



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL CAÑONEO SELECTIVO EN LAS
ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO
VELASCO”, PROVINCIA DE SANTA ELENA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:
JORGE LUIS GALARZA CAISA**

**ASESOR:
ING. CHRISTIAN SÀNCHEZ RODRÌGUEZ**

LA LIBERTAD-ECUADOR

2013

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL CAÑONEO SELECTIVO EN LAS
ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO
VELASCO”, PROVINCIA DE SANTA ELENA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

JORGE LUIS GALARZA CAISA

ASESOR:

ING. CHRISTIAN SÀNCHEZ RODRÌGUEZ

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

DECLARACIÓN EXPRESA

Declaro, que la responsabilidad del contenido de este trabajo de investigación corresponde, exclusivamente, a: JORGE LUIS GALARZA CAISA; además, expreso que no ha sido presentado antes para ningún grado o calificación profesional; y, que he dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración, cedo los derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

JORGE LUIS GALARZA C.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, fruto de mi esfuerzo, primordialmente a Dios, mi fuente de mi inspiración; a mi esposa, Laura Rizzo por su invaluable apoyo y sincera compañía; y, a mis padres, José Galarza y Carmen Caisa, sacrificados seres que me entregaron apoyo incondicional, sabios consejos, amor, paciencia y comprensión, durante todas mis etapas formativas.

Jorge Luis Galarza C.

AGRADECIMIENTO

- A Dios, por otorgarme la fe y la fortaleza necesarias para superar las etapas que se me han presentado en mi diario vivir y por las bendiciones recibidas, testimonio de su gran misericordia.
- A mi familia por su apoyo incondicional que siempre estuvo latente para que yo, alcance tan importante logro universitario.
- A mi pastor Alejandro Mora por sus continuas palabras de aliento y por su gran testimonio de fe y superación.
- Al Ing. Christian Sánchez, mi director de tesis, por su invaluable apoyo y dedicación para la culminación de este trabajo.
- Finalmente, a los ingenieros: Wilman Núñez, Washington Sevilla y Dolores Gómez; a todo el personal del Departamento de Ingeniería de Petróleos del campo “Gustavo Galindo Velasco” de Pacifpetrol por el respaldo, confianza y atención prestadas durante el proceso de desarrollo de mi Tesis.

Jorge Luis Galarza C.

CERTIFICACIÓN

Yo, Ing. Christian Sánchez Rodríguez, Tutor de la tesis ***ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL CAÑONEO SELECTIVO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO VELASCO”, PROVINCIA DE SANTA ELENA*** del estudiante de Ingeniería en Petróleo, JORGE LUIS GALARZA CAISA.

Certifico que una vez revisados los contenidos de la investigación y desarrollo del trabajo de titulación o graduación, estos guardan relación con lo estipulado en la reglamentación prevista por los organismos de estudios de tercer nivel, los mismos que cumplen con los requisitos básicos y científicos y con los parámetros del método de investigación y su proceso, por lo tanto solicito se dé el trámite legal correspondiente.

La Libertad, 22 abril del 2013

Atentamente.

Ing. Christian Sánchez Rodríguez

TUTOR

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez
DIRECTOR DE ESCUELA
DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Christian Sánchez Rodríguez
PROFESOR-ASESOR

Ing. Tarquino López Cadena, MSc.
PROFESOR DEL ÁREA

Ab. Milton Zambrano Coronado, MSc.

SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

ÍNDICE GENERAL

PORTADA	ii
DECLARACIÓN EXPRESA	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vi
CERTIFICACIÓN DEL GRAMATÓLOGO	vii
TRIBUNAL DE GRADO	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xviii
ÍNDICE DE TABLAS	xxii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xxiv
ABREVIATURAS	xxv
SIMBOLOGÍA.....	xxviii
RESUMEN.....	xxxii
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (G.G.V)

1.1 Antecedentes	5
1.2 Ubicación geográfica y extensión	7
1.3 División del Campo	7

1.4 Áreas que conforman el Campo.....	7
1.5 Geología regional.....	8
1.5.1 Estratigrafía.....	9
1.5.2 Principales formaciones productoras del campo Ancón.....	11
1.5.2.1 Formación Atlanta.....	11
1.5.2.2 Formación Passage Beds.....	12
1.5.2.3 Formación Clay Pebble Bed.....	13
1.5.2.4 Formación Santo Tomás.....	13
1.5.2.5 Formación Socorro.....	13
1.5.3 Tectónica del Campo.....	15
1.6 Características litológicas del Campo.....	17
1.7 Roca Madre.....	19
1.8 Mecanismos de entrapamiento y migración.....	20
1.9 Relación gas-petróleo, presiones y temperaturas.....	22
1.10 Tipo de yacimiento.....	23
1.10.1 Gas en solución.....	23
1.11 Descripción del crudo Ancón.....	24
1.12 Sistemas de levantamiento artificial utilizados.....	24
1.12.1 Levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.....	24
1.12.2 Levantamiento artificial por Gas Lift.....	25
1.12.2.1 Bombeo Neumático Continuo.....	26
1.12.2.2 Bombeo Neumático Intermitente.....	26
1.12.3 Levantamiento artificial por Pistoneo o Swab.....	27

1.12.4 Levantamiento artificial por Herramienta Local (HL).....	28
1.13 Tipos de registros eléctricos disponibles en el Campo	29
1.13.1 Registro de Potencial Espontáneo	30
1.13.2 Registro de Rayos Gamma.....	31
1.13.3 Registro de Porosidad	31
1.13.4 Registro de Resistividad.....	31
1.13.5 Registro de Inducción	32
1.14 Interpretación de los registros eléctricos.....	32
1.14.1 Modelo Dispersado	33
1.14.2 Modelo Simandoux	33
1.15 Estado actual del Campo.....	33
1.16 Producción histórica del Campo	35

CAPÍTULO II

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA DEL PUNZONAMIENTO CON WIRELINE

2.1 El proceso del punzonamiento	38
2.2 Fundamentos teóricos	41
2.2.1 Densidad de disparo	41
2.2.2 Dirección de tiro.....	41
2.2.3 Separación de cargas	41

2.3 Explosivos.....	42
2.3.1 Tipo de explosivos	42
2.3.1.1 Explosivos Altos	42
2.3.1.2 Explosivos Bajos.....	43
2.3.2 Características de los explosivos.....	44
2.3.2.1 Sensibilidad.....	44
2.3.2.2 Estabilidad.....	45
2.3.3 Selección de explosivos mediante descomposición térmica.....	45
2.4 Cañones.....	46
2.4.1 Contenedor	46
2.4.2 Cordón detonante	46
2.4.3 Detonador o Iniciador	47
2.4.3.1 Detonadores eléctricos	47
2.4.3.2 Detonadores de percusión	47
2.4.4 Cañones de carga expuesta y no expuesta.....	48
2.4.5 Clasificación de los cañones	48
2.4.6 Tipos de cañones	49
2.4.6.1 Tipo Bala.....	50
2.4.6.2 Tipo Chorro.....	50

2.4.6.3 Tipo Hidráulicas.....	51
2.5 Cargas.....	51
2.5.1 Cargas Power Jet.....	51
2.5.2 Diseño y comportamiento de las cargas.....	53
2.5.3 Cargas Configuradas	54
2.5.4 Tipos de cargas configuradas	55
2.5.4.1 Cargas de Alta Penetración, DP (Deep Penetration).....	55
2.5.4.2 Cargas de Hueco Grande, BH (Big Hole).....	57
2.5.5 Elementos de una carga.....	58
2.6 Factores que afectan los resultados de los disparos	60
2.6.1 Taponamiento de los disparos	60
2.6.2 Efecto de la Presión Diferencial.....	61
2.6.3 Efecto de usar fluidos limpios.....	64
2.6.4 Efecto de la resistencia a la compresión	65
2.6.5 Efectos de presión y temperatura	65
2.7 Daños que pueden producir los disparos.....	66
2.7.1 Daños del cemento y la tubería de revestimiento.....	67
2.7.2 Daño a la Formación	68
2.8 Factores que afectan la productividad de un pozo	69

2.9 Factores geométricos del disparo	69
2.9.1 Efecto de la penetración y densidad de carga en la PR.....	71
2.9.2 Efecto de la fase en la PR.....	72
2.10 Determinación de la efectividad de los disparos.....	73
2.10.1 Cálculo del radio de invasión de un pozo	74
2.10.2 Cálculo de la profundidad de penetración de los disparos.....	75
2.11 Descripción de la técnica de cañoneo con Wireline.....	76
2.12 Casing Gun.....	77
2.12.1 Ventajas del sistema Casing Gun.....	78
2.12.2 Desventajas del sistema Casing Gun.....	79

CAPÍTULO III

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS PROSPECTIVOS AL CAÑONEO

3.1 Antecedentes	81
3.2 Metodología para la selección de pozos.....	83
3.3 Geographix	84
3.4 Oilfield Manager (O.F.M)	85
3.5 Evaluación de Formaciones	87
3.5.1 Método de obtención de los principales parámetros petrofísicos de las for-	

maciones productoras del Campo	87
3.6 Pozos seleccionados	90
3.7 Antecedente de los pozos seleccionados.....	93
3.7.1 Principales características de los pozos seleccionados	101
3.7.2 Histórico de reacondicionamiento de los pozos seleccionados.....	106
3.7.3 Histórico de producción de los pozos seleccionados	109
3.8 Tasa de declinación de los pozos después de las últimas campañas de cañoneo	112

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 Análisis técnico de los pozos seleccionados	119
4.2 Selección de intervalos a cañonear	119
4.2.1 Resultados de los análisis petrofísicos de los pozos seleccionados	119
4.2.2 Número de pies de arena prospectiva a cañonear	123
4.3 Criterios para la selección de cañones	131
4.4 Criterios para establecer la densidad de disparos.....	132
4.5 Condiciones operativas y técnicas para el cañoneo	133
4.5.1 Estado de la locación.....	134
4.5.2 Condición del pozo	134

4.5.3 Condiciones técnicas.....	134
4.6 Prognosis de producción inicial esperada y tasa de declinación.....	135
4.7 Análisis económico del proyecto	142
4.7.1 Valor Actual Neto	143
4.7.2 Tasa Interna de Retorno	144
4.7.3 Relación Costo/Beneficio	144
4.7.4 Evaluación del proyecto.....	145
4.7.4.1 Indicadores de endeudamiento.....	146
4.7.4.2 Flujo de caja.....	147
4.7.4.3.1 Componentes.....	147
4.8 Estudio económico del proyecto	149
4.8.1 Costos del cañoneo.....	149
4.8.2 Ingresos del proyecto	151
4.8.3 Tiempo de recuperación de la inversión	151

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones.....	154
5.2 Recomendaciones.....	156

BIBLIOGRAFIA	157
ANEXOS	159

ÌNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Extensi3n del campo G.G.V	7
Figura 1.2	Áreas que conforman el campo G.G.V.....	8
Figura 1.3	Columna Estratigráfica del campo Anc3n.....	10
Figura 1.4	Zonificaci3n de las Formaciones Productoras.....	14
Figura 1.5	Producci3n acumulada actual por yacimientos.....	14
Figura 1.6	Tect3nica del campo Anc3n	16
Figura 1.7	Esquema del Bombeo Mecánico	25
Figura 1.8	Esquema del levantamiento por Gas Lift.....	27
Figura 1.9	Esquema del levantamiento por Pistoneo o Swab	28
Figura 1.10	Esquema del levantamiento por Herramienta Local.....	29
Figura 1.11	Hist3rico de Producci3n vs NÚmero de Pozos perforados	35
Figura 1.12	Curva de declinaci3n del campo G.G.V	36
Figura 2.1	Evoluci3n de los procesos para Punzonamiento.....	40
Figura 2.2	Carta Temperatura vs Tiempo	45
Figura 2.3	Componentes de un Cañ3n	47
Figura 2.4	Clasificaci3n de los Cañones segÚn sus porta-cargas.....	49
Figura 2.5	Cargas Power Jet.....	52
Figura 2.6	Proceso de cañoneo.....	54

Figura 2.7 Proceso de Detonación Carga de Alta Penetración	56
Figura 2.8 Proceso de Detonación Carga de Hueco Grande	57
Figura 2.9 Elementos de una Carga	58
Figura 2.10 Fabricación de las Cargas Huecas	60
Figura 2.11 Daño por disparo a la formación	67
Figura 2.12 Factores geométricos del disparo.....	70
Figura 2.13 Patrón de agujeros para pistolas fase 0° y 60°	70
Figura 2.14 Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°	71
Figura 2.15 Efecto de la penetración y densidad en la PR.....	72
Figura 2.16 Efecto de la fase en la PR	73
Figura 2.17 Punzonamiento con Wireline.....	76
Figura 2.18 Casing Gun	78
Figura 3.1 Producción total de los pozos cañoneados por año	82
Figura 3.2 Modelo de Corte Estructural de Pozos	84
Figura 3.3 Mapa de burbujas de producción acumulada de la sección 67	86
Figura 3.4 Mapa de burbujas de producción acumulada de la sección Tigre	86
Figura 3.5 Mapa de ubicación de los pozos seleccionados-sección 67.....	92
Figura 3.6 Mapa de ubicación de los pozos seleccionados-sección Tigre	92
Figura 3.7 Mapa isópaco de la formación PB de las secciones 67 y Tigre	94

Figura 3.8 Mapa estructural de la formación PB de las secciones 67 y Tigre	95
Figura 3.9 Pozo ANC0662.....	96
Figura 3.10 Pozo ANC1253.....	97
Figura 3.11 Pozo TIG0011.....	98
Figura 3.12 Pozo TIG0014.....	99
Figura 3.13 Pozo TIG0027.....	100
Figura 3.14 Pozo TIG0028.....	101
Figura 3.15 Histórico de producción de petróleo del pozo ANC0662.....	109
Figura 3.16 Histórico de producción de petróleo del pozo ANC1253.....	110
Figura 3.17 Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0011	110
Figura 3.18 Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0014	111
Figura 3.19 Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0027	111
Figura 3.20 Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0028	112
Figura 4.1 Registro eléctrico del pozo ANC0662.....	125
Figura 4.2 Registro eléctrico del pozo ANC1253.....	126
Figura 4.3 Registro eléctrico del pozo TIG0011.....	127
Figura 4.4 Registro eléctrico del pozo TIG0014.....	128
Figura 4.5 Registro eléctrico del pozo TIG0027.....	129
Figura 4.6 Registro eléctrico del pozo TIG0028.....	130

Figura 4.7 Perfil de producción esperada, pozo ANC0662	139
Figura 4.8 Perfil de producción esperada, pozo ANC1253	140
Figura 4.9 Perfil de producción esperada, pozo TIG0011	140
Figura 4.10 Perfil de producción esperada, pozo TIG0014	141
Figura 4.11 Perfil de producción esperada, pozo TIG0027	141
Figura 4.12 Perfil de producción esperada, pozo TIG0028	142

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Principales características de las formaciones productoras	15
Tabla 1.2	Rango de variación de las propiedades petrofísicas básicas de testi- gos corona	17
Tabla 1.3	Características de la roca generadora de petróleo del campo Ancón	20
Tabla 1.4	Pozos perforados en el campo “Gustavo Galindo Velasco”	33
Tabla 1.5	Producción de enero/2013 del campo “Gustavo Galindo Velasco”	34
Tabla 2.1	Propiedades de los explosivos altos	43
Tabla 2.2	Tipos y propiedades de los explosivos.....	43
Tabla 2.3	Presión diferencial a favor de la formación cuando se punza.....	63
Tabla 3.1	Datos de la última campaña de cañoneo realizada en el campo Ancón....	82
Tabla 3.2	Modelo de arcillosidad con cutt-off @ 45 U.API.....	83
Tabla 3.3	Rango de Rt para las diferentes formaciones del área de Tigre y 67	89
Tabla 3.4	Pozos seleccionados para cañoneo.....	91
Tabla 3.5	Características de los casing usados en los pozos seleccionados.....	102
Tabla 3.6	Propiedades del lodo usados en los pozos seleccionados	103
Tabla 3.7	Tipos de registros eléctricos de los pozos seleccionados.....	104
Tabla 3.8	Principales reacondicionamientos de los pozos seleccionados.....	106
Tabla 3.9	Tasa de declinación de los tres primeros meses y del 4 ^{to} al 48 ^{avo}	

mes, pozo ANC0662	113
Tabla 3.10 Tasa de declinación de los tres primeros meses y del 4 ^{to} al 48 ^{avo} mes, pozo ANC1253	114
Tabla 3.11 Tasa de declinación de los tres primeros meses y del 4 ^{to} al 48 ^{avo} mes, pozo TIG0011	114
Tabla 3.12 Tasa de declinación de los tres primeros meses y del 4 ^{to} al 48 ^{avo} mes, pozo TIG0014	115
Tabla 3.13 Tasa de declinación de los tres primeros meses y del 4 ^{to} al 48 ^{avo} mes, pozo TIG0027	115
Tabla 3.14 Tasa de declinación de los tres primeros meses y del 4 ^{to} al 48 ^{avo} mes, pozo TIG0028	116
Tabla 4.1 Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados	120
Tabla 4.2 Total de intervalos de arena seleccionada a cañonear	124
Tabla 4.3 Características principales de las cargas seleccionadas	133
Tabla 4.4 Tasa de declinación esperada después del cañoneo, pozo ANC0662	136
Tabla 4.5 Tasa de declinación esperada después del cañoneo, pozo ANC1253	137
Tabla 4.6 Tasa de declinación esperada después del cañoneo, pozo TIG0011	137
Tabla 4.7 Tasa de declinación esperada después del cañoneo, pozo TIG0014	138
Tabla 4.8 Tasa de declinación esperada después del cañoneo, pozo TIG0027	138
Tabla 4.9 Tasa de declinación esperada después del cañoneo, pozo TIG0028	139
Tabla 4.10 Presupuesto general de la campaña de cañoneo para los pozos propuestos	150
Tabla 4.11 Análisis económico para los pozos propuestos	152

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Diagramas de completación de los diferentes tipos de levantamiento artificial usados en el “Campo Gustavo Galindo Velasco”	160
Anexo 2 Producción Histórica del campo “Gustavo Galindo Velasco”	165
Anexo 3 Mapa de cortes estructurales de la sección 67 y sección Tigre	170
Anexo 4 Relación de los pozos seleccionados con pozos cercanos.....	173
Anexo 5 Cortes estructurales de los pozos seleccionados	177
Anexo 6 Diagramas de completación de los pozos seleccionados	184
Anexo 7 Curvas de producción acumulada de petróleo y agua de los pozos seleccionados.....	191
Anexo 8 Método de curva de declinación.....	195
Anexo 9 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo de los pozos escogidos	199
Anexo 10 Programa operativo para efectuar el cañoneo	206
Anexo 11 Perfil de producción esperada mensualmente después del cañoneo	209
Anexo 12 Curva de producción actual y producción incremental de los pozos seleccionados.....	216
Anexo 13 Análisis económico de los pozos seleccionados	220

ABREVIATURAS

AEO	Anglo Ecuadorians Oilfields
API	American Petroleum Institute
AT	Atlanta
BAPD	Barriles de agua por día
Bbls/día	Barriles día
BBLS	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bigh Hole
BM	Bombeo Mecánico
BPPD	Barriles de petróleo por día
CAP	Contacto Agua-Petróleo
CCL	Registro localizador de collares
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
CGC	Compañía General de Combustibles
Cp	Centipoise
CPB	Clay Pebble Beds
DP	Depth Penetration
DPP	Disparos por pie
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
Fm	Formación
ft	Pies
GGV	Gustavo Galindo Velasco
GOR	Relación Gas Petróleo
GR	Registros de Rayos Gamma
HCL	Acido Clorhídrico
HL	Herramienta Local
HMX	High Melting Explosive

HNS	Hexanitrostilbene
LCT	Low Cold Test
LN	Log - Normal
MM	Millones
md	Milidarcies
PB	Passage Beds
ppm	Partes por millón
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas
PT	Parado transitorio
Pulg	Pulgadas
PYX	Picrilaminodinitropiridina
RCB	Relación Costo/Beneficio
RDX	Royal Demolition Explosive
SCF/STB	Pies Cúbicos Estándar por Barriles de Almacenamiento
SN	Short – Normal
SP	Potencial Espontaneo
ST	Santo Tomás
SW	Swab
TC	Tubos cortos
TCP	Tubing Conveyed Perforating
TD	Total Depth
TIR	Tasa Interna de Retorno
TL	Tubos largo
TNT	Trinitrotolueno
U	Unidades
UNCE	Unidad de Negocios Centro Este
UNCO	Unidad de Negocios Centro Oeste

UNN	Unidad de Negocios Norte
UNS	Unidad de Negocios Sur
V	Varillas
VAN	Valor Actual Neto
VPN	Valor presente neto

SIMBOLOGÍA

@	a
α	Anisotropía
Cr	Compresibilidad en superficie
Cf	Compresibilidad de la formación
CSG	Casing
Df	Diámetro del reservorio
D	Diámetro del pozo
d	Diámetro del túnel de perforación
ΔP	Diferencial de Presión
ρ_b	Densidad volumétrica de la formación
$S_{c+\theta}$	Daño por terminación parcial y ángulo de desviación
Sp	Daño por efecto del disparo
Sd	Daño por invasión de fluidos
h_t	Espesor del reservorio
PR/ PR _∞	Eficiencia de Productividad
S	Factor de daño
Sf	Factor de daño de formación
St	Factor de daño total en el pozo
Bo	Factor volumétrico del petróleo
GR _{max}	Gamma Ray máximo
GR _{min}	Gamma Ray mínimo
GR _{log}	Gamma Ray leído
J	Índice de Productividad
r	Índice de declinación
h_o	Intervalo disparado
ln	Logaritmo natural
k	Permeabilidad

k_s	Permeabilidad de la zona dañada
k_o	Permeabilidad al petróleo
P	Profundidad de penetración de los disparos
pws	Presión estática de fondo
pwf	Presión de fondo fluyente
pb	Presión de burbuja
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
Pr	Presión del Reservorio
$Ppmin$	Presión de poro mínima
Pen	Penetración
Pen_{sup}	Penetración en superficie
Φ	Porosidad
PR	Relación de Productividad
PR_{∞}	Razón de Productividad máxima
r_s	Radio de la zona dañada
r_w	Radio del pozo
r_e	Radio externo
Rw	Resistividad del agua de formación
Rt	Resistividad verdadera de la formación
Rxo	Resistividad de la zona lavada
Sx	Sacos
q	Tasa de Producción
q_i	Tasa inicial
q_t	Tasa final
q_o	Tasa de producción de petróleo
q_w	Tasa de producción de agua
q_t	Tasa de producción de fluido total
T_y	Temperatura de yacimiento

t	Tiempo
Δt	Tiempo de transito de la formación
TOC	Tope de cemento
I_0	Valor del desembolso inicial de la inversión
V_{sh}	Volumen de arcilla

RESUMEN

El presente trabajo tiene la finalidad de establecer y seleccionar pozos que presenten intervalos mayormente prospectivos para ser propuestos a cañoneo selectivo.

Para alcanzar estos objetivos se plantean varias metodologías que permitan obtener los resultados esperados. Así, se empieza por conocer la historia y desarrollo del Campo; también, los factores que intervienen en el proceso de cañoneo a través del estudio de la tecnología del punzonamiento.

Lo mencionado es muy importante, ya que se trata del punto de partida para la conveniente selección de pozos. Esto se complementa con un estudio de carácter técnico, en el cual se utiliza todas las herramientas de la ingeniería de petróleos como: análisis petrofísicos de cada formación productora a través de registros eléctricos; estudio de la geología del campo a través de cortes y mapas estructurales; correlaciones de los pozos seleccionados con pozos cercanos; análisis de la potencialidad de cada uno de los pozos seleccionados, a través de la revisión de producciones acumuladas y producción después del punzado; y, cálculos de tasa de declinación de la producción de cada uno de dichos pozos seleccionados.

Cabe recalcar que todo lo expuesto anteriormente se documenta con una revisión de los antecedentes de cada uno de los pozos escogidos para este proyecto como: histórico de perforación, histórico de completación, histórico de reacondicionamiento y, estado actual de cada uno de ellos. Todo lo cual, conlleva a realizar un estudio económico para determinar la rentabilidad del mismo, razón por la cual se realizan varios cálculos; entre ellos: flujo de caja, VAN, TIR, relación costo/beneficio y, lo más importante, tiempo de recuperación de la inversión.

Para terminar el trabajo se concluye en proponer 6 pozos como candidatos a ser cañoneados puesto que presentan intervalos de arena muy prospectivos y, sin duda, cumplen con las condiciones técnicas establecidas en este proyecto.

INTRODUCCIÓN

La producción petrolera en el Ecuador ha crecido en los últimos años, también, la demanda nacional e internacional de su producto el petróleo y, sus derivados resultado del desarrollo industrial, consecuentemente, el Estado hizo una proyección para el año 2012 en la que presagió producir 188 millones de barriles, razón por la cual se cumplieron inversiones para implantar nuevos proyectos a fin de optimizar los logros.

Ejemplo de lo afirmado, es el campo “Gustavo Galindo Velasco” en la provincia de Santa Elena, jurisdicción consagrada como pionera en la explotación de hidrocarburos en el Ecuador. Su desarrollo se inició hace más de cien años; los primeros 50 años fueron los de mayor actividad en el sentido de la exploración y explotación a través de las perforaciones de cientos de pozos. Como la producción de un campo petrolero no se mantiene igual toda la vida, la de Santa Elena bajó, por esta razón se aplicaron varios proyectos de reacondicionamientos como: reparaciones a los pozos, acidificaciones, fracturamientos y, campañas de cañoneo; esta última, es una de las principales artífices del aumento de la producción en la actualidad.

Es oportuno señalar que, el tema planteado en este trabajo, es un estudio de factibilidad para el Cañoneo Selectivo en las arenas productoras del campo “Gustavo Galindo Velasco”. Aún más, se ha podido apreciar, mediante revisiones a los pozos que fueron punzados anteriormente, que varios de ellos poseen intervalos de arena muy prospectivos para ser perforados otra vez por medio del Cañoneo de pozos. Esta asunción nos da la pauta para establecer que el proyecto planteado para este Campo tendrá los resultados esperados en este momento.

En todo caso, tanto el objetivo principal como los específicos de la investigación se encaminaron a aprovechar y, definir los intervalos mayormente prospectivos para

realizar la propuesta de cañoneo. Para alcanzar los objetivos planteados en este proyecto, se establecieron varias metodologías, que, nos han permitido obtener resultados confiables, porque este tipo de operaciones requiere altas inversiones en el sentido económico. Para seguir una secuencia lógica y técnica, hemos dividido al proyecto de tesis en 5 capítulos, las cuales se describen a continuación.

El primer capítulo contiene los antecedentes generales del Campo; se da a conocer su historia, extensión, ubicación; también, su producción histórica, producción acumulada, sistemas de levantamiento artificial utilizados y, una breve descripción de las formaciones productoras del campo.

En el segundo capítulo se describen los fundamentos teóricos de la tecnología del Punzonamiento con Wireline; también, los factores que afectan la productividad de un pozo y los factores que afectan los resultados de una operación de cañoneo.

En el tercer capítulo se efectúa la selección respectiva de los pozos a cañonear, previo un análisis minucioso de cada uno de los componentes del pozo, tales como; producción histórica, producción acumulada, histórico de reacondicionamientos y estudios cuali-cuantitativos de los registros eléctricos para determinar intervalos productivos de arena a cañonear.

En el cuarto capítulo se procede a realizar un análisis técnico-económico de los pozos seleccionados para cañoneo; se presentan los resultados petrofísicos de las arenas seleccionadas, selección de cañones, selección de cargas, condiciones operativas y condiciones técnicas. Toda esta información sirvió para determinar la factibilidad desde el punto de vista económico, realizando un análisis de costo/beneficio del proyecto planteado a partir de una curva de producción estimada de cada pozo seleccionado.

Finalmente, en el sexto capítulo se establecen las conclusiones y recomendaciones técnico-económicas definidas a partir del presente estudio.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO.

1.1 Antecedentes

Ancón es el primer campamento petrolero del Ecuador; por tanto, considerado como patrimonio histórico cultural; fue fundado por la Compañía Inglesa Anglo Ecuadorian Oilfields Limited.

Ancón proviene del latín Onis que significa codo, ángulo. Es una ensenada pequeña donde se puede fondear.

El inicio de la explotación petrolera en el Ecuador data del año 1911, en el que se perforó el primer pozo petrolero denominado ANCÓN 1 (ANCÓN OIL COMPANY).

En el periodo comprendido entre 1930 y 1960 se llevaron a cabo los mayores esfuerzos exploratorios: perforación de varios pozos, establecimiento de la línea sísmica de reflexión y refracción, ejecución de trabajos gravimétricos, entre otros.

En 1976 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) tomó a cargo la operación de los campos de la Península, al haberse completado la reversión por parte de la Compañía Anglo Ecuadorians Oilfields. Desde 1976 a 1989, CEPE se convirtió en el símbolo nacional petrolero, cuyo esfuerzo estaba dirigido a dotar al país de la infraestructura necesaria para la naciente industria del petróleo.

Entonces, a partir de ese año de la reversión el Estado ecuatoriano, operó los campos por un periodo de 20 años, primero a través de la ya mencionada Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE); posteriormente a través de la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador (PETROPRODUCCIÓN), filial de PETROECUADOR.

Luego, al finalizar la operación por parte de PETROPRODUCCIÓN en 1996, la producción se ubicó en 780 Bls/día de petróleo y 37 Bls/día de gasolina natural, con 650 pozos en activos.

El 27 de Diciembre de 1994 PETROPRODUCCIÓN y la estatal Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) suscribieron el “Contrato de Servicios Específicos para la producción de Hidrocarburos en el campo ubicado en la Península de Santa Elena denominado GUSTAVO GALINDO VELASCO”.

Solo hace pocos años (1 de Enero del 2002) el campo ANCÓN, es decir, el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO”, mediante cesión de derechos paso a ser operado por la Compañía PACIFPETROL S.A.

Pacifpetrol es una compañía operadora encargada de la explotación y producción de hidrocarburos en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” ubicado en la península de Santa Elena.

La infraestructura de producción del campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO”, se encuentra en plena operación con más de 2882 pozos perforados de los cuales 1603 están en producción.

Desde que Pacifpetrol opera el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” la producción ha incrementado en un 65%, en base a tecnologías múltiples, nuevas perforaciones y procesos de cañoneo. En todo caso, Pacifpetrol rehabilitó y mejoró la eficiencia de los pozos; actualmente produce un aproximado de 1208.89 barriles de petróleo diarios con un grado API promedio de 35,7.

1.2 Ubicación geográfica y extensión

El campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” se encuentra ubicado en la Península de Santa Elena al sureste de la provincia de igual nombre, precisamente, en la parroquia Ancón, distante 130 Km de la ciudad de Guayaquil. El bloque comprende 1200Km², de los cuales 480 Km² corresponden a la extensión costa afuera.

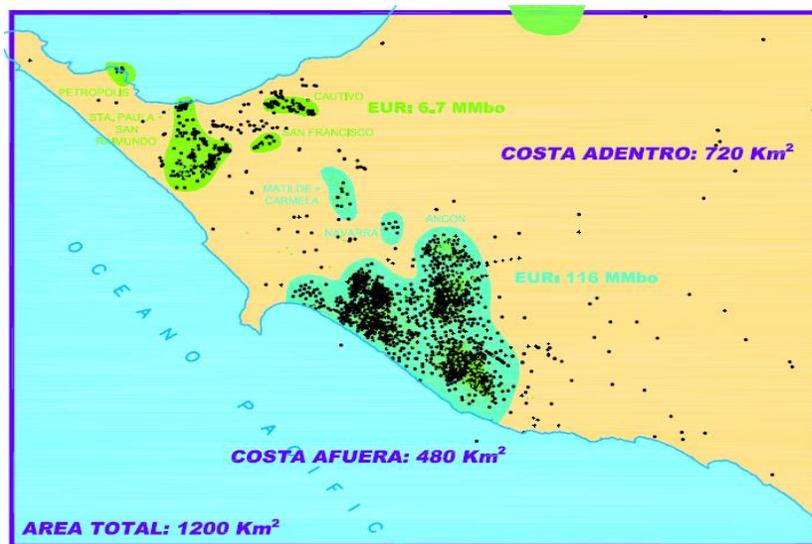


Fig.1.1: Extensión del campo G.G.V
Fuente: PACIFPETROL

1.3 División del Campo

Para un mejor desempeño operativo y administrativo el campo Ancón actualmente se encuentra dividido en tres zonas; ellas son: Norte, Central y Sur.

1.4 Áreas que conforman el Campo

El campo Ancón es el principal productor de petróleo y está dividido en 15 áreas: Perito, La Fuente, Certeza, Emporio, Santo Tomás, San Joaquín, La Fe, Tablazo,

Tigre, Cacique, Central, Ancón, Seca, Hecotea y Concepción. Las áreas Navarra y Asturias, al norte de éste Campo, fueron productoras de gas.

Además, existen los campos de Petrópolis, San Raymundo, Santa Paula, Cautivo, Carmela y El Tambo.

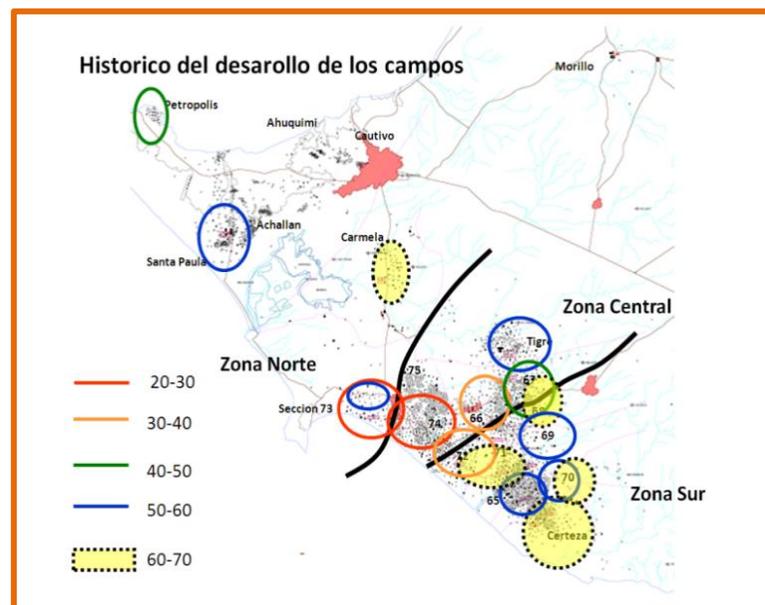


Fig.1.2: Áreas que conforman el campo G.G.V
Fuente: PACIFPETROL

1.5 Geología regional

El área de estudio se ubica sobre el levantamiento de Santa Elena, el cual se presentó como una unidad geológica emergente a partir de la reactivación del sistema de la falla La Cruz. El levantamiento Santa Elena se encuentra limitado al norte por la cordillera Chongón - Colonche, al este por la falla La Cruz, al sur por el Graben de Jambelí y al oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno. Ocupa una posición frontal en el sistema de subducción de la placa Nazca contra la placa continental sudamericana.

La columna estratigráfica del campo Ancón comprende depósitos sedimentarios desde el Cretácico al Terciario Inferior, desarrollados sobre el basamento, el cual corresponde a la Fm. Piñón de origen oceánico y de edad Cretácica.

Las rocas cretácicas son sedimentos volcanoclásticos depositados en una cuenca marginal. Al ocurrir la colisión del terreno cretácico con la placa Sudamericana en el Paleoceno, se depositaron sedimentos silicoclásticos (Gr. Azúcar), turbiditas ricas en cuarzo, en una cuenca de antearco. Posteriormente se produce el levantamiento de los terrenos alóctonos caracterizado por un hiato en el registro sedimentario. Siguió una transgresión regional en el Eoceno Inferior Sup. y Eoceno Medio depositándose las formaciones Passage Beds, CPB, Socorro, Seca y Zapotal (Gr. Ancón) en cuencas de antearco. (Jaillard et al, 1995).

1.5.1 Estratigrafía

La península de Santa Elena tiene su propia historia en lo referente a los tipos de formación en el subsuelo que posee. Esta zona ha sufrido diferentes procesos geológicos desde hace muchos millones de años, lo cual ha servido para la depositación de sedimentos orgánicos que, al ser enterrados y afectados por factores como: tiempo, presión y temperatura, han propiciado la formación del petróleo en esta área.

En el transcurso de las diferentes etapas geológicas por las que ha atravesado la tierra se ha originado nuevas capas o estratos en el subsuelo. La secuencia sedimentaria en el área de estudio está conformada por la Fm. Atlanta (*Paleoceno*) y las Fms. del Grupo Ancón (*eoceno inf. – bartoniano*). El Grupo Ancón se divide en las Formaciones Passage Beds, C.P.B (Clay Pebble Beds), Socorro y Seca. En ciertos sectores esta columna está cubierta por depósitos jóvenes de la Fm. Tablazo (Pleistoceno) y depósitos aluviales. El contacto entre la Fm. Atlanta y el Grupo

Ancón es una discordancia angular observada en las diferentes perforaciones. La columna estratigráfica se la presenta en la siguiente figura.

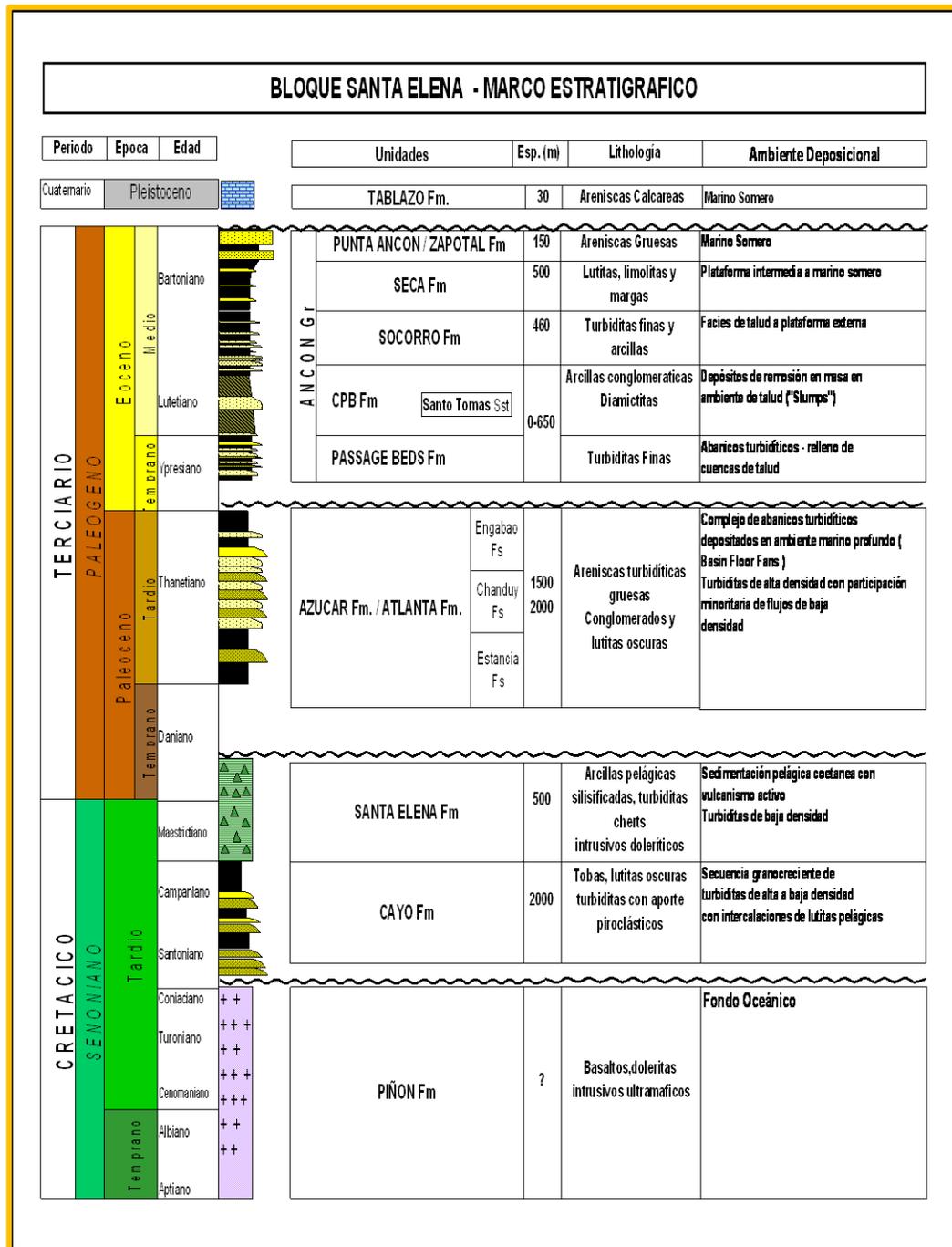


Fig.1.3: Columna Estratigráfica del campo Ancón
Fuente: PACIFPETROL

1.5.2 Principales formaciones productoras del campo Ancón

En el área de estudio se encuentran las formaciones del grupo Ancón (Socorro, CPB, Santo Tomás, PB), y la Formación Atlanta.

1.5.2.1 Formación Atlanta

La formación Atlanta es una secuencia turbidítica compuesta por intercalaciones de areniscas y lutitas, depositadas en canales y abanicos submarinos. Las trampas son netamente estructurales, asociada a altos estructurales vinculados a fallas; la roca sello está constituida por las formaciones Clay Pebble Beds (CPB), Passage Beds (PB) y Seca. La Formación Atlanta tiene un espesor de arena neta del grupo de secuencias superiores que varía de 0' a 1000' con un espesor útil promedio de 200'. La profundidad promedio del reservorio, teniendo como referencia la base del grupo de las secuencias superiores, se encuentra entre los 1800'a 5400', dependiendo de la posición estructural.

Esta Formación constituye el reservorio más favorable dentro de la Península con una aportación del 69% de la producción acumulada total. Los reservorios presentan baja porosidad primaria (5% a 8%) la cual se ha incrementado por microfisuras hasta alcanzar un valor promedio de 10%. Las producciones iniciales son de aproximadamente 300 a 400 bppd, con una calidad de petróleo de 39° API.

El mecanismo de producción es por Gas Disuelto, el cual, debido a la interconexión entre fallas y fisuras presentes en Atlanta, y a la historia de producción del yacimiento, está en proceso de depletación. Pese a que en algunas zonas las areniscas de Atlanta pueden estar aún impregnadas de petróleo, su movilidad es muy baja.

Los parámetros petrofísicos usados para el cálculo de las reservas son: Porosidad 10%, Saturación de agua 64%, Factor Volumétrico de 1.2 By/Bn y un Factor de Recuperación del 8%.

1.5.2.2 Formación Passage Beds

La Fm. Passage Beds se presenta en todo el campo Ancón, excepto en zonas muy levantadas como Certeza. Sus límites noroeste y norte vienen dados por los levantamientos de Santa Paula-Japonesa-San Vicente.

Es conocida solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1956) como la transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón; una parte de los niveles de PB fueron identificados como Atlanta Shale. En la actualidad, esta formación ha sido evaluada y presenta acumulaciones de petróleo que significan un aporte importante a la producción del crudo. La producción promedio en los intervalos punzados de ésta formación oscilan entre los 30 a 50 barriles de petróleo diarios. El mecanismo de empuje es por gas disuelto. Sobreyace, en discordancia angular, sobre la Fm. Atlanta. La potencia es variable alcanzando en algunos casos 500m. Los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajo de fallas (Central) disminuyendo hacia los altos estructurales.

Para los cálculos de reservas, se utilizó una porosidad del 7.5%, y una saturación de agua del 64%; el Factor de recuperación se ha estimado en 3%. Esta Formación fue incorporada a la producción en el año 2004 en varias nuevas zonas del campo Ancón, por lo que, sus reservas remanentes son las mayores del Bloque.

1.5.2.3 Formación Clay Pebble Bed

La formación CPB está compuesta por paquetes espesos, grises verdosos; tiene en su interior areniscas, calizas y lutitas. Tiene un espesor variable de 0 - 2000 pies. No se dispone de datos petrofísicos obtenidos de cores para esta formación, lo que se dispone, son limitados datos de registros eléctricos, en esta zona, con lo cual se han estimado los siguientes valores para el cálculo de reservas: se utilizó una porosidad del 10% y una saturación de petróleo del 50 %. El Factor de Recuperación utilizado es del 10%. Cabe mencionar que esta Formación fue incorporada a la producción durante el año 2004, mediante su apertura en varios pozos, por lo que se considera que existe potencial en otras áreas del Campo.

1.5.2.4 Formación Santo Tomás

Está conformada por secuencias de conglomerados y areniscas de grano medio a grueso, con la intercalación de lutitas grises. Su espesor total es de 700' en promedio. La Fm. Santo Tomás tiene un espesor de arena neta que varía de 24' a 550'. La profundidad promedio del reservorio, teniendo como referencia la base de la Fm Santo Tomás, se encuentra entre los 2000' a 3000', dependiendo de la posición estructural. La salinidad del agua de formación varía de 13000 ppm a 15000 ppm de NaCl.

Para el presente cálculo de reservas, se utilizó una porosidad del 11% y una saturación de agua del 64 %. El Factor de Recuperación utilizado es del 9%.

1.5.2.5 Formación Socorro

Es el reservorio de segunda importancia en el Campo. Ha contribuido con el 25% de la producción acumulada total de petróleo. Ha sido perforada por el 70% de los pozos

en el campo Ancón. La profundidad promedio del tope del intervalo productivo es de 1000 pies; de los cuales, el 20% está constituido por niveles arenosos productivos con producción de petróleo de 37° API del tipo LCT (Low Cold Test).

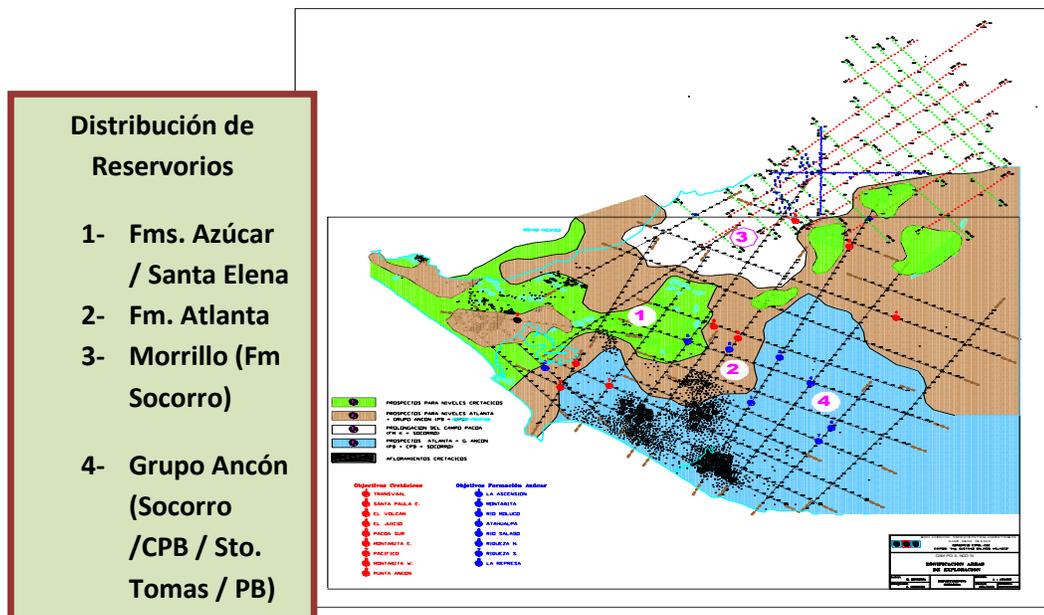


Fig.1.4: Zonificación de las Formaciones Productoras
Fuente: PACIFPETROL

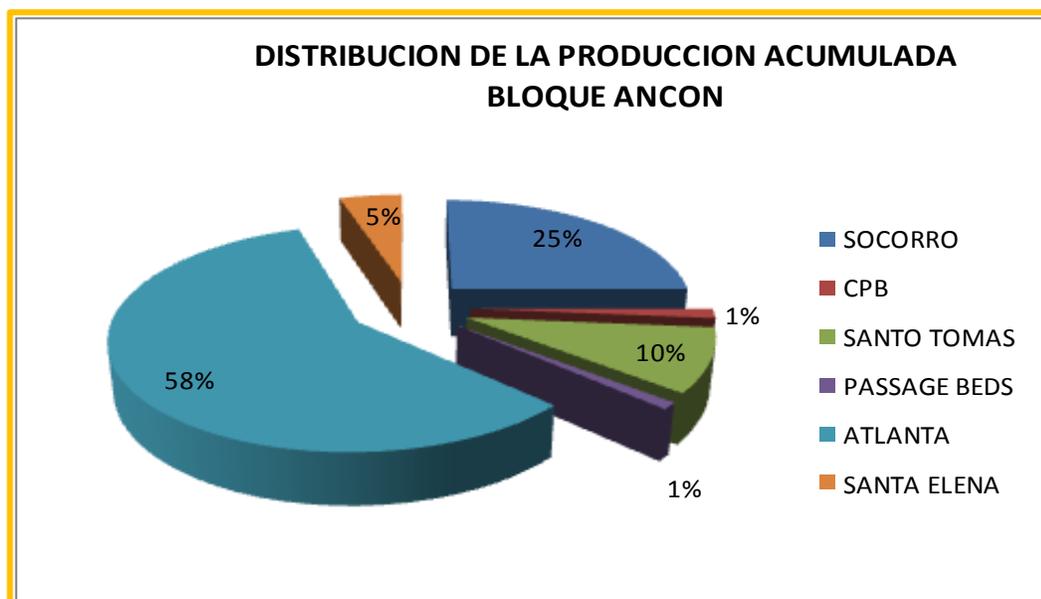


Fig.1.5: Producción acumulada actual por yacimientos
Fuente: PACIFPETROL

A continuación en la tabla 1.1 constan las principales características de las formaciones productoras del campo Ancón.

TABLA 1.1
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES
PRODUCTORAS

CAMPO	YACIMIENTO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	Sw	API	Bo	VOL.ROCA	POES	FR	RESERVAS TOTALES
ANCÓN	SOCORRO	0.25	82	0.45	36.8	1.2	267,808	238.1	13%	31.47
	CPB	0.10	55	0.50	39	1.2	72,006	23.3	10%	2.33
	SANTO TOMÁS	0.11	6	0.64	38.8	1.2	521,001	133.4	9%	12.17
	PASSAGE BEDS	0.075	5	0.64	39	1.2	480,034	83.8	3%	2.42
	ATLANTA	0.10	3	0.64	40	1.2	3,963,844	922.5	8%	73.53
	SANTA ELENA (CHERT)	0.11	77	0.60	33.6	1.2	220,36	62.7	10%	6.43

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

1.5.3 Tectónica del Campo

La geología de la Península de Santa Elena es bastante compleja: se caracteriza por ser un margen activo con subducción oblicua de la Placa Oceánica (Farallón-Nazca) por debajo de la Placa Sudamericana. Dentro del complejo sistema tectono-estratigráfico de un margen activo con subducción oblicua, existen varios factores que controlan la dinámica de la deformación y la sedimentación. Estos son: la velocidad de convergencia, la naturaleza y, edad de la placa subductante.

De esta manera, el bajo ángulo de la zona de Benioff en la zona costera del Ecuador, determinó una gran área de contacto con la placa suprayacente, favoreciendo una mejor transmisión de los esfuerzos compresivos. Dado el esquema de fuerzas

actuantes, es de esperar que los esfuerzos tectónicos dominantes sean los de compresión con consecuente fallamiento inverso y de desplazamiento de rumbo.

Desde el Cretácico a los Paleocenos, sedimentos volcanoclásticos, marinos profundos y turbidíticos (Formaciones Cayo, Santa Elena y Atlanta), rellenaron una cuenca marginal sobre un basamento oceánico.

Los sucesivos eventos tectónicos superpuestos han determinado, al menos, tres pisos estructurales. El primero de ellos, afecta a las unidades cretácicas (Wildflysh, Santa Elena, Cayo), definido por intenso plegamiento y desarrollo de clivaje penetrativo y metamorfismo incipiente en la porción occidental de la Península. El segundo piso estructural, comprende a la Formación Atlanta y también al Cretácico, está caracterizado por la presencia de escamas tectónicas imbricadas, causantes de las elevadas inclinaciones de los estratos. El tercer piso estructural, involucra al Grupo Ancón y se caracteriza por una tectónica tangencial con componentes transcurrentes influenciada por las estructuras infrayacentes. Esta tectónica producto de sucesivas convergencias oblicuas determinarían una transpresión en la subcuenca de Pacoa al norte y una transtensión en la subcuenca de Ancón.

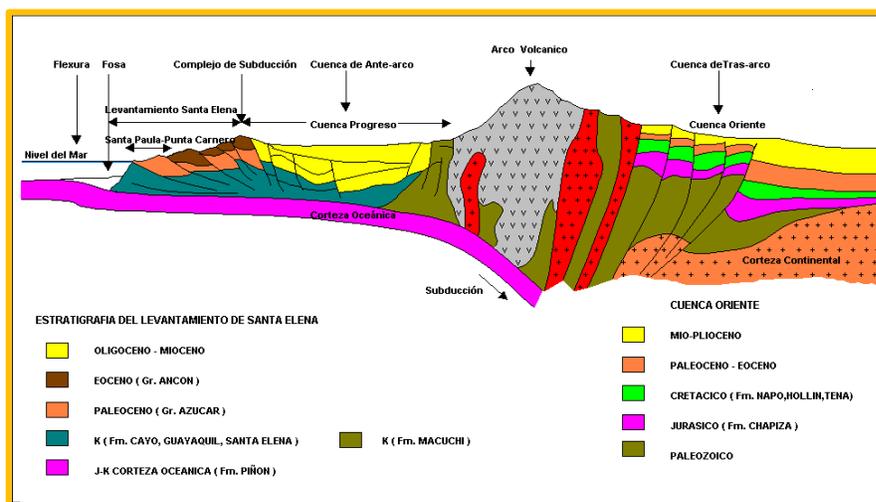


Fig.1.6: Tectónica del campo Ancón
Fuente: PACIFPETROL

1.6 Características litológicas del Campo

Durante la extensa historia del desarrollo de campo Ancón se han obtenido numerosos testigos corona, los cuales tenían un fin netamente estratigráfico; había también, muchos pozos que no contaban con perfiles eléctricos, por cuya razón no se pudo efectuar analogías. Por lo tanto no se han realizado muchos estudios de petrofísica básica sobre testigos. Con el paso del tiempo muchos de estos núcleos se han extraviado y los actualmente disponibles presentan una identificación dudosa o no son representativos de las condiciones del reservorio. De todas maneras, CGC en 1998 encargo a los laboratorios de Petroproducción un estudio sobre 26 muestras que pudieron ser identificadas a las que se les efectuó petrofísica básica y estudios petrográficos de secciones delgadas. Se pudo obtener solamente pequeños trozos de coronas de 10 a 50 cm de las formaciones Atlanta, Socorro y Chert Santa Elena, las cuales, pueden no ser representativas de las condiciones generales del reservorio. El resultado de los estudios sobre testigos corona se resume en la tabla 1.2 (copilación de estudios CGC y AEO).

TABLA 1.2
RANGO DE VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES
PETROFÍSICAS BÁSICAS DE TESTIGOS CORONA.

RESERVORIO	POROSIDAD MINIMA (%)	POROSIDAD MAXIMA (%)	POROSIDAD PROMEDIO (%)	PERMEABILIDAD MINIMA (md)	PERMEABILIDAD MAXIMA (md)
ATLANTA	4.1	10.5	6	0.4	32
SOCORRO	10	22	14	4.3	100
SANTA ELENA	3	4	3.5	0.037	"

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

Como se mencionó antes, los reservorios de Atlanta y Chert Santa Elena, son reservorios naturalmente fisurados, por lo tanto los estudios sobre corona reflejan las condiciones puntuales de la matriz del sistema. Cabe aclarar que debido a la naturaleza de las muestras y su estado de conservación, no se han hecho mediciones a pleno diámetro que permitirían reconocer la contribución de la porosidad y permeabilidad de las fisuras y la determinación del coeficiente de partición.

Los valores de porosidad máximos medidos son generalmente puntuales y representan el valor promedio que se ha obtenido de las evaluaciones de perfiles de pozo abierto. Esta falta de correspondencia entre datos de porosidad de perfiles y coronas se debe a que las herramientas de porosidad investigan un volumen de formación mucho mayor que el que se encuentra representado en los plugs de un testigo corona. El volumen investigado por los perfiles incluye las fisuras, mientras que los análisis de coronas solo miden las características de la matriz del sistema.

A fin de obtener una caracterización del reservorio Atlanta, se efectuaron evaluaciones petrofísicas de perfiles en 12 pozos claves del campo Ancón; dichos pozos presentaban, al menos, un perfil de porosidad continuo en el tramo del reservorio. En estos estudios se integraron los datos disponibles de coronas, cuttings, y ensayos de pozo, permitiendo la calibración de los registros. De esta forma se obtuvieron valores representativos de porosidad, saturación de agua y volúmenes porcentuales de arena/arcilla.

Cualitativamente estos estudios permitieron caracterizar la gran heterogeneidad y variabilidad litológica; además, reconocer tendencias de variaciones granulométricas y en el contenido arena/arcilla. El material fino corresponde a arcillas dispersas.

También, se desarrolló un modelo para la obtención de la porosidad a partir de rayos gamma y resistividad profunda para ser utilizada en estudios futuros. Mediante el

análisis petrográfico de secciones delgadas se determinó que, el desarrollo de cementos silíceos y calcíticos, es el principal factor de destrucción de la porosidad primaria, llegando en ocasiones a ocupar hasta el 20% de la roca. Estos cementos provienen de procesos de alteración de feldspatos y litoclastos de rocas volcánicas.

1.7 Roca Madre

Si bien no hay disponibles análisis geoquímicos propios que permitan caracterizar detalladamente la roca madre en ámbito de la Península, sobre la base de indicios indirectos y algunos análisis antiguos, se cree que los niveles correspondientes al Cretácico presentarían potencial de generación hidrocarburífera.

Existen numerosas evidencias de manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos asociados a rocas de edad cretácica, ubicados en el sector nor-occidental de la Península, como los manaderos de petróleo de La Libertad y Petrópolis y los yacimientos de petróleo de Santa Paula, Achallàn, Petrópolis y Cautivo. Estos reservorios de variada naturaleza, que se encuentran en el tope del Cretácico, posiblemente, hayan sido cargados de rocas generadoras más profundas.

Los biomarkers de petróleos, indican que todos los petróleos de la Península son co-genéticos y se han generado a partir de una misma Roca Madre silicoclática madura, depositada en un ambiente marino moderadamente anóxico con materia orgánica de origen algal y algo de aporte terrígeno.

De acuerdo a la conspicua presencia del biomarcador oleano, presente en todos los petróleos de la Península, la Roca Madre sería de una edad Cretácico tardía o más joven.

Si bien existen manifestaciones de hidrocarburos en toda la secuencia Terciaria, no se excluye la presencia de niveles generadores en la Fm Azúcar (especialmente en la base) y en el Grupo Ancón (niveles de Fm Passage Beds y CPB). Actualmente no se cuenta con datos analíticos propios para sustentar esta hipótesis.

Sobre la base de estudios disponibles en la comarca costera se han detectado niveles basales de la Fm Azúcar con capacidad generadora de gas, pero con escasa materia orgánica.

Sobre la base de los diagramas de correlación de la fracción liviana se ha podido calcular ciertas características de la roca generadora, como se muestra en la tabla 1.3.

TABLA 1.3
CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA GENERADORA DE PETRÓLEO DEL CAMPO ANCÓN

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA GENERADORA			
TEMPERATURA AL MOMENTO DE LA EXPULSION	GRADIENTE GEOTERMICO AL MOMENTO DE LA EXPULSION	TEMPERATURA MEDIA ANUAL	PROFUNDIDAD MINIMA DEL TOPE DE LA GENERACION
121° C - 122° C	2.4° C/100m	25° C	4100m (13452.1 ft)

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

1.8 Mecanismos de entrapamiento y migración

Debido a la existencia del petróleo en reservorios someros de la Fm Lower Socorro se puede determinar, fehacientemente, que la migración fue posterior al paso del Eoceno medio al superior. A este tiempo los altos estructurales de la Fm Azúcar / Atlanta ya estaban formados (el crecimiento de las estructuras se inició en el

Paleoceno tardío, con la deposición sintectónica de Fm Azúcar). También, debido a las sucesivas reactivaciones tectónicas coetáneas con la deposición de las formaciones Passage Beds y CPB, con fallamiento y plegamiento concomitante se desarrolló un sistema de fracturas en la Fm. Azúcar/Atlanta que permitió la migración y mejoró las condiciones primarias del reservorio.

Hasta el momento es difícil determinar un modelo de migración. En cuencas tectónicamente disturbadas como es el caso de Santa Elena, los “*carrier beds*” presentan una pobre continuidad lateral debido a discontinuidades y cambios de facies relacionados a eventos tectónicos. En estos casos es de esperar que la migración lateral sea corta y no sea tan importante. Por lo contrario, en este tipo de ambientes, la migración vertical se torna importante. En general, las acumulaciones no suelen ser muy grandes y se encuentran vinculadas a bloques fallados.

Tentativamente se puede suponer que el petróleo generado en los niveles cretácicos profundos, al inicio, migraría verticalmente mediante fisuras y fallas, almacenándose en los niveles reservorios ya fisurados, presentes en la Fm Santa Elena y Cayo (cherts y lutitas silicificadas) más cercanos; luego, migraría en forma vertical a través de fallas para concentrarse en los niveles de la Fm Atlanta, Santo Tomas y Socorro, ubicados en posiciones más altas de la estructura. En los reservorios más someros y asociados a altos estructurales comenzarían a imperar procesos de biodegradación.

Posteriormente, comenzaría uno o varios pulsos de migración de acuerdo al proceso de evaporación fraccionada, mediante circulación de gas, el cual condensaría en los reservorios someros de Santo Tomas, Socorro y Santa Elena.

1.9 Relación gas-petróleo, presiones y temperaturas

La evolución de la relación gas-petróleo a lo largo de la vida de los pozos perforados en Atlanta sugiere un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto. Si bien no se tienen mediciones precisas del gas producido, se consigna en los informes de AEO que la relación gas-petróleo aumentaba rápidamente al poner los pozos en producción, estabilizándose en un alto GOR en zonas de desarrollo maduro (1350 cu.ft./bbl), para declinar en pozos viejos o zonas depletadas.

De esta manera el factor final de recobro para este tipo de mecanismo de drenaje es de 12% (Arps), pero debido a que se trata de un reservorio muy heterogéneo de arenas turbidíticas con muy baja permeabilidad el factor final de recobro se estima en el 8 a 10 %.

Los reservorios de la F. Atlanta se encuentran en el rango de profundidades entre 1000 pies (alto de Certeza) a 4500 pies (campo de Navarra), con una profundidad promedio de 3500. Los reservorios someros de la Fm Lower Socorro presentan un entorno de profundidades entre 500 a 1500 pies.

La temperatura promedio para los reservorios de Atlanta en el campo Ancón es de 50°C (120° F) y se estima un gradiente de 2.4°C por cada 100 metros. Las mediciones de presión no son confiables y no existe historia de haberse realizado campañas de medición en el campo.

Los datos consignados por los AEO presentan una gran dispersión, estimándose que la presión inicial de reservorio era de 1400 a 1850 psi dependiendo de la zona del Campo y la posición estructural de los reservorios.

1.10 Tipo de yacimiento

El tipo de yacimiento que se encuentra en las áreas estudiadas es de gas en solución. Las características de este tipo de empuje que predominan en los yacimientos del campo Ancón es:

1.10.1 Gas en solución

Gas en solución, es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los yacimientos de petróleo del mundo. En un yacimiento de empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible. La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces, la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el yacimiento permanece en solución.

Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el yacimiento. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el yacimiento y permitirá que se incremente el GOR (Relación Gas-Petróleo) observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos. La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en sitio.

1.11 Descripción del crudo Ancón

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se lo denomina hidrocarburo. El crudo Ancón se caracteriza por ser un crudo liviano de 35.7 °API promedio, el cual lo convierte en un crudo de excelente calidad y buen precio.

1.12 Sistemas de levantamiento artificial utilizados

Cuando el yacimiento ha perdido su energía natural, que es la que permite levantar la columna de fluido, es necesario suministrar energía adicional a través de sistemas determinados de levantamiento artificial para que el proceso de producción sea factible; algunos sistema o métodos de levantamiento artificial que, a continuación se detallan son aplicadas en el “CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”.

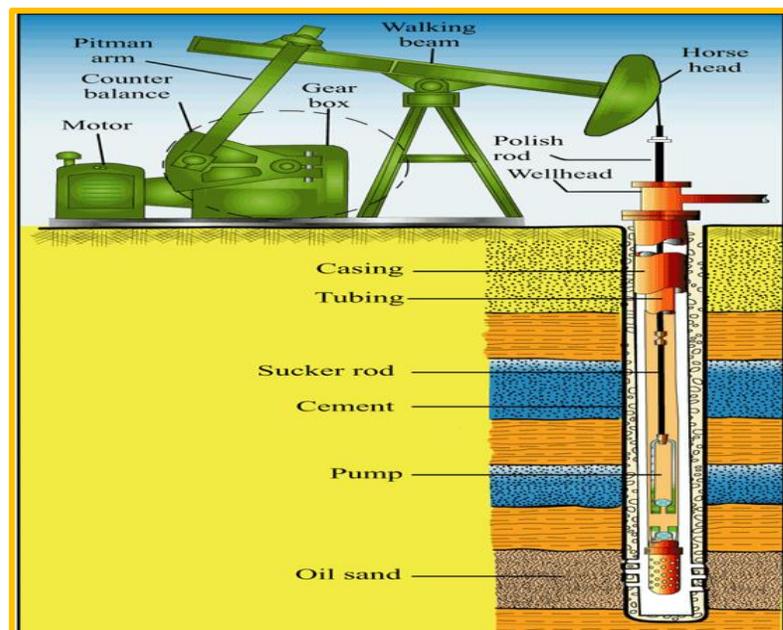
1.12.1 Levantamiento artificial por Bombeo Mecánico

El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico es el más antiguo y más utilizado en el mundo, debido, principalmente, a los bajos costos operativos, facilidad de producción y bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión. Su aplicación en el Ecuador remonta desde los años cuarenta, en la explotación de petróleo de los campos de la Península de Santa Elena. Actualmente, en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” la producción diaria por este método es del 53 %. Este método es el más utilizado en pozos cuya recuperación es lenta.

El Bombeo Mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia, casi continua, del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión

que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del fondo del pozo.

Este movimiento es transmitido por contrapesos y un brazo mecánico que sube y baja. El yacimiento que ha de producir por Bombeo Mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. El fluido levantado es transportado por la tubería de producción y luego por las líneas de flujo hasta el tanque.



*Fig.1.7: Esquema del Bombeo Mecánico
Fuente: PACIFPETROL*

1.12.2 Levantamiento artificial por Gas Lift

El levantamiento por Gas Lift es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros para poder levantar los fluidos a la superficie. En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie.

El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y, por otro lado, la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido.

Existen dos tipos de bombeo neumático.

- Bombeo Neumático Continuo
- Bombeo Neumático Intermitente

1.12.2.1 Bombeo Neumático Continuo

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener un diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo un gasto deseado.

1.12.2.2 Bombeo Neumático Intermitente

En este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. Actualmente mediante este proceso se recupera el 0.27% de la producción diaria del campo con 2 pozos bajo este sistema.

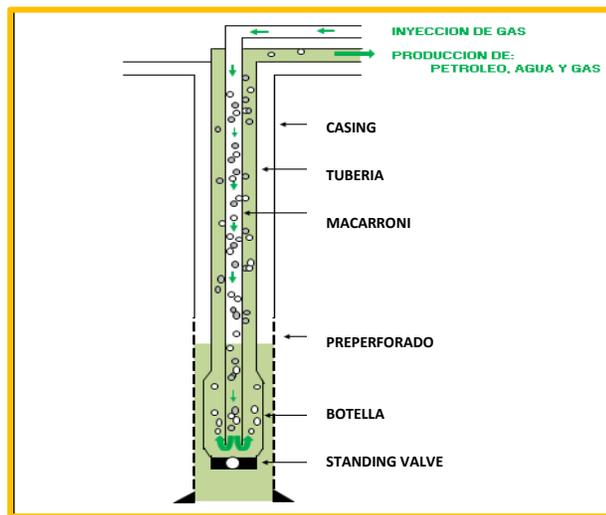


Fig.1.8: Esquema del levantamiento por Gas Lift
Fuente: PACIFPETROL

1.12.3 Levantamiento artificial por Pistoneo o Swab

Es un método que consiste en la extracción de fluidos del interior del pozo, desde una profundidad dada hacia la superficie a través del pistoneo del pozo. La evaluación por Swab depende de factores como profundidad, producción de gas, niveles de fluido y, tiempo de recuperación del pozo. Esta operación se realiza debido a que la presión de la formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado. El drenaje de estos pozos es muy lento.

El levantamiento de petróleo por Swab se realiza, generalmente, en pozos profundos y someros; pero, estos pozos deben contener un mínimo corte de agua, porque, si su corte de agua es mayor, el método de Swab no estaría siendo rentable ya que nos produciría más agua que petróleo, en cuyo caso, debemos implementar otro tipo de levantamiento, por ejemplo Herramienta Local (HL) que es más económico.

Actualmente en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” la producción diaria por este método es del 23%.

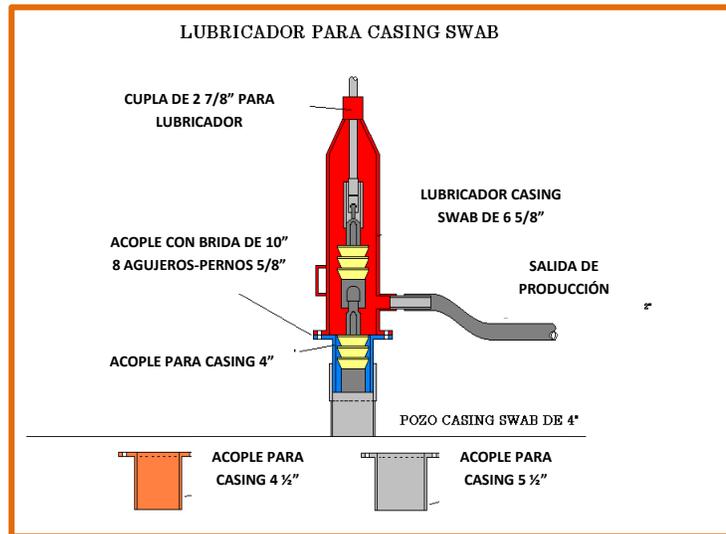


Fig.1.9: Esquema del levantamiento por Pistoneo o Swab
Fuente: PACIFPETROL

1.12.4 Levantamiento artificial por Herramienta Local (HL)

Este método no es un tipo de levantamiento específicamente dicho; sin embargo, en el campo ha dado buenos resultados; es de bajo costo y recupera la producción con facilidad debido a que los pozos no son profundos y el crudo es de alta calidad; su forma de extracción es casi similar a la del Swab; es decir, utilizan la misma unidad de servicio con la única diferencia que, se cambia la copa de Swab por la cuchara y es necesario el proceso de pistoneo.

Su funcionamiento es muy sencillo; es como extraer agua de un pozo; en el fondo la cuchara tiene una válvula que permite el ingreso de fluido. Al topar nivel, la válvula se abre por la presión que ejerce el fluido hacia arriba y permite que este, ingrese hasta llenar el recipiente (cuchara); al subir, debido a la presión del fluido atrapado en la cuchara la válvula se cierra y no permite el regreso del mismo. Hay dos tipos de

cucharas de 3 y de 6 pulgadas; la de 3, tiene una capacidad de ½ barril por salida; y, la de 6, tiene la capacidad de 1 barril por salida. Actualmente, en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” la producción diaria aplicando este método es del 23%. Es oportuno señalar que el método es utilizado también para pozos con demasiado corte de agua, ya que con la botella se tiene la opción de solo sacar lo que es petróleo.

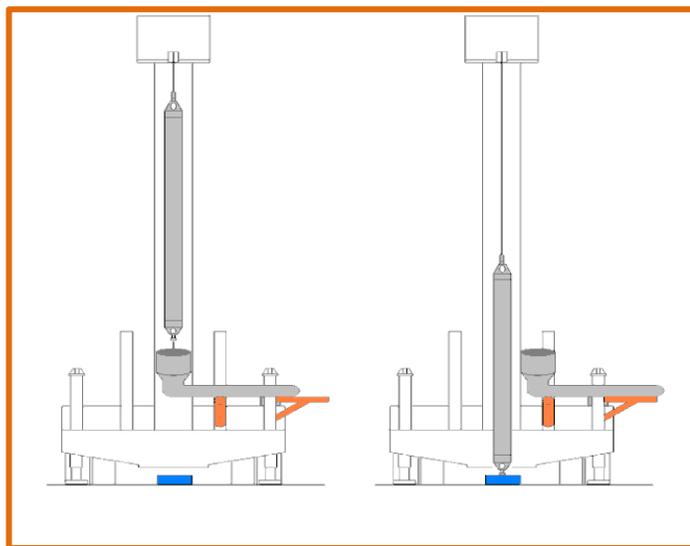


Fig.1.10: Esquema del levantamiento por Herramienta Local
Fuente: PACIFPETROL

En el Anexo 1 se presenta los diferentes diagramas de completación para cada tipo de levantamiento artificial usados en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO”.

1.13 Tipos de registros eléctricos disponibles en el Campo

Los Registros que más se corrieron al inicio de la explotación de los pozos son: Spontaneous Potencial (SP), Short-Normal (SN) y Long-Normal (LN). Con la perforación en el año 1997 de cinco nuevos pozos, ya se dispone de registros

modernos, a partir de los cuales se pueden obtener valores más acertados de porosidades y resistividades, constituyéndose en una herramienta confiable para hallar la saturación de agua. A continuación se explica de forma breve, algunas características de ciertos tipos de registros:

1.13.1 Registro de Potencial Espontáneo

Esta curva es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Es útil en pozos llenos de barros dulces para:

- Detectar capas permeables
- Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas
- Determinar valores de la resistividad del agua de formación, R_w
- Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.

Frente a las arcillas, las lecturas del SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea recta hacia la derecha. En estos estratos permeables se deflexionan hacia la izquierda, tendiendo a alcanzar una deflexión constante en capas de suficiente espesor, definiendo así una línea de arenas. Estas deflexiones dependen principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo; esto es: si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado de lodo, la corriente eléctrica penetra la formación y se produce entonces un potencial negativo (la deflexión es a la izquierda), sino, lo contrario. Si la salinidad del barro es igual a la del agua de formación, entonces no se genera ningún potencial.

1.13.2 Registro de Rayos Gamma

El registro de Rayos Gamma es útil para delinear capas de lutita y para distinguir la proporción de arcilla en una roca potencialmente yacimiento. Muestra la variación de radioactividad natural de las formaciones, puesto que, depende de la actividad de tres elementos radioactivos: uranio, torio y potasio. Refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias, debido a que, estos elementos tienden a concentrarse en ellas. Las formaciones “limpias” tienen generalmente niveles más bajos de radioactividad.

Este registro se puede correr en pozos con y sin tubería de revestimiento. Se parece a la curva de SP, por lo que frecuentemente es utilizado como sustituto de dicho registro en los pozos con tubería de revestimiento donde es imposible obtener el SP.

1.13.3 Registro de Porosidad

La porosidad de las rocas puede obtenerse de: los registros sónicos, que consisten en una inspección continua del tiempo que requiere una onda de sonido para atravesar determinado espesor; y, de los perfiles de densidad o del neutrónico, el cual se fundamenta en el hecho de que el Hidrógeno tiene un efecto mucho mayor sobre estos registros que cualquier otro elemento. Pero en este campo en particular, como se mencionó anteriormente, hay mucha presencia de arcilla y, antes de hacer cualquier cálculo, se deben corregir los valores debido al efecto producido por la presencia de ésta.

1.13.4 Registro de Resistividad

Se basa en la resistividad o en su inverso, la conductividad, que presentan las rocas. El agua que contiene una o más sales solubles es un electrolito y un conductor. El

petróleo y el gas no son conductores, tienen alta resistividad. Las resistividades de la zona virgen (Rt) y de la zona invadida (Rxo) son deducidas de las distintas medidas hechas a partir de estos registros. Los registros convencionales de resistividad fueron los primeros en usarse en la industria y constan de un grupo de curvas tomadas simultáneamente, las cuales son:

- Potencial espontáneo (SP)
- Resistividad normal corta (Normal 16’)
- Resistividad normal larga (Normal 64’)
- Resistividad lateral (Lateral 18’ 8’)

1.13.5 Registros de Inducción

Miden igualmente resistividades pero no se establece contacto con el lodo de perforación, ya que, se energizan los estratos con una corriente de inducción enviada desde bobinas ubicadas en la sonda. Los campos magnéticos generados por las bobinas crean un campo secundario en la bobina de recepción ubicada en la sonda. Si se mantiene constante la corriente, las variaciones que se registran en la bobina de recepción son proporcionales a la conductividad de los estratos.

1.14 Interpretación de los registros eléctricos

Dentro de los modelos de interpretación para arenas arcillosas existen varios métodos que fueron empleados ampliamente, por tanto pueden ser usados en registros viejos:

1.14.1 Modelo Dispersado

Este modelo usa porosidades de registro Sónico y de Densidad. El primero, lee porosidades totales, es decir, la primaria (intergranular o intercrystalina) y la secundaria (fisuras, fracturas, cavidades); y, el segundo, porosidades efectivas en arenas con arcilla dispersa, donde la diferencia es un indicativo del grado de arcillosidad. El método es enfocado hacia arenas con arcillas autógenas; pero, también da buenos resultados con arcillas laminadas.

1.14.2 Modelo de Simandoux

Este método utiliza porosidades de los registros de Densidad y Neutrónico, la fracción de arcilla es determinada del GR, SP u otros indicadores de arcilla. Esta ecuación ha sido la más usada por las compañías de servicio desde hace algunos años, constituyéndose en la columna de los programas de interpretación de arenas arcillosas. Este modelo es aplicable a arcillas dispersadas o laminadas. Además existe otro modelo de interpretación petrofísica; lleva el nombre de la compañía a la que pertenece, Schlumberger; el cual, utiliza los mismos parámetros que el anterior y en condiciones similares.

1.15 Estado actual del Campo

El campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO” ha sido desarrollado en un periodo de más de 100 años, durante el cual, se han realizados labores de perforación, fracturamiento, reparaciones y cañoneos selectivos.

Hasta ahora se encuentran perforados 2882 pozos, de los cuales 1603 pozos se encuentran en producción y 1279 pozos se encuentran parados (PT). En la tabla 1.4,

se muestra, detalladamente, el número de pozos productivos y parados distribuidos por zonas.

TABLA 1.4
POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO “GUSTAVO GALINDO VELASCO”

POZOS PERFORADOS POR ZONA	CENTRAL	NORTE	SUR
POZOS PRODUCTIVOS	482	505	616
POZOS PARADOS	348	594	337
TOTAL	830	1099	953

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

Casi todos los pozos que están en producción son operados por diferentes tipos de levantamiento artificial, los cuales, son diseñadas para este trabajo; tales sistemas, ya fueron mencionados anteriormente.

A continuación, se presenta en la tabla 1.5, una descripción actual de la producción mensual, que se obtiene por cada sistema, de la totalidad de pozos productivos que hay en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO”.

TABLA 1.5
PRODUCCIÓN DE ENERO/2013 DEL “CAMPO GUSTAVO GALINDO V”.

PRODUCCIÓN POR SISTEMA	BM	FY	GL	HL	PL	SW	TOTAL
Total Mes (Bbbls)	19689.44	169.6	76.84	8166.74	286.14	9087.01	37475.77
Promedio por Sistema (BPPD)	635.14	5.47	2.48	263.44	9.23	293.13	1208.89
Porcentaje de Producción por Sistema	52.54	0.45	0.2	21.8	0.76	24.25	100
Total Pozos por Sistema	298	9	2	1030	5	259	1603

PRODUCCIÓN POR ZONA	CENTRAL	NORTE	SUR	TOTAL
Total Mes (Bbbls)	13893.91	13279.8	10302.06	37475.77
Promedio por Zona (BPPD)	448.19	428.38	332.32	1208.89
Porcentaje de Producción por Zona (%)	37.07	35.44	27.49	100
Total Pozos por Zona	482	505	616	1603

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

1.16 Producción histórica del Campo

El campo Ancón, como se mencionó anteriormente, ha sido desarrollado en periodos de concesión; la mayor parte se dio en el periodo de operación de la Cía. Anglo Ecuadorian Oilfields, cuya producción total decayó en los años posteriores a sus intervenciones, razón por la cual se realizaron proyectos de desarrollo y reacondicionamientos que ayudaron a tener una declinación que no afecte significativamente al campo. (Ver fig. 1.11) Además, el Anexo 2, se presentan varios cuadros de la producción histórica del Campo.

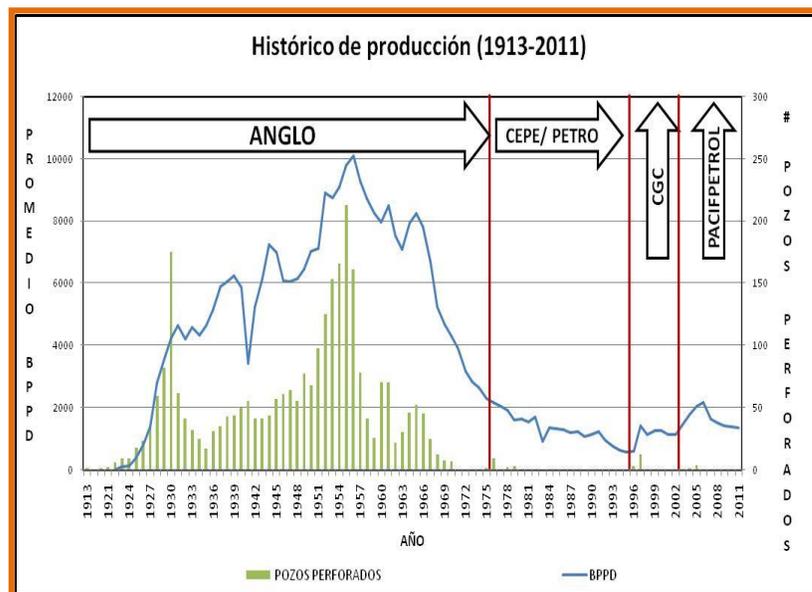


Fig.1.11: Histórico de Producción vs Número de Pozos perforados

Fuente: PACIFPETROL

Cabe destacar que, de acuerdo a la proyección realizada en el año 2012, el comportamiento del Campo debió seguir una declinación del 3.6% anual como se muestra en el siguiente gráfico; por lo tanto, en el 2016 se finalizaría con un caudal de 554.3 Bls/día, valor semejante al determinado por Espol en 1996 proyectando 535.1 Bls/día hasta el mismo año.

CAMPO ANCÒN

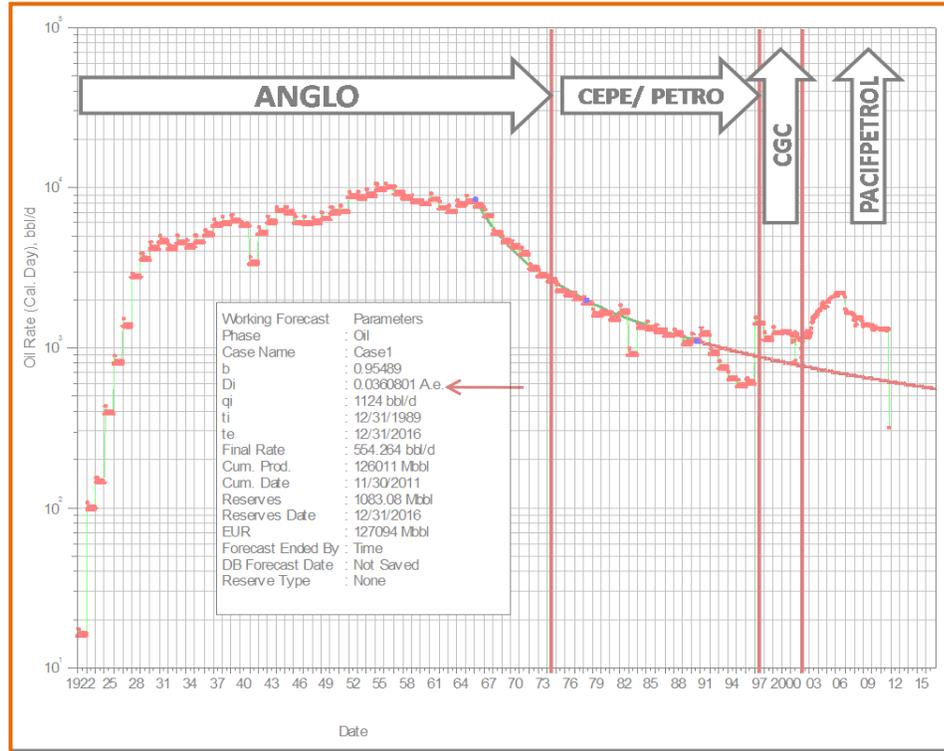


Fig.1.12: Curva de declinación del campo G. G.V
Fuente: OFM-PACIFPETROL

Cabe destacar que en el grafico anterior (fig. 1.12), se tiene una declinación de, aproximadamente, 4,3 % anual desde 1976 hasta 1990; sin embargo, a partir de 1991 hasta 1996, se tiene una declinación del 12% anual, producto de la notable merma de producción por la disminución de pozos operativos y no ejecución de trabajos de reacondicionamiento adicionales; razón por la que, el comportamiento varía. A partir del 1997 se han realizado trabajos como: punzados, perforaciones, pescas, achiques, limpiezas mecánicas, entre otros; estos trabajos han permitido mantener la producción, por lo que, la declinación no ha sido tan alta.

CAPÍTULO II
INTRODUCCIÓN A
LA TECNOLOGIA DEL
PUNZONAMIENTO CON
WIRELINE

2.1 El proceso del punzonamiento

Durante la etapa de terminación de los pozos el disparo de producción es la fase más importante, porque, este es el único modo de establecer túneles de conducción que sirven de enlace entre los yacimientos de petróleo y gas y, los huecos revestidos con acero, que llegan hasta la superficie.

La operación de disparo no es una técnica aislada; se debe prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería de producción, toda vez que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas, las cuales, tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

Los punzados desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos; desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta la completación e intervención en su remediación o reacondicionamiento, constituyen un elemento clave para el éxito de la exploración y explotación, la producción económica del pozo de petróleo y/o gas y, la productividad del pozo a largo plazo. Al referirnos al instrumento de cañoneo, la desviación con respecto a la simetría reduce el rendimiento de las cargas huecas, mientras que, una buena optimización de los diseños y la precisión en su fabricación contribuyen al perfeccionamiento de las cargas huecas. Un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente desde el yacimiento hasta la superficie a través del pozo.

Al referirnos a la influencia de los disparos en la formación, tanto la productividad como la inyectividad del pozo dependen fundamentalmente, de la caída de presión en las cercanías del hueco, la cual, en forma habitual, se computa a través del factor de daño. Este último, depende: del tipo de completación, del daño de la formación y de los parámetros de los disparos. Además, el disparo también daña la permeabilidad de la formación alrededor de los túneles de los disparos. Tanto el daño como los

parámetros de los disparos tienen un impacto significativo sobre la caída de presión en las cercanías del pozo y, por lo tanto, sobre la producción.

En el pasado, los disparos a menudo consistían, simplemente, en orificios realizados en el acero del revestidor con cortadores mecánicos (antes de 1932); mediante el disparo de balas (a partir de 1932); por bombeo de abrasivos (desde 1958) o, con mayor aplicación la detonación de explosivos con cargas huecas especiales, fabricadas con exclusividad para los campos petroleros (a partir de 1948). Lejos de ser simple, el disparo constituye un elemento complejo dentro de la completación del pozo, que cobra mayor importancia gracias a las investigaciones contemporáneas y a la comprensión de sus principios básicos.

La investigación desarrollada por Exxon descubrió la trascendencia de él taponamiento de los disparos con lodo ó con residuos de las cargas preformadas, disparar con una presión diferencial hacia el fondo del pozo y el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración.

En consecuencia, las pruebas de disparo, son cada vez más consistentes y trasladables a las condiciones de fondo, a los efectos de proyectar rendimientos y estimar productividades. Entre los muchos avances realizados en la tecnología de disparo, se encuentran las nuevas cargas de penetración profunda que incrementan la productividad del hueco al penetrar la zona invadida y las cargas de orificio grande para empaques de grava. El aumento del rendimiento por unidad de explosivo significa un incremento en la eficiencia de estas cargas de alto rendimiento. En los últimos dos años, las cargas mejoradas han alcanzado profundidades de penetración y áreas de flujo mucho más grandes que las obtenidas con la tecnología utilizada anteriormente. También, se han desarrollado otras técnicas que permiten controlar los

residuos, en especial, en pozos con gran desviación o, en pozos horizontales, reduciendo el tamaño de los detritos o reteniéndolos dentro de las pistolas o cañones.

Los métodos de transporte de las pistolas, también, se han mantenido actualizados a la par de la tecnología y de las técnicas de disparo. A fines de la década de los 70 y principios de la de los 80, las estrategias de disparo se limitaban a la utilización de pistolas más pequeñas que se bajaban a través de la tubería de producción, o cañones más grandes que a su vez, se bajaban a través del revestidor, transportados principalmente, con cable de acero. Las cargas de cada tipo y tamaño de cañón, se diseñaban con el fin de lograr el tamaño máximo del orificio o, bien, una penetración profunda. A mediados de los años ochenta, se ampliaron las opciones de transporte de los cañones. A partir de entonces, los cañones bajados junto con la tubería de producción (TCP, por sus siglas en inglés) ya no están limitados a un sector reducido del mercado; se han convertido en un elemento esencial de muchas completaciones de pozos y en una importante herramienta para efectuar disparos.

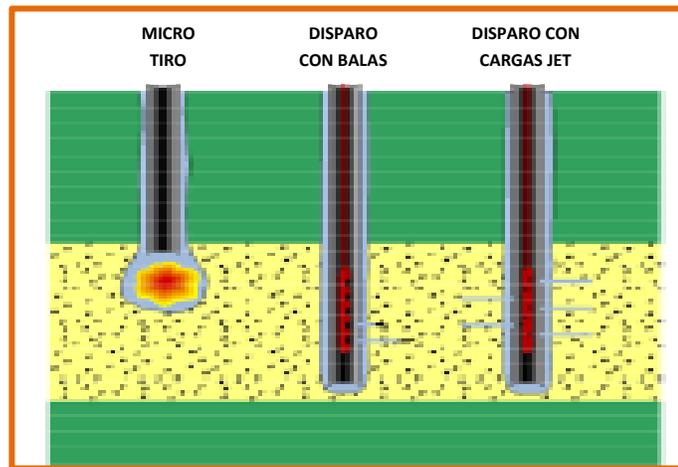


Fig.2.1: Evolución de los procesos para Punzonamiento
Fuente: SCHLUMBERGER

2.2 Fundamentos teóricos

Es necesario tener en cuenta varios conceptos muy importantes para entender de una manera más clara el proceso del Punzonamiento.

2.2.1 Densidad de disparo

Se define densidad de disparos, como el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 disparos por pie (DPP). Con dispositivos especiales esta densidad se puede elevar a 8 y 14 DPP. El aumento en la densidad de los disparos reduce el daño provocado por los disparos y los pozos producen a presiones inferiores.

2.2.2 Dirección de tiro

La dirección de tiro, indica el ángulo entre cargas, por ejemplo, las cargas pueden estar disparadas en una o varias direcciones, de acuerdo con el ángulo (0° , 90° , 120° y 180°). Las cargas orientadas reducen la caída de presión cerca del pozo al proporcionar conductos de flujo en todas las caras del pozo. En el caso de las formaciones naturalmente fracturadas, la orientación múltiple de las cargas de penetración profunda, permite interceptar un mayor número de fracturas. Si las fracturas naturales son paralelas, los disparos orientados, resultan más convenientes.

2.2.3 Separación de Cargas

La separación de cargas, indica la distancia existente entre la pared interior del revestidor y la carga.

2.3. Explosivos

Los explosivos son mezclas o compuestos químicos de reacción instantánea con la capacidad de generar energía suficiente, para conseguir una penetración efectiva tanto en tubería de revestimiento, cemento y formación, de tal manera que exista conectividad apropiada entre pozo y reservorio; el éxito de la operación depende de la relación directa entre el desempeño de la carga y del explosivo.

Los explosivos se priorizan sobre otras fuentes de energía, debido a sus propiedades como, actuar velozmente y ser confiables; se puede almacenarlos durante largos periodos de tiempo; y, su manejo, es seguro tomando las respectivas precauciones.

2.3.1 Tipos de explosivos

Los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción pueden clasificarse en Altos y Bajos.

2.3.1.1 Explosivos Altos

Al inflamarse, los explosivos altos reaccionan de manera supersónica en un proceso denominado: detonación, el cual consiste en una combustión con una onda expansiva y una zona de reacción detrás de ella; el calor, la fricción, un golpe y corriente eléctrica son capaces de evitar la detonación en un tiempo muy corto. Un ejemplo muy común de esta clase de explosivos es la dinamita o TNT (trinitrotolueno).

Los explosivos altos que se usan más comúnmente en cañoneo de pozos son: RDX (Royal Demolition Explosive), HMX (High Melting Explosive), HNS (Hexanitrostilbene), PYX (Picrilaminodinitropiridina).

En la tabla 2.1 se observan las propiedades de los explosivos antes mencionados; en donde el punto de fusión, la presión de detonación y la temperatura de aplicación más altas corresponden al explosivo PYX; mientras los valores máximos para densidad y velocidad de detonación corresponden a los explosivos HMX.

TABLA 2.1
PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS ALTOS

EXPLOSIVO	VELOCIDAD DE DETONACION (ft/seg)	TEMPERATURA MAXIMA DE APLICACION (° F)	PRESION DE DETONACION (MMpsi)	DENSIDAD (g/cm3)	COLOR
RDX	28709	325	5	1.82	Rosado
HMX	29857	400	5.7	1.9	Blanco
HNS	24967	520	3.5	1.75	Amarillo
PYX	24623	600	7.7	1.77	Amarillo Intenso

Elaborado por: Jorge Galarza.
Fuente: GEODINAMYCS

2.3.1.2 Explosivos Bajos

Los explosivos bajos, son compuestos sensibles, pueden deflagrarse sin detonar; la deflagración ocurre por una reacción a un estímulo subsónico provocando una combustión súbita con llama a baja velocidad de propagación sin explosión, no se los emplea, frecuentemente, en aplicaciones de cañoneo Tipo Jet.

En la tabla 2.2 se observa el contraste de las principales características de los explosivos bajos y altos, su velocidad de detonación y su método de ignición.

TABLA 2.2
TIPOS Y PROPIEDADES DE LOS EXPLOSIVOS

	EXPLOSIVOS ALTOS	EXPLOSIVOS BAJOS
VELOCIDAD DE DETONACION (ft/seg)	Mayor a 4920	1080-4920
MÉTODO DE IGNICION	Calor o percusión	Llama o chispa

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: GEODINAMYCS

2.3.2 Características de los Explosivos

Las principales características físicas, a tomar en cuenta para una adecuada elección de un explosivo son la sensibilidad y la estabilidad.

2.3.2.1 Sensibilidad

Se define sensibilidad, como la medida de la energía, presión o potencia mínima necesaria para iniciar la detonación de un explosivo; a su vez, refleja la facilidad con la que puede iniciarse.

Sensibilidad al impacto: Altura mínima requerida para que, al dejar caer un peso sobre el explosivo, éste se detone.

Sensibilidad a la chispa: Cantidad mínima de energía, que deberá poseer una chispa, para detonar el explosivo.

2.3.2.2 Estabilidad

Estabilidad, es la habilidad del explosivo para preservarse durante extensos periodos de tiempo o tolerar altas temperaturas, sin sufrir daño excesivo o descomponerse.

Al poseer una alta estabilidad, se pueden almacenar los explosivos por un tiempo prudente; además, hay la seguridad que los mismos, soportarán las temperaturas del pozo.

2.3.3 Selección de explosivos mediante descomposición térmica

Para obtener una eficiente selección de explosivos se debe seguir la Carta de Lineamiento de temperatura vs. tiempo que se observa en la Fig. 2.2.

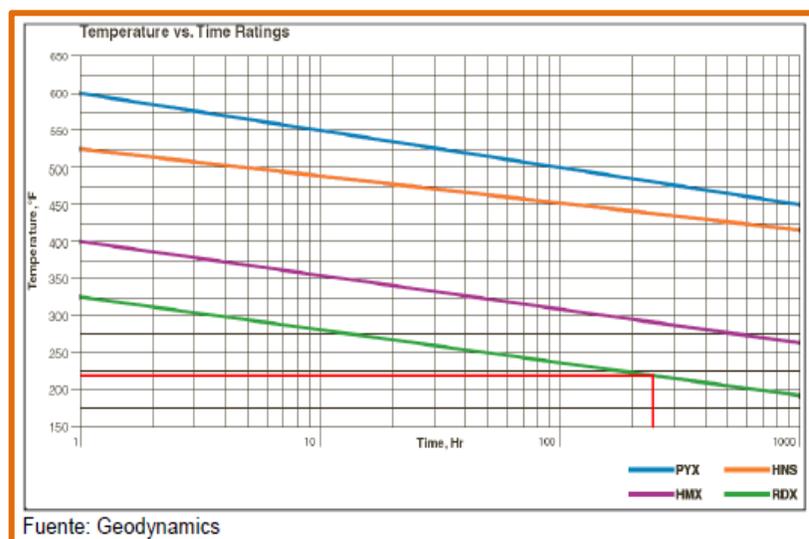


Fig.2.2: Carta Temperatura vs Tiempo
Fuente: GEODYNAMICS

Para mayor entendimiento del empleo de la Carta de Lineamiento de temperatura vs tiempo, se propone un ejemplo, enfocándolo a las condiciones de temperatura de las formaciones en la cuenca oriente del Ecuador, es decir una temperatura promedio de 220 °F; con esta temperatura de pozo, la opción más correcta es el explosivo RDX, obteniendo, al mismo tiempo, un desempeño óptimo hasta 250 horas, como se puede notar en la línea de color rojo en la Fig. 2.2.

Por otra parte, si el tiempo de explosión supera el rango anterior, puede repercutir en auto detonación o en la degradación de la eficiencia de la carga. A los explosivos se los elige a partir de la temperatura de fondo y la duración calculada de explosión a dicha temperatura.

2.4 Cañones

Los componentes explosivos son montados en un porta-cargas o cañón; puede ser un tubo, una lámina ó un alambre. El cañón se encuentra formado por contenedor, cordón detonante, detonador y cargas jet.

2.4.1 Contenedor

Tubo metálico cuya función es proteger y aislar las cargas, el detonador y el cordón detonante para un disparo óptimo.

2.4.2 Cordón detonante

Es un cordón plástico o metálico que cubre el núcleo, el cual, es un explosivo secundario. Consiste en un sistema de conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas y, por consiguiente, posibilita la detonación a lo largo del eje del cañón.

2.4.3 Detonador o Iniciador

Dispositivo que almacena al explosivo primario, necesario para activar el cordón detonante. El Detonador puede estar localizado encima o debajo de los cañones. Existen dos tipos en la aplicación de la Industria Petrolera:

2.4.3.1 Detonadores eléctricos

Los detonadores eléctricos son utilizados para cañones transportados con guaya eléctrica. Pueden ser, sensibles y no sensibles al fluido.

2.4.3.2 Detonadores de percusión

Los detonadores de percusión son utilizados para cañones transportados con tubería. Los impactos con el pin de disparo causan la detonación, de 5 a 7 ft-lb. Estos detonadores no son sensibles a corrientes eléctricas.

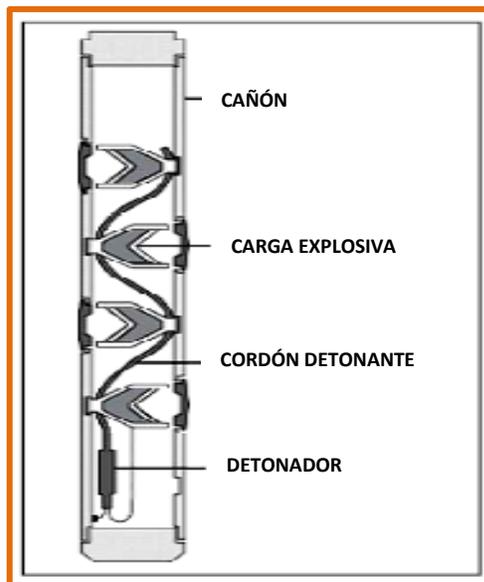


Fig.2.3: Componentes de un Cañón
Fuente: HALLIBURTON

2.4.4 Cañones de carga expuesta y no expuesta

- **De carga expuesta:** cuyas cargas no tiene recubrimiento (tubo de acero) y están en contacto con el fluido de perforación del pozo.
- **De carga no expuesta:** cuyas cargas están protegidas por un tubo de acero.

2.4.5. Clasificación de los cañones

Los cañones se clasifican en:

- a. Recuperables (no expuestas)
- b. Semi-desechables (expuestas)
- c. Desechables (expuestas y no expuestas)

Recuperables: En los sistemas recuperables (no expuestas), los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo cual, los hace más adecuados para ambientes hostiles.

Semi-desechables: Este sistemas es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el porta-cargas.

Desechables: En los sistemas desechables, los residuos de las cargas, cordón detonante, detonador y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo; sin duda, dejan una considerable cantidad de basura.

Una ventaja es que, al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño, con lo que se obtiene una mayor penetración.

La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones.

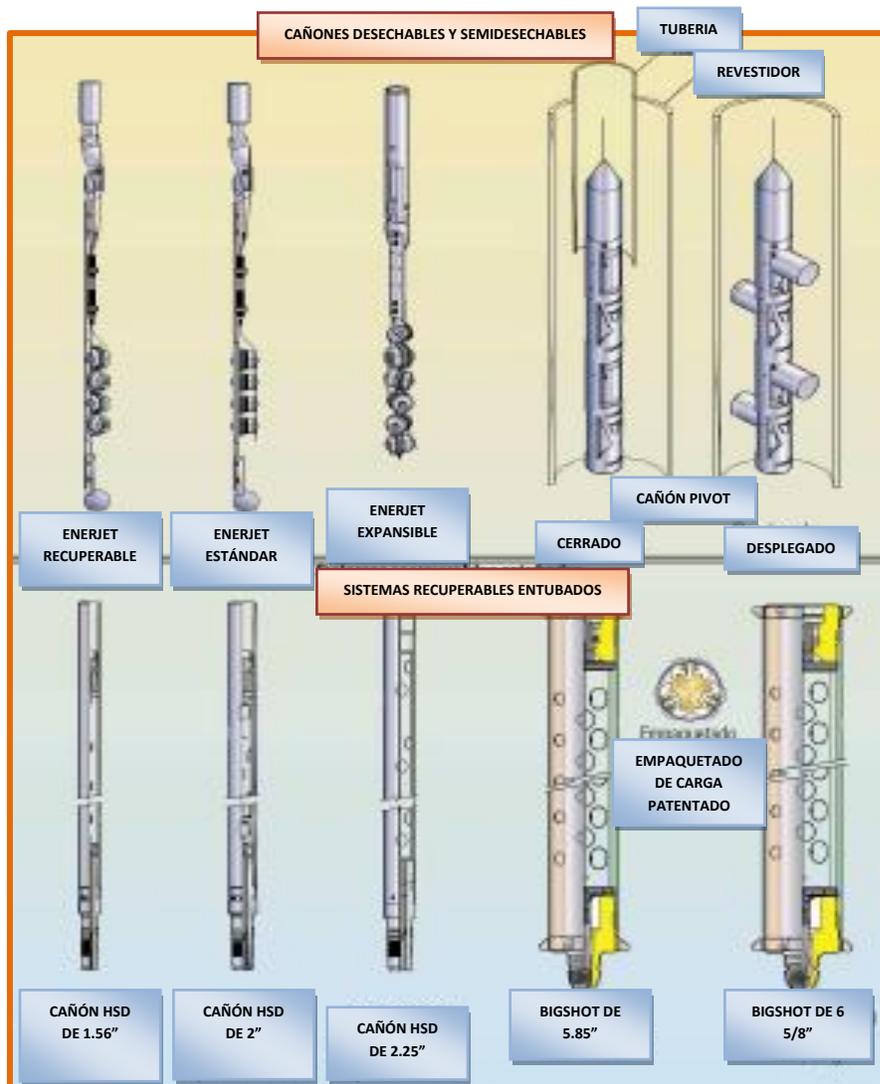


Fig.2.4: Clasificación de los Cañones según sus porta-cargas
 Fuente: SCHLUMBERGER

2.4.6 Tipos de cañones

A lo largo de la historia del punzonamiento han existido diferentes tipos de cañones como se resume a continuación.

2.4.6.1 Tipo Bala

Los cañones de bala de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg², los disparos con bala de 3 1/4" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchos cañones a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/pg². La velocidad de la bala en el cañón es, muy cerca de 3300 pies/seg; pierde velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg y la pérdida en la penetración con un claro de 1 pg, es aproximadamente el 25% de la penetración con un claro de 0.5 pg y con un claro de 2 pg, la pérdida es de 30%. Los cañones a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

2.4.6.2 Tipo Chorro

El proceso de disparar a Chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena; detona sucesivamente: el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y, al final el explosivo principal; la alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento, provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg con una presión estimada de 5 millones de lb/pg².

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente, lo cual puede generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o, posiblemente, ningún disparo. Algunas de las causas del mal funcionamiento son: corriente o voltaje insuficiente al detonador; un detonador defectuoso o de baja calidad; un cordón explosivo aplastado o torcido; el explosivo

principal de baja calidad o pobremente empacado o el recubrimiento colocado incorrectamente o sin hacer contacto efectivo con el explosivo. El agua o la humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, pueden provocar un mal funcionamiento o una detonación muy bajo. Los disparos a chorro convencionales a través de tubería de revestimiento son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada sin dañar la tubería de revestimiento.

2.4.6.3 Tipo Hidráulicas

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro a través de un orificio, un fluido cargado de arena, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce, en forma considerable, a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/ pg². La penetración puede incrementarse, apreciablemente, adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

2.5 Cargas

La siguiente sección se enfoca en las cargas configuradas o tipo jet, debido a que son las utilizadas en la actualidad en el cañoneo de pozos; estas, han substituido a las cargas tipo bala.

2.5.1 Cargas Power Jet

Las cargas Power Jet son las últimas y más eficientes disponibles; han sido diseñadas y fabricadas para superar el rendimiento de otras cargas por, al menos, un 20 a 30% en núcleos de areniscas de gran resistencia. Existen nuevos diseños de liners, en lo que respecta a los materiales y su geometría, que logran un mayor rendimiento en cuanto a la penetración. Los liners de las cargas Power Jet, están realizados con

materiales pulverizados de alta densidad; generan máxima longitud de descarga y mayores presiones de impacto para maximizar la penetración.

Los adelantos recientes, respecto a las posibilidades de fabricación, permiten producir liners de alta en forma constante. Dichos adelantos incluyen el uso de procedimientos estrictos y continuados, de herramientas de precisión y un mayor control de calidad. Durante el desarrollo de las cargas Power Jet, se pudo optimizar este producto dando buenos resultados; un ejemplo al respecto, sucedió con un operador en Europa; re disparó a varios pozos con cargas Power Jet para mejorar la productividad y reducir la producción de arena. Antes de esta operación se producían más de 2,7 galones de arena por día, mientras que la presión en el cabezal del pozo era de 2000 lpc y las tasas de producción de gas superaban los 2 millones m³/día. Después del re-disparo, se logró producir gas libre de arena a razón 2,5 millones m³/día a una presión de superficie de 2700 lpc.

Schlumberger,(2000)''recomienda los cañones Power Jet, pues son los más recientes que generan mayor área abierta al flujo, dejan el revestidor con disparos con una mayor resistencia remanente y producen menor cantidad de detritos.'' Pàg 58.



Fig.2.5: Cargas Power Jet
Fuente: SCHLUMBERGER

2.5.2 Diseño y comportamiento de las cargas

Los disparos se efectúan en menos de un segundo por medio de cargas huecas que utilizan un efecto de cavidad explosiva; estas cargas, son detonadas; y, las partículas fluidizadas son expulsadas, formando un chorro de alta velocidad, ya que, para lograr mayor penetración, es necesario emitir chorros prolongados en forma constante con perfiles de velocidad óptimos. El perfil de velocidad se debe establecer entre ambos extremos del chorro. Por esta razón, el proyectil debe desplazarse a velocidades hasta 8,000 m/s (26,250 pies/s); y, crear una onda de presión del nivel de los 41 GPa (6 millones de lpc) sobre la formación. El resultado inmediato es la formación de un túnel dejado por el disparo, un túnel revestido con una capa de roca dañada por las vibraciones y rellena con detritos. Si el perfil de velocidad es incorrecto, la penetración disminuye.

Las cargas están basadas en la tecnología de las armas militares, con un revestimiento de partículas metálicas prensadas (liner), para aumentar la penetración. Estas cargas huecas están diseñadas para generar combinaciones óptimas, en lo que respecta al tamaño del orificio y a la penetración, utilizando un mínimo de material explosivo. Un chorro asimétrico o torcido provoca una reducción en el rendimiento de la carga; por lo cual, los chorros se deben formar exactamente de acuerdo con las especificaciones del diseño. En consecuencia, la efectividad de las cargas huecas, depende de la simetría de las mismas y de las características del chorro. Antes, se utilizaban liners de metal sólido, a menudo de cobre, para generar chorros de alta densidad y orificios grandes; lo que, producía restos de metal que taponaban los orificios. Se pensaba que este fenómeno se compensaba con el diámetro de los orificios y la alta permeabilidad de las formaciones en las que se utilizaban las cargas de orificio grande. La nueva tecnología, para eliminar los restos de metal y maximizar el área abierta al flujo, ha reconsiderado este enfoque. Los diseños más recientes permiten generar los chorros de las cargas sin dejar ningún resto de metal sólido.

2.5.3 Cargas Configuradas

Las cargas Jet se hallan formadas por: un explosivo de alta sensibilidad y pureza denominada primera, un casco, un liner cónico y altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo; todo ello, con el objetivo de formar un canal óptimo que atraviese al casing, el cemento y la formación para lograr una eficiente conectividad entre pozo y reservorio.

Durante el proceso de detonación del explosivo, el liner de metal sufre un cambio al comprimirse para, posteriormente, expandirse hacia adelante, formando un chorro de las partículas del metal con una velocidad superior a 8000 pie/seg. (Ver fig. 2.6).

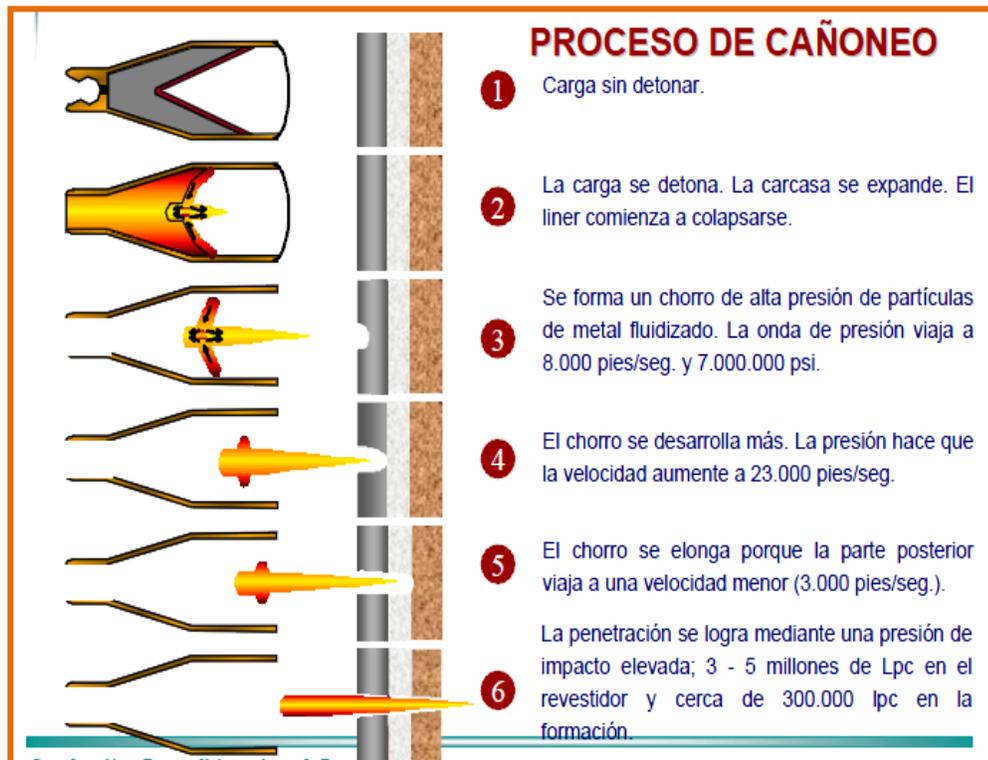


Fig.2.6: Proceso de cañoneo
Fuente: SCHLUMBERGER

En la parte inferior de la fig.2.6, se observan las cargas no forradas, las cuales carecen de recubrimiento, generando cráteres lisos y poco profundos; además, en su parte media, se muestra una carga sin liner metálico que genera sólo una penetración superficial.

2.5.4. Tipos de cargas configuradas

Las cargas configuradas se clasifican en cargas de alta penetración y cargas de hueco grande.

2.5.4.1 Cargas de Alta Penetración, DP (Deep Penetration)

En esta categoría de cargas, la geometría del liner es una estructura cónica y genera un jet angosto, alargado y fino; consiguiendo una penetración relativamente profunda y un diámetro de agujero pequeño.

El liner se halla compuesto de diversas mezclas de metal pulverizado, el cual, luego de la detonación, colapsará, formando un jet que, generará un canal de comunicación entre el pozo y la formación; dejará una mínima cantidad de residuos fruto del disparo, la mayoría de los mismos provendrá del casco (Figura 2.7).

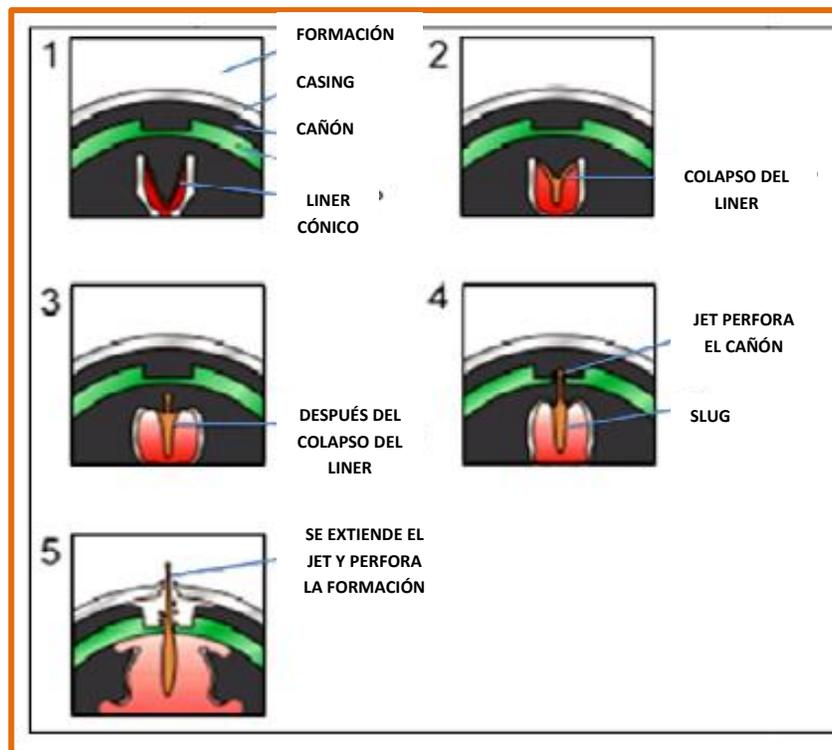


Fig.2.7: Proceso de Detonación Carga de Alta Penetración
Fuente: SCHLUMBERGER

Cuando el casco es formado de zinc, los residuos se disgregan quedando, prácticamente, polvo facilitando su evacuación; por otra parte, si el casco fuese de acero, se generarán residuos de mayor tamaño, permaneciendo una fracción dentro del tubo o cápsula.

El pico de presión de colapso en la línea central, luego de la detonación, logra un valor de alrededor de 29×10^6 psi que, disminuirá hasta alrededor de $2,9 \times 10^6$ psi.

En un liner de cobre, las velocidades en la punta del jet, pueden alcanzar valores máximos de 28000 pie/seg.

El 20% del material que compone el liner formará el jet de alta velocidad, el restante 80% tendrá movimiento lento que, generalmente, no ayuda en el proceso de penetración.

2.5.4.2 Cargas de Hueco Grande, BH (Big Hole)

Este tipo de cargas tienen la geometría del liner parabólica o hemisférica; son empleadas para incrementar el rendimiento de la densidad de disparos y el área total de flujo.

El liner de forma parabólica provocará un jet con bajas velocidades, producto de acarrear mayor cantidad de masa, generando una perforación poco profunda. El agujero creado en la tubería de revestimiento durante el procedimiento será mayor con respecto a las cargas de alta penetración (Ver fig. 2.8).

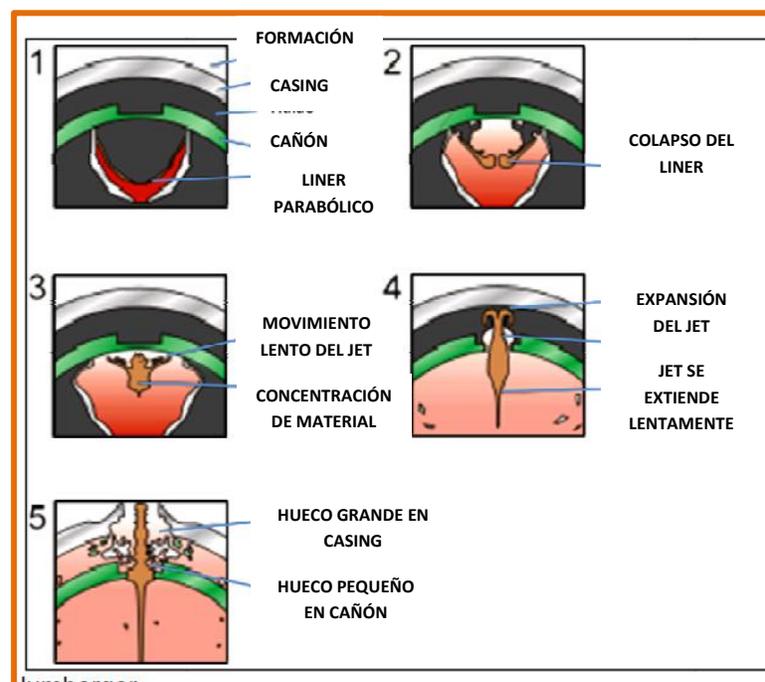


Fig.2.8: Proceso de Detonación Carga de Hueco Grande
Fuente: SCHLUMBERGER

2.5.5 Elementos de una carga

Las cargas se conforman con cinco partes principales que son:

- Casco o carcasa
- Liner o forro
- Primer o carga primaria
- Explosivo principal
- Cordón detonante

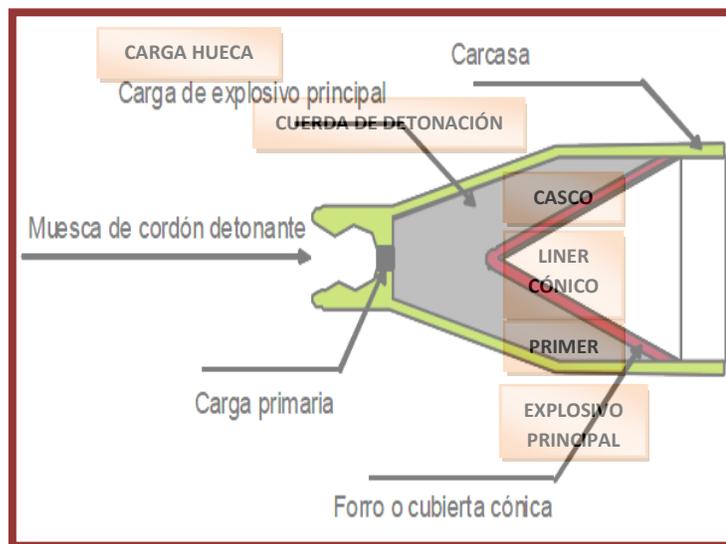


Fig.2.9: Elementos de una Carga
Fuente: SCHLUMBERGER

Cada uno de estos componentes debe estar fabricado con características exactas y con estrictos estándares de calidad.

Casco: Fabricado de distintos materiales como acero, zinc, aluminio, cerámica o vidrio; su función es mantener la fuerza generada por la detonación el tiempo necesario para que se forme el Jet.

Liner: Puede ser cónico o parabólico, dependiendo de la clase de carga a la que pertenezca; se ubica en el centro de la carga. El colapso de este elemento por la energía, producto de la detonación de la carga principal, es trascendental para la formación adecuada del Jet.

El liner es una combinación de polvos metálicos pulverizados como cobre, tungsteno, estaño, zinc y plomo, los que, aportan al Jet una densidad adecuada y un gradiente de velocidad uniforme, para lograr una penetración profunda sin taponamiento.

Primer: También denominado Primer Charge, es un explosivo de alta sensibilidad y pureza; cuya función es accionar la carga en la detonación.

Explosivo Principal: Este elemento libera su energía a altas velocidades, para producir la detonación; determina, a su vez, la mayor o menor penetración; estas características, lo tornan en el elemento primordial en la carga.

Cordón Detonante: Como ya lo mencionamos anteriormente, es un cable eléctrico, cuya función consiste en accionar, en secuencia, todas las cargas del cañón o cañones, dependiendo la operación realizada.

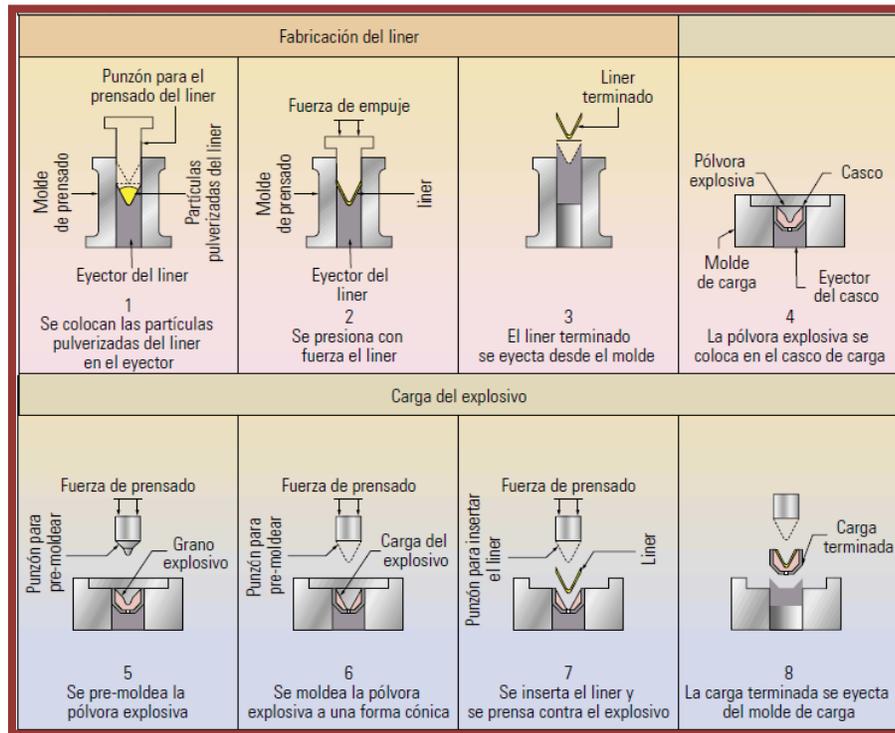


Fig.2.10: Fabricación de las Cargas Huecas
Fuente: SCHLUMBERGER

2.6 Factores que afectan los resultados de los disparos

Existen factores que son predominantes para el buen desempeño del pozo después de haber sido punzado.

2.6.1 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 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 lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo. La presencia de partículas compactas y trituradas de la formación alrededor de los disparos y los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

Cuando se abren algunos disparos 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.

2.6.2 Efecto de la Presión Diferencial

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

Sobre – balance

Presión hidrostática > Presión de formación

Bajo – balance

Presión hidrostática < Presión de formación

El objetivo de una terminación sobre-balanceada 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. Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de dicha 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 dispare en fluidos 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 permeabilidad de 250 md o mayores, permiten que las partículas de tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de las mencionadas formaciones o por las fracturas ocasionando un daño muy severo.

Cuando los disparos se efectúan utilizando fluidos limpios con una presión diferencial bajo-balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación y podríamos llegar a obtener una buena limpieza de los disparos. Este, es el método preferido para areniscas.

Para formaciones de carbonato es aconsejable punzonar con HCL o con ácido acético, para obtener una alta productividad; pero, generalmente, se cañonea con fluidos limpios; las recomendaciones de la Tabla 2.3 son una modificación de los estudios de campo hechos por: King, Anderson y Bingham.

TABLA 2.3
PRESIÓN DIFERENCIAL A FAVOR DE LA FORMACIÓN
CUANDO SE PUNZA

CONDICIONES DEL RESERVORIO	PRESION DIFERENCIAL (PSI)	
	POZOS DE PETROLEO	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	500-1000	2000
Menos que 10 mD	1000-2000	2000
CARBONATOS		
Permeabilidad de la formación		
mayor que 250 Md	500	500
Desde 100 a 250 mD	750	1000
Menor que 100 mD	1000	2000
Menor que 10 mD	2000	2000

Fuente: SCHLUMBERGER

Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas, es inadecuado porque, arriba de cierto valor, no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado. 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
- Permeabilidad de la formación
- Fluido en los poros
- Presión de colapso de las tuberías y equipo
- Grado de invasión del fluido de perforación

- Tipo de cemento

La magnitud de la presión diferencial negativa (bajo-balance) dependerá básicamente de dos factores:

- La permeabilidad de la formación
- El tipo de fluido

La cantidad o magnitud de la presión diferencial necesaria para obtener una mayor productividad y, al mismo tiempo, evitar la falla mecánica de la formación es muy importante para el éxito del disparo. En algunos casos, la correcta aplicación de esta presión de bajo-balance elimina la necesidad de trabajos posteriores de estimulación.

2.6.3 Efecto de usar fluidos limpios

La productividad del pozo, en todos los pozos 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 periodo 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 periodo de cierre.

2.6.4 Efecto de la resistencia a la compresión

La penetración y tamaño del hueco, hechos por los cañones, son reducidos cuando aumenta la resistencia de compresión del casing, cemento y roca de formación.

2.6.5 Efectos de presión y temperatura

Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todos los cañones. Las presiones en el fondo del pozo pueden limitar el uso de algunos cañones con cargas expuestas.

Como regla general, las cargas de alta temperatura no deben ser empleadas en pozos con un rango de temperatura entre 300-400 °F. Esta recomendación está basada en lo siguiente:

- Algunas cargas de alta temperatura proveen baja penetración.
- Son menos sensibles, lo que puede provocar un incremento en las fallas.
- Estas cargas son más costosas.
- Hay menos opción de selección.

Cuando se usa cargas de baja temperatura y estamos operando en los límites máximos de operación de temperatura, pueden ser consideradas las siguientes opciones:

- Los pozos pueden ser circulados con fluidos que tengan baja temperatura, lo cual se realiza para bajar la temperatura de la formación y zona circundante; esto es aplicable para cañones through tubing, los cuales pueden ser corridos, inmediatamente después de que el fluido ha sido parado.

- Si existe alguna duda en cuanto a que el límite de temperatura de los cañones puede ser alcanzado antes de disparar, los detonadores de alta temperatura, pueden ser empleados en cañones equipados con cargas convencionales de baja temperatura. Esta opción prevendrá punzonamientos accidentales en un intervalo erróneo debido a la alta temperatura del fondo del pozo. Las cargas expuestas a una alta temperatura quemarán sin punzonar el casing, a menos que se disparen con un cañón con detonador.

Para pozos de excesiva temperatura, lo que se hace es emplear todo un paquete de componentes de alta temperatura; esto incluye: un detonador, primacord, la carga booster y la carga de potencia principal; generalmente, el detonador es la clave de todo el sistema, ya que si este no es disparado, tampoco lo harán las cargas.

2.7 Daños que pueden producir los disparos

El proceso de cañoneo de formaciones permeables y porosas con las cargas configuradas crea una “película” que se opone al flujo en el agujero.

El jet penetra la formación a alta velocidad, desplazando radicalmente 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.

La fig. 2.11 ilustra el proceso del daño causado a la formación por la perforación de un disparo.

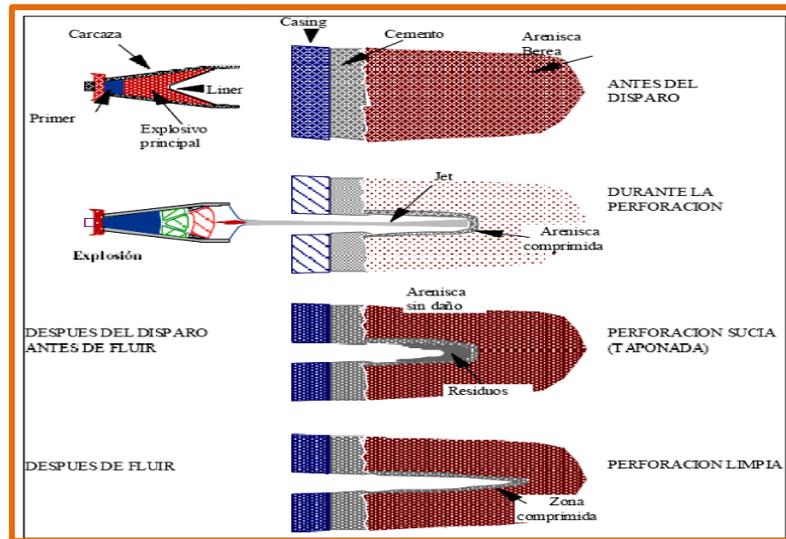


Fig.2.11: Daño por disparo a la formación
Fuente: SCHLUMBERGER

2.7.1 Daños del cemento y 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 dicha 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 cadencia.

2.7.2 Daño a la Formación

El daño a la formación es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección al pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión extra en las inmediaciones del pozo.

Los tratamientos de estimulación, en la mayoría de los casos, reducen el factor de daño; sin embargo, el efecto total de daño involucra varios factores, donde algunos de ellos no pueden ser alterados; el daño total se representa por la siguiente ecuación:

$$S_t = S_{c+\theta} + S_p + S_d + \Sigma \text{pseudodaño}$$

Donde:

$S_{c+\theta}$ = Daño por terminación parcial y ángulo de desviación

S_p = Daño por efectos del disparo

S_d = Daño por invasión de los fluidos

Los efectos producidos por los disparos originan un compactamiento de la formación sufriendo alteraciones en sus características físicas, las cuales propician el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo, a través de las perforaciones, y estas, se ven incrementadas por los detritos de: las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación.

Una vez eliminadas las restricciones causadas por los disparos, es conveniente estimar cuál sería el efecto de la productividad del pozo por la presencia del verdadero daño a la formación. Para tal caso, es necesario determinar el comportamiento de flujo, obteniendo de la presión de pozo fluyente y el gasto de

producción a esa presión. Esto se determina para las diferentes condiciones de permeabilidad, tanto para la zona virgen como para la zona alterada o dañada.

2.8 Factores que afectan la productividad de un pozo

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

$$J = \frac{Q}{h} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w}}$$

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, la fase, la densidad, el diámetro del agujero, el daño del lodo, etc., pueden ser evaluados usando la Relación de Productividad.

$$PR = \frac{Q}{h} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w}}$$

2.9 Factores geométricos del disparo

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

- Penetración
- Densidad de cargas
- Fase angular entre perforaciones
- Diámetro del agujero (del disparo)

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son: penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drenaje.

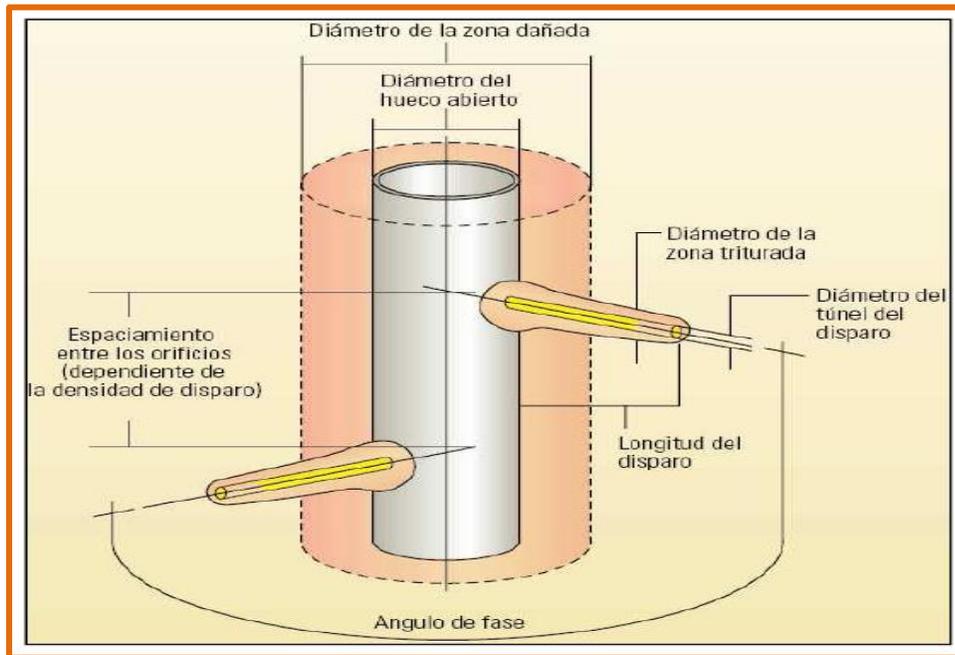


Fig.2.12: Factores geométricos del disparo
Fuente: SCHLUMBERGER

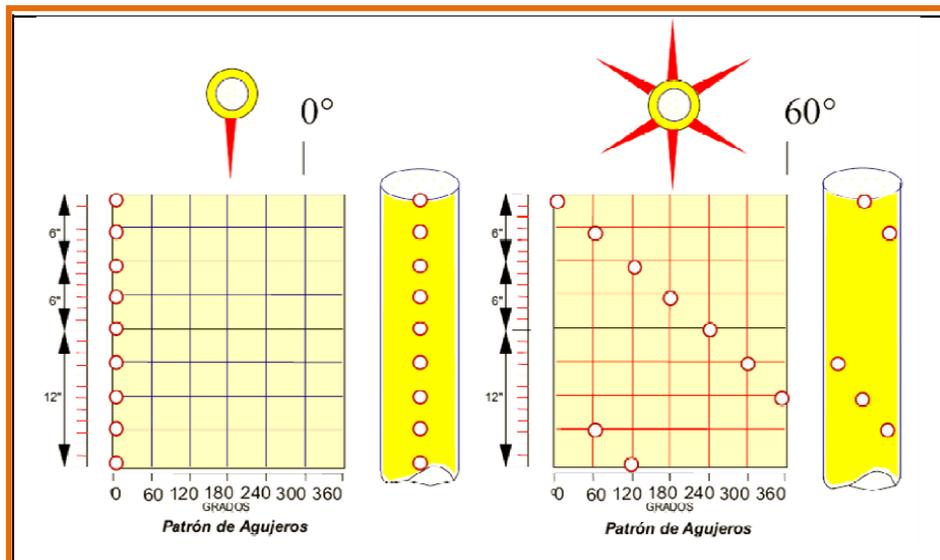


Fig.2.13: Patrón de agujeros para pistolas fase 0° y 60°
Fuente: PEMEX

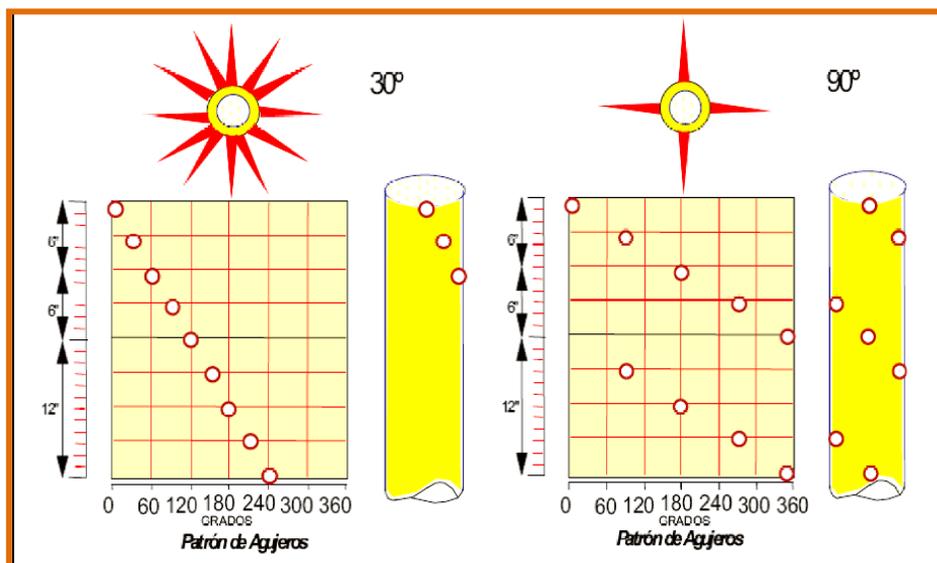


Fig.2.14: Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°
Fuente: PEMEX

2.9.1 Efecto de la penetración y densidad de carga en la PR

Como se puede apreciar en la fig. 2.15, el efecto de la penetración y la densidad de cargas, son muy pronunciados en las primeras pulgadas de penetración. Arriba de 6 pulgadas, la tendencia es menor, pero, es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad.

La densidad de cargas influye también en la relación de productividad (PR), observando que para una densidad de 3 cargas/metro es necesaria una penetración de 16 pulgadas para obtener una PR de 1.0; mientras, que para una densidad de 13 cargas/metro se necesitan solo 6 pulgadas.

La gráfica supone un pozo sin daño; para el caso más real, de un pozo con una zona de daño debido al fluido de perforación, la penetración más allá de la zona de daño es relevante para mejorar la PR.

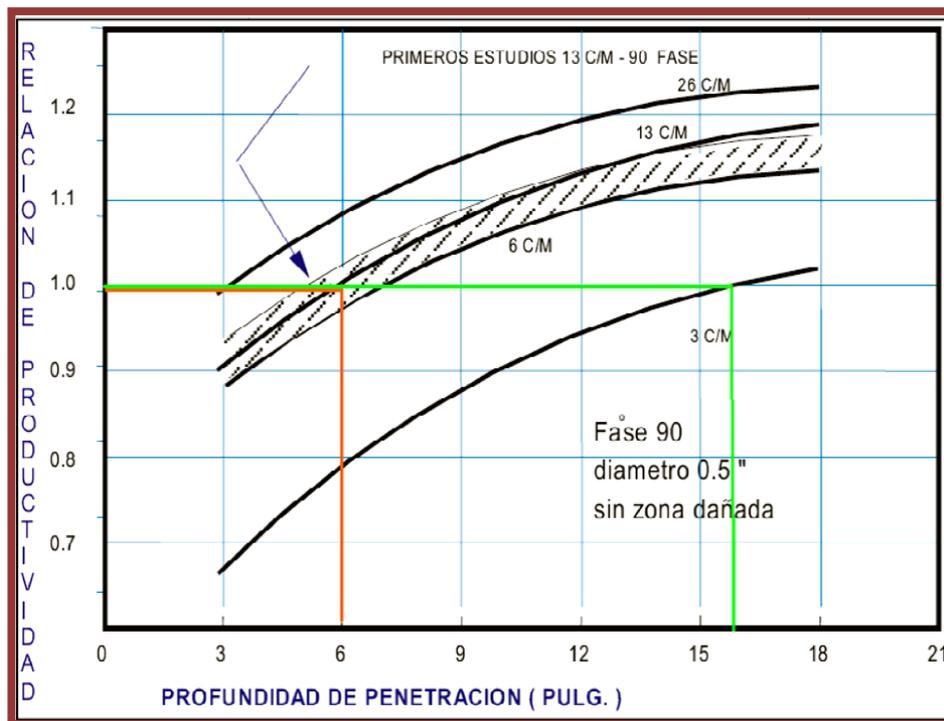


Fig.2.15: Efecto de la penetración y densidad en la PR
Fuente: PEMEX

2.9.2 Efecto de la fase en la PR

La fase angular entre perforaciones sucesivas, es un factor importante. La fig. 2.16 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 pulgadas, 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 diferencial del 11% en la PR.

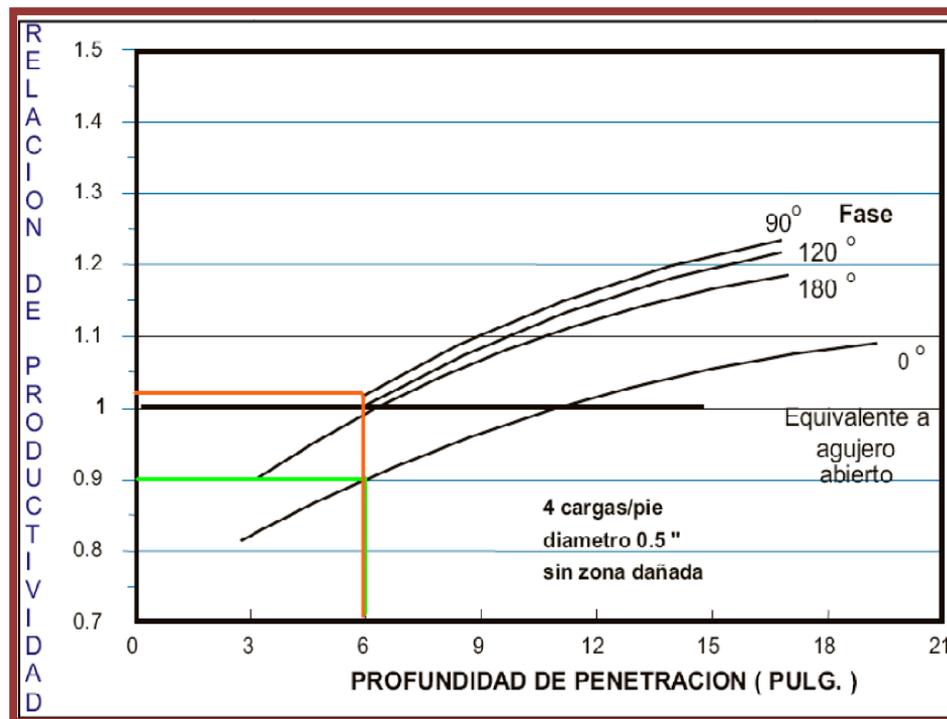


Fig.2.16: Efecto de la fase en la PR
 Fuente: PEMEX

2.10 Determinación de la efectividad de los disparos

En este estudio se determinará la efectividad de los disparos a partir de tres análisis, los cuales demostrarán cuantitativa y cualitativamente cuáles disparos son más efectivos; estos análisis son:

- A partir de la penetración del disparo (si los disparos sobrepasan o no la zona de daño de formación por invasión de fluido).
- De la aplicación de un método simple para la estimación de la productividad de pozos.
- A partir del daño total encontrado luego del disparo.

Para que se puedan llevar a efecto estos análisis se debe realizar previamente las siguientes operaciones:

1. Calcular el radio de invasión de la formación productora (r_s).
2. Calcular la profundidad de penetración de los disparos (P).

2.10.1 Cálculo del radio de invasión de un pozo

El radio (r_s) de la zona dañada alrededor del pozo y la permeabilidad (k_s) en esta zona están relacionadas al factor de daño (S) por la ecuación de Hawkins:

$$r_s = r_w \times \left(\frac{k}{k_s} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Así, si la permeabilidad de la zona de daño es menor que en el resto de la formación, S será positivo; si las permeabilidades son iguales S será cero. Finalmente, si la permeabilidad en la zona de daño es mayor que en la formación, es decir fracturado o acidificado, S será negativa.

Hidráulicamente los pozos fracturados muestran a menudo valores de S en un rango de -3 a -5. Note que incluso si k_s y r_w son conocidas, no es posible obtener el radio del daño ni la permeabilidad en esta zona.

Valores para k y S pueden obtenerse de pruebas de presión transiente. Sin embargo, la relación k/k_s es difícil de determinar. Típicamente k/k_s variará de 5 a 10 o en valores aún menores. En este trabajo se considerará una reducción severa de permeabilidad por efectos de invasión representada matemáticamente por una relación k/k_s igual a 10, empleada en estudios anteriores referentes a cañoneo de pozos de petróleo.

2.10.2 Cálculo de la profundidad de penetración de los disparos

La penetración de los cañones disminuye al aumentar el esfuerzo de sobrecarga y la resistencia compresiva de la formación. Un método para su cálculo fue propuesto por Thompson en 1962, el cual relaciona la resistencia compresiva, con los resultados obtenidos de pruebas en superficie, de la siguiente manera:

$$Pen = Pen_{sup} \times e^{[0.086(Cr-Cf)]}$$

Donde:

Pen : Penetración (pulg)

Pen_{sup} : Penetración en superficie, Carta API RP-43

Cr : Compresibilidad en superficie a las condiciones de la prueba, (Kpsi)

Cf : Compresibilidad de la formación de interés.

Las condiciones esperadas en el pozo posterior al disparo, dan la pauta para decidir la forma en la cual se llevará a cabo el disparo (condiciones de bajo-balance o sobre-balance), las cuales, están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

Varios investigadores han encontrado que la penetración real de una carga de cañoneo es una función esencial de las propiedades mecánicas de la roca; específicamente, de su densidad y la resistencia a la compresión y esfuerzo efectivo; y, en menor grado de los parámetros geométricos que incluyen: el diámetro del revestidor, grado de acero y peso unitario, diámetro del cañón, calibre del pozo y

excentricidad del cañón. Se observa que la mayoría de estos datos están usualmente disponibles, con excepción de la resistencia de compresión de la roca a disparar.

2.11 Descripción de la técnica de cañoneo con Wireline

Este sistema de cañoneo se lo realiza utilizando el equipo necesario, que incluye una unidad de cable eléctrico, los portadores de carga jet, dispositivos más usados para lograr el propósito. El cañoneo debe ser realizado en condiciones de sobre-balance (over-balance) hacia la formación; es decir, que la presión hidrostática necesaria para matar el pozo sea mayor o igual que la presión de formación, esto con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie. (Ver fig. 2.17).

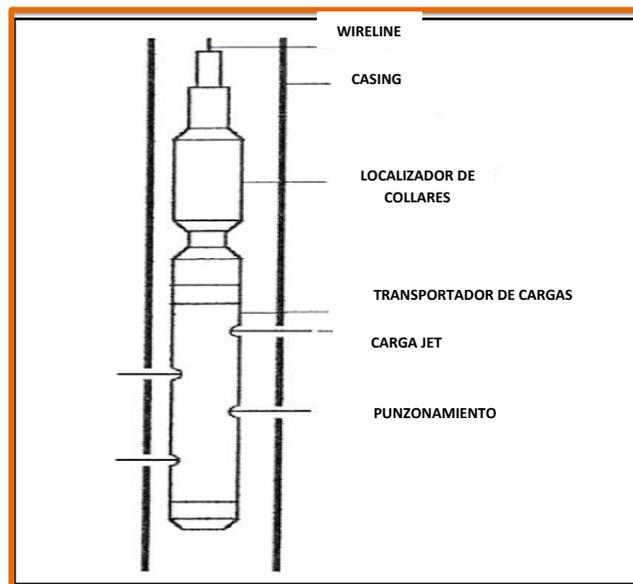


Fig.2.17: Punzonamiento con Wireline

Los tipos de portadores jet están basados en el área de aplicación y son de dos tipos: Casing Gun (Tipo de cañón que sirve para punzonar el casing) y Through Tubing (Cañones que son de menor diámetro que el casing gun y son bajados, a través de la tubería de producción). Los casing gun son usados para punzonar casings de gran

diámetro, todos son recuperables, algunos son reusables. Los through tubing son usados para punzonar casing bajo el tubing, y el tubing en sí; son recuperables y algunas reusables.

Por estrategia, en este proyecto hablaremos acerca del sistema Casing Gun, ya que es este sistema, es el que será usado en el campo.

2.12 Casing Gun

Los cañones convencionales bajados con cable eléctrico, producen orificios de gran penetración que atraviesen la zona dañada por el lodo de perforación. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de sobre-balance, con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Esta condición de sobre-balance deja los orificios perforados taponados por los restos de las cargas, aún si el intervalo cañoneado es achicado o el pozo puesto a producción; es muy raro que se pueda generar un diferencial de presión que limpie la mayoría de los orificios perforados, creándose con esta condición altas velocidades de flujo y turbulencia en el frente productor. La zona compactada alrededor de los orificios perforados y los restos de las cargas, son muy difíciles de remover acidificando o achicando; tan solo la zona compactada reduce la permeabilidad original hasta un 80%. Esto, se hace más crítico en campos con alto índice de agotamiento.

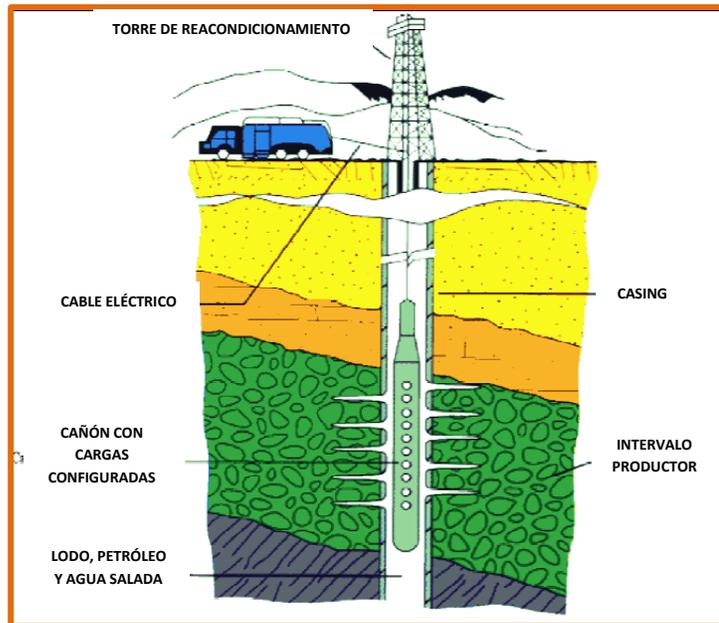


Fig.2.18: Casing Gun
Fuente: SCHLUMBERGER

2.12.1 Ventajas del sistema Casing Gun

Las principales ventajas de este sistema son las siguientes:

- Opción para cargas de alta penetración.
- Opción para cargas de gran diámetro de entrada.
- En caso de falla tiene pérdida de tiempo mínimo.
- Servicio más económico con respecto a TCP.
- Operación rápida aumentando el rango de temperatura para las cargas usadas.
- Hasta 12 DPP.
- Permite selección del tamaño del cañón compatible con diámetro de la tubería de revestimiento.
- Puede disparar en zonas de alta presión.
- Tiempo de operación de 4 a 8 horas.

2.12.2 Desventajas del sistema Casing Gun

Las principales limitaciones del método son:

- Daño severo por dispararse en condiciones de sobre-balance. Los Build ups (pruebas de restauración de presión) han indicado un factor de daño alto.
- Punto débil del cable eléctrico.
- Se dispara con pozo lleno de fluido de matado.
- Reducción de la permeabilidad en un 70 a 80%.
- Durante el trabajo se debe interrumpir las comunicaciones de radio, operaciones de suelda interfieren en el disparo.

CAPÍTULO III
CRITERIOS PARA LA
SELECCIÓN DE POZOS
PROSPECTIVOS AL
CAÑONEO SELECTIVO

3.1 Antecedentes

La selección de pozos prospectivos a cañoneo se realizará, en base a las últimas campañas de cañoneo que se efectuaron entre los años 1996-2002, ya que en estas campañas, se hicieron revisiones exhaustivas de las condiciones mecánicas, petrofísicas y estructurales de la mayoría de los pozos existentes en el campo.

Producto de este estudio se cañonearon 169 pozos; las formaciones escogidas para este proyecto fueron: Socorro, CPB, Santo Tomás y PB.

Los resultados de aquella campaña fueron buenos, a tal punto que, hubo pozos que produjeron más de 30 BPPD después de ser cañoneados; la mayoría de estos pozos, pertenecen a la Sección 67 y Tigre; pero, no debemos dejar a un lado zonas como: Santa Paula, Certeza, Secciones 65, 66, 68, 69, 70, 71, 72, 73 y 74, las cuales produjeron más de 6 BPPD después de ser disparados.

Aunque hubo pozos con buena producción inicial después de los punzados; también, se presentaron casos de pozos cuya producción inicial fueron menores a 6 BPPD; e incluso, pozos que antes de ser punzados producían de 4 a 8 BPPD por Bombeo Mecánico o Swab; y que después del cañoneo no hubo aumento de producción, mas bien se perdió toda la producción anterior.

Estos son los riesgos que se toman antes de una campaña de cañoneo, pero al hacer un buen estudio de cada pozo prospectivo, se podrá tener mejores resultados que sean económicamente beneficiosos para la compañía.

A continuación se presentan, brevemente, los resultados de las últimas campañas de cañoneo que se realizaron en el campo Ancón.

TABLA 3.1
DATOS DE LA ÚLTIMA CAMPAÑA DE CAÑONEO REALIZADA EN EL
CAMPO ANCÓN

HISTÓRICO POZOS PUNZADOS - CAMPO ANCÓN

AÑO	# DE POZOS	TOTAL INCREMENTO INICIAL	PROMEDIO/POZO	MEJOR POZO INCREMENTAL	PEOR POZO INCREMENTAL
1996	14	114	8	30	-6
1997	29	184	6	34	-6
1998	27	181	7	35	-3
1999	15	74	5	24	-1
2000	24	192	8	34	0
2001	12	63	5	21	-7
2002	48	137	3	20	-9

TOTAL POZOS PUNZADOS:	169
PROMEDIO INCREMENTO/POZO	6

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

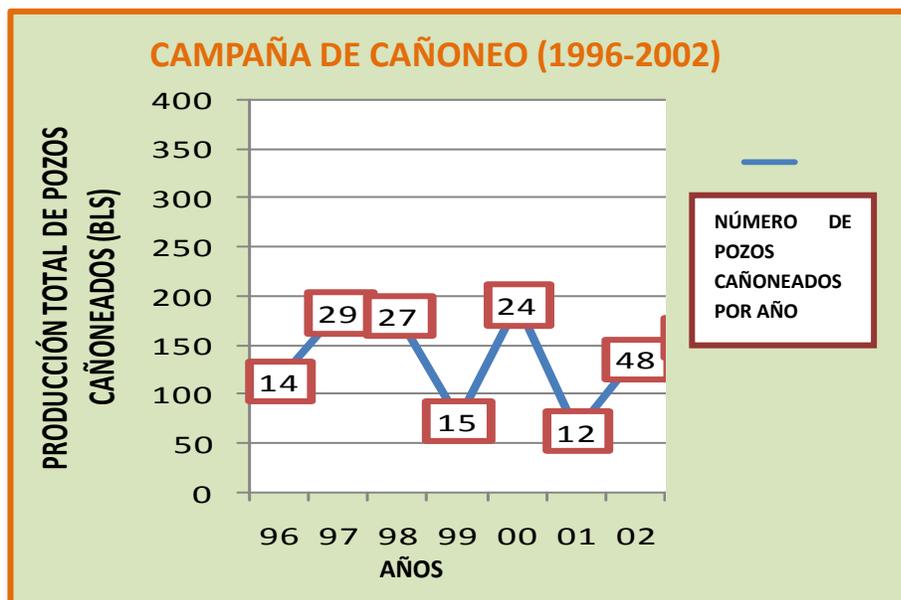


Fig.3.1: Producción total de los pozos cañoneados por año
Elaborado por: JORGE GALARZA

Con los datos obtenidos de las últimas campañas de cañoneo, se empezó seleccionando pozos cuya producción inicial, después de los punzados, fue mayor o igual a 6 BPPD; esto, es tomado como base del estudio; aunque habrán pozos que estén debajo de este promedio o que no fueron cañoneados en la últimas campañas pero que presentan intervalos prospectivos; razón por la cual, también, serán seleccionados si su estado mecánico lo permite. Cabe recalcar que, el estudio al que serán sometidos estos pozos, es de carácter cualitativo y cuantitativo.

3.2 Metodología para la selección de pozos

Cada pozo va hacer escogido primeramente en base a: la apreciación de intervalos arenosos prospectivos no punzados; la producción después del disparo; y, la producción acumulada. Todo esto, lo podemos observar realizando cortes estructurales de las zonas de interés, lo cual, nos va a ayudar a correlacionar cualitativamente varios pozos prospectivos. Para este caso se procedió a realizar cortes estructurales con cutt-off @ 45 U.API, ya que este tipo de análisis dió buenos resultados en la mayoría de pozos punzados anteriormente. En el Anexo 3, se presentan los mallados para realizar los cortes estructurales de la Sección 67 y Tigre.

TABLA 3.2
MODELO DE ARCILLOSIDAD CON CUTT-OFF @ 45 U.API

POZO	PROFUNDIDAD (ft)	GR (U.API)	GR MAX (U.API)	GR MIN (U.API)	IGR	VSH	VSH %
TIG0028	2040'	45	77	19	0.448276	0.284332	28.4331666

Elaborado por: Jorge Galarza

Para determinar la potencialidad de producción de cada pozo con respecto a su ubicación, se procederá a diseñar mapas de producción acumulada, los cuales, nos permitirán definir en qué zona se concentra la mayor acumulación de petróleo.

3.3 Geographix

Los cortes estructurales del campo Ancón se los realiza a través del Geographix, el cual es un software que nos permite obtener, gráficamente, un modelo estructural de cada pozo. Definiendo una traza sobre el mapa con el mouse obtenemos un corte; a la vez, podemos seleccionar las capas a incluir en el mismo. Los cortes se visualizan con escalas independientes de profundidad y distancia, para facilitar las vistas de detalle.

Geographix puede mostrar: nombres de capas, producción acumulada, profundidad total, intervalos punzados o fracturados, sus correlaciones y los perfiles seleccionados para cada pozo.

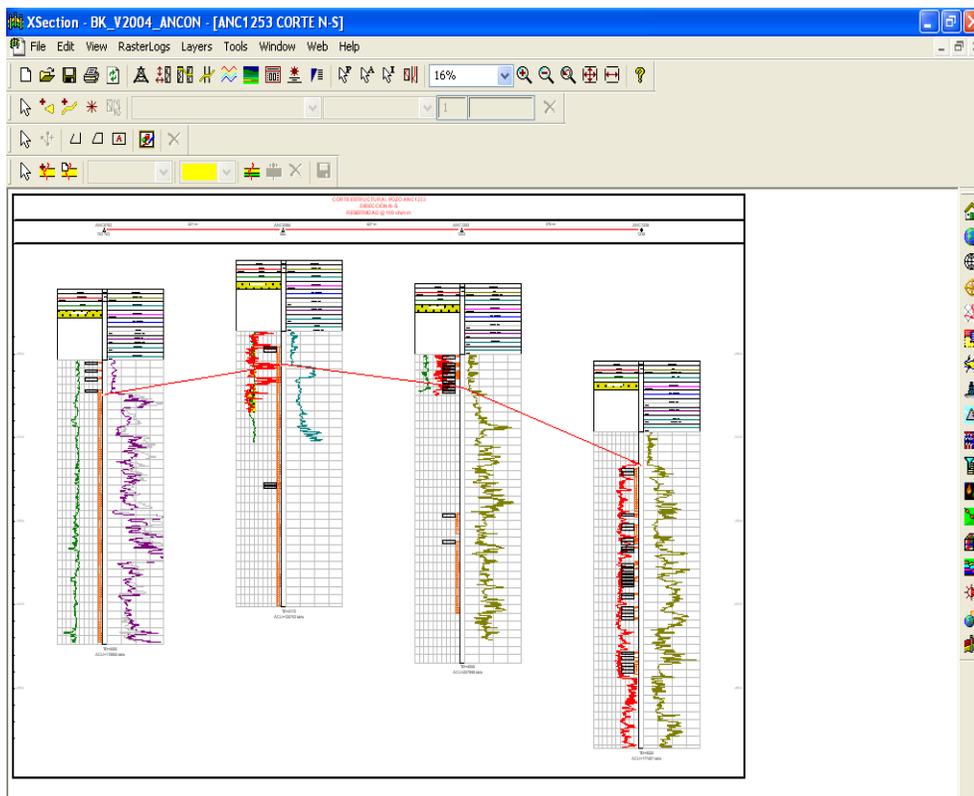


Fig.3.2: Modelo de Corte Estructural de Pozos
Fuente: GEOGRAPIX-PACIFPETROL

En el corte estructural ubicamos las zonas de interés haciendo correlaciones con los registros de perfil de los pozos. Los registros que se corrieron, la mayoría de los pozos del campo Ancón, fueron a hueco abierto (Open Hole) y son, estos, los que permitirán determinar zonas prospectivas en base a cálculos de las propiedades petrofísicas de la roca reservorio. Antes de dictaminar los pozos prospectivos a cañoneo, debemos revisar los datos más importantes de los pozos como: estado actual, diagramas de completación, histórico de reacondicionamiento, histórico de producción, acumulada de petróleo, corte de agua y datos de la perforación. Mientras se cuente con mayor información del pozo, mejores resultados se obtendrán.

3.4 Oilfield Manager (O.F.M)

El O.F.M., es un software de análisis de información del pozo y del reservorio; incorpora técnicas de ingeniería de petróleo y de sistemas informáticos; mejoran la conectividad de la base de datos; sin duda, su gran funcionalidad hace de esta herramienta un recurso necesario para los ingenieros de reservorio, que les permite administrar dicho reservorio y, al mismo tiempo, supervisar la producción.

Utilizando el O.F.M, se puede construir gráficos y reportes, predecir futura producción, y crear mapas en dos aspectos básicos:

- ✓ Identificar el pozo o grupos de pozos.
- ✓ Abrir una apropiada herramienta de análisis.

Tales son las bondades del software para poder tomar decisiones oportunas y eficientes en un menor tiempo.

3.5 Evaluación de Formaciones

Las arenas productoras del campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO”, en general, tienen presencia de arcilla, lo cual, afecta la evaluación de formaciones en lo que respecta a la información de hidrocarburos en el sitio; también, la habilidad del reservorio para producirlos. El contenido de arcilla puede afectar de la siguiente forma:

- Reduce la porosidad efectiva
- Disminuye la permeabilidad
- Altera la resistividad que se obtiene con la ecuación de Archie
- Las herramientas para obtener porosidad (registro de densidad y neutrón) arrojarán valores demasiado altos.

Los valores muy bajos de resistividad que se obtengan, darán como resultado el que sea muy difícil, o quizás imposible, determinar si una zona es productiva o no. Además, la aplicación de las ecuaciones de Archie puede dar saturaciones de agua que son demasiado pesimistas. *Hilchie (1978) indicó que para que el contenido de arcilla no influya significativamente en la obtención de la saturación de agua, este debe ser mayor de 10 a 15%.*

3.5.1 Método de obtención de los principales parámetros petrofísicos de las formaciones productoras del Campo

En la práctica, para realizar estos tipos de cálculos, vamos a utilizar diferentes ecuaciones las cuales nos permitirán definir el valor de la porosidad y saturación de agua; el procedimiento es el siguiente:

Paso 1: Se procede a obtener un “cutoff” @ 45 U.API en el registro GR para definir una línea base de las arenas. Luego, se determinan los valores máximos y mínimos de GR del pozo para lograr el índice de GR. Para este caso, se medirá el índice de GR tomando en cuenta las formaciones productoras del grupo Ancón, como una sola formación; esto, debido a que, cada formación del grupo, representa espesores pequeños y discontinuos como la arena Santo Tomás, los que, poseen Vsh muy pesimista si solo se calcula para cada formación por separado; razón por lo que, se utilizará esta metodología, aunque, la mayoría de los pozos a seleccionar tienen como zona de interés a la formación PB.

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde:

IGR = índice de rayos gamma

GRmax = máximo gamma ray leído en la zona de arcilla

GRmin = mínimo gamma ray leído en la zona de arena

GRlog = gamma ray en el punto de estudio

Luego de calcular el IGR, se procede a determinar el Vsh (Volumen de Arcilla) de la roca. Para esto se utiliza las siguientes ecuaciones:

Rocas Cretácicas (consolidadas): $Vsh = 0.33 [2^{(2*IGR)} - 1]$

Rocas del Terciario (no-consolidadas): $Vsh = 0.083 [2^{(3.7*IGR)} - 1]$

Paso 2: Después de obtener el Vsh para cada intervalo prospectivo se procede a calcular el Rw para cada pozo a partir del análisis de la curva de SP. Cabe recalcar que estos valores son exactos en ciertos pozos mientras que en otros no, ya que hay pozos que no tienen disponible información necesaria para realizar estos cálculos. Para solucionar este particular, se asumirá valores promedios de Rw de pozos de la misma área que poseen un comportamiento similar.

Paso 3: Luego, se procede a determinar el Rt en cada punto de los intervalos seleccionados; para cuyo efecto se tomará como referencia los siguientes intervalos de Rt para cada formación del área, ya que estos valores han dado buenos resultados en proyectos anteriores de cañoneo.

TABLA 3.3
RANGO DE RT PARA LAS DIFERENTES FORMACIONES DE LAS ÁREAS
DE TIGRE Y 67

FORMACIONES	Rt (ohms)	ϕ (%)
SOCORRO	5-8 ohms	15-20
SANTO TOMÀS	10-30 ohms	11
PB	10-20 ohms	13
ATLANTA	100 ohms	14

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

Paso 4: Una vez que se ha determinado el volumen de arcilla, Rw y Rt, se procederá a asumir valores de porosidad promedio y saturaciones de agua de las formaciones existentes en las áreas Tigre y 67, las cuales, son muy utilizadas cuando no se tiene valores puntuales de porosidad y saturación por pozo.

A través de las ecuaciones ya mencionadas, se procedió a establecer los parámetros petrofísicos de las zonas de interés en los pozos seleccionados. Cabe recalcar que hay pozos que no poseen todos los registros que se tienen en el Campo, o que, a su vez, estos registros solo fueron corridos hasta una cierta profundidad, quedando grandes intervalos prospectivos por analizar; en la práctica, la solución consiste en proceder a realizar correlaciones directas con otros pozos cercanos o también llamados pozos vecinos; todo lo cual, va a ser fundamental para la selección de intervalos prospectivos a cañoneo.

3.6 Pozos seleccionados

Luego de realizar un análisis cualitativo en los cortes estructurales de la base de pozos cañoneados en la última campaña y de pozos con intervalos de interés, se estableció la selección preliminar de 11 pozos que poseen intervalos prospectivos y pertenecen a dos áreas específicas del campo. Pero, después de revisar sus estados mecánicos actuales, solo se consideró 6 pozos como seleccionados para este proyecto, toda vez que, los 5 restantes presentaban obstrucciones u otros problemas. Más adelante, se realizará un análisis minucioso de cada pozo seleccionado; en el Capítulo 4 se presentarán los intervalos seleccionados para cañonear; también, los resultados petrofísicos obtenidos. A continuación se constan los nombres de los pozos seleccionados así como su estado y características principales. (Ver tabla 3.4).

TABLA 3.4
POZOS SELECCIONADOS PARA CAÑONEO

POZO	ACOPIO	ZONA	TD (FT)	FORMACIONES ABIERTAS	POTENCIAL	CICLO	BPPD	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	ESTADO DE POZO	NIVEL	CAP	FONDO	Coordenada X	Coordenada Y	ACUMULADA DE PETRÒLEO (BLS)
ANC0662	67	CENTRAL	4407'	ST/PB/AT	1	1	1.00	BM	PRODUCTIVO	2500'	2550'	3300'	521099	9745443	399617.82
ANC1253	67	CENTRAL	4500'	SO/CPB/ST/PB/AT	4	1	4.00	BM	PRODUCTIVO	3150'	3350'	3650'	522000	9744963	267913.57
TIG0011	TIGRE	CENTRAL	4319'	CPB/PB/AT	1.83	1	1.83	BM	PRODUCTIVO	3700'	4000'	4300'	521477	9746118	424295.47
TIG0014	TIGRE	CENTRAL	4504'	ST/PB/AT	10	1	10.00	BM	PRODUCTIVO	4000'	4250'	4490'	521853	9745968	259107.65
TIG0027	TIGRE	CENTRAL	4538'	CPB/PB/AT	4	1	4.00	SW	PRODUCTIVO	2900'	3050'	4500'	522135	9746196	100199.21
TIG0028	TIGRE	CENTRAL	4256'	CPB/PB/AT	5	1	5.00	BM	PRODUCTIVO	3600'	3900'	3920'	522013	9746388	282143.94

Elaborado por: Jorge Galarza.

3.7 Antecedentes de los pozos seleccionados

La campaña de registro y procesamiento de 400 Km de líneas sísmicas en el bloque CGC-ESPOL, costa adentro, realizada en 1998, ha permitido definir un modelo geológico que sea aplicable a los yacimientos ubicados en dicho bloque. Considerando importante complementar la investigación, incorporando información de reservorios y resultados de las evaluaciones de las formaciones que tienen interés prospectivo, con este objetivo se iniciaron los trabajos de reacondicionamiento de pozos para la formación Passage Beds.

El estudio de esta formación surgió a partir de los buenos resultados al reacondicionar los pozos TIG0014 y TIG0053 y, de la producción acumulada del pozo ANC0609, en donde la Fm. Passage Beds se encuentra abierta. De esta manera, se realizaron reacondicionamientos con resultados variables, encontrándose las mejores respuestas alineadas en sentido NW-SE. La inversión empleada para reacondicionar estos pozos se pagó en solo 4 meses.

Para las áreas Tigre, Tablazo y La Fe, se seleccionaron 6 pozos. Los criterios principales utilizados para la selección de estos pozos se fundamentan en el mapa de producción acumulada; en él, se han determinado varias zonas de igual productividad, las mismas que corresponden a bloques formados por fallamiento inverso y sus correspondientes fallas antitéticas; la priorización de los bloques depende: del índice de productividades, de la producción inicial después de los punzados de cada uno de los pozos, y de la respuesta de la formación PB en los registros eléctricos.

Los pozos que fueron seleccionados pertenecen a dos secciones del campo que son: Sección 67 y Sección Tigre. Cabe destacar que estas dos áreas se encuentran cercanas y comparten, en cierta medida, estructuras y sistemas de fallamiento similares.

Para este caso, la formación que se presenta como potencialmente prospectiva es PB y Santo Tomás. La formación Passage Beds se encuentra sobreyaciendo a la formación Atlanta y subyaciendo a la formación CPB, la cual, constituye la roca sello. Estratigráficamente está compuesta de intercalaciones de areniscas y lutitas, siendo depositadas en un ambiente de abanico submarino. El yacimiento está limitado por fallas inversas, las que sirvieron, al igual que las fracturas naturales, de vías de migración del petróleo desde niveles generadores. El reservorio lo constituyen los estratos de areniscas de grano medio a fino.

A continuación se presentan los mapas isòpaco y estructural de la formación PB de las secciones 67 y Tigre.

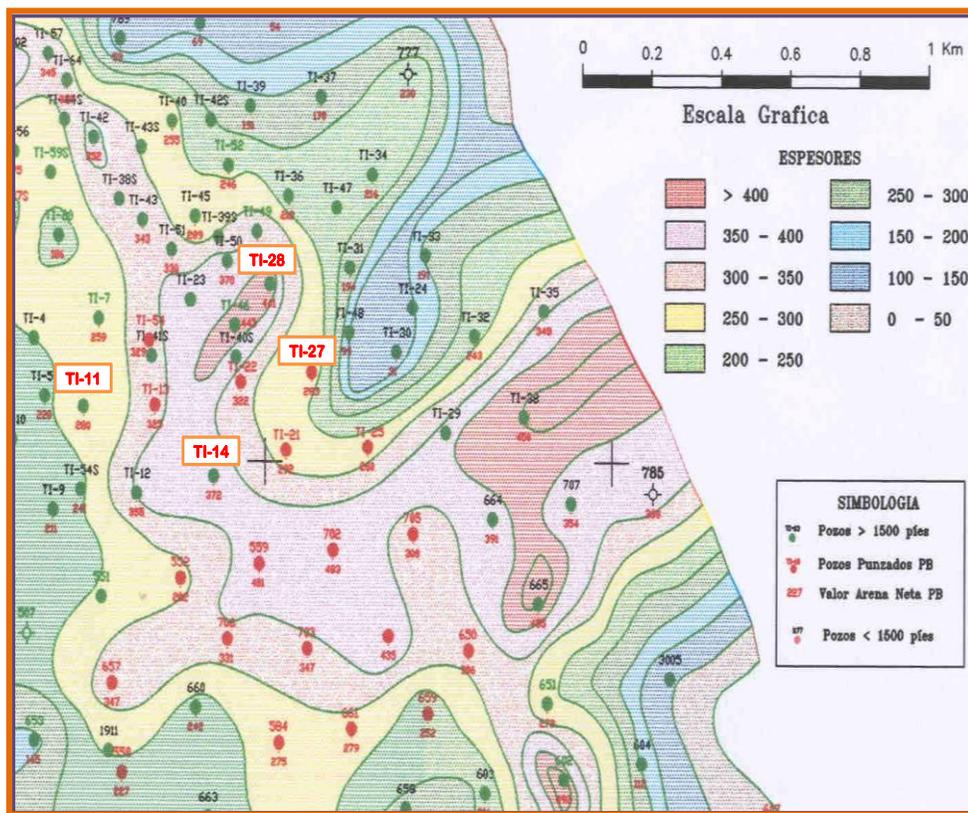
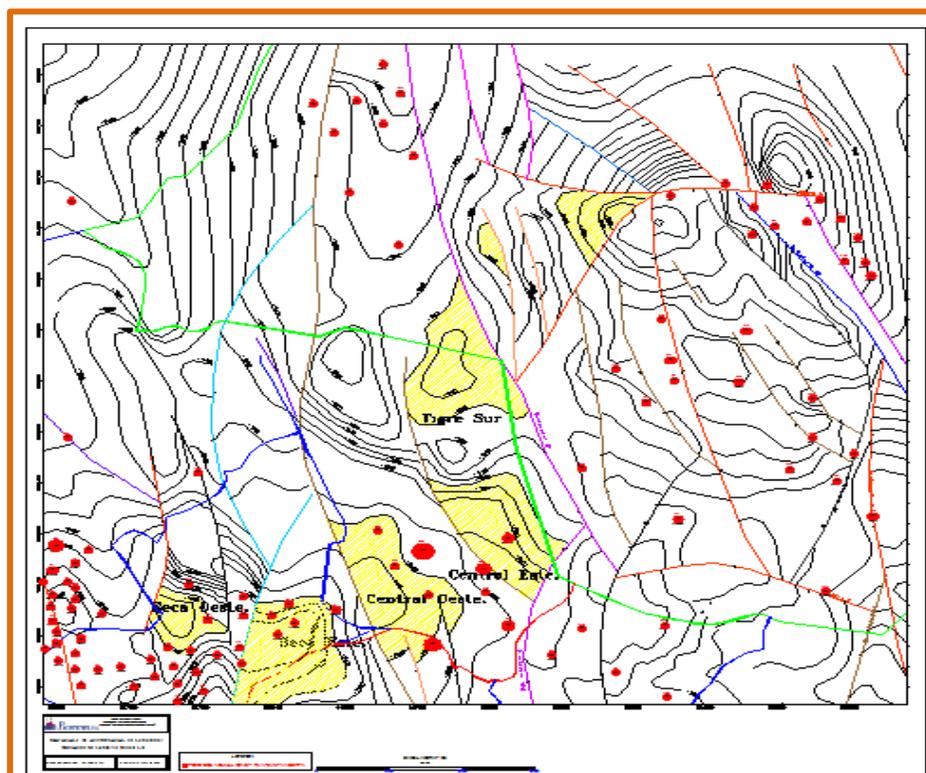


Fig.3.7: Mapa isòpaco de la formación PB de las secciones 67 y Tigre.
Fuente: PACIFPETROL



*Fig.3.8: Mapa estructural de la formación PB de las secciones 67 y Tigre.
Fuente: PACIFPETROL*

POZO ANC0662: El primer pozo seleccionado fue el ANC0662, el cual pertenece a la sección 67 de la Zona Central. Este pozo fue perforado el 3 de marzo de 1946, en dos secciones, siendo este el último completado con liner pre-perforado hasta una profundidad total de 4407 ft.

La producción inicial del pozo fue de 70 bbls/día, pero, poco después, la producción empieza a declinar, razón por la cual, se realizó un workover en el año 1957, cuyo resultado fue un incremento de la producción diaria. En el año de 1963 se realizó otro workover con la misma finalidad que el anterior; igual que el anterior con buenos resultados. A partir del año 2000 se decidió intervenir el pozo a través de la campaña

de cañoneo, siendo las zonas de interés las formaciones superiores como Santo Tomás y PB, se logró un incremento de producción de 14 BPPD.

El pozo, actualmente, presenta intervalos muy prospectivos para este proyecto; de acuerdo con el último resultado del cañoneo, que fue muy bueno, se estableció incluirlo en la lista de pozos candidatos a punzar.



Fig.3.9: Pozo ANC0662

POZO ANC1253: El segundo pozo seleccionado fue el ANC1253, el cual pertenece a la sección 67 de la zona central (UNCE); fue perforado el 14 de septiembre de 1960 por la Cía. Anglo Ecuatorian Oilfields, en dos secciones, usando un taladro de percusión tipo C-50 con castillo de acero, hasta una profundidad total de 4500 ft; a su vez, fue completado con casing pre-perforado en la última sección. Este pozo tuvo una buena producción inicial, aproximadamente 144.4 BPPD, también intervenido algunas veces por proyectos de reacondicionamientos debido al descenso de la producción; específicamente, se realizó fracturamientos, que hicieron que la producción tenga un incremento notorio.

La última vez que se reacondicionó fue el 6 de junio del 2002, a través de la campaña de cañoneo; fueron punzadas las formaciones superiores como PB y Santo Tomás; se obtuvo como resultado una producción inicial de 18 BPPD.

Además, este pozo posee un comportamiento similar con sus pozos vecinos, a tal punto que, los intervalos propuestos a cañonear tienen similitud con los intervalos cañoneados en los pozos vecinos, y que, dieron buenos resultados. Debido a todas estas características se escogió, este pozo, como candidato a ser cañoneado.



Fig.3.10: Pozo ANC1253

POZO TIG0011: El pozo TIG0011 fue perforado en tres secciones el 4 de diciembre de 1940 por la Cía. Anglo Ecuatorian Oilfields; se llegó a una profundidad de 4319 ft; fue completado, en su último tramo, con liner. Este pozo se encuentra ubicado en el área de Tigre de la zona central (UNCE); ocasionó muchos inconvenientes para producir, a tal punto que, su primera producción la hace en noviembre de 1958, a través de un proceso de acidificación, la cual, dio como resultado 56 BPPD. Luego, se realizaron varios reacondicionamientos con la intención de aumentar la producción

del pozo, sin buenos resultados. Posteriormente se efectuaron estudios con la finalidad de punzar nuevas formaciones, en particular las arenas de CPB y PB; dichos estudios dieron perspectivas de buenas acumulaciones de petróleo y se propuso punzar estas estructuras.

Después de ser punzado el 14 de enero de 1997, el pozo tuvo un incremento de producción que antes era de 0 BPPD y, después de ser intervenido, produjo 6 BPPD. Según el mapa de burbuja de producción acumulada, la zona en donde está ubicado el pozo, es de gran acumulación de petróleo debido a la migración en sentido este-oeste con dirección a esta área. Tomando en cuenta estas referencias y características, se decide proponer a este pozo como candidato a cañonear.



Fig.3.11: Pozo TIG0011

POZO TIG0014: El pozo TIG0014 se terminó de perforar el 11 de febrero de 1942; mediante un taladro rotativo de percusión, se llegó a una profundidad total de 4504 ft; fue completado en tres secciones; en la última, un liner de 6 5/8". Este pozo se encuentra ubicado en el área de Tigre de la zona central (UNCE).

La producción inicial del pozo, a través de punzados, fue de 168 BPPD y, data del 3 de marzo de 1942; la arena que se escogió para ser puesta en producción fue Atlanta. Posteriormente se realizaron nuevos punzados en intervalos superiores de Atlanta; el resultado fue una producción de 150 BPPD. La última vez que fue intervenido el pozo TIG0014 fue el 30 de noviembre de 1996 con la campaña de cañoneo, la misma que originó un incremento en la producción que antes era de 2.9 BPPD y que después del punzado llegó a producir 24 BPPD; tal realidad ubicó al pozo como un candidato muy bueno, por poseer un gran potencial y buenos intervalos prospectivos que no han sido punzados, según el registro del pozo.



Fig.3.12: Pozo TIG0014

POZO TIG0027: El pozo TIG0027 fue perforado el 9 de agosto de 1946 en tres etapas; completado con 3 tipos de casing; dos de ellos, tipo liner; su profundidad total llegó a 4538 ft. La perforación fue dirigida por la Cía. Anglo Ecuadorian Oilfields que se encontraba en una etapa de desarrollo del campo. Este pozo se encuentra ubicado en el área de Tigre de la zona central (UNCE).

La producción inicial del pozo TIG0027 fue de 204 bbls/día; esta producción provenía de la formación Atlanta, específicamente, de la zona que fue completada con liner pre-perforado (4120'-4459'). El caudal de producción de este pozo empezó a declinar en forma rápida; fue necesario realizar una intervención de reacondicionamiento para incrementar la producción. Entonces, en mayo de 1950, se realizaron punzados, los que generaron un incremento entre 0 a 20 BPPD con un pequeño corte de agua. Luego, el pozo quedó abandonado debido a la caída drástica de la producción. Posterior a esto, en el año 2000, se rehabilitó el pozo a través de la campaña de cañoneo, siendo las formaciones Santo Tomás y PB las zonas de interés, dando una producción incremental de 10 bbls/día. Al estar cerca al pozo TIG0028, y poseer intervalos con buen GR y resistividad, se establece proponer este pozo como candidato a cañonear.



Fig.3.13: Pozo TIG0027

POZO TIG0028: El pozo TIG0028 pertenece a la sección Tigre de la zona Central (UNCE); fue perforado el 17 de diciembre de 1946 por la Cía. Anglo Ecuatorian Oilfields en una sola sección. Para el efecto se usó un taladro de percusión tipo C-50 con castillo de acero, con el que se perforó hasta una profundidad de 4256 ft. La zona abierta a producción fue la arenisca Atlanta, la cual tuvo un aporte inicial de 160

BPPD. Cabe recalcar que, el pozo fue sometido en sus inicios a varios procesos de cañoneo y fracturamiento, para tratar de aprovechar la máxima producción de esta zona o arena.

La última vez que se reacondicionó el pozo fue el 8 de diciembre de 1996; todo se cumplió, a través de la campaña de cañoneo; y, se obtuvo una producción de 10.7 BPPD de incremento. Además, de los pozos vecinos al TIG0028, se dan buenas referencias, tanto en productividad después del punzado como en producción acumulada total, razón por la cual, se concluye en seleccionar este pozo para cañoneo.



Fig.3.14: Pozo TIG0028

3.7.1 Principales características de los pozos seleccionados

En el Anexo 4, se muestra a través de tablas la relación que existe entre los pozos seleccionados y sus pozos cercanos; en igual forma, en el Anexo 5, gráficamente se muestra la relación entre los pozos seleccionados con sus pozos vecinos, utilizando cortes estructurales.

A continuación se exponen algunas tablas con las características principales de cada pozo seleccionado.

TABLA 3.5
CARACTERISTICAS DE LOS CASINGS USADOS EN LOS POZOS
SELECCIONADOS

		CASING					
		Diámetro (pulg)	Peso lbs/ft	Tope y Base del Casing (ft)	Liso (ft)	Preperforado (ft)	Profundidad del Zapato (ft)
POZO ANC0662	POZO	8 5/8"	36	0'-2940'	2940'	"	2950'
	ANC0662	6"	18	2905'-4288'	"	1383'	4298'
POZO ANC1253	POZO	9 5/8"	40	0'-458'	458'	"	468'
	ANC1253	5 1/2"	14	0'-4195'	4195'	434'	4205'
POZO TIG0011	POZO	11 3/4"	24	0'-434'	434'	"	444'
	TIG0011	8 5/8"	17.5	0'-3391'	3391'	"	3401'
	POZO TIG0011	6 5/8"	17.5	3365'-4309'	944'	"	4319'
POZO TIG0014	POZO	11 3/4"	47	0'-263'	263'	"	273'
	TIG0014	8 5/8"	28	0-3370'	3370'	"	3380'
	POZO TIG0014	6 5/8"	26	3360'-4480'	1120'	"	4490'
POZO TIG0027	POZO	9 5/8"	32	0'-1843'	1843'	"	1853'
	TIG0027	8 5/8"	40	1843'-4110'	2267'	"	4120'
	POZO TIG0027	6 5/8"	"	4064'-4538'	"	440'	4548'
POZO TIG0028	POZO	6 5/8"	24	0'-4246'	4246'	"	4256'

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

Es muy necesario conocer la distribución de los casing en el pozo, porque, nos permiten tener una mejor referencia al momento de ubicar los intervalos a cañonear. Al correr un registro GR-CCL se puede apreciar un comportamiento extraño de la curva GR en los cambios de casing y zapatos, esto nos da la pauta de que en ese intervalo no se debe cañonear. Algo similar sucede cuando tenemos doble casing; la herramienta de GR lee valores muy optimistas de arena; pero, en la realidad, no es

así; además, disparar en ese intervalo de doble casing, sería muy defectuoso porque las cargas normales no atravesarían el doble casing.

TABLA 3.6
PROPIEDADES DEL LODO USADO EN LOS POZOS SELECCIONADOS

Propiedades del Lodo						
	Profundidad		Tipo	Peso lbs/gal	Viscosidad Marsh	Perdida por filtrado (%)
	Desde	A				
POZO ANC0662	0'	4407'	Agua salada base arcilla	10.35	42	34
POZO ANC1253	0	1478'	Agua salada base arcilla	10.4	40	51.5
	1478'	4500'	Agua fresca base arcilla	10.2	43	16.8
POZO TIG0011	0	3400'	Agua salada base arena	74	27	22
	3401'	4319'		72	29	18.3
POZO TIG0014	0	4507'	Agua salada base arena	73	31	31.6
POZO TIG0027	0	4538'	Agua salada base arena	77	25	22.3
POZO TIG0028	0	4256'	Agua salada base arena	74	32	28.2

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

También es importante saber con qué tipo de lodo se va a tratar al momento de punzar, ya que la mayoría de los pozos existentes en el campo no fueron cementados por completo, apenas, se cementaba en los intervalos mayormente prospectivos a cañonear y fracturar, por lo general la formación Atlanta. El lodo puede producir un daño en los orificios de los disparos como se mencionó en el capítulo 2. La ventaja de este proyecto es que en la mayoría de pozos seleccionados, ya se desalojó la columna de lodo presente en el anular por medio de las anteriores campañas de cañoneo. En el

Anexo 6 se puede observar el diagrama actual de completación de los pozos seleccionados.

TABLA 3.7

TIPOS DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO ANC0662		
TIPO DE REGISTRO	ESCALA	PROFUNDIDAD
RESISTIVIDAD NORMAL	1/500 0-20 ohms	175'-4400'
RESISTIVIDAD INVERSA	1/500 0-20 ohms	2500'-4400'
GAMMA RAY	1/500 0-150º API	200'-3000'
SP	(-)4mv(+)	175'-4400'
POZO ANC1253		
TIPO DE REGISTRO	ESCALA	PROFUNDIDAD
LATEROLOG	1/500 0-20 ohms	464'-4496'
LATEROLOG	1/200 0-20 ohms	2700'-4496'
MICROLOG	1/200 0-20 ohms	2850'-4500'
GAMMA RAY	1/200 y 1/500	2850'-4492'
CONTINUOUS DIPMETER		2300'-2800'
NEUTRÓN	160-360 cuen/sec	3400'-3850'
POZO TIG0011		
TIPO DE REGISTRO	ESCALA	PROFUNDIDAD
RESISTIVIDAD 4	1/500 0-125 ohms	450'-4300'
RESISTIVIDAD 8	1/500 0-125 ohms	450'-4300'
GAMMA RAY	1/1000 0-80 º API	1000'-2500'
SP	(-)10mv(+)	450'-4300'
POZO TIG0014		
TIPO DE REGISTRO	ESCALA	PROFUNDIDAD
RESISTIVIDAD 4	1/500 0-100 ohms	275'-4500'
RESISTIVIDAD 8	1/500 0-100 ohms	290'-4500'
GAMMA RAY	1/1000 0-100 º API	1350'-2450'
SP	(-)4mv(+)	275'-4475'
POZO TIG0027		
TIPO DE REGISTRO	ESCALA	PROFUNDIDAD
MICRO NORMAL	1/500 0-20 ohms	100'-4450'
MICRO INVERSO	1/500 0-100 ohms	2425'-4450'
GAMMA RAY	1/240 0-150 º API	180'-2627'
SP	(-)4mv(+)	100'-4450'
POZO TIG0028		
TIPO DE REGISTRO	ESCALA	PROFUNDIDAD
MICRO NORMAL	1/500 0-20 ohms	25'-4200'
MICRO INVERSO	1/500 0-500 ohms	2175'-4200'
GAMMA RAY	0-80 º API	1120'-2506'
SP	(-)4mv(+)	25'-4200'

Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: PACIFPETROL

La mayoría de los pozos existentes en el campo no cuentan al momento con los registros necesarios, particularmente, registros de porosidad; esta falta, se transforma en una dificultad para realizar los cálculos petrofísicos con exactitud. Cabe subrayar que, para poder calcular ciertos parámetros se necesitó realizar conversiones de unidades que no son muy habituales; en efecto, la mayoría de registros existentes sobre los pozos del Campo, son antiguos y están en diferentes unidades con respecto a las actuales, razón por la cual fue necesaria su conversión. Uno de estos casos fue realizar la conversión de unidades de Rayos Gamma que están en Micrograms Ra-Equi/Ton a U.API.

3.7.2 Histórico de reacondicionamiento de los pozos seleccionados

El **reacondicionamiento de un pozo petrolero** son todas las labores que se llevan a cabo para cambiar o transformar el estado de un pozo productor, esto sucede cuando se presentan situaciones donde se tenía un pozo productor por flujo natural, pero que al tener un decrecimiento muy alto y rápido de la presión necesita que se le aplique algún mecanismo de empuje para que siga y se mantenga la producción, o en el mejor de los casos aumente la producción. Es necesario conocer los diferentes trabajos de reacondicionamiento que se realizaron en cada uno de los pozos seleccionados con la finalidad de tener información que permita establecer las condiciones para un cañoneo efectivo a la formación.

A continuación, se presentan los históricos de reacondicionamiento realizados en cada uno de los pozos seleccionados.

TABLA 3.8
PRINCIPALES REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO ANC0662		
FECHA	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
3 de marzo de 1946	COMPLETACIÓN	Se completa con liner liso y se fractura en el siguiente intervalo (2905'-4298'), dando una producción inicial de 70 Bbbs/día
23 julio de 1957	SAND-FRAC	Schlumberger realiza fracturamiento en el siguiente intervalo (2905'-4298'), dando como resultado un incremento en la producción de 27-67 Bbbs/día
17 de julio de 1960	GAS-LIFT	Se coloca sistema de levantamiento artificial Gas Lift para una mejor recuperación de la producción
10 de julio de 1963	SAND-FRAC	Schlumberger realiza nuevamente fracturamiento en el mismo intervalo, dando un incremento en la producción de 26-52 Bbbs/día
16 de junio del 2000	PUNZADO	Se corre GR-CCL y se punza intervalos de la formación Santo Tomas y PB, dando como resultado una producción de 14 Bbbs/día
2 de julio del 2000	BOMBEO MECÁNICO	Se instala sistema de Bombeo Mecánico para mejorar la recuperación de la producción del pozo
22 de octubre del 2012	SERVICIO PULLING	Sacan instalación de Bombeo Mecánico, miden nivel @ 2500' y fondo @ 3300', revisan tubería y bajan nuevamente instalación de Bombeo Mecánico
POZO ANC1253		
FECHA	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
14 de septiembre de 1960	SAND-FRAC	Se completa con casing preperforado y se fractura entre (3803'-4164'), dando como resultado una producción inicial de 144 Bbbs/día
15 de septiembre de 1960	GAS LIFT	Se coloca sistema de levantamiento artificial Gas Lift
13 de junio de 1961	SAND-FRAC	Se cañonean y fracturan los siguientes intervalos: (3611'-3726'), dando como resultado un incremento en la producción de 68-93 Bbbs/día
15 de noviembre de 1963	SAND-FRAC	Se fractura los siguientes intervalos (3611'-3726', 3771'-4205'), dando como resultado un incremento de la producción de 45-90 Bbbs/día
21 de septiembre de 1998	BOMBEO MECÁNICO	Se cambia de sistema de levantamiento artificial de Gas Lift a Bombeo Mecánico
29 de julio de 1999	PUNZADO	Se corre GR-CCL y se punzan los siguientes intervalos(1405'-2762'), dando como resultado una producción de 18 Bbbs
6 de junio del 2002	PUNZADO Y REPUNZADO	Se corre GR-CCL y se punzan intervalos dando como resultado un incremento de la producción de 7.9 @ 17.9 Bbbs
13 de abril del 2011	SERVICIO PULLING	Se saca instalación de BM, se mide fondo @ 3650', se limpia filtro de grava y se baja instalación de BM

Continuación de la Tabla:

POZO TIG0011		
FECHA	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
19 de febrero de 1941	PUNZADO	Se establece punzar la formación Atlanta en los siguientes intervalos (2670'-4300'), teniendo inconvenientes para poner en producción el pozo
24 de noviembre de 1958	ACIDIFICACIÓN	Para recuperar la producción del pozo se realiza un proceso de acidificación, recuperando un total de 56 Bbls de petróleo mediante suabeo
2 de diciembre de 1958	BOMBEO MECÁNICO	Se instala equipo de Bombeo Mecánico en el pozo para tratar de mantener la producción
14 de enero de 1997	PUNZADO	Se corre GR-CCL y se punza intervalos de la formación CPB y PB, dando como resultado una producción de 6 Bbls/día
7 de septiembre del 2008	SERVICIO PULLING	Sacan instalación de Bombeo Mecánico, miden nivel @ 3900' y fondo @ 4300', revisan tubería y bajan nuevamente instalación de Bombeo Mecánico
POZO TIG0014		
FECHA	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
3 de marzo de 1942	PUNZADO	Se completa con liner liso y se punza la formación atlanta en el siguiente intervalo (3410'-4488'), dando una producción inicial de 168 Bbls/día
7 de septiembre de 1942	PUNZADO	Para incrementar la producción se decide intervenir el pozo nuevamente punzando los siguientes intervalos (2890'-3325'), dando una producción de 150 Bbls/día
28 de junio de 1954	BOMBEO MECÁNICO	Se decide instalar sistema de Bombeo Mecánico para mantener la producción, ya que el pozo no fluye hasta superficie naturalmente debido al agotamiento de la energía del pozo
30 de noviembre de 1996	PUNZADO	Se establece punzar la formación CPB y PB para incrementar la producción del pozo, se corre GR-CCL desde 2450' hasta 1350' y se punza los intervalos propuestos, dando como resultado una producción después del disparo de 24 Bbls/día y completado con Bombeo Mecánico como sistema levantamiento artificial
22 de julio del 2011	SERVICIO PULLING	Se saca instalación de Bombeo Mecánico, se mide nivel @ 4000' y fondo @ 4490', se cambia de tubería y se baja instalación de Bombeo Mecánico nuevamente

Continuación de la Tabla:

POZO TIG0027		
FECHA	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
9 de agosto de 1946	COMPLETACIÓN	Se completa el pozo en su última zona con liner preperforado y es puesto en producción con 204 Bbls/día
2 DE MAYO DE 1950	PUNZADO	Debido a la rápida declinación de la producción se decide punzar los siguientes intervalos (2733'-3988'), dando una producción incremental de 20 Bbls/día con un pequeño corte de agua
11 de agosto de 1955	ABANDONO DE POZO	Nuevamente la producción declina y la bomba comienza a tener fallas a tal punto que se decide abandonar el pozo por baja producción
1 de junio del 2000	PUNZADO	Se corre GR-CCL desde 200' hasta 2600' y se punzan la zona superior del pozo entre Santo Tomás y PB, dando como resultado una producción de 10 Bbls/día
6 de junio del 2000	BOMBEO MECÁNICO	Se baja instalación de Bombeo Mecánico para mantener la producción del pozo
4 de diciembre del 2010	SERVICIO PULLING	Se mide nivel de fluido @ 2900' y fondo @ 4500', se procede a bajar instalación de Swab con asiento + standing valve @ 3035.2'
10 de marzo del 2011	SWAB	Debido a fallas mecánicas en instalación de Bombeo Mecánico se decide cambiar el pozo a sistema de pistoneo (SWAB)
POZO TIG0028		
FECHA	OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN
27 de diciembre de 1946	PUNZADO	Se completa con casing liso y se punza la formación atlanta en el siguiente intervalo (3455'-4065'), dando una producción inicial de 86 Bbls/día
2 de enero de 1947	PUNZADO Y RECAÑONEO	Se punza y se recañonea los siguientes intervalos (3455'-3675', 3950'-4065', 2630'-2925), dando una producción inicial de 124 Bbls/día
19 de marzo de 1947	PUNZADO Y RECAÑONEO	Se punza y se recañonea los siguientes intervalos (3475'-3525', 3676'-3709', 3828'-3955', 3970'-4060') y brota petróleo, pozo queda entregado al departamento de producción con una producción inicial de 150 Bbls/día
15 de agosto de 1978	BOMBEO MECÁNICO	Se implementa el levantamiento artificial por BM portátil para incrementar la producción diaria del pozo
8 de diciembre de 1996	PUNZADO	Se corre GR-CCL desde 2500' hasta 1130' y se punzan intervalos de la arena PB y Santo Tomás, dando como resultado una producción incremental de 3.3 @ 14 Bbls/día
9 de diciembre de 1996	BOMBEO MECÁNICO	Se realiza el cambio de BM portátil a BM permanente para una mejor recuperación del petróleo producido después del cañoneo
15 de junio del 2009	SERVICIO PULLING	Se mide nivel de fluido @ 3600' y fondo @ 3920', se procede a bajar instalación de BM y el pozo queda en producción.

Elaborado por: Jorge Luis Galarza.
Fuente: PACIFPETROL

Es necesario tener en cuenta todos los parámetros bajo los cuales fue perforado, completado y reacondicionado el pozo, toda vez que, esta clase de información proporciona una mejor apreciación al momento de establecer las condiciones del cañoneo y sus riegos de producción.

3.7.3 Histórico de producción de los pozos seleccionados

A continuación se presenta la declinación histórica de cada uno de los pozos seleccionados; desde su inicio de producción, hasta el tiempo proyectado.

A su vez, en el Anexo 7 se muestra gráficamente el comportamiento de la producción acumulada de petróleo y agua para cada uno de los pozos seleccionados.

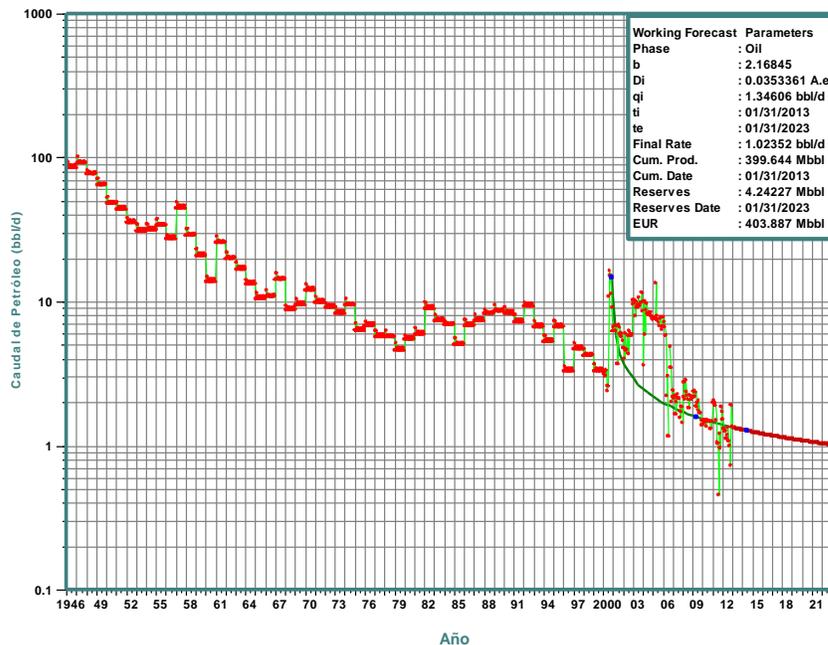


Fig.3.15: Histórico de producción de petróleo del pozo ANC0662
Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: OFM-PACIFPETROL

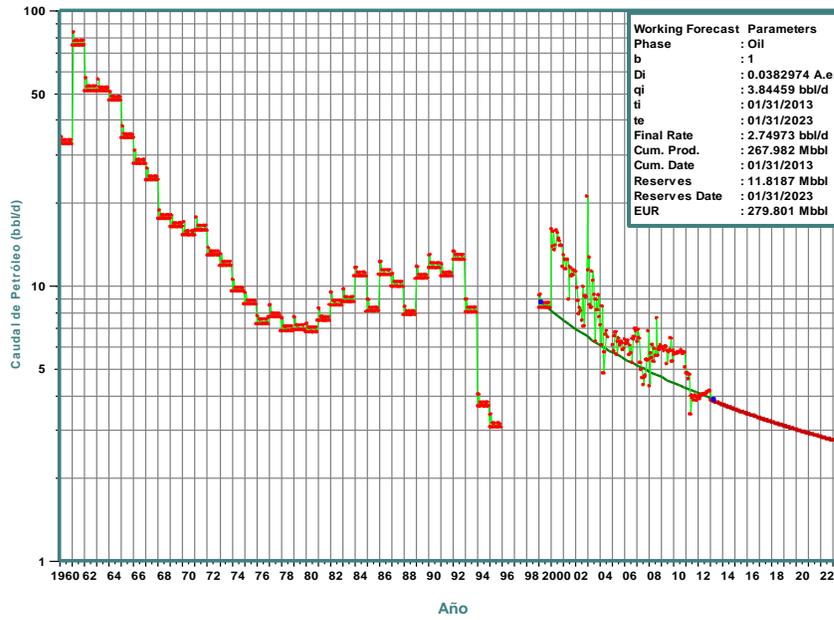


Fig.3.16: Histórico de producción de petróleo del pozo ANC1253
Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: OFM-PACIFPETROL

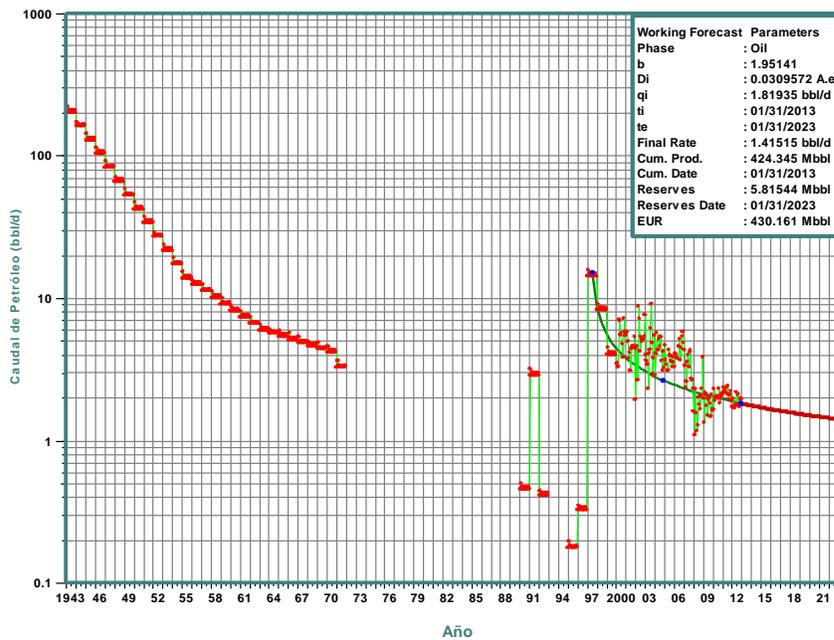


Fig.3.17: Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0011
Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: OFM-PACIFPETROL

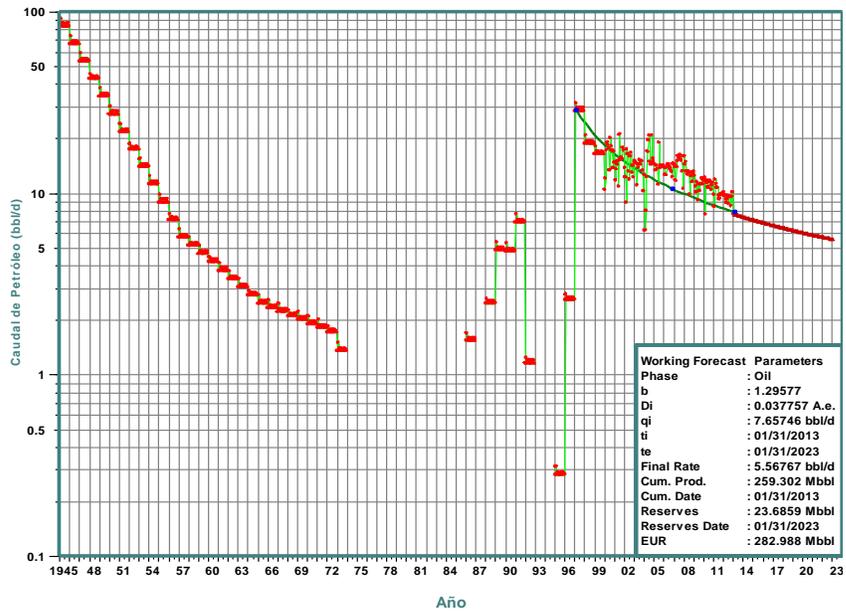


Fig.3.18: Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0014
Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: OFM-PACIFPETROL

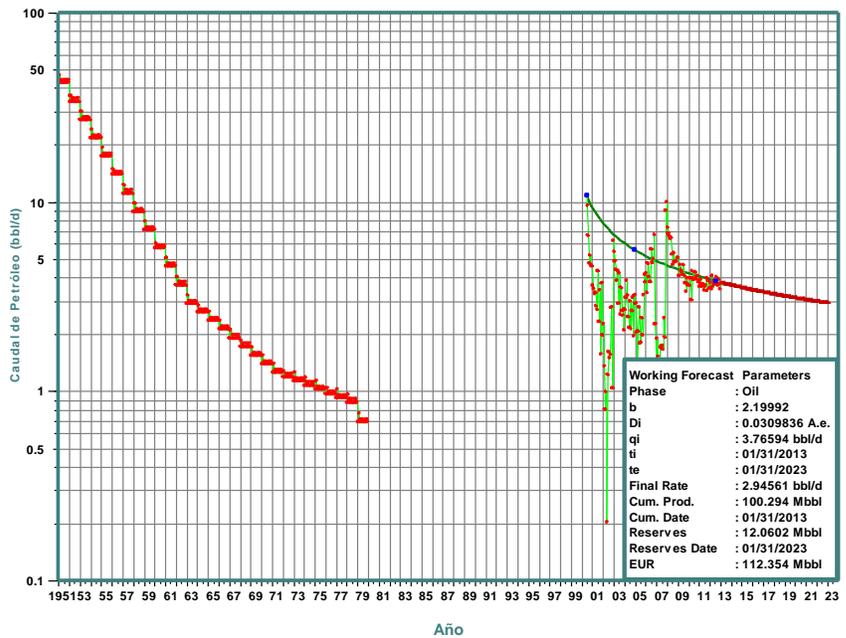


Fig.3.19: Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0027
Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: OFM-PACIFPETROL

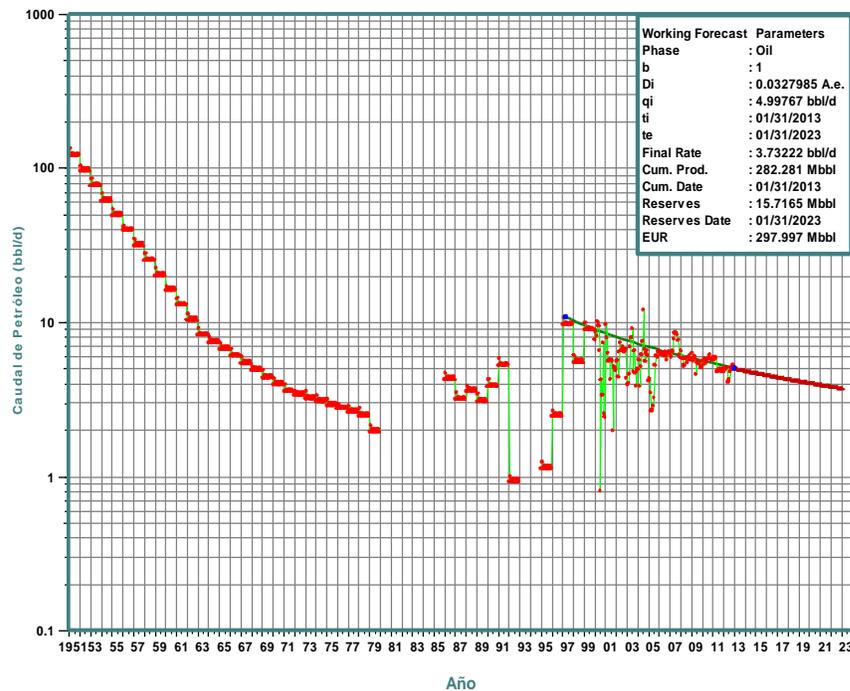


Fig.3.20: Histórico de producción de petróleo del pozo TIG0028
Elaborado por: Jorge Galarza
Fuente: OFM-PACIFPETROL

3.8 Tasa de declinación de los pozos después de las últimas campañas de cañoneo

Para poder determinar, más adelante, la factibilidad del proyecto es necesario saber, con qué tasa de declinación trabajó cada pozo seleccionado después de haber sido punzado, y su declinación estabilizada después del mismo; por esta razón, se procederá a calcular la tasa de declinación de la producción después del último punzado.

Para realizar estos cálculos se empleará un modelo de análisis de productividad muy usado en el campo; para el efecto, se trabaja en base a las características propias de los yacimientos y su comportamiento histórico. Se estableció tomar un promedio de declinación durante los tres primeros meses, pues, en este intervalo se produce una

declinación drástica en muchos pozos. Luego se determinará la declinación a partir del 4^{to} al 48^{avo} mes. Se escogió este intervalo de tiempo en base a la proyección que se realizará más adelante desde el 2013 al 2016, que es el tiempo que dura el contrato de la Cía. Pacifpetrol con el estado ecuatoriano.

A continuación se presentan las siguientes tablas con los resultados de la declinación en los tres primeros meses y desde el 4^{to} al 48^{avo} mes, de los pozos seleccionados, después de los últimos punzados; todo debidamente tabulado.

TABLA 3.9
TASA DE DECLINACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS MESES
Y DEL 4^{to} AL 48^{avo} MES, POZO ANC0662

ANC0662				ANC0662			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4 ^o al 48 ^o mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	16.63	515.53		Caudal Inicial (qi) bls	9.12	282.720000
	Caudal al tiempo t (qt)	9.12	282.72		Caudal al tiempo t (qt)	5.95	184.450000
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaci3n (D)	0.006675	0.200246		Rata de Declinaci3n (D)	0.000293	0.008897
	Indice de declinaci3n (r) en fracci3n	0.006697	0.223451		Indice de declinaci3n (r) en fracci3n	0.000293	0.008937
	Indice de declinaci3n (r) en %	0.67	22.35		Indice de declinaci3n (r) en %	0.029	0.894
	Acumulada de Petr3leo (Mbls)	1125.12	1162.62		Acumulada de Petr3leo (Mbls)	10836.881	11044.712

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 3.10
TASA DE DECLINACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS MESES
Y DEL 4^{to} AL 48^{avo} MES, POZO ANC1253

ANC1253				ANC1253			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4 ^o al 48 ^o mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	83.03	2573.93		Caudal Inicial (qi) bls	51.20	1587.20
	Caudal al tiempo t (qt)	51.20	1587.20		Caudal al tiempo t (qt)	30.84	956.04
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaciòn (D)	0.005372	0.161154		Rata de Declinaciòn (D)	0.000347	0.010561
	Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.005386	0.175728		Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.000347	0.010617
	Indice de declinaciòn (r) en %	0.54	17.57		Indice de declinaciòn (r) en %	0.03	1.06
	Acumulada de Petròleo (Mbls)	5925.38	6122.90		Acumulada de Petròleo (Mbls)	58638.82	59763.40

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 3.11
TASA DE DECLINACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS MESES
Y DEL 4^{to} AL 48^{avo} MES, POZO TIG0011

TIG0011				TIG0011			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4 ^o al 48 ^o mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	14.40	446.40		Caudal Inicial (qi) bls	9.16	283.96
	Caudal al tiempo t (qt)	9.16	283.96		Caudal al tiempo t (qt)	5.41	167.71
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaciòn (D)	0.005026	0.150794		Rata de Declinaciòn (D)	0.000361	0.010971
	Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.005039	0.163453		Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.000361	0.011031
	Indice de declinaciòn (r) en %	0.50	16.35		Indice de declinaciòn (r) en %	0.04	1.10
	Acumulada de Petròleo (Mbls)	1042.48	1077.23		Acumulada de Petròleo (Mbls)	10396.94	10596.34

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 3.12
TASA DE DECLINACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS MESES
Y DEL 4^{to} AL 48^{avo} MES, POZO TIG0014

TIG0014				TIG0014			
3 primeros meses	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES	4 ^o al 48 ^o mes	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	31.65	981.15		Caudal Inicial (qi) bls	20.84	646.04
	Caudal al tiempo t (qt)	20.84	646.04		Caudal al tiempo t (qt)	12.32	381.92
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinación (D)	0.004643	0.139288		Rata de Declinación (D)	0.000360	0.010951
	Índice de declinación (r) en fracción	0.004654	0.149995		Índice de declinación (r) en fracción	0.000360	0.011011
	Índice de declinación (r) en %	0.47	15.00		Índice de declinación (r) en %	0.04	1.10
	Acumulada de Petróleo (Mbls)	2328.27	2405.88		Acumulada de Petróleo (Mbls)	23664.40	24118.24

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 3.13
TASA DE DECLINACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS MESES
Y DEL 4^{to} AL 48^{avo} MES, POZO TIG0027

TIG0027				TIG0027			
3 primeros meses	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES	4 ^o al 48 ^o mes	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	10.78	334.18		Caudal Inicial (qi) bls	6.68	207.08
	Caudal al tiempo t (qt)	6.68	207.08		Caudal al tiempo t (qt)	4.19	129.89
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinación (D)	0.005317	0.159525		Rata de Declinación (D)	0.000319	0.009717
	Índice de declinación (r) en fracción	0.005332	0.173788		Índice de declinación (r) en fracción	0.000320	0.009765
	Índice de declinación (r) en %	0.53	17.38		Índice de declinación (r) en %	0.03	0.98
	Acumulada de Petróleo (Mbls)	771.04	796.74		Acumulada de Petróleo (Mbls)	7794.31	7943.79

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 3.14
TASA DE DECLINACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS MESES
Y DEL 4^{to} AL 48^{avo} MES, POZO TIG0028

TIG0028				TIG0028			
3 primeros meses	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES	4 ^{to} al 48 ^o mes	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	10.69	331.39		Caudal Inicial (qi) bls	6.12	189.72
	Caudal al tiempo t (qt)	6.12	189.72		Caudal al tiempo t (qt)	3.97	123.07
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinación (D)	0.006197	0.185916		Rata de Declinación (D)	0.000296	0.009017
	Indice de declinación (r) en fracción	0.006216	0.205691		Indice de declinación (r) en fracción	0.000296	0.009057
	Indice de declinación (r) en %	0.62	20.57		Indice de declinación (r) en %	0.03	0.91
	Acumulada de Petróleo (Mbls)	737.43	762.01		Acumulada de Petróleo (Mbls)	7252.84	7391.94

Elaborado: JORGE GALARZA

Para estos cálculos no se requirió establecer correlaciones de productividad con otros pozos, puesto que la mejor referencia, en este caso, es el mismo pozo seleccionado, debido a que se propondrá cañonear las mismas formaciones productoras.

Después de haber obtenido los resultados de la declinación de cada pozo seleccionado, se puede confirmar lo que se mencionó anteriormente: la mayor declinación se da en los tres primeros meses; por supuesto, esta asunción varía en cada pozo, pero los resultados nos demuestran que los pozos seleccionados poseen una alta productividad; en general, presentan una declinación promedio de 18.20% en los tres primeros meses y 1% en la etapa de estabilización; en todo caso, es considerada como una baja declinación y que nos permite asumir que los pozos seleccionados cumplen con las características productivas requeridas. Para que se

pueda entender claramente la mecánica del cálculo, en el Anexo 8 se plantean las ecuaciones que se utilizaron; así también, el proceso de resolución.

Luego de haber analizado, minuciosamente, cada punto específico de los pozos seleccionados, se puede establecer que estos cumplen con las características ideales que debe tener un pozo prospectivo a cañoneo.

Estas características son las siguientes:

- Buena producción después del punzado.
- Valores promedios de $V_{sh} < 30\%$.
- Promedios de resistividades adecuadas para cada formación.
- Poseen varios intervalos prospectivos.
- Buen estado mecánico del pozo.
- Producción acumulada aceptable.
- Pozos vecinos con características ideales.
- Tasa de declinación de producción aceptable.

CAPÍTULO IV
ANÀLISIS
TÈCNICO-ECONÒMICO
DEL PROYECTO

4.1 Análisis técnico de los pozos seleccionados

En este capítulo, se procederá a seleccionar, específicamente, los intervalos de arena a ser propuestos a cañoneo; todo fundamentado en los resultados de los análisis petrofísicos, que serán presentados a continuación; así también, en las condiciones presentadas en el capítulo anterior.

Además, se establecerán las condiciones del cañoneo, tales como: número de pies a cañonear, tipo y dimensión del cañón, número de cargas a utilizar, número de disparos por pie a cañonear, condiciones técnicas y operativas.

Todo será muy útil para la evaluación del proyecto, tanto desde el punto de vista técnico, como también, desde el punto de vista económico; en todo caso, se realizará el análisis correspondiente a fin de determinar la rentabilidad del proyecto para la Cía. Pacifpetrol; y, así justificar la propuesta hecha.

4.2 Selección de intervalos a cañonear

Se puede considerar que los intervalos escogidos para punzar los pozos establecidos, han sido minuciosamente seleccionados, con la finalidad de que sean los más prospectivos; a fin de minimizar cargas y reducir costos de operación.

4.2.1 Resultados de los análisis petrofísicos de los pozos seleccionados

Los resultados obtenidos, fueron calculados en base al uso de las diferentes ecuaciones planteadas en el capítulo 3; en conjunto permitieron determinar los parámetros petrofísicos que gobiernan las formaciones de interés.

Cabe mencionar, sin embargo, que no todos los parámetros petrofísicos pudieron ser obtenidos a partir de cálculos, en razón a que cierta información, necesaria para cada pozo, no se encontraba disponible, por lo que se procedió a tomar referencias de pozos vecinos de estructura y comportamiento similares; y, sobre todo, que acreditaban parámetros petrofísicos definidos o, a su vez, valores promedios del campo. Este tipo de estimación, ha sido muy empleado en la mayoría de reacondicionamientos anteriores en lo que respecta al cañoneo, y ha dado buenos resultados.

A continuación se presenta, en la tabla 4.1, los resultados de los principales parámetros petrofísicos de los pozos; obtenidos a partir del análisis cuantitativo en los intervalos seleccionados; todos los datos debidamente tabulados.

TABLA 4.1
PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	PROFUNDIDAD	GR	GR MAX	GR MIN	IGR	VSH	VSH%	Rt
ANC0662	1478-1482	45.66	97	30	0.23	0.13	13	9.66
	1498-1512	48	97	30	0.26	0.15	15	8.66
	1522-1526	51.67	97	30	0.32	0.19	19.19	6.73
	1530-1534	45	97	30	0.22	0.12	12.17	8.83
	1540-1544	44.66	97	30	0.22	0.11	11.74	13.33
	1624-1632	41.40	97	30	0.17	0.08	8.89	14.8
	1646-1650	47.66	97	30	0.26	0.14	14.85	7.63
	1756-1760	48.33	97	30	0.27	0.15	15.48	9.33
	1762-1766	44	97	30	0.21	0.11	11.16	10.33
	1778-1782	46	97	30	0.23	0.13	13.05	8.16
	1800-1804	44	97	30	0.21	0.11	11.26	9
	1828-1832	46	97	30	0.23	0.13	13.07	8.16
	1934-1938	47.66	97	30	0.26	0.14	14.76	7.66
2308-2312	43	97	30	0.19	0.10	10.24	11.33	

POZO	PROFUNDIDAD	GR	GR MAX	GR MIN	IGR	VSH	VSH%	Rt
ANC1253	3082-3098	35.02	73.07	27.69	0.15	0.08	8.3	61.44
	3202-3232	33.76	73.07	27.69	0.13	0.06	6.7	41.43
	3260-3276	33.32	73.07	27.69	0.12	0.06	6.2	48.11
	3284-3320	33.15	73.07	27.69	0.11	0.06	6	46
	3362-3386	36.98	73.07	27.69	0.2	0.11	11.1	35.69
	3422-3446	38.43	73.07	27.69	0.23	0.13	13.1	35.15
	3460-3470	34.47	73.07	27.69	0.14	0.07	7.5	45.5
	3490-3510	36.1	73.07	27.69	0.17	0.09	9.9	51.27
	3512-3566	33.24	73.07	27.69	0.11	0.06	6.1	55.32
POZO	PROFUNDIDAD	GR	GR MAX	GR MIN	IGR	VSH	VSH%	Rt
TIG0011	1310-1330	34.18	64	12	0.42	0.26	26.70	18.81
	1464-1468	38	64	12	0.5	0.33	33.06	16
	1820-1826	37	64	12	0.48	0.31	31.62	17
	1842-1846	34.33	64	12	0.42	0.26	26	15.33
	1930-1936	26.75	64	12	0.28	0.16	16.52	15.75
	1952-1958	39	64	12	0.51	0.35	35.11	16.75
	1990-2040	22.57	64	12	0.20	0.11	11.18	21.34
	2050-1060	27.56	64	12	0.30	0.17	17.36	15
POZO	PROFUNDIDAD	GR	GR MAX	GR MIN	IGR	VSH	VSH%	Rt
TIG0014	1320-1336	30.33	63	12	0.35	0.21	21.40	7.20
	1550-1380	27.87	63	12	0.31	0.18	18.30	9.60
	1430-1438	24.60	63	12	0.24	0.14	14	7.60
	1474-1484	30.16	63	12	0.35	0.21	21.50	19.30
	1502-1516	32	63	12	0.39	0.24	24.03	16.75
	1520-1526	33	63	12	0.41	0.25	25.57	17.50
	1536-1544	33.40	63	12	0.41	0.26	26.09	16
	1576-1586	34.16	63	12	0.43	0.28	28.09	17
	1590-1606	31	63	12	0.37	0.22	22.47	21.44
	1610-1618	31.80	63	12	0.38	0.24	24.09	20.40
	1672-1682	25.66	63	12	0.26	0.15	15.15	13.83
	1706-1710	31.66	63	12	0.38	0.23	23.43	11
	1712-1720	31	63	12	0.37	0.22	22.49	10.80
	1949-1953	35.75	63	12	0.46	0.30	30.25	11
	2118-2122	33.33	63	12	0.41	0.26	26.29	17.33
2338-2368	30.37	63	12	0.36	0.21	21.67	13.68	

POZO	PROFUNDIDAD	GR	GR MAX	GR MIN	IGR	VSH	VSH%	Rt
TIG0027	1002-1010	46.20	83	30	0.30	0.17	17.46	14
	1128-1132	47	83	30	0.32	0.18	18.58	13
	1168-1174	38	83	30	0.15	0.07	7.85	8.75
	1632-1636	46.66	84	29	0.32	0.18	18.69	13
	1642-1648	46.75	84	29	0.32	0.18	18.67	15
	1650-1654	45	84	29	0.29	0.16	16.72	15.66
	1656-1660	43.66	84	29	0.26	0.14	14.86	14
	1676-1682	47	84	29	0.32	0.19	19.10	16
	1694-1700	46.25	84	29	0.31	0.18	18.05	16
	1866-1886	46.27	84	29	0.31	0.18	18.10	12.81
	1892-1896	46	84	29	0.30	0.18	18	9.66
POZO	PROFUNDIDAD	GR	GR MAX	GR MIN	IGR	VSH	VSH%	Rt
TIG0028	1294-1320	37.64	77	19	0.32	0.18	18.64	14
	1334-1360	30.5	77	19	0.19	0.1	10.5	14.57
	1390-1398	32.8	77	19	0.23	0.13	13	10.6
	1414-1422	32.6	77	19	0.23	0.12	12.76	10.2
	1466-1472	29.25	77	19	0.17	0.09	9.31	16.75
	1520-1530	31.66	77	19	0.21	0.11	11.78	14.33
	1534-1540	32.5	77	19	0.23	0.12	12.61	16.5
	1550-1560	31.66	77	19	0.21	0.11	11.78	15
	1562-1568	32.75	77	19	0.23	0.13	13	13.75
	1658-1664	33.75	77	19	0.25	0.13	13	13.5
	1668-1676	31.2	77	19	0.21	0.11	11.26	15
	1686-1698	32.42	77	19	0.23	0.12	12.51	14.14
	1706-1716	31.5	77	19	0.21	0.11	11.73	14.16
	1954-1958	39	77	19	0.34	0.2	20.31	12
	1964-1968	40	77	19	0.36	0.22	22.07	13.66
	2032-2040	38.4	77	19	0.33	0.19	19.51	13.4
	2152-2158	30.75	77	19	0.2	0.1	10.76	10.25
	2312-2330	35.6	77	19	0.28	0.16	16.2	23.4
2354-2406	27.7	77	19	0.15	0.07	7.86	30.92	
2414-2424	30.16	77	19	0.19	0.1	10.41	26.5	

Elaborado por: Jorge Galarza

Los resultados obtenidos, para cada intervalo seleccionado, cumplen con las condiciones propuestas en este estudio y, sin duda, se acercan a los promedios propios del Campo. Es importante señalar que según los resultados de las últimas campañas de cañoneo, la mayoría de los pozos seleccionados no presentan problemas de producción de agua. Este particular se aclara debido a que, en muchos intervalos seleccionados, se presentan resistividades bajas, por lo que no tiene nada que ver con niveles de agua, ya que como se mencionó anteriormente, las formaciones del grupo Ancón presentan este tipo de resistividades. En proyectos anteriores, se ha probado intervalos similares con resistividades bajas, y ha dado buenos resultados, razón por la cual, se establecieron los rangos promedios de resistividad para cada formación.

Al igual que la resistividad, el Vsh es muy importante en este estudio; de acuerdo con los resultados obtenidos podemos notar valores promedios de Vsh que son inferiores al 30%, lo cual, es un buen indicativo de que los intervalos que se van a proponer a disparar son los más prospectivos de acuerdo a los resultados petrofísicos.

4.2.2 Número de pies de arena prospectiva a cañonear

Para establecer el número de pies de arena prospectiva a cañonear, se definió el principio del cañoneo selectivo, el cual, establece abrir intervalos específicos o sea seleccionados, a través de la detonación de cargas que permitan que el fluido drene hacia el interior del pozo; es decir, que no se cañoneará todo el espesor prospectivo, sino solo ciertos intervalos escogidos. En el campo ha sido muy frecuente disparar intervalos mayores a 2 pies, generalmente, la práctica de disparar 4 pies, ha dado buenos resultados. En la tabla 4.2, se presenta debidamente tabulado el número total de pies de arena prospectiva encontrada en cada pozo; y, el número total de pies seleccionados para cañonear por pozo. Además, en el Anexo 9, se detalla la selección de pies de arena a cañonear para cada intervalo por separado.

TABLA 4.2
TOTAL DE INTERVALOS DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR

ANC0662				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIONES DE INTERÉS	ESPEJOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPEJOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	INTERVALO TOTAL DE INTERÉS EN (ft)
9º	PB	56	46	1498-2312
ANC1253				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIONES DE INTERÉS	ESPEJOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPEJOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	INTERVALO TOTAL DE INTERÉS EN (ft)
9º	AT	230	70	3084-3548
TIG0011				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIONES DE INTERÉS	ESPEJOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPEJOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	INTERVALO TOTAL DE INTERÉS EN (ft)
8º	ST/PB	114	64	1314-2062
TIG0014				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIONES DE INTERÉS	ESPEJOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPEJOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	INTERVALO TOTAL DE INTERÉS EN (ft)
12º	ST/PB	184	92	1322-2364
TIG0027				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIONES DE INTERÉS	ESPEJOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPEJOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	INTERVALO TOTAL DE INTERÉS EN (ft)
11º	ST/PB/AT	76	58	1002-2654
TIG0028				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIONES DE INTERÉS	ESPEJOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPEJOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	INTERVALO TOTAL DE INTERÉS EN (ft)
19º	CPB/PB/AT	277	100	1018-2394

Elaborado por: JORGE GALARZA

Para tener una apreciación más clara y poder visualizar cada intervalo seleccionado, a continuación se muestran, gráficamente, cada uno de los registros eléctricos de los pozos seleccionados.

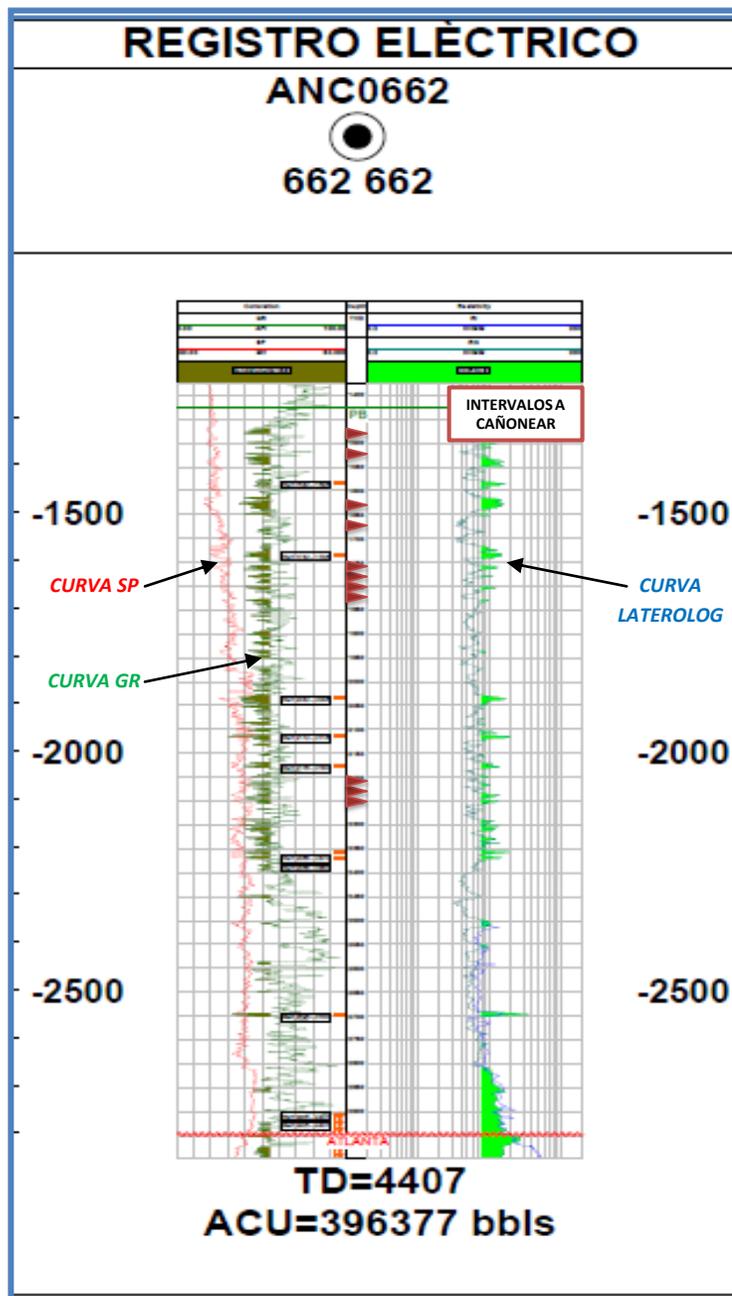


Fig.4.1: Registro eléctrico del pozo ANC0662
Elaborado por: JORGE GALARZA
Fuente: GEOGRAPHIX-PACIFPETROL

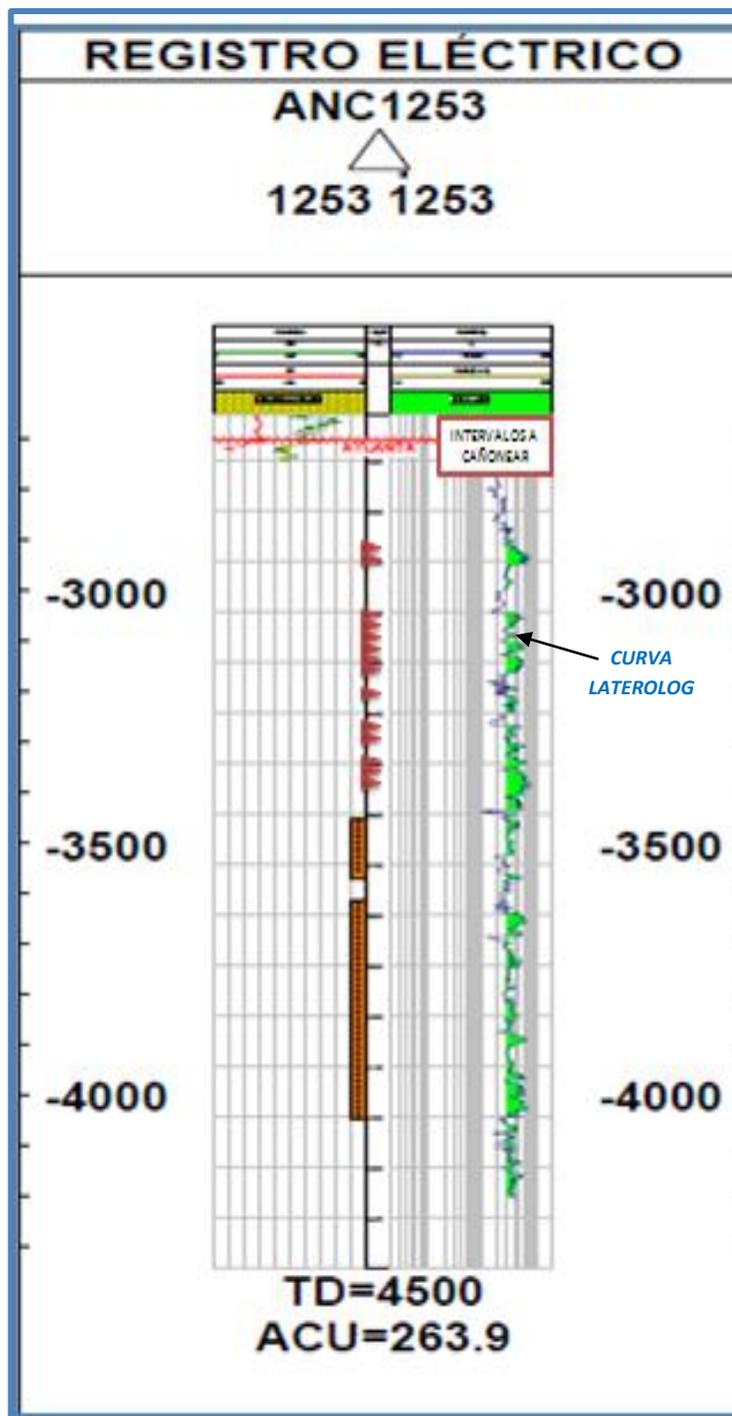


Fig.4.2: Registro eléctrico del pozo ANC1253
 Elaborado por: JORGE GALARZA
 Fuente: GEOGRAPHIX-PACIFPETROL

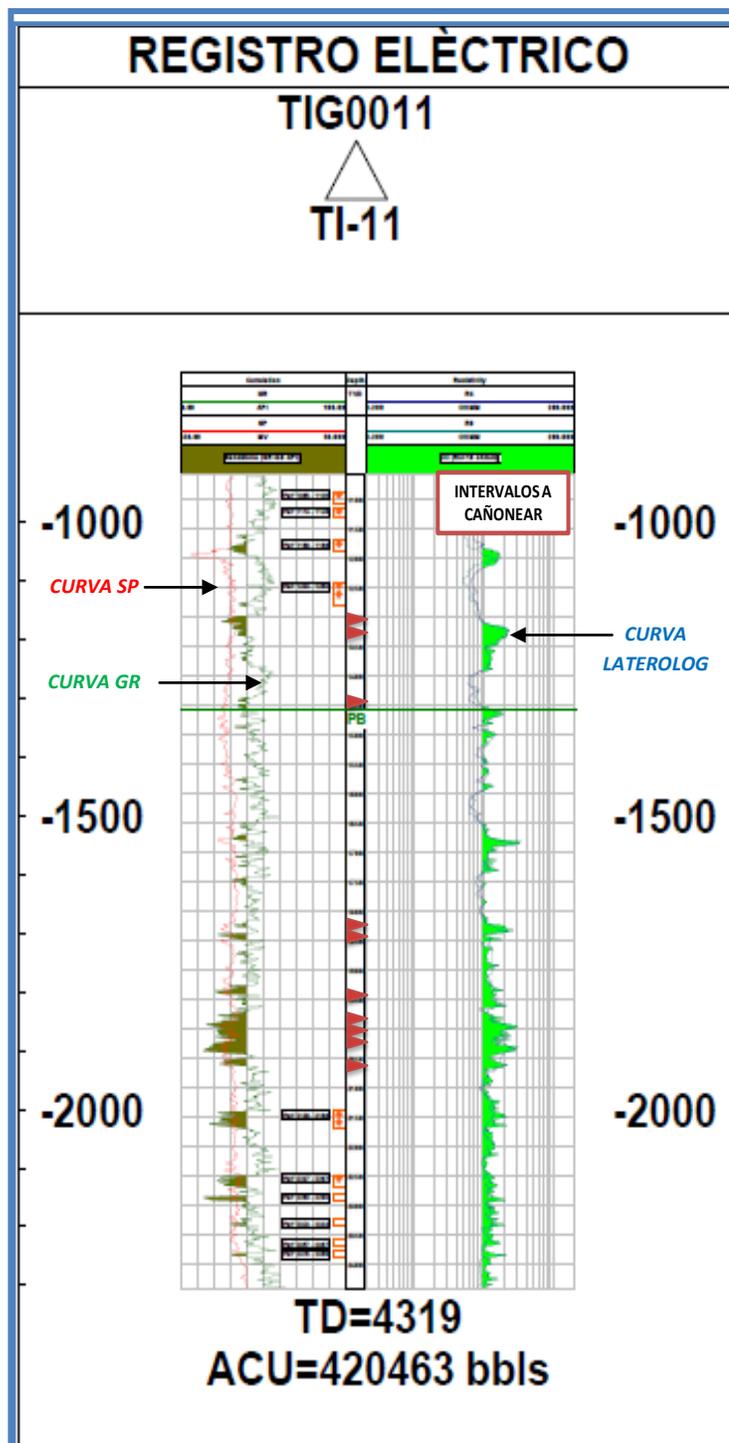


Fig.4.3: Registro eléctrico del pozo TIG0011
 Elaborado por: JORGE GALARZA
 Fuente: GEOGRAPHIX-PACIFPETROL

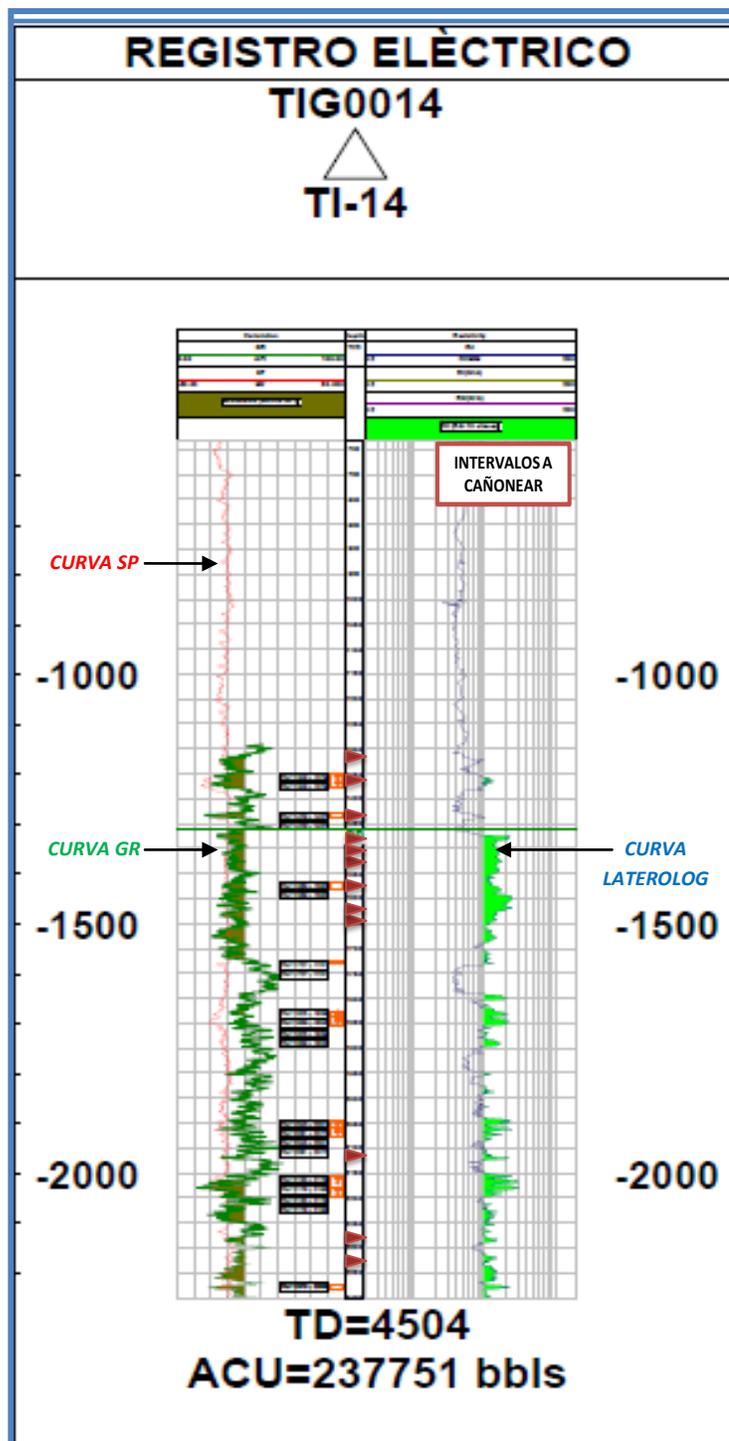


Fig.4.4: Registro eléctrico del pozo TIG0014
Elaborado por: JORGE GALARZA
Fuente: GEOGRAPHIX-PACIFPETROL

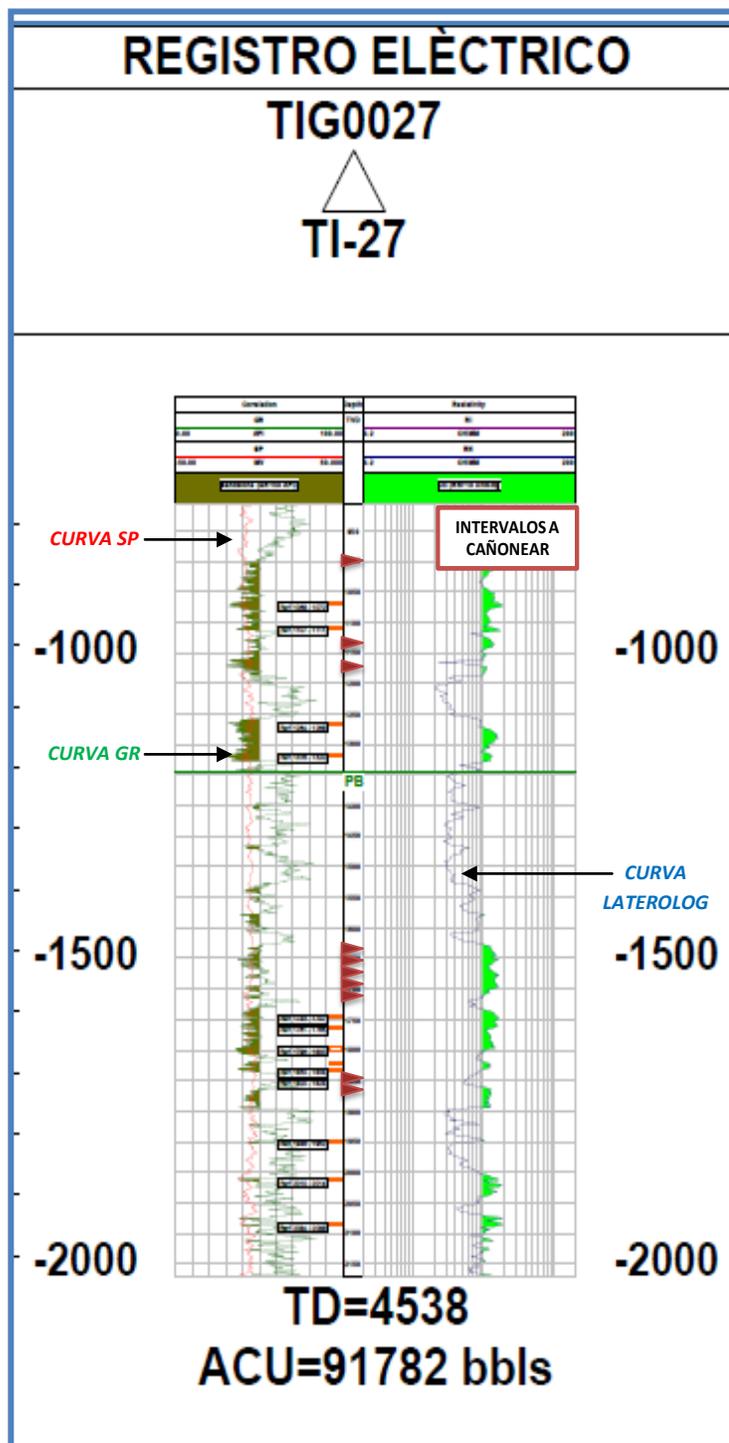


Fig.4.5: Registro eléctrico del pozo TIG0027
 Elaborado por: JORGE GALARZA
 Fuente: GEOGRAPHIX-PACIFPETROL

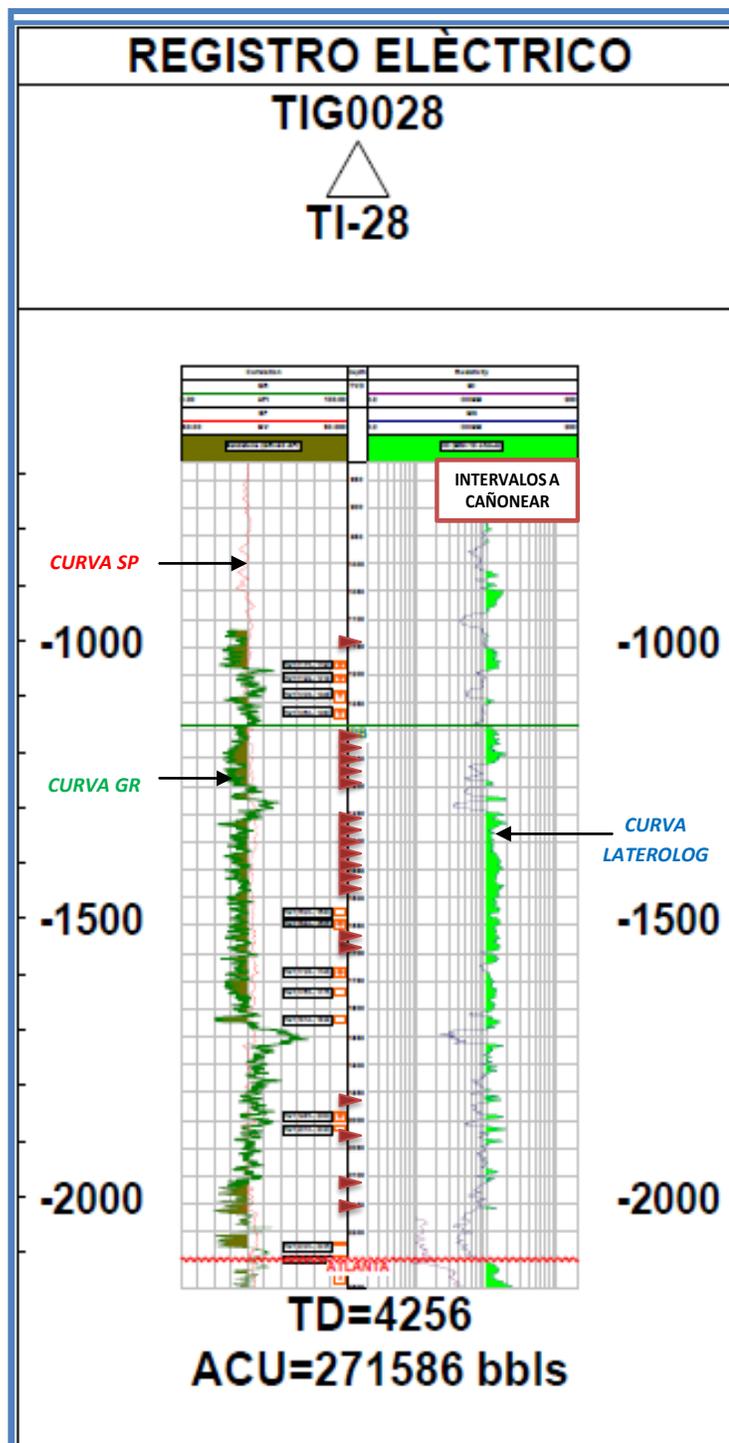


Fig.4.6: Registro eléctrico del pozo TIG0028
Elaborado por: JORGE GALARZA
Fuente: GEOGRAPHIX-PACIFPETROL

4.3 Criterios para la selección de cañones

La selección de cañones es un punto muy importante; para realizar este tipo de operación hay que considerar varios parámetros; pero el más importante es el claro de los cañones, el que, variará de acuerdo al diámetro del cañón y de la tubería de revestimiento.

Un claro excesivo con cualquier cañón a chorro puede ocasionar: una penetración inadecuada, un agujero de tamaño inadecuado, y una forma irregular de los agujeros.

El control del claro puede lograrse, a través de resortes tipo deflectores, magnetos y otros procedimientos. Dos magnetos, uno localizado en la parte superior y, el otro, en el fondo de las pistolas que se corren por la tubería de producción, se necesitan generalmente, para aumentar la probabilidad de obtener un claro adecuado.

Dependiendo del diseño de los cañones y las cargas, generalmente, se obtiene una máxima penetración y tamaño de agujeros con claros de 0 a 0.5 pulg., cuando se usan cañones a chorro.

En este caso se propondrá un cañoneo tipo Casing-Gun, puesto que los cañones serán bajados, específicamente por el casing, sin utilizar tubing. La distancia entre cañón y casing viene dada por el diámetro del cañón a usarse en determinado casing. Se debe tomar en consideración que, al tener el mayor diámetro de cañón, se pueden ubicar dentro de éstas cargas de mayor tamaño y, por tanto, tener mayor penetración en los disparos, o mayor densidad de disparos; pero, esto provocará un daño inducido a los orificios, razón por la cual, hay que ser equilibrados al momento de escoger el tamaño del cañón, pues, existen los pro y contra del caso. Por otro lado, existen límites en cuanto al tamaño del cañón a introducir en un casing, ya que, luego que el cañón ha sido disparado, su diámetro externo cambia y se debe tener en cuenta que si

su diámetro externo aumenta demasiado, de pronto, se puede quedar atorado en el fondo; y, sería muy difícil el pescarlo por el pequeño espacio entre el casing y el cañón. Para este caso, se tomó como referencia punzados anteriores, en los cuales se utilizaron, frecuentemente, dos tipos de cañones (3 1/8" y 4") de diámetro, los cuales no presentaron mayores problemas al momento de ser usados.

La mayoría de los pozos seleccionados para cañoneo poseen diámetros de casing que van desde 6 5/8" a 8 5/8"; solo el pozo ANC1253, presenta un diámetro en el casing de 5 1/2", por lo que se recomendará usar cañón de 3 1/8" para tener un claro que no represente problemas posteriores; mientras tanto, para el resto de pozos se recomendará el uso de cañón de 4".

4.4 Criterios para establecer la densidad de disparos

La densidad de disparo es un parámetro muy importante que variará dependiendo de algunos factores como: condición del casing, ritmo de producción requerido, permeabilidad de la formación, y espesor del intervalo a disparar. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el caudal deseado con una caída de presión razonable. Generalmente, son adecuados 4 disparos por pie de 0.5 pulg. para arenas consolidadas; se considera satisfactorio, uno o dos disparos por pie, para la mayoría de los pozos con intervalo de baja prospectividad considerando el factor económico.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con cañones de cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento e, incluso, colapsarla y causar un daño mecánico al pozo. También, el cemento puede fracturarse severamente, por lo que será necesario, efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los coples de las tuberías de revestimiento de alta resistencia, pueden dañarse al

efectuar múltiples disparos sobre ellos. Se debe tener en cuenta que el casing, de la mayoría de pozos existentes en el campo “GUSTAVO GALINDO VELASCO”, es viejo y está propenso a sufrir cualquier tipo de daño.

TABLA 4.3

CARACTÉRISTICAS PRINCIPALES DE LAS CARGAS SELECCIONADAS

Gun O.D	Type	Charge P/N	Charge Grams	Performance (Inches)						Data Type	
				EH	PEN	Normalized Pen		Exit Hole	Penetration	API	Notes
						SPE27424	5%/1000psi				
3-1/8"	Super Deep Penetrating	PPG-3112-321T	12.0	0.34	22.40	23.82	24.35			RP 43	1
		PPG-3111-321	11.0	0.27	17.54	19.08	19.08			RP 43	1
	Deep Penetrating	PPG-3111-301	11.0	0.36	16.82	17.5	17.50			RP 43	1
	Good Hole	PPG-3111-331	11.0	0.41	19.15	21.74	21.74			RP 43	3
	Big Hole	PPG-3112-310B	12.0	0.55	5.16	-----	-----			RP 43	4
		PPG-3111-311	11.0	0.54	15.71	16.15	16.32			RP 43	1
4"	Super Deep Penetrating	PPG-4023-321T	22.7	0.40	33.68	33.74	33.76			RP 43	1
		PPG-4019-321T	19.0	0.40	23.74	25.75	26.47			RP 43	3
	Deep Penetrating	PPG-4019-301	19.0	0.46	24.35	25.85	26.41			RP 43	1
		PPG-4022-301	22.0	0.47	21.42	23.31	23.99			RP 43	1
	Big Hole	PPG-4022-310B	22.0	0.62	6.50	7.16	7.40			RP 43	1

*Elaborado por: JORGE GALARZA
Fuente: TITAN ENERGETICS DIVISION*

4.5 Condiciones operativas y técnicas para el cañoneo selectivo

Para realizar una campaña de cañoneo, se necesita establecer ciertas condiciones operativas y técnicas que permitan tener un mejor desempeño, optimizando así, el tiempo de operación para la consecución de buenos resultados. En este caso, se plantearán ciertas condiciones o estrategias de tipo técnico-operativas. En el anexo 10, se muestra un modelo de programa operativo para realizar el cañoneo.

4.5.1 Estado de la locación

El estado de la locación, es una condición importante, pues, involucra varios aspectos como: extensión de la locación, tipo de terreno y vías de acceso. La unidad de registro y cañoneo será acompañada de otras unidades más por ejemplo: unidad de Pulling, unidad de Swab, generador eléctrico. Todo lo cual, involucra que se acondicione la locación de acuerdo a la extensión de cada unidad y al peso de las mismas. Una locación amplia, permite mayor espacio para el desenvolvimiento de cada unidad y de los operadores. Así también, una locación con buena cimentación, proveerá mayor estabilidad a las unidades, principalmente, a la unidad de registro y a la unidad de Pulling, porque una desestabilización de estas unidades, equivaldría a una marca errónea en la profundidad de las herramientas. Se deben adecuar las vías de ingreso a cada locación para evitar accidentes y problemas mecánicos, toda vez que se transporta unidades grandes y pesadas.

4.5.2 Condición del pozo

Cada pozo debe estar acondicionado para este tipo de actividad. Sin duda, cada pozo, debe de estar libre de cualquier tipo de sistema de producción; también, su parte superior debe estar en buen estado. Antes de introducir las herramientas de registros y cañones, se deberá medir nivel de fluido y fondo, para no tener problemas de alguna obstrucción repentina que derive en un atascamiento de las herramientas u otros problemas mecánicos.

4.5.3 Condiciones técnicas

La longitud real y la longitud efectiva (recorrido de los cañones), lo mismo que sus combinaciones, dependen del espesor y la distancia de los intervalos a ser cañoneados. La distancia de los cañones son considerados entre las cargas de los

extremos del mismo y existe una distancia de cople de cañón de 1.5 ft y del cañón al centro del CCL de 2.5 ft a 3.3 ft. Los disparos se efectúan, luego de haberse ubicado a la profundidad correcta, en base a un punto de referencia (profundidad total para señales en el cable). Se deben cañonear las zonas más profundas por problemas de atascamiento, que pueden darse, debido a la deformación que sufre la superficie de la tubería a la entrada de los orificios por la acción explosiva de la carga.

En un solo viaje, no se puede utilizar más de dos cañones (no sobrepasar los 40 ft). Al cañonear, se debe disparar el cañón inferior antes del superior, con ayuda de un diodo que comunica a los dos cañones y envía desde la superficie un voltaje positivo para disparar el cañón y un voltaje negativo para el otro. Se dispara el cañón inferior primero para proteger al superior de las entradas de fluidos que se ocasionan.

4.6 Prognosis de producción inicial esperada y tasa de declinación

Para poder realizar el análisis económico de este proyecto, es necesario saber o pronosticar el incremento de la producción después del cañoneo.

Cabe destacar que debido a la heterogeneidad y dificultad que presenta cada yacimiento y cada pozo para producir, no se puede establecer un valor exacto de producción esperada después del cañoneo.

Para el efecto, se tomará como referencia el promedio de producción que se tuvo en las campañas anteriores de cañoneo (6 barriles diarios para cada pozo), ya que estos valores son más razonables y realistas a las condiciones de producción del campo. Habrán pozos que produzcan más de 6 barriles diarios, pero es conveniente asumir este promedio de producción para cada pozo. En base a este valor de producción incremental, se evaluará la declinación que tendrá cada pozo después del cañoneo.

Cabe subrayar que la tasa de declinación que tendrán los pozos ya fue calculada en el capítulo anterior; por lo cual, se tomarán estos valores y se calculará la declinación en base a un decremento significativo en los tres primeros meses; también, otro decremento a partir del cuarto mes en adelante. A continuación se presentan varias tablas con los resultados de la declinación que tendrá cada pozo; además, en el Anexo 11, se muestra de una manera más detallada la declinación de la producción mes a mes; en cambio el Anexo 12, se presentan gráficamente, las curvas de producción antes del cañoneo y después del cañoneo.

TABLA 4.4
TASA DE DECLINACIÓN ESPERADA DESPUÉS DEL CAÑONEO, POZO
ANC0662

ANC0662				ANC0662			
3 primeros meses	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES	4º al 48º mes	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	6.00	180.00		Caudal Inicial (qi) bls	3.29	101.99
	Caudal al tiempo t (qt)	3.29	101.99		Caudal al tiempo t (qt)	2.14	66.34
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinación (D)	0.006676	0.189361		Rata de Declinación (D)	0.000295	0.008960
	Indice de declinación (r) en fracción	0.006699	0.209932		Indice de declinación (r) en fracción	0.000295	0.009000
	Indice de declinación (r) en %	0.67	20.99		Indice de declinación (r) en %	0.03	0.90
	Acumulada de Petróleo (Mbls)	405.91	411.97		Acumulada de Petróleo (Mbls)	3903.91	3978.78

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 4.5
TASA DE DECLINACIÒN ESPERADA DESPUÈS DEL CAÑONEO, POZO
ANC1253

ANC1253				ANC1253			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4º al 48º mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	6.00	186.00		Caudal Inicial (qi) bls	3.70	114.70
	Caudal al tiempo t (qt)	3.70	114.70		Caudal al tiempo t (qt)	2.23	69.13
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaciòn (D)	0.005371	0.161142		Rata de Declinaciòn (D)	0.000347	0.010549
	Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.005386	0.175714		Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.000347	0.010605
	Indice de declinaciòn (r) en %	0.54	17.57		Indice de declinaciòn (r) en %	0.03	1.06
	Acumulada de Petròleo (Mbls)	428.19	442.47		Acumulada de Petròleo (Mbls)	4238.73	4320.02

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 4.6
TASA DE DECLINACIÒN ESPERADA DESPUÈS DEL CAÑONEO, POZO
TIG0011

TIG0011				TIG0011			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4º al 48º mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	6.00	186.00		Caudal Inicial (qi) bls	3.82	118.30
	Caudal al tiempo t (qt)	3.82	118.30		Caudal al tiempo t (qt)	2.26	70.06
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaciòn (D)	0.005028	0.150852		Rata de Declinaciòn (D)	0.000359	0.010913
	Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.005041	0.163522		Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.000359	0.010973
	Indice de declinaciòn (r) en %	0.50	16.35		Indice de declinaciòn (r) en %	0.04	1.10
	Acumulada de Petròleo (Mbls)	434.33	448.81		Acumulada de Petròleo (Mbls)	4336.76	4419.93

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 4.7
TASA DE DECLINACIÒN ESPERADA DESPUÈS DEL CAÑONEO, POZO
TIG0014

TIG0014				TIG0014			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4º al 48º mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	6.00	186.00		Caudal Inicial (qi) bls	3.95	122.45
	Caudal al tiempo t (qt)	3.95	122.48		Caudal al tiempo t (qt)	2.34	72.54
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaciòn (D)	0.004642	0.139264		Rata de Declinaciòn (D)	0.000359	0.010908
	Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.004653	0.149967		Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.000359	0.010968
	Indice de declinaciòn (r) en %	0.47	15.00		Indice de declinaciòn (r) en %	0.04	1.10
	Acumulada de Petròleo (Mbbls)	441.39	456.11		Acumulada de Petròleo (Mbbls)	4489.61	4575.71

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 4.8
TASA DE DECLINACIÒN ESPERADA DESPUÈS DEL CAÑONEO, POZO
TIG0027

TIG0027				TIG0027			
3 primeros meses	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES	4º al 48º mes	PARÀMETROS	POR DÌA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	6.00	186.00		Caudal Inicial (qi) bls	3.71	115.01
	Caudal al tiempo t (qt)	3.71	115.01		Caudal al tiempo t (qt)	2.32	71.92
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinaciòn (D)	0.005341	0.160243		Rata de Declinaciòn (D)	0.000322	0.009781
	Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.005356	0.174642		Indice de declinaciòn (r) en fracciòn	0.000322	0.009829
	Indice de declinaciòn (r) en %	0.54	17.46		Indice de declinaciòn (r) en %	0.03	0.98
	Acumulada de Petròleo (Mbbls)	428.73	443.02		Acumulada de Petròleo (Mbbls)	4322.80	4405.70

Elaborado: JORGE GALARZA

TABLA 4.9
TASA DE DECLINACIÓN ESPERADA DESPUÉS DEL CAÑONEO, POZO
TIG0028

TIG0028				TIG0028			
3 primeros meses	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES	4º al 48º mes	PARÁMETROS	POR DÍA	POR MES
	Caudal Inicial (qi) bls	6.00	186.00		Caudal Inicial (qi) bls	3.44	106.64
	Caudal al tiempo t (qt)	3.44	106.49		Caudal al tiempo t (qt)	2.23	69.13
	Intervalo de Tiempo analizado (t)	90	3		Intervalo de Tiempo analizado (t)	1460	48
	Rata de Declinación (D)	0.006197	0.185914		Rata de Declinación (D)	0.000297	0.009031
	Indice de declinación (r) en fracción	0.006216	0.205689		Indice de declinación (r) en fracción	0.000297	0.009072
	Indice de declinación (r) en %	0.62	20.57		Indice de declinación (r) en %	0.03	0.91
	Acumulada de Petróleo (Mbls)	413.90	427.70		Acumulada de Petróleo (Mbls)	4075.48	4153.64

Elaborado: JORGE GALARZA

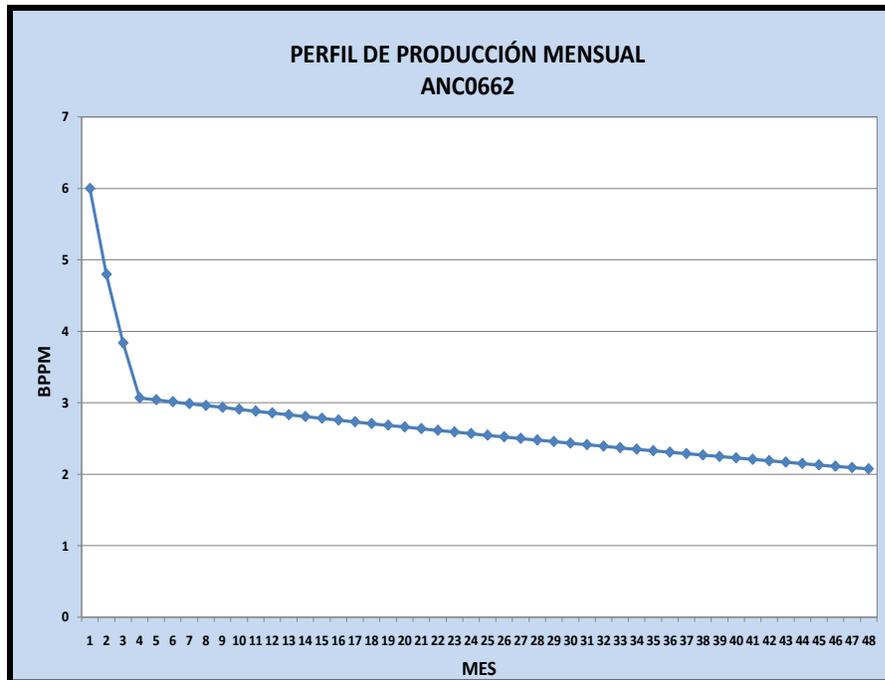


Fig.4.7: Perfil de producción esperada, pozo ANCO662
Elaborado por: JORGE GALARZA

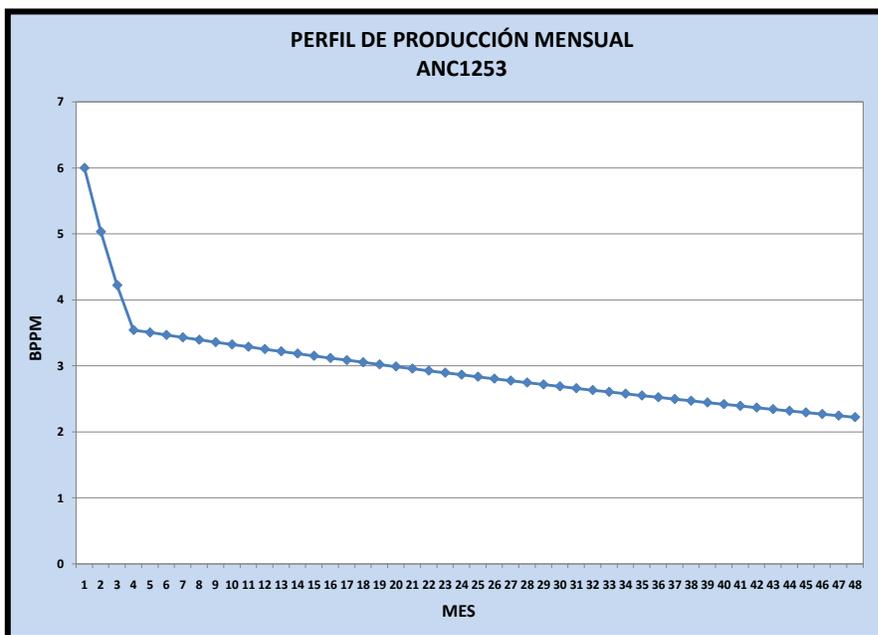


Fig.4.8: Perfil de producción esperada, pozo ANC1253
Elaborado por: JORGE GALARZA

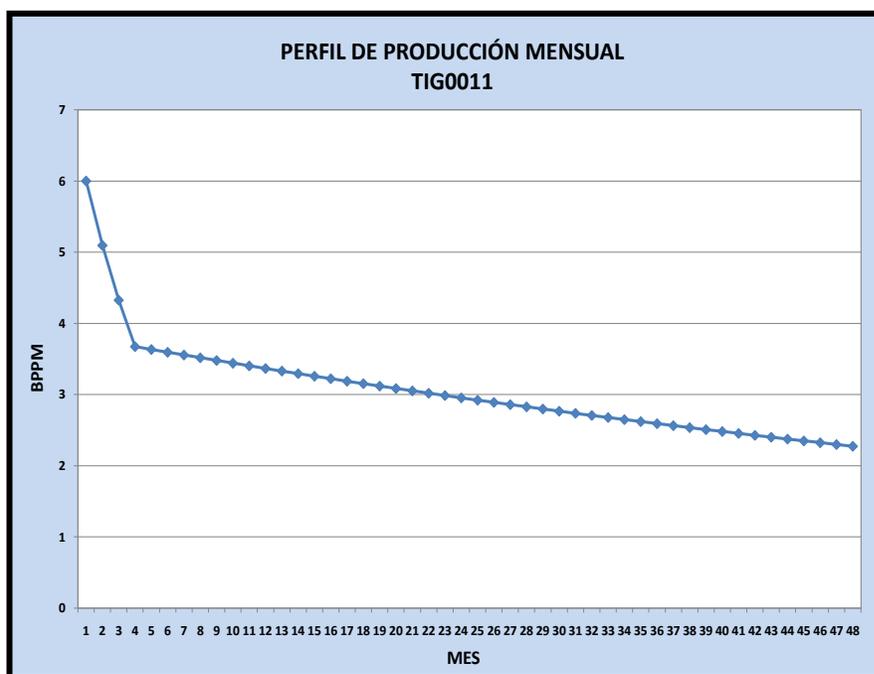


Fig.4.9: Perfil de producción esperada, pozo TIG0011
Elaborado por: JORGE GALARZA

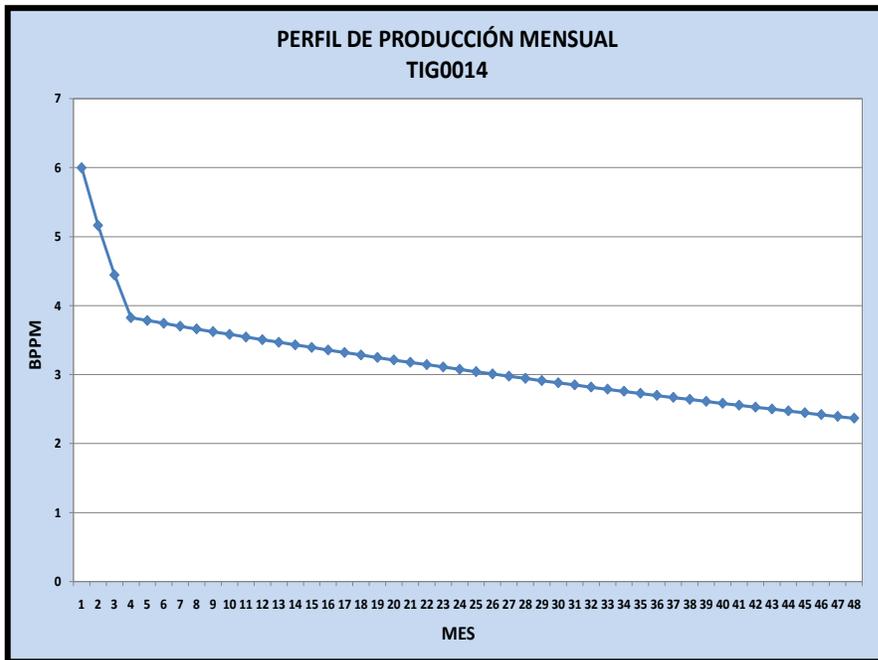


Fig.4.10: Perfil de producción esperada, pozo TIG0014
 Elaborado por: JORGE GALARZA

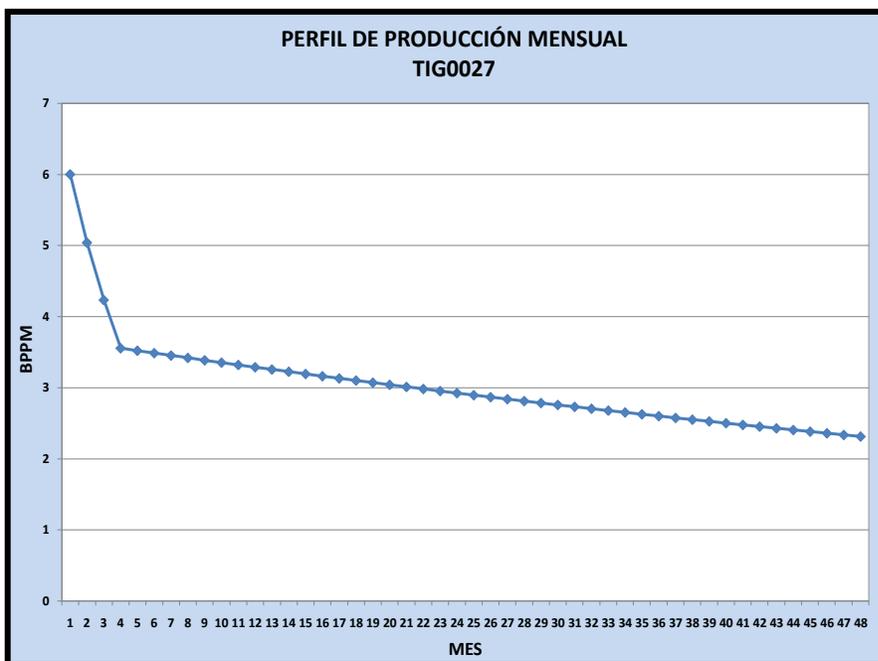
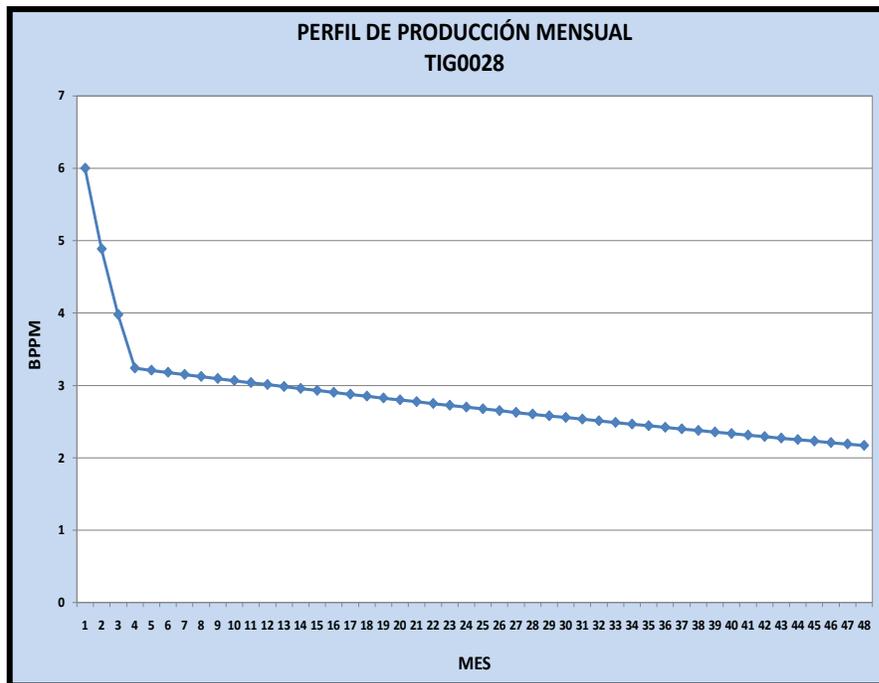


Fig.4.11: Perfil de producción esperada, pozo TIG0027
 Elaborado por: JORGE GALARZA



*Fig.4.12: Perfil de producción esperada, pozo TIG0028
Elaborado por: JORGE GALARZA*

4.7 Análisis económico del proyecto

El análisis económico se realiza con el fin de conocer que tan factible es realizar el cañoneo selectivo de los pozos propuestos tomando en cuenta la producción de los mismos, para cuyo efecto, se necesita estar al tanto de los costos del cañoneo de pozos y los costos de producción.

La evaluación económica se basa, principalmente, en los criterios sobre: el valor actual neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Costo/Beneficio; los cuales, determinarán la puesta en marcha o no del proyecto.

Para poder entender mejor este proceso es necesario conocer términos básicos de la Evaluación de un Proyecto; razón por la cual, se establecerán ciertos principios y

conceptos de los principales parámetros que intervienen en esta Evaluación y Análisis Económico.

4.7.1 Valor Actual Neto (VAN)

También conocido como Valor Presente Neto (VPN), es una medida de la rentabilidad absoluta neta que proporciona el proyecto; económicamente, mide en el momento inicial del mismo, el incremento de valor que proporciona a los propietarios en términos absolutos, una vez descontada la inversión inicial que se ha debido efectuar para llevarlo a cabo; dicho de otra manera, es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy.

El valor actual neto es afectado, generalmente por los costos de instalación y operación; también, por la tasa de actualización y los precios de venta.

La fórmula que nos permite calcular el valor actual neto es:

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

V_t Representa los flujos de caja en cada periodo t .

n Es el número de períodos de análisis considerado.

K Es la tasa de actualización o descuento

Consideraciones:

$VAN > 0$ (*positivo*), se acepta el proyecto (proyecto rentable).

$VAN = 0$, solo se recupera la inversión (proyecto indiferente).

$VAN < 0$ (*negativo*), no se acepta el proyecto (proyecto no rentable).

4.7.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Llamada también Tasa Interna de Rendimiento, es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero. Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- $TIR > i$, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido,
- $TIR < i$, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido

Su fórmula para los cálculos es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

4.7.3 Relación Costo/Beneficio (RCB)

La relación Costo/Beneficio, nos da una visión clara de la rentabilidad de un proyecto, considerando los ingresos generados. Todos los valores calculados en el periodo de la inversión tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

Para el cálculo de la relación Costo/Beneficio:

- Se toma como tasa de descuento la tasa social en vez de la tasa interna de oportunidad.
- Se trae a valor presente los ingresos netos de efectivo asociados con el proyecto.
- Se trae a valor presente los egresos netos de efectivo del proyecto.
- Se establece la relación entre el VAN de los ingresos y el VAN de los egresos.

La ecuación para su cálculo es la siguiente:

$$B/C \text{ —————}$$

$$\sum VP (+) = \text{beneficio}$$

$$\sum VP (-) = \text{costo}$$

4.7.4 Evaluación del proyecto

Se trata de una técnica ingenieril que permite determinar y expresar matemáticamente la bondad de determinado proyecto, a los efectos de aceptarlo o rechazarlo, previa comparación con otras alternativas de inversión posibles.

La cuantificación se realiza mediante los indicadores económicos o parámetros económicos de decisión. Estos indicadores califican, de alguna manera, determinada propiedad del proyecto, por lo que, el análisis conjunto de los mismos permitirá la elección de las alternativas de inversión que, en ese momento, resulten más convenientes para la compañía, de acuerdo a los objetivos fijados por su política empresarial. Existen diferentes tipos de proyectos; de ellos, a continuación se mencionan dos.

Proyectos de Desarrollo: Son aquellos en los cuales, una determinada inversión posibilita la obtención de una corriente de ingresos provenientes de la venta de ciertos bienes o servicios (en este caso petróleo), los que no se obtendrían si la inversión no se realizase.

Proyectos de Aceleración: Son aquellos cuya inversión tiene por objetivo básico, adelantar la producción de bienes o servicios, los cuales o parte de los cuales, habrían de obtenerse de todas formas, aunque la inversión no se realizase. Un proyecto de aceleración, por lo tanto, modificará la distribución, en el tiempo, del flujo de ingresos de un proyecto de desarrollo.

Tanto los proyectos de desarrollo como los de aceleración, se pueden evaluar con los mismos indicadores económicos, aunque estos parámetros en el caso de proyectos de aceleración, habrán de sufrir aclaraciones y variaciones en su formulación.

4.7.4.1 Indicadores de endeudamiento

Pay Out: También llamado tiempo de repago, es el instante cuando la acumulada de los flujos de caja del proyecto se hace cero; es decir, el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale la inversión realizada. Representa el periodo durante el cual, la compañía estará endeudada a causa del proyecto.

Un considerable tiempo de repago redundará, muy posiblemente, en la necesidad de conseguir créditos a largo plazo, los que pueden ser de difícil obtención en el mercado. Por otro lado, al ser largo el tiempo de repago los intereses serán mayores (mayor costo del dinero).

Máxima Exposición: Es el valor máximo negativo de los flujos de caja acumulados. Para su completa determinación debe indicarse en qué momento se produce.

Representa el mayor endeudamiento de la compañía a causa del proyecto. Una máxima exposición elevada puede resultar incompatible con la compañía, o redundar, también, en un alto costo del dinero.

Los altos valores de estos dos indicadores pueden traer como consecuencia la no factibilidad de encarar otros proyectos simultáneamente, por haberse colmado la capacidad de endeudamiento de la compañía. El tiempo de repago y la máxima exposición son excelentes indicadores de endeudamiento y, hasta cierto punto, miden parte del riesgo del proyecto, dada la relación existente entre endeudamiento y riesgo. Sin embargo, no nos permiten conocer el rendimiento del capital invertido.

4.7.4.2 Flujo de caja

El Flujo de Caja es una suma algebraica de carácter financiero; en él, figuran cantidades de dinero efectivamente cobradas o pagadas. La sumatoria de los flujos de caja de todos los periodos que dura el proyecto, es la utilidad neta. Este valor coincidirá en general con el que surge de sumar todos los resultados. Esta coincidencia, paradójicamente, podría crear confusión si no hiciéramos hincapié en las diferencias entre Cuadro de Resultados y Flujo de Caja

4.7.4.3.1 Componentes

Ingresos: Los ingresos son ventas (cobranzas), intereses cobrados, préstamos recibidos y ahorros.

Préstamos recibidos: Convendrá incluir, solamente, aquellos préstamos especiales que surjan a consecuencia del proyecto. En otras palabras, el dinero extra que la compañía consiga, en calidad de préstamo, para la ejecución de ese proyecto particular, y no, el que habrá de recibir de todas maneras por el normal desarrollo de

sus negocios. Incluir estos últimos sería lo mismo que robarle a “Pedro para pagarle a Pablo”. Se remarca el carácter de especiales, entendiéndose por tales, aquellos que no afectan la posición crediticia de la compañía o que poseen condiciones muy distintas a las habituales.

Desembolsos: Los desembolsos son: inversiones, gastos, intereses pagados, devolución de los préstamos, variación del capital de trabajo, impuestos y regalías petroleras.

Inversiones: Son todos aquellos desembolsos (bienes y servicios) tendientes a montar la infraestructura necesaria para producir los distintos productos (o servicios) en las cantidades que se previeron durante el diseño del proyecto.

Gastos: Son todos aquellos desembolsos tendientes a mantener la estructura productiva y comercial en las condiciones de operación previstas.

Intereses pagados: Los intereses que figuran en los desembolsos son los intereses, efectivamente pagados en el periodo, ya sea a consecuencia de un préstamo obtenido o de inversiones y/o gastos financiados. Los intereses que figuran en los ingresos se originan cuando se vende financiado.

Amortización de préstamos: Son las cuotas necesarias para la cancelación de una deuda. Existen diversas formas de amortización del capital. Los tres sistemas de mayor difusión son: el americano, el alemán y el francés.

Impuestos: Son cantidades de dinero que la compañía debe entregar al estado, para que este pueda afrontar sus gastos. El monto de impuestos responderá al desenvolvimiento económico de la empresa (Balance y Cuadro de Resultados).

4.8 Estudio económico del proyecto

Después de conocer cada uno de los parámetros que intervienen en este proceso de análisis, se establece realizar el estudio que determine cuan rentable sería cañonear cada uno de los pozos seleccionados. La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta; aún más, con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo; razón por la cual, las inversiones se las realiza a corto plazo.

Desde el punto de vista técnico la declinación de la producción aseguraría un tiempo de recuperación de la inversión de varios meses, ya que la tasa de decremento es alta en los tres primeros meses, hasta estabilizarse con respecto a otros pozos; pero, es necesario comprobar y validar esto a través del análisis económico.

En el análisis se considera una tasa de actualización anual para el proyecto del 15%; es decir, 1.25% mensual. El tiempo que se utilizará como periodo del estudio económico será de 48 meses, toda vez que se considera desde el 2013 hasta el 2016, que es el tiempo que termina el contrato de operación de la compañía con el estado.

Para el análisis económico de cada pozo, se considerará costo de venta del barril de 58.85 dólares, debido a que la compañía Pacifpetrol cobra por barril extraído, cobro que es muy diferente a las compañías estatales que cobran el valor neto del crudo que es de 100 dólares. El costo operativo para este proyecto, será un valor fijo de 19\$, que viene a ser el costo que se tiene por producir cada barril de petróleo por el sistema de Bombeo Mecánico.

4.8.1 Costos de cañoneo

Para el presente análisis se considerarán los costos proporcionados por el departamento de ingeniería de reservorios, porque, actualmente, se está programando

realizar una campaña de cañoneo y como se han cotizado varios precios de operación, se han tomado los más convenientes.

La siguiente tabla presenta los costos totales estimados para todos los pozos seleccionados a cañonear.

**TABLA 4.10
PRESUPUESTO GENERAL DE LA CAMPAÑA DE CAÑONEO PARA LOS
POZOS PROPUESTOS**

COSTO TOTAL DE REGISTROS DE LOS POZOS PROPUESTOS	
DESCRIPCIÓN	COSTO USD
CARGO BÁSICO DE REGISTROS	9,000.00
PERSONAL TÉCNICO	3,360.00
ALQUILER DE EQUIPO DE PRESIÓN	9,000.00
PRECIO POR PROFUNDIDAD TOTAL DE LA HERRAMIENTA	11,625.00
PRECIO TOTAL DE INTERVALO REGISTRADO	9,000.00
SUBTOTAL	41,985.00
COSTO TOTAL DE CAÑONEO DE LOS POZOS PROPUESTOS	
DESCRIPCIÓN	COSTO USD
CARGO BÁSICO DE UNIDAD	9,000.00
MOVILIZACIÓN	48.00
PERSONAL TÉCNICO	3,360.00
ALQUILER DE EQUIPO DE PRESIÓN	9,000.00
PRECIO POR PROFUNDIDAD TOTAL DE LA HERRAMIENTA	9,000.00
VALOR TOTAL DE CORRIDAS	5,100.00
VALOR DE CARGA DE 4" A 4 DPP	166,440.00
SUBTOTAL	201,948.00
DESCRIPCIÓN	COSTO USD
COSTO TOTAL DE REGISTROS	41,985.00
COSTO TOTAL DE CAÑONEO	201,948.00
SUBTOTAL	243,933.00
CONTINGENCIAS 10%	24,393.30
TOTAL DE LA INVERSIÓN	268,326.30

Elaborado por: JORGE GALARZA

4.8.2 Ingresos del proyecto

Los ingresos de este proyecto se refieren al resultado de multiplicar el número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril.

La producción mensual de cada pozo determinada anteriormente indica los barriles de petróleo que se obtendrían en caso de que cada pozo produjera los 30 días del mes; sin embargo, se debe tomar en cuenta el tiempo que dura el proceso del cañoneo en cada pozo que es, aproximadamente, 5 días.

El cañoneo total de los pozos propuestos se va a realizar en un tiempo estimado de 1 mes como máximo.

4.8.3 Tiempo de recuperación de la inversión

Como se mencionó anteriormente, este parámetro es muy valioso en el análisis de cualquier proyecto; más aún, si hay de por medio una inversión muy cuantiosa. Para determinar el tiempo de recuperación de la inversión es necesario tener bien claros los posibles egresos e ingresos que se generarían y realizar un balance entre ellos.

Cuando una cantidad de dinero futura es convertida a un valor presente equivalente, la magnitud de la cantidad presente es siempre menor que la otra. Esto se debe a que cualquier tasa de interés más grande que cero hace que todos los factores P/F tengan un valor menor que 1.0; por esta razón, los cálculos de valor presente se denominan, también, métodos de flujo de cajas descontados.

A continuación se presenta una tabla con el resumen general del análisis económico de los pozos seleccionados; a su vez, en el Anexo 13, se detalla lo correspondiente a cada pozo.

TABLA 4.11
ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LOS POZOS PROPUESTOS

POZO	INVERSIÓN USD	COSTO OPERATIVO USD/BBL	PRODUCCIÓN INICIAL BBLs	DECLINACIÓN EN 3 MESES	DECLINACIÓN DEL 4º AL 48º MES	PRECIO DEL PETRÓLEO USD/BBL	VAN USD	TIR MENSUAL USD	BENEFICIO/COSTO	TRI (MESES)
ANC0662	34.020,80	19,00	6	20,99%	0,90%	58,85	88.308,09	13%	2,13	8
ANC1253	39.872,80	19,00	6	17,57%	1,06%	58,85	91.012,94	11%	2,07	9
TIG0011	41.907,80	19,00	6	16,35%	1%	58,85	92.761,98	11%	2,06	9
TIG0014	54.854,80	19,00	6	15,00%	1,10%	58,85	84.998,81	8%	1,89	12
TIG0027	34.174,80	19,00	6	17,46%	0,98%	58,85	98.734,64	14%	2,18	7
TIG0028	58.655,30	19,00	6	20,57%	0,91%	58,85	65.206,04	6%	1,75	15
TOTAL	268.326,30						521.022,50	TRI PROMEDIO		10

Elaborado por: JORGE GALARZA

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Las principales formaciones productoras que actualmente aportan petróleo al campo Gustavo Galindo Velasco son: Socorro, CPB, Santo Tomás y PB, la formación Atlanta fue anteriormente aprovechada en su totalidad en casi todos los pozos perforados.
- Del análisis petrofísico de los pozos seleccionados, se evidenció que el Gamma Ray promedio proporciona un volumen de arcilla del 30% para los pozos en estudio.
- Los punzados realizados anteriormente evidencian que la densidad de disparo es un parámetro muy importante que variará dependiendo de algunos factores como: condición del casing, ritmo de producción requerido, permeabilidad de la formación, y espesor del intervalo a disparar.
- Las campañas anteriores de punzados realizadas entre los años 1996 y 2002, muestran como resultado una producción inicial promedio por pozo de 6 BPPD.
- De acuerdo a la información existente no se consideraron los diámetros de casing de los pozos intervenidos.
- Los registros eléctricos antiguos de los pozos seleccionados no son muy confiables.
- El tipo de mecanismo de empuje presente en los yacimientos del campo Ancón, que es de gas en solución, origina la drástica declinación de la producción después del disparo.

- En el 30% de los pozos seleccionados existió poca información.

5.2 Recomendaciones

- Punzar los niveles seleccionados que pertenezcan a las formaciones superiores del campo Ancón (Socorro, CPB, Santo Tomás y PB), dadas que estas formaciones presentan características petrofísicas favorables.
- Utilizar un cutt-off de 45 U.API para la selección de intervalos a punzar.
- Punzar a razón de 4 disparos por pie los intervalos seleccionados, con cargas Super Deep Penetrating que alcanzan una penetración promedio de 22.40” para cañones de 3 1/8” y 33.68” para cañones de 4”.
- La producción inicial esperada que tendrá cada pozo a ser cañoneado será de 6 BPPD.
- Actualizar los diagramas de completación de cada pozo seleccionado para evitar errores de profundidad en los niveles seleccionados a punzar.
- Registrar los pozos seleccionados con herramientas de GR-CCL antes de ser punzados.
- Cañonear los 6 pozos seleccionados (ANC0662, ANC1253, TIG0011, TIG0014, TIG0027 y TIG0028), cuyo resultado nos permitirá desarrollar nuevos proyectos
- Ejecutar el proyecto cuya rentabilidad se sustenta en un tiempo de recuperación de 10 meses.

BIBLIOGRAFÍAS

- BAKKER E., BEHRMAN L., MILTON P.,
SALSMAN A., STUTZ L.& UNDERDOWN D;
PRIMAVERA (2003/2004).
"La nueva dinámica de operaciones
de disparos en condiciones de bajo
Balance", Oilfield Review.
- BEHRMAN L., BROOKS J., FARRANT S.,
FAYARD A., BROWN A., MICHAEL C.,
SMITH P., & UNDERDOWN D; VERANO (2000).
"Técnicas de Diseño de Disparos para
Optimizar la Productividad",
Oilfield Review.
- SANCHEZ RODRIGUEZ, CHRISTIAN
DÌAZ RODRÌGUEZ, JOHAN; (2007).
"Análisis Técnico-Económico del uso
de las diferentes técnicas de cañoneo
en los campos operados por
Petroproducción". Tesis
publicada , ESPOL.
- NARVÀEZ PIRCA, JUAN
VITERI JIMÈNEZ, LEONARDO; (2003)
"Estudio de factibilidad de
incremento de Producción mediante
reacondicionamiento de pozos en el
Área Santa Paula-Campo Gustavo
Galindo Velasco". Tesis
publicada, ESPOL.
- PACIFPETROL; (FEBRERO 2012).
"Informe de Reservorios del Campo
Gustavo Galindo Velasco, 2012"
- CONSORCIO ESPOL-CGC; (ABRIL 1999).
"Informe Geológico y de Reservorios
del Área"

ROSBACO, JUAN A. (1988)

“Evaluación de Proyectos, Teoría General y
su aplicación a la Explotación de Hidrocarburos”

TITAN ENERGETICS DIVISION (2011)

“Gun System Summary Chart”

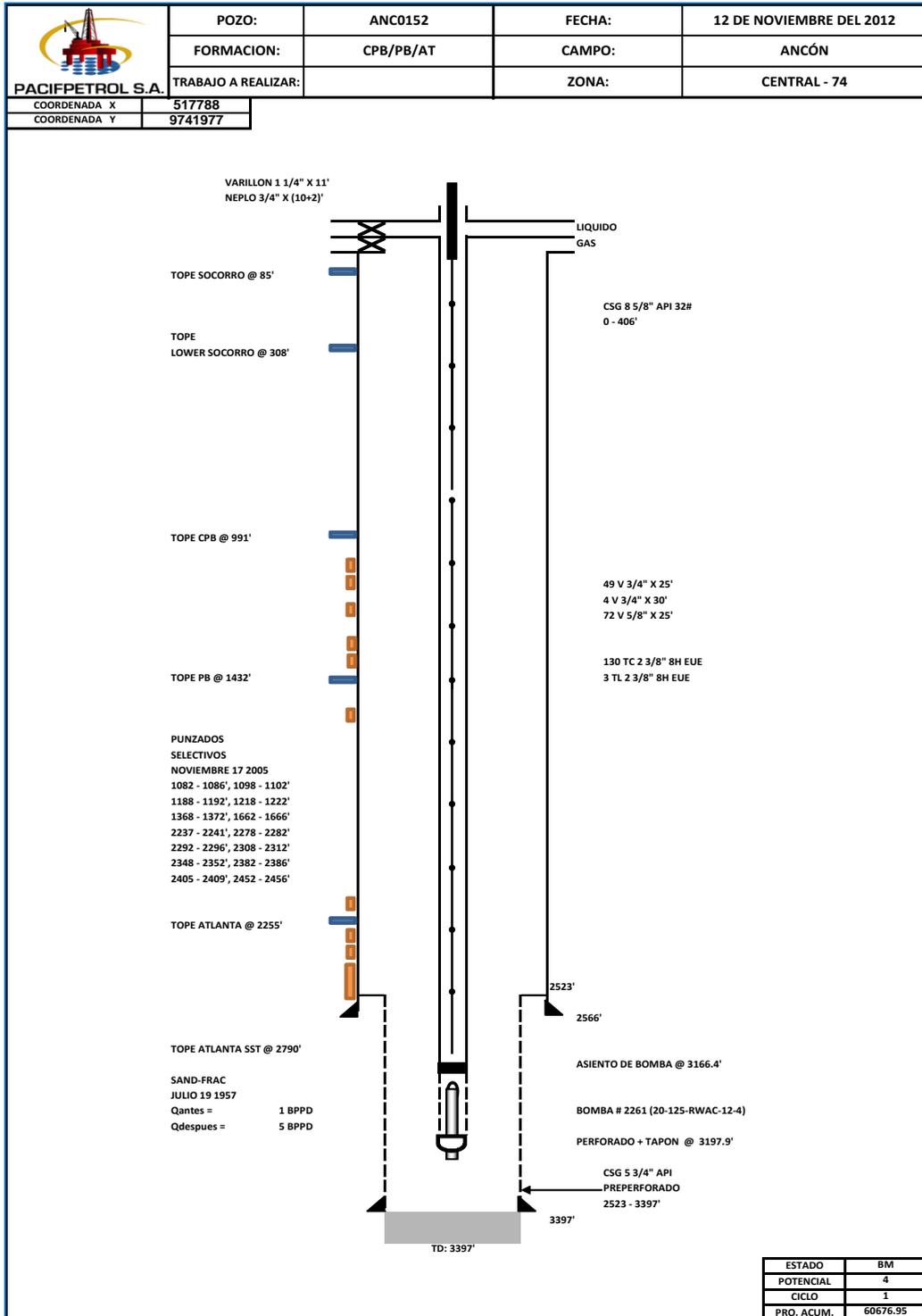
ANEXOS

ANEXO 1

Diagramas de completaci3n de los diferentes tipos de levantamiento artificial usados en el campo “Gustavo Galindo Velasco”.

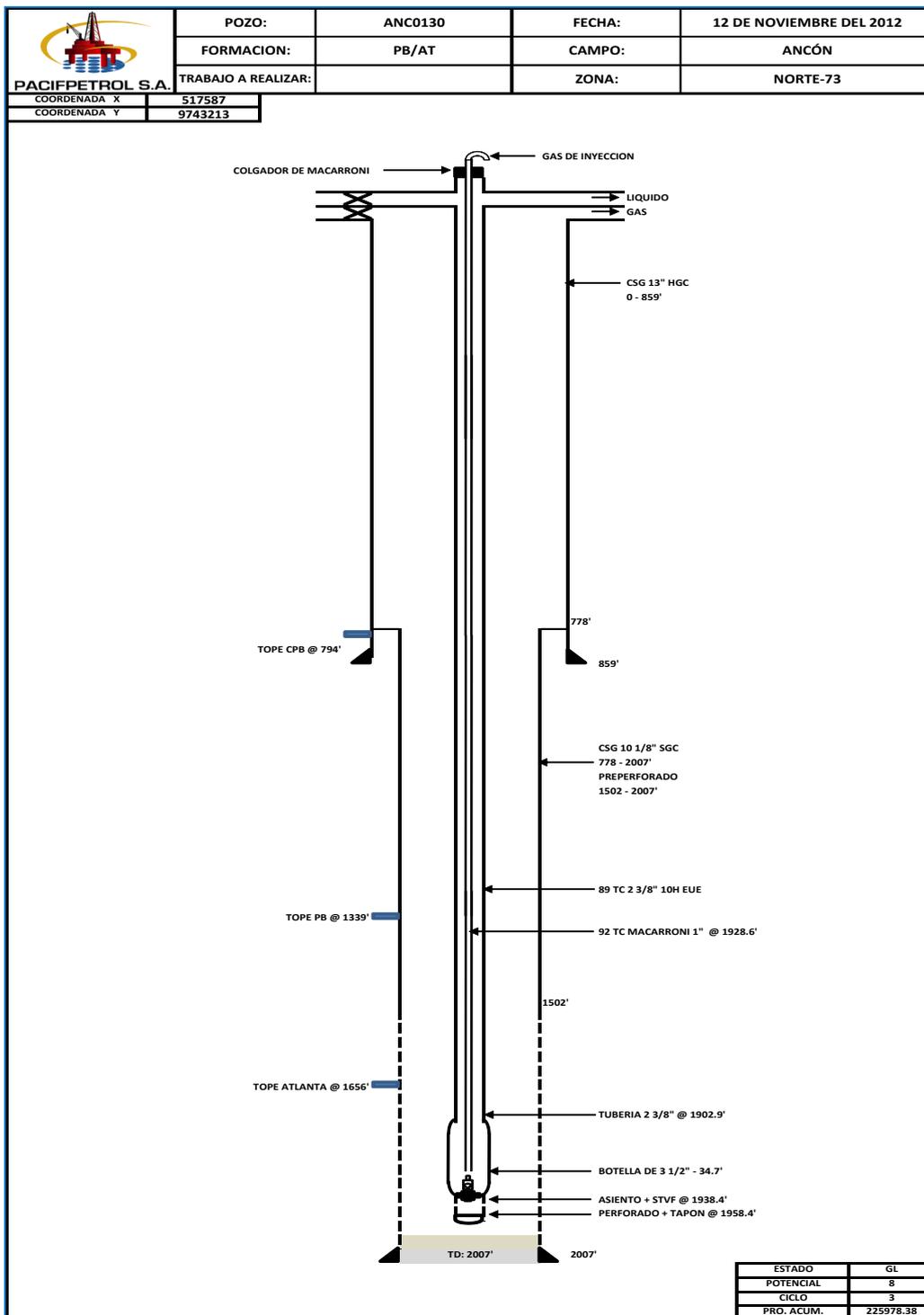
Anexo 1.1 Diagrama de completaci3n con Bombeo Mec3nico.....	161
Anexo 1.2 Diagrama de completaci3n con Gas Lift.....	162
Anexo 1.3 Diagrama de completaci3n con Swab.....	163
Anexo 1.4 Diagrama de completaci3n con Herramienta Local	164

ANEXO 1.1
DIAGRAMA DE COMPLETACION CON BOMBEO MECANICO



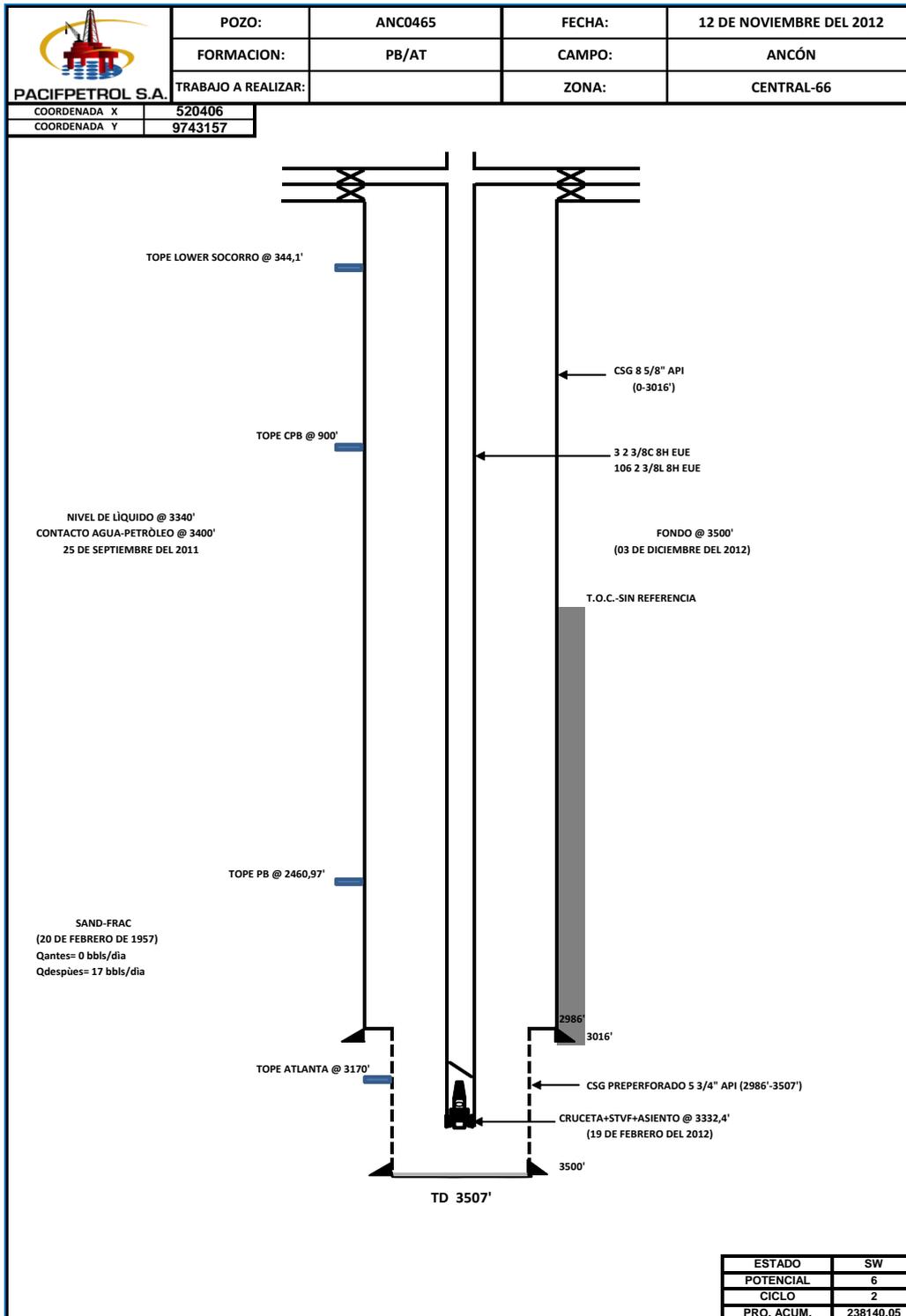
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 1.2 DIAGRAMA DE COMPLETACION CON GAS LIFT



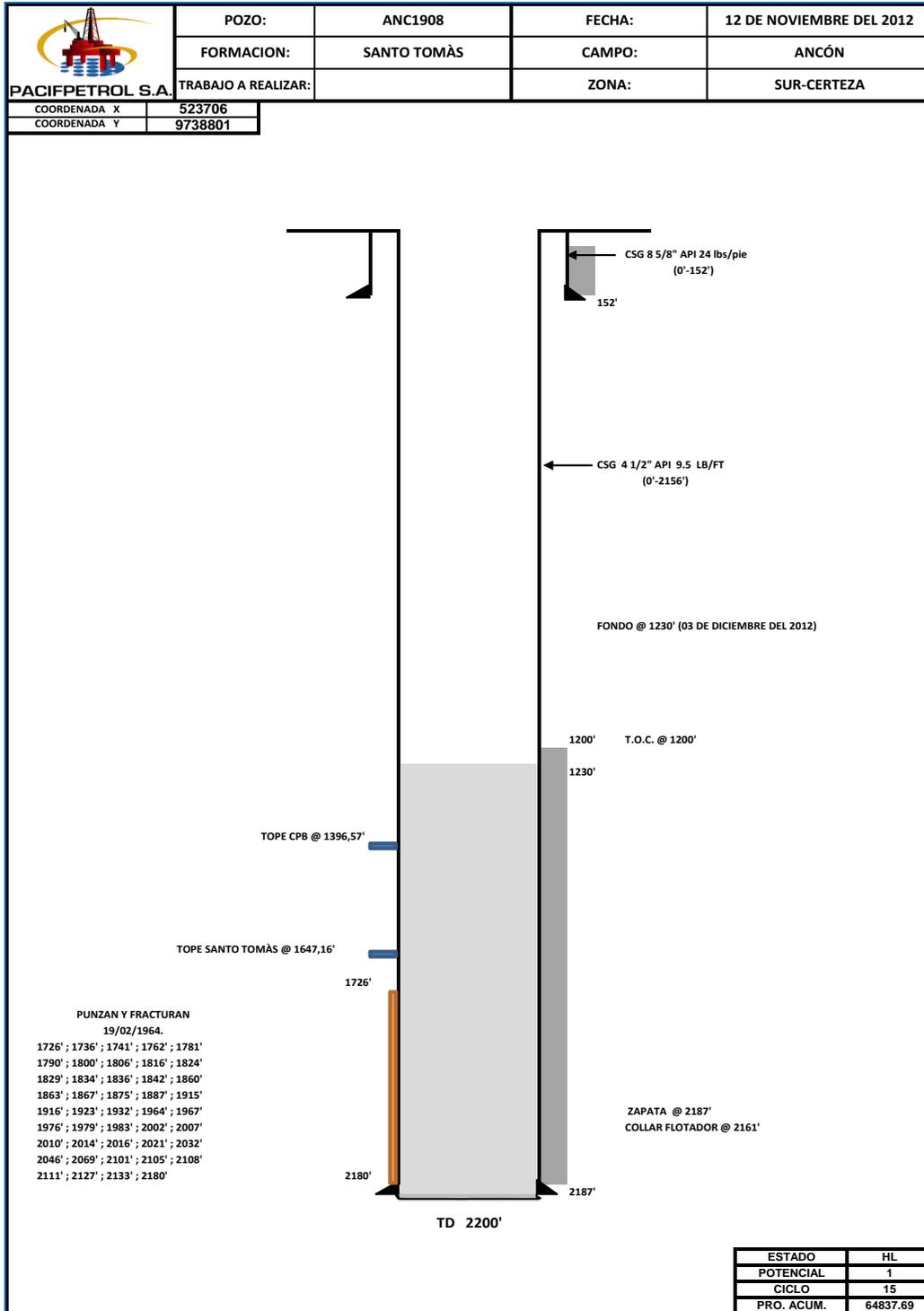
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 1.3
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN CON SWAB



ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 1.4
DIAGRAMA DE COMPLETACION CON HERRAMIENTA LOCAL



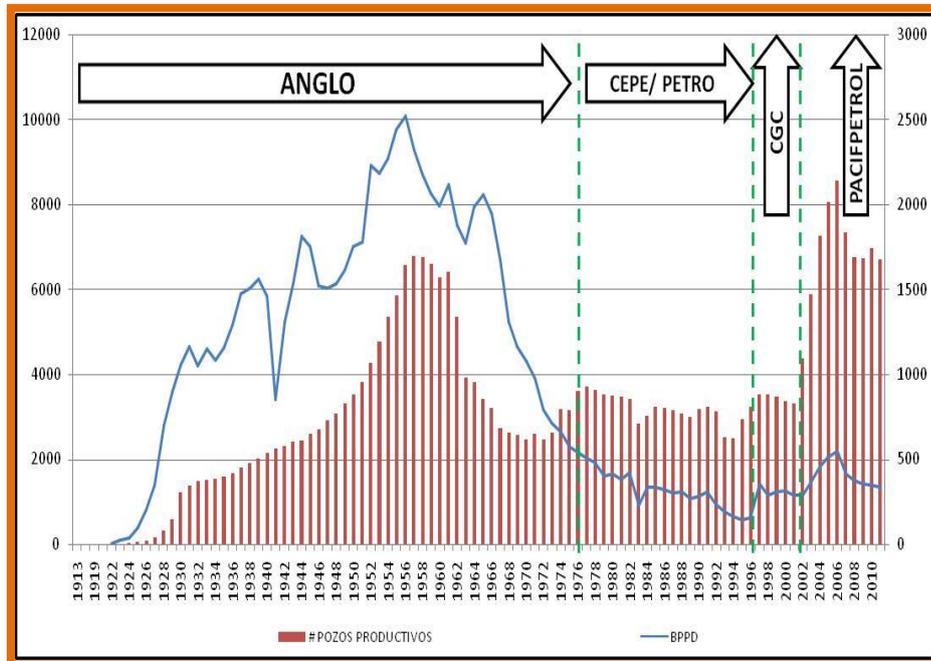
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 2

Producción histórica del campo “Gustavo Galindo Velasco”.

Anexo 2.1	Histórico de producción vs número de pozos operativos	166
Anexo 2.2	Resumen de producción vs número de pozos operativos a la finalización de los contratos	166
Anexo 2.3	Resumen de la declinación promedio por cada concesión.....	167
Anexo 2.4	Estadística de la declinación promedio	167
Anexo 2.5	Principales trabajos realizados en el campo “Gustavo Galindo Velasco” en el 2010	168
Anexo 2.6	Principales trabajos realizados en el campo “Gustavo Galindo Velasco” en el 2011.....	169

ANEXO 2.1
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN VS NÚMERO DE POZOS OPERATIVOS



Fuente: PACIFPETROL

ANEXO 2.2
RESUMEN DE PRODUCCIÓN VS NÚMERO DE POZOS OPERATIVOS A LA FINALIZACIÓN DE LOS CONTRATOS

COMPAÑÍA	AÑO FINAL	BPPD	N° POZOS PRODUCTIVOS
ANGLO	1976	2160.38	899
CEPE-PETROPRODUCCION	1996	611.08	807
ESPOL- CGC	2002	1145.06	1095
ESPOL- PACIFPETROL	2011	1296.97	1675
PACIFPETROL	2016	1095	1675

Fuente: PACIFPETROL

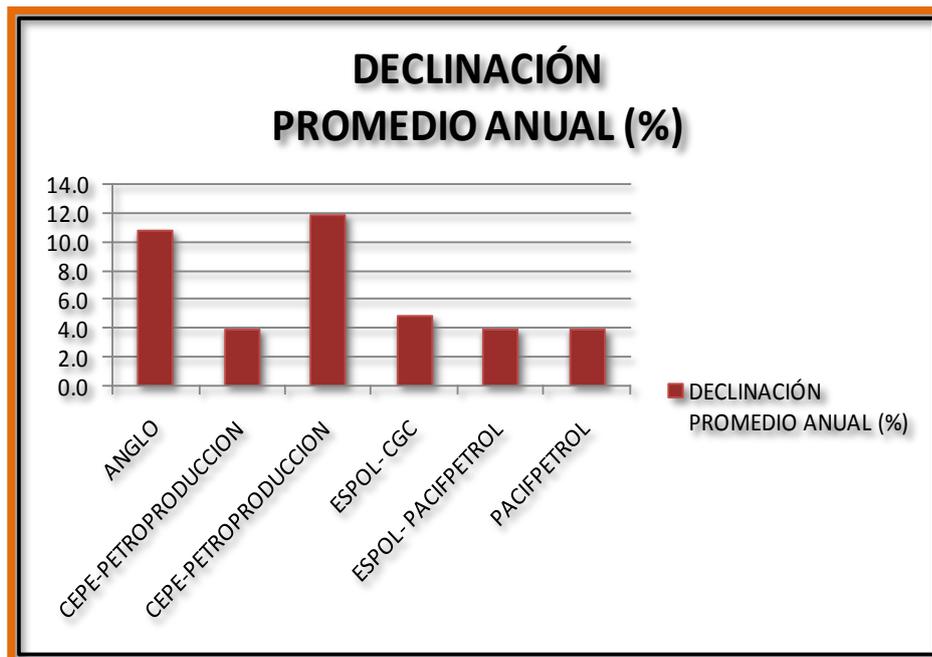
**ANEXO 2.3
RESUMEN DE LA DECLINACIÓN PROMEDIO POR CADA CONCESIÓN**

COMPAÑÍA	AÑOS	DECLINACIÓN PROMEDIO ANUAL (%)	DECLINACION PROMEDIO MENSUAL (%)
ANGLO	1965-1976	10.9	0.908
CEPE-PETROPRODUCCION	1976-1989	4	0.333
CEPE-PETROPRODUCCION	1989-1996	12	1.000
ESPOL- CGC	1996-2002	5	0.417
ESPOL- PACIFPETROL	2002-2011	4	0.333
PACIFPETROL	2016	4	0.333

La declinación de 4% hasta el 2016 se considera siempre que se realicen trabajos que permitan sostener la producción para mantener esta tendencia.

Fuente: PACIFPETROL

**ANEXO 2.4
ESTADÍSTICA DE LA DECLINACIÓN PROMEDIO**



Fuente: PACIFPETROL

ANEXO 2.5
PRINCIPALES TRABAJOS REALIZADOS EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO
VELASCO EN EL 2010

RESUMEN DE TRABAJOS REALIZADOS - 2010							
POZO	TRABAJO REALIZADO	FECHA	SISTEMA ANTERIOR	BPPDANTES	SISTEMA ACTUAL	BPPDACTUAL	INCREMENTO (BPPD)
ANC0437	TRAT. PARAFÍNICO	FEBRERO	BM	7	BM	10	3
ANC0110	ACHIQUE	FEBRERO	HL	0.07	PT	1	1
ANC0315	PESCAR	MARZO	PT	3	BM	3	3
ANC0426	ACHIQUE	MAYO	HL	0.05	HL	1	1
ANC0004	ANTI-PARAFINICO	JULIO	BM	9	BM	9.5	0.5
ANC0506*	LIMPIEZA MECANICA	AGOSTO	PT	0	HL	0.1	0.1
ANC1218*	REHABILITACION	MAYO	PT	0	HL	7	7
	LIMPIEZA MECANICA	AGOSTA	HL	7	SW	12	5
ANCC022*	PESCA	SEPTIEMBRE	PT	0	SW	2	2
ANC1645	LIMPIEZA MECAN.	JUNIO	HL	0.02	BM	1	0.98
ANC0984	ACHIQUE	JULIO	HL	0.63	SW	3	2.38
ANC0911	ACHIQUE	JULIO	HL	0.07	BM	0.5	0.43
ANC1086	ACHIQUE	AGOSTO	PT	0	SW	1.5	1.5
ANC1265	LIMPIEZA MECAN.	ENERO	SW	0.45	SW	3.02	2.57
ANC1677	CAMBIO DE SIST.	NOVIEMBRE	SW	2	HL	3	1
ANC1908	ACHIQUE	NOVIEMBRE	HL	0.5	BM	4	3.5
						TOTAL INCREMENTO	34.96

Fuente: PACIFPETROL

ANEXO 2.6
PRINCIPALES TRABAJOS REALIZADOS EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO
VELASCO EN EL 2011

TRABAJOS REALIZADOS 2011							
POZO	TRABAJO REALIZADO	MES	SISTEMA ANTERIOR	BPPD ANTES	SISTEMA ACTUAL	BPPD ACTUAL	PRODUCCIÓN ADICIONAL ACUMULADA ARCH (BLS)
ANC1150	PASAR OBSTRUCCION	ENERO	PT	0.00	SW	3.00	1157.92
ANC0726	ACHIQUE	ENERO	HL	0.00	SW	0.50	242.34
ANC0746	PASAR OBSTRUCCION	FEBRERO	PT	0.00	SW	0.50	213.69
CAU0018	BELEO	MAYO	HL	1.00	HL	2.00	228.37
ANC1732	PASAR OBSTRUCCION	JUNIO	PT	0.00	SW	2.00	423.38
ANC1760	PASAR OBSTRUCCION	AGOSTO	PT	0.00	BM	8.00	1317.68
ANC1756	TENSIONAR	OCTUBRE	PT	0.00	SW	3.00	87.25
SPA0244	TENSIONAR	OCTUBRE	PT	0.00	FY	8.00	500.93
ANC0315	PASAR OBSTRUCCION	MARZO	PT	0.00	BM	3.00	441.97
ANC0110	ACHIQUE	MARZO	HL	0.00	HL	0.50	65.00
ANC0426	ACHIQUE	JUNIO	HL	0.00	HL	0.50	49.49
ANC1930	FLUYENTE	ABRIL	PT	0.00	FL	0.25	23.50
ANC0504	TRATAMIENTO ANTIPARAFINICO (MANTENIMIENTO)	JUNIO	BM	30.00	BM	30.00	51.66
ANC0582	LIMPIEZA MECANICA	NOVIEMBRE	PT	0.00	SW	4.00	42.80
ANC0437	OPTIMIZACIÓN FACILIDADES	NOVIEMBRE	BM	6.00	BM	13.00	76.32
ANC1253	LIMPIEZA MECANICA	ABRIL	BM	5.00	BM	4.00	37.11
TIGRE	IOD	APLICADO HASTA SEPTIEMBRE					1043.00
ANC1783	LIMPIEZA MECAN.	ENERO	HL	1.00	BM	1.33	153.89
ANC1982	LIMPIEZA MECAN.	FEBRERO	SW	0.04	BM	2.5	572.78
ANC1814	ACHIQUE	FEBRERO	HL	0.25	HL	1.00	398.01
ANC1812	ACHIQUE	FEBRERO	HL	0.07	BM	2.00	973.39
ANC1967	LIMPIEZA MECAN.	ABRIL	HL	1.00	BM	5.00	2361.19
ANC1712	ACHIQUE	JUNIO	PT	0.00	BM	3.00	1028.78
ANCDD03	LIMPIEZA MECAN.	JULIO	PT	0.00	FL	8.00	1410.91
ANC1993	LIMPIEZA MECAN.	AGOSTO	PT	0.00	SW	3.00	588.26
ANC1140	ACHIQUE	SEPTIEMBRE	PT	0.00	HL	0.09	9.15
ANC1004	ACHIQUE	SEPTIEMBRE	PT	0.00	HL	0.07	7.01
ANC1622	ACHIQUE	SEPTIEMBRE	HL	2.00	BM	3.00	70.00
ANC1670	ACHIQUE	NOVIEMBRE	HL	2.00	BM	4.00	138.83
TOTAL BPPD						32.99	13714.61

Fuente: PACIFPETROL

ANEXO 3

Mapa de cortes estructurales de la sección 67 y sección Tigre.

Anexo 3.1 Mapa de cortes estructurales de la sección 67	171
Anexo 3.2 Mapa de cortes estructurales de la sección Tigre.....	172

ANEXO 4

Relación de los pozos seleccionados con pozos cercanos.

Anexo 4.1 Relación del pozo ANC0662 con los pozos cercanos	174
Anexo 4.2 Relación del pozo ANC1253 con los pozos cercanos	174
Anexo 4.3 Relación del pozo TIG0011 con los pozos cercanos	175
Anexo 4.4 Relación del pozo TIG0014 con los pozos cercanos	175
Anexo 4.5 Relación del pozo TIG0027 con los pozos cercanos	176
Anexo 4.6 Relación del pozo TIG0028 con los pozos cercanos	176

**ANEXO 4.1
RELACION DEL POZO ANC0662 CON LOS POZOS CERCANOS**

ANC0662	POZOS VECINOS	TD	FORMACIONES PRODUCTORAS	ACUMULADA	DISTANCIA ENTRE POZOS	DESCRIPCIÓN
	ANC0653	4522'	AT	243802 Bbls	245 m	Este pozo no ha sido punzado en las formaciones superiores, ya que presenta acumulación de lodo, por esta razón se encuentra actualmente en parado transitorio (PT). El pozo posee una buena producción acumulada y además presenta intervalos con buen GR y resistividad en las formaciones ST y PB. El bloque estructural presenta continuidad en dirección al pozo ANC0662.
ANC0657	4003'	ST/PB/AT	696300 Bbls	468 m	Este pozo produjo 9 Bbls de petróleo después de ser cañoneado en julio del 2000; además posee una buena producción acumulada; y, su producción actual proviene de las formaciones ST y PB, siendo estas formaciones las zonas de interés en el pozo ANC0662.	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

**ANEXO 4.2
RELACION DEL POZO ANC1253 CON LOS POZOS CERCANOS**

ANC1253	POZOS VECINOS	TD	FORMACIONES PRODUCTORAS	ACUMULADA	DISTANCIA ENTRE POZOS	DESCRIPCIÓN
	ANC1232	4494'	SO/CPB/ST/PB/AT	400618.24 Bbls	377 m	Este pozo presenta una buena producción acumulada, la mayoría de esta producción pertenece a la formación Atlanta, la cual fue punzada totalmente en sus inicios. Parte de la producción inicial de este pozo provino de intervalos similares a los propuestos para el pozo ANC1253. Además, este pozo presenta una continuidad del bloque estructural hasta el pozo ANC1253.
ANC1922	4441'	AT	131225.9 Bbls	309 m	El pozo está actualmente en parado transitorio (PT), debido a una obstrucción; pero, anteriormente producía de la formación Atlanta; además, presenta una buena producción acumulada, la cual da una buena referencia ya que al estar en PT se puede aducir que cañoneando el pozo ANC1253 se va a drenar parte de la producción de este pozo.	
ANC0584	4172'	ST/PB/AT	139079.2 Bbls	427 m	Este pozo es una muy buena referencia para el ANC1253, ya que presenta una alta potencialidad en todas sus formaciones y una buena producción acumulada; la mayor parte de esta producción pertenece a la formación Atlanta y comparte los mismos intervalos productivos que el pozo propuesto para cañoneo.	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 4.3
RELACION DEL POZO TIG0011 CON LOS POZOS CERCANOS

TIG0011	POZOS VECINOS	TD	FORMACIONES PRODUCTORAS	ACUMULADA	DISTANCIA ENTRE POZOS	DESCRIPCIÓN
	TIG0053	3457'	ST/PB/AT	12189 Bbls	115m	Este pozo tuvo una producción de 2 Bbls/día después de ser cañoneado; se presume que la baja producción se debió al taponamiento de los disparos con un tipo de lodo espeso presente en el anular del pozo; además, la acumulada de petróleo es baja, debido a que no se ha aprovechado por completo la formación Atlanta.
	TIG0013	4209'	PB/AT	441285 Bbls	206m	Este pozo produjo 8 Bbls/día después de ser punzado, al igual que el TIG0011 la producción actual proviene de las formaciones PB/AT; además, este pozo posee una buena acumulada, lo que quiere decir que es un pozo altamente productivo.
	TIG0004	3991'	AT	186680 Bbls	"	Este pozo no ha sido punzado en la formación PB debido a que tiene doble casing en esa zona, pero según los reportes del pozo, existe buenos shows de petróleo y gas en intervalos de PB, lo que hace que este pozo sea una buena referencia para el TIG0011 ya que al cañonear se podría drenar el petróleo del TIG0004.
	TIG0012	4722'	PB/AT	283387 Bbls	243m	Este pozo fue punzado en intervalos similares al TIG0011 y tuvo una producción después del cañoneo de 9 Bbls/día; además, posee una buena acumulada lo que hace que sea altamente productivo y de buena referencia para el TIG0011.

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 4.4
RELACION DEL POZO TIG0014 CON LOS POZOS CERCANOS

TIG0014	POZOS VECINOS	TD (ft)	FORMACIONES PRODUCTORAS	ACUMULADA	DISTANCIA ENTRE POZOS	DESCRIPCIÓN
	TIG0012	4722'	PB/AT	283387 Bbls	226m	Este pozo produjo en la última campaña de cañoneo 9 Bbls/día de petróleo; además, la formación PB es casi continua en dirección al TIG0014 con un Vsh que va de 5.38% - 12%.
	ANC0552	4150'	ST/PB/AT	365900 Bbls	242m	Este pozo produjo 5 Bbls/día después de ser punzado; además, presenta una buena acumulada de petróleo y la formación PB tiene un comportamiento casi continuo en sentido al TIG0014.
	TIG0013	4209'	PB/AT	441285 Bbls	230m	Este pozo produjo 8 Bbls/día después de ser punzado; al igual que los pozos vecinos anteriores, la producción actual proviene de las formaciones PB/ST, siendo estos tres pozos una buena referencia para el pozo TIG0014.

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 4.5
RELACION DEL POZO TIG0027 CON LOS POZOS CERCANOS

TIG0027	POZOS VECINOS	TD	FORMACIONES PRODUCTORAS	ACUMULADA	DISTANCIA ENTRE POZOS	DESCRIPCIÓN
	TIG0022	4502'	PB/AT	418937 Bbls	206m	Este pozo produjo 12 Bbls/día después de ser punzado; además, posee una buena acumulada y la formación PB tiene un comportamiento casi continuo hacia el pozo TIG0027, lo que hace predecir que este pozo es un buen referente.
	TIG0048	3484'	CPB/PB/AT	37100 Bbls	137m	El pozo TIG0048 tuvo una producción inicial de 2 Bbls/día debido a que no presentaba zonas muy prospectivas a cañonear (baja resistividad), esto puede ser por que el petróleo ha tenido una migración en sentido este-oeste, es decir, las mayores acumulaciones estarían en el TIG0014 y TIG0022.
	TIG0028	4256'	CPB/PB/AT	282308 Bbls	227m	El pozo TIG0028 es también un pozo seleccionado para cañoneo; además, presenta una buena acumulada y los intervalos punzados son similares a los intervalos propuestos en el pozo TIG0027; la formación PB tiene un comportamiento casi continuo en sentido al pozo en referencia.
	TIG0025	4858'	ST/PB/AT	65760 Bbls	231m	El pozo TIG0025 tuvo una producción después del punzado de 4 Bbls/día, actualmente se encuentra en PT y esto nos da la pauta de que este pozo no ha producido lo que se esperaba y que se podría recuperar esta producción cañoneando intervalos en PB, ya que esta formación tiene un comportamiento casi continuo en sentido al TIG0027

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 4.6
RELACION DEL POZO TIG0028 CON LOS POZOS CERCANOS

TIG0028	POZOS VECINOS	TD	FORMACIONES PRODUCTORAS	ACUMULADA	DISTANCIA ENTRE POZOS	DESCRIPCIÓN
	TIG0050	3496'	PB/AT	69316 Bbls	133m	El pozo TIG0050 tuvo una producción después de ser punzado de 30 Bbls/día, fue uno de los pozos con mejor producción y además la mayor parte de esta producción proviene de la formación PB que tiene un comportamiento casi continuo con los pozos TIG0028 y TIG0031.
	TIG0031	4300'	AT	222310 Bbls	234m	El pozo TIG0031 solo produce actualmente de Atlanta, no fue punzado en las últimas campañas de cañoneo, pero tiene estudios del 2010 donde se lo considera prospectivo para cañonear en intervalos de la formación PB, y posee una buena acumulada de petróleo.
	TIG0049	3310'	SO/CPB/PB/AT	30427 Bbls	121m	El pozo TIG0049 tuvo una producción después del cañoneo de 9 Bbls/día; además, casi toda la producción actual proviene de la formación PB y AT.
	TIG0027	4538'	CPB/PB/AT	100306 Bbls	227m	Este pozo tuvo una producción después del punzado de 10 Bbls/día; además, está propuesto en este proyecto para cañoneo debido a que presenta intervalos prospectivos para este proceso.

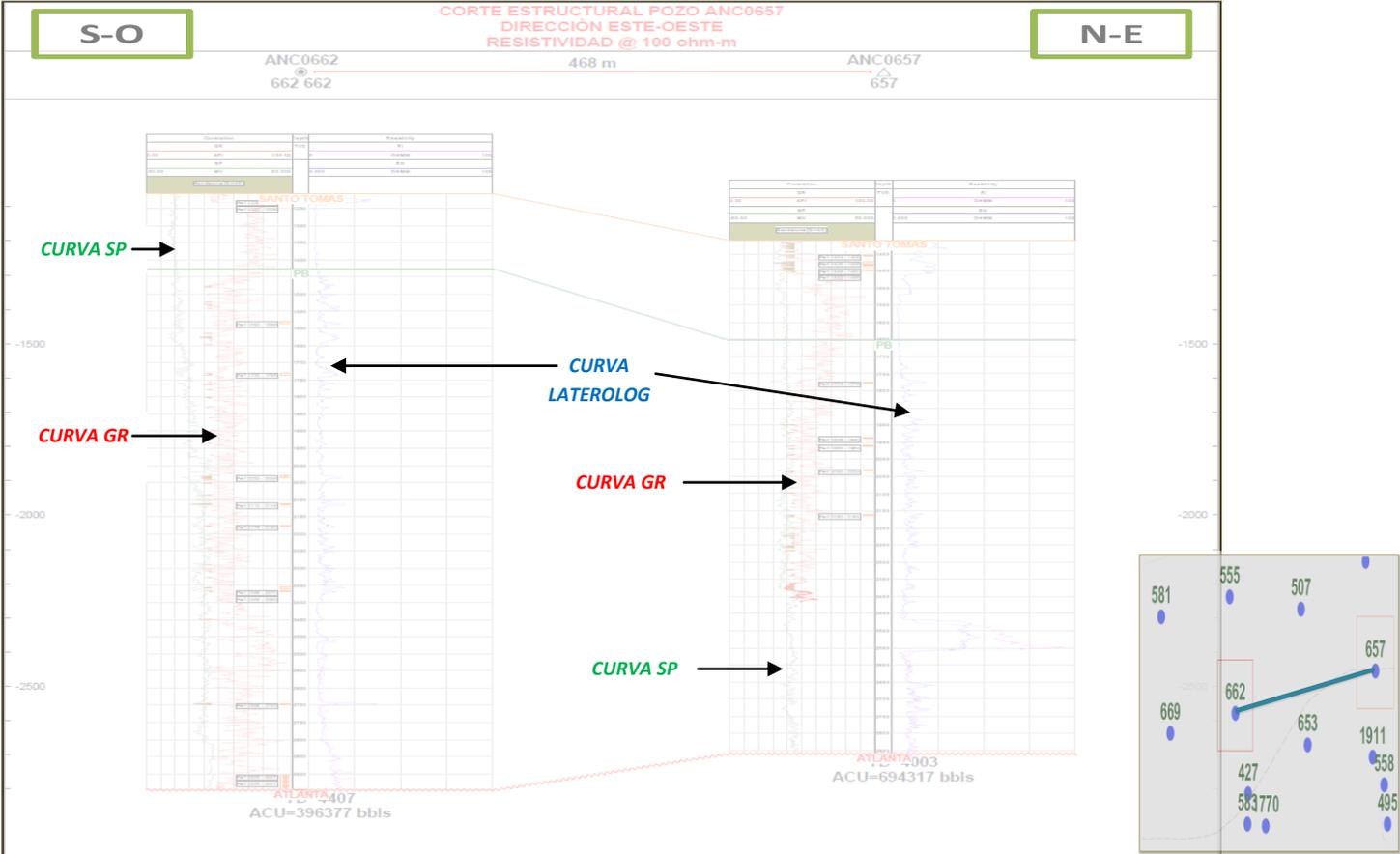
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 5

Cortes estructurales de los pozos seleccionados

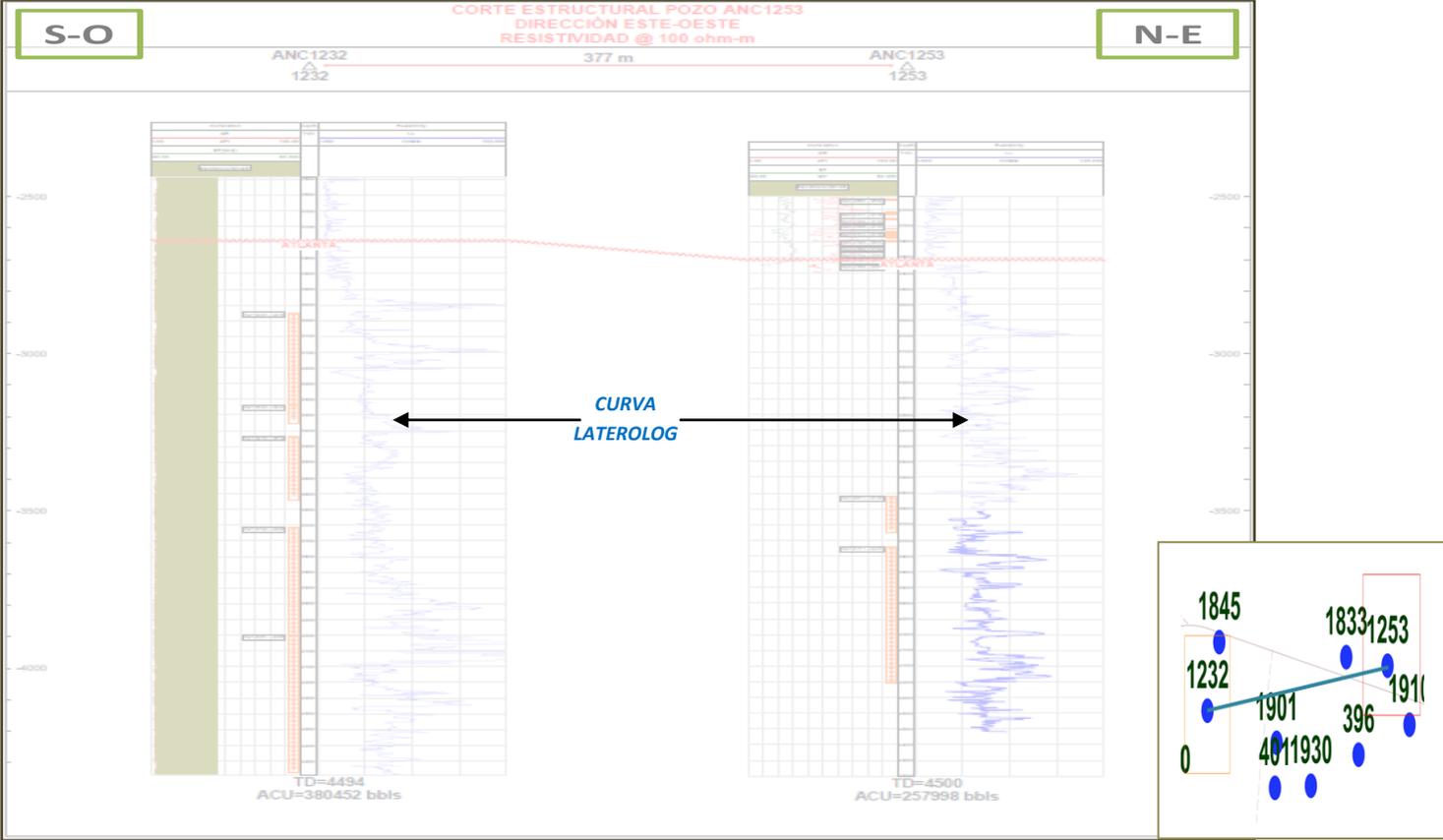
Anexo 5.1 Corte estructural del pozo ANC0662	178
Anexo 5.2 Corte estructural del pozo ANC1253	179
Anexo 5.3 Corte estructural del pozo TIG0011.....	180
Anexo 5.4 Corte estructural del pozo TIG0014.....	181
Anexo 5.5 Corte estructural del pozo TIG0027.....	182
Anexo 5.6 Corte estructural del pozo TIG0028.....	183

ANEXO 5.1
CORTE ESTRUCTURAL DEL POZO ANC0662



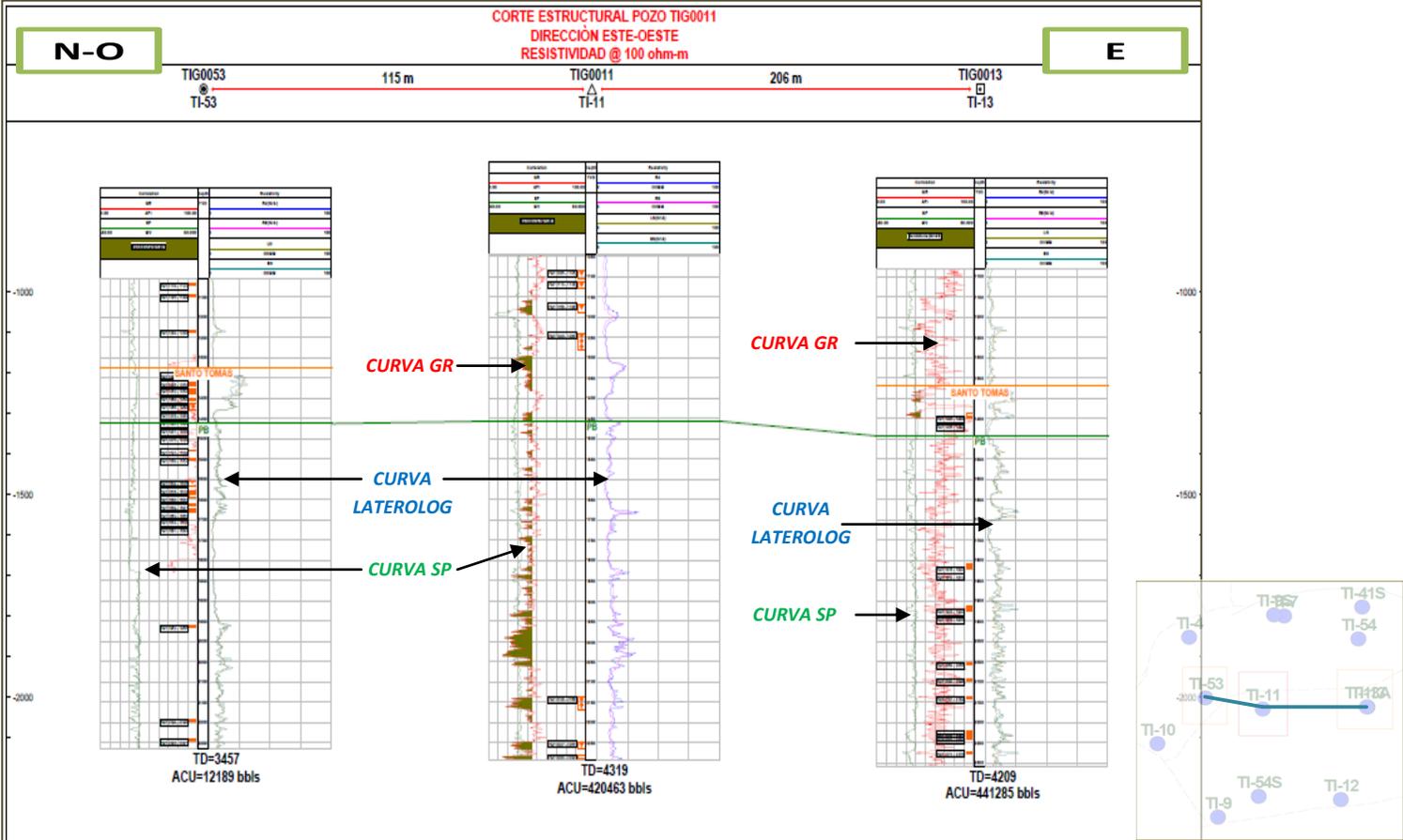
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 5.2
CORTE ESTRUCTURAL DEL POZO ANC1253



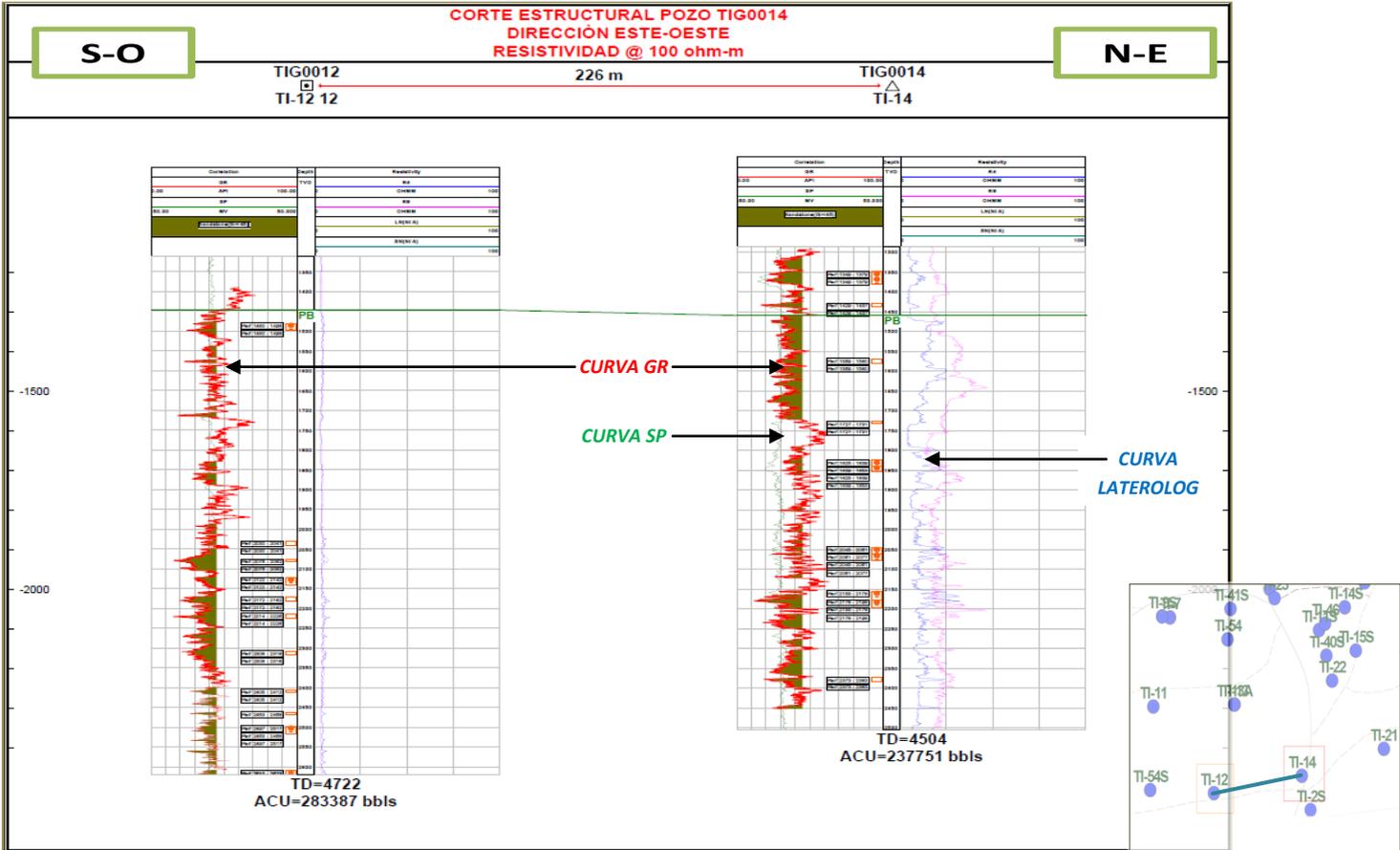
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 5.3
CORTE ESTRUCTURAL DEL POZO TIG0011

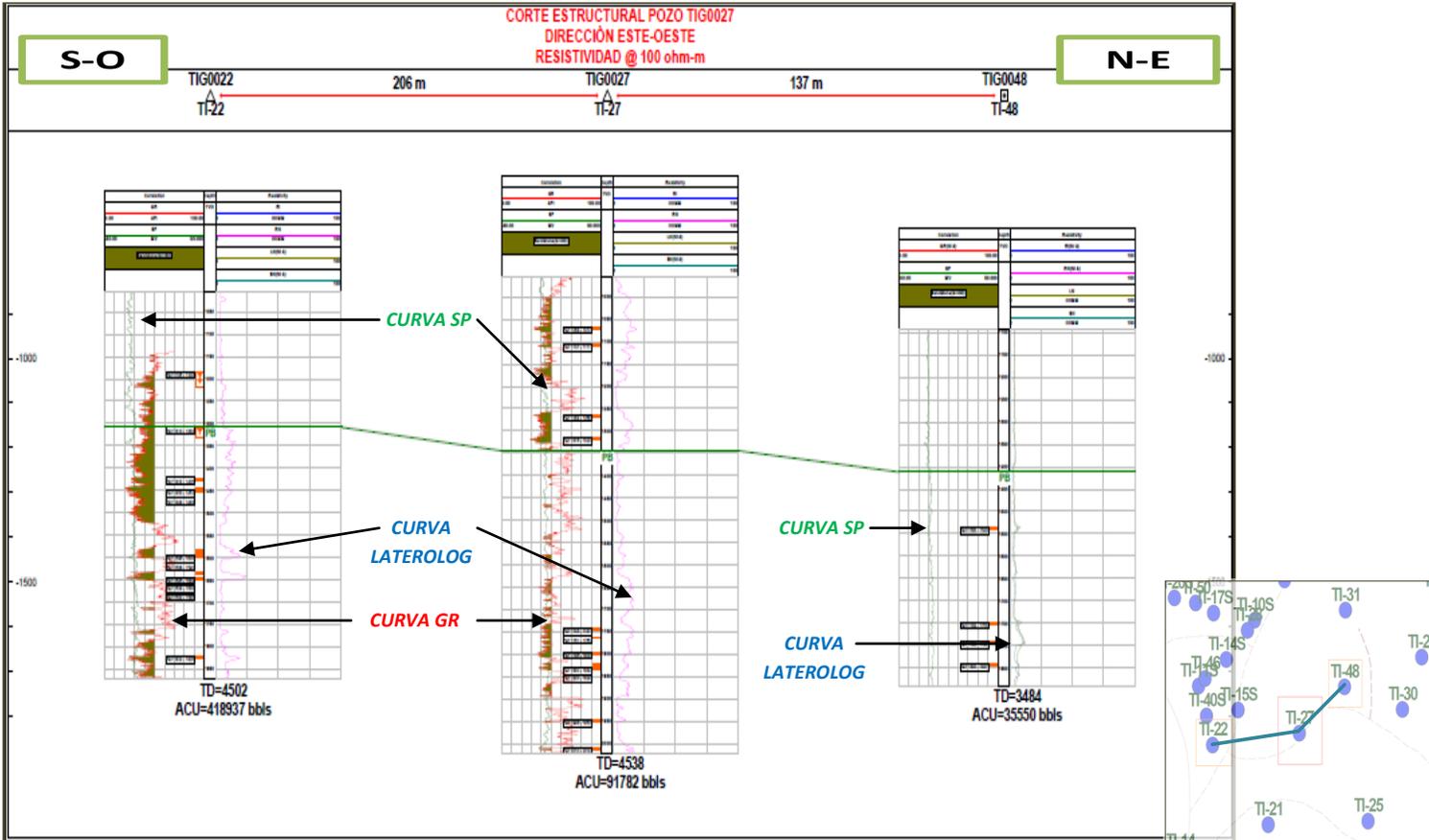


ELABORADO POR: JORGE GALARZA

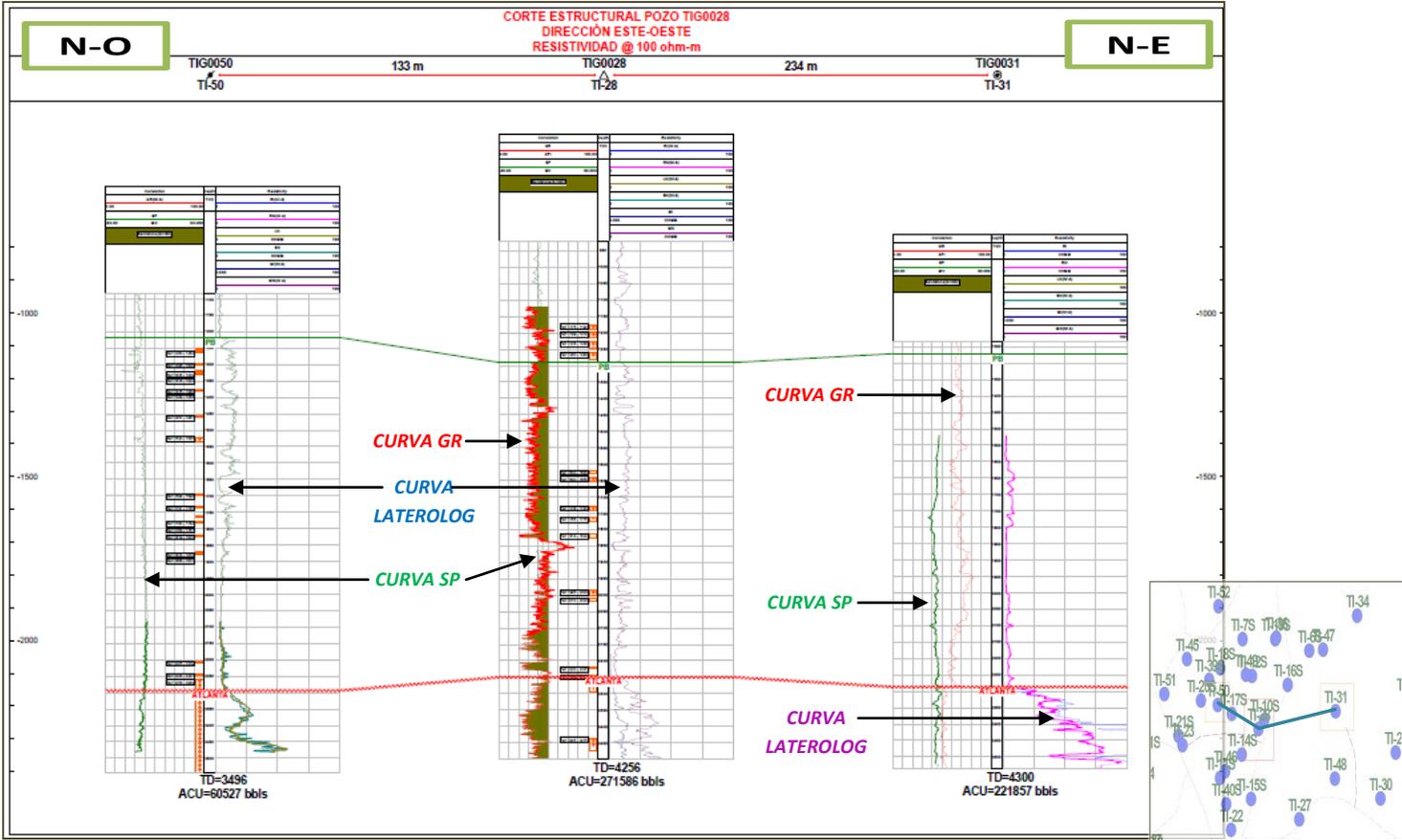
ANEXO 5.4
CORTE ESTRUCTURAL DEL POZO TIG0014



ANEXO 5.5
CORTE ESTRUCTURAL DEL POZO TIG0027



**ANEXO 5.6
CORTE ESTRUCTURAL DEL POZO TIG0028**



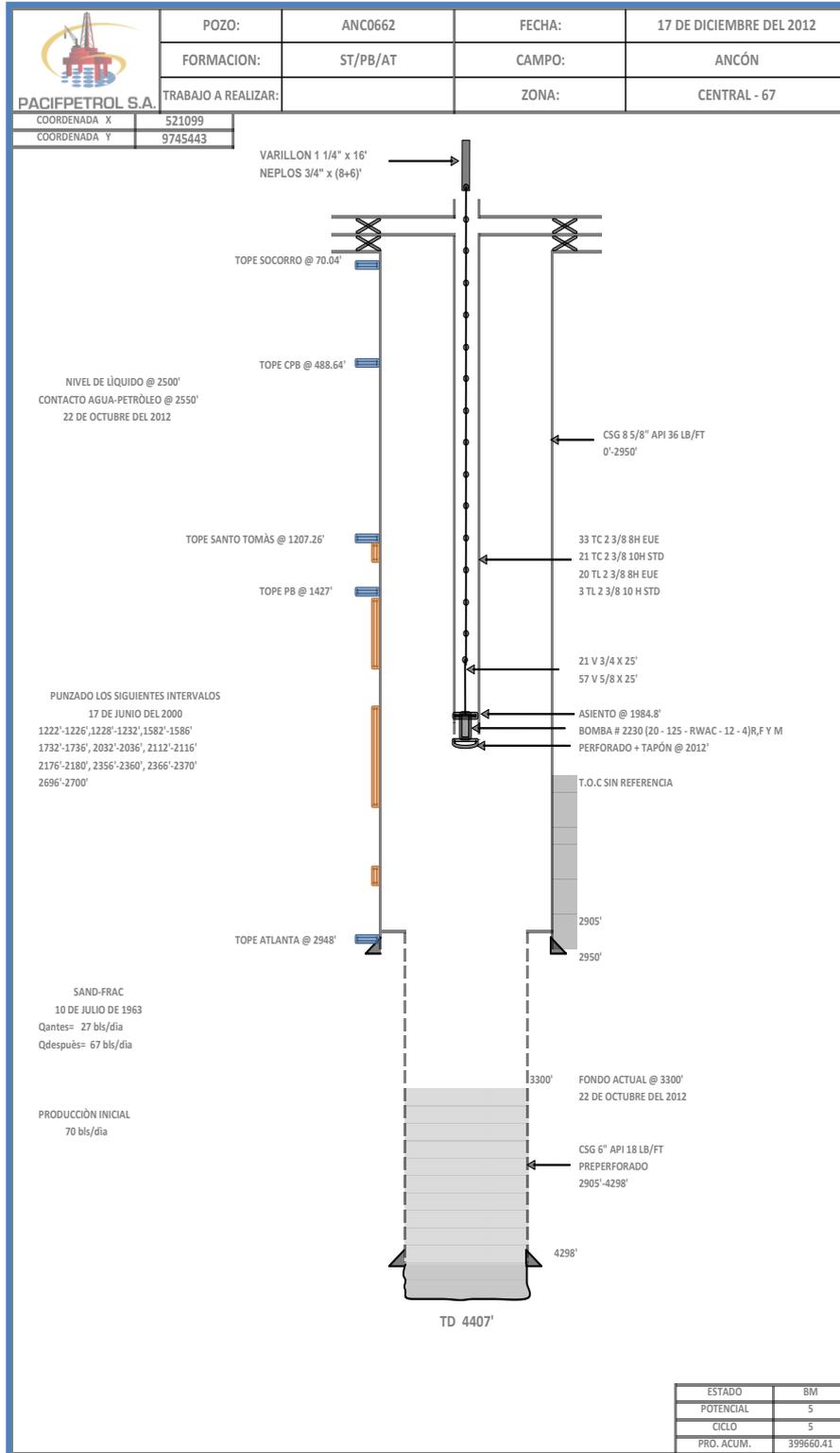
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 6

Diagramas de completaci3n de los pozos seleccionados.

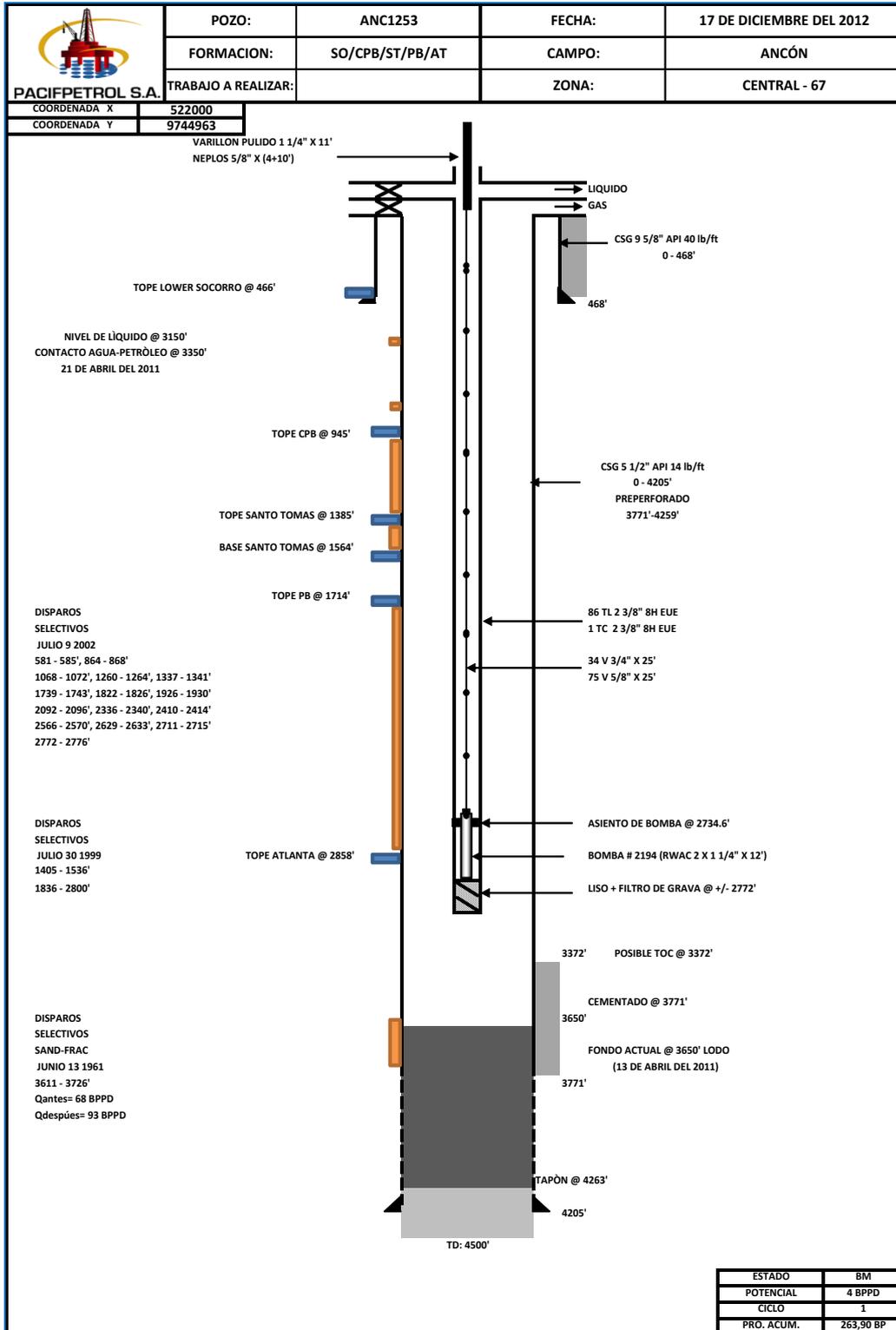
Anexo 6.1 Diagrama de completaci3n del pozo ANC0662	185
Anexo 6.2 Diagrama de completaci3n del pozo ANC1253	186
Anexo 6.3 Diagrama de completaci3n del pozo TIG0011.....	187
Anexo 6.4 Diagrama de completaci3n del pozo TIG0014.....	188
Anexo 6.5 Diagrama de completaci3n del pozo TIG0027.....	189
Anexo 6.6 Diagrama de completaci3n del pozo TIG0028.....	190

ANEXO 6.1
DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO ANC0662



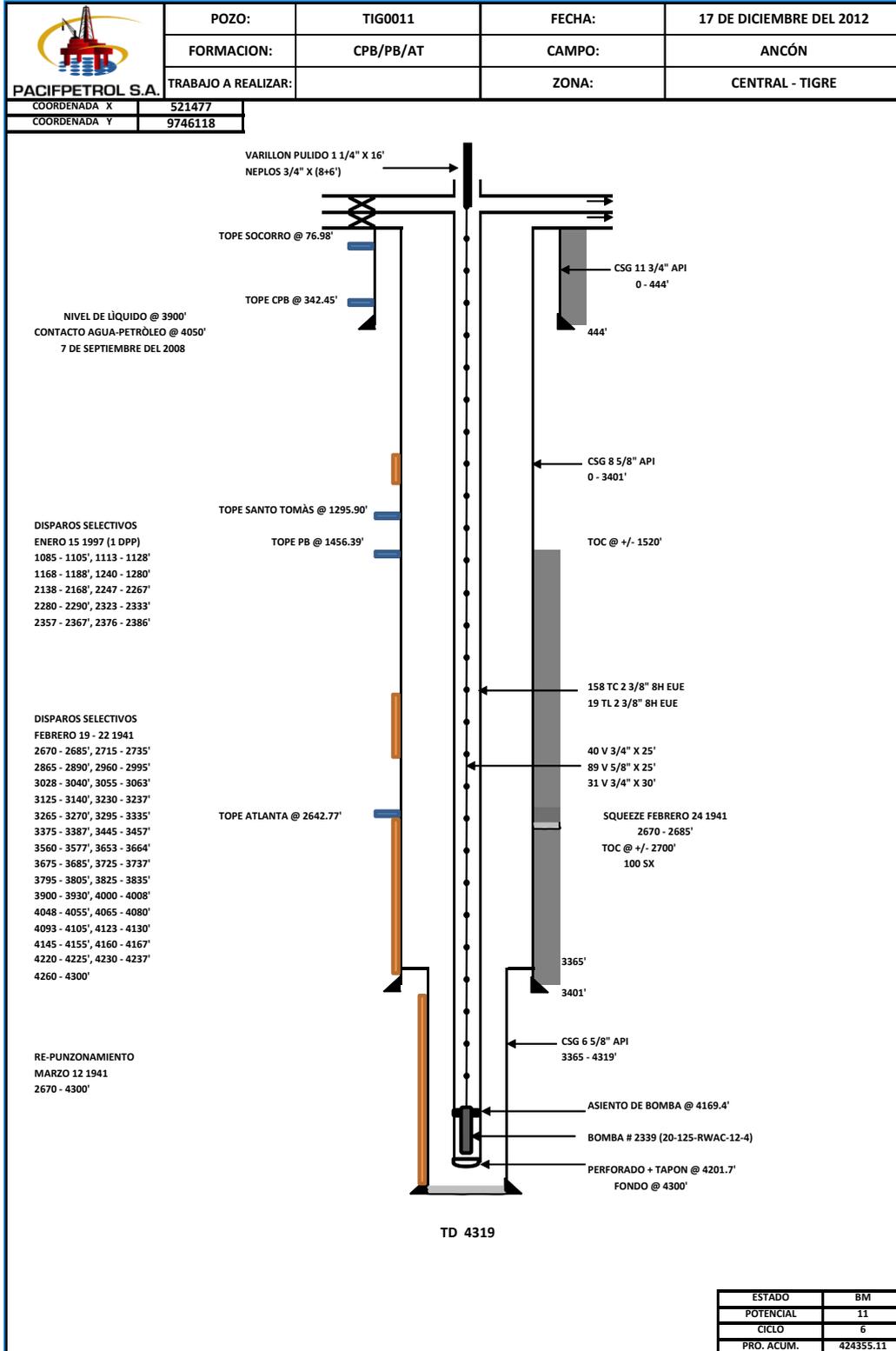
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 6.2
DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO ANC1253



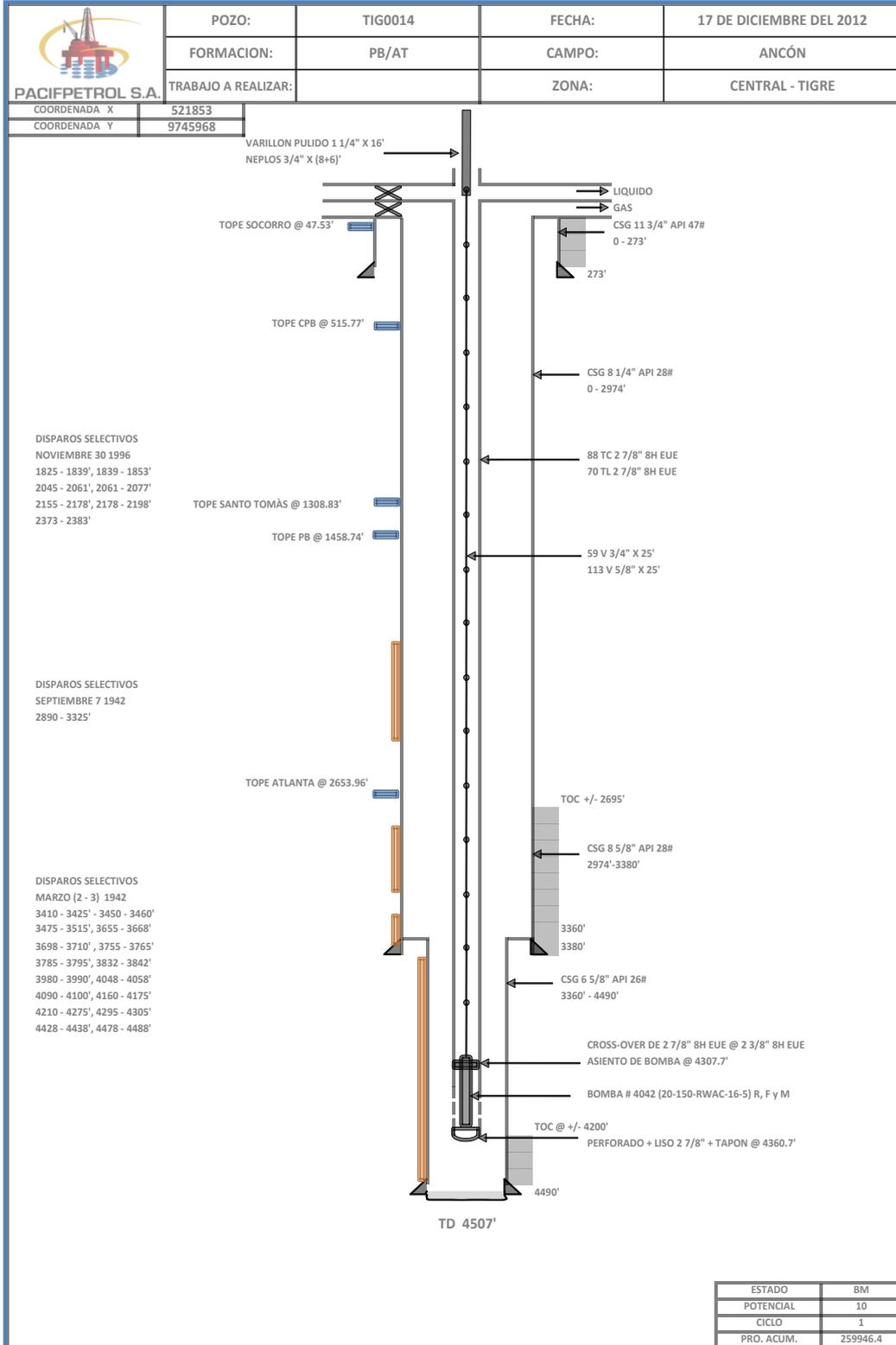
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 6.3
DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO TIG0011



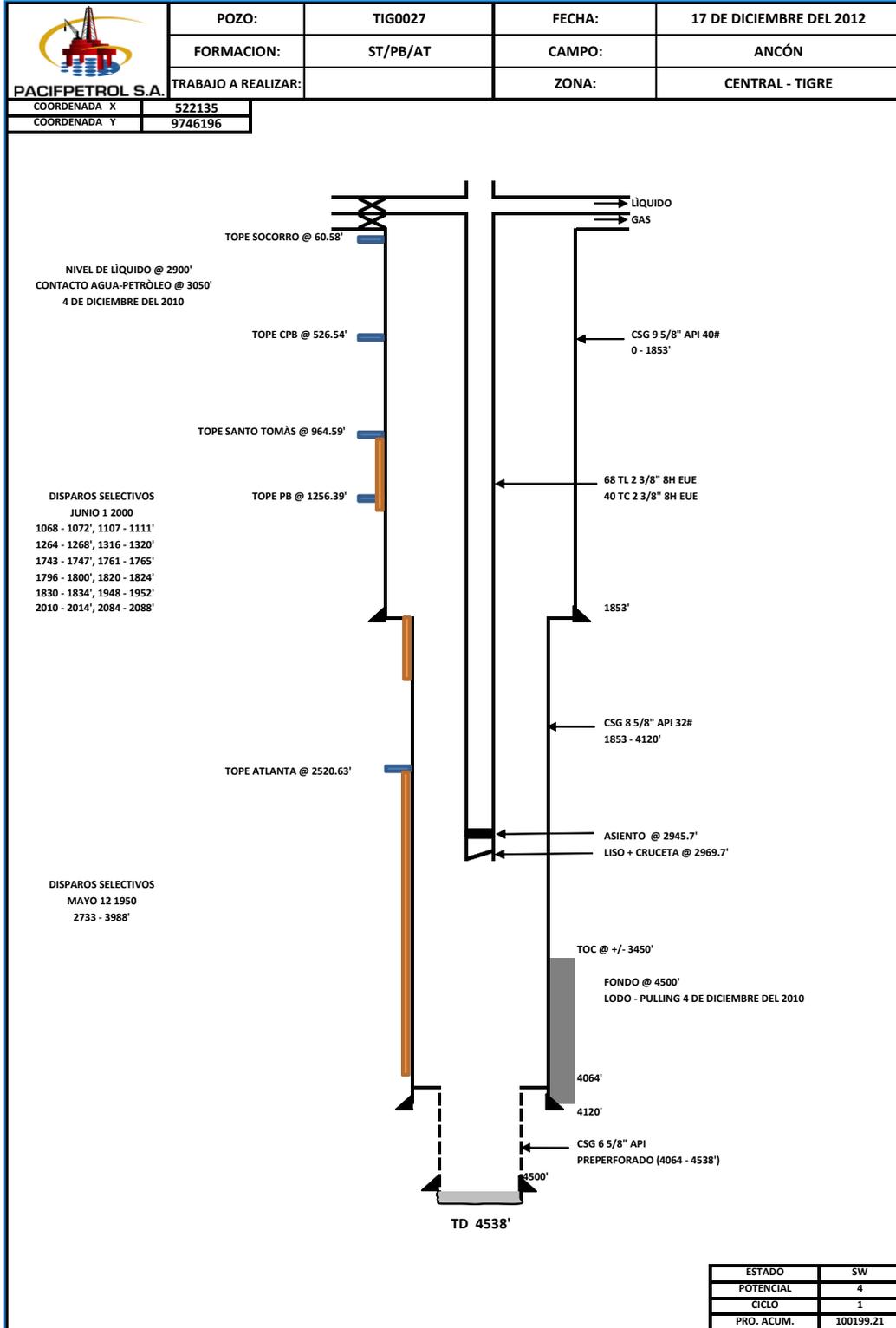
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 6.4
DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO TIG0014



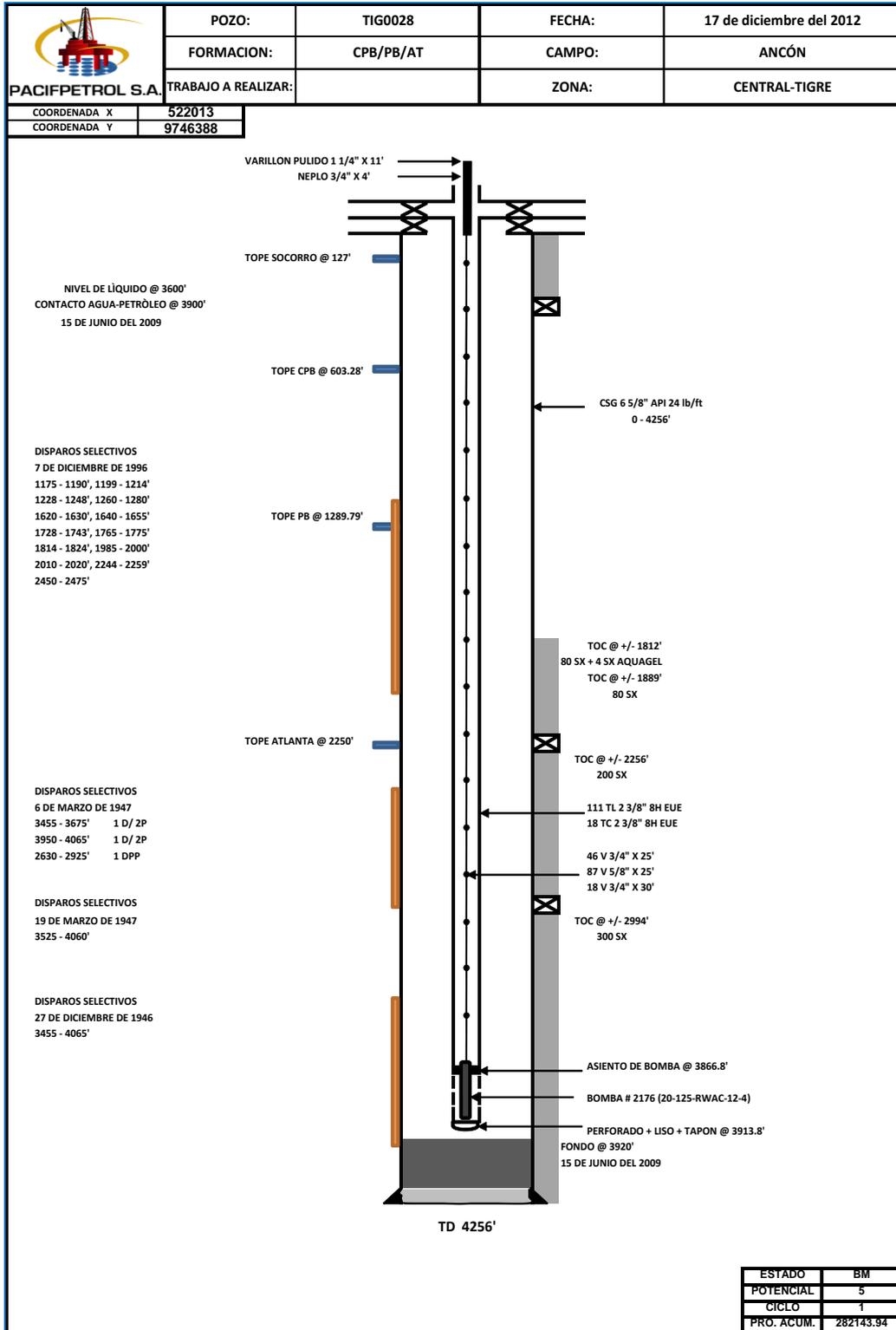
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 6.5
DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO TIG0027



ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 6.6
DIAGRAMA DE COMPLETACION DEL POZO TIG0028



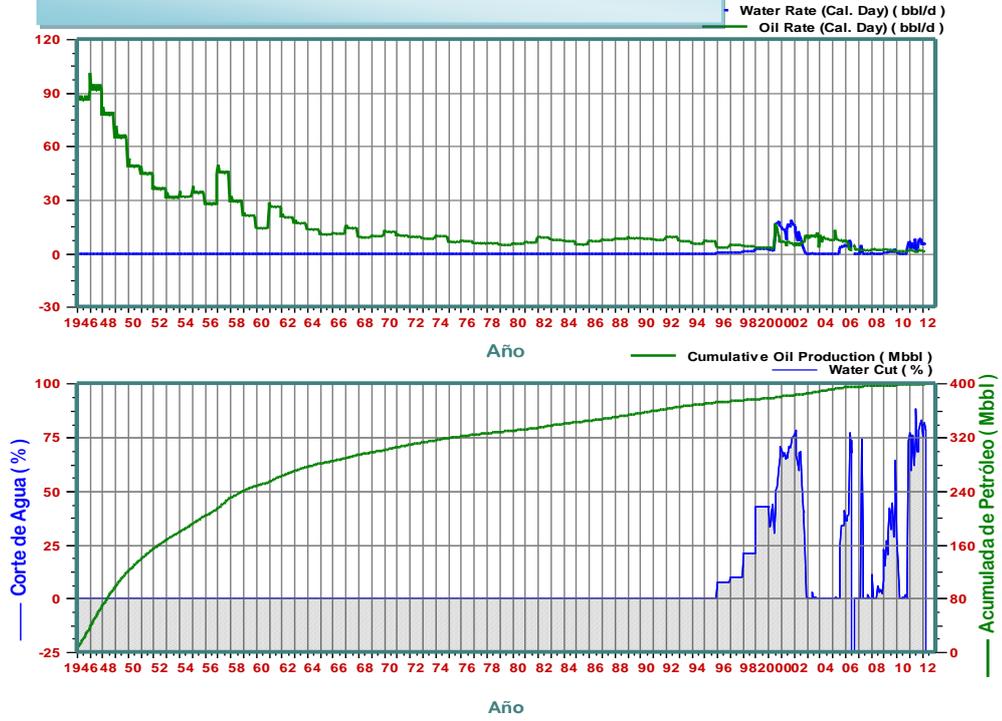
ELABORADO POR: JORGE GALARZA
FUENTE: PACIFPETROL

ANEXO 7

Curvas de producción acumulada de petróleo y agua de los pozos seleccionados.

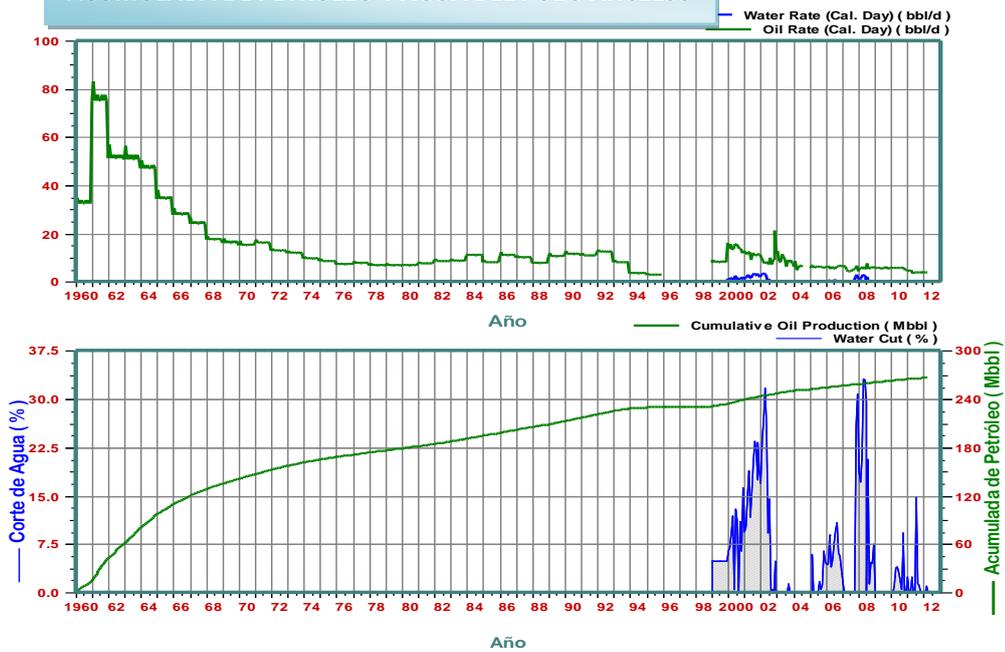
Anexo 7.1 Acumulada de petróleo y agua del pozo ANC0662	192
Anexo 7.2 Acumulada de petróleo y agua del pozo ANC1253	192
Anexo 7.3 Acumulada de petróleo y agua del pozo TIG0011	193
Anexo 7.4 Acumulada de petróleo y agua del pozo TIG0014	193
Anexo 7.5 Acumulada de petróleo y agua del pozo TIG0027	194
Anexo 7.6 Acumulada de petróleo y agua del pozo TIG0028	194

ANEXO 7.1
ACUMULADA DE PETRÒLEO Y AGUA DEL POZO ANC0662



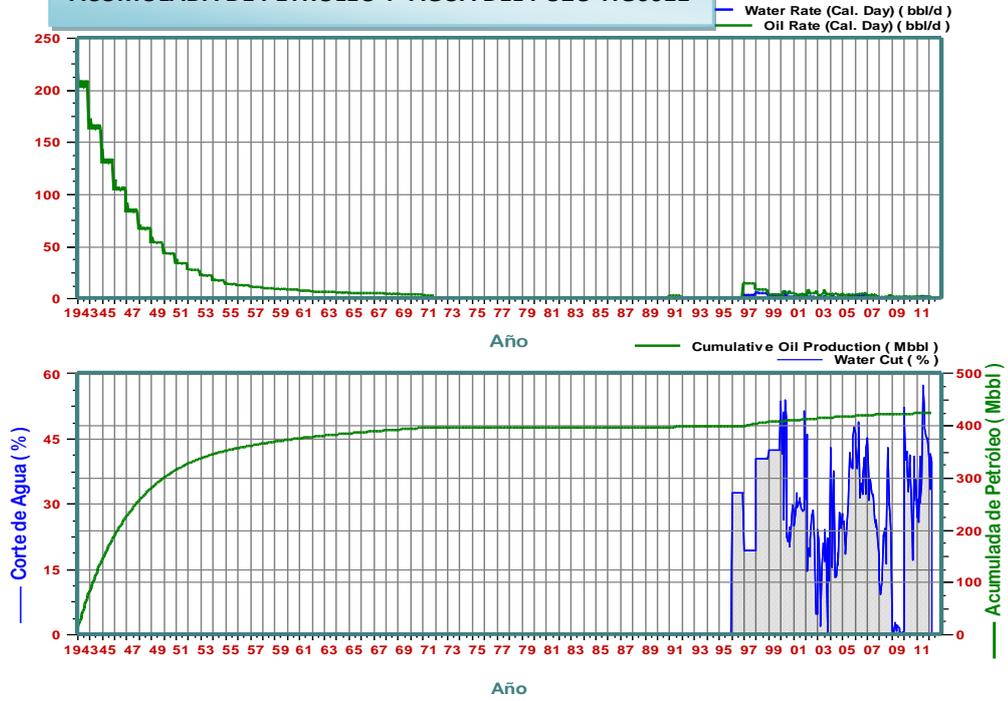
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 7.2
ACUMULADA DE PETRÒLEO Y AGUA DEL POZO ANC1253



ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 7.3
ACUMULADA DE PETRÒLEO Y AGUA DEL POZO TIG0011



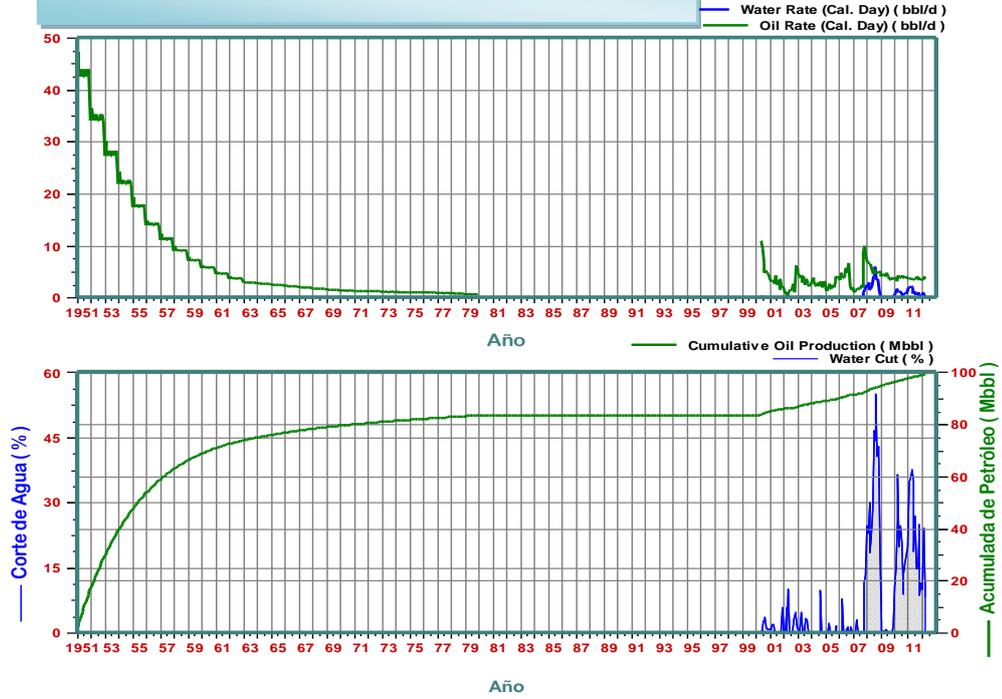
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 7.4
ACUMULADA DE PETRÒLEO Y AGUA DEL POZO TIG0014

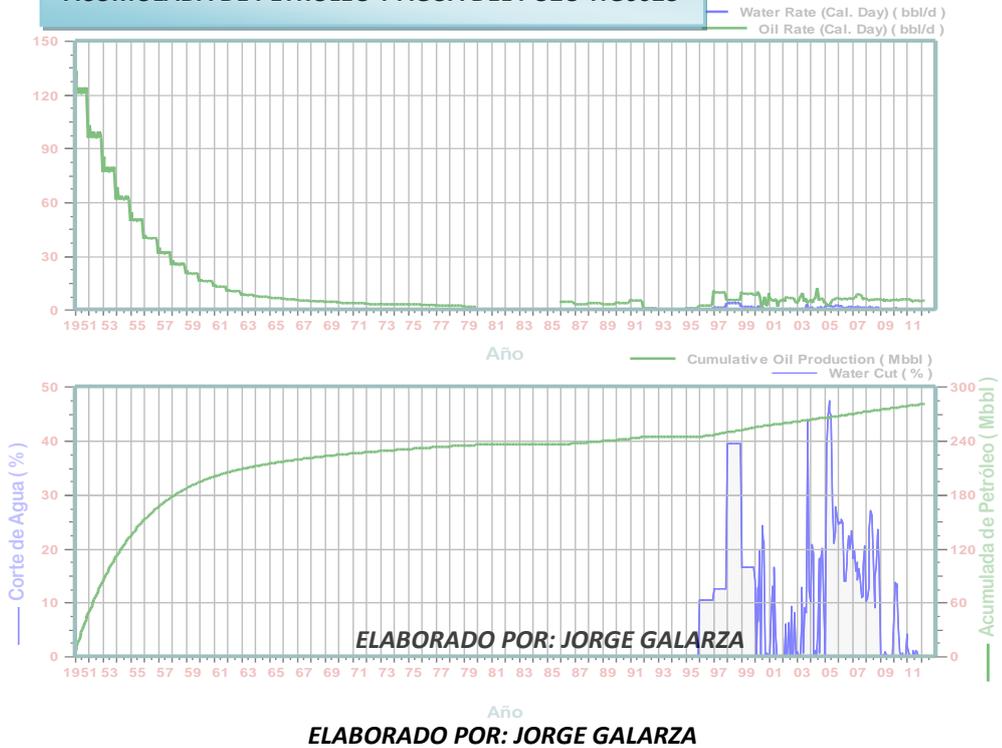


ELABORADO POR: JORGE GALARZA

**ANEXO 7.5
ACUMULADA DE PETRÒLEO Y AGUA DEL POZO TIG0027**



**ANEXO 7.6
ACUMULADA DE PETRÒLEO Y AGUA DEL POZO TIG0028**



ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 8

Método de Curva de Declinación.

Anexo 8.1 Método de curva de declinación.....	196
--	------------

Anexo 8

Método de Curva de Declinación

El método de curva de declinación es el más acertado para un sistema en depletación, pues es una manera gráfica de observar el comportamiento y tendencia; se lo puede utilizar, tanto para un pozo como para un campo. Una asunción muy importante en el uso de este método es que todos los factores que han influido en el comportamiento del campo en el pasado, permanecen efectivos a través de la vida del mismo.

Muchos factores influyen en la rata de producción y por consiguiente en las curvas, estos son: prorrato, cambio en método de producción, reacondicionamientos, tratamiento de pozos, trabajos en oleoductos, clima y condiciones del mercado. Cuando la forma de una curva de declinación cambia, las causas de estos cambios deben ser determinadas y sus efectos sobre las reservas evaluadas.

Las curvas comúnmente utilizadas para este método son:

- 1.- Logaritmo de rata de producción vs. tiempo.
- 2.- Rata de producción vs. producción acumulada.
- 3.- Logaritmo de corte de agua o petróleo vs. producción acumulada.
- 4.- Contacto agua-petróleo (nivel de agua) o contacto gas-petróleo (capa de gas) vs. producción acumulada.
- 5.- Logaritmo de acumulada de gas vs. logaritmo de acumulada de petróleo.

La curva más utilizada es la del logaritmo de rata de producción vs. tiempo y es la que se utilizó en este estudio; por tanto, se la describe a continuación (las demás curvas escapan al propósito de este trabajo). Existen tres tipos de rata de declinación (D) que se pueden ajustar al comportamiento descrito por las curvas de producción, estos son:

Exponencial o Lineal, cuando la tasa de declinación es una línea recta o constante; es la más utilizada.

Armónica e Hiperbólica, el gráfico muestra una curvatura, lo que significa que su comportamiento no es constante.

Ambas, exponencial y armónica son curvas de declinación especial de la hiperbólica. Siempre en las primeras etapas de producción de un pozo las curvas hiperbólicas están presentes; sin embargo, la declinación constante puede ser alcanzada en alguna etapa tardía de la producción. Por ende, describiremos las ecuaciones utilizadas en la declinación exponencial por ser lo que más se ajusta y más práctico.

Exponencial o Declinación constante:

$$D = - \frac{\ln \left(\frac{qt}{qi} \right)}{t} = - \frac{dq/dt}{q} = Kq^{-n}$$

Donde:

D= rata de declinación.

q= rata de producción, barriles por día, mes o año.

t= tiempo, día, mes o año.

k= constante.

n= exponente, en este caso 0.

qi= rata de producción inicial.

qt= rata de producción al tiempo t.

La relación rata de producción-tiempo está dada por:

$$q_t = q_i * e^{-D*t}$$

La relación de producción-producción acumulada es dada por:

$$Q_t = \frac{q_i - q_t}{D}$$

Donde:

Qt= producción acumulada.

Índice de declinación:

$$r = - \ln (1-D)$$

ANEXO 9

Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo de los pozos escogidos.

Anexo 9.1 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo, pozo ANC0662	200
Anexo 9.1 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo, pozo ANC1253	201
Anexo 9.1 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo, pozo TIG0011	202
Anexo 9.1 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo, pozo TIG0014	203
Anexo 9.1 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo, pozo TIG0027	204
Anexo 9.1 Espesor total de arena seleccionada a cañonear para cada intervalo prospectivo, pozo TIG0028	205

ANEXO 9.1
ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR
PARA CADA INTERVALO PROSPECTIVO, POZO ANC0662

ANC0662				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIÒN	ESPESOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	PROFUNDIDAD DE LA ARENA SELECCIONADA EN (ft)
1º	PB	4	4	1498-1502
2º	PB	4	4	1540-1544
3º	PB	14	12	1624-1636
4º	PB	10	6	1758-1764
5º	PB	4	4	1778-1782
6º	PB	6	4	1802-1806
7º	PB	4	4	1828-1832
8º	PB	6	4	2238-2242
9º	PB	4	4	2308-2312
TOTAL		56	46	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 9.2
ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR
PARA CADA INTERVALO PROSPECTIVO, POZO ANC1253

ANC1253				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIÒN	ESPESOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	PROFUNDIDAD DE LA ARENA SELECCIONADA EN (ft)
1°	AT	16	8	3084-3088
				3092-3096
2°	AT	30	8	3204-3208
				3210-3214
3°	AT	16	8	3264-3268
				3270-3274
4°	AT	36	12	3292-3296
				3300-3304
				3308-3312
5°	AT	24	8	3372-3380
6°	AT	24	4	3424-3428
7°	AT	10	4	3463-3467
8°	AT	20	4	3496-3500
9°	AT	54	14	3522-3526
				3530-3534
				3537-3541
				3546-3548

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 9.3
ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR
PARA CADA INTERVALO PROSPECTIVO, POZO TIG0011

TIG0011				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIÒN	ESPESOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	PROFUNDIDAD DE LA ARENA SELECCIONADA EN (ft)
1°	ST	20	12	1314-1318
				1322-1330
2°	PB	4	4	1464-1468
3°	PB	6	4	1820-1824
4°	PB	4	4	1842-1846
5°	PB	6	4	1930-1934
6°	PB	6	4	1954-1958
7°	PB	56	24	1990-1998
				2004-2008
				2014-2018
				2028-2036
8°	PB	12	8	2054-2062
TOTAL		114	64	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 9.4
ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR
PARA CADA INTERVALO PROSPECTIVO, POZO TIG0014

TIG0014				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIÒN	ESPESOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	PROFUNDIDAD DE LA ARENA SELECCIONADA EN (ft)
1º	ST	16	8	1322-1330
2º	ST	30	12	1358-1370
3º	ST	8	4	1434-1438
4º	PB	10	8	1475-1483
5º	PB	24	8	1507-1511
				1522-1526
6º	PB	16	12	1528-1532
				1534-1538
				1540-1544
7º	PB	10	4	1576-1580
8º	PB	16	8	1596-1604
9º	PB	8	4	1614-1618
10º	PB	4	4	2118-2122
11º	PB	10	4	2283-2287
12º	PB	32	16	2340-2348
				2356-2364
	TOTAL	184	92	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 9.5
ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR
PARA CADA INTERVALO PROSPECTIVO, POZO TIG0027

TIG0027				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIÒN	ESPESOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	PROFUNDIDAD DE LA ARENA SELECCIONADA EN (ft)
1°	ST	8	4	1002-1006
2°	ST	4	4	1128-1132
3°	ST	6	4	1170-1174
4°	PB	4	4	1632-1636
5°	PB	6	4	1642-1646
6°	PB	4	4	1650-1654
7°	PB	4	4	1656-1660
8°	PB	6	4	1678-1682
9°	PB	10	8	1696-1704
10°	PB	20	14	1868-1882
11°	AT	4	4	2650-2654
TOTAL		76	58	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 9.6
ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA A CAÑONEAR
PARA CADA INTERVALO PROSPECTIVO, POZO TIG0028

TIG0028				
NÚMERO DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	FORMACIÒN	ESPESOR TOTAL DE ARENA PROSPECTIVA EN (ft)	ESPESOR TOTAL DE ARENA SELECCIONADA EN (ft)	PROFUNDIDAD DE LA ARENA SELECCIONADA EN (ft)
1°	CPB	14	6	1018-1024
2°	CPB	8	4	1037-1041
3°	CPB	28	8	1056-1064
4°	PB	26	8	1304-1308 1316-1320
5°	PB	26	4	1340-1344
6°	PB	8	6	1392-1398
7°	PB	8	4	1418-1422
8°	PB	8	4	1464-1468
9°	PB	20	8	1524-1528 1535-1539
10°	PB	9	4	1577-1581
11°	PB	8	4	1670-1674
12°	PB	12	8	1686-1694
13°	PB	10	4	1707-1711
14°	PB	4	2	1956-1958
15°	PB	4	2	1964-1966
16°	PB	8	4	2034-2038
17°	PB	6	4	2154-2158
18°	AT	18	4	2322-2326
19°	AT	52	12	2354-2358 2386-2394
TOTAL		277	100	

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 10

Programa operativo para efectuar el cañoneo.

Anexo 10.1 Programa operativo	207
--	------------

Programa Operativo

Previamente el equipo de Wireline debe medir, fondo, contacto agua/petróleo y nivel de líquido; también, se debe medir el caudal de gas antes y después de la operación, con las respectivas cromatografías de gases; reportar los datos y tomar muestras del agua y del petróleo para definir el °API y la salinidad del agua de formación.

- 1.- Armar equipo de Pulling en pozo.
- 2.- Armar equipo de unidad de registros eléctricos.
- 3.- Registrar GR-CCL desde 3740' hasta 500'.
- 4.- Armar BOP.
- 5.- Punzar intervalos de las formaciones Santo Tomás y Passage Beds según registro GR con cañón de 4'' y cargas de alta penetración (24.18'').
- 6.- Desmontar equipo unidad de registros eléctricos.
- 7.- Desmontar equipo unidad de Pulling.
- 8.- Medir con unidad de Wireline, fondo, contacto agua/petróleo y nivel de líquido. Reportar resultados y tomar muestras de cada fluido.
- 9.- Limpiar locación.

Programa de evaluación

Según datos de Wireline se decidirá bajar tubería y evaluar por Swab, o bajar a limpiar el pozo, para luego evaluar por Swab.

a) Si no hay problemas de lodo:

- 1.- Armar equipo de Pulling en pozo.
- 2.- Bajar tubería de 2 3/8'' con cruceta hasta +/- 50' sobre el contacto agua/petróleo.
- 3.- Desmontar equipo de Pulling.

- 4.- Armar equipo de Swab en pozo.
- 5.- Evaluar pozo. Reportar: nivel inicial y final, producción obtenida. Determinar el nivel dinámico del pozo.
- 6.- Desmontar equipo de Swab.
- 7.- Evaluar pozo hasta que se obtenga una producción estabilizada. Según resultados, determinar el mejor sistema de extracción.

b) En caso de tener lodo:

- 1.- Armar equipo de Pulling en pozo.
- 2.- Bajar la bela hidrostática: zapato + tubería de 2 7/8'' + standing valve + cámara (según datos de Wireline, determinar los tubos necesarios para la cámara) + tubería de 2 7/8'' + válvula + tubería de 2 7/8'' + válvula de descarga + tubería de 2 7/8''.
- 3.- Limpiar pozo hasta la profundidad determinada.
- 4.- Medir con unidad de Wireline, fondo, contacto agua/petróleo y nivel de líquido. Reportar los resultados y tomar muestras de cada fluido. Si hay lodo volver a belear, caso contrario evaluar por Swab.
- 5.- Bajar tubería de 2 3/8'' con cruceta hasta +/- 50' sobre el contacto agua petróleo.
- 6.- Desmontar equipo de Pulling.
- 7.- Armar equipo Swab en pozo.
- 8.- Evaluar pozo. Reportar: nivel inicial y final, producción obtenida. Determinar nivel dinámico del pozo.
- 9.- Desmontar equipo de Swab.
- 10.- Evaluar pozo hasta que se obtenga una producción estabilizada. Según resultados, determinar el mejor sistema de extracción.

ANEXO 11

Perfil de producción esperada mensualmente después del cañoneo.

Anexo 11.1 Perfil de producción mensual del pozo ANC0662.....	210
Anexo 11.2 Perfil de producción mensual del pozo ANC1253.....	211
Anexo 11.3 Perfil de producción mensual del pozo TIG0011.....	212
Anexo 11.4 Perfil de producción mensual del pozo TIG0014.....	213
Anexo 11.5 Perfil de producción mensual del pozo TIG0027.....	214
Anexo 11.6 Perfil de producción mensual del pozo TIG0028.....	215

ANEXO 11.1
PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO ANC0662

MES	PRODUCCIÓN SIN PUNZAR (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR CAÑONEO (BLS/DÍA)	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL EN FRACCIÓN	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL DE LA INCREMENTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL TOTAL (BLS/MES)
1	1.24	6.00	0	0.00	7.24	180.00	217.20	180.00	217.20
2	1.23	4.86	0.2099	20.99	6.09	145.92	182.82	342.36	400.02
3	1.23	3.94	0.2099	20.99	5.17	118.29	155.19	473.99	555.21
4	1.23	3.20	0.2099	20.99	4.43	95.90	132.80	580.69	688.01
5	1.22	3.17	0.0090	0.90	4.39	95.04	131.64	676.15	819.64
6	1.22	3.14	0.0090	0.90	4.36	94.18	130.78	770.76	950.43
7	1.22	3.11	0.0090	0.90	4.33	93.34	129.94	864.53	1080.37
8	1.22	3.08	0.0090	0.90	4.30	92.50	129.10	957.45	1209.47
9	1.21	3.06	0.0090	0.90	4.27	91.68	127.98	1049.54	1337.45
10	1.21	3.03	0.0090	0.90	4.24	90.85	127.15	1140.80	1464.60
11	1.21	3.00	0.0090	0.90	4.21	90.04	126.34	1231.25	1590.94
12	1.2	2.97	0.0090	0.90	4.17	89.23	125.23	1320.88	1716.18
13	1.2	2.95	0.0090	0.90	4.15	88.43	124.43	1409.72	1840.61
14	1.2	2.92	0.0090	0.90	4.12	87.64	123.64	1497.76	1964.25
15	1.2	2.90	0.0090	0.90	4.10	86.86	122.86	1585.00	2087.11
16	1.19	2.87	0.0090	0.90	4.06	86.08	121.78	1671.47	2208.89
17	1.19	2.84	0.0090	0.90	4.03	85.31	121.01	1757.16	2329.89
18	1.19	2.82	0.0090	0.90	4.01	84.54	120.24	1842.09	2450.14
19	1.19	2.79	0.0090	0.90	3.98	83.79	119.49	1926.25	2569.62
20	1.18	2.77	0.0090	0.90	3.95	83.03	118.43	2009.66	2688.06
21	1.18	2.74	0.0090	0.90	3.92	82.29	117.69	2092.32	2805.75
22	1.18	2.72	0.0090	0.90	3.90	81.55	116.95	2174.24	2922.70
23	1.17	2.69	0.0090	0.90	3.86	80.82	115.92	2255.43	3038.62
24	1.17	2.67	0.0090	0.90	3.84	80.10	115.20	2335.89	3153.82
25	1.17	2.65	0.0090	0.90	3.82	79.38	114.48	2415.63	3268.30
26	1.17	2.62	0.0090	0.90	3.79	78.67	113.77	2494.65	3382.07
27	1.16	2.60	0.0090	0.90	3.76	77.96	112.76	2572.97	3494.84
28	1.16	2.58	0.0090	0.90	3.74	77.27	112.07	2650.59	3606.90
29	1.16	2.55	0.0090	0.90	3.71	76.57	111.37	2727.51	3718.28
30	1.16	2.53	0.0090	0.90	3.69	75.89	110.69	2803.74	3828.96
31	1.15	2.51	0.0090	0.90	3.66	75.21	109.71	2879.28	3938.67
32	1.15	2.48	0.0090	0.90	3.63	74.53	109.03	2954.15	4047.71
33	1.15	2.46	0.0090	0.90	3.61	73.87	108.37	3028.35	4156.07
34	1.15	2.44	0.0090	0.90	3.59	73.20	107.70	3101.89	4263.78
35	1.14	2.42	0.0090	0.90	3.56	72.55	106.75	3174.76	4370.53
36	1.14	2.40	0.0090	0.90	3.54	71.90	106.10	3246.99	4476.63
37	1.14	2.38	0.0090	0.90	3.52	71.25	105.45	3318.56	4582.08
38	1.14	2.35	0.0090	0.90	3.49	70.62	104.82	3389.50	4686.90
39	1.13	2.33	0.0090	0.90	3.46	69.98	103.88	3459.80	4790.78
40	1.13	2.31	0.0090	0.90	3.44	69.36	103.26	3529.47	4894.04
41	1.13	2.29	0.0090	0.90	3.42	68.73	102.63	3598.51	4996.67
42	1.13	2.27	0.0090	0.90	3.40	68.12	102.02	3666.94	5098.69
43	1.12	2.25	0.0090	0.90	3.37	67.51	101.11	3734.75	5199.80
44	1.12	2.23	0.0090	0.90	3.35	66.90	100.50	3801.96	5300.30
45	1.12	2.21	0.0090	0.90	3.33	66.30	99.90	3868.56	5400.21
46	1.12	2.19	0.0090	0.90	3.31	65.71	99.31	3934.57	5499.52
47	1.11	2.17	0.0090	0.90	3.28	65.12	98.42	3999.98	5597.94
48	1.11	2.15	0.0090	0.90	3.26	64.54	97.84	4064.81	5695.78

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 11.2
PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO ANC1253

MES	PRODUCCIÓN SIN PUNZAR (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR CAÑONEO (BLS/DÍA)	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL EN FRACCIÓN	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL DE LA INCREMENTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL TOTAL (BLS/MES)
1	3.97	6.00	0	0.00	9.97	180.00	299.10	180.00	299.10
2	3.96	5.03	0.1757	17.57	8.99	151.00	269.80	345.07	568.90
3	3.95	4.22	0.1757	17.57	8.17	126.67	245.17	483.55	814.06
4	3.95	3.54	0.1757	17.57	7.49	106.26	224.76	599.71	1038.82
5	3.94	3.50	0.0106	1.06	7.44	105.14	223.34	705.41	1262.16
6	3.94	3.47	0.0106	1.06	7.41	104.03	222.23	809.99	1484.38
7	3.93	3.43	0.0106	1.06	7.36	102.93	220.83	913.47	1705.21
8	3.92	3.39	0.0106	1.06	7.31	101.85	219.45	1015.85	1924.66
9	3.92	3.36	0.0106	1.06	7.28	100.77	218.37	1117.16	2143.03
10	3.91	3.32	0.0106	1.06	7.23	99.71	217.01	1217.40	2360.04
11	3.91	3.29	0.0106	1.06	7.20	98.66	215.96	1316.58	2576.00
12	3.9	3.25	0.0106	1.06	7.15	97.62	214.62	1414.72	2790.62
13	3.89	3.22	0.0106	1.06	7.11	96.59	213.29	1511.82	3003.90
14	3.89	3.19	0.0106	1.06	7.08	95.57	212.27	1607.90	3216.17
15	3.88	3.15	0.0106	1.06	7.03	94.56	210.96	1702.97	3427.14
16	3.88	3.12	0.0106	1.06	7.00	93.57	209.97	1797.03	3637.10
17	3.87	3.09	0.0106	1.06	6.96	92.58	208.68	1890.10	3845.78
18	3.87	3.05	0.0106	1.06	6.92	91.60	207.70	1982.19	4053.48
19	3.86	3.02	0.0106	1.06	6.88	90.64	206.44	2073.31	4259.92
20	3.85	2.99	0.0106	1.06	6.84	89.68	205.18	2163.46	4465.10
21	3.85	2.96	0.0106	1.06	6.81	88.74	204.24	2252.67	4669.33
22	3.84	2.93	0.0106	1.06	6.77	87.80	203.00	2340.94	4872.33
23	3.84	2.90	0.0106	1.06	6.74	86.87	202.07	2428.27	5074.41
24	3.83	2.87	0.0106	1.06	6.70	85.96	200.86	2514.69	5275.27
25	3.82	2.84	0.0106	1.06	6.66	85.05	199.65	2600.19	5474.92
26	3.82	2.81	0.0106	1.06	6.63	84.15	198.75	2684.80	5673.67
27	3.81	2.78	0.0106	1.06	6.59	83.27	197.57	2768.51	5871.24
28	3.81	2.75	0.0106	1.06	6.56	82.39	196.69	2851.33	6067.93
29	3.8	2.72	0.0106	1.06	6.52	81.52	195.52	2933.29	6263.45
30	3.8	2.69	0.0106	1.06	6.49	80.66	194.66	3014.38	6458.11
31	3.79	2.66	0.0106	1.06	6.45	79.81	193.51	3094.61	6651.62
32	3.79	2.63	0.0106	1.06	6.42	78.97	192.67	3174.00	6844.29
33	3.78	2.60	0.0106	1.06	6.38	78.14	191.54	3252.55	7035.83
34	3.77	2.58	0.0106	1.06	6.35	77.31	190.41	3330.28	7226.24
35	3.77	2.55	0.0106	1.06	6.32	76.50	189.60	3407.18	7415.84
36	3.76	2.52	0.0106	1.06	6.28	75.69	188.49	3483.28	7604.33
37	3.76	2.50	0.0106	1.06	6.26	74.89	187.69	3558.57	7792.02
38	3.75	2.47	0.0106	1.06	6.22	74.10	186.60	3633.06	7978.62
39	3.75	2.44	0.0106	1.06	6.19	73.32	185.82	3706.78	8164.44
40	3.74	2.42	0.0106	1.06	6.16	72.55	184.75	3779.71	8349.19
41	3.74	2.39	0.0106	1.06	6.13	71.78	183.98	3851.88	8533.18
42	3.73	2.37	0.0106	1.06	6.10	71.03	182.93	3923.28	8716.10
43	3.73	2.34	0.0106	1.06	6.07	70.28	182.18	3993.93	8898.28
44	3.72	2.32	0.0106	1.06	6.04	69.54	181.14	4063.84	9079.42
45	3.71	2.29	0.0106	1.06	6.00	68.80	180.10	4133.01	9259.52
46	3.71	2.27	0.0106	1.06	5.98	68.08	179.38	4201.45	9438.90
47	3.7	2.25	0.0106	1.06	5.95	67.36	178.36	4269.17	9617.26
48	3.7	2.22	0.0106	1.06	5.92	66.65	177.65	4336.17	9794.91

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 11.3
PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TIG0011

MES	PRODUCCIÓN SIN PUNZAR (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR CAÑONEO (BLS/DÍA)	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL EN FRACCIÓN	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL DE LA INCREMENTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL TOTAL (BLS/MES)
1	1.72	6.00	0	0.00	7.72	180.00	231.60	180.00	231.60
2	1.72	5.09	0.1635	16.35	6.81	152.85	204.45	346.06	436.05
3	1.72	4.33	0.1635	16.35	6.05	129.80	181.40	487.06	617.45
4	1.72	3.67	0.1635	16.35	5.39	110.22	161.82	606.80	779.26
5	1.71	3.63	0.0109	1.09	5.34	109.02	160.32	716.42	939.59
6	1.71	3.59	0.0109	1.09	5.30	107.84	159.14	824.85	1098.73
7	1.71	3.56	0.0109	1.09	5.27	106.67	157.97	932.11	1256.70
8	1.71	3.52	0.0109	1.09	5.23	105.52	156.82	1038.20	1413.51
9	1.7	3.48	0.0109	1.09	5.18	104.37	155.37	1143.14	1568.89
10	1.7	3.44	0.0109	1.09	5.14	103.24	154.24	1246.95	1723.13
11	1.7	3.40	0.0109	1.09	5.10	102.12	153.12	1349.63	1876.25
12	1.7	3.37	0.0109	1.09	5.07	101.01	152.01	1451.19	2028.26
13	1.69	3.33	0.0109	1.09	5.02	99.92	150.62	1551.66	2178.88
14	1.69	3.29	0.0109	1.09	4.98	98.84	149.54	1651.04	2328.41
15	1.69	3.26	0.0109	1.09	4.95	97.76	148.46	1749.33	2476.88
16	1.68	3.22	0.0109	1.09	4.90	96.70	147.10	1846.57	2623.98
17	1.68	3.19	0.0109	1.09	4.87	95.66	146.06	1942.75	2770.04
18	1.68	3.15	0.0109	1.09	4.83	94.62	145.02	2037.88	2915.06
19	1.68	3.12	0.0109	1.09	4.80	93.59	143.99	2131.99	3059.05
20	1.67	3.09	0.0109	1.09	4.76	92.58	142.68	2225.07	3201.73
21	1.67	3.05	0.0109	1.09	4.72	91.57	141.67	2317.15	3343.40
22	1.67	3.02	0.0109	1.09	4.69	90.58	140.68	2408.23	3484.09
23	1.67	2.99	0.0109	1.09	4.66	89.60	139.70	2498.32	3623.79
24	1.66	2.95	0.0109	1.09	4.61	88.63	138.43	2587.43	3762.21
25	1.66	2.92	0.0109	1.09	4.58	87.67	137.47	2675.58	3899.68
26	1.66	2.89	0.0109	1.09	4.55	86.72	136.52	2762.77	4036.20
27	1.66	2.86	0.0109	1.09	4.52	85.78	135.58	2849.02	4171.78
28	1.65	2.83	0.0109	1.09	4.48	84.85	134.35	2934.33	4306.13
29	1.65	2.80	0.0109	1.09	4.45	83.93	133.43	3018.71	4439.55
30	1.65	2.77	0.0109	1.09	4.42	83.02	132.52	3102.19	4572.07
31	1.65	2.74	0.0109	1.09	4.39	82.12	131.62	3184.75	4703.69
32	1.64	2.71	0.0109	1.09	4.35	81.23	130.43	3266.43	4834.12
33	1.64	2.68	0.0109	1.09	4.32	80.35	129.55	3347.21	4963.66
34	1.64	2.65	0.0109	1.09	4.29	79.48	128.68	3427.12	5092.34
35	1.64	2.62	0.0109	1.09	4.26	78.61	127.81	3506.17	5220.15
36	1.63	2.59	0.0109	1.09	4.22	77.76	126.66	3584.36	5346.82
37	1.63	2.56	0.0109	1.09	4.19	76.92	125.82	3661.70	5472.64
38	1.63	2.54	0.0109	1.09	4.17	76.09	124.99	3738.20	5597.62
39	1.63	2.51	0.0109	1.09	4.14	75.26	124.16	3813.87	5721.78
40	1.62	2.48	0.0109	1.09	4.10	74.44	123.04	3888.72	5844.83
41	1.62	2.45	0.0109	1.09	4.07	73.64	122.24	3962.76	5967.06
42	1.62	2.43	0.0109	1.09	4.05	72.84	121.44	4036.00	6088.50
43	1.62	2.40	0.0109	1.09	4.02	72.05	120.65	4108.44	6209.15
44	1.61	2.38	0.0109	1.09	3.99	71.27	119.57	4180.10	6328.72
45	1.61	2.35	0.0109	1.09	3.96	70.50	118.80	4250.98	6447.52
46	1.61	2.32	0.0109	1.09	3.93	69.73	118.03	4321.10	6565.55
47	1.61	2.30	0.0109	1.09	3.91	68.98	117.28	4390.45	6682.83
48	1.6	2.27	0.0109	1.09	3.87	68.23	116.23	4459.05	6799.05

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 11.4
PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TIG0014

MES	PRODUCCIÓN SIN PUNZAR (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR CAÑONEO (BLS/DÍA)	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL EN FRACCIÓN	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL DE LA INCREMENTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL TOTAL (BLS/MES)
1	8.8	6.00	0	0.00	14.80	180.00	444.00	180.00	444.00
2	8.8	5.16	0.1500	15.00	13.96	154.93	418.93	347.15	862.93
3	8.79	4.44	0.1500	15.00	13.23	133.35	397.05	491.02	1259.97
4	8.79	3.83	0.1500	15.00	12.62	114.77	378.47	614.85	1638.45
5	8.78	3.78	0.0109	1.09	12.56	113.53	376.93	729.00	2015.38
6	8.78	3.74	0.0109	1.09	12.52	112.30	375.70	841.91	2391.07
7	8.77	3.70	0.0109	1.09	12.47	111.08	374.18	953.60	2765.26
8	8.77	3.66	0.0109	1.09	12.43	109.88	372.98	1064.07	3138.23
9	8.76	3.62	0.0109	1.09	12.38	108.69	371.49	1173.35	3509.72
10	8.76	3.58	0.0109	1.09	12.34	107.51	370.31	1281.45	3880.02
11	8.75	3.54	0.0109	1.09	12.29	106.34	368.84	1388.37	4248.87
12	8.75	3.51	0.0109	1.09	12.26	105.19	367.69	1494.14	4616.55
13	8.74	3.47	0.0109	1.09	12.21	104.05	366.25	1598.75	4982.80
14	8.74	3.43	0.0109	1.09	12.17	102.92	365.12	1702.24	5347.92
15	8.73	3.39	0.0109	1.09	12.12	101.80	363.70	1804.60	5711.63
16	8.73	3.36	0.0109	1.09	12.09	100.70	362.60	1905.85	6074.23
17	8.72	3.32	0.0109	1.09	12.04	99.61	361.21	2006.01	6435.44
18	8.72	3.28	0.0109	1.09	12.00	98.53	360.13	2105.07	6795.57
19	8.72	3.25	0.0109	1.09	11.97	97.46	359.06	2203.07	7154.63
20	8.71	3.21	0.0109	1.09	11.92	96.40	357.70	2300.00	7512.33
21	8.71	3.18	0.0109	1.09	11.89	95.36	356.66	2395.88	7868.99
22	8.7	3.14	0.0109	1.09	11.84	94.33	355.33	2490.72	8224.32
23	8.7	3.11	0.0109	1.09	11.81	93.30	354.30	2584.54	8578.62
24	8.69	3.08	0.0109	1.09	11.77	92.29	352.99	2677.33	8931.62
25	8.69	3.04	0.0109	1.09	11.73	91.29	351.99	2769.13	9283.61
26	8.68	3.01	0.0109	1.09	11.69	90.30	350.70	2859.92	9634.31
27	8.68	2.98	0.0109	1.09	11.66	89.32	349.72	2949.73	9984.03
28	8.67	2.95	0.0109	1.09	11.62	88.35	348.45	3038.57	10332.49
29	8.67	2.91	0.0109	1.09	11.58	87.40	347.50	3126.44	10679.98
30	8.66	2.88	0.0109	1.09	11.54	86.45	346.25	3213.37	11026.23
31	8.66	2.85	0.0109	1.09	11.51	85.51	345.31	3299.35	11371.54
32	8.65	2.82	0.0109	1.09	11.47	84.58	344.08	3384.39	11715.63
33	8.65	2.79	0.0109	1.09	11.44	83.67	343.17	3468.52	12058.80
34	8.65	2.76	0.0109	1.09	11.41	82.76	342.26	3551.73	12401.06
35	8.64	2.73	0.0109	1.09	11.37	81.86	341.06	3634.05	12742.12
36	8.64	2.70	0.0109	1.09	11.34	80.98	340.18	3715.46	13082.30
37	8.63	2.67	0.0109	1.09	11.30	80.10	339.00	3796.00	13421.30
38	8.63	2.64	0.0109	1.09	11.27	79.23	338.13	3875.66	13759.43
39	8.62	2.61	0.0109	1.09	11.23	78.37	336.97	3954.46	14096.40
40	8.62	2.58	0.0109	1.09	11.20	77.52	336.12	4032.41	14432.52
41	8.61	2.56	0.0109	1.09	11.17	76.68	334.98	4109.51	14767.50
42	8.61	2.53	0.0109	1.09	11.14	75.85	334.15	4185.78	15101.65
43	8.6	2.50	0.0109	1.09	11.10	75.03	333.03	4261.21	15434.68
44	8.6	2.47	0.0109	1.09	11.07	74.21	332.21	4335.83	15766.89
45	8.6	2.45	0.0109	1.09	11.05	73.41	331.41	4409.65	16098.30
46	8.59	2.42	0.0109	1.09	11.01	72.61	330.31	4482.66	16428.62
47	8.59	2.39	0.0109	1.09	10.98	71.83	329.53	4554.88	16758.14
48	8.58	2.37	0.0109	1.09	10.95	71.05	328.45	4626.31	17086.59

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 11.5
PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TIG0027

MES	PRODUCCIÓN SIN PUNZAR (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR CAÑONEO (BLS/DÍA)	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL EN FRACCIÓN	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL DE LA INCREMENTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL TOTAL (BLS/MES)
1	3.55	6.00	0	0	9.55	180.00	286.50	180.00	286.50
2	3.55	5.04	0.1746	17.46	8.59	151.16	257.66	345.16	544.16
3	3.54	4.23	0.1746	17.46	7.77	126.95	233.15	483.86	777.31
4	3.54	3.55	0.1746	17.46	7.09	106.61	212.81	600.34	990.12
5	3.54	3.52	0.0098	0.98	7.06	105.57	211.77	706.43	1201.89
6	3.53	3.48	0.0098	0.98	7.01	104.54	210.44	811.49	1412.33
7	3.53	3.45	0.0098	0.98	6.98	103.53	209.43	915.52	1621.75
8	3.53	3.42	0.0098	0.98	6.95	102.52	208.42	1018.54	1830.17
9	3.52	3.38	0.0098	0.98	6.90	101.52	207.12	1120.56	2037.29
10	3.52	3.35	0.0098	0.98	6.87	100.53	206.13	1221.58	2243.42
11	3.52	3.32	0.0098	0.98	6.84	99.55	205.15	1321.63	2448.58
12	3.52	3.29	0.0098	0.98	6.81	98.58	204.18	1420.69	2652.76
13	3.51	3.25	0.0098	0.98	6.76	97.62	202.92	1518.80	2855.68
14	3.51	3.22	0.0098	0.98	6.73	96.67	201.97	1615.95	3057.66
15	3.51	3.19	0.0098	0.98	6.70	95.73	201.03	1712.15	3258.69
16	3.5	3.16	0.0098	0.98	6.66	94.80	199.80	1807.41	3458.49
17	3.5	3.13	0.0098	0.98	6.63	93.88	198.88	1901.75	3657.37
18	3.5	3.10	0.0098	0.98	6.60	92.96	197.96	1995.18	3855.34
19	3.49	3.07	0.0098	0.98	6.56	92.06	196.76	2087.69	4052.10
20	3.49	3.04	0.0098	0.98	6.53	91.16	195.86	2179.30	4247.96
21	3.49	3.01	0.0098	0.98	6.50	90.28	194.98	2270.02	4442.94
22	3.48	2.98	0.0098	0.98	6.46	89.40	193.80	2359.85	4636.74
23	3.48	2.95	0.0098	0.98	6.43	88.53	192.93	2448.82	4829.66
24	3.48	2.92	0.0098	0.98	6.40	87.67	192.07	2536.91	5021.73
25	3.48	2.89	0.0098	0.98	6.37	86.81	191.21	2624.15	5212.94
26	3.47	2.87	0.0098	0.98	6.34	85.97	190.07	2710.54	5403.01
27	3.47	2.84	0.0098	0.98	6.31	85.13	189.23	2796.09	5592.24
28	3.47	2.81	0.0098	0.98	6.28	84.30	188.40	2880.81	5780.64
29	3.46	2.78	0.0098	0.98	6.24	83.48	187.28	2964.70	5967.93
30	3.46	2.76	0.0098	0.98	6.22	82.67	186.47	3047.77	6154.40
31	3.46	2.73	0.0098	0.98	6.19	81.86	185.66	3130.04	6340.06
32	3.45	2.70	0.0098	0.98	6.15	81.07	184.57	3211.51	6524.63
33	3.45	2.68	0.0098	0.98	6.13	80.28	183.78	3292.18	6708.41
34	3.45	2.65	0.0098	0.98	6.10	79.50	183.00	3372.07	6891.41
35	3.45	2.62	0.0098	0.98	6.07	78.72	182.22	3451.18	7073.63
36	3.44	2.60	0.0098	0.98	6.04	77.96	181.16	3529.52	7254.79
37	3.44	2.57	0.0098	0.98	6.01	77.20	180.40	3607.09	7435.19
38	3.44	2.55	0.0098	0.98	5.99	76.45	179.65	3683.92	7614.83
39	3.43	2.52	0.0098	0.98	5.95	75.70	178.60	3759.99	7793.44
40	3.43	2.50	0.0098	0.98	5.93	74.97	177.87	3835.33	7971.30
41	3.43	2.47	0.0098	0.98	5.90	74.24	177.14	3909.93	8148.44
42	3.42	2.45	0.0098	0.98	5.87	73.51	176.11	3983.80	8324.55
43	3.42	2.43	0.0098	0.98	5.85	72.80	175.40	4056.96	8499.95
44	3.42	2.40	0.0098	0.98	5.82	72.09	174.69	4129.40	8674.64
45	3.42	2.38	0.0098	0.98	5.80	71.39	173.99	4201.14	8848.63
46	3.41	2.36	0.0098	0.98	5.77	70.69	172.99	4272.18	9021.62
47	3.41	2.33	0.0098	0.98	5.74	70.01	172.31	4342.53	9193.93
48	3.41	2.31	0.0098	0.98	5.72	69.32	171.62	4412.19	9365.55

ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 11.6
PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TIG0028

MES	PRODUCCIÓN SIN PUNZAR (BLS/DÍA)	INCREMENTAL DIARIO POR CAÑONEO (BLS/DÍA)	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL EN FRACCIÓN	TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL (%)	PRODUCCIÓN DIARIA TOTAL (BLS/DÍA)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MENSUAL (BLS/MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL TOTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL DE LA INCREMENTAL (BLS/MES)	ACUMULADA MENSUAL TOTAL (BLS/MES)
1	5	6.00	0	0	11.00	180.00	330.00	180.00	330.00
2	4.99	4.88	0.2056	20.56	9.87	146.55	296.25	342.70	626.25
3	4.98	3.98	0.2056	20.56	8.96	119.31	268.71	475.17	894.96
4	4.98	3.24	0.2056	20.56	8.22	97.14	246.54	583.01	1141.50
5	4.97	3.21	0.0091	0.91	8.18	96.26	245.36	679.71	1386.86
6	4.96	3.18	0.0091	0.91	8.14	95.39	244.19	775.54	1631.05
7	4.96	3.15	0.0091	0.91	8.11	94.52	243.32	870.49	1874.38
8	4.95	3.12	0.0091	0.91	8.07	93.67	242.17	964.59	2116.54
9	4.94	3.09	0.0091	0.91	8.03	92.82	241.02	1057.83	2357.56
10	4.94	3.07	0.0091	0.91	8.01	91.98	240.18	1150.23	2597.74
11	4.93	3.04	0.0091	0.91	7.97	91.15	239.05	1241.79	2836.79
12	4.92	3.01	0.0091	0.91	7.93	90.32	237.92	1332.52	3074.71
13	4.92	2.98	0.0091	0.91	7.90	89.50	237.10	1422.43	3311.81
14	4.91	2.96	0.0091	0.91	7.87	88.69	235.99	1511.53	3547.80
15	4.91	2.93	0.0091	0.91	7.84	87.89	235.19	1599.82	3782.99
16	4.9	2.90	0.0091	0.91	7.80	87.09	234.09	1687.31	4017.08
17	4.89	2.88	0.0091	0.91	7.77	86.30	233.00	1774.00	4250.08
18	4.89	2.85	0.0091	0.91	7.74	85.52	232.22	1859.91	4482.30
19	4.88	2.82	0.0091	0.91	7.70	84.75	231.15	1945.05	4713.45
20	4.87	2.80	0.0091	0.91	7.67	83.98	230.08	2029.41	4943.53
21	4.87	2.77	0.0091	0.91	7.64	83.22	229.32	2113.00	5172.84
22	4.86	2.75	0.0091	0.91	7.61	82.46	228.26	2195.84	5401.11
23	4.86	2.72	0.0091	0.91	7.58	81.72	227.52	2277.93	5628.62
24	4.85	2.70	0.0091	0.91	7.55	80.98	226.48	2359.28	5855.10
25	4.84	2.67	0.0091	0.91	7.51	80.24	225.44	2439.89	6080.54
26	4.84	2.65	0.0091	0.91	7.49	79.52	224.72	2519.77	6305.26
27	4.83	2.63	0.0091	0.91	7.46	78.80	223.70	2598.92	6528.95
28	4.83	2.60	0.0091	0.91	7.43	78.08	222.98	2677.36	6751.94
29	4.82	2.58	0.0091	0.91	7.40	77.37	221.97	2755.09	6973.91
30	4.81	2.56	0.0091	0.91	7.37	76.67	220.97	2832.11	7194.88
31	4.81	2.53	0.0091	0.91	7.34	75.98	220.28	2908.44	7415.16
32	4.8	2.51	0.0091	0.91	7.31	75.29	219.29	2984.07	7634.45
33	4.8	2.49	0.0091	0.91	7.29	74.61	218.61	3059.02	7853.06
34	4.79	2.46	0.0091	0.91	7.25	73.93	217.63	3133.29	8070.69
35	4.78	2.44	0.0091	0.91	7.22	73.26	216.66	3206.89	8287.36
36	4.78	2.42	0.0091	0.91	7.20	72.60	216.00	3279.82	8503.36
37	4.77	2.40	0.0091	0.91	7.17	71.94	215.04	3352.09	8718.40
38	4.77	2.38	0.0091	0.91	7.15	71.29	214.39	3423.71	8932.79
39	4.76	2.35	0.0091	0.91	7.11	70.64	213.44	3494.67	9146.23
40	4.75	2.33	0.0091	0.91	7.08	70.00	212.50	3565.00	9358.74
41	4.75	2.31	0.0091	0.91	7.06	69.37	211.87	3634.68	9570.61
42	4.74	2.29	0.0091	0.91	7.03	68.74	210.94	3703.74	9781.55
43	4.74	2.27	0.0091	0.91	7.01	68.12	210.32	3772.17	9991.87
44	4.73	2.25	0.0091	0.91	6.98	67.50	209.40	3839.98	10201.27
45	4.72	2.23	0.0091	0.91	6.95	66.89	208.49	3907.17	10409.76
46	4.72	2.21	0.0091	0.91	6.93	66.28	207.88	3973.76	10617.65
47	4.71	2.19	0.0091	0.91	6.90	65.68	206.98	4039.75	10824.63
48	4.71	2.17	0.0091	0.91	6.88	65.09	206.39	4105.13	11031.02

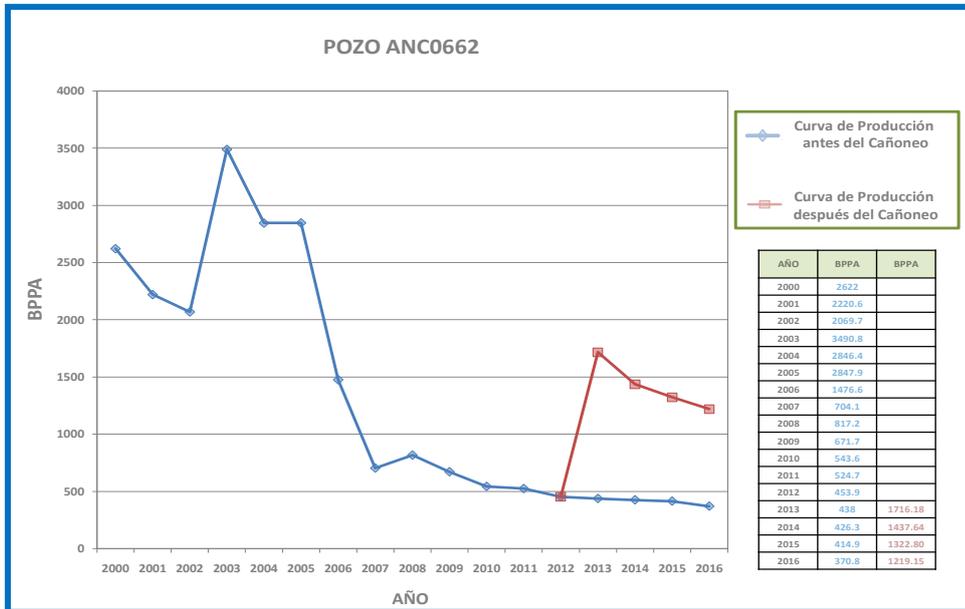
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 12

Curva de producción actual y producción incremental de los pozos seleccionados.

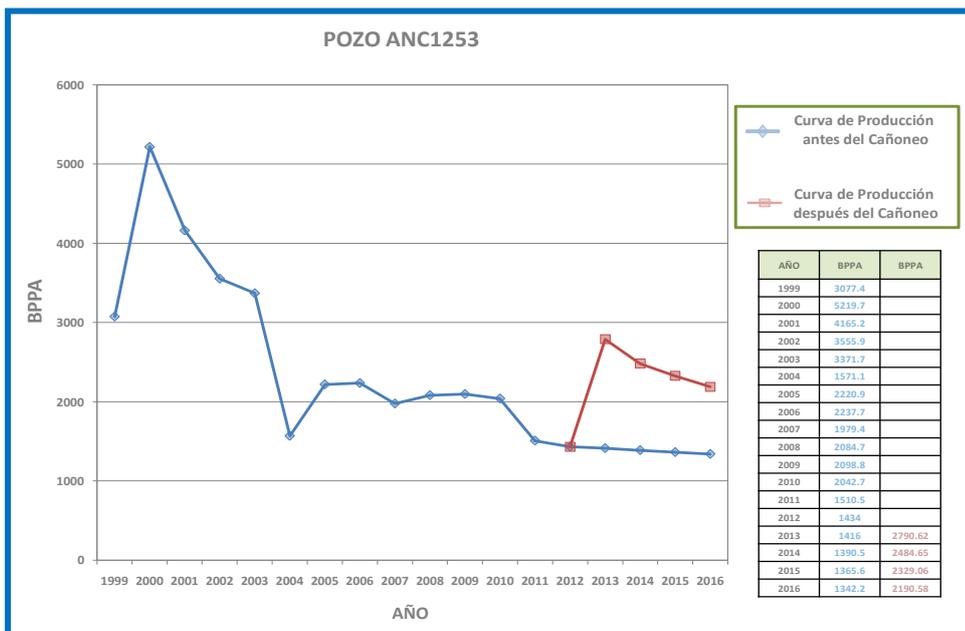
Anexo 12.1 Curva de producción actual y producción incremental pozo	
ANC0662	217
Anexo 12.2 Curva de producción actual y producción incremental pozo	
ANC1253	217
Anexo 12.3 Curva de producción actual y producción incremental pozo	
TIG0011	218
Anexo 12.4 Curva de producción actual y producción incremental pozo	
TIG0014	218
Anexo 12.5 Curva de producción actual y producción incremental pozo	
TIG0027	219
Anexo 12.6 Curva de producción actual y producción incremental pozo	
TIG0028	219

ANEXO 12.1 CURVA DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO ANC0662



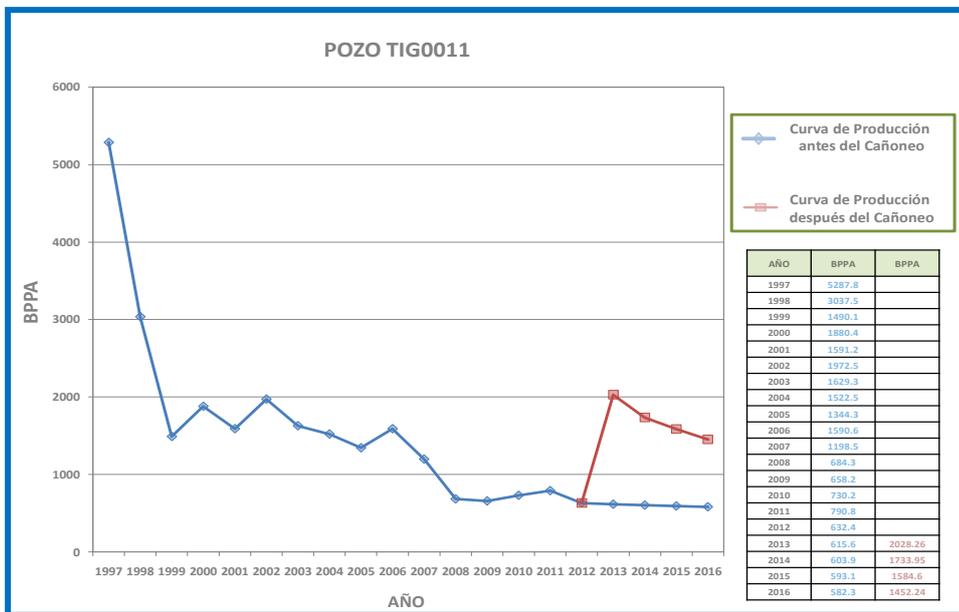
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 12.2 CURVA DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO ANC1253



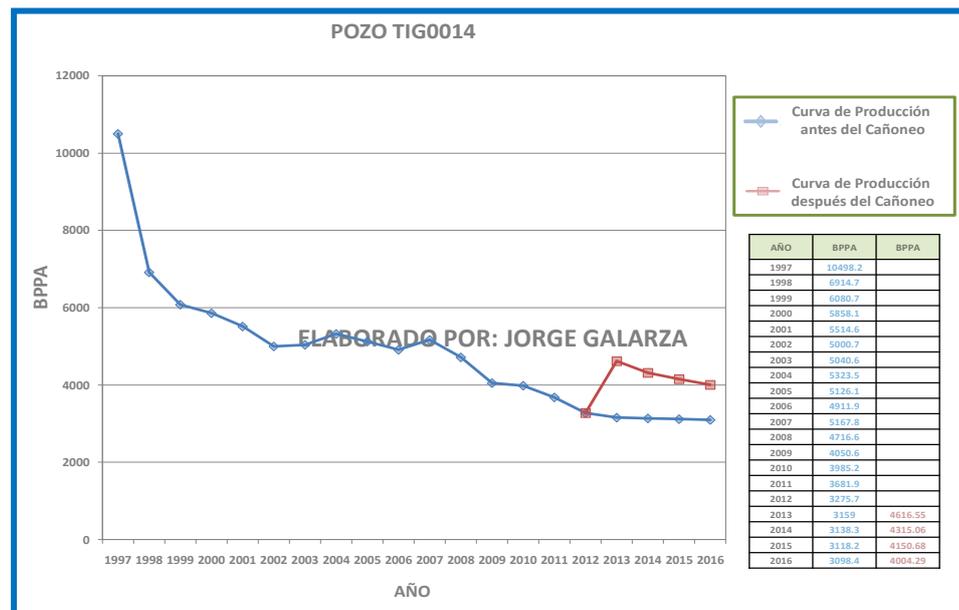
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 12.3 CURVA DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO TIG0011



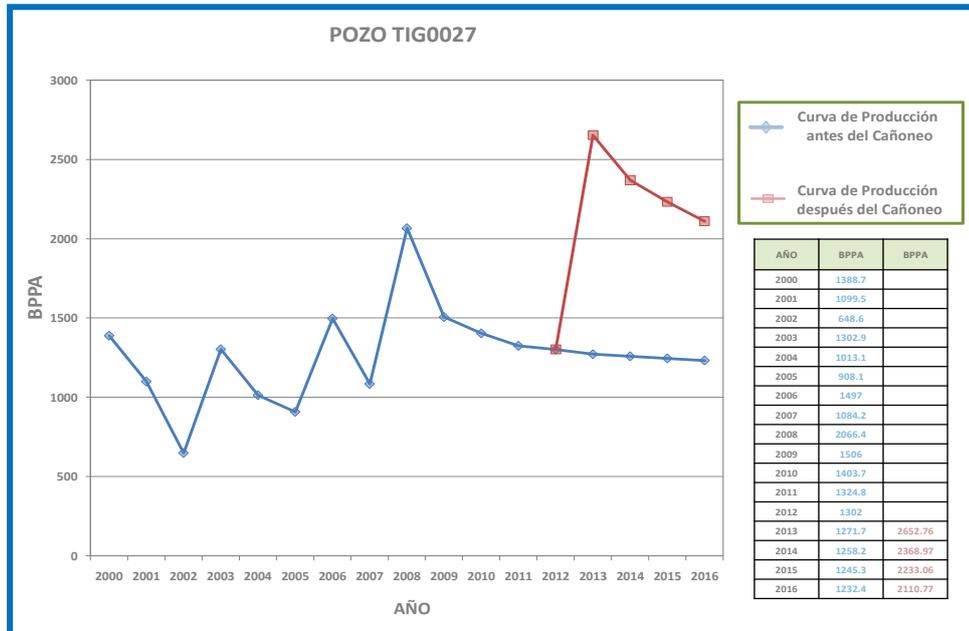
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 12.4 CURVA DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO TIG0014



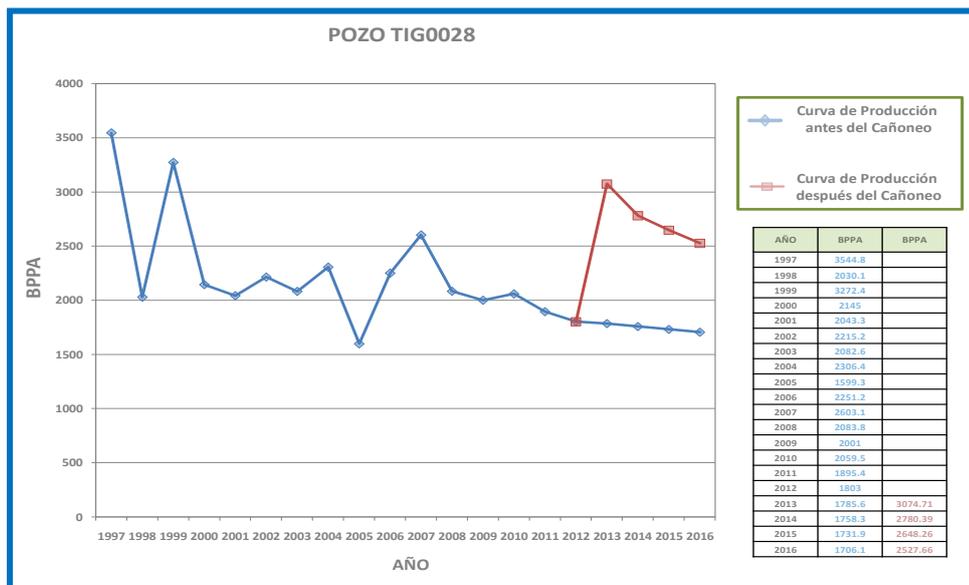
ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 12.5 CURVA DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO TIG0027



ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 12.6 CURVA DE PRODUCCIÓN ACTUAL Y PRODUCCIÓN INCREMENTAL POZO TIG0028



ELABORADO POR: JORGE GALARZA

ANEXO 13

Análisis económico de los pozos seleccionados.

Anexo 13.1 Análisis económico del pozo ANC0662	221
Anexo 13.2 Análisis económico del pozo ANC1253	222
Anexo 13.3 Análisis económico del pozo TIG0011.....	223
Anexo 13.4 Análisis económico del pozo TIG0014.....	224
Anexo 13.5 Análisis económico del pozo TIG0027.....	225
Anexo 13.6 Análisis económico del pozo TIG0028.....	226

ANEXO 13.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC0662

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC0662

QI= 6 bbls/día	Declinación Mensual		Meses
	20.99%		3
	0.90%		49 - 489

BARRILES														
AÑO	MES	CAUDAL Bbls/día	Bbls/día	Días	Mes Bbls	ACUMULADA Bbls	INGRESO USD	EGRESO USD	INGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	EGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	MES	Flujo de Caja USD	Flujo de Caja Actual USD	Flujo de Caja Acumulado USD
						Total								
1	1	6	6	30	180.00	180.00	10,593.00	-34,020.80	10,460.59	-33,772.25	1	-34,020.80	-34,020.80	-34,020.80
	2	4.86	30	145.92	325.92	8,587.38	-2,772.48	8,480.04	-2,737.82	2	5,814.90	5,742.22	-21,032.90	
	3	3.94	30	118.29	444.21	6,961.49	-2,247.55	6,874.47	-2,219.46	3	4,713.94	4,655.02	-16,318.96	
	4	3.20	30	95.90	540.11	5,643.44	-1,822.01	5,572.89	-1,799.24	4	3,821.43	3,773.66	-12,497.53	
	5	3.17	30	95.04	635.14	5,592.87	-1,805.69	5,522.96	-1,783.11	5	3,787.19	3,739.85	-8,710.34	
	6	3.14	30	94.18	729.33	5,542.76	-1,789.51	5,473.48	-1,767.14	6	3,753.26	3,706.34	-4,957.09	
	7	3.11	30	93.34	822.67	5,493.10	-1,773.47	5,424.44	-1,751.31	7	3,719.63	3,673.13	-1,237.46	
	8	3.08	30	92.50	915.17	5,443.89	-1,757.58	5,375.84	-1,735.61	8	3,686.30	3,640.22	2,448.85	
	9	3.06	30	91.68	1006.85	5,395.11	-1,741.84	5,327.67	-1,720.06	9	3,653.27	3,607.61	6,102.12	
	10	3.03	30	90.85	1097.70	5,346.77	-1,726.23	5,279.94	-1,704.65	10	3,620.54	3,575.29	9,722.66	
	11	3.00	30	90.04	1187.74	5,298.87	-1,710.76	5,232.63	-1,689.38	11	3,588.10	3,543.25	13,310.77	
	12	2.97	30	89.23	1276.98	5,251.39	-1,695.44	5,185.75	-1,674.24	12	3,555.96	3,511.51	16,866.72	
2	1	2.95	30	88.43	1365.41	5,204.34	-1,680.25	5,139.29	-1,659.24	13	3,524.10	3,480.04	20,390.82	
	2	2.92	30	87.64	1453.05	5,157.71	-1,665.19	5,093.24	-1,644.38	14	3,492.52	3,448.87	23,883.34	
	3	2.90	30	86.86	1539.91	5,111.50	-1,650.27	5,047.61	-1,629.64	15	3,461.23	3,417.96	27,344.57	
	4	2.87	30	86.08	1625.99	5,065.71	-1,635.49	5,002.38	-1,615.04	16	3,430.22	3,387.34	30,774.79	
	5	2.84	30	85.31	1711.29	5,020.32	-1,620.83	4,957.56	-1,600.57	17	3,399.49	3,356.99	34,174.28	
	6	2.82	30	84.54	1795.84	4,975.34	-1,606.31	4,913.15	-1,586.23	18	3,369.03	3,326.91	37,543.30	
	7	2.79	30	83.79	1879.62	4,930.76	-1,591.92	4,869.13	-1,572.02	19	3,338.84	3,297.11	40,882.14	
	8	2.77	30	83.03	1962.66	4,886.58	-1,577.66	4,825.50	-1,557.94	20	3,308.93	3,267.57	44,191.07	
	9	2.74	30	82.29	2044.95	4,842.80	-1,563.52	4,782.27	-1,543.98	21	3,279.28	3,238.29	47,470.35	
	10	2.72	30	81.55	2126.50	4,799.41	-1,549.51	4,739.42	-1,530.14	22	3,249.90	3,209.28	50,720.25	
	11	2.69	30	80.82	2207.32	4,756.41	-1,535.63	4,696.96	-1,516.43	23	3,220.78	3,180.52	53,941.03	
	12	2.67	30	80.10	2287.42	4,713.80	-1,521.87	4,654.87	-1,502.85	24	3,191.92	3,152.03	57,132.96	
3	1	2.65	30	79.38	2366.80	4,671.56	-1,508.24	4,613.17	-1,489.38	25	3,163.33	3,123.78	60,296.28	
	2	2.62	30	78.67	2445.47	4,629.71	-1,494.72	4,571.83	-1,476.04	26	3,134.98	3,095.80	63,431.27	
	3	2.60	30	77.96	2523.44	4,588.23	-1,481.33	4,526.87	-1,462.81	27	3,106.90	3,068.06	66,538.16	
	4	2.58	30	77.27	2600.70	4,547.12	-1,468.06	4,480.28	-1,449.71	28	3,079.06	3,040.57	69,617.22	
	5	2.55	30	76.57	2677.28	4,506.38	-1,454.90	4,435.05	-1,436.72	29	3,051.47	3,013.33	72,668.69	
	6	2.53	30	75.89	2753.16	4,466.00	-1,441.87	4,410.18	-1,423.85	30	3,024.13	2,986.33	75,692.82	
	7	2.51	30	75.21	2828.37	4,425.99	-1,428.95	4,370.66	-1,411.09	31	2,997.04	2,959.57	78,689.86	
	8	2.48	30	74.53	2902.91	4,386.33	-1,416.15	4,331.50	-1,398.45	32	2,970.18	2,933.06	81,660.04	
	9	2.46	30	73.87	2976.77	4,347.03	-1,403.46	4,292.69	-1,385.92	33	2,943.57	2,906.78	84,603.62	
	10	2.44	30	73.20	3049.98	4,308.08	-1,390.89	4,254.23	-1,373.50	34	2,917.20	2,880.73	87,520.82	
	11	2.42	30	72.55	3122.53	4,269.49	-1,378.42	4,216.12	-1,361.19	35	2,891.06	2,854.92	90,411.88	
	12	2.40	30	71.90	3194.43	4,231.23	-1,366.07	4,178.34	-1,349.00	36	2,865.16	2,829.34	93,277.04	
4	1	2.38	30	71.25	3265.68	4,193.32	-1,353.83	4,140.91	-1,336.91	37	2,839.49	2,804.00	96,116.53	
	2	2.35	30	70.62	3336.30	4,155.75	-1,341.70	4,103.81	-1,324.93	38	2,814.05	2,778.87	98,930.57	
	3	2.33	30	69.98	3406.28	4,118.52	-1,329.68	4,067.04	-1,313.06	39	2,788.84	2,753.97	101,719.41	
	4	2.31	30	69.36	3475.64	4,081.62	-1,317.77	4,030.60	-1,301.30	40	2,763.85	2,729.30	104,483.26	
	5	2.29	30	68.73	3544.37	4,045.05	-1,305.96	3,994.48	-1,289.64	41	2,739.09	2,704.85	107,222.34	
	6	2.27	30	68.12	3612.49	4,008.81	-1,294.26	3,958.70	-1,278.08	42	2,714.54	2,680.61	109,936.89	
	7	2.25	30	67.51	3680.00	3,972.89	-1,282.67	3,923.23	-1,266.63	43	2,690.22	2,656.59	112,627.11	
	8	2.23	30	66.90	3746.90	3,937.29	-1,271.17	3,888.08	-1,255.28	44	2,666.12	2,632.79	115,293.23	
	9	2.21	30	66.30	3813.21	3,902.02	-1,259.78	3,853.24	-1,244.04	45	2,642.23	2,609.20	117,935.46	
	10	2.19	30	65.71	3878.92	3,867.06	-1,248.50	3,818.72	-1,232.89	46	2,618.56	2,585.83	120,554.02	
	11	2.17	30	65.12	3944.04	3,832.41	-1,237.31	3,784.50	-1,221.84	47	2,595.10	2,562.66	123,149.12	
	12	2.15	30	64.54	4008.58	3,798.07	-1,226.23	3,750.60	-1,210.90	48	2,571.85	2,539.70	125,720.96	
								232,955.90	109,231.71					

PROYECTO ANC0662	
POZO	ANC0662
INVERSIÓN	-34020.80
TIR MENSUAL	13%
VAN (1% mes)	88,308.09
TASA (mensual)	1.25%
BENEFICIO/COSTO	2.13
PAY-OUT meses	8
PRECIO CRUDO	58.85
COSTO OPERATIVO	19.00
FAPI REAL	37.5

Elaborado por: JORGE GALARZA

ANEXO 13.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC1253

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC1253

Q1= 6 bbls/día	Declinación Mensual		Meses	
	17.57%	3		
	1.06%	4º - 48º		

AÑO	MES	CAUDAL Bbls/día	Bbls/día	Días	BARRILES		INGRESO USD	EGRESO USD	INGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	EGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	MES	Flujo de Caja USD	Flujo de Caja Actual USD	Flujo de Caja Acumulado USD
					Mes Bbls	ACUMULADA Bbls								
Total														
1	1	6	6.00	30	180.00		10,593.00	-3,420.00	10,460.59	-3,377.25	1	-39,872.80	-39,872.80	-39,872.80
2	2	5.03	30	151.00	331.00	8,886.15	-2,868.93	8,775.07	-2,833.07	2	6,017.21	5,942.00	-26,682.59	
3	3	4.22	30	126.67	457.66	7,454.32	-2,406.66	7,361.14	-2,376.58	3	5,047.66	4,984.56	-21,634.93	
4	4	3.54	30	106.26	563.92	6,253.20	-2,018.88	6,175.04	-1,993.64	4	4,234.33	4,181.40	-17,400.61	
5	5	3.50	30	105.14	669.06	6,187.27	-1,997.59	6,109.93	-1,972.62	5	4,189.68	4,137.31	-13,210.93	
6	6	3.47	30	104.03	773.08	6,122.03	-1,976.53	6,045.50	-1,951.82	6	4,145.50	4,093.68	-9,065.43	
7	7	3.43	30	102.93	876.01	6,057.48	-1,955.69	5,981.76	-1,931.24	7	4,101.79	4,050.52	-4,963.63	
8	8	3.39	30	101.85	977.86	5,993.61	-1,935.06	5,918.69	-1,910.88	8	4,058.54	4,007.81	-905.09	
9	9	3.36	30	100.77	1078.63	5,930.41	-1,914.66	5,856.28	-1,890.73	9	4,015.75	3,965.55	3,110.66	
10	10	3.32	30	99.71	1178.34	5,867.88	-1,894.47	5,794.53	-1,870.79	10	3,973.41	3,923.74	7,084.07	
11	11	3.29	30	98.66	1277.00	5,806.01	-1,874.50	5,733.43	-1,851.07	11	3,931.51	3,882.37	11,015.58	
12	12	3.25	30	97.62	1374.62	5,744.79	-1,854.73	5,672.98	-1,831.55	12	3,890.06	3,841.43	14,905.63	
2	1	3.22	30	96.59	1471.20	5,684.22	-1,835.18	5,613.16	-1,812.24	13	3,849.04	3,800.93	18,754.68	
2	2	3.19	30	95.57	1566.77	5,624.28	-1,815.83	5,553.98	-1,793.13	14	3,808.46	3,760.85	22,563.13	
3	3	3.15	30	94.56	1661.34	5,564.98	-1,796.68	5,495.42	-1,774.22	15	3,768.30	3,721.20	26,331.43	
4	4	3.12	30	93.57	1754.90	5,506.30	-1,777.74	5,437.47	-1,755.51	16	3,728.57	3,681.96	30,060.00	
5	5	3.09	30	92.58	1847.48	5,448.24	-1,758.99	5,380.14	-1,737.00	17	3,689.25	3,643.14	33,749.25	
6	6	3.05	30	91.60	1939.08	5,390.80	-1,740.44	5,323.41	-1,718.69	18	3,650.35	3,604.72	37,399.60	
7	7	3.02	30	90.64	2029.72	5,333.96	-1,722.09	5,267.28	-1,700.57	19	3,611.86	3,566.72	41,011.47	
8	8	2.99	30	89.68	2119.40	5,277.72	-1,703.94	5,211.74	-1,682.64	20	3,573.78	3,529.11	44,585.25	
9	9	2.96	30	88.74	2208.13	5,222.07	-1,685.97	5,156.79	-1,664.89	21	3,536.10	3,491.90	48,121.35	
10	10	2.93	30	87.80	2295.93	5,167.01	-1,668.19	5,102.42	-1,647.34	22	3,498.81	3,455.08	51,620.16	
11	11	2.90	30	86.87	2382.81	5,112.52	-1,650.60	5,048.62	-1,629.97	23	3,461.92	3,418.65	55,082.08	
12	12	2.87	30	85.96	2468.77	5,058.62	-1,633.20	4,995.39	-1,612.78	24	3,425.42	3,382.60	58,507.50	
3	1	2.84	30	85.05	2553.82	5,005.28	-1,615.98	4,942.71	-1,595.78	25	3,389.30	3,346.94	61,896.81	
2	2	2.81	30	84.15	2637.97	4,952.50	-1,598.94	4,890.60	-1,578.95	26	3,353.57	3,311.65	65,250.37	
3	3	2.78	30	83.27	2721.24	4,900.29	-1,582.08	4,839.03	-1,562.30	27	3,318.21	3,276.73	68,568.58	
4	4	2.75	30	82.39	2803.63	4,848.62	-1,565.40	4,788.01	-1,545.83	28	3,283.22	3,242.18	71,851.79	
5	5	2.72	30	81.52	2885.15	4,797.49	-1,548.89	4,737.52	-1,529.53	29	3,248.60	3,207.99	75,100.39	
6	6	2.69	30	80.66	2965.81	4,746.91	-1,532.56	4,687.57	-1,513.40	30	3,214.35	3,174.17	78,314.74	
7	7	2.66	30	79.81	3045.62	4,696.86	-1,516.40	4,638.15	-1,497.45	31	3,180.45	3,140.70	81,495.19	
8	8	2.63	30	78.97	3124.59	4,647.33	-1,500.41	4,589.24	-1,481.66	32	3,146.92	3,107.58	84,642.11	
9	9	2.60	30	78.14	3202.73	4,598.33	-1,484.59	4,540.85	-1,466.04	33	3,113.74	3,074.82	87,755.85	
10	10	2.58	30	77.31	3280.04	4,549.85	-1,468.94	4,492.97	-1,450.58	34	3,080.91	3,042.40	90,836.76	
11	11	2.55	30	76.50	3356.54	4,501.87	-1,453.45	4,445.60	-1,435.28	35	3,048.42	3,010.32	93,885.18	
12	12	2.52	30	75.69	3432.23	4,454.40	-1,438.13	4,398.72	-1,420.15	36	3,016.28	2,978.58	96,901.46	
4	1	2.50	30	74.89	3507.12	4,407.44	-1,422.96	4,352.34	-1,405.17	37	2,984.48	2,947.17	99,885.93	
2	2	2.47	30	74.10	3581.22	4,360.97	-1,407.96	4,306.36	-1,388.36	38	2,953.01	2,916.99	102,838.94	
3	3	2.44	30	73.32	3654.54	4,314.98	-1,393.11	4,261.05	-1,371.70	39	2,921.87	2,885.35	105,760.81	
4	4	2.42	30	72.55	3727.09	4,269.49	-1,378.42	4,216.12	-1,361.19	40	2,891.06	2,854.92	108,651.87	
5	5	2.39	30	71.78	3798.88	4,224.47	-1,363.89	4,171.66	-1,346.84	41	2,860.58	2,824.82	111,512.45	
6	6	2.37	30	71.03	3869.90	4,179.93	-1,349.51	4,127.68	-1,332.64	42	2,830.42	2,795.04	114,342.87	
7	7	2.34	30	70.28	3940.18	4,135.85	-1,335.28	4,084.15	-1,318.59	43	2,800.57	2,765.57	117,143.44	
8	8	2.32	30	69.54	4009.72	4,092.24	-1,321.20	4,041.09	-1,304.69	44	2,771.04	2,736.41	119,914.48	
9	9	2.29	30	68.80	4078.52	4,049.10	-1,307.27	3,998.48	-1,290.93	45	2,741.83	2,707.55	122,656.31	
10	10	2.27	30	68.08	4146.60	4,006.40	-1,293.49	3,956.32	-1,277.32	46	2,712.92	2,679.00	125,369.23	
11	11	2.25	30	67.36	4213.96	3,964.16	-1,279.85	3,914.61	-1,263.85	47	2,684.31	2,650.76	128,053.54	
12	12	2.22	30	66.65	4280.61	3,922.36	-1,266.35	3,873.33	-1,250.52	48	2,656.01	2,622.81	130,709.54	
									248,765.03	120,187.76				

PROYECTO ANC1253	
POZO	ANC1253
INVERSIÓN	-39872.80
TIR MENSUAL	11%
VAN (1% mes)	91,012.94
TASA (mensual)	7,084.07
BENEFICIO/COSTO	1.25%
PAY-OUT meses	9
PRECIO CRUDO	
	58.85
COSTO OPERATIVO	
	19.00
TAPI REAL	
	37.5

Elaborado por: JORGE GALARZA

ANEXO 13.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TIG0014

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TIG0014

Qi= 6 bbls/día	Declinación Mensual		Meses
	15%		3
	1.10%		48 - 488

BARRILES													
AÑO	MES	CAUDAL Bbls/día	Bbls/día	Días	Mes Bbls	ACUMULADA Bbls	INGRESO USD	EGRESO USD	INGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	EGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	MES	Flujo de Caja USD	
						Total		-54,854.80		-54,854.80			
1	1	6	6	30	180.00	180.00	10,593.00	-3,420.00	10,460.59	-3,277.25	1	7,173.00	
	2	5.16428	154.93	30	154.93	334.93	9,117.48	-2,943.62	9,003.51	-2,906.83	2	6,173.86	
	3	4.44491	133.35	30	133.35	468.27	7,847.49	-2,533.60	7,749.39	-2,501.93	3	5,313.89	
	4	3.82577	114.77	30	114.77	583.05	6,754.40	-2,180.69	6,669.97	-2,153.43	4	4,573.71	
	5	3.78429	113.53	30	113.53	696.58	6,681.17	-2,157.05	6,597.66	-2,130.08	5	4,524.12	
	6	3.74327	112.30	30	112.30	808.87	6,608.74	-2,133.66	6,526.13	-2,106.99	6	4,475.08	
	7	3.70269	111.08	30	111.08	919.96	6,537.10	-2,110.53	6,455.38	-2,084.15	7	4,426.57	
	8	3.66255	109.88	30	109.88	1029.83	6,466.23	-2,087.65	6,385.50	-2,061.56	8	4,378.58	
	9	3.62284	108.69	30	108.69	1138.52	6,396.13	-2,065.02	6,316.18	-2,039.21	9	4,331.11	
	10	3.58357	107.51	30	107.51	1246.02	6,326.79	-2,042.63	6,247.71	-2,017.10	10	4,284.16	
	11	3.54472	106.34	30	106.34	1352.37	6,258.21	-2,020.49	6,179.98	-1,995.23	11	4,237.71	
	12	3.50629	105.19	30	105.19	1457.55	6,190.36	-1,998.59	6,112.98	-1,973.60	12	4,191.77	
2	1	3.46828	104.05	30	104.05	1561.60	6,123.25	-1,976.92	6,046.71	-1,952.21	13	4,146.33	
	2	3.43068	102.92	30	102.92	1664.52	6,056.87	-1,955.49	5,981.16	-1,931.05	14	4,101.38	
	3	3.39349	101.80	30	101.80	1766.33	5,991.21	-1,934.29	5,916.32	-1,910.11	15	4,056.92	
	4	3.3567	100.70	30	100.70	1867.03	5,926.26	-1,913.32	5,852.38	-1,889.40	16	4,012.94	
	5	3.32031	99.61	30	99.61	1966.64	5,862.02	-1,892.58	5,788.74	-1,868.92	17	3,969.44	
	6	3.28432	98.53	30	98.53	2065.17	5,798.47	-1,872.06	5,725.99	-1,848.66	18	3,926.40	
	7	3.24871	97.46	30	97.46	2162.63	5,735.61	-1,851.77	5,663.91	-1,828.62	19	3,883.84	
	8	3.2135	96.40	30	96.40	2259.03	5,673.43	-1,831.69	5,602.51	-1,808.80	20	3,841.73	
	9	3.17866	95.36	30	95.36	2354.39	5,611.92	-1,811.84	5,541.77	-1,789.19	21	3,800.09	
	10	3.1442	94.33	30	94.33	2448.72	5,551.09	-1,792.19	5,481.70	-1,769.79	22	3,758.89	
	11	3.11011	93.30	30	93.30	2542.02	5,490.91	-1,772.77	5,422.27	-1,750.61	23	3,718.14	
	12	3.0764	92.29	30	92.29	2634.32	5,431.38	-1,753.55	5,363.49	-1,731.63	24	3,677.83	
3	1	3.04305	91.29	30	91.29	2725.61	5,372.50	-1,734.54	5,305.34	-1,712.86	25	3,637.96	
	2	3.01006	90.30	30	90.30	2815.91	5,314.26	-1,715.73	5,247.83	-1,694.29	26	3,598.52	
	3	2.97743	89.32	30	89.32	2905.23	5,256.65	-1,697.13	5,190.94	-1,675.92	27	3,559.51	
	4	2.94515	88.35	30	88.35	2993.59	5,199.66	-1,678.74	5,134.67	-1,657.75	28	3,520.93	
	5	2.91322	87.40	30	87.40	3080.98	5,143.29	-1,660.54	5,079.00	-1,639.78	29	3,482.76	
	6	2.88164	86.45	30	86.45	3167.43	5,087.53	-1,642.53	5,023.94	-1,622.00	30	3,445.00	
	7	2.8504	85.51	30	85.51	3252.94	5,032.38	-1,624.73	4,969.48	-1,604.42	31	3,407.65	
	8	2.8195	84.58	30	84.58	3337.53	4,977.83	-1,607.11	4,915.60	-1,587.03	32	3,370.71	
	9	2.78893	83.67	30	83.67	3421.20	4,923.86	-1,589.69	4,862.31	-1,569.82	33	3,334.17	
	10	2.7587	82.76	30	82.76	3503.96	4,870.48	-1,572.46	4,809.60	-1,552.80	34	3,298.03	
	11	2.72879	81.86	30	81.86	3585.82	4,817.86	-1,555.41	4,757.46	-1,535.97	35	3,262.27	
	12	2.69921	80.98	30	80.98	3666.80	4,765.46	-1,538.55	4,705.89	-1,519.32	36	3,226.91	
4	1	2.66995	80.10	30	80.10	3746.90	4,713.80	-1,521.87	4,654.87	-1,502.85	37	3,191.92	
	2	2.641	79.23	30	79.23	3826.13	4,662.69	-1,505.37	4,604.41	-1,486.56	38	3,157.32	
	3	2.61237	78.37	30	78.37	3904.50	4,612.15	-1,489.05	4,554.49	-1,470.44	39	3,123.09	
	4	2.58405	77.52	30	77.52	3982.02	4,562.15	-1,472.91	4,505.12	-1,454.50	40	3,089.24	
	5	2.55604	76.68	30	76.68	4058.70	4,512.69	-1,456.94	4,456.28	-1,438.73	41	3,055.75	
	6	2.52833	75.85	30	75.85	4134.55	4,463.77	-1,441.15	4,407.97	-1,423.13	42	3,022.62	
	7	2.50092	75.03	30	75.03	4209.58	4,415.38	-1,425.53	4,360.19	-1,407.71	43	2,989.85	
	8	2.47381	74.21	30	74.21	4283.79	4,367.51	-1,410.07	4,312.92	-1,392.45	44	2,957.44	
	9	2.44699	73.41	30	73.41	4357.20	4,320.16	-1,394.79	4,266.16	-1,377.35	45	2,925.38	
	10	2.42046	72.61	30	72.61	4429.82	4,273.33	-1,379.66	4,219.91	-1,362.42	46	2,893.67	
	11	2.39422	71.83	30	71.83	4501.64	4,227.00	-1,364.71	4,174.17	-1,347.65	47	2,862.30	
	12	2.36827	71.05	30	71.05	4572.69	4,181.18	-1,349.91	4,128.91	-1,333.04	48	2,831.27	
									265,739.11	140,649.93			

PROYECTO TIG0014	
POZO	TIG0014
INVERSIÓN	-54854.80
TIR MENSUAL	8%
VAN (1% mes)	84,998.81
TASA (mensual)	1.25%
BENEFICIO/COSTO	1.89
PAY-OUT meses	12
PRECIO CRUDO	
	58.85
COSTO OPERATIVO	
	19.00
*API REAL	
	37.5

Elaborado por: JORGE GALARZA

ANEXO 13.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TIG0027

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TIG0027

Qi= 6 bbls/día	Declinación Mensual		Meses
	17.46%		3
	0.98%		4º - 48º

AÑO	MES	CAUDAL Bbls/día	Bbls/día	Días	BARRILES		INGRESO USD	EGRESO USD	INGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	EGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	MES	Flujo de Caja USD	Flujo de Caja Actual USD	Flujo de Caja Acumulado USD
					Mes Bbls	ACUMULADA Bbls								
					Total									
							-34,174.80					-34,174.80	-34,174.80	-34,174.80
1	1	6	6	30	180.00	180.00	10,593.00	-3,420.00	10,460.59	-3,377.25	1	7,173.00	7,083.34	-27,001.80
	2			30	5,038.76	5,118.76	8,895.93	-2,872.09	8,784.73	-2,836.19	2	6,023.83	5,948.54	-20,977.97
	3			30	4,231.51	4,269.27	7,470.74	-2,411.96	7,377.35	-2,381.81	3	5,058.77	4,995.54	-15,919.19
	4			30	3,553.59	3,588.86	5,647.72	-2,025.55	5,195.45	-2,000.23	4	4,248.32	4,195.22	-11,670.87
	5			30	3,519.01	3,554.28	6,212.80	-2,005.83	6,135.14	-1,980.76	5	4,206.97	4,154.38	-7,463.90
	6			30	3,484.75	3,519.01	7,744.83	-1,986.31	6,075.43	-1,961.48	6	4,166.02	4,113.95	-3,297.88
	7			30	3,450.84	3,484.75	8,783.35	-1,966.98	6,016.30	-1,942.39	7	4,125.47	4,073.91	-827.60
	8			30	3,417.25	3,450.84	9,800.87	-1,947.83	5,957.74	-1,923.48	8	4,085.32	4,034.25	-492.92
	9			30	3,383.99	3,417.25	10,819.39	-1,928.87	5,899.75	-1,904.76	9	4,045.56	3,994.99	-188.47
	10			30	3,351.05	3,383.99	11,840.44	-1,910.10	5,842.32	-1,886.22	10	4,006.18	3,956.10	-12,964.65
	11			30	3,318.83	3,351.05	12,863.27	-1,891.51	5,785.46	-1,867.86	11	3,967.19	3,917.60	-16,931.84
	12			30	3,286.13	3,318.83	13,887.40	-1,873.10	5,729.15	-1,849.68	12	3,928.57	3,879.46	-20,860.41
2	1			30	3,254.15	3,286.13	14,912.55	-1,854.86	5,673.38	-1,831.68	13	3,890.33	3,841.70	-24,750.74
	2			30	3,222.47	3,254.15	15,939.02	-1,836.81	5,618.16	-1,813.85	14	3,852.47	3,804.31	-28,603.21
	3			30	3,191.11	3,222.47	16,966.13	-1,818.93	5,563.48	-1,796.20	15	3,814.97	3,767.28	-32,418.18
	4			30	3,160.05	3,191.11	17,994.88	-1,801.23	5,509.33	-1,778.71	16	3,777.84	3,730.62	-36,196.02
	5			30	3,129.29	3,160.05	19,024.27	-1,783.70	5,455.70	-1,761.40	17	3,741.07	3,694.30	-39,937.09
	6			30	3,098.83	3,129.29	20,054.30	-1,766.33	5,402.60	-1,744.26	18	3,704.65	3,658.35	-43,641.74
	7			30	3,068.67	3,098.83	21,084.97	-1,749.14	5,350.02	-1,727.28	19	3,668.60	3,622.74	-47,310.34
	8			30	3,038.88	3,068.67	22,116.35	-1,732.12	5,297.94	-1,710.47	20	3,632.89	3,587.48	-50,943.23
	9			30	3,009.22	3,038.88	23,149.47	-1,715.26	5,246.38	-1,693.82	21	3,597.53	3,552.56	-54,540.76
	10			30	2,979.93	3,009.22	24,183.40	-1,698.56	5,195.31	-1,677.33	22	3,562.51	3,517.98	-58,103.27
	11			30	2,950.93	2,979.93	25,218.33	-1,682.03	5,144.74	-1,661.00	23	3,527.84	3,483.74	-61,631.10
	12			30	2,922.21	2,950.93	26,254.12	-1,665.66	5,094.67	-1,644.84	24	3,493.50	3,449.83	-65,124.60
3	1			30	2,893.77	2,922.21	27,290.89	-1,649.45	5,045.08	-1,628.83	25	3,459.50	3,416.25	-68,584.10
	2			30	2,865.56	2,893.77	28,328.45	-1,633.39	4,995.98	-1,612.97	26	3,425.82	3,383.00	-72,009.92
	3			30	2,837.71	2,865.56	29,366.76	-1,617.49	4,947.35	-1,597.27	27	3,392.48	3,350.07	-75,402.40
	4			30	2,810.09	2,837.71	30,405.85	-1,601.75	4,899.19	-1,581.73	28	3,359.46	3,317.47	-78,761.86
	5			30	2,782.74	2,810.09	31,445.60	-1,586.16	4,851.51	-1,566.33	29	3,326.76	3,285.18	-82,088.62
	6			30	2,755.65	2,782.74	32,486.25	-1,570.72	4,804.29	-1,551.09	30	3,294.38	3,253.20	-85,383.00
	7			30	2,728.83	2,755.65	33,527.78	-1,555.43	4,757.53	-1,535.99	31	3,262.31	3,221.54	-88,645.32
	8			30	2,702.27	2,728.83	34,570.05	-1,540.29	4,711.22	-1,521.04	32	3,230.56	3,190.18	-91,875.88
	9			30	2,675.97	2,702.27	35,614.02	-1,525.30	4,665.36	-1,506.23	33	3,199.12	3,159.13	-95,079.00
	10			30	2,649.92	2,675.97	36,659.69	-1,510.45	4,619.95	-1,491.57	34	3,167.98	3,128.38	-98,242.98
	11			30	2,624.13	2,649.92	37,706.82	-1,495.75	4,574.99	-1,477.06	35	3,137.14	3,097.93	-101,380.12
	12			30	2,598.59	2,624.13	38,754.41	-1,481.19	4,530.46	-1,462.68	36	3,106.61	3,067.78	-104,486.73
4	1			30	2,573.29	2,598.59	39,803.10	-1,466.78	4,486.36	-1,448.44	37	3,076.37	3,037.92	-107,563.10
	2			30	2,548.25	2,573.29	40,853.35	-1,452.50	4,442.69	-1,434.34	38	3,046.43	3,008.35	-110,609.53
	3			30	2,523.44	2,548.25	41,905.19	-1,438.36	4,399.45	-1,420.38	39	3,016.78	2,979.07	-113,626.31
	4			30	2,498.88	2,523.44	42,958.53	-1,424.36	4,356.63	-1,406.56	40	2,987.41	2,950.07	-116,613.72
	5			30	2,474.56	2,498.88	44,013.46	-1,410.50	4,314.22	-1,392.87	41	2,958.34	2,921.36	-119,572.06
	6			30	2,450.47	2,474.56	45,069.93	-1,396.77	4,272.23	-1,379.31	42	2,929.54	2,892.92	-122,501.60
	7			30	2,426.62	2,450.47	46,128.25	-1,383.17	4,230.65	-1,365.89	43	2,900.93	2,864.76	-125,402.63
	8			30	2,402.99	2,426.62	47,188.24	-1,369.71	4,189.47	-1,352.59	44	2,872.79	2,836.88	-128,275.42
	9			30	2,379.61	2,402.99	48,249.85	-1,356.38	4,148.69	-1,339.43	45	2,844.83	2,809.27	-131,120.25
	10			30	2,356.45	2,379.61	49,313.10	-1,343.18	4,108.31	-1,326.39	46	2,817.14	2,781.93	-133,937.39
	11			30	2,333.52	2,356.45	50,378.12	-1,330.10	4,068.33	-1,313.48	47	2,789.72	2,754.85	-136,727.10
	12			30	2,310.80	2,333.52	51,444.92	-1,317.16	4,028.73	-1,300.69	48	2,762.57	2,728.03	-139,489.67
								253,259.78		115,940.91				

PROYECTO TIG0027	
POZO	TIG0027
INVERSIÓN	-34174.80
TIR MENSUAL	14%
VAN (1% mes)	98,734.64
TASA (mensual)	1.25%
BENEFICIO/COSTO	2.18
PAY-OUT meses	7
PRECIO CRUDO	58.85
COSTO OPERATIVO	19.00
*API REAL	37.5

Elaborado por: JORGE GALARZA

ANEXO 13.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TIG0028

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TIG0028

Qi= 6 bbls/día	Declinación Mensual	Meses
	20.57%	3
	0.91%	49 - 489

AÑO	MES	CAUDAL Bbls/día	Bbls/día	Días	BARRILES		INGRESO USD	EGRESO USD	INGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	EGRESOS TOTAL ACTUALIZADO USD	MES	Flujo de Caja USD	Flujo de Caja Actual USD	Flujo de Caja Acumulado USD	
					Mes Bbls	ACUMULADA Bbls									
					Total										
									-58,655.30						
1	1	6	6	30	180.00	180.00	10,593.00	-3,420.00	10,460.59	-3,377.25	1	-58,655.30	-58,655.30	-58,655.30	
	2				4,884,995	146.55	326.55	-2,784.38	8,516.58	-2,749.62	2	7,173.00	7,083.34	-51,482.30	
	3				3,977,13	119.31	445.86	-7,021.62	6,933.85	-2,238.62	3	5,839.96	5,766.96	-45,642.34	
	4				3,238,01	97.14	543.00	-5,716.71	5,645.25	-1,822.60	4	4,754.65	4,695.22	-40,887.69	
	5				3,208,68	96.26	639.26	-5,664.92	5,594.11	-1,806.09	5	3,871.04	3,822.65	-37,016.64	
	6				3,179,61	95.39	734.65	-5,613.61	5,543.44	-1,789.72	6	3,835.98	3,788.03	-33,180.67	
	7				3,150,81	94.52	829.18	-5,562.75	5,493.22	-1,773.51	7	3,801.23	3,753.71	-29,379.44	
	8				3,122,27	93.67	922.84	-5,512.36	5,443.46	-1,757.45	8	3,766.79	3,719.71	-25,612.65	
	9				3,093,98	92.82	1,015.66	-5,462.43	5,394.15	-1,741.53	9	3,686.79	3,639.64	-21,925.96	
	10				3,065,96	91.98	1,107.64	-5,412.95	5,345.28	-1,725.75	10	3,652.62	3,605.47	-18,268.34	
	11				3,038,18	91.15	1,198.79	-5,363.91	5,296.86	-1,710.12	11	3,618.55	3,571.32	-14,656.83	
	12				3,010,66	90.32	1,289.11	-5,315.32	5,248.88	-1,694.63	12	3,584.48	3,537.25	-11,072.35	
2	1				2,983,39	89.50	1,378.61	-5,267.17	5,201.33	-1,679.27	13	3,550.41	3,503.18	-7,521.16	
	2				2,956,36	88.69	1,467.30	-5,219.46	5,154.21	-1,664.06	14	3,516.34	3,469.11	-4,004.82	
	3				2,929,59	87.89	1,555.19	-5,172.18	5,107.52	-1,648.99	15	3,482.27	3,435.04	-549.78	
	4				2,903,04	87.09	1,642.28	-5,125.32	5,061.26	-1,634.05	16	3,448.20	3,400.97	-194.73	
	5				2,876,75	86.30	1,728.58	-5,078.89	5,015.41	-1,619.25	17	3,414.13	3,366.80	-58.88	
	6				2,850,69	85.52	1,814.10	-5,032.89	4,969.97	-1,604.58	18	3,379.06	3,332.63	-133.83	
	7				2,824,86	84.75	1,898.85	-4,987.29	4,924.95	-1,590.04	19	3,344.00	3,297.57	-288.88	
	8				2,799,27	83.98	1,982.83	-4,942.12	4,880.34	-1,575.64	20	3,308.93	3,262.50	-443.93	
	9				2,773,91	83.22	2,066.04	-4,897.35	4,836.33	-1,561.37	21	3,273.86	3,227.43	-598.98	
	10				2,748,79	82.46	2,148.51	-4,852.98	4,792.32	-1,547.22	22	3,238.79	3,191.96	-754.03	
	11				2,723,89	81.72	2,230.22	-4,809.02	4,748.91	-1,533.21	23	3,203.72	3,156.89	-909.08	
	12				2,699,21	80.98	2,311.20	-4,765.46	4,705.89	-1,519.32	24	3,168.65	3,121.82	-1,064.13	
3	1				2,674,76	80.24	2,391.44	-4,722.29	4,663.26	-1,505.56	25	3,133.58	3,086.75	-1,219.18	
	2				2,650,53	79.52	2,470.96	-4,679.51	4,621.02	-1,491.82	26	3,098.51	3,051.84	-1,374.23	
	3				2,626,52	78.80	2,549.75	-4,637.12	4,579.16	-1,478.40	27	3,063.44	3,015.17	-1,529.28	
	4				2,602,73	78.08	2,627.84	-4,595.11	4,537.67	-1,465.01	28	3,028.37	2,978.10	-1,684.33	
	5				2,579,15	77.37	2,705.21	-4,553.49	4,496.57	-1,451.74	29	3,000.34	2,950.07	-1,839.38	
	6				2,555,79	76.67	2,781.88	-4,512.24	4,455.84	-1,438.59	30	2,972.31	2,922.00	-1,994.43	
	7				2,532,63	75.98	2,857.86	-4,471.36	4,415.47	-1,425.56	31	2,944.28	2,894.93	-2,149.48	
	8				2,509,69	75.29	2,933.15	-4,430.86	4,375.47	-1,412.64	32	2,916.25	2,866.88	-2,304.53	
	9				2,486,96	74.61	3,007.76	-4,390.72	4,335.84	-1,399.85	33	2,888.22	2,838.81	-2,459.58	
	10				2,464,43	73.93	3,081.69	-4,350.95	4,296.56	-1,387.16	34	2,860.19	2,809.70	-2,614.63	
	11				2,442,1	73.26	3,154.96	-4,311.53	4,257.64	-1,374.60	35	2,832.16	2,779.65	-2,769.68	
	12				2,419,98	72.60	3,227.56	-4,272.48	4,219.07	-1,362.15	36	2,804.13	2,751.60	-2,924.73	
4	1				2,398,06	71.94	3,299.50	-4,233.77	4,180.85	-1,349.81	37	2,776.10	2,723.55	-3,079.78	
	2				2,376,34	71.29	3,370.79	-4,195.42	4,142.98	-1,337.58	38	2,748.07	2,695.50	-3,234.83	
	3				2,354,81	70.64	3,441.43	-4,157.41	4,105.45	-1,325.46	39	2,719.04	2,667.45	-3,389.88	
	4				2,333,48	70.00	3,511.44	-4,119.75	4,068.26	-1,313.46	40	2,690.01	2,639.40	-3,544.93	
	5				2,312,34	69.37	3,580.81	-4,082.43	4,031.40	-1,301.56	41	2,661.98	2,611.37	-3,699.98	
	6				2,291,39	68.74	3,649.55	-4,045.45	3,994.88	-1,289.77	42	2,633.95	2,583.32	-3,855.03	
	7				2,270,63	68.12	3,717.67	-4,008.81	3,958.70	-1,278.08	43	2,605.92	2,555.27	-4,010.08	
	8				2,250,07	67.50	3,785.17	-3,972.49	3,922.84	-1,266.51	44	2,577.89	2,527.22	-4,165.13	
	9				2,229,68	66.89	3,852.06	-3,936.51	3,887.30	-1,255.03	45	2,549.86	2,499.17	-4,320.18	
	10				2,209,49	66.28	3,918.35	-3,900.85	3,852.09	-1,243.66	46	2,521.83	2,471.12	-4,475.23	
	11				2,189,47	65.68	3,984.03	-3,865.51	3,817.19	-1,232.40	47	2,493.80	2,442.45	-4,630.28	
	12				2,169,64	65.09	4,049.12	-3,830.49	3,782.61	-1,221.23	48	2,465.77	2,414.20	-4,785.33	
									235,312.00	134,626.89					

PROYECTO TIG0028	
POZO	TIG0028
INVERSIÓN	-58,655.30
TIR MENSUAL	6%
VAN (1% mes)	65,206.04
TASA (mensual)	1.25%
BENEFICIO/COSTO	1.75
PAY-OUT meses	15
PRECIO CRUDO	
	58.85
COSTO OPERATIVO	
	19.00
API REAL	
	37.5

Elaborado por: JORGE GALARZA.