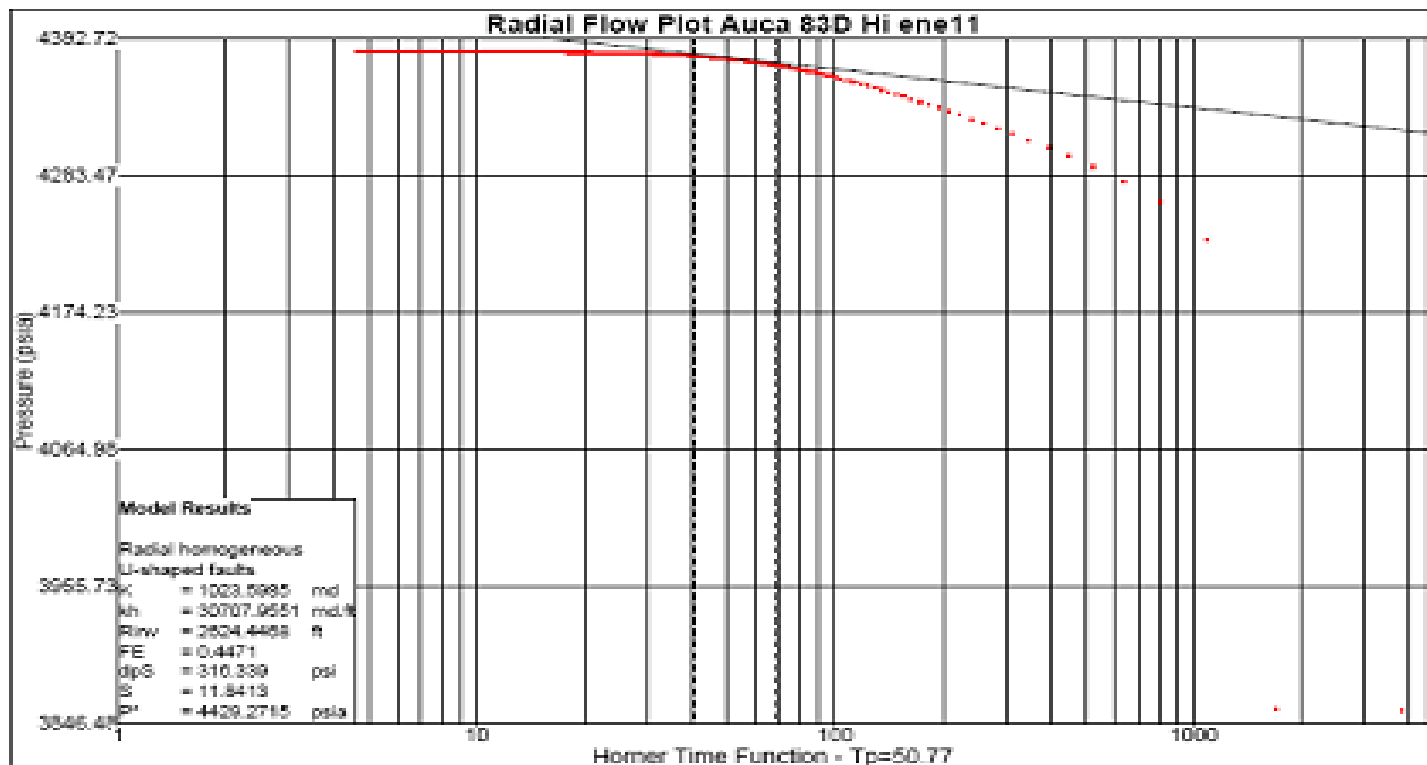


Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)

DYGOIL

Cia. Ltda.

Consultoría y servicios Petroleros ALC-83D HI



Anexo 7. Pozo Auca 83D (continuación)

