

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

MODELO INTEGRADO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE POZOS CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGÍSTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO**

Ing. MAURO GEOVANNY SARANGO SÁNCHEZ, MSc
mauro_sarango@yahoo.com

DIRECTOR: Ing. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Octubre del 2018

AVAL DEL DIRECTOR

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Mauro Geovanny Sarango Sánchez, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Armando Valencia Tapia, MSc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN DEL AUTOR

Yo Mauro Geovanny Sarango Sánchez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Ing. Mauro Geovanny Sarango Sánchez, MSc

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos, al Ingeniero Raúl Valencia, director de tesis.

A la Facultad de Geología y Petróleos, en especial a todos sus ingenieros que la conforman, gracias por compartir sus conocimientos.

Mauro

DEDICATORIA

A **DIOS**, por hacer de esto una realidad, y a mi familia que siempre está conmigo, en especial a mis padres, hermanos, hermanas, sobrinas y sobrino.

Mauro

CONTENIDO

	AVAL DEL DIRECTOR.....	II
	DECLARACIÓN DEL AUTOR.....	III
	AGRADECIMIENTOS.....	IV
	DEDICATORIA.....	V
	CONTENIDO.....	VI
	ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
	ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
	GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS.....	XX
	RESUMEN.....	XXIII
	PRESENTACIÓN.....	XXV
	CAPÍTULO 1.....	1
	CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO Y DESCRIPCIÓN DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	1
1.1.-	CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	1
1.1.1.-	EVOLUCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	1
1.1.2.-	UBICACIÓN.....	2
1.1.3.-	ASPECTOS GEOLÓGICOS.....	3
1.1.3.1.-	ESTRUCTURA LAGO AGRIO.....	3
1.1.3.2.-	ESTRUCTURA GUANTA.....	4
1.1.3.3.-	ESTRUCTURA PARAHUACU.....	4
1.1.4.-	RESERVORIOS DE PRODUCCIÓN.....	5
1.1.4.1.-	LITOLOGÍA CAMPO MENOR LAGO AGRIO.....	5

1.1.4.2.-	LITOLÓGÍA CAMPO MENOR GUANTA.....	6
1.1.4.3.-	LITOLÓGÍA CAMPO MENOR PARAHUACU.....	7
1.1.4.4.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO.....	8
1.1.4.5.-	TIPOS DE EMPUJE	9
1.1.5.-	PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	9
1.2.-	DESCRIPCIÓN DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	10
1.2.1.-	INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	11
1.2.2.-	MECÁNICA DE LAS FRACTURAS.....	11
1.2.2.1.-	MODELOS EN DOS DIMENSIONES. (2-D).....	13
1.2.2.1.1.-	MODELO PKN.....	14
1.2.2.1.2.-	MODELO KGD.....	16
1.2.2.2.-	MODELOS EN TRES DIMENSIONES. (3-D).....	18
1.2.2.3.-	MODELOS EN PSEUDO TRES DIMENSIONES 3-D.....	19
1.2.3.-	DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	19
1.2.3.1.-	PRESIONES EN EL FONDO DEL POZO EN PROCESO FRACTURA.....	21
1.2.3.2.-	DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ANALÍTICO 2D	22
1.2.4.-	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR.....	31
	CAPÍTULO 2.....	33
	PLANTEAMIENTO DE UN CUADRO DE MANDO INTEGRAL.....	33
2.1.-	ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE VARIABLES DE OPERACIÓN...	33
2.1.1.-	POZO GUANTA 17.....	34
2.1.2.-	POZO GUANTA 18.....	35
2.1.3.-	POZO GUANTA 19.....	36

2.1.4.-	POZO GUANTA 20.....	37
2.1.5.-	POZO GUANTA 29.....	38
2.1.6.-	POZO GUANTA 30.....	39
2.1.7.-	POZO PARAHUACU 10.....	40
2.1.8.-	POZO PARAHUACU 12.....	41
2.1.9.-	POZO PARAHUACU 20.....	42
2.1.10.-	POZO PARAHUACU 25.....	43
2.2.-	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS PARA REALIZAR UN REACONDICIONAMIENTO DE POZO.....	44
2.2.1.-	CAUDAL DE ACEITE (23%). (QO LAST).....	46
2.2.2.-	CAUDAL DE GAS (10%). (QG LAST).....	47
2.2.3.-	CAUDAL DE AGUA (10%). (QW LAST).....	48
2.2.4.-	INDICE DE WORKOVER (20%) (IWO).....	49
2.2.5.-	PARÁMETROS DE YACIMIENTO.....	50
2.2.5.1 -	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO (23%) NP.....	50
2.2.5.2.-	RELACIÓN GAS PETRÓLEO (10%). (GOR%).....	52
2.2.6.-	SUPERFICIE (4%).....	52
2.2.7.-	MATRÍZ DE SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR.....	53
2.3.-	CUADRO DE MANDO INTEGRAL PARA SELECCIONAR POZOS A INTEVERNIR Y REALIZAR ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	55
	CAPÍTULO 3.....	56
	MEJORA DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS.....	56

3.1	INTERPRETACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA HIDRÁULICA Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIÓN.....	56
3.1.1.-	POZO PARAHUACU 10.....	56
3.1.2.-	POZO PARAHUACU 12.....	58
3.2.-	CURVAS DE AFLUENCIA.....	59
3.3.-	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	61
3.3.1.-	COSTO PARA MANTENER PRODUCCIÓN.....	61
3.3.2.-	INGRESOS.....	62
3.3.3.-	EGRESOS.....	62
3.3.4.-	VALOR ACTUAL NETO.....	64
3.3.5.-	TASA INTERNA DE RETORNO.....	64
3.3.6.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	66
3.3.6.1.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN POZO PRH-10.....	66
3.3.6.2.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN POZO PRH-12.....	66
	CAPÍTULO 4.....	68
	ESTRUCTURA DEL MODELO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN.....	68
4.1.-	CUADRO DE MANDO PARA SEGUIR EN POZOS A FRACTURAR.....	68
4.2.-	DESARROLLO DEL FLUJO DE TRABAJO DEL MODELO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN.....	72
	CAPÍTULO 5.....	76
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1.-	CONCLUSIONES.....	76

5.2.-	RECOMENDACIONES.....	78
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79
	ANEXOS.....	81
	ANEXO 1.....	82
	EJEMPLO DE DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 2D.....	82
	ANEXO 2.....	92
	DATOS DE DAÑO Y PERMEABILIDAD DE B'UP.....	92
	ANEXO 3.....	93
	CÁLCULO DE ÍNDICE DE WORKOVER (Iwo).....	93
	ANEXO 4.-.....	96
	RESULTADOS DE CÁLCULOS DE FRACTURA HIDRÁULICA, RESULTADOS DE CÁLCULOS CURVAS DE AFLUENCIA, RESULTADO DE CÁLCULOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	96
ANEXO 4.1.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	97
ANEXO 4.2.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE CURVAS DE AFLUENCIA.....	105
ANEXO 4.3.-	RESULTADOS DE CÁLCULOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	109

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1.-	UBICACIÓN.....	2
FIGURA 1.2.-	ESTRUCTURA LAGO AGRIO.....	3
FIGURA 1.3.-	ESTRUCTURA PARAHUACU.....	5
FIGURA 1.4	TRABAJO “TÍPICO” DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	11
FIGURA 1.5.-	FACTORES QUE INFLUYEN EN UNA FRACTURA.....	12
FIGURA 1.6.-	MODELO PKN DE UNA FRACTURA.....	15
FIGURA 1.7.-	MODELO KGD DE UNA FRACTURA.....	17
FIGURA 1.8.-	ESQUEMA DE LOS FACTORES QUE AFECTAN A LA PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA.....	18
FIGURA 1.9.-	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN NETA DE FRACTURA.	21
FIGURA 2.1.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO GUANTA 17.....	35
FIGURA 2.2.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO GUANTA 18.....	36
FIGURA 2.3.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO GUANTA 19.....	37
FIGURA 2.4.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO GUANTA 20.....	38
FIGURA 2.5.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO GUANTA 29.....	39
FIGURA 2.6.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO GUANTA 30.....	40
FIGURA 2.7.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO PARAHUACU 10.....	41
FIGURA 2.8.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO PARAHUACU 12.....	42

FIGURA 2.9.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO PARAHUACU 20.....	43
FIGURA 2.10.-	PARÁMETROS DE MONITOREO Y PRODUCCIÓN VS PRUEBAS POZO PARAHUACU 25.....	44
FIGURA 2.11.-	PARÁMETROS Y PORCENTAJE PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	45
FIGURA 2.12.-	METODOLOGÍA PARA SELECCIONAR POZOS PARA REALIZAR UN REACONDICIONAMIENTO.....	46
FIGURA 2.13.-	PUNTAJE DADO A QO LAST PARA CADA POZO.....	47
FIGURA 2.14.-	PUNTAJE DADO A QG LAST PARA CADA POZO.....	48
FIGURA 2.15.-	PUNTAJE DADO A QW LAST PARA CADA POZO.....	49
FIGURA 2.16.-	PUNTAJE DADO A IWO LAST PARA CADA POZO.....	50
FIGURA 2.17.-	PUNTAJE DADO A (% EQUIVALENTE * AÑOS EFECTIVOS DE PRODUCCIÓN) DE CADA POZO.....	51
FIGURA 2.18.-	PUNTAJE DADO A GOR LAST PARA CADA POZO.....	52
FIGURA 2.19.-	CUADRO DE MANDO INTEGRAL PARA SELECCIONAR POZOS A INTERVENIR PARA REALIZAR ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	55
FIGURA 3.1.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO PARAHUACU 10.....	59
FIGURA 3.2.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO PARAHUACU 12.....	60
FIGURA 3.3.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO PRH-10.....	66
FIGURA 3.4.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO PRH-12.....	67
FIGURA 4.1.-	CUADRO DE MANDO PARA SELECCIONAR POZO A FRACTURAR.....	70
FIGURA 4.2.-	CUADRO DE MANDO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN.....	71

FIGURA 4.3.-	FLUJO DE TRABAJO PROPUESTO DEL MODELO DE GESTIÓN PARA MEJOR LA PRODUCCIÓN PARA APROBACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA	73
FIGURA 4.4.-	FLUJO DE TRABAJO PROPUESTO DEL MODELO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN PARA EJECUCIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	74
FIGURA A1.1	FACTOR DE FRICCIÓN DE FANNIG.....	85
FIGURA A4.1.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO GUANTA 17.....	105
FIGURA A4.2.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO GUANTA 18.....	105
FIGURA A4.3.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO GUANTA 19.....	106
FIGURA A4.4.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO GUANTA 20.....	106
FIGURA A4.5.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO GUANTA 29.....	107
FIGURA A4.6.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO GUANTA 30.....	107
FIGURA A4.7.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO PARAHUACU 20.....	108
FIGURA A4.8.-	IPR PRE Y POST FRACTURA DE POZO PARAHUACU 25.....	108
FIGURA A4.9.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 17.....	110
FIGURA A4.10.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 18.....	111
FIGURA A4.11.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 19.....	113
FIGURA A4.12.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 20.....	114
FIGURA A4.13.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 29.....	116
FIGURA A4.14.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 30.....	117
FIGURA A4.15.-	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO PARAHUACU 20.....	119

FIGURA A4.16.- TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO
PARAHUACU 25..... 120

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.....	8
TABLA 1.2.-	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN.....	9
TABLA 2.1.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO GUANTA 17.....	34
TABLA 2.2.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO GUANTA 18.....	35
TABLA 2.3.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO GUANTA 19.....	36
TABLA 2.4.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO GUANTA 20.....	37
TABLA 2.5.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO GUANTA 29.....	38
TABLA 2.6.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO GUANTA 30.....	39
TABLA 2.7.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO PARAHUACU 10.....	40
TABLA 2.8.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO PARAHUACU 12.....	41
TABLA 2.9.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO PARAHUACU 20.....	42
TABLA 2.10.-	PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN POZO PARAHUACU 25.....	43
TABLA 2.11.-	RESULTADOS DE MATRIZ DE SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR.....	54
TABLA 3.1.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES, PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO PARAHUACU 10.....	57

TABLA 3.2.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO PARAHUACU 10.	57
TABLA 3.3.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES, PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO PARAHUACU 12.....	58
TABLA 3.4.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO PARAHUACU 12.	58
TABLA 3.5.-	INCREMENTO PRODUCCIÓN.....	60
TABLA 3.6.-	COSTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	61
TABLA 3.7.-	COSTO DE LIMPIEZA BES CON CTU.....	61
TABLA 3.8.-	COSTO DE BOMBEO JP1.....	62
TABLA 3.9.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO PRH-10.....	63
TABLA 3.10.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO PRH-12.....	63
TABLA 3.11.-	V.A.N Y T.I.R POZO PRH-10.....	65
TABLA 3.12.-	V.A.N Y T.I.R POZO PRH-12.....	65
TABLA 4.1.-	FUNCIONES ADMINISTRATIVAS Y TÉCNICAS DE PERSONAL INVOLUCRADO.....	72
TABLA A1.1.-	PRESIONES DE CONFINAMIENTO PARA ALGUNOS MATERIALES DE SOPORTE.....	86
TABLA A1.2.-	RESULTADOS DE GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.....	91
TABLA A1.3.-	RESULTADOS LUEGO DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	91
TABLA A2.1.-	DATOS DE DAÑO Y PERMEABILIDAD DE B'UP.....	92
TABLA A3.1.-	PRINCIPALES TRABAJOS DE WORKOVER.....	93
TABLA A4.1.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES, PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO GUANTA 17.....	97

TABLA A4.2.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO GUANTA 17.....	97
TABLA A4.3.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO GUANTA 18.....	98
TABLA A4.4.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO GUANTA 18.....	98
TABLA A4.5.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO GUANTA 19.....	99
TABLA A4.6.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO GUANTA 19.....	99
TABLA A4.7.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO GUANTA 20.....	100
TABLA A4.8.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO GUANTA 20.....	100
TABLA A4.9.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO GUANTA 29.....	101
TABLA A4.10.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO GUANTA 29.....	101
TABLA A4.11.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO GUANTA 30.....	102
TABLA A4.12.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO GUANTA 30.....	102

TABLA A4.13.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO PARAHUACU 20.....	103
TABLA A4.14.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO PARAHUACU 20.	103
TABLA A4.15.-	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS, PRESIONES PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE, PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA DE POZO PARAHUCU 25.....	104
TABLA A4.16.-	RESULTADO DE CÁLCULOS DE DISEÑO DE FRACTURA E INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE POZO PARAHUACU 25.	104
TABLA A4.17.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO GUANTA 17.....	109
TABLA A4.18.-	V.A.N Y T.I.R POZO GUANTA 17.....	109
TABLA A4.19.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO GUANTA 18.....	110
TABLA A4.20.-	V.A.N Y T.I.R POZO GUANTA 18.....	111
TABLA A4.21.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO GUANTA 19.....	112
TABLA A4.22.-	V.A.N Y T.I.R POZO GUANTA 19.....	112
TABLA A4.23.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO GUANTA 20.....	113
TABLA A4.24.-	V.A.N Y T.I.R POZO GUANTA 20.....	114
TABLA A4.25.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO GUANTA 29.....	115
TABLA A4.26.-	V.A.N Y T.I.R POZO GUANTA 29.....	115
TABLA A4.27.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO GUANTA 30.....	116
TABLA A4.28.-	V.A.N Y T.I.R POZO GUANTA 30.....	117
TABLA A4.29.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO PARAHUACU 20.....	118
TABLA A4.30.-	V.A.N Y T.I.R POZO PARAHUACU 20.....	118

TABLA A4.31.-	CÁLCULO DE INGRESOS Y EGRESOS POZO PARAHUACU 25.....	119
TABLA A4.32.-	V.A.N Y T.I.R POZO PARAHUACU 25.....	120

GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
#	Número	
%	Porcentaje	
°	Grados	T
2-D	Dos Dimensiones	
A	Amperaje	
API	American Petroleum Institute	
B'Up	Prueba de incremento de presión	
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
Bbl	Barriles	L ³
BF	Barriles fiscales	L ³
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BIPD	Barriles inyectados por día	L ³ /t
Bls	Barriles	L ³
BPPD	Barriles de Petróleo por día	L ³ /t
bpm	Barriles por minuto	L ³ /t
BPPM	Barriles de petróleo por mes	L ³ /t
BSW	Basement Sediment Water	
BT	Basal Tena	
BY	Barriles de yacimiento	L ³
CAP	Contacto Agua-Petróleo	
cp	Centi poises	m/Lt
CTU	Unidad de coiled tubing	
F	Fahrenheit	T
f	Factor de fricción	
ft	Pies	L
ft ³	Pies cúbicos	L ³
gal	Galón	L ³

GNT	Guanta	
GOR	Relación Gas Petróleo	L^3/L^3
Hf	Altura de la fractura	L
Hs	Hollín superior	
Hz	Hertz	
I	Intensidad	
Iwo	Índice de Workover	
K	Permeabilidad	L^2
KCl	Cloruro de potasio	
Km	Kilómetro	L
Km ²	Kilómetros cuadrados	L^2
LA	Lago Agrio	
LGA	Lago Agrio	
lpg	Libras por galón	m/L^3
Lbm	Libra masa	m
lb/pg ²	Libras por pulgada cuadrada	m/Lt^2
md	Milidarcy	L^2
MPC/d	Miles de pies cúbicos por día	L^3/t
MPCS	Miles de pies cúbicos estándar	L^3
N	Norte	
NE	Noreste	
No.	Número	
Np	Producción Acumulada de petróleo	L^3
Nr	Número de Reynolds	
P	Presión	m/Lt^2
Pc	Pies cúbicos	L^3
PCN	Pies cúbicos normales	L^3
PCS	Pies cúbicos estándar	L^3
PKN	Perkins & KERN y Nordgren	
PRH	Parahuacu	
Psi	Libras por pulgada cuadrada	m/Lt^2

Qg	Caudal de gas	L ³
Qo	Caudal de petróleo	L ³
Qw	Caudal de agua	L ³
Rsi	Relación gas petróleo inicial	
S	Sur	
S	Daño de formación	
SCF	Pies cúbicos estándar	L ³
SO	Suroeste	
STB	Barriles estándar	L ³
t	tiempo	t
T.I.R	Tasa Interna de Retorno	
Ti	Arenisca T inferior	
Ui	Arenisca U inferior	
USD	Dólares	
V.A.N	Valor Actual Neto	
W	Ancho de la fractura	L ²
W.O	Workover	
x	Longitud	L
Xf	Longitud de la fractura	L

RESUMEN

El presente estudio analiza los parámetros de monitoreo de equipo de subsuelo y parámetros de producción con el fin de obtener tendencias del comportamiento de los pozos que permitirán diagnosticar los problemas existentes con pérdidas de producción, que serán abordados a través del cuadro de mando de gestión integral para mejorar la producción mediante fracturas hidráulicas, que será una herramienta de decisión para intervenir pozos con fracturas en pozos que no estén operando o con baja producción en el campo Lago Agrio. El estudio en mención es aplicado a pozos que están en producción o cerrados con problemas de caída de fluido producido, caída de presión de cabeza, incremento de la presión de entrada a la bomba (intake), con bajo aislamiento, decremento en los barriles inyectados, alto daño de formación, permeabilidades bajas y bajo aporte.

Con este fin se consideró el comportamiento de los pozos a forecast del mes de Agosto del 2017. Resultado de esto, los pozos Guanta: 17, 18, 19, 20, 29, 30 y Parahuacu: 10, 12, 20, 25 fueron tomados en consideración para mejorar la producción, mediante la metodología para intervenir pozos y realización de fractura hidráulica.

El campo Lago Agro está conformado por las estructuras Lago Agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu. Estas estructuras tienen por arenas productoras: "U", "T", "BT", "Hi" y "Hs". En Lago Agrio la arena "Hollín" está sustentada por un acuífero natural, en Guanta los yacimientos: BT, U, T, son una combinación de expansión del sistema roca-fluido, con entrada parcial de agua y en Parahuacu un mecanismo de producción de gas en solución, que ocasiona taponamiento por escala en los pozos, daños de formación, situaciones que repercuten en problemas operativos.

Para reducir los problemas operativos y las pérdidas de producción se diagnostica los problemas existentes en los pozos del campo Lago Agrio, mediante el análisis de las tendencias de los parámetros de producción y metodología para seleccionar pozos para

realizar un reacondicionamiento, se identifica el pozo candidato a intervenir, con la posibilidad de mejorar la producción mediante una fractura.

Por medio de los análisis efectuados de los parámetros de diseño de fractura, curvas de afluencia y análisis económico, que en conjunto conforman el cuadro de mando para seleccionar pozos a fracturar, permite determinar el llevar a la fractura hidráulica si todos parámetros del cuadro de mando para seleccionar pozos a fracturar fueron cumplidos. De estos análisis los pozos PRH-10 y PRH-12; fueron considerados como prioridades para hacer fracturas hidráulicas, en los demás pozos del estudio se podrán desarrollar estos trabajos, de acuerdo al orden de prioridad de la matriz de evaluación de pozos a intervenir.

Mediante la unión del planteamiento de cuadro de mando integral para seleccionar pozos a intervenir para realizar estimulación por fracturamiento hidráulico, y el cuadro de mando para seleccionar pozos a fracturar, se obtiene El flujo de trabajo del modelo de gestión para mejorar la producción que será una herramienta de decisión para intervenir y llevar a cabo la fractura en los pozos del estudio.

Finalmente se establecen conclusiones y recomendaciones que permitirán mejorar la producción en pozos que cumplen con las condiciones del flujo de trabajo del modelo de gestión.

El estudio consideró unidades inglesas porque la información que se encuentra en el campo y la bibliografía se encuentra en este tipo de unidades.

PRESENTACIÓN

La mayoría de los pozos productores que decrecienta la producción o baja el aporte que operan con sistema de bombeo electro sumergible o bombeo hidráulico, no cuentan con un estudio que priorice la intervención en un pozo para mejorar la producción mediante fractura hidráulica, que permitirá evitar problemas en la operación como: altas temperatura de intake, alta temperatura de motor, incrementos en la presión de intake, decremento en los barriles inyectados, factores que causan pérdida de producción. Teniendo en cuenta este precedente se plantea la realización del análisis de la operación de los pozos mediante la tendencia de parámetros de monitoreo y producción, con el fin de diagnosticar los problemas existentes en la operación, con el objetivo de establecer acciones a realizar para solucionar las pérdidas de producción detectadas. El cuadro de mando integral para seleccionar pozos a intervenir para realizar estimulación por fracturamiento hidráulico, y el cuadro de mando para seleccionar pozos a fracturar, analiza las condiciones de operación del porque el bajo aporte y la intervención a llevar a cabo en el pozo con el fin de mejorar la producción. Para controlar esta problemática se efectúa el estudio “Modelo Integrado de Gestión para mejorar la producción de pozos mediante fracturamiento hidráulico en el campo Lago Agrio“, que consta de cinco capítulos que se describen a continuación:

El primer capítulo consta de la ubicación y estructura del campo Lago Agrio, detallando las características de los yacimientos, litología, tipos de empuje de las arenas productoras y la producción de petróleo y agua, propiedades de los fluidos. Así como la descripción de estimulación por fracturamiento hidráulico, mecánica de las fracturas con sus respectivos modelos de fracturamiento, presión de fractura, diseño, y selección de pozos a fracturar.

Análisis de tendencias de variables de operación para pre seleccionar pozos a intervenir, metodología de selección de pozos para realizar un reacondicionamiento de pozo, y el

cuadro de mando a integral para seleccionar pozos a intervenir y realizar estimulación por fracturamiento hidráulico, se trata en el capítulo dos.

En el capítulo tres se analizan, resultado de cálculos de diseño de fractura, curvas de afluencia que indican la viabilidad de efectuar la fractura hidráulica si existe incremento de producción de los pozos seleccionados para el estudio, lo cual es corroborado con un análisis económico, lo cual confirma la ejecución de esta.

El capítulo cuatro consta del cuadro de mando de gestión para mejorar la producción, el cual es un cuadro completo, que reúne, la pre selección de pozo que se analizarán, selección de pozo a intervenir con fracturamiento hidráulico, y el llevar a cabo la fractura hidráulica para pozos que cumplan condiciones de implementación. Con los antecedentes anteriores se plantea el flujo de trabajo del modelo gestión para llevar a cabo la fractura. Pasos que en conjunto permitirán incrementar la producción.

Las conclusiones y recomendaciones más importantes para mejorar la producción por fracturamiento hidráulico mediante la implementación del modelo de gestión integral para los pozos que son objeto del estudio se presentan en el capítulo cinco

CAPÍTULO 1

CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO Y DESCRIPCIÓN DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El presente capítulo lo conforman la caracterización del campo Lago Agrio, que consta de propiedades, de las condiciones del yacimiento, y de los aspectos técnicos de estimulación por fracturamiento hidráulico, los cuales permitirán conocer las características de esta técnica.

1.1.- CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

El campo Lago Agrio está conformado por los campos menores Lago Agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu. En el campo Lago Agrio se encuentran ubicados los pozos Guanta 17, Guanta 18, Guanta 19, Guanta 20, Guanta 29, Guanta 30, Parahuacu 10, Parahuacu 12, Parahuacu 20, Parahuacu 25, pozos que tienen instalado el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible y bombeo hidráulico, sistemas que serán analizados con el fin de conocer los problemas de bajo aporte y el estudio del incremento de producción con la fractura hidráulica.

1.1.1- EVOLUCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

El campo Lago Agrio se desarrolló en el año 1972, con la perforación de pozos de área de drenaje de 400 acres, en Junio de 1972 inició la producción del campo.

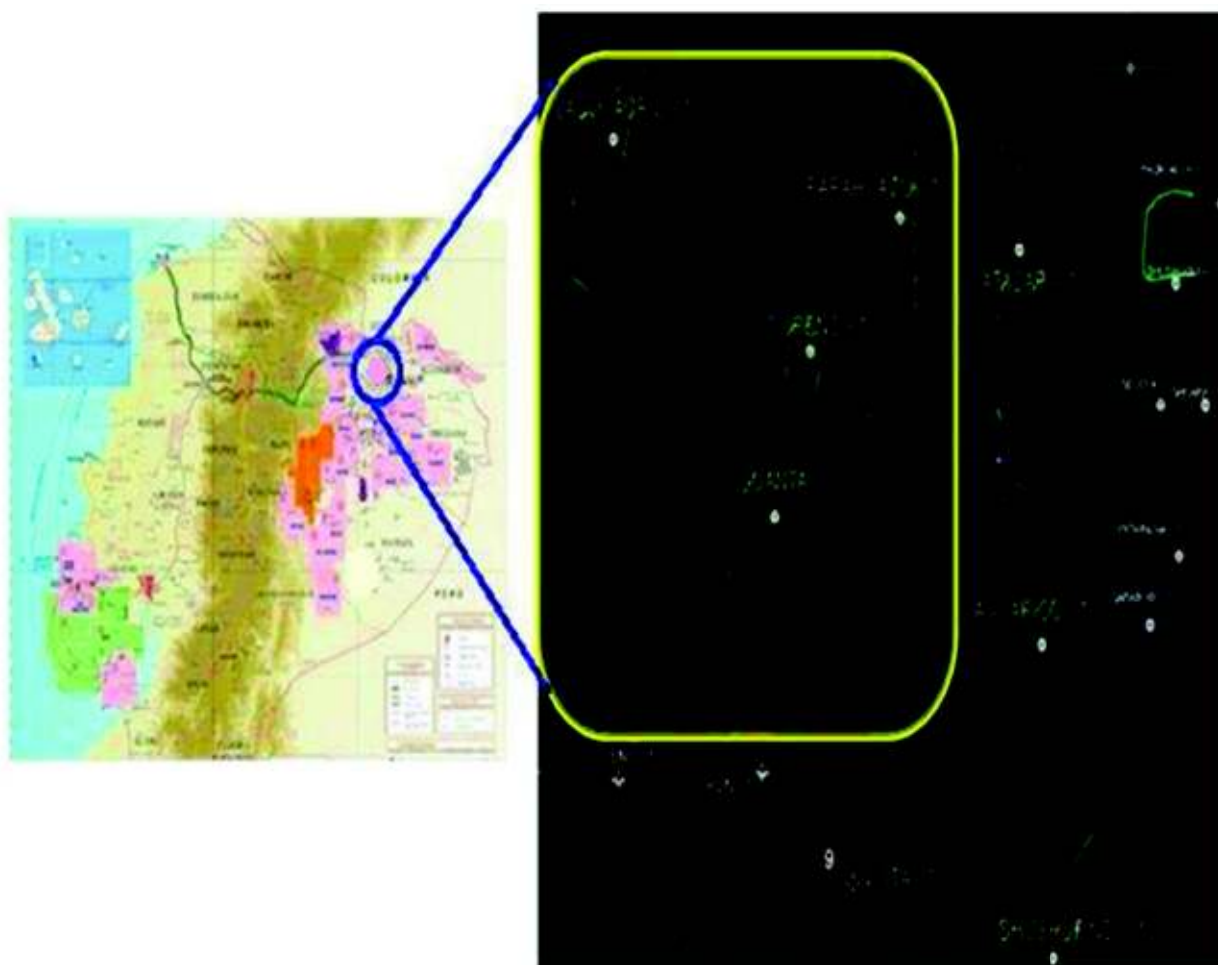
Lago Agrio, lleva este nombre del primer pozo petrolero productivo perforado por la compañía Norteamericana Texaco, que proviene de “Source Lake” que significa Lago

Manantial, de forma posterior “Source” fue cambiado por “Sour” que significa “Agrío”. Por este motivo fue cambiado a Lago Agrío. En la actualidad el campo Lago Agrío se encuentra con una producción diaria de alrededor de 10559 BPPD.

1.1.2.- UBICACIÓN

El campo Lago Agrío, está ubicado en la provincia de Sucumbíos al Nororiente de la Región Amazónica, aproximadamente a 265 km en dirección sureste de la ciudad de Quito, al oeste del campo Atacapi y al Noroeste del campo Aguarico como se observa en la figura 1.1. El campo Lago Agrío comprende los campos menores: Lago Agrío, Guanta-Dureno y Parahuacu.

Figura 1.1.- Ubicación



Fuente: Goyes e Hinojosa, 2012

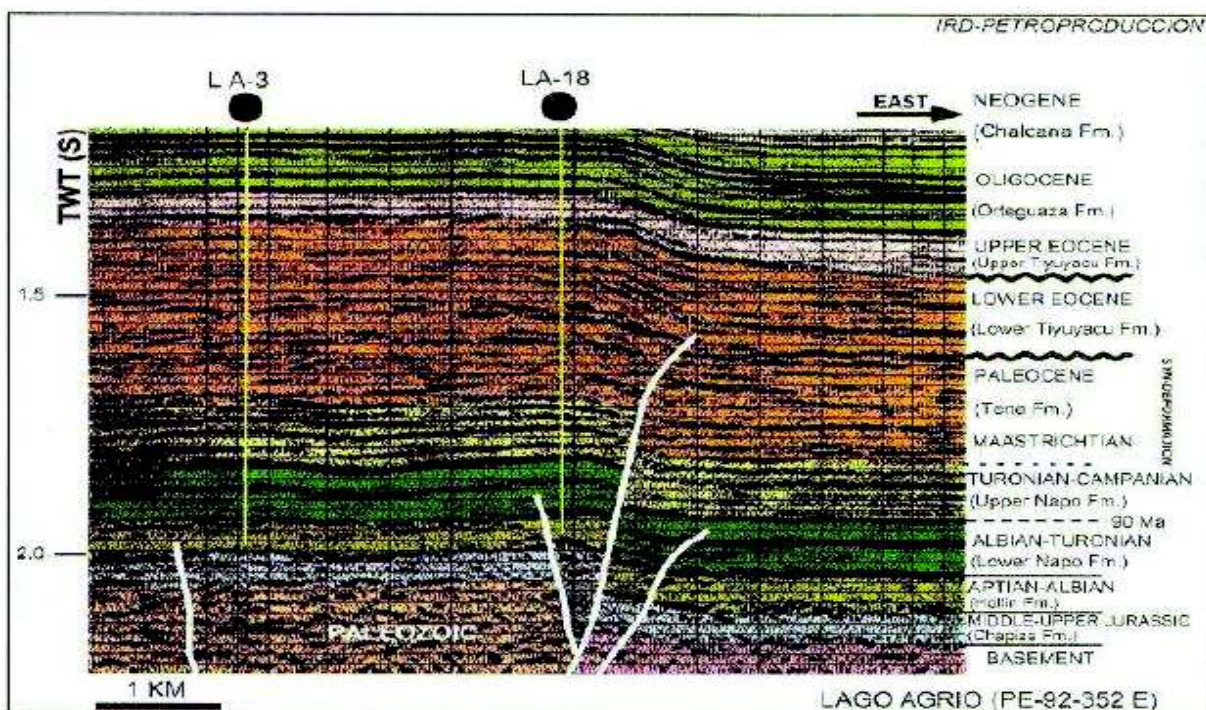
1.1.3.- ASPECTOS GEOLÓGICOS

A continuación las estructuras que conforman el campo Lago Agrio.

1.1.3.1.- Estructura Lago Agrio³

El campo Lago Agrio está definido como un anticlinal simétrico con su eje principal orientado de dirección NE-SO, limitado al Este por una falla regional inversa y una segunda falla que se está delimitando la parte occidental del campo, lo que asegura el cierre de la estructura. El área del campo Lago Agrio es de 9491.11 acres. La estructura Lago Agrio crece en dos etapas como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura en el Maestrichtiano, contemporáneo a la depositación de Tena inferior y parece que en Mioceno (ver figura 1.2), la última reactivación tectónica provoca un flexuramiento de las capas que alcanzan horizontes cercanos a la superficie.

Figura 1.2.- Estructura Lago Agrio



Fuente: Goyes e Hinojosa, 2012

1.1.3.2.- Estructura Guanta¹⁸

Es un anticlinal asimétrico de rumbo aproximado N-S, limitado al Este por un grupo de fallas inversas con movimientos al rumbo de orientación NNE-SSW, que cortan todo el cretáceo de una forma vertical, las mismas que controlan y estructuran el campo en el flanco Este, dividiendo el campo en dos sectores Norte-Sur.

1.1.3.3.- Estructura Parahuacu⁷

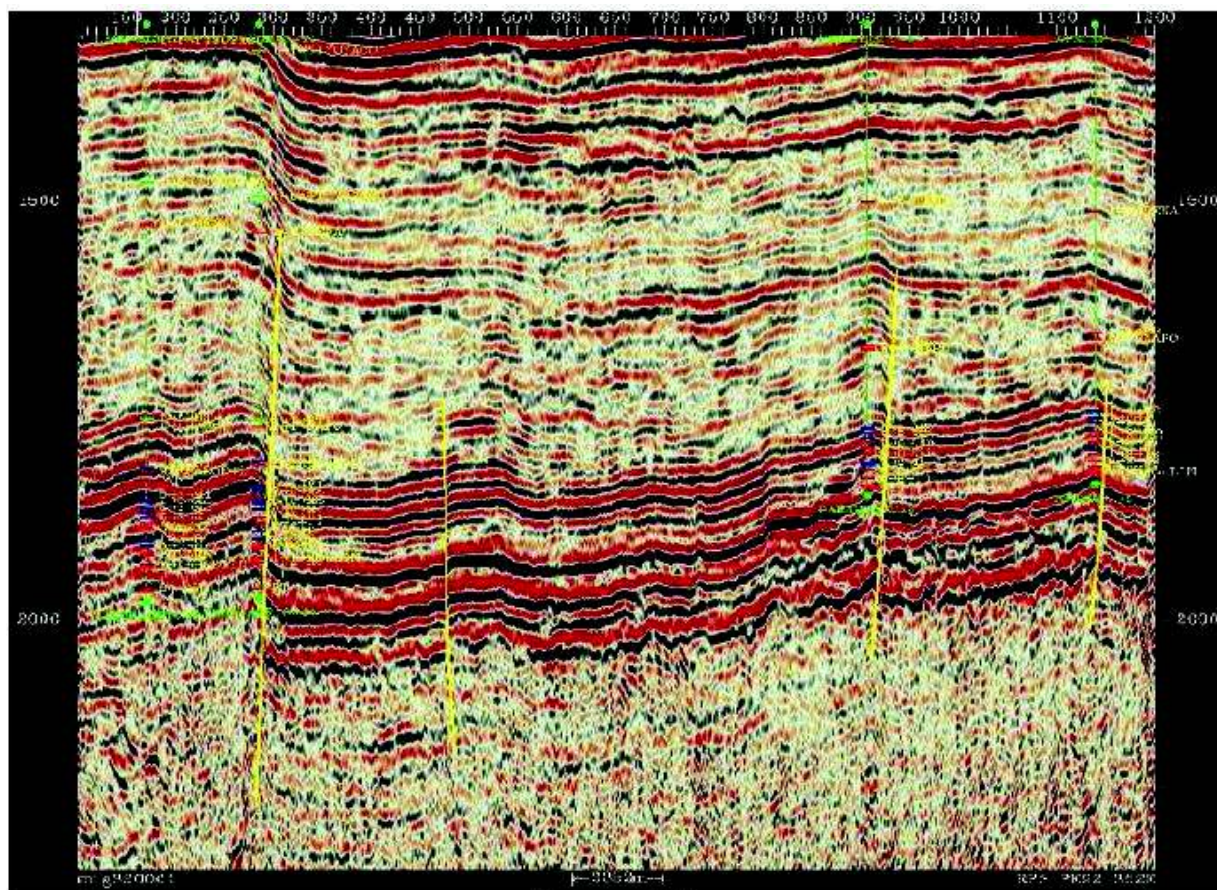
Es una estructura anticlinal alargada de orientación N-S, de 15 km de largo, con un ancho promedio de 2,5 km; limitada al este por una falla inversa de alto ángulo con rumbo hacia el este de cerca de 200 pies de desplazamiento vertical, la cual está presente a lo largo del flanco oriente del campo.

El área total del campo Parahuacu es de 3227.13 acres. Esta falla se extiende 18 km y se trata de una falla de cizallamiento de basamento, el cual es responsable en cierta forma del plegamiento del anticlinal del campo. Los datos sísmicos indican que la falla disminuye hacia arriba y desaparece en el yacimiento “Basal Tena”.

En la sísmica se observa un cierre estructural hacia el Norte, evidenciando por la prolongación de la falla principal Parahuacu y hacia el Sur, la presencia de un bajo estructural. También se observa la baja pendiente estructural que caracteriza el campo ubicada en el orden de 3° a 5°.

La estructura del campo, se muestra a través de secciones sísmicas que evidencia potentes estratos de rocas sedimentarias con edades que van desde el cretácico al Holoceno, de las cuales las calizas y areniscas de las subyacentes formaciones mesozónicas Hollín y Napo, constituyen buenos reservorios de petróleo. Ver **figura 1.3**.

Figura 1.3.- Estructura Parahuacu



Fuente: Goyes e Hinojosa, 2012

1.1.4.- RESERVORIOS DE PRODUCCIÓN

Las principales arenas productoras de las que se produce son las areniscas “U”, “T”, “BT” y “Hollín”, siendo las de mayor importancia las areniscas “Ui”, “Ti”, “Hs” y “BT” las cuales se caracterizan por su, moderada porosidad y permeabilidad.

1.1.4.1.- Litología campo menor Lago Agrio³

El yacimiento Hollín superior, tiene un espesor promedio de 30-40 pies, conformado por areniscas de grano grueso a medio, con intercalaciones de lentes calcáreas y lutíficas, y un BSW de 24%.

El yacimiento Hollín inferior, tiene un espesor promedio de 60 pies, constituido por areniscas cuarzosas de color café a negro, grano muy fino, trazas de glauconita, piritita y caolín. BSW del 50% y el contacto agua petróleo a 9155 pies.

Los yacimientos “U” y “T” de la formación Napo constituyen un objetivo secundario por su menor desarrollo de arena saturada y el yacimiento Basal Tena, como última prioridad por su pobre desarrollo de arenisca a lo largo del campo, actualmente pocos pozos producen de esta formación.

1.1.4.2.- Litología campo menor Guanta¹⁸

La formación Tena conformada por la arena Basal Tena, está constituida por arenisca de cuarzo, grano fino a grueso de color café claro a veces microconglomerática mal seleccionada, cemento silicio a veces calcárea. La formación Napo está constituida por las arenas “U” y “T”. La arena “U” está conformada por las areniscas “U principal”, “U media” y “U superior”. En tanto que la arena “T”, está conformada por las areniscas “T principal” y “T superior”.

La arenisca “U principal”, está constituida por una arenisca de cuarzo, café clara, friable, grano fino a muy fino, subredondeado a sub angular, cemento silicio a regular selección, con trozos de glauconita. La arenisca “U media”, conformado por arenisca de cuarzo, café claro, friable, grano fino a medio, redondeado a subredondeado, cemento calcáreo, buena selección, con trazas de glauconita. La arenisca “U superior”, está representada por areniscas de cuarzo, café claro, friable, grano fino, redondeado a sub redondeado, cemento calcáreo, buena selección, con trazas de glauconita.

La arenisca “T principal”, está constituida por arenisca de cuarzo de color gris oscuro, grano fino, redondeado a sub redondeado, friable, cemento silicio, buena selección. La arenisca “T superior”, la conforma arenisca de cuarzo de color café claro a verdosa y blanca, grano fino, subredondeado a subangular, friable, cemento ligeramente calcáreo, de regular a buena selección, ligeramente glauconítica.

La formación Hollín está constituida por las arenas Hollín superior y Hollín Inferior. La arena Hollín inferior, está constituida por arenisca de cuarzo blanco, claro a traslucido, friable, cemento calcáreo. La arena Hollín superior, está constituida por intercalaciones de arenisca finas, medias y algo sucias con pocas lutitas.

1.1.4.3.- Litología campo menor Parahuacu⁷

Litológicamente la formación Napo está constituida por calizas, lutitas y arenas. La “U”, es una arenisca glauconítica masiva; su miembro superior es una arenisca cuarzosa, firme, subtransparente, de grano fino a medio, subangular a subredondeada, de regular clasificación, de cemento silíceo, con glauconita, con presencia de hidrocarburo, de fluorescencia natural amarillo oro; mientras que su miembro inferior es una arenisca cuarzosa, subtransparente, compacta, subangular, de clasificación, regular, de grano medio a grueso, cemento calcáreo, con presencia de hidrocarburo, de fluorescencia natural discontinua blanca amarillenta.

En la arenisca “T”, el cuerpo superior litológicamente se presenta como una arenisca de cuarzo, subtransparente a subtraslúcida, de grano fino a medio, subangular, de regular selección, de cemento ligeramente calcáreo, glauconítica, con presencia de hidrocarburos, de fluorescencia natural amarillo oro. En tanto que el cuerpo inferior se presenta como una arenisca cuarzosa, compacta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, clasificación regular, de matriz caolinitica con cemento calcáreo, con presencia de hidrocarburos, de fluorescencia natural amarillo oro.

La arenisca “Basal Tena”, está constituida por un cuerpo de arenisca intercalada con pequeños niveles de limolita y arcillolita, es de características cuarzosa, subtransparente a subtraslúcida, de grano grueso a muy grueso, subredondeada a subangular, de regular clasificación, cemento ligeramente calcáreo, con presencia de hidrocarburo, con fluorescencia natural discontinua amarilla blanquecina.

1.1.4.4.- Propiedades de roca y fluido

Las propiedades de roca y fluido de las formaciones productoras están descritas en la **tabla 1.1** donde se indica: porosidad, permeabilidad promedio del reservorio, factor de recobro inicial, presión inicial, presión de burbuja, compresibilidad de la formación, del petróleo y del agua de formación, factor volumétrico inicial del petróleo, factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja, factor volumétrico del agua de formación, viscosidad inicial del petróleo, viscosidad del petróleo, viscosidad del agua de formación, grado API, gas en solución, saturación de agua inicial.

Tabla 1.1.- Propiedades de roca y fluidos de las formaciones productoras

PARÁMETRO	YACIMIENTO			
	“Basal Tena”	“U”	“T”	“Hollín”
Porosidad (%)	22.70	17.33	14.76	13.21
Permeabilidad promedio del reservorio, md	106	473	261	100
Factor de recobro inicial, FR (%)	15	25	25	40
Presión inicial, Pi (psi)	3500	4195	4417	4485
Presión de burbuja, Pb (psi)	810	800	770	880
Compresibilidad de la formación, Cf (*10 ⁶)	3274	3870	4220	3934
Compresibilidad del petróleo, Co (*10 ⁶)	8.010	9.266	8.529	8.486
Compresibilidad del agua de formación, Cw (*10 ⁶)	3.04	3.50	3.60	3.70
Factor volumétrico inicial del petróleo, Boi (BY/BF)	1.110	1.227	1.275	1.149
Factor volumétrico del petróleo a la Pb, Bob (BY/BF)	1.135	1.289	1.303	1.269
Factor volumétrico del agua de formación, Bw (BY/BF)	1.032	1.038	1.032	1.037
Viscosidad inicial del petróleo, μ_{oi} (cp)	1.527	2.365	1.366	2.224
Viscosidad del petróleo (60 °F y 14,7 psi), μ_o (cp)	1.250	1.120	1.155	0.981
Viscosidad del agua de formación, μ_w (cp)	0.3354	0.3348	0.3150	0.2818
Grado API (°API)	27.5	29.7	32.3	29.8
Gas en solución, Rs (PCS/BF)	231	351	363	30.8
Saturación de agua inicial, Swi (%)	27	35.5	38.5	29.6

Fuente: PetroAmazonas EP, 2017

Elaborado por: Mauro Sarango

1.1.4.5.- Tipos de empuje³

El campo menor Lago Agrio, presenta empuje hidráulico, debido al empuje natural del acuífero, presentado en la arena ‘Hollín’, el cual es el reservorio principal.

En Guanta, debido a que la presión original es mayor que la presión de saturación. Los mecanismos de empuje de los yacimientos: Basal Tena, Napo U y T, son combinación de expansión del sistema roca-fluido, con entrada parcial de agua.

Parahuacu, presenta un mecanismo de producción que es una combinación de gas en solución con empuje natural del acuífero, esto debido a las significativas caídas de presión y bajos volúmenes de agua recuperados.

1.1.5.- PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La **tabla 1.2** indica los métodos de producción utilizados en el campo, así 26 pozos están con bombeo electro sumergible, 31 con hidráulico, 2 con mecánico, dando un total de 59 pozos productores con 10559 BPPD, hasta la fecha de cierre de toma de información de Agosto del 2017.

Tabla 1.2.- Métodos de producción

MÉTODO	No. POZOS	PRODUCCIÓN (BPPD)
Mecánico	2	146
Hidráulico	31	5319
Electro sumergible	26	5094
TOTAL	59	10559

Fuente: PetroAmazonas EP, 2017
Elaborado por: Mauro Sarango

El campo Lago Agrio hasta el 27 de Agosto del 2017 tiene en producción 59 pozos de los cuales 23 pozos son del campo Lago Agrio, 22 pozos de Guanta, 14 pozos de Parahuacu, de un total de 132 pozos perforados; actualmente el campo maneja un

promedio de producción de petróleo de 10559 BPPD. El sistema de producción inicial del campo fue por flujo natural, luego se implementó bombeo hidráulico, bombeo mecánico hasta llegar a bombeo electro sumergible.

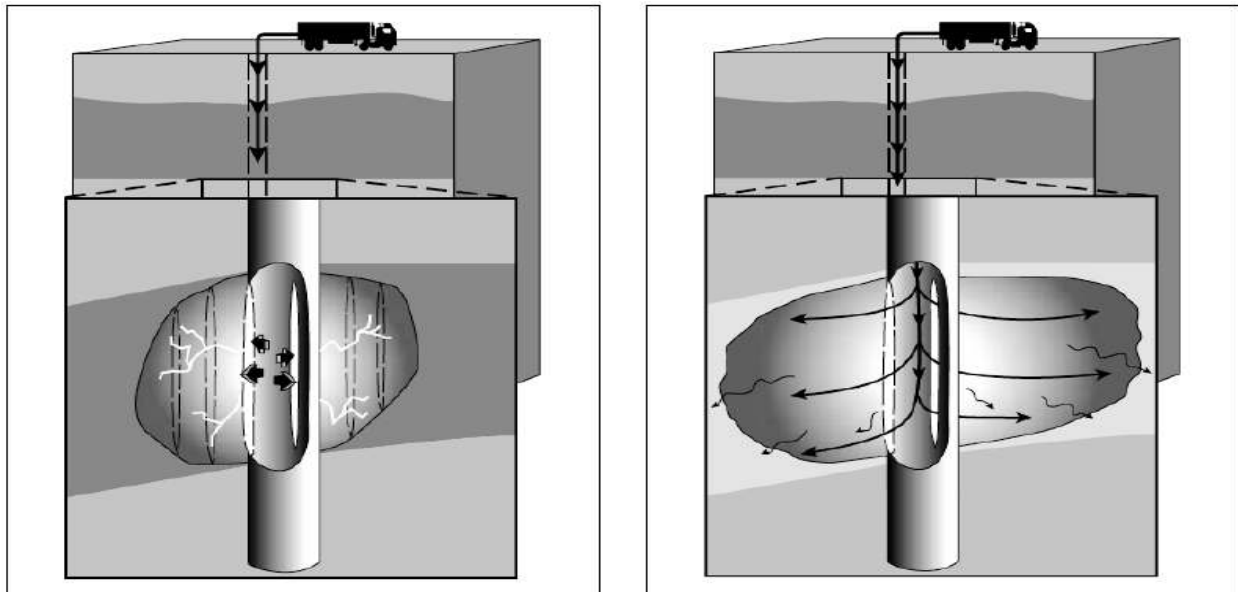
1.2.- DESCRIPCIÓN DE ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La estimulación de formaciones por fracturamiento hidráulico permite incrementar la productividad del pozo creando un camino altamente conductivo en relación con la permeabilidad del yacimiento, que partir de la cara del pozo hacia el interior de la formación. La conductividad es mantenida por un material o apuntalante de arena el cual permite mantener la fractura abierta con el fin de que los hidrocarburos tengan un canal por donde fluir hacia la cara de la formación productora. La técnica de fracturamiento hidráulico consiste en mezclar una serie de fluidos y aditivos con el fin de crear un fluido fracturante, el cual es forzado hacia la formación productora a presiones y caudales altos para crear y propagar la fractura a través de la formación.

La secuencia de bombeo consiste en bombear en primer lugar, un colchón o pad de fluido sin apuntalante, conocido como gel lineal con el fin de iniciar y establecer la propagación de la fractura a lo largo de la formación productora. Posterior a esto, se bombea gel mezclado con el apuntalante, el cual permite extender la fractura y transportar el agente de sostén a través de la formación.

Luego de que se ha alcanzado los caudales y presiones que permiten determinar la geometría de la fractura, el gel por efectos químicos se rompe, con el fin de bajar la viscosidad, para que este fluya hacia fuera del pozo, como resultado de esto, se tendrá una fractura altamente conductiva para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo (Vásquez, 2009).

Figura 1.4.- Trabajo “típico” de fracturamiento hidráulico



Fuente: Vásquez, 2009

1.2.1.- INTRODUCCIÓN AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los motivos por los cuales se mejora la productividad de un pozo por fracturamiento hidráulico son:

- Sobrepasar la zona dañada entre pozo y zona productora.
- Mitigar efectos de desconsolidación de arena.
- Evitar depositación de finos y asfáltenos durante la etapa de producción.
- Evitar la conificación de agua.
- Mejorar la permeabilidad del yacimiento y pozo.
- Realizar una distribución uniforme en grandes intervalos productores.

1.2.2.- MECÁNICA DE LAS FRACTURAS

El fracturamiento hidráulico, es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión de la formación expuesta, lo que origina la ruptura de la formación. Las variables que se consideran en el diseño del proceso de fracturamiento son seis:

- Altura, relacionada con esfuerzos entre los diferentes estratos.
- Módulo de Young.
- Pérdida de fluido.
- Factor de intensidad de esfuerzo crítico.
- Viscosidad del fluido.
- Caudal de la bomba.

La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo, por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece (Castañeda, 2014) como se observa en la **figura 1.4**. La pérdida de fluido en la fractura es porque una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma. Inicialmente se inyecta solo fluido fracturante porque la mayor pérdida está en las vecindades del pozo, luego comienza a abrirse la fractura y se inyecta el material apuntalante con el fin de que la fractura no se cierre. A continuación se indica los factores que afectan la fractura hidráulica, ver **figura 1.5**.

Figura 1.5.- Factores que influyen en una fractura



Fuente: Castañeda, 2014.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que consideren (Castañeda, 2014):

- Propiedades mecánicas de la roca.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Condiciones de inyección del fluido fracturante.
- Esfuerzo de la formación.
- Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura. Los modelos de fracturamiento hidráulico, se clasifican en tres grupos:

- Modelos en dos dimensiones.
- Modelos en pseudo tres dimensionales.
- Modelos totalmente tridimensionales.

La fractura puede propagarse lateralmente, verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, lo cual depende de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca.

1.2.2.1.- Modelos en dos dimensiones. (2-D)¹

Los modelos en dos dimensiones son aquellos que determinan el ancho w , y la longitud x_f , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas, que asumen una altura constante y conocida. A continuación se indican los tipos de modelos que se utilizan con frecuencia.

- Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo PKN [Perkins & KERN y Nordgren] que es una apropiada aproximación y considera que:

$$x_f \gg h_f$$

- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo KGD [Khristianovic & Zheltov y Geertsma & de Klerk], que frecuentemente se conoció como el modelo KGD, donde:

$$h_f \gg x_f$$

- Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura.

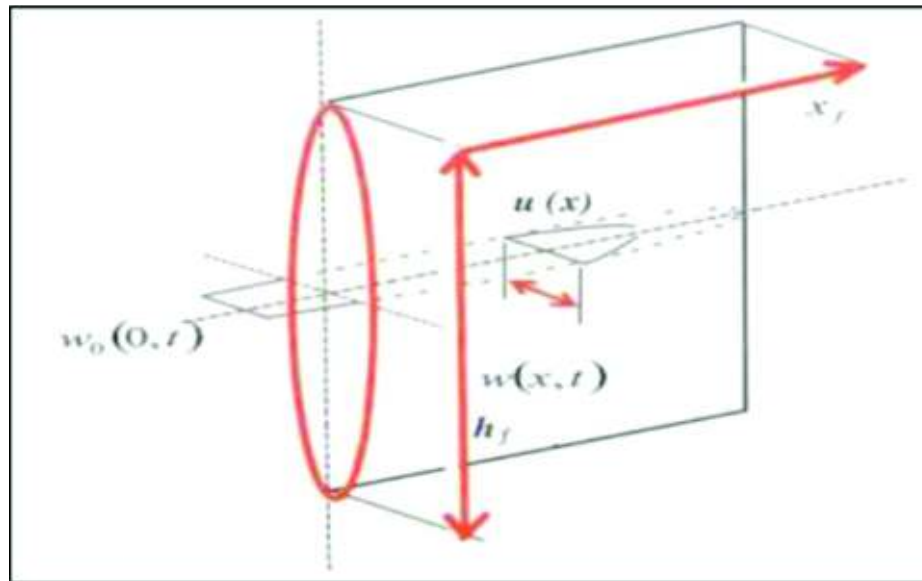
$$2x_f = h_f$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación.

1.2.2.1.1.- Modelo PKN¹

El modelo PKN está representado en la **figura 1.6**. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.

Figura 1.6.- Modelo PKN de una fractura



Fuente: Castañeda, 2014.

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud.
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.
- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del módulo de Young de rocas de un yacimiento común puede variar desde 10^7 psi en arenisca y profunda hasta 2×10^5 psi en dolomitas. Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta. La geometría elíptica del modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho

máximo de la fractura, por un factor geométrico, el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo es:

$$\bar{w} = 0.3 * \left[\frac{q_i * \mu * (1 - \nu) * x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} * \gamma \right) \quad (\text{Ec.1.1})$$

Dónde:

\bar{w} = Ancho promedio de la fractura, pg.

q_i = Tasa de Flujo, bpm.

μ = Viscosidad del fluido fracturante, cp.

x_f = Longitud de fractura, ft.

γ = Módulo de Corte o Cizalla, psi.

G = Gradiente de poro

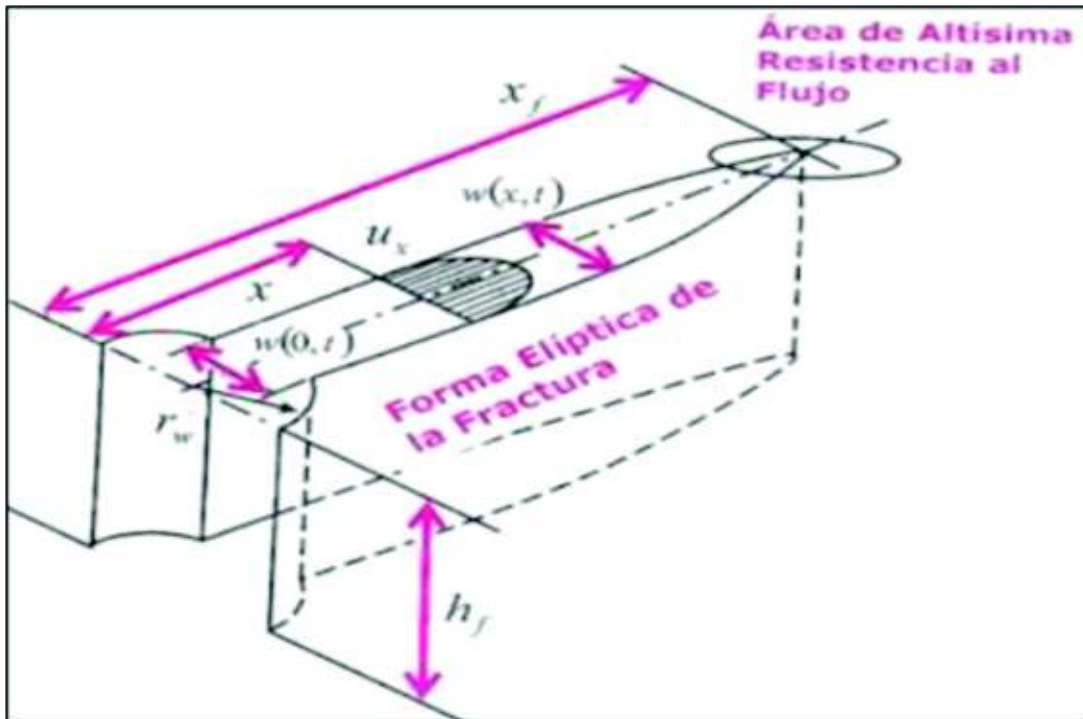
1.2.2.1.2.- Modelo KGD¹

El modelo KGD es representado en la **figura 1.7** y es semejante al PKN con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde $h_f \gg X_f$. Así, este modelo KGD no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el fracturamiento hidráulico.

El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo, con \bar{w} , en pulgadas es simplemente:

$$\bar{w} = 2.53 * \left[\frac{q_i * \mu * (1 - \nu) * x_f^2}{G * h_f} \right]^{1/4} \quad (\text{Ec.1.2})$$

Figura 1.7- Modelo KGD de una fractura

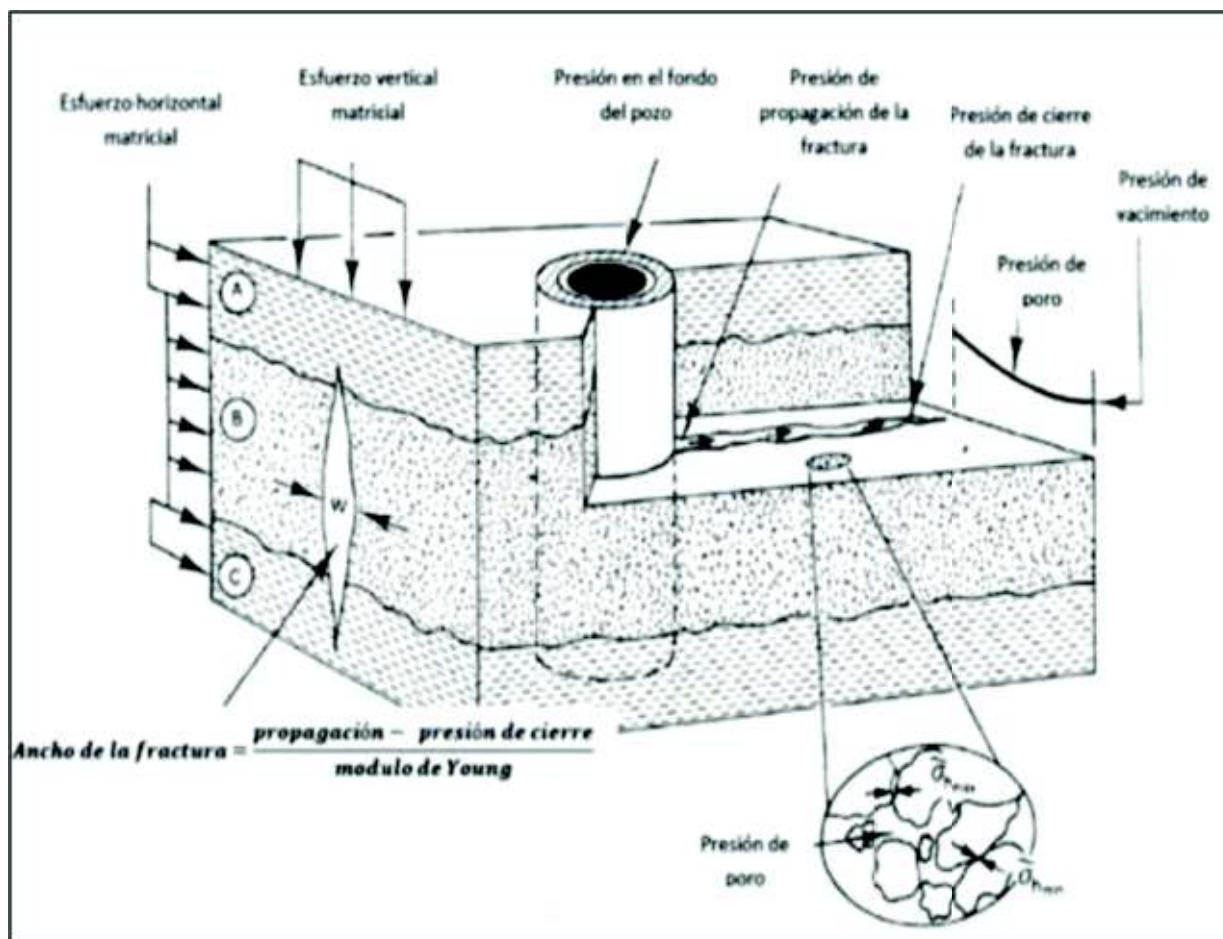


Fuente: Castañeda, 2014.

Las principales suposiciones entre los modelos PKN y KGD son las siguientes:

- Ambos suponen que la fractura es plana y que se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo.
- Que el flujo de fluidos es unidimensional (1D) a lo largo de la longitud de fractura. Asume que la roca que se fractura es como un sólido lineal elástico isotrópico, continuo y heterogéneo.
- Una de dos situaciones: la altura es larga (PKN) o pequeña (KGD) con relación a la longitud.
- El modelo KGD estima que el extremo (la punta) del proceso domina la propagación de la fractura, en tanto el PKN no lo considera.
- La fractura se propaga en dirección de un plano perpendicular al mínimo esfuerzo matricial. Generalmente el esfuerzo mínimo es horizontal, y la fractura resultante es vertical, los cuales se pueden observar en la **figura 1.8**.

Figura 1.8.- Esquema de los factores que afectan a la propagación de la fractura



Fuente: Castañeda, 2014.

1.2.2.2.- Modelos en Tres Dimensiones. (3-D)

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, en lo que tiene que ver con la altura de la fractura, que varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material apuntalante. Un modelo 3-D completo es complejo porque requiere cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis más detallado para modelar la fractura. A diferencia de los modelos de los grupos 2D, los modelos planos 3D y pseudo 3D consideran datos de las propiedades de las zonas confinantes para predecir el crecimiento de la fractura

1.2.2.3.- Modelos en Pseudo Tres Dimensiones 3-D

Entre los parámetros importantes para el diseño de un tratamiento de fractura utilizando modelos pseudo 3D incluyen (Castañeda, 2014):

- Propiedades mecánicas de la roca: esfuerzo de cierre de la roca, módulo de Young, relación de Poisson y Toughness de la fractura.
- Propiedades petrofísicas: permeabilidad, porosidad, saturación de agua, composición mineralógica.
- Propiedades de fluido del yacimiento: tipo y composición de fluido. Si es aceite, la gravedad específica, composición, asfaltenos, parafinas, etc. Si es gas, su composición, contenido de ácido sulfhídrico, coeficiente de compresión, etc.
- Propiedades del yacimiento: presión original, presión de fondo estática y fluyendo, gradiente de temperatura.

1.2.3.- DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los esfuerzos se han concentrado en la selección del tipo de apuntalante, volúmenes apropiados de materiales, caudales de inyección y volúmenes para ser bombeados.

El proceso de diseño usa un conjunto de datos y características como las que se indican a continuación (Vásquez, 2009).

1. Radio de drenaje y configuración.
2. Distribución de la zona productora.
3. Permeabilidad de la formación, porosidad, saturación de hidrocarburos y perfil de distribuciones de estos parámetros.
4. Propiedades de los fluidos de formación.
5. Presión estática del yacimiento.
6. Temperatura de la formación.

7. Altura de la fractura y crecimiento de la extensión de la misma que ocurrirá durante el tratamiento de fracturamiento.
8. Extensión de la fractura y perfiles de esfuerzos de cierre.
9. Presión neta crítica de fractura.
10. Relación de Poisson y perfiles de densidad.
11. Características reológicas del fluido de fracturación, puede ser posible que sea necesario especificar estos valores como función de la velocidad de corte, tiempo y temperatura.
12. Características de flujo y pérdidas de presión por los disparos.
13. Pérdida del fluido de fracturamiento y si es necesario, la dependencia de este con la temperatura.
14. Coeficiente de filtrado del fluido de fracturamiento, y si es necesario, el comportamiento como una función de la presión diferencial y la temperatura.
15. Extensión vertical y altura neta del filtrado.
16. Propiedades térmicas del fluido.
17. Tamaño del apuntalante.
18. Densidad del apuntalante.
19. Conductividad del apuntalante como función de los esfuerzos de cierre, tipo de apuntalante, tamaño de la distribución del apuntalante, concentración del apuntalante en la fractura, y empacamiento dentro de la formación.
20. Presión de empacamiento y/o integración de la formación.
21. Configuración de los disparos (intervalos, disparos por pie, y tamaño de los agujeros).
22. Configuración y características del árbol de válvulas, tamaños y presiones que soportan.

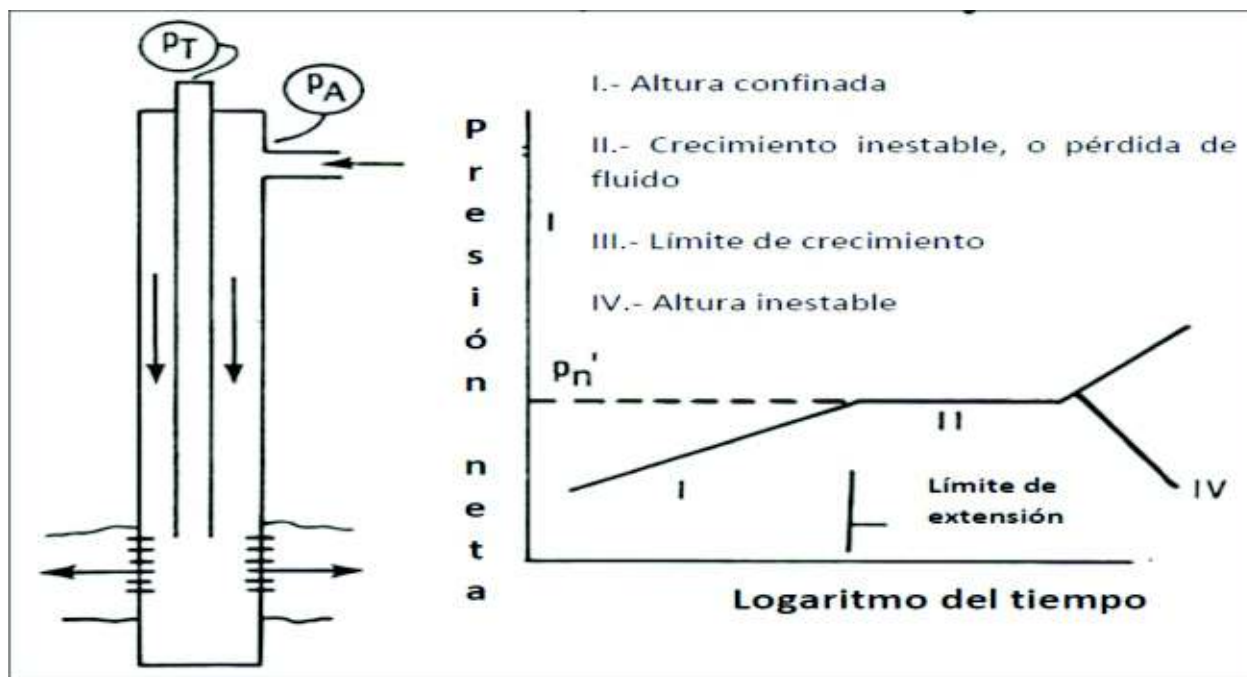
Los puntos *del 1 al 4* pertenecen principalmente a las características de comportamiento del yacimiento. Los puntos *5 y 6* pertenecen tanto a aspectos del yacimiento como del

fracturamiento. Del punto 7 en adelante se refieren principalmente al diseño del fracturamiento hidráulico.

1.2.3.1.- Presiones en el fondo del pozo en el proceso de fractura

Los principales fenómenos que pueden inferir en la presión de fractura en el fondo del pozo son: extensión lateral de la fractura, presiones netas críticas, comportamiento del crecimiento vertical. Esto se demuestra en la **figura 1.9** graficando el logaritmo de la presión neta de fractura vs tiempo. Punto I representa la altura confinada y la extensión lateral libre; El punto II indica un índice de penetración de fractura reducido cuando esta alcanza el valor de la presión neta, en este punto la presión es igual a la presión neta, y se desarrollan fisuras y toman fluido de la fractura principal. Otra explicación del comportamiento del punto II es la existencia de un índice de crecimiento vertical lento. El punto III puede ser interpretado como un modo de almacenamiento teniendo una restricción en cuanto al crecimiento y extensión de la fractura implicando un efecto de baloneo. El punto IV indica un rápido crecimiento vertical (Vásquez, 2009).

Figura 1.9.- Comportamiento de la presión neta de fractura



Fuente: Vásquez, 2009.

1.2.3.2.- Diseño de fracturamiento hidráulico analítico 2D

El análisis del presente estudio se realiza en base a datos de B'UP, datos de producción y datos de completación de pozo; el cual sirve para diseñar el fracturamiento hidráulico de forma analítica en 2D.

El procedimiento descrito se toma del capítulo 4 de la tesis de (Jácome y Muñoz, 2016). A continuación se detallan la secuencia de cálculos a seguir:

a.-) Presión de sobrecarga

Es la presión que será dada por el peso total de las formaciones que están por arriba del punto de interés. Esta dada por la siguiente ecuación. (PEMEX, Sib, 2016).

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_f * D \quad (\text{Ec.1.3})$$

Donde:

σ_{ov} = Presión de sobrecarga (psi)

ρ_f = Densidad de la formación (lb/gal)

D = Profundidad (ft)

b.-) Gradiente de fractura

Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$G_f = \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - G_p \right) \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + G_p \quad (\text{Ec.1.4})$$

Donde:

G_f = Gradiente fractura (psi/ft)

G_p = Gradiente del poro (psi/ft)

γ = Coeficiente de poisson

c.-) Presión de fractura

Es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá de la falla, puede variar durante la operación. Esta dada por la siguiente ecuación:

$$P_f = G_f * D \quad (\text{Ec.1.5})$$

d.-) Presión de tratamiento en superficie

Considera las pérdidas de presión por fricción y por cañoneo:

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p \quad (\text{Ec.1.6})$$

Donde:

P_{ts} = Presión de tratamiento en superficie (psi)

P_{ci} = Presión de cierre instantáneo (psi)

ΔP_f = Perdida de presión por fricción en tubería (psi)

ΔP_p = Perdida de presión por cañoneo (psi)

A continuación se detalla cómo se hallan los valores de la ecuación anterior.

d.1.) Presión de cierre instantánea

Es la presión tomada en superficie cuando se detiene el bombeo del fluido. Definida por la siguiente ecuación:

$$P_{ci} = P_f - P_h \quad (\text{Ec.1.7})$$

Donde:

P_{ci} = Presión de cierre instantáneo (psi)

P_f = Presión de fractura (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi)

d.2.-) Pérdida de presión por fricción en tubería

$$\Delta P_{friccion} = \frac{f * D * \delta v^2}{2,8 * (d_o^2 - d_i^2)} \quad (\text{Ec.1.8})$$

Donde:

f = factor de fricción

δ_v = Diámetro del casing (pulgadas)

d_o = Diámetro externo de tubería (pulgadas)

d_i = Diámetro interno de tubería (pulgadas)

Para poder determinar el factor de fricción necesitaremos conocer el valor del número de Reynolds el cual es igual a:

$$Nr = 1,592E4 * \frac{Q\delta}{d_i * \mu_i} \quad (\text{Ec.1.9})$$

Donde:

Nr = Numero de Reynolds

Q = Caudal de inyección (bpm)

δ = ρ_i = Densidad del fluido de inyección (lbm / gal)

μ_i = viscosidad del fluido de inyección (cp)

d.3.-) Pérdida de presión por cañoneo

$$\Delta P_p = \frac{0,0836 * Q^2 \delta}{H_p^4 * n} \quad (\text{Ec.1.10})$$

Donde:

H_p – Diámetro de disparos (pulgadas)

n – Numero de disparos

e.-) Presión de confinamiento o cierre:

Es la presión máxima que puede soportar la roca.

$$P_c = P_f - P_r \quad \text{(Ec.1.11)}$$

Donde:

P_c = Presión de confinamiento o cierre (psi)

P_f = Presión de fractura (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi)

e.1.-) Diseño del fluido fracturante

Hay que tener presente que las propiedades del fluido fracturante deben cumplir con lo siguiente:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

e.2.-) Cálculo del coeficiente del fluido fracturante

Este coeficiente va a depender de las características del fluido fracturante, fluidos del yacimiento, y de la roca. Este coeficiente refleja las propiedades del fluido fracturante y también es una medida de la efectividad relativa del mismo. Un bajo coeficiente de fluido fracturante significa propiedades bajas de pérdida de fluido pero también significa un área de fractura mayor.

La efectividad relativa del fluido depende de las propiedades que controlan la pérdida de fluido durante el tratamiento de fractura. Con esta base, la mayoría de los fluidos caen

en tres categorías (Craft, Holden y Graves, 1962), donde las dos categorías más importantes serán:

e.2.1.-) Fluidos de viscosidad controlada

En esta categoría se incluyen fluidos fracturantes viscosos y semi viscosos donde la viscosidad controla la cantidad de pérdida de fluido que toma lugar en el tratamiento. La viscosidad del fluido fracturante es mayor a la viscosidad de los fluidos del yacimiento. La mayor pérdida de presión durante el fracturamiento se dará en la zona invadida debido a que el fluido fracturante es mucho menos móvil que el fluido de la formación por lo que la viscosidad del fluido fracturante controlará la pérdida de fluido. (Craft, Holden y Graves, 1962). El coeficiente de fluido fracturante para esta categoría será:

$$C_v = 0,0469 * \left(\frac{K * \Delta p * \phi}{100 * \mu} \right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{\text{min}} \quad (\text{Ec.1.12})$$

Donde:

C_v = Coeficiente de fluido fracturante para alta viscosidad

K = Permeabilidad (md)

ΔP = Presión de tratamiento en superficie (psi)

Φ = Porosidad

μ_i = Viscosidad del fluido de inyección

e.2.2.-) Fluidos de yacimiento controlados

Este grupo incluye aquellos fluidos fracturantes que tienen baja viscosidad y características de pérdida de fluido bajas. Fluidos fracturantes que caen en esta categoría son fluidos a base de aceite y agua, que no contienen aditivos para reducir la pérdida de fluido. (Craft, Holden y Graves, 1962). El coeficiente de fluido fracturante para esta categoría será:

$$C_c = 0,0374 * \Delta p \left(\frac{K * C_f * \phi}{100 * u_o} \right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{\text{min}} \quad (\text{Ec.1.13})$$

Donde:

C_c = Coeficiente de fluido fracturante para baja viscosidad

K = Permeabilidad (md)

ΔP = Presión de tratamiento en superficie (psi)

Φ = Porosidad

μ_o = Viscosidad del petróleo

El coeficiente total que combina los dos coeficientes será:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} \quad (\text{Ec.1.14})$$

Donde:

c = Coeficiente total de fluido fracturante que combina los dos coeficientes de baja y alta viscosidad

f.-) Cálculo de la geometría de la fractura y volumen de inyección

La geometría de la fractura puede ser aproximada por los modelos que toman en cuenta las propiedades de la roca, propiedades del fluido fracturante, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (gasto y presiones) y los esfuerzos relacionados.

Para describir la propagación de la fractura que generalmente es un fenómeno complejo.

Los modelos de dos dimensiones son aproximaciones analíticas que asumen la altura de la fractura constante y conocida. Tenemos dos tipos de modelos los cuales son el PKN, donde la longitud de la fractura es mayor a la altura de la fractura, y el KGD, donde la longitud de la fractura es menor a la altura de la misma. Entonces la altura de la fractura será el dato variable.

Para los propósitos de diseño de este proyecto se va a utilizar el modelo KGD. Este modelo resulta en volúmenes de fractura mayores. (Economides, Hill, 1994). Para el cálculo de la amplitud y longitud de fractura se aplican las ecuaciones para el modelo:

f.1.-) Longitud de la fractura

$$X_f = \frac{i * t_p}{2\pi * h * c} \quad (\text{Ec.1.15})$$

Donde:

X_f = Longitud de la fractura

i = Caudal de inyección

t_p = Tiempo de inyección

h = Espesor de la formación

c = Coeficiente total de fluido fracturante que combina los dos coeficientes de baja y alta viscosidad

f.2.-) Amplitud de la fractura

$$W = \frac{i * t_p}{2h * X_f} \quad (\text{Ec.1.16})$$

f.3.-) Volumen de inyección

$$V_i = i * t_p \quad (\text{Ec.1.17})$$

g.-) Incremento de la productividad

Para poder verificar que el trabajo de estimulación fue exitoso, se necesitará comparar los resultados antes y después del fracturamiento. Entonces para realizar una estimación preliminar se considerará las siguientes relaciones:

g.1.-) Permeabilidad de la fractura

Se la va a calcular por una relación de permeabilidades antes y después del tratamiento de fractura.

$$K_f = (2a^3) * K \quad \text{(Ec.1.18)}$$

Donde:

K = Permeabilidad antes de la fractura

K_f = Permeabilidad después de la fractura

g.2.-) Índices de productividad antes y después del fracturamiento

Índice de productividad antes del fracturamiento:

$$J = \frac{Q_f}{P_r - P_{wf}} \quad \text{(Ec.1.19)}$$

Donde:

J = Índice de productividad antes del fracturamiento

Q_f = Caudal de fluido antes del fracturamiento

P_r = Presión de reservorio

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

g.2.1.-) Radio del pozo luego del fracturamiento:

$$rw' = \frac{2}{\pi} * X_f \quad (\text{Ec.1.20})$$

g.2.2.-) Índice de productividad luego del fracturamiento:

$$\frac{J'}{J} = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right) + \frac{k}{kf} \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right)} \quad (\text{Ec.1.21})$$

Donde:

re = Radio de drenaje

rw = Radio del pozo

rw' = Radio del pozo luego del fracturamiento

k = Permeabilidad antes de la fractura

kf = Permeabilidad luego de la fractura

g.3.-) Daño luego del fracturamiento

$$s' = \left(\frac{k}{kf} - 1\right) * \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right) \quad (\text{Ec.1.22})$$

g.4.-) Presión y Caudal luego del fracturamiento

A continuación se detallan las variables como eficiencia de flujo, Pwf y caudal para luego del tratamiento de fractura hidráulica.

g.4.1.-) Eficiencia de flujo:

$$EF = \frac{J'}{J} \quad (\text{Ec.1.23})$$

g.4.2.-) P_{wf}' luego del tratamiento:

$$P_{wf}' = Pr - (Pr - P_{wf}) * EF \quad (\text{Ec.1.24})$$

g.4.3.-) Caudal a P_{wf}' :

$$Q' = J' * (Pr - P_{wf}') \quad (\text{Ec.1.25})$$

Un ejemplo de cálculo del diseño del fracturamiento hidráulico analítico 2D, se indica en el **Anexo 1**.

1.2.4.- SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAR

Para determinar que un pozo es adecuado para fracturar, se tiene la siguiente clasificación de acuerdo a dos categorías: Pozos en los cuales se tendrá un mejoramiento en la producción y, pozos en los que se tienen problemas de caudal o caídas de presión en la formación productora. En la categoría de mejoramiento de la producción se tiene:

- Formaciones en las que la acidificación matricial no puede ser usada a causa de la mineralogía o porque el daño es muy profundo y grande y no puede ser removido por estimulación matricial.
- Arenas donde los perfiles de permeabilidad indican flujo irregular que puede influir en la longevidad de la terminación.
- Múltiples zonas productoras en secuencias de arena y lutitas, en donde las capas laminadas no permiten una comunicación con el pozo a menos que una fractura pueda proporcionar tal conexión (Uriostegui, 2011).

Pozos con problemas de caídas de presión en la vecindad del pozo, incluyen:

- Pozos con arenas poco consolidadas en los cuales el fracturamiento sustituye al empacamiento con grava, pero sin obtener el daño positivo provocado por ese tratamiento. Esto es debido a la reducción en el flujo de fluidos a un ritmo deseado a causa del incremento sustancial en el área de contacto con la formación productora. Esto previene la desconsolidación de la arena y su migración la cara de la formación.
- Permeabilidad discontinua con secciones de alta permeabilidad que causan una excesiva erosión de los canales de poro durante la vida productiva.

CAPÍTULO 2

PLANTEAMIENTO DE UN CUADRO DE MANDO INTEGRAL

Para obtener un orden de prioridad en cuanto a la selección de los posibles pozos a reactivar se procedió analizar las tendencias de las variables de operación y producción con el fin de detectar los pozos con problemas en la producción los cuales serán los pozos pre seleccionados a intervenir con torre de reacondicionamiento. Posterior a lo cual se procede a evaluar los pozos mediante la metodología de selección de pozos para realizar un reacondicionamiento. La unión del análisis de los pozos preseleccionados y la metodología de selección de pozos a intervenir con lleva a un cuadro de mando integral de selección de pozos.

2.1.- ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE VARIABLES DE OPERACIÓN

En el presente capítulo se realizará el análisis de las condiciones de operación y producción de pozos pre seleccionado a intervenir que están operando con bombeo electro sumergible y bombeo hidráulico de los campos menores Guanta y Parahuacu.

Para la pre selección se tomó en cuenta a pozos que tienen problemas de producción y operación. Entre los parámetros de monitoreo se tiene: la presión y temperatura de entrada a la bomba (intake), temperatura, frecuencia y amperios del motor, barriles y presión de inyección, que son analizados en conjunto con datos de pruebas de producción como: producción diaria de agua, petróleo, gas, GOR y corte de agua.

Se pre seleccionó a los pozos Guanta 17, Guanta 18, Guanta 19, Guanta 20, Guanta 29, Guanta 30, Parahuacu 10, Parahuacu 12, Parahuacu 20, Parahuacu 25 porque son pozos que presentan mayores problemas en su producción diaria.

Del análisis de las tendencias de las variables de operación, se identifica los problemas que causan la disminución de producción. En los pozos de bombeo electro sumergible puede ser ocasionada por Incremento de presión de entrada a la bomba (intake), orificios en la tubería de producción, presencia de escala, para de bomba por sobre calentamiento en motor, etc. Y en los pozos con bombeo hidráulico la pérdida de producción se refleja en la disminución de los barriles inyectados e incremento de la presión de inyección. Respecto a problemas de bajo aporte por daños de formación se constataran con los B'Up tomados en los pozos en estudio, ver **anexo 2**.

2.1.1.- POZO GUANTA 17

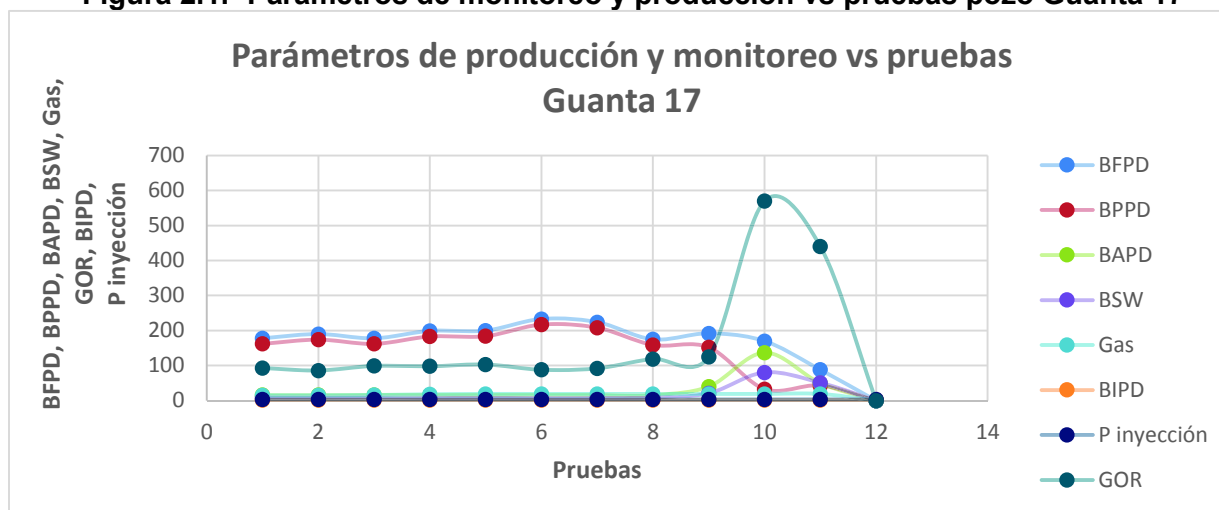
Se realizaron 12 pruebas de producción desde el 08 de Febrero del 2014 hasta el 23 de Julio del 2015 al pozo Guanta 17, estas se indican en la **tabla 2.1 y figura 2.1**. En estas pruebas se observa que los barriles inyectados por día bajaron de 1750 bls a 1588 bls, y el aporte bajo a cero, esto puede deberse a que la bomba esta tapada opción que se descarta porque en el pozo en estudio se ha cambiado la bomba en repetidas ocasiones, por lo que se presume que el pozo se encuentra dañado posibilidad que se va confirmar con un B'Up de arena "U", que presenta un $S = 9.63$ y $k = 10.7$ md.

Tabla 2.1.- Parámetros de operación y producción pozo Guanta 17

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	BIPD (x1000bls)	P. Inyección (x1000Psi)
1	08 Febrero 2014	178	162	16	9	15	93	1.55	3.6
2	09 Febrero 2014	190	174	16	8.4	15	86	1.56	3.6
3	10 Marzo 2014	178	162	16	8.9	16	99	1.565	3.55
4	05 Abril 2014	199	183	16	8	18	98	1.54	3.55
5	22 Junio 2014	200	184	16	8	19	103	1.55	3.6
6	06 Julio 2014	233	217	16	7	19	88	1.54	3.6
7	16 Julio 2014	224	208	16	7.3	19	92	1.56	3.55
8	24 Julio 2014	175	159	16	9	19	119	1.56	3.55
9	06 Junio 2015	192	152	40	21	19	125	1.704	3.5
10	08 Junio 2015	170	33	137	80.4	19	570	1.75	3.5
11	22 Junio 2015	88	43	50	50.9	19	440	1.588	3.6
12	23 Julio 2015	0	0	0	0	0	0	1.588	3.6

Elaborado por: Mauro Sarango.

Figura 2.1.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Guanta 17



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.2.- POZO GUANTA 18

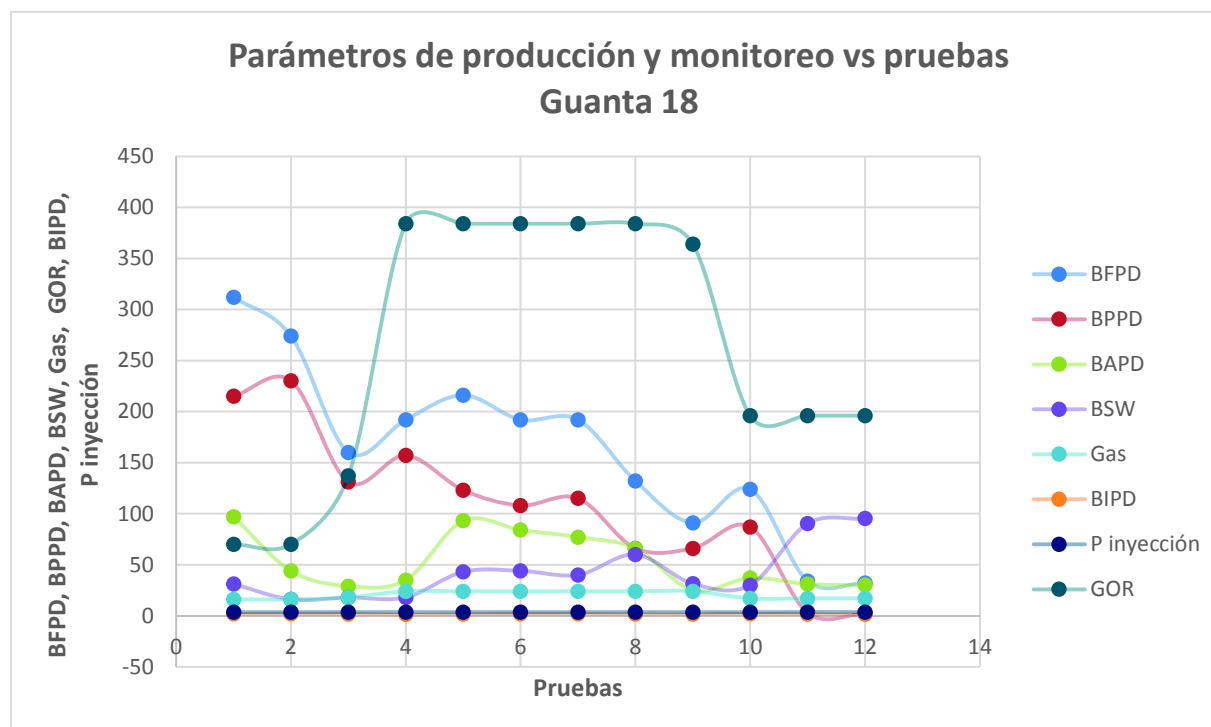
En el pozo Guanta 18 se realizaron 12 pruebas de producción desde el 24 de Septiembre hasta el 25 de Octubre del 2013, estas se indican en la **tabla 2.2 y figura 2.2**. En estas se observa que los barriles inyectados por día, bajaron de 1940 bls a 1570 bls, y el aporte bajo de 115 BPPD a 2 BPPD, esto puede deberse a que la bomba esta tapada opción que se descarta porque se ha cambiado la bomba en repetidas ocasiones, por esto se presume que el pozo está dañado posibilidad que se confirma con el B'Up de "Ti" de pozos aledaños, que indica valores de $S = 11$ y $k = 10.8$ md.

Tabla 2.2.- Parámetros de operación y producción pozo Guanta 18

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	BIPD (x1000bls)	P. Inyección (x1000Psi)
1	24 Septiembre 2013	312	215	97	31	16	70	1.838	3.5
2	26 Septiembre 2013	274	230	44	16	16	70	1.838	3.5
3	27 Septiembre 2013	160	131	29	17.85	18	137	1.768	3.55
4	29 Septiembre 2013	192	157	35	18	24	384	1.44	3.55
5	30 Septiembre 2013	216	123	93	43	24	384	1.608	3.5
6	01 Octubre 2013	192	108	84	44	24	384	1.776	3.5
7	02 Octubre 2013	192	115	77	40	24	384	1.776	3.5
8	05 Octubre 2013	132	66	66	60	24	384	1.556	3.55
9	06 Octubre 2013	91	66	25	31.39	24	364	1.515	3.5
10	11 Octubre 2013	124	87	37	29.89	17	196	1.94	3.5
11	14 Octubre 2013	34	3	31	90.29	17	196	1.58	3.6
12	25 Octubre 2013	32	2	30	95.22	17	196	1.57	3.6

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.2.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Guanta 18



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.3.- POZO GUANTA 19

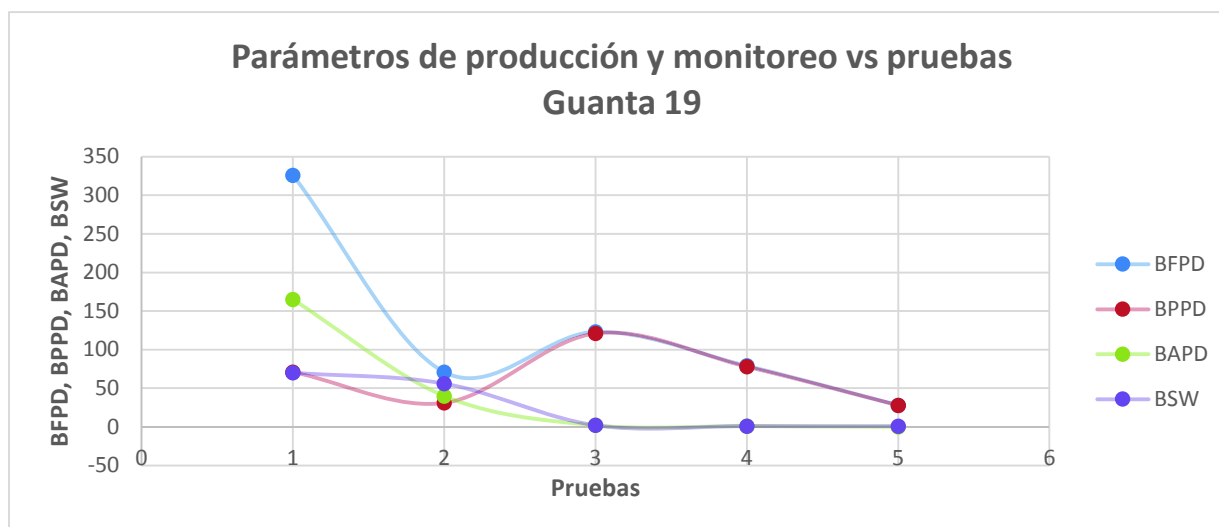
Se realizaron 5 pruebas de producción desde el 04 de Julio hasta el 05 de Septiembre del 2008 al pozo Guanta 19, estas se indican en la **tabla 2.3 y figura 2.3**. En estas pruebas se observa que el pozo presenta bajo aporte, debido a que el pozo no presenta una producción estable, y siempre con caudales bajos en el orden de los 31 BPPD. Del ultimo B'Up de arena "Ui", se observa que este presenta un $S = 5$ y $k = 49$ md.

Tabla 2.3.- Parámetros de operación y producción pozo Guanta 19

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW
					%
1	04 Julio 2008	326	71	165	70
2	06 Julio 2008	71	31	40	56
3	07 Julio 2008	123	121	2	2
4	09 Julio 2008	79	78	1	1
5	05 Septiembre 2008	28	28	0	1

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.3.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Guanta 19



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.4.- POZO GUANTA 20

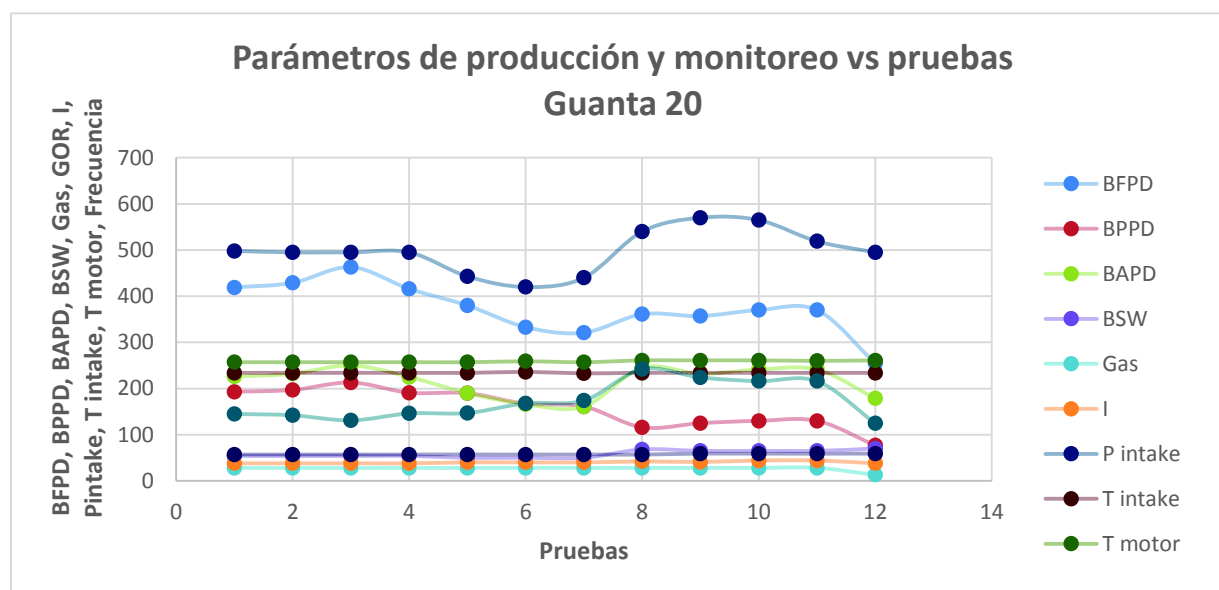
En el pozo Guanta 20 se realizaron 12 pruebas de producción desde el 14 de Junio del 2015 hasta el 06 de Abril del 2016, estas se indican en la **tabla 2.4 y figura 2.4**. En estas pruebas se observa que la frecuencia tiende a ser una línea recta, y el amperaje una línea recta pero con fluctuaciones. Respecto a la producción los fluidos del pozo bajaron de 370 BFPD a 255 BFPD y los barriles de petróleo de 130 BPPD a 77 BPPD. Los datos de B' UP de arena "Ui", indican un $S = 6.1$ y $k = 44.1$ md.

Tabla 2.4.- Parámetros de operación y producción pozo Guanta 20

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	I (A)	P. INTAKE (Psi)	T. INTAKE (°F)	T. MOTOR (°F)	FRECUENCIA Hz
1	14 Junio 2015	419	193	226	54	28	145	38	498	234	257	57
2	12 Julio 2015	429	197	232	54	28	142	38	495	234	257	57
3	13 Julio 2015	463	213	250	54	28	131	38	495	234	257	57
4	13 Agosto 2015	416	191	225	54	28	146	38	495	234	257	57
5	22 Agosto 2015	380	190	190	50	28	147	40	443	234	257	57
6	21 Octubre 2015	333	167	166	50	28	168	40	420	236	259	57
7	24 Octubre 2015	321	161	161	50	28	174	40	440	233	257	57
8	01 Noviembre 2015	361	116	245	68	28	242	42	540	234	261	57
9	06 Diciembre 2015	357	125	232	65	28	224	41	570	234	261	59
10	02 Enero 2016	370	130	241	65	28	216	44	565	234	261	59
11	09 Febrero 2016	370	130	241	65	28	216	44	519	234	260	58.9
12	06 Abril 2016	255	77	179	70	13	125	38	495	234	261	59

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.4.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Guanta 20



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.5.- POZO GUANTA 29

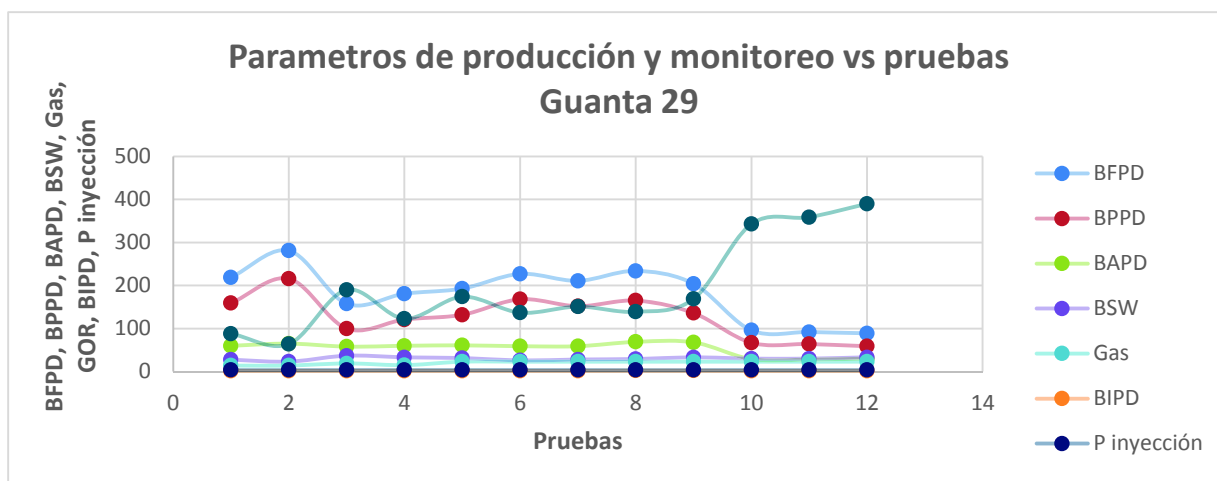
Se realizaron 12 pruebas de producción desde el 04 de Enero hasta el 28 de Agosto del 2017 al pozo Guanta 29, estas se indican en la **tabla 2.5 y figura 2.5**. En estas pruebas se observa que los barriles inyectados por día, se mantienen en 1850 bls, pero el aporte baja de 219 BFPD a 89 BFPD y de 159 BPPD a 59 BPPD, Se tomó un B' Up de arena "Ui" e indicaron un $S = 23.2$ y $k = 247$ md.

Tabla 2.5.- Parámetros de operación y producción pozo Guanta 29

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	BIPD (x1000bls)	P. Inyección (x1000Psi)
1	04 Enero 2017	219	159	60	27.6	14	88	1.86	3.6
2	04 Febrero 2017	281	216	65	23.2	14	64	1.85	3.6
3	09 Febrero 2017	158	100	58	36.9	19	190	1.85	3.6
4	07 Mayo 2017	181	121	60	33.2	15	123	1.88	3.65
5	16 Mayo 2017	193	132	61	31.4	23	174	1.89	3.65
6	23 Junio 2017	227	168	59	26	23	137	1.86	3.65
7	25 Junio 2017	211	152	59	28	23	151	1.88	3.65
8	14 Julio 2017	234	165	69	29.3	23	139	2.19	3.65
9	30 Julio 2017	204	136	68	33.1	23	169	2.19	3.65
10	19 Agosto 2017	96	67	29	30.2	23	343	1.752	3.6
11	27 Agosto 2017	92	64	28	30.2	23	359	1.83	3.6
12	28 Agosto 2017	89	59	30	33.2	23	390	1.85	3.55

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.5.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Guanta 29



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.6.- POZO GUANTA 30

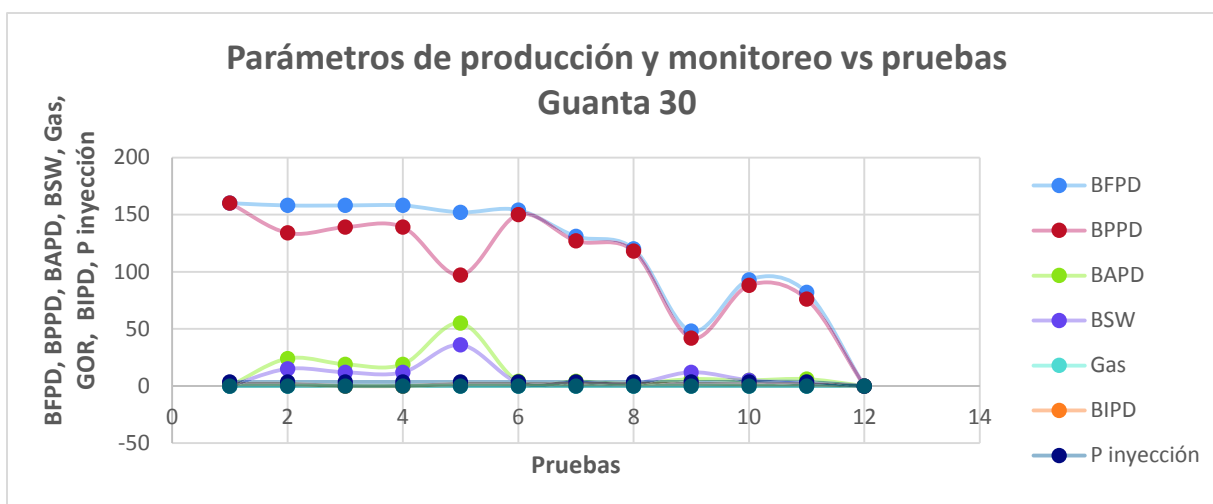
En el pozo Guanta 30 se realizaron 12 pruebas de producción desde el 29 de Abril hasta el 30 de Noviembre del 2015, estas se indican en la **tabla 2.6 y figura 2.6**. En las cuales se observa que los barriles inyectados por día, bajaron de 1860 bls a 1494 bls, y el aporte bajo de 118 BPPD a 0 BPPD, esto puede deberse a que la bomba esta tapada opción que se descarta porque en el pozo en estudio se ha cambiado la bomba en repetidas ocasiones, por lo que el pozo se encuentra dañado. El B'Up de arena "Ui", presenta un $S = 23.2$ y $k = 2.32$ md.

Tabla 2.6.- Parámetros de operación y producción pozo Guanta 30

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	BIPD (x1000bls)	P. Inyección (x1000Psi)
1	29 Abril 2015	160	160	0	0	0	0	1.84	3.5
2	23 Mayo 2015	158	134	24	15	0	0	1.79	3.55
3	25 Mayo 2015	158	139	19	12	0	0	1,79	3.55
4	28 Mayo 2015	158	139	19	12	0	0	1,79	3.55
5	02 Junio 2015	152	97	55	36	0	0	1.8	3.55
6	07 Julio 2015	154	150	4	3	0	0	1.78	3.55
7	15 Agosto 2015	131	127	4	3	0	0	1.72	3.55
8	21 Agosto 2015	120	118	2	2	0	0	1.86	3.55
9	09 Septiembre 2015	48	42	6	12	0	0	1.91	3.55
10	27 Septiembre 2015	93	88	5	5	0	0	1.55	3.65
11	04 Noviembre 2015	82	76	6	2	0	0	1.494	3.5
12	30 Noviembre 2015	0	0	0	0	0	0	0	0

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.6.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Guanta 30



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.7.- POZO PARAHUACU 10

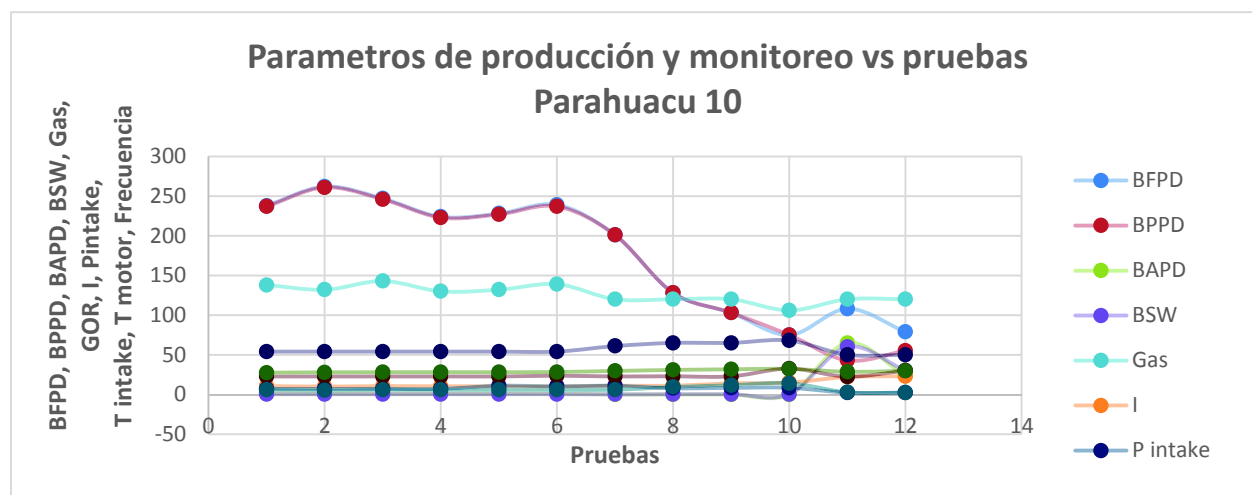
En el pozo Parahuacu 10 se realizaron 12 pruebas de producción desde el 11 de Enero hasta el 12 de Junio del 2017, estas se indican en la **tabla 2.7 y figura 2.7**. En estas pruebas se observa que la presión de intake bajo a 706 psi a 227 psi, esto se puede deber a que la formación esta dañada o se depletó. Respecto a la producción los fluidos del pozo bajaron de 238 BFPD a 79 BFPD y los barriles de petróleo de 237 BPPD a 55 BPPD, lo que evidencia que existe pérdida de producción significativa, debido al daño de formación que indica el B' UP de arena "Ui", $S = 16.5$ y $k = 20.8$ md.

Tabla 2.7.- Parámetros de operación y producción pozo Parahuacu 10

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (x100SCF/STB)	I (A)	P. INTAKE (x100Psi)	T. INTAKE (x10 °F)	T. MOTOR (x10 °F)	FRECUENCIA Hz
1	11 Enero 2017	238	237	1	0.3	138	5.82	10.5	7.06	22.7	27.4	54
2	23 Enero 2017	262	261	1	0.3	132	5.05	10	7.02	22.7	27.9	54
3	04 Febrero 2017	247	246	1	0.3	143	5.81	10.5	7.04	22.7	28	54
4	21 Febrero 2017	224	223	1	0.3	130	5.82	10.3	6.99	22.7	28.1	54
5	04 Marzo 2017	228	227	1	0.3	132	5.81	10.4	10.93	22.7	28	54
6	07 Abril 2017	239	237	1	0.3	139	5.83	10	10.24	23.6	28.3	54
7	05 Mayo 2017	201	201	0	0.1	120	5.98	11	10.94	22.7	29.6	61
8	09 Mayo 2017	128	128	0	0.3	120	9.38	11	7.81	22.9	30.9	65
9	21 Mayo 2017	103	103	0	0.3	120	11.69	14	8.35	22.8	31.7	65
10	28 Mayo 2017	75	75	0	0.3	106	14.18	15	8.43	32.6	32.2	68
11	09 Junio 2017	108	43	65	60	120	2.79	22	2.27	22.5	28.6	50
12	12 Junio 2017	79	55	24	30	120	2.18	23	2.27	30	29.8	50

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.7.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Parahuacu 10



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.8.- POZO PARAHUACU 12

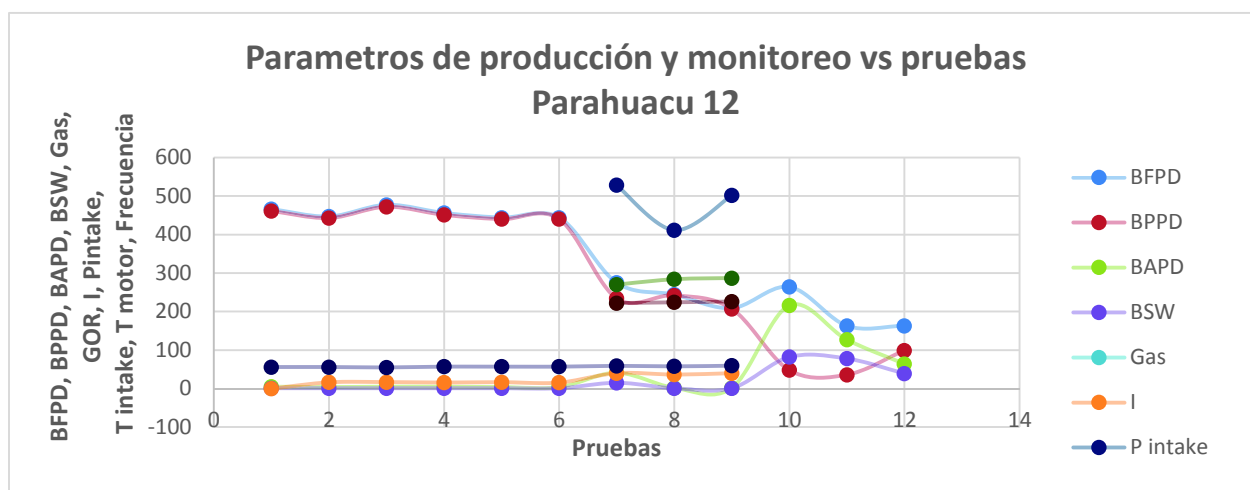
En el pozo Parahuacu 12 se realizaron 12 pruebas de producción desde el 06 de Marzo del 2016 hasta el 02 de Julio del 2016, estas se indican en la **tabla 2.8 y figura 2.8**. En estas pruebas se observa que el pozo trabaja sin datos de señal de fondo en la mayoría de las pruebas. Respecto a la producción los fluidos del pozo bajaron de 466 BFPD a 163 BFPD y los barriles de petróleo de 461 BPPD a 99 BPPD, lo que evidencia que existe pérdida de producción significativa, debido a un daño de formación que se indica en el B' UP de arena "Ti", $S = 40$ y $k = 97.4$ md.

Tabla 2.8.- Parámetros de operación y producción pozo Parahuacu 12

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	I (A)	P. INTAKE (Psi)	T. INTAKE (°F)	T. MOTOR (°F)	FRECUENCIA Hz
1	06 Marzo 2016	466	461	5	1			18,2				56
2	11 Marzo 2016	447	443	4	1			16.2				56
3	16 Marzo 2016	477	472	5	1			16.9				55
4	01 Mayo 2016	456	451	5	1			15.8				57
5	06 Mayo 2016	444	440	4	1			16.7				57
6	16 Mayo 2016	444	440	4	1			15.6				57
7	31 Mayo 2016	275	234	41	15			40	528	222	270	59
8	06 Junio 2016	244	242	2	1			36.5	411	224	284	57.8
9	10 Junio 2016	209	207	2	1			40	502	226	287	59.5
10	24 Junio 2016	264	48	216	82							
11	26 Junio 2016	163	36	127	78							
12	02 Julio 2016	163	99	64	39.2							

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.8.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Parahuacu 12



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.9.- POZO PARAHUACU 20

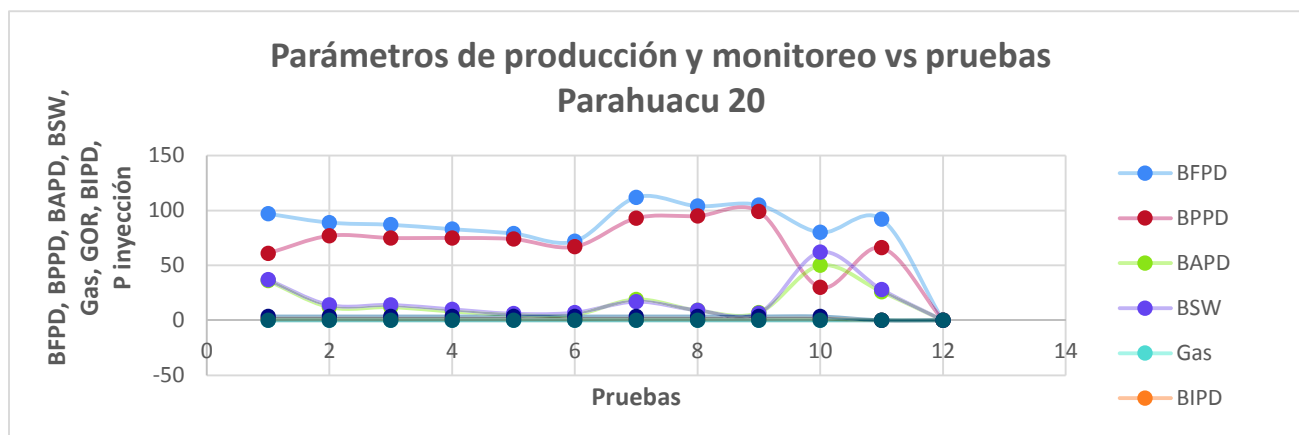
Se realizaron 12 pruebas de producción desde el 10 de Julio del 2015 hasta el 24 de Enero del 2016 al pozo Parahuacu 20, estas se indican en la **tabla 2.9 y figura 2.9**. En estas pruebas se observa que los barriles inyectados por día bajaron de 1512 bls a 1464 bls, y el aporte bajo a cero, esto puede deberse a que la bomba esta tapada opción que se descarta porque en el pozo en estudio se ha cambiado la bomba en repetidas ocasiones, por lo que el pozo se encuentra dañado como se indica en el B'Up de arena "Uj", $S = 14.6$ y $k = 34.5$ md.

Tabla 2.9.- Parámetros de operación y producción pozo Parahuacu 20

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	BIPD (x1000bls)	P. Inyección (x1000Psi)
1	10 Julio 2015	97	61	36	37	0	0	1.44	3.5
2	13 Julio 2015	89	77	12	14	0	0	1.536	3.5
3	16 Julio 2015	87	75	12	14	0	0	1.409	3.5
4	21 Julio 2015	83	75	8	10	0	0	1.409	3.5
5	31 Julio 2015	79	74	5	6	0	0	1.411	3.5
6	19 Agosto 2015	72	67	5	7	0	0	1.299	3.5
7	03 Noviembre 2015	112	93	19	17	0	0	1.488	3.5
8	06 Noviembre 2015	104	95	9	9.1	0	0	1.488	3.5
9	06 Diciembre 2015	105	99	7	6.5	0	0	1.512	3.5
10	06 Enero 2016	80	30	50	62	0	0	1.464	3.5
11	15 Enero 2016	92	66	26	28	0	0	1.464	3.5
12	24 Enero 2016	0	0	0	0	0	0	0	0

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.9.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Parahuacu 20



Elaborado por: Mauro Sarango

2.1.10.- POZO PARAHUACU 25

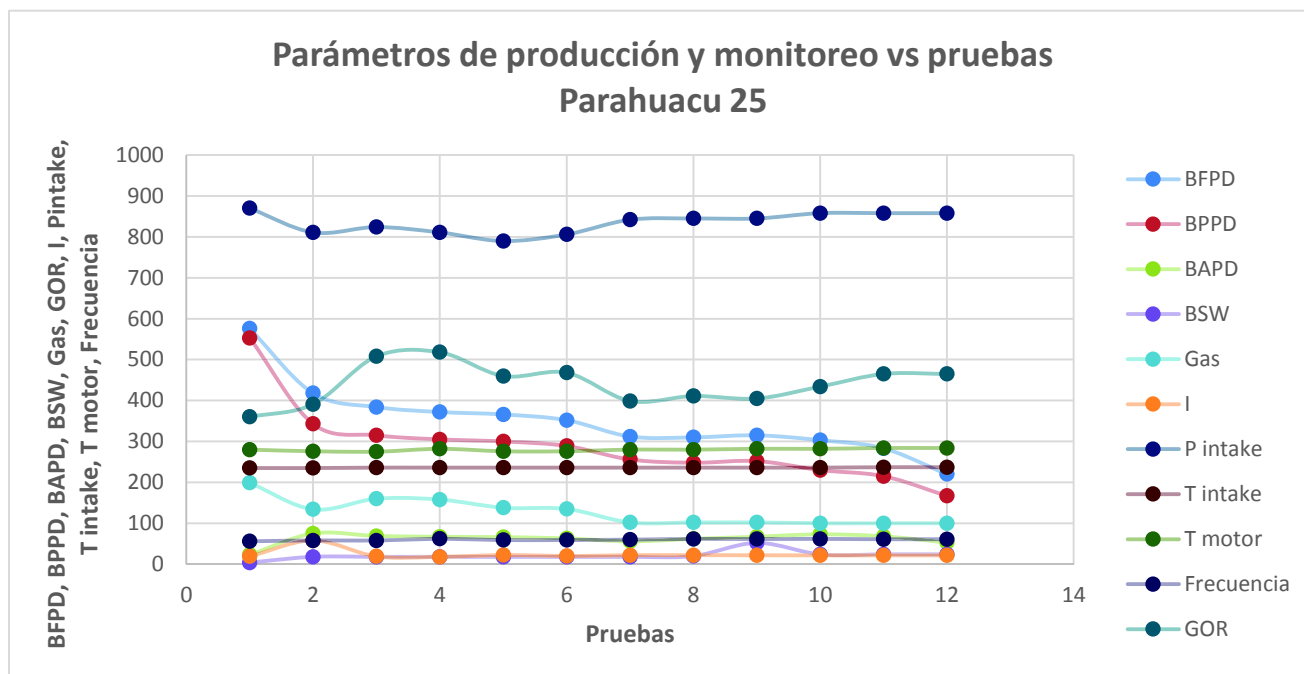
En el pozo Parahuacu 25 se realizaron 12 pruebas de producción desde el 10 de Febrero hasta el 22 de Octubre del 2016, estas se indican en la **tabla 2.10 y figura 2.10**. En estas pruebas se observa que la presión de intake bajó de 870 psi a 858 psi, y la frecuencia subió de 56 hz a 61 hz, esto evidencia que existe un problema de aporte ya que no sube el aporte. Respecto a la producción los fluidos del pozo bajaron de 576 BFPD a 220 BFPD y los barriles de petróleo de 553 BPPD a 167 BPPD, lo que evidencia que existe pérdida de producción significativa, debida a un daño de formación como se indica en el B' UP de arena "U" de pozos aledaños, $S = 10$ y $k = 80$ md.

Tabla 2.10.- Parámetros de operación y producción pozo Parahuacu 25

# PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS (MPCS)	GOR (SCF/STB)	I (A)	P. INTAKE (Psi)	T. INTAKE (°F)	T. MOTOR (°F)	FRECUENCIA Hz
1	10 Febrero 2016	576	553	23	4	199	360	19.2	870	235	280	56
2	22 Mayo 2016	418	343	75	18	134	391	58	811	235	276	58
3	12 Junio 2016	384	315	69	18	160	508	19	824	236	275	58
4	24 Junio 2016	372	305	67	18	158	518	18	811	236	282	62
5	08 Julio 2016	366	300	66	18	138	460	22.3	790	236	276	59
6	16 Julio 2016	352	289	63	18	135	468	20	806	236	276	59
7	20 Agosto 2016	312	256	56	18	102	399	22	842	236	280	60
8	31 Agosto 2016	310	248	62	20	102	411	22	845	236	280	61.7
9	08 Septiembre 2016	315	252	67	52	102	405	21.8	845	236	282	61.5
10	13 Octubre 2016	303	230	73	24	100	434	21.5	858	236	282	61.8
11	21 Octubre 2016	283	215	68	24	100	465	21.4	858	237	284	61
12	22 Octubre 2016	220	167	53	24	100	465	21.4	858	237	284	61

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura 2.10.- Parámetros de monitoreo y producción vs pruebas pozo Parahuacu 25



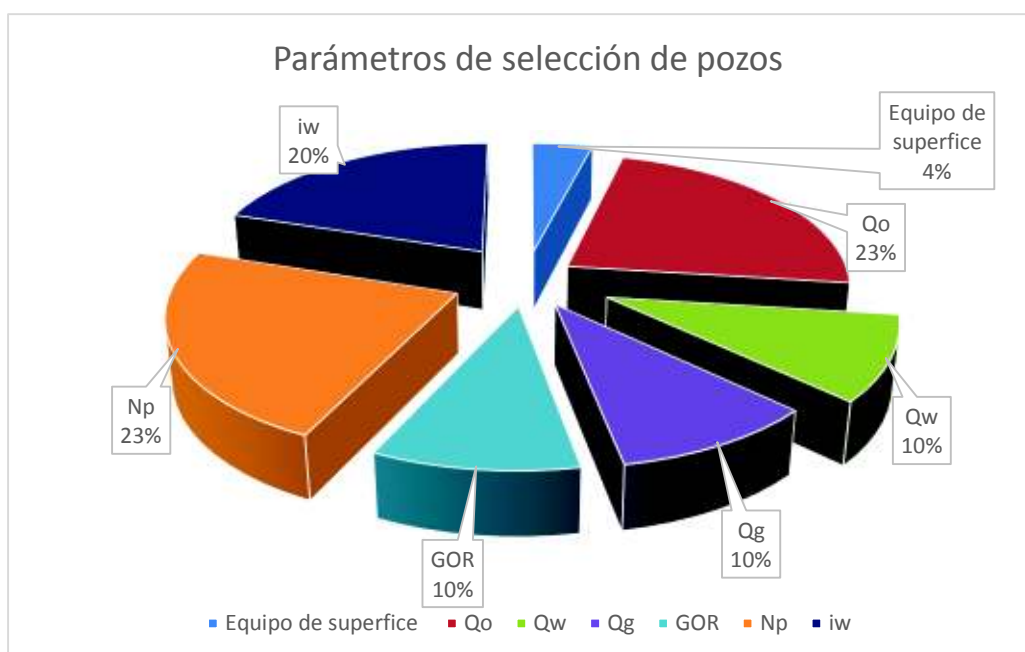
Elaborado por: Mauro Sarango

2.2.- METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS PARA REALIZAR UN REACONDICIONAMIENTO DE POZO

Una vez obtenidos los pozos pre seleccionados del análisis de las tendencias de parámetros de monitoreo y de producción se procede a utilizar la metodología de pozos a intervenir, lo cual se reflejara en una matriz de pozos seleccionados a intervenir.

Teniendo en cuenta los parámetros ya mencionados se vió la necesidad de estructurar una serie de pasos que muestren de forma precisa todos los aspectos requeridos en la metodología, además de los recursos necesarios para un desarrollo, logrando de esta forma aumentar la producción. Los porcentajes dados a los parámetros seleccionados para ranquear los pozos y dar el orden de prioridad para ejecutar trabajos de reacondicionamiento también son datos basados en la experiencia de los profesionales, las diferentes propiedades y características del campo en estudio, además del artículo consultado que se indican en la **figura 2.11** (León y Bohada, 2009).

Figura 2.11. Parámetros y porcentaje para la selección de pozos candidatos

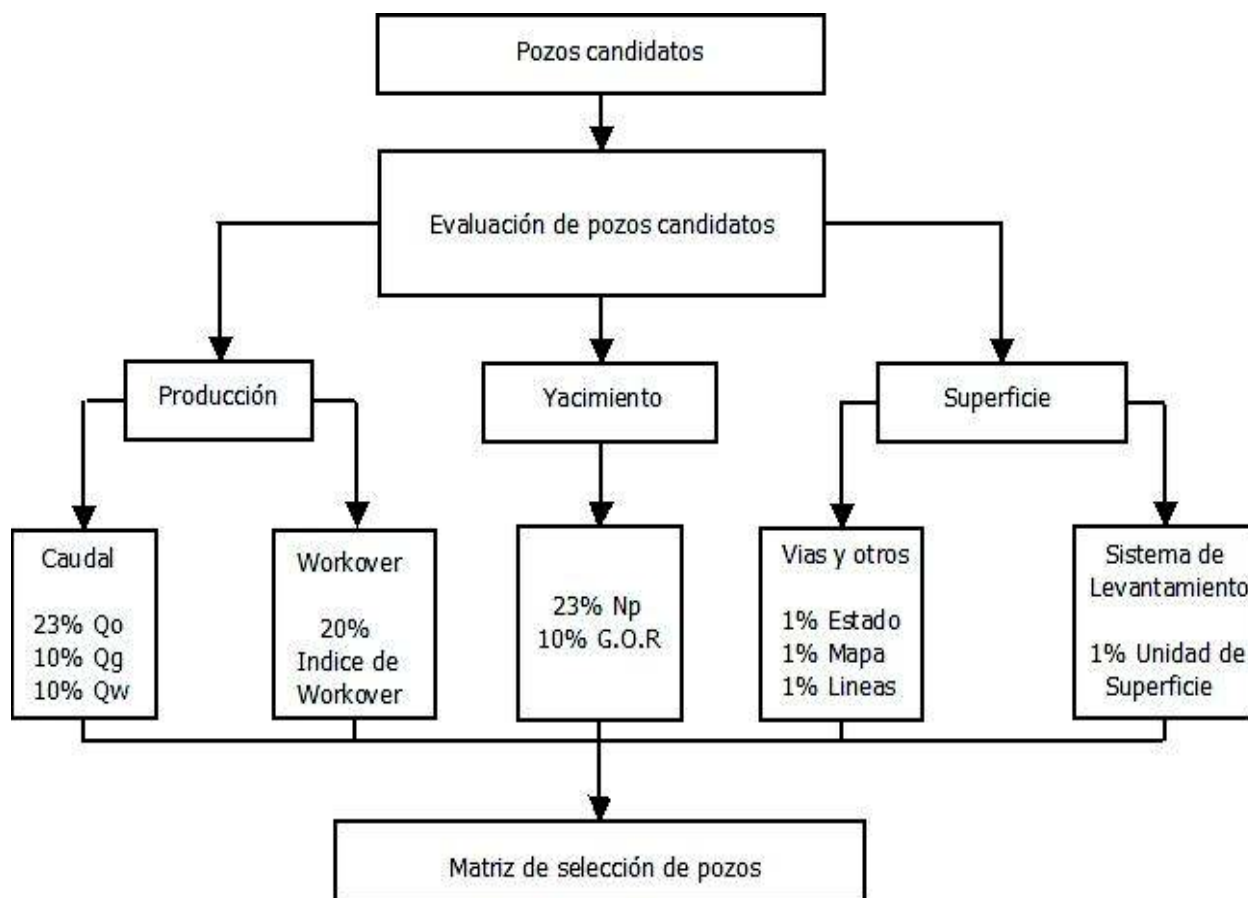


Fuente: León y Bohada, 2009

Se ha tomado en consideración la estadística histórica de producción, trabajos efectivos realizados para un campo petrolero, y valores acumulados de petróleo en el tiempo, que serán elementos que permitirán evaluar de forma cuantitativa los parámetros seleccionados que emitirán un valor numérico que indicará la prioridad de intervención de pozos en una llamada matriz de selección o tabla de selección de pozos.

Los niveles de calificación de los parámetros de evaluación para intervención en pozos candidatos estarán entre 1 y 10, donde 1 significa nivel de prioridad bajo y 10 significa nivel de prioridad alto. Con este criterio se obtendrán resultados referente a la prioridad para intervenir los pozos, además cada parámetro de evaluación tiene un peso porcentual que se otorga precisamente con base en el comportamiento y condiciones o factores relevantes del campo. Los parámetros de evaluación en conjunto se reflejarán en un total que indicará la calificación total de evaluar cada parámetro de evaluación. El resultado final estará en una matriz de selección de pozos con los resultados obtenidos. La metodología para seleccionar pozos para realizar un reacondicionamiento se indica a continuación en el siguiente orden de secuencia (León y Bohada, 2009).

Figura 2.12. Metodología para seleccionar pozos para realizar un reacondicionamiento



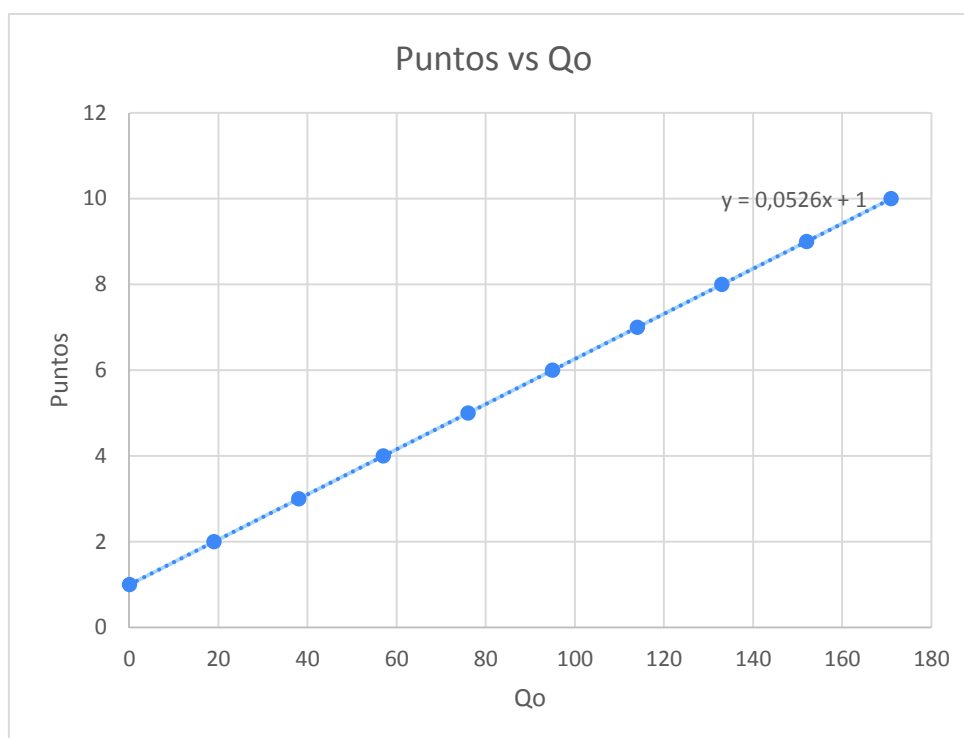
Fuente: León y Bohada, 2009.

A continuación se detallan los parámetros de análisis (León y Bohada, 2009).

2.2.1.- CAUDAL DE ACEITE (23%). (Qo last)

La meta principal del campo es producir petróleo, por lo que es uno de los parámetros más importantes a tener en consideración. Para lo cual se promedió el valor de los últimos caudales de petróleo reportados por pozo (León y Bohada, 2009); obteniéndose el valor representativo para el campo de 171 BFPD para este parámetro de selección, por lo tanto cualquier valor de Qo last mayor o igual tuvo un puntaje de diez (10), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica.

Figura 2.13.- Puntaje dado a Qo last para cada pozo



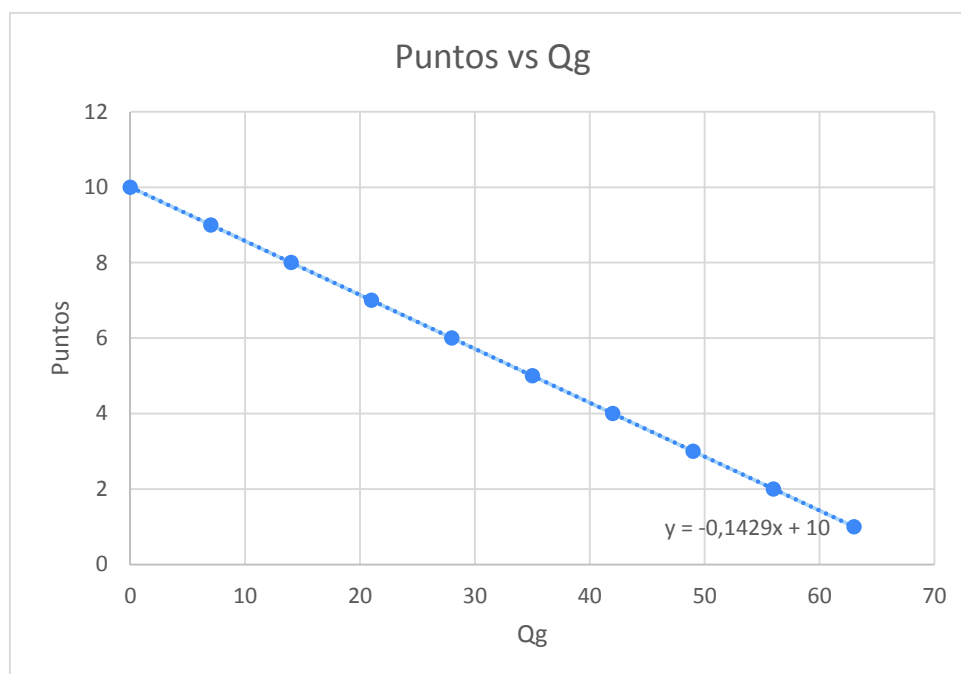
Elaborado por: Mauro Sarango

2.2.2- CAUDAL DE GAS (10%). (Qg last)

Aunque el campo Lago Agrio tiene un sistema de empuje de gas en solución, en algún momento tuvo una buena producción de gas, en estos momentos no es así, además no se aprovecha de ninguna manera dicha producción, por lo cual no es un factor de peso en comparación con la producción de aceite, situación que sería diferente si la producción de gas fuese tan grande que pudiera ser comercializado.

Dado que cuanto más gas existe, la recuperación de aceite será menor, se decidió promediar el valor de los últimos caudales de gas reportados por pozo (León y Bohada, 2009); obteniéndose así el valor representativo para el campo Lago Agrio para este parámetro de selección de 63 MPC/d por lo tanto cualquier valor de Qg last mayor o igual tuvo un puntaje de uno (1), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la gráfica:

Figura 2.14.- Puntaje dado a Qg last para cada pozo



Elaborado por: Mauro Sarango

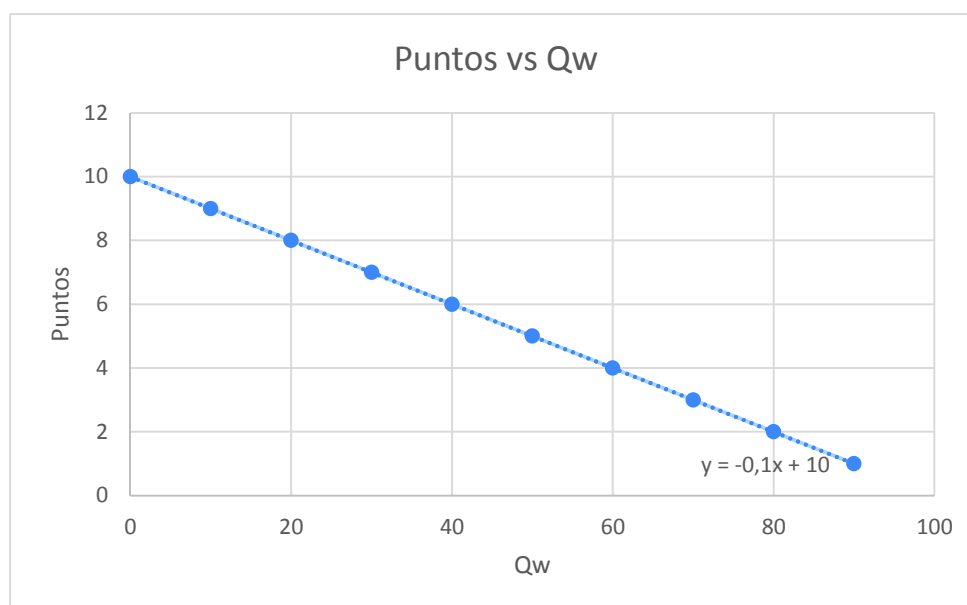
2.2.3.- CAUDAL DE AGUA (10%). (Qw last)

Es un factor de baja significancia ya que del análisis individual de las curvas de producción de los pozos se concluye que no altera ni influye de forma drástica en la producción de aceite del campo (León y Bohada, 2009).

Pero si es necesario tener en cuenta que la producción de agua a futuro se debe tener presente ya que incrementos en caudales de agua pueden ocasionar inconvenientes en el sistema de reinyección de agua, por cuanto menos agua se produzca será mejor.

Por tal motivo se promedió el valor de los últimos caudales de agua reportados por pozo (León y Bohada, 2009); obteniéndose así el valor representativo para el campo en este parámetro de 90 BAPD, por lo tanto cualquier valor de Qw last mayor o igual tuvo un puntaje de uno (1), por el contrario el puntaje para valores inferiores según la siguiente gráfica:

Figura 2.15.- Puntaje dado a Qw last para cada pozo



Elaborado por: Mauro Sarango

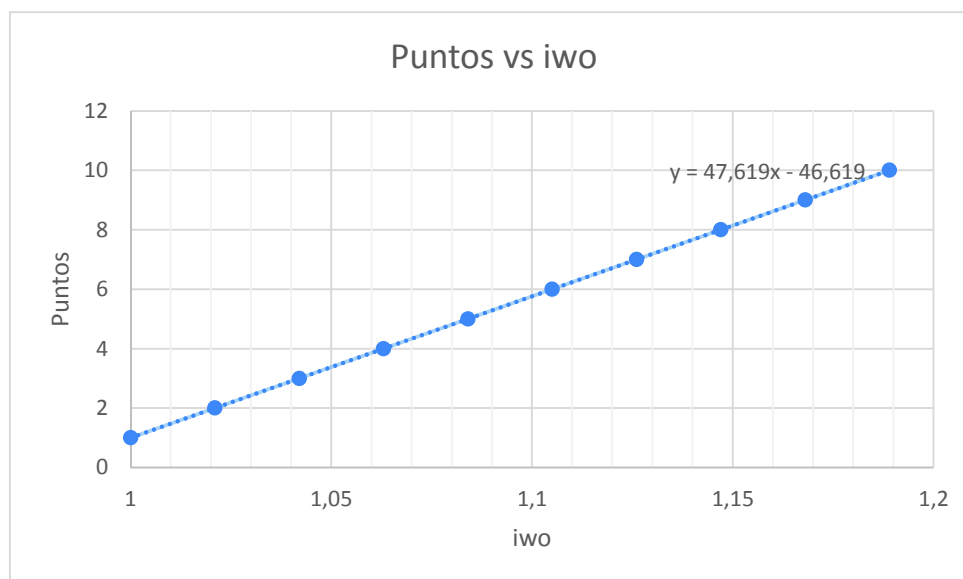
2.2.4.- INDICE DE WORKOVER (20%) (Iwo)

Es uno de los parametros de análisis más importantes debido a que a través de la vida productiva del campo se han realizado una gran cantidad de trabajos de reacondicionamiento a los pozos.

El índice de workover (Iwo) es una relacion del promedio de producción en el pozo antes del trabajo con el promedio de la producción después del trabajo, si esta relación es superior a 1, nos indica que el trabajo fue efectivo, de los contrario se considera que el trabajo tuvo poca efectividad (León y Bohada, 2009).

En el análisis del índice de workover se clasifica los trabajos realizados a los pozos candidatos a reactivar. Debido a que cada pozo ha tenido varios trabajos de reacondicionamiento, se decidió promediar los (Iwo) históricos de cada uno de ellos (León y Bohada, 2009), por lo tanto, si dicho valor promedio fue mayor o igual a 1.189 obtuvo (10) puntos, aunque los valores mayores o iguales a 1 se consideran exitosos, por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la gráfica:

Figura 2.16.- Puntaje dado a iwo last para cada pozo



Elaborado por: Mauro Sarango

2.2.5.- PARÁMETROS DE YACIMIENTO⁸

Basado en las propiedades de yacimiento del campo se introdujo un porcentaje significativo a los parámetros relevantes que intervienen en la selección de los pozos candidatos.

2.2.5.1 - Producción acumulada de petróleo (23%). N_p^8

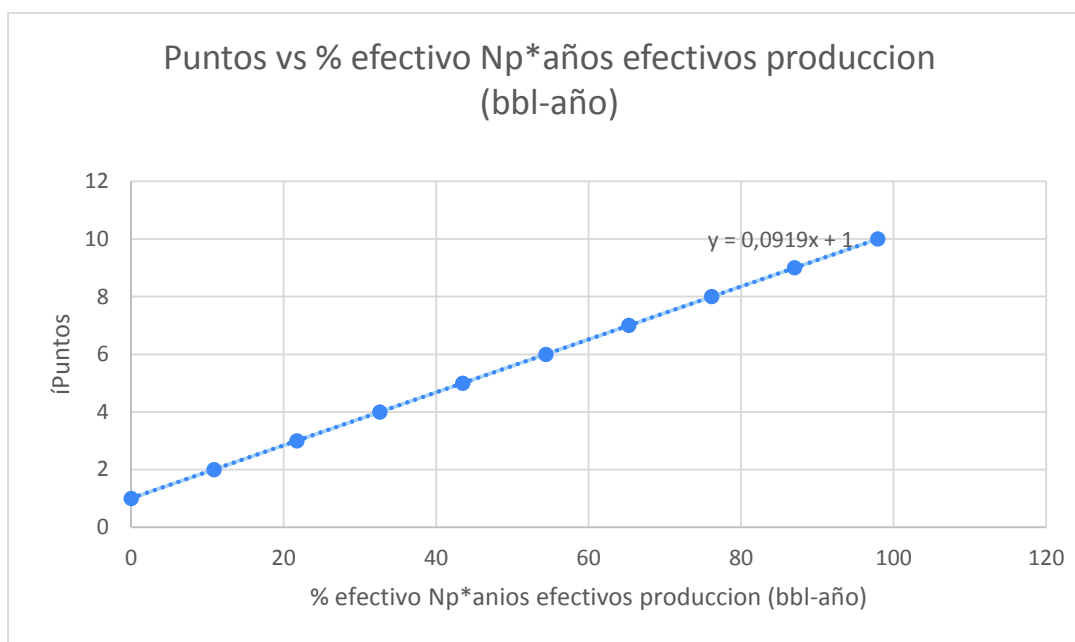
Es un factor de evaluación igualmente importante Como la producción final de aceite y el índice de workover; este parámetro de selección da a conocer la actividad de producción de un pozo en relación a los demás, por la cual el nivel de prioridad se otorgó teniendo en cuenta los pozos que históricamente han tenido un aporte significativo en cuanto a la producción de petróleo; es decir, los que tiene una buena producción acumulada (N_p), ya que se puede deducir que dichos pozos han tenido pocos problemas o que sus trabajos de workover han sido exitosos.

Un inconveniente hallado es que puede que un pozo en sus comienzos haya tenido una alta producción, pero rápidamente haya decaído y tuvo que ser cerrado; a diferencia de

un pozo que haya tenido una producción moderada de petróleo y se haya mantenido así por muchos más años que el pozo anteriormente mencionado, por tal motivo se soluciona este criterio de selección de la siguiente manera:

Se obtiene el dato Np de cada pozo candidato a reacondicionamiento, se realiza la sumatoria de los Np lo cual da un dato de producción acumulada de los pozos candidatos, dicho dato hace referencia a un 100% de petróleo producido acumulado, por lo tanto el Np de cada pozo se porcentualiza con relación a ese 100% hallado, llamado porcentaje equivalente, dicho resultado se multiplica por los años efectivos de producción del pozo en cuestión, de allí aparece el dato final a ranquear entre 1 y 10, el cual ayuda a dar solución de una mejor forma el problema planteado, creando así la prioridad de este parámetro de selección. Luego se promedia el valor obtenido (%equivalente * años efectivos de producción) teniendo igualmente como base el promedio de barriles producidos acumulados por pozo (Np) reportados; obteniendo así el valor promedio tomado como referencia de dicho producto (%equivalente * años efectivos de producción), el cual fue 97.92 bbl-año, por lo tanto un valor mayor o igual a este obtuvo diez (10) puntos. Por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente gráfica:

Figura 2.17. Puntaje dado a (% equivalente * años efectivos de producción) de cada pozo

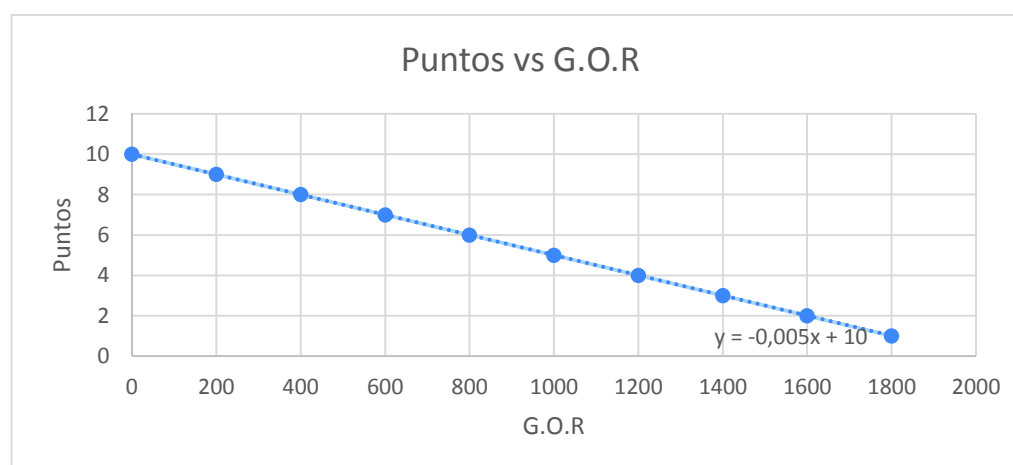


Elaborado por: Mauro Sarango

2.2.5.2.- Relación gas petróleo (10%). (GOR%)

Según los análisis efectuados el factor GOR en el campo no recibió un porcentaje notable para seleccionar un pozo con alto potencial para someterlo a trabajos de reacondicionamiento (León y Bohada, 2009), debido justamente a la baja producción de gas actual, aunque ciertos pozos reportaron en su momento un Q_g last, muy por encima del promedio, sin embargo es un parámetro que hasta cierto punto es importante ya que el campo tiene sistema de empuje gas en solución. Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, se concluyó que un pozo con GOR igual o mayor a 1800 Pc/bls, no es un buen prospecto para la meta inmediata (producción de aceite), por tal motivo al tipo de pozos con el reporte de GOR de 1800 Pc/bls, se otorgó la calificación de uno (1), por el contrario el puntaje para valores inferiores se generó según la siguiente grafica.

Figura 2.18.- Puntaje dado a GOR last para cada pozo



Elaborado por: Mauro Sarango

2.2.6.- SUPERFICIE (4%)

Se plantea el estado actual de las facilidades de superficie de los pozos que permitirán producir el pozo luego de la intervención de este. Las facilidades de superficie en el campo Lago Agrio para los pozos seleccionados cuentan en su totalidad con las facilidades de superficie. Por lo que el porcentaje en superficie es el 4%.

2.2.7. MATRIZ DE SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR

En la matriz de selección de pozos a intervenir se indica los resultados de los pozos seleccionados a evaluar con los parámetros de producción y operación expuestos, que fueron ingresados en los respectivos gráficos de parámetros de selección de pozos. En esta matriz se indican los diferentes parámetros asociados, que influyeron en el momento de otorgar la prioridad a los pozos candidatos a ser evaluados para trabajo de reacondicionamiento, como se puede observar los mejores pozos superan el promedio de 7, en la escala de 1 a 10.

Los porcentajes de los valores de cada parámetro de selección para cada pozo están indicados en forma horizontal es así que el total se presenta en porcentaje y al final de cada fila. La sumatoria de todos los porcentajes de los parámetros debe ser 100%, si el pozo evaluado cumple en su totalidad con los parámetros evaluados.

En la **tabla 2.11**, se indican los resultados de la evaluación en base a los cuales se propone intervenir los pozos. De lo cual los pozos con mayor posibilidad a intervenir serían PRH-010 y PRH-012. Para el presente estudio estos pozos serán objeto de análisis para mejorar la producción mediante fracturamiento hidráulico. Los demás pozos son aptos para realizar fracturas hidráulicas pero por los bajos incrementos de la producción que se obtienen, son considerados pero en menor orden de relevancia. Ver **Anexo 4**.

Tabla 2.11.- Resultados de matriz de selección de pozos a intervenir

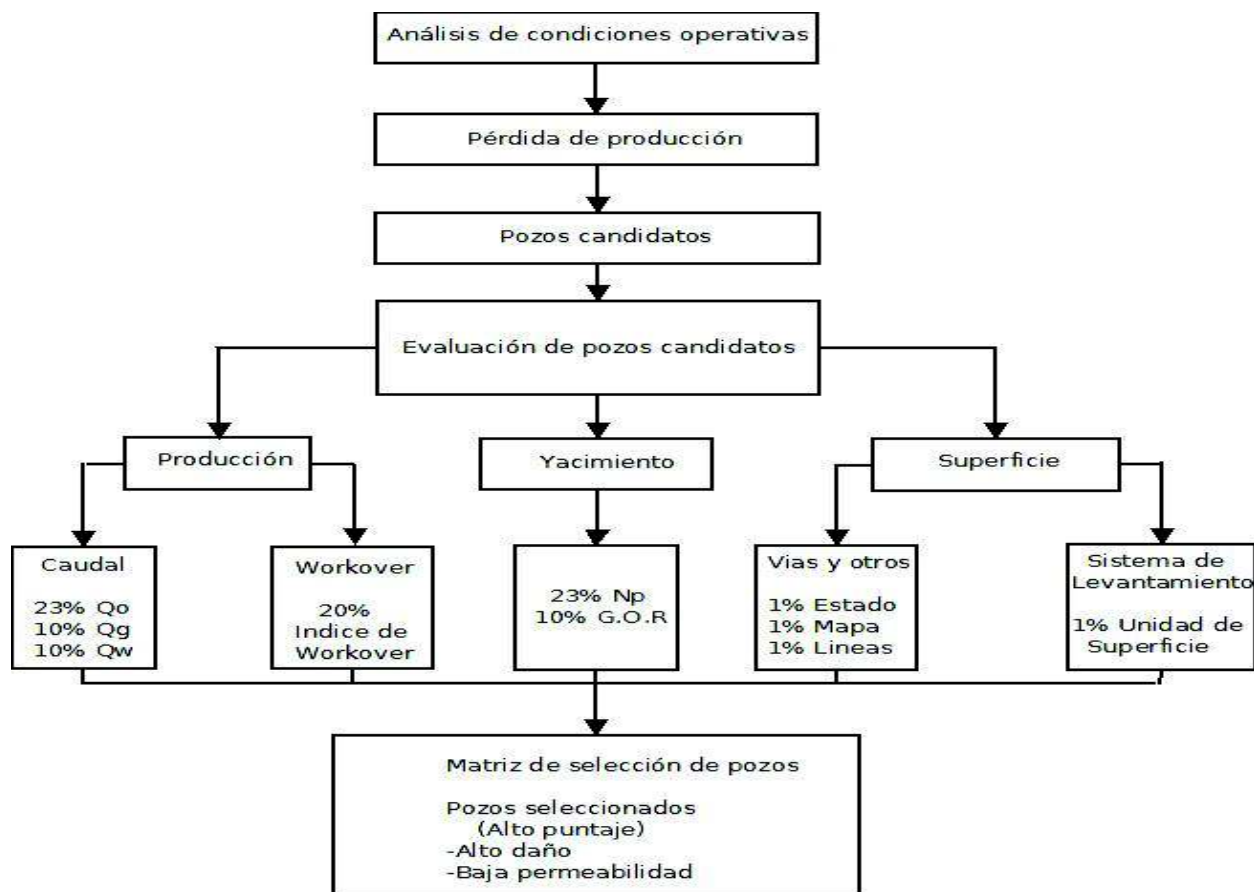
Pozos	Qo			Qg			Qw			Iwo			Np			GOR			Superficie		Total
	BPPD	(puntos)	(%)	MPCS	(puntos)	(%)	BAPD	(puntos)	(%)	Valor	(puntos)	(%)	Bis	(puntos)	(%)	PCS/BPPD	(puntos)	(%)	(puntos)	(%)	
GNTC-017	27.2	2.421	5.57	19	7.28	7.3	40.8	5.92	5.9	1.02	2	4	62.75	6.78	15.6	699	6.5	6.5	10	4	48.862
GNTA-018	94.7	6	13.8	17	7.57	7.6	5.3	5.3	5.3	1.84	10	20	0	1	2.3	80	9.6	9.6	10	4	62.57
GNTA-019	10.88	1.57	3.61	0	10	10	57.1	4.43	4.4	0.33	1	2	0.99	1	2.3	0	10	10	10	4	36.341
GNTA-020	80.9	5.21	12	28	6	6	19.1	8.1	8.1	1.01	1.5	3	19	2.75	6.33	346	7.73	7.73	10	4	47.138
GNTG-029	79	5.15	11.8	23	6.7	6.7	0.8	9.9	9.9	0.15	1	2	0.766	1.07	2.46	290	8.55	8.55	10	4	45.456
GNTG-030	62	4.26	9.8	4	9.42	9.4	8.4	8.16	8.2	0.15	1	2	0	1	2.3	57	9.7	9.7	10	4	45.378
PRH-010	108	6.7	15.4	120	1	1	0.43	9.57	9.6	2.05	10	20	304.6	10	23	1111	4.45	4.45	10	4	77.43
PRH-012	159	7.37	17	566	1	1	0.96	9.94	9.9	2.32	10	20	223	10	23	3560	1	1	10	4	75.891
PRHA-020	96.8	6.1	14	198	1	1	6.18	9.94	9.9	1.98	10	20	26.51	3.44	7.91	2045	1	1	10	4	57.882
PRHA-025	129	7.79	17.9	24	6.57	6.6	40.8	5.92	5.9	1.8	10	20	9.75	1.9	4.37	186	9.07	9.07	10	4	67.847

Elaborado por: Mauro Sarango

2.3.- CUADRO DE MANDO INTEGRAL PARA SELECCIONAR POZOS A INTERVENIR Y REALIZAR ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

A la metodología de selección para realizar reacondicionamiento de pozos (León y Bohada, 2009) se agregó los pasos de análisis de condiciones operativas, pérdida de producción, pozos candidatos y al final de la matriz de selección los criterios de alto daño y baja permeabilidad, plantillas que permitirá una pre selección más detallada de los pozos seleccionados a intervenir para reacondicionamiento. Resultado de los pasos agregados se llega a obtener el siguiente cuadro de mando integral que permitirá seleccionar pozos candidatos para realizar fracturas hidráulicas, de forma adecuada.

Figura 2.19. Cuadro de mando integral para seleccionar pozos a intervenir para realizar estimulación por fracturamiento hidráulico



Fuente: León y Bohada, 2009

Elaborado y modificado por: Mauro Sarango, 2018

CAPÍTULO 3

MEJORA DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS

La propuesta técnica de producción se basa en realizar cálculos de diseño de fractura para conocer el caudal y la permeabilidad luego de realizar los cálculos de diseño de fractura. En base a los análisis realizados se plantearán propuestas que permitirán mejorar la producción de los pozos seleccionados para el estudio. Además los análisis corroborarán los diagnósticos realizados a los pozos en el **capítulo 2**.

Finalmente se realizará un análisis económico en pozos donde sea factible incrementar la producción producto de la fractura hidráulica.

3.1.- INTERPRETACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO DE FRACTURA HIDRAULICA Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIÓN

El análisis de los cálculos de diseño de fractura hidráulica y comportamiento de afluencia se lo realizó a los pozos que quedaron mejor ranqueados en la matriz de selección de pozos, en este caso los pozos Parahuacu 10 y Parahuacu 12. Un ejemplo de cálculo se indica en el **anexo A1**. A continuación se indica los resultados obtenidos.

3.1.1.- POZO PARAHUACU 10

Los datos de propiedades mecánicas de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería se indican en la **tabla 3.1**, y en la **tabla 3.2** se indican los resultados de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción.

Tabla 3.1.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Parahuacu 10

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluvente, psi)	950
ν (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	108	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1795
ϕ (Porosidad, %)	15	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	18	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15
μ o (viscosidad, cp)	0.62	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9482
API (Grado API)	30.6	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	90
k (Permeabilidad, md)	20.8	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	16.5	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 3.2.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Parahuacu 10

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
10865.8486	0.9329862	8846.57515	4107.22312	4739.352028	1805.20971	0.0092	387.062	688.06584	5814.48	7051.575148	1795	0.021	0.103	0.017	152.86	0.097

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf	Q'
52	0.1278106	97.314215	0.20949413	-3.4894916	1.63909761	409.9	290.1572

Elaborado por: Mauro Sarango

3.1.2.- POZO PARAHUACU 12

A continuación se indican los datos necesarios para realizar la fractura hidráulica en la **tabla 3.3** y en la **tabla 3.4** los resultados de la fractura hidráulica e incremento de producción.

Tabla 3.3.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Parahuacu 12

DATOS					
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS					
PRESIONES					
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluyente, psi)	680	Tiempo (minutos)	15
γ (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862		
Qf (Caudal, BFPD)	160	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1114		
ϕ (porosidad, %)	16	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE			
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20		
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918		
h (Espesor de la formación, ft)	38	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15		
μ o (viscosidad, cp)	1.59	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA			
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9719		
API (Grado API)	32	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882		
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5		
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	190		
k (Permeabilidad, md)	97.4	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3		
S (Daño del pozo)	40	e (Rugosidad, milímetros)	0.3		
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (ppg))	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7		

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 3.4.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Parahuacu 12

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11137.4375	0.9329862	9067.69288	4209.88204	4857.810838	1805.20971	0.0092	396.7365	325.92593	5580.473	7953.692878	1114	0.046	0.138	0.034	36.590	0.193

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
292.2	0.36866359	23.293971	0.547568	-2.924045	1.48528057	469.38	352.9693

Elaborado por: Mauro Sarango

3.2.- CURVAS DE AFLUENCIA

Es una medida de la relación entre el caudal y la caída de presión en la formación. Se presenta para flujo de dos fases en el yacimiento con un índice de productividad variable. Cuando la presión de fondo se encuentra por debajo del punto de burbuja se produce una expansión de gas que presenta una mayor restricción a que fluya el petróleo, y que disminuya la presión de reservorio.

$$q = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde:

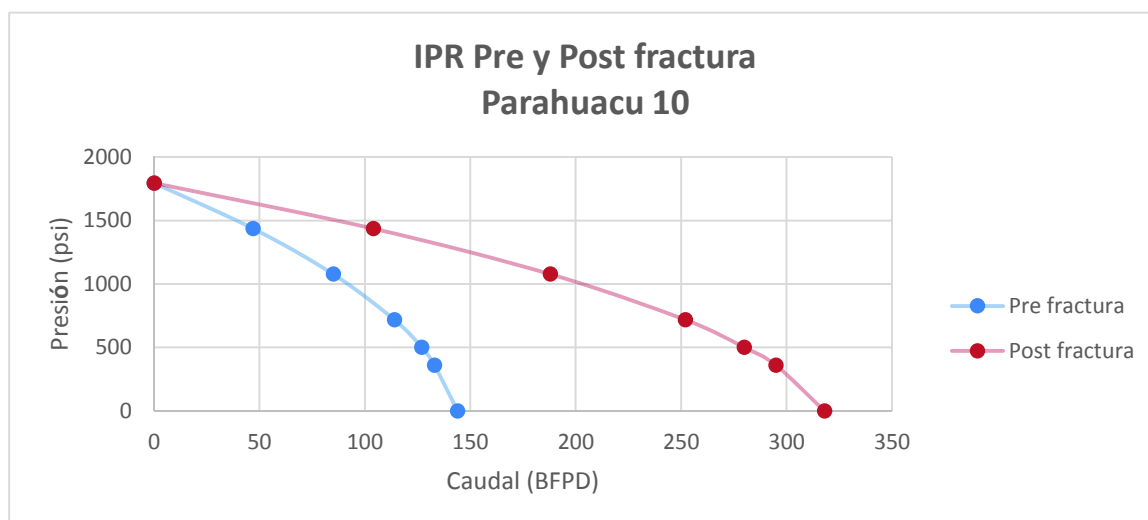
q = Tasa de producción (bl/día)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psia)

P_r = Presión de reservorio (psia)

A continuación se indican las curvas de afluencia pre y post fractura de los pozos Parahuacu 10 y Parahuacu 12, que se realizaron tomando datos de las tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 respectivamente.

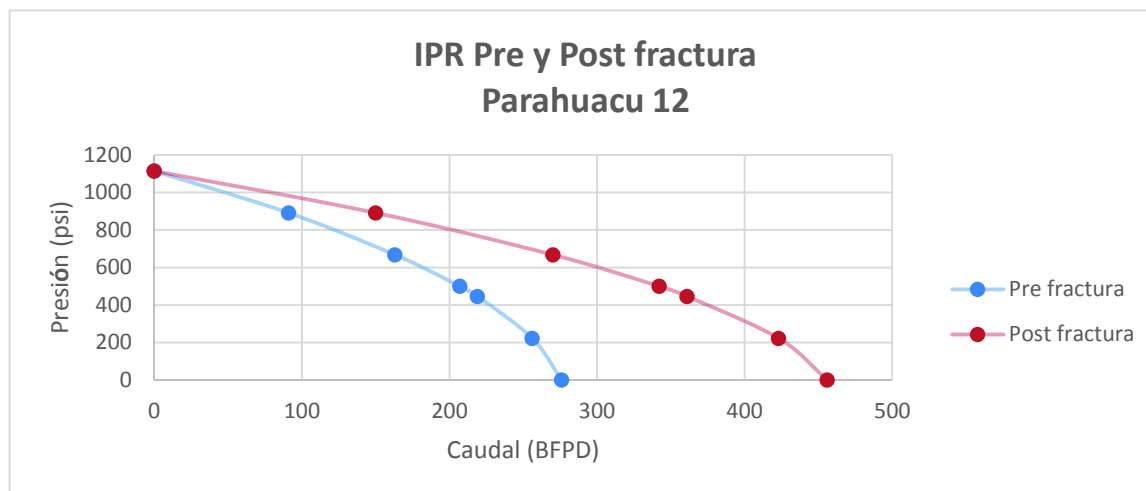
Figura 3.1.- IPR pre y post fractura de pozo Parahuacu 10



Elaborado por: Mauro Sarango

En la **figura 3.1** se observa el incremento que existe en producción al mejorar la curva de afluencia luego de realizar la fractura en el pozo Parahuacu 10, subió de 108 BPPD a 284 BPPD.

Figura 3.2.- IPR pre y post fractura de pozo Parahuacu 12



Elaborado por: Mauro Sarango

En la **figura 3.2** se observa el incremento que existe en producción al mejorar la curva de afluencia luego de realizar la fractura, en el pozo Parahuacu 12, subió de 159 BPPD a 349 BPPD. En la **tabla 3.5**, se indica el incremento de producción en los pozos seleccionados luego de realizar fracturas hidráulicas de acuerdo a las curvas de afluencia.

Tabla 3.5. Incremento producción

POZO	ANTES				DESPUES				Incremento BPPD
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
GNTC-017	68	27.2	40.8	60	183	144.57	38.43	21	117.37
GNTA-018	100	94.6	5.4	5.4	277	262.042	14.958	5.4	167.442
GNTA-019	68	10.88	57.12	84	145	79.025	65.97	45.5	68.145
GNTA-020	100	80.8	19.2	19.2	270	218.16	51.84	19.2	137.36
GNTG-029	80	79.2	0.8	1	164	159.9	4.1	2.5	80.7
GNTG-030	70	60.9	9.1	13	167	145.29	21.71	13	84.39
PRH-010	108	107.568	0.432	0.4	290	283.91	6.09	2.1	176.342
PRH-012	160	159.04	0.96	0.6	353	349.47	3.53	1	190.43
PRHA-020	103	96.82	6.18	6	240	229	11	1	132.18
PRH-025	170	129.2	40.8	24	445	293.7	151.3	34	164.5

Elaborado por: Mauro Sarango

3.3.- ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez determinado los pozos que se intervendrán para realizar fractura hidráulica, es necesario realizar un estudio económico para determinar la rentabilidad que se obtendrá al incrementar la producción resultados de realizar el fracturamiento hidráulico.

Para realizar el análisis económico del proyecto, se analizan los ingresos, egresos, valor actual neto (V.A.N) y la tasa interna de retorno (T.I.R), que permitirá determinar la rentabilidad económica del proyecto. En este análisis se evaluará la rentabilidad económica de los pozos en que es factible el fracturamiento hidráulico, para este caso se tomaron los pozos PRH-10 y PRH-12, los cuales obtuvieron el más alto puntaje en la matriz de selección de pozos. En los pozos antes mencionados, se realizaran trabajos sin torre para mantener la producción adicional al trabajo fracturamiento hidráulico que es objeto del estudio, durante el año, que es el tiempo que se estima para el análisis económico. A continuación se detallan los trabajos a realizarse.

- Fracturamiento hidráulico.
- Bombeo de JP1 con camión bomba.
- Limpieza de BES con CTU.

3.3.1.- COSTO PARA MANTENER PRODUCCIÓN

En los costos del sistema se presentan los valores de cada actividad a realizar.

Tabla 3.6.- Costo de fracturamiento hidráulico

ACTIVIDAD	COSTO (USD)
Fracturamiento hidráulico	400000
TOTAL	400000

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 3.7.- Costo de limpieza BES con CTU

ACTIVIDAD	COSTO (USD)
Unidad Coiled Tubing + Unidad de Bombeo	20000
Químicos	20000
Contingencias	20000
TOTAL	60000

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 3.8.- Costo de Bombeo JP1

ACTIVIDAD	COSTO (USD)
Camión bomba	5000
Químico	5000
Contingencias	5000
TOTAL	15000

Elaborado por: Mauro Sarango

3.3.2.- INGRESOS

El tiempo de evaluación del proyecto se lo realizó para un período de un año con el fin de obtener la recuperación de la inversión y ganancias.

El cálculo de los ingresos se obtuvo de multiplicar 63.37 dólares precio actual del barril de petróleo correspondiente al mes de Febrero 2018 (www.bce.fin.ec), por el número de barriles diarios que produce cada pozo. Asumiendo que se inicia a producir desde el segundo mes. La rata de declinación anual que presenta el campo es de 30%. El caudal para evaluar este proyecto se analizó mediante la función exponencial. Además se toma en cuenta el tiempo de vida útil de una bomba de 450 días por esto se realizó la evaluación a un año.

$$q = q_i * e^{-D*t} \quad (\text{Ec.3.2})$$

Donde:

q = Caudal esperado a cierto período de tiempo

qi = Caudal inicial

D = Porcentaje de declinación del campo anual

t = Tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal

3.3.3.- EGRESOS

Los egresos se calculan en relación a las siguientes consideraciones: Costo operativo de producción para este caso de 10.8 dólares por barril y costo de mantenimiento de producción que considera los siguientes aspectos:

- Costo de fracturamiento hidráulico, un trabajo al año.
- Costo de intervención con coiled tubing para evitar presencia de escala, un trabajo al año.
- Costo de bombeo de solventes para alivianar la columna de fluido, dos trabajos al año.

A continuación se detalla en la **tabla 3.9** y **tabla 3.10**, ingresos y egresos de los pozos.

Tabla 3.9.- Cálculo de ingresos y egresos pozo PRH-10

BPPD	176	BPPM	INGRESO	COSTO PRODUCCIÓN	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO TOTAL
MES	BPPD DECLINACIÓN					
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	173.21	5196.2	329283	56118.8766		56118.88
3	170.46	5113.7	324056	55228.1199		55228.12
4	167.75	5032.5	318912	54351.5019		54351.5
5	165.09	4952.7	313850	53488.7981		53488.8
6	162.47	4874.1	308869	52639.7878		52639.79
7	159.89	4796.7	303966	51804.2536		51804.25
8	157.35	4720.6	299141	50981.9815		50981.98
9	154.85	4645.6	294393	50172.761		50172.76
10	152.40	4571.9	289721	49376.3851		49376.39
11	149.98	4499.3	285122	48592.6498		48592.65
12	147.60	4427.9	280596	47821.3544		47821.35
						1060576

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 3.10.- Cálculo de ingresos y egresos pozo PRH-12

BPPD	190	BPPM	INGRESO	COSTO PRODUCCIÓN	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO TOTAL
MES	BPPD DECLINACIÓN					
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	186.98	5609.5	355476	60582.8781		60582.88
3	184.02	5520.5	349833	59621.2658		59621.27
4	181.10	5432.9	344281	58674.9168		58674.92
5	178.22	5346.6	338816	57743.5889		57743.59
6	175.39	5261.8	333438	56827.0437		56827.04
7	172.61	5178.2	328145	55925.0465		55925.05
8	169.87	5096.1	322937	55037.3664		55037.37
9	167.17	5015.2	317811	54163.7761		54163.78
10	164.52	4935.6	312766	53304.0521		53304.05
11	161.91	4857.2	307802	52457.9742		52457.97
12	159.34	4780.1	302916	51625.3258		51625.33
						1105963

Elaborado por: Mauro Sarango

3.3.4.- VALOR ACTUAL NETO

Se estima que un proyecto es económicamente rentable cuando:

V.A.N > 0, proyecto rentable.

V.A.N=0, Proyecto no presenta ganancias ni perdidas.

V.A.N <0, Proyecto presenta perdidas.

La siguiente formula permite calcular el valor actual neto (V.A.N):

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+i)^k} \quad (\text{Ec.3.3})$$

FNCK = Flujo neto de caja para el periodo K

i = Tasa de actualización (%)

n = Tiempo de vida del proyecto

La tasa de actualización se toma el 12 % anual, valor aplicado para la ejecución de este tipo de proyectos, con lo que se realizó los cálculos de ingresos y egresos actualizados.

3.3.5.- TASA INTERNA DE RETORNO

El T.I.R es la Tasa Interna de Rendimiento que es una característica propia del proyecto y es un indicativo más adecuado para determinar la rentabilidad.

- Si la tasa interna de retorno (T.I.R) es mayor que la tasa de actualización el proyecto es rentable.

La siguiente formula permite calcular la Tasa Interna de Retorno (T.I.R)

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (\text{Ec.3.4})$$

El valor actual neto VAN y la tasa interna de retorno TIR para los pozos PRH-10 y PRH-12, se muestran en las **tablas 3.11 y 3.12**.

Tabla 3.11.- V.A.N y T.I.R pozo PRH-10

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	329282.7	56118.877	273163.83	326022.4797	55563.24413	270459.2356
3	324056.1	55228.12	268827.99	317670.9216	54139.90773	263531.0138
4	318912.5	54351.502	264560.97	309533.3012	52753.03224	256780.269
5	313850.5	53488.798	260361.68	301604.1383	51401.68366	250202.4546
6	308868.8	52639.788	256229.04	293878.0928	50084.95191	243793.1409
7	303966.3	51804.254	252162	286349.9617	48801.95024	237548.0115
8	299141.5	50981.981	248159.52	279014.6751	47551.81459	231462.8605
9	294393.3	50172.761	244220.56	271867.2928	46333.70305	225533.5898
10	289720.5	49376.385	240344.13	264903.0016	45146.79529	219756.2063
11	285121.9	48592.65	236529.22	258117.1112	43990.29195	214126.8192
12	280596.2	47821.354	232774.87	251505.0516	42863.41419	208641.6374
	3347910	1060576.5	2287333.8		VAN	2131835.239
					TIR	645%

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 3.12.- V.A.N y T.I.R pozo PRH-12

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	355475.6	60582.878	294892.77	351956.086	59983.04764	291973.0384
3	349833.3	59621.266	290212.03	342940.1994	58446.4913	284493.7081
4	344280.5	58674.917	285605.59	334155.2683	56949.29617	277205.9722
5	338815.9	57743.589	281072.27	325595.3766	55490.45395	270104.9226
6	333437.9	56827.044	276610.9	317254.7593	54068.98218	263185.7771
7	328145.4	55925.046	272220.34	309127.7996	52683.92355	256443.876
8	322936.8	55037.366	267899.48	301209.0242	51334.3453	249874.6789
9	317811	54163.776	263647.2	293493.1002	50019.33853	243473.7617
10	312766.5	53304.052	259462.41	285974.8313	48738.01764	237236.8136
11	307802	52457.974	255344.05	278649.1541	47489.51972	231159.6344
12	302916.4	51625.326	251291.05	271511.1353	46273.00396	225238.1313
	3614221	1105963.2	2508258.1		VAN	2340390.314
					TIR	699%

Elaborado por: Mauro Sarango

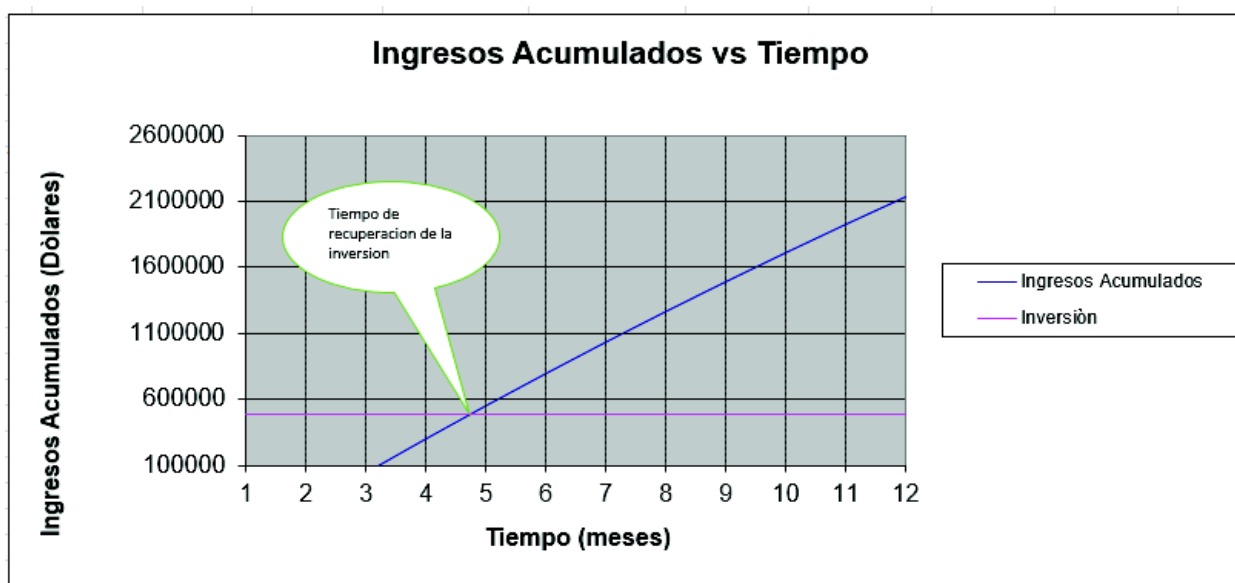
3.3.6.- TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El tiempo de recuperación de la inversión resulta de interceptar los ingresos acumulados vs la inversión.

3.3.6.1.- Tiempo de recuperación de la inversión pozo PRH-10

En la **figura 3.3** se aprecia el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto para el pozo PRH-10, se presenta a los 4.4 meses y en la **tabla 3.11**, se observa que el VAN es 2131835.239 dólares y el TIR anual de 645%, que son valores positivos en los cuales este proyecto presenta una alta rentabilidad para recuperar la inversión.

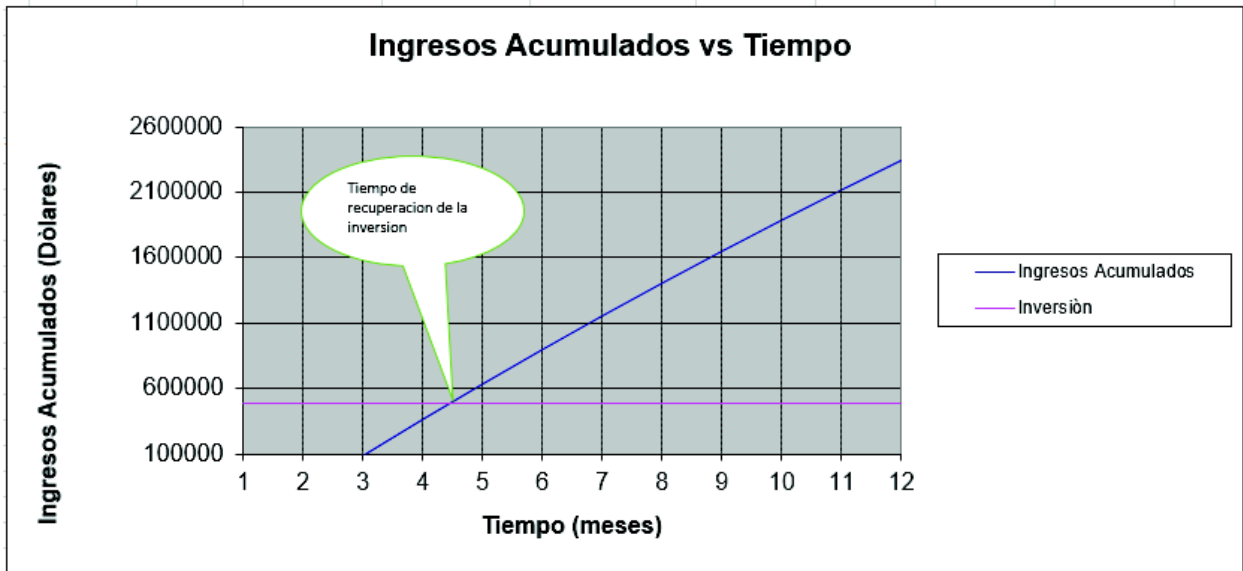
Figura 3.3.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo PRH-10



Elaborado por: Mauro Sarango

3.3.6.2.-Tiempo de recuperación de la inversión pozo PRH-12

Mientras que en la **figura 3.4**, se muestra el tiempo de recuperación de la inversión para el pozo PRH-012, tiempo que se da al 4.5 meses y en la **tabla 3.12** se observa el VAN de 2340390.314 dólares y TIR anual de 699%, siendo valores positivos para la ejecución del proyecto.

Figura 3.4.- Tiempo de recuperación de la inversión del pozo PRH-12

Elaborado por: Mauro Sarango

CAPÍTULO 4

ESTRUCTURA DEL MODELO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN

Está basada en la unión de la etapa de selección de pozos a intervenir y análisis para la realización de la fractura. El cuadro de mando integral para selección de pozos se planteó en el **capítulo 2**, por lo que a continuación se detallará el cuadro de mando para realizar fracturas hidráulicas en los pozos seleccionados que se trató en el **capítulo 3**.

4.1.- CUADRO DE MANDO PARA SEGUIR EN POZOS A FRACTURAR

A continuación se detalla el cuadro de mando para fracturar pozos de acuerdo a los aspectos tratados en el **capítulo 3**.

1.- Selección de pozos.- Una vez que los pozos estén seleccionados de acuerdo a los puntajes obtenidos en la matriz de selección de pozos se confirmará el parámetro de alto daño y baja permeabilidad, mayor a 5 en el caso del daño de formación y menor a 90 md en el orden de la permeabilidad. Adicional las condiciones de casing deben soportar las altas presiones y el cemento debe de ser de buena calidad con la finalidad que no haya comunicación con posibles zonas de agua.

2.- Cálculos de la fractura hidráulica.- Estos cálculos permiten conocer el ancho de la amplitud de la fractura, factores que permitirán conocer la producción del pozo luego de realizar la fractura.

3.- *Mejora la producción mayor a 1.5Qo.*- Es importante cumplir con este requisito, debido a que estimulaciones matriciales a la formación se puede obtener valores cercanos a 1.5Qo, en el mejor de los casos.

4.- *Análisis económico.*- Realizará un análisis de VAN, TIR y tiempo de recuperación de la inversión que permitirán ver a la viabilidad de proyecto. De los análisis realizados se observó tiempo de recuperación de inversión menores a 12 meses, VAN mayores a cero y TIR superiores a la tasa de interés, indican la viabilidad del proyecto para realizar fractura hidráulicas.

5.- *Ejecución de la fractura hidráulica.*- La fractura hidráulica se ejecutará si se han cumplido los pasos 1,2,3 y 4, redactados previamente.

6.- *Monitoreo del modelo.*- Se debe hacer una convalidación del modelo de fractura con los datos de la pre fractura y fractura a realizar en el pozo, para afinar el modelo para futuros pozos a fracturar.

7.- *Reactivación del pozo.*- Es la puesta en operación del pozo con su respectivo sistema de levantamiento artificial.

a.- *Si.*- El pozo queda en operación y se continuará con el paso No.8.

b.- *No.*- Se revisaran variables con el fin de determinar el porqué del problema

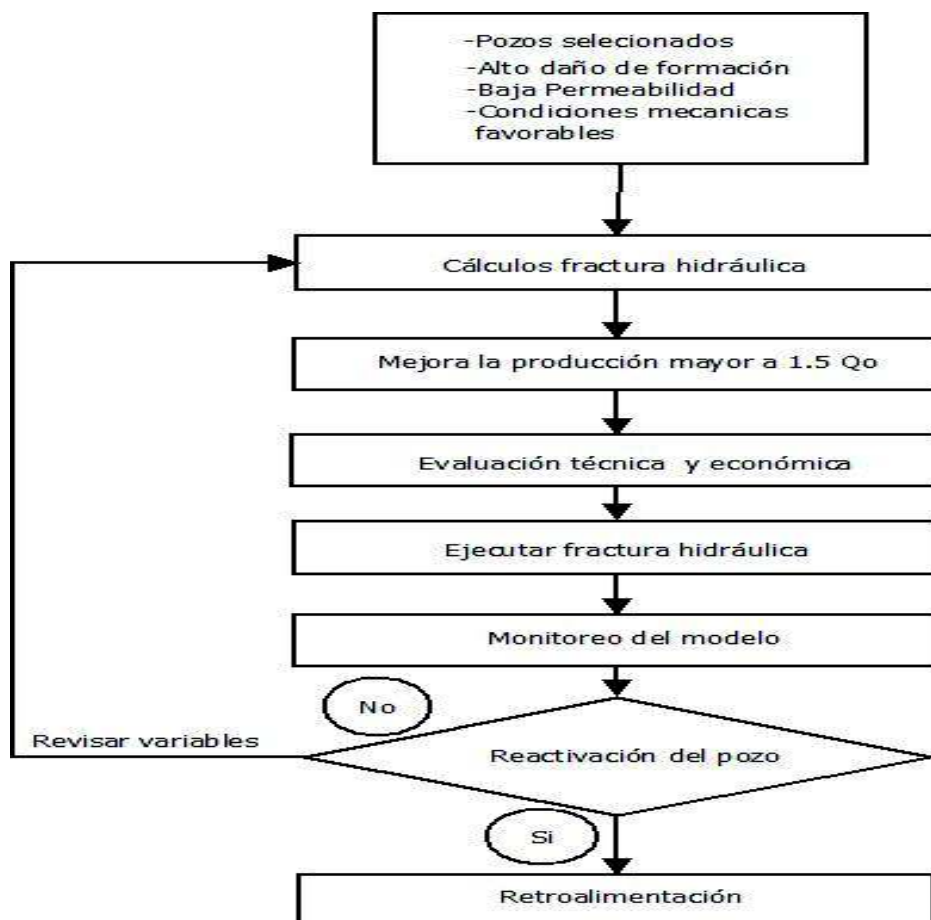
en la reactivación del pozo. Problemas como fallas en la cantidad de

apuntalante para fracturar o problemas de tipo operacional mediante la fractura.

8.- *Retroalimentación.*- Se debe realizar un registro de evento para buenas prácticas a tener en consideración en trabajos exitosos, o de lecciones aprendidas en trabajos no exitosos.

Lo anteriormente expuesto se plasma en el cuadro de mando para fracturar pozos, el cual está desarrollado partiendo del hecho que el pozo se seleccionó a intervenir, sin conocer si se iba a realizar la fractura hidráulica.

Figura 4.1.- Cuadro de mando para seleccionar pozo a fracturar

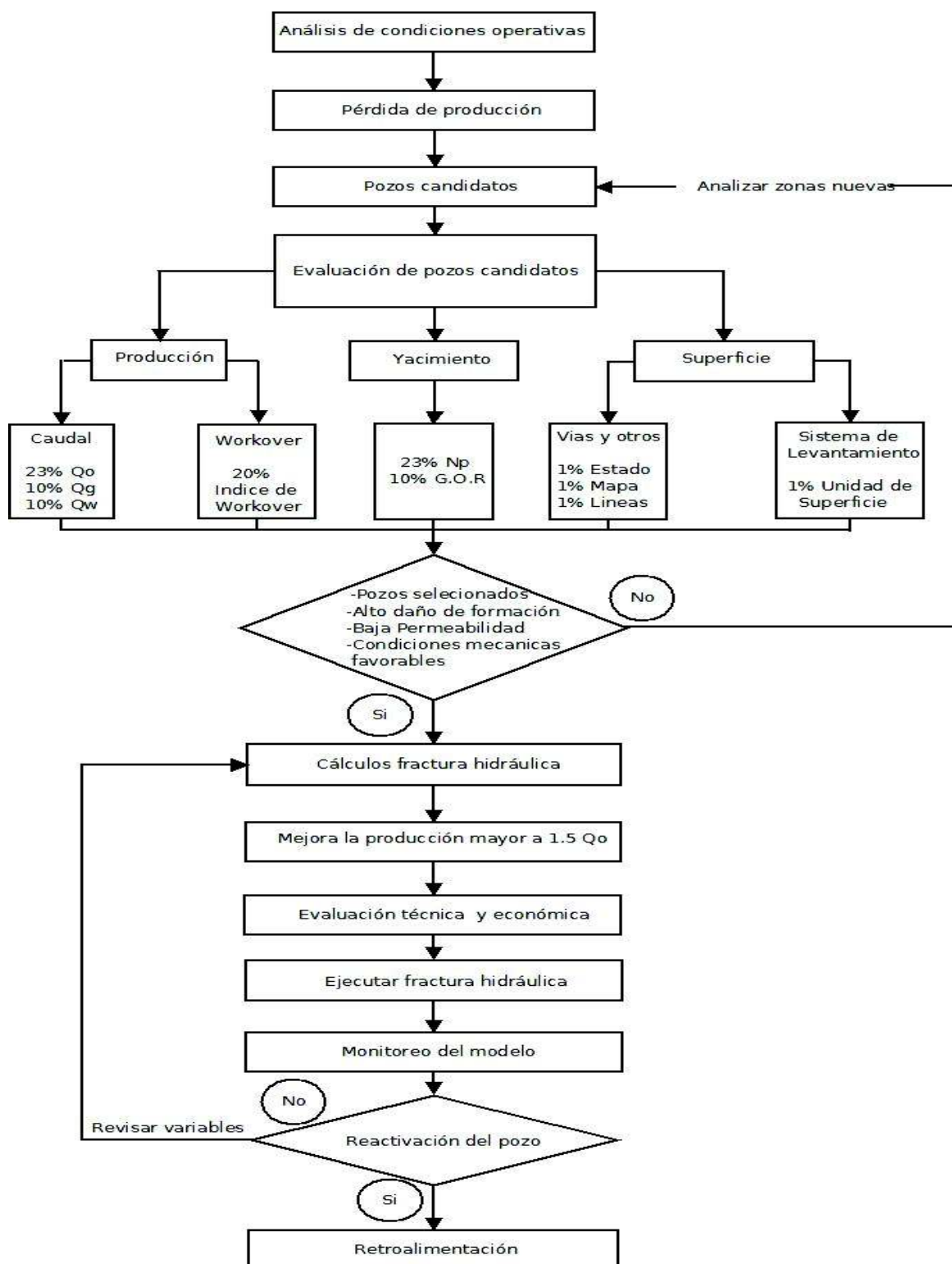


Elaborado por: Mauro Sarango

El cuadro de mando de gestión para mejorar la producción está compuesto por el planteamiento de cuadro de mando integral para seleccionar pozos a intervenir para realizar estimulación por fracturamiento hidráulico, **figura 2.19**, y el cuadro de mando para seleccionar pozos a fracturar, **figura 4.1**.

El cuadro de mando del modelo de gestión empieza con la preselección de pozos, la etapa de selección del pozo candidato a fracturar y la realización respectiva del trabajo de fracturamiento. A continuación se indica el cuadro de mando del modelo de gestión para mejorar la producción que servirá para tomar decisiones en pozos para realizar el trabajo de fractura.

Figura 4.2. Cuadro de mando de gestión para mejorar la producción



Fuente: León y Bohada, 2009

Elaborado y modificado: Mauro Sarango, 2018

4.2.- DESARROLLO DEL FLUJO DE TRABAJO DEL MODELO DE GESTIÓN PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN

Una vez determinada la necesidad de realizar las fracturas hidráulicas en los pozos seleccionados, se plantea el flujo de trabajo del modelo de gestión para mejorar la producción que llevara a cabo la aprobación y ejecución del trabajo de fractura. En las **figuras 4.3 y 4.4** se indican los flujogramas propuestos. Las funciones tanto administrativas como técnicas del personal involucrado se indican en la **tabla 4.1**.

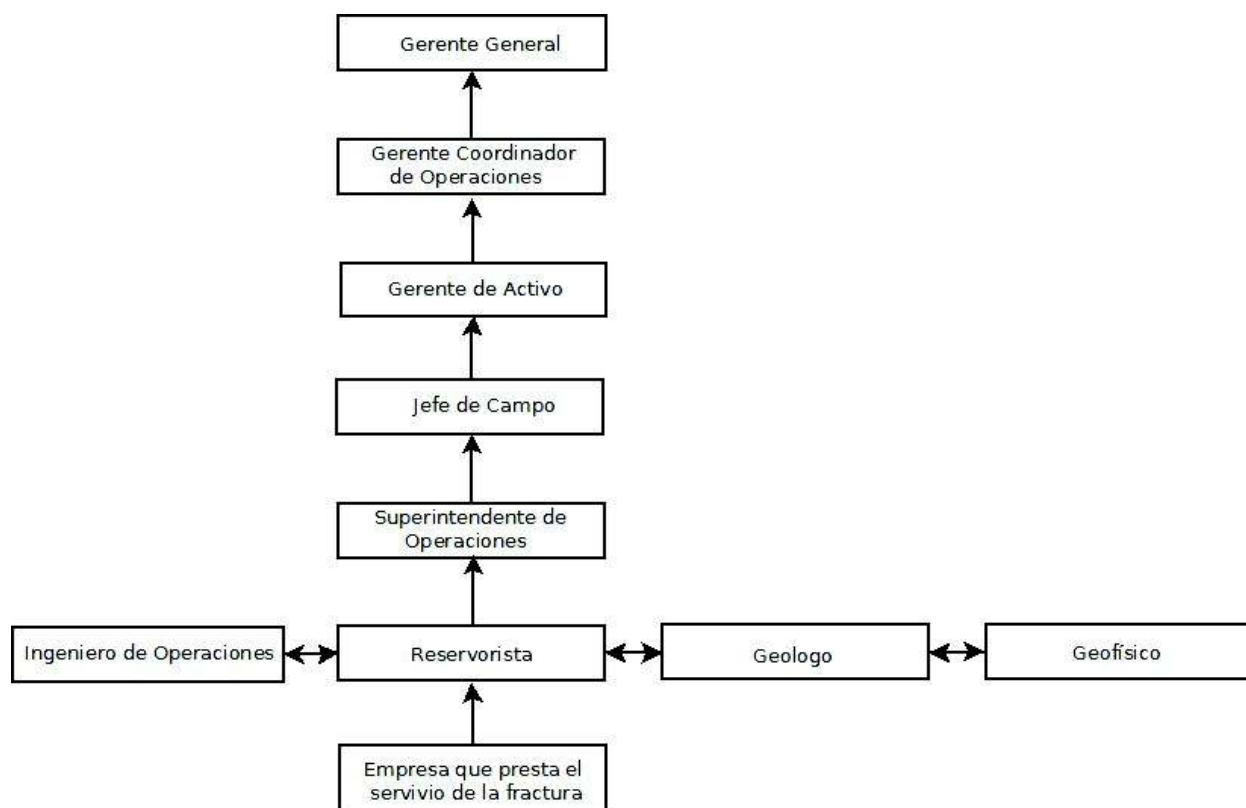
Tabla 4.1. Funciones administrativas y técnicas de personal involucrado

ROL	FUNCIONES	DEDICACION AL PROYECTO
Gerente General	Alinea los objetivos del proyecto al plan estratégico de la empresa	Tiempo parcial
Gerente Coordinador de Operaciones	Aprueba y proporciona los recursos financieros y de infraestructura que requiere el proyecto	Tiempo parcial
Gerente de Activo	Apoya el financiamiento de los recursos del proyecto	Tiempo parcial
	Aprueba la realización de la fractura hidráulica	
Jefe Campo	Resolver los inconvenientes de los equipos del proyecto	Tiempo parcial
	Informa al Gerente de Activo el avance del proyecto	
Superintendente de Operaciones	Responsable de la planificación de la ejecución, control y cierre del proyecto	Tiempo parcial
	Administrar los riesgos y problemas	
Ingeniero de Operaciones	Supervisar y revisar que los entregables de la realización de la fractura hidráulica este de acuerdo a las especificaciones técnicas	Tiempo completo
Reservorista	Revisar y supervisar que los entregables del diseño de la fractura hidráulica estén de acuerdo a las especificaciones técnicas	Tiempo completo
Geólogo	Revisar y supervisar que los entregables del diseño de la fractura hidráulica estén de acuerdo a las especificaciones técnicas	Tiempo completo
Geofísico	Revisar y supervisar que los entregables del diseño de la fractura hidráulica estén de acuerdo a las especificaciones técnicas	Tiempo completo
Supervisor de Reacondicionamiento	Supervisar la ejecución del trabajo de la fractura hidráulica en pozo bajo especificaciones técnicas	Tiempo completo
Supervisor de Seguridad y Salud Ambiental	Revisar y supervisar los procedimientos de ejecución de acuerdo a los requisitos ambientales del usuario	Tiempo completo
Representante de Materiales	Entrega los materiales solicitados por el Supervisor de Reacondicionamiento para la ejecución de la fractura	Tiempo completo
Empresa que presenta el servicio de la fractura	Realiza el diseño de la fractura para la revisión y aprobación del Reservorista. Provee de suministros y equipo para realizar la fractura hidráulica	Tiempo completo
Asistente Administrativo	Realizar trámites administrativos ante el ente de control para la realización del trabajo con torre	Tiempo completo

Fuente: Gutiérrez, 2012

Elaborado y modificado: Mauro Sarango, 2018

Figura 4.3. Flujo de trabajo propuesto del modelo de gestión para mejorar la producción para aprobación de fractura hidráulica



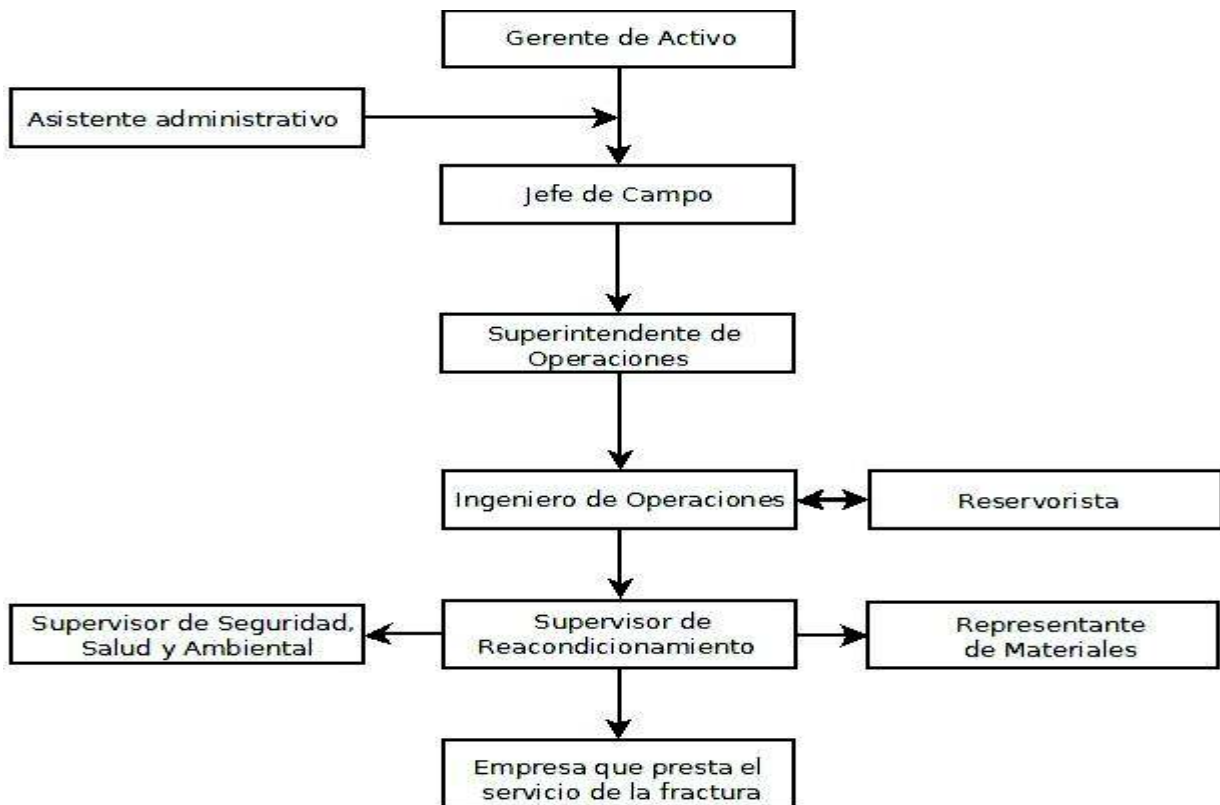
Elaborado: Mauro Sarango

A continuación se indica la secuencia del flujo de la **figura 4.3.**

- a) El Reservoirista y el Ingeniero de Operaciones determinan la necesidad de realizar la fractura hidráulica al pozo en estudio.
- b) La empresa de servicios diseña la propuesta de fractura hidráulica
- c) En conjunto el Reservoirista con el Geólogo, Geofísico e Ingeniero de Operaciones revisan la propuesta presentada por empresa de servicios
- d) El Reservoirista aprueba el diseño de la fractura
- e) La planificación de la ejecución del trabajo está a cargo del Superintendente de Operaciones
- f) El Jefe de campo impulsa la realización del proyecto al Gerente de Activo

- g) La aprobación de la realización de la fractura hidráulica es por parte del Gerente de Activo
- h) El Gerente Coordinador de Operaciones aprueba los recursos financieros para la ejecución del proyecto
- i) El Gerente General alinea los objetivos al plan estratégico de la empresa

Figura 4.4. Flujo de trabajo propuesto del modelo de gestión para mejorar la producción para ejecución de fractura hidráulica



Elaborado: Mauro Sarango

A continuación se indica la secuencia del flujo de la **figura 4.4.**

- a) El Gerente de Activo aprueba la realización de la fractura
- b) Los tramites respectivos ante el ente de control para obtener la aprobación respectiva los realiza el Asistente Administrativo

- c) El Jefe de Campo informa el avance del proyecto y resuelve algún inconveniente del equipo trabajo si se presentare
- d) La planificación de la ejecución, control y cierre del proyecto están a cargo del Superintendente de Operaciones
- e) La supervisión y la realización de la fractura hidráulica dentro de las especificaciones técnicas está a cargo del Ingeniero de Operaciones. Cambios en el diseño se coordinaran con el Reservoirista
- f) El Supervisor de reacondicionamiento en conjunto con la empresa de servicios ejecutaran la fractura hidráulica en sitio y será el responsable de coordinar con los departamentos Materiales y de Seguridad Salud y Ambiente.
- g) El Supervisor de Seguridad, Salud y Ambiental, será el responsable de que el trabajo que se está ejecutando se lleve a cabo dentro de estándares Ambientales y de Seguridad.
- h) La Logística y materiales que se necesitan en el pozo, estará a cargo del Representante de Materiales.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

- Realizar fracturamiento hidráulico a pozo PRH-010 y PRH-012 debido a que en la matriz de selección de pozos para pozos candidatos a fracturar se obtuvo un valores de 77.43% y 75.89% respectivamente. Lo cual se confirma con los resultados de los cálculos obtenidos de incremento de producción luego de realizar la fractura los cuales son de 176 BPPD y 190 BPPD, respectivamente, para los pozos en mención
- La metodología de selección de los pozos para realizar un reacondicionamiento, a intervenir, presentado en la **figura 2.12** es una metodología viable a su aplicación, debido a que los valores que ingresan a evaluarse en los parámetros de evaluación, son valores que se pueden obtener de una forma fácil y confiable, lo cual robustece la metodología.
- El cuadro de mando integral para seleccionar pozos a intervenir para realizar estimulación por fracturamiento hidráulico, presentado en la **figura 2.19**, es una herramienta que permite identificar en que orden se intervendrán los pozos y facilita la toma de decisiones, debido a que los resultados son presentados en la matriz de selección de pozos de forma cuantitativa en la que los pozos con mayor puntaje indicaran el orden a intervenir.

- En el cuadro de mando para seleccionar pozos a fracturar, presentado en la **figura 4.1**, se tiene una herramienta que permite identificar los pozos que se podrán realizar fracturamiento hidráulico, una vez que se cumplan con la secuencia de los pasos indicados en el cuadro de mando.
- El cuadro de mando de gestión de la producción para mejorar la producción, presentado en la **figura 4.2**, es una herramienta que reúne las etapas de preselección de pozos al realizar, selección de pozos, y decisión para realizar la fractura hidráulica. por lo tanto al reunir las etapas antes mencionadas, se tiene una herramienta de gestión que permite evaluar de forma integral y acertada, los pozos que presenta problemas de producción, y decidir la intervención al pozo y realización de la fractura hidráulica.
- Del análisis económico realizado a los pozos con mayor puntaje para la realización de la fractura hidráulica se obtuvo que los pozos PRH-010 y PRH-012, presentan mayor rentabilidad económica y menor tiempo de recuperación de la inversión en comparación al resto de pozos seleccionados. Los resultados fueron los siguientes: El tiempo de recuperación de la inversión para el pozo PRH-010 se da al 4.4 meses con un VAN de 2131835.239 dólares y TIR anual de 645%, en tanto que el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto para el pozo PRH-12, se presenta a los 4.5 meses con un VAN de 2340390.314 dólares y TIR anual de 699%, lo cual indica una rentabilidad económica del proyecto.
- Los flujos de trabajo propuestos del modelo de gestión para mejorar la producción para aprobación y para ejecución de fractura hidráulica, presentados en las **figuras 4.3** y **figura 4.4** respectivamente, son herramientas que permiten gestionar la realización de la fractura hidráulica desde la etapa de diseño hasta la aprobación y posterior ejecución con la intervención de los respectivos actores del proyecto.

5.2.- RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener pruebas de restauración actualizadas en los pozos a intervenir con lo cual se podrá tener una aproximación más adecuada de la Pwf post fracturamiento.
- Los datos de propiedades PVT deben ser específicos de cada pozo con el fin de tener una simulación más próxima a la realidad.
- En un próximo estudio se recomienda adentrar en las zonas nuevas a disparar, ya que el presente estudio no tenía este objetivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Castañeda, Omar (2014). La estimulación Matricial y el fracturamiento hidráulico aplicados a pozos de aceites pesados. Tesis.
2. Conterón, T., Gabriel, J., & Jiménez Guamán, D. E. (2013). Estudio de fracturamiento hidráulico en la arena UI de los pozos de bajas permeabilidades y/o altos daños para incrementar la producción en los campos Culebra-Yulebra-Anaconda.
3. Goyes, S, e Hinojosa, J. (2012). Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo del Área Lago Agrio, Tesis
4. Gutiérrez, Adrián (2012). Desarrollo de un modelo de gestión de proyectos para una empresa del sector pesquero, Tesis.
5. Hareland, G., Rampersad, P., Dharaphop, J., & Sasnanand, S. (1993, January). Hydraulic fracturing design optimization. In SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.
6. Jácome, M y Muñoz, D (2016). Diseño de fracturamiento hidráulico para la optimización de la producción en el pozo FICT-2D, Tesis.
7. Jaramillo, Juan (2011). Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en el campo Parahuacu para incrementar la producción, Tesis.
8. León, C, y Bohada, M. (2009). Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo Colorado, Tesis.
9. Maggiolo, Ricardo. (2006). Optimización de la producción mediante análisis nodal, ESP Engineering Consultants.
10. McGowen, J. M., Gilbert, J. V., & Samari, E. (2007, January). Hydraulic fracturing down under. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.

11. Naranjo, A., & Soto, C. M. (2007). Efecto de los parámetros geo mecánicos en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (21), 09-22.
12. PetroAmazonas EP. (2017). Datos de B'UP. Campo Lago Agrio.
13. PetroAmazonas EP. (2017). Pruebas de producción de petróleo. Campo Lago Agrio.
14. Rivadeneira Marco, y Baby Patrice, Características geológicas generales de los principales campos petroleros de Petroproduccion.
15. Sarango, M. (2014). Optimización de operación de pozos con bombeo electro sumergible en el campo Shushufindi mediante curvas de la bomba vs curva del sistema y análisis nodal. Tesis.
16. Serna, Katherine. (2015). Estudio técnico económico de la aplicación de fracturamiento hidráulico para el incremento de la producción en pozos activos del campo Tipishca-Huaico, Tesis.
17. Taylor, R. S., Fyten, G., Romanson, R., McIntosh, G., Litun, R., Munn, D., ... & Hoch, O. (2010). Montney Fracturing-Fluid Considerations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49(12), 28-36.
18. Unapanta, Hugo (2006). Estudio técnico económico para incrementar la producción de petróleo en los campos Guanta y Dureno, Tesis.
19. Uriostegui, Victor (2011). Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Tesis.
20. Vásquez, Juan (2009). Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. Tesis

ANEXOS

ANEXO 1

EJEMPLO DE DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ANALÍTICO 2D

El siguiente ejemplo se lleva a cabo con los datos del pozo Parahuacu 10, presentados en la **tabla 3.1** del **capítulo 3**, y siguiendo el procedimiento expuesto en la **sección 1.2.3.2** del **capítulo 1**. A continuación se realiza la secuencia de cálculos.

a.-) *Presión de sobrecarga*

$$\sigma_v = 0,052 * \rho_f * D$$

Reemplazando con D=9482 ft y la densidad de la arenisca = 2.65 gr/cc, haciendo el correspondiente cambio de unidades tenemos.

$$\sigma_v = 0,052 * 22,0374 \frac{lb}{gal} * 9482 ft$$

$$\sigma_v = 10865,8 psi$$

b.-) *Gradiente de fractura*

Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación. Se calcula con la siguiente ecuación.

$$Gf = \left(\frac{\sigma_v}{D} - Gp \right) \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + Gp$$

$$Gf = \left(\frac{10865,8}{9482} - 0,862 \right) \left(\frac{0,2}{1-0,2} \right) + 0,862$$

$$Gf = 0,9329 \frac{psi}{ft}$$

c.-) Presión de fractura

Es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá de la falla, puede variar durante la operación. Esta dada por la siguiente ecuación.

$$P_f = G_f * D$$

Reemplazando tenemos:

$$P_f = 0,9329 * 9482$$

$$P_f = 8446,6 \text{ psi}$$

d.-) Presión de tratamiento en superficie

Considera las pérdidas de presión por fricción y por cañoneo.

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p$$

A continuación se detalla como se hallan los valores de la ecuación anterior.

d.1.) Presión de cierre instantánea

Presión hidrostática:

Considera las pérdidas de presión por fricción y por cañoneo.

$$Ph = 0,052 * pi * D$$

$$Ph = 0,052 * 8,33 * 9482$$

$$Ph = 4107,2 \text{ psi}$$

Es la presión tomada en superficie cuando se detiene el bombeo del fluido. Definida por la siguiente ecuación.

$$P_{ci} = P_f - P_h$$

$$P_{ci} = P_f - P_h$$

$$P_{ci} = 8446,6 - 4107,2$$

$$P_{ci} = 4739,4 \text{ psi}$$

d.2.-) *Pérdida de presión por fricción en tubería.*

$$\Delta P_{friccion} = \frac{fD \delta v^2}{2,8(do^2 - di^2)}$$

Para poder determinar el factor de fricción necesitaremos conocer el valor del número de Reynolds el cual es igual a:

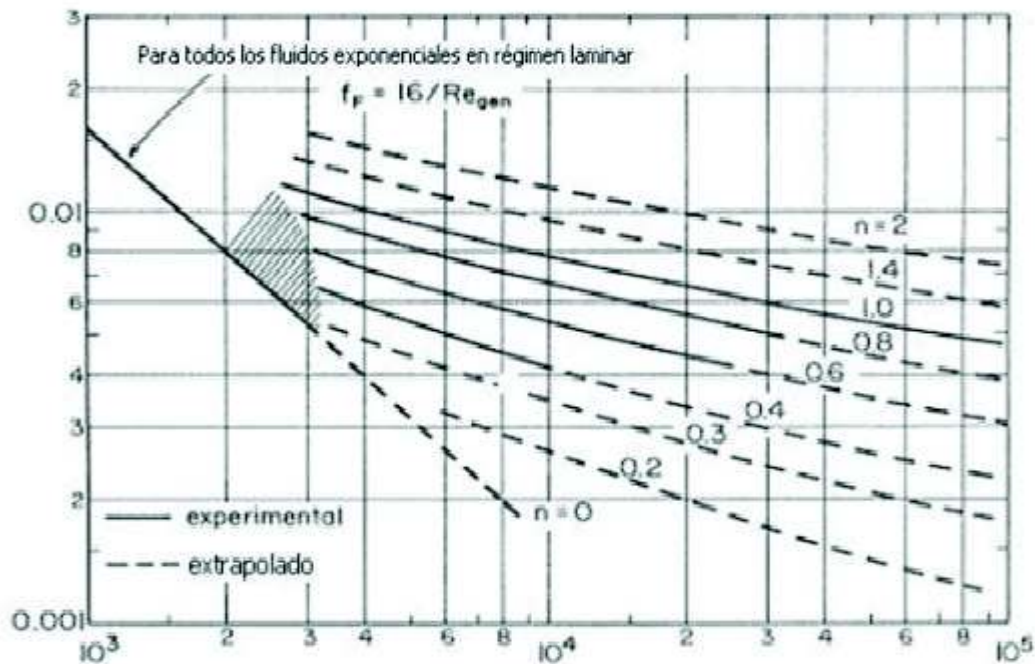
$$Nr = 1,592E4 * \frac{Q\delta}{di * u}$$

$$Nr = 1,592E4 * \frac{20 * 15}{2,882 * 918}$$

$$Nr = 1805,2$$

Con el número de Reynolds de 1805,2 (eje x) y la rugosidad del tubing de 0,3 (curvas) obtenemos de la gráfica del factor de fricción de Fanning el valor de 0,0092, **ver Figura A1.1.**

Figura A1.1. Factor de fricción de Fannig



Fuente: Gardea, H (2007). Dos propuestas para el bombeo de fluidos no newtonianos. Caso de lodos residuales de plantas de aguas negras.

Procedemos a calcular las pérdidas de presión por fricción en tubería:

$$\Delta P_{friccion} = \frac{fD\delta v^2}{2,8 * (d_o^2 - d_i^2)}$$

$$\Delta P_{friccion} = \frac{0,0092 * 9482 * 7^2}{2,8 * (3,5^2 - 2,882^2)}$$

$$\Delta P_{friccion} = 387,06 \text{ psi}$$

d.3.-) Pérdida de presión por cañoneo

$$\Delta P_p = \frac{0,0836 * Q^2 \delta}{H_p^4 * n}$$

$$\Delta P_p = \frac{0,0836 * 20^2 * 15}{0,3^4 * 90}$$

$$\Delta P_p = 688.06 \text{ psi}$$

Por lo tanto:

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p$$

$$P_{ts} = 4739.4 + 387.06 + 688.06$$

$$P_{ts} = 5814,47 \text{ psi}$$

e.-) Presión de confinamiento o cierre

Es la presión máxima que puede soportar la roca.

$$P_c = P_f - P_r$$

$$P_c = 8446.6 - 1795$$

$$P_c = 7051,57 \text{ psi}$$

e.1.-) Diseño del fluido fracturante

Con esta presión vamos a seleccionar como agente apuntalante a la arena con bauxita esto nos basamos en la **tabla A1.1** donde nos indica que para una presión mayor a 5000 psi y menor a 8000 psi vamos a utilizar este material.

Tabla A1.1- Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte

Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte	
Material de soporte	Presión de confinamiento
	psi
Arena	hasta 5000
Arena recubierta de resina	hasta 8000
Bauxita	hasta 17000
Cerámicos	hasta 19000

Fuente: BJ Service Company S.A (1986). Handbook Hydraulic Fracturing

e.2.-) Cálculo del coeficiente del fluido fracturante

Este coeficiente va a depender de las características del fluido fracturante, fluidos del yacimiento, y de la roca

e.2.1.-) Fluidos de viscosidad controlada

$$C_v = 0,0469 * \left(\frac{K \Delta p \phi}{100 \mu} \right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{\text{min}}$$

$$C_v = 0,0469 * \left(\frac{20.8 * 5814,48 * 0,15}{100 * 918} \right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{\text{min}}$$

$$C_v = 0,021 ft / \sqrt{\text{min}}$$

e.2.2.-) Fluidos de yacimiento controlados

$$C_c = 0,0374 \Delta p \left(\frac{K C f \phi}{100 * u_o} \right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{\text{min}}$$

$$C_c = 0,0374 * 5814,48 \left(\frac{20.8 * 4,5E - 6 * 0,15}{100 * 0.62} \right)^{\frac{1}{2}} ft / \sqrt{\text{min}}$$

$$C_c = 0,103 ft / \sqrt{\text{min}}$$

El coeficiente total que combina los dos coeficientes será:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c}$$

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{0,021} + \frac{1}{0,1035}$$

$$c = 0,0174 \text{ ft} / \sqrt{\text{min}}$$

f.-) Cálculo de la geometría de la fractura y volumen de inyección

Para los propósitos de diseño de este proyecto vamos a utilizar el modelo KGD. Este modelo resulta en volúmenes de fractura mayores. (Economides, Hill, 1994). Para el cálculo de la amplitud y longitud de fractura se aplican las ecuaciones para el modelo:

f.1.-) Longitud de la fractura

$$X_f = \frac{i * t_p}{2\pi * h * c}$$

$$X_f = \frac{20 * 15}{2\pi * 18 * 0,0174}$$

$$X_f = 152.86 \text{ ft}$$

f.2.-) Amplitud de la fractura

$$W = \frac{i * t_p}{2hf * X_f}$$

$$W = \frac{20 * 15}{2 * 18 * 152,86}$$

$$W = 0.097 \text{ ft}$$

g.-) Incremento de la productividad

Para poder verificar que el trabajo de estimulación fue exitoso, se necesitará comparar los resultados antes y después del fracturamiento. Entonces para realizar una estimación preliminar se considerará las siguientes relaciones:

g.1.-) Permeabilidad de la fractura

Se va a calcular por una relación de permeabilidades antes y después del tratamiento de fractura.

$$K_f = 2.5K$$

$$K_f = 2.5 * 20.8$$

$$K_f = 52md$$

g.2.-) Índices de productividad antes y después del fracturamiento

Con la siguiente expresión se calcula el índice de productividad antes del fracturamiento:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$J = \frac{108}{1795 - 800}$$

$$J = 0.1278 \text{ BPPD/psi}$$

Y el radio del pozo luego del fracturamiento

$$r_w' = \frac{2}{\pi} * X_f$$

$$r_w' = \frac{2}{\pi} * 152.86$$

$$r_w' = 97.31 \text{ ft}$$

Con los dos valores anteriores calculados, podemos obtener entonces el índice de productividad luego del fracturamiento.

$$\frac{J'}{J} = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right) + \frac{k}{kf} \ln\left(\frac{rw'}{rw}\right)}$$

$$\frac{J'}{J} = \frac{\ln\left(\frac{2234,21}{0,29}\right)}{\ln\left(\frac{2234,21}{97,31}\right) + \frac{20,8}{52} \ln\left(\frac{97,31}{0,29}\right)}$$

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{2234,21}{0,29}\right)}{\ln\left(\frac{2234,21}{97,31}\right) + \frac{20,8}{52} \ln\left(\frac{97,31}{0,29}\right)} * 0,1085$$

$$J' = 0,2094 \text{ bpd} / \text{psi}$$

g.3.-) Daño luego del fracturamiento

$$s' = \left(\frac{k}{kf} - 1\right) * \text{Ln}\left(\frac{rw'}{rw}\right)$$

$$s' = \left(\frac{20,8}{52} - 1\right) * \text{Ln}\left(\frac{97,31}{0,29}\right)$$

$$s' = -3,489$$

g.4.-) Presión y Caudal luego del fracturamiento

El cálculo de la eficiencia de flujo se calcula de la siguiente manera:

$$EF = \frac{J'}{J_0}$$

$$EF = \frac{0,1779}{0,1085}$$

$$EF = 1.639$$

Calculamos la P_{wf}' luego del tratamiento:

$$P_{wf}' = Pr - (Pr - P_{wf})EF$$

$$P_{wf}' = 1795 - (1795 - 800) * 1.639$$

$$P_{wf}' = 409,9 \text{ psi}$$

Se Calcula el caudal a la P_{wf}' :

$$Q' = J' * (Pr - P_{wf}')$$

$$Q' = 0.1779 * (1795 - 164,098)$$

$$Q' = 290.16 \text{ BPPD}$$

A continuación se resumen los resultados obtenidos en las siguientes tablas.

- Geometría de la fractura

Tabla A1.2.- Resultados de geometría de la fractura

Longitud	Ancho
ft	ft
152.86	0.097

Elaborado por: Mauro Sarango

- Resultados luego de estimulación por fractura hidráulica analítica

Tabla A1.3.- Resultados luego de la fractura hidráulica

Etapa	Permeabilidad	Radio aparente del pozo	Índice de productividad	Daño	P_{wf}	Q_f
	md	ft	BFPD/psi		psi	BFPD
Antes	20.8	0,29	0,1278	16.5	950	108
Después	52	97.31	0.2094	-3,489	409.90	290.16

Elaborado por: Mauro Sarango

ANEXO 2

DATOS DE DAÑO Y PERMEABILIDAD DE B'UP

A continuación en la **tabla A2.1** se indican los datos de permeabilidad y daño de formación que se tomaron de los B'UP de los pozos en estudio, los mismos que se utilizaron en el presente trabajo.

Tabla A2.1. Datos de daño y permeabilidad de B'UP

POZO	FECHA	ARENA	PERMEABILIDAD	DAÑO
			Md	S
GUANTA-017	08-October-2014	Ui	10.7	9.53
GUANTA-018**		Ti	10.8	11
GUANTA-019	10-Junio-2008	Ui	49	5
GUANTA-020	31-October-2008	Ui	44.1	6.1
GUANTA-029	16-Enero-2014	UI	247	23.2
GUANTA-030*	16-Enero-2014	Ui	2.32	23.2*
PARAHUACU-010	04-Enero-2014	Ui	20.8	16.5
PARAHUACU-012	12-Febrero-2014	Ti	97.4	40
PARAHUACU-020	09-Julio-2015	Ui	34.5	14.6
PARAHUACU-025**		Ui	80	10

Fuente: PetroAmazonas EP, 2017

Elaborado por: Mauro Sarango

Nota: *Valor asumido de pozo Guanta 29

**Valor tomado de pozos vecinos con similares características de bajo aporte

ANEXO 3

CÁLCULO DE INDICE DE WORKOVER (Iwo)

A continuación se indica **tabla A3.1**, en la cual se calcula los datos de índice de wo utilizado en la **sección 2.2.4**, obteniéndose un valor promedio 1.189.

Tabla A3.1. Principales trabajos de Workover

Índice de WO												
Pozo	WO	Fecha	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Fecha	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Iwo
PRH-010	1	27/04/2012	406	405	1	0.2	28/06/2012	430	421	19	2	1.04
PRH-010	2	29/09/2013	282	279	3	1.2	18/10/2013	128	61	67	52	0.219
PRH-010	3	2/11/2013	85	73	12	14	28/01/2014	480	466	14	3	6.384
PRH-010	4	20/05/2017	75	75	0	0.3	9/6/2017	108	43	65	60	0.573
PRH-012	4	12/7/2014	129	58	71	52	15/03/2014	341	324	17	5	5.586
PRH-012	5	15/06/2015	635	631	4	0.6	1/4/2015	540	535	5	1	0.848
PRH-012	6	15/05/2016	444	440	4	1	31/5/2016	275	234	41	15	0.532
PRH-013	1	9/10/2012	274	273	1	0.3	17/7/2012	216	210	6	3	0.769
PRH-013	2	2/7/2013	120	2.4	118	98	30/08/2014	25	0	25	100	0
PRH-020	1	24/03/2015	301	299	2	0.5	3/3/2015	40	20	20	50	0.067
PRH-020	2	25/05/2015	40	20	20	50	30/07/2015	79	78	1	1	3.9
PRH-025	1	21/10/2016	283	215	68	24	19/11/2016	396	388	8	2	1.805
GNT-016	1	23/09/2006	372	182	190	51	15/04/2007	459	395	64	14	2.17
GNT-016	2	13/07/2007	420	227	193	46	29/9/2007	329	132	197	60	0.581
GNT-016	3	10/10/2007	284	125	159	56	9/12/2007	297	125	172	58	1
GNT-016	4	12/9/2008	269	135	135	50	9/12/2008	342	157	185	54	1.163
GNT-016	5	13/10/2009	144	122	22	15	11/11/2009	264	132	132	50	1.082
GNT-016	6	28/12/2009	180	126	54	30	15/04/2009	191	134	57	30	1.063
GNT-016	7	12/3/2011	127	118	9	7	13/09/2011	244	156	88	36	1.322
GNT-016	8	5/10/2011	328	295	33	10	16/11/2011	432	302	130	30	1.024
GNT-016	9	28/11/2011	432	190	242	56	23/12/2011	356	214	142	40	1.126
GNT-016	10	25/12/2011	308	185	123	40	28/01/2012	330	198	132	40	1.07
GNT-016	11	22/03/2012	285	228	57	20	5/6/2012	363	232	131	36	1.018
GNT-016	12	14/10/2012	234	150	84	36	31/10/2012	285	157	128	45	1.047
GNT-016	13	6/12/2012	274	175	99	36	2/5/2013	300	198	102	34	1.131
GNT-016	14	29/01/2014	323	155	168	52	22/03/2014	369	148	221	60	0.955
GNT-016	15	3/2/2015	278	83	195	70	9/4/2015	224	73	171	70	0.88
GNTC-017	1	23/10/2005	236	235	1	0.5	5/1/2006	316	306	10	3.2	1.302
GNTC-017	2	25/08/2006	158	149	9	6	16/05/2007	312	162	150	48.2	1.087

GNTC-017	3	7/9/2010	307	293	14	4.7	4/10/2010	265	251	14	5.3	0.857
GNTC-017	4	2/4/2011	66	44	22	32.9	18/05/2011	64	56	8	13.2	1.273
GNTC-017	5	16/08/2014	36	21	15	40.9	24/12/2014	39	16	23	60.1	0.762
GNTC-017	6	24/12/2014	39	16	23	60.1	24/05/2015	40	14	26	66	0.875
GNTA-018	1	1/10/2010	333	330	3	1	1/2/2011	234	197	37	15.7	0.597
GNTA-018	2	2/3/2011	33	18	15	46.6	14/05/2011	150	85	65	43.3	4.722
GNTA-018	3	6/1/2012	113	100	13	11.5	27/02/2012	207	108	99	47.8	1.08
GNTA-018	4	9/6/2012	178	73	105	59	23/07/2012	139	125	14	10.1	1.712
GNTA-018	5	22/08/2012	66	52	14	21.2	20/02/2013	72	64	8	11	1.231
GNTA-018	6	20/02/2013	72	64	8	11	1/10/2013	192	108	84	44	1.688
GNTA-019	1	21/12/2008	28	28	0	1	18/10/2009	120	0	120	100	0
GNTA-019	2	22/10/2009	28	28	0	1	16/10/2013	72	29	43	60	1.036
GNTA-019	3	18/10/2013	96	38	58	60	19/10/2016	84	24	60	71	0.632
GNTA-020	1	20/06/2009	325	179	146	45	4/5/2009	448	179	269	60	1
GNTA-020	2	11/10/2010	370	200	170	46	22/11/2010	423	203	220	52	1.015
GNTG-030	1	26/12/2014	144	143	1	1	15/02/2015	34	22	12	35	0.154
GNTA-040	1	17/05/2013	160	141	19	12	4/10/2013	0	0	0	14	0
GNTA-040	2	12/5/2013	160	141	19	12	2/10/2013	168	147	21	12.7	1.043
GNTA-040	3	5/1/2016	222	202	20	8.8	20/01/2016	211	203	8	4	1.005
LGA-04	1	3/5/1972	2300	1380	920	40	15/10/1972	1860	930	930	50	0.674
LGA-04	2	15/10/1972	1860	930	830	50	28/06/1981	1465	147	1319	90	0.158
LGA-04	5	28/06/1981	1465	147	1319	90	29/06/1982	2105	211	1895	90	1.435
LGA-04	6	24/10/1982	1590	80	1511	95	27/11/1983	0	0	0	0	0
LGA-04	7	24/10/1982	1590	80	1511	95	11/6/1984	920	294	626	68	3.675
LGA-04	8	12/7/1985	892	178	714	80	9/12/1997	0	0	0	0	0
LGA-04	9	12/7/1985	892	178	714	80	14/06/1998	124	105	19	15.6	0.59
LGA-04	10	21/06/1998	182	166	16	8.9	16/08/1998	212	190	22	10.4	1.145
LGA-04	12	4/7/2009	172	166	6	3.5	7/9/2009	144	0	144	100	0
LGA-04	13	4/7/2009	172	166	6	3.5	1/10/2009	45	29	16	36.4	0.175
LGA-04	14	1/10/2009	45	29	16	36.4	2/4/2011	88	66	22	25	2.276
LGA-011A	1	16/07/1970	3808	2856	952	25	18/08/1972	0	0	0	0	0
LGA-011A	2	16/07/1970	3808	2856	952	25	10/2/1973	0	0	0	0	0
LGA-011A	3	16/07/1970	3808	2856	952	25	27/09/1973	3695	924	2771	75	0.324
LGA-011A	4	27/09/1973	3695	924	2771	75	27/07/1974	4608	1152	3456	70	1.247
LGA-011A	5	27/07/1974	4608	1152	3456	70	20/08/1976	0	0	0	0	0
LGA-011A	6	27/07/1974	4608	1152	3456	70	17/11/1992	888	880	8	0.9	0.764
LGA-011A	7	7/8/1993	690	679	11	1.6	23/10/1993	602	578	24	4	0.851
LGA-011A	8	24/04/1994	384	369	15	4	20/05/1994	878	599	279	31.8	1.623
LGA-011A	9	8/2/1995	591	566	25	4.2	25/03/1995	606	551	55	9	0.973
LGA-011A	10	21/06/1996	468	412	56	12	20/02/1996	525	473	53	10	1.148
LGA-011A	11	20/02/1996	525	473	53	10	22/07/1996	411	395	16	4	0.835

LGA-011A	12	15/01/1997	576	553	23	4	13/02/1997	354	338	16	4.6	0.611
LGA-011A	13	13/02/1997	354	338	16	4.6	9/3/1997	336	319	17	5.2	0.944
LGA-011A	14	24/03/1997	260	244	16	8	16/08/1997	162	162	0	0.2	0.664
LGA-011A	15	23/05/1998	264	256	8	3	26/08/1998	295	289	6	2	1.129
LGA-011A	16	7/9/1999	428	386	42	9.8	17/05/2000	296	293	3	1	0.759
LGA-011A	17	3/5/2001	306	253	53	17.2	31/05/2001	347	266	81	23.2	1.051
LGA-035	1	22/03/1988	312	125	187	60	17/04/1988	1440	504	936	65	4.032
LGA-035	2	7/9/1988	1446	289	1157	80	22/09/1988	760	228	532	70	0.789
LGA-035	3	22/09/1988	760	228	532	70	6/11/1988	72	66	6	9	0.289
LGA-035	4	6/11/1988	72	66	6	9	21/02/1992	522	104	418	80	1.576
LGA-035	5	11/4/1992	384	77	307	80	11/10/1995	0	0	0	0	0
LGA-035	6	11/4/1992	384	77	307	80	11/10/1995	112	102	10	8.8	1.325
LGA-035	7	30/09/2003	168	160	8	5	20/05/2005	240	169	71	29.4	1.056
LGA-035	8	21/05/2005	240	171	69	28.8	15/10/2005	170	126	44	25.8	0.737
LGA-035	9	30/12/2005	129	110	19	15	30/04/2006	81	49	32	40	0.445
LGA-035	10	29/01/2013	126	99	22	21.4	12/3/2013	250	110	140	56	1.111
LGA-039	1	26/10/1998	756	589	167	22.1	11/9/1999	814	685	129	15.8	1.163
LGA-039	2	12/12/1999	694	623	71	10.3	19/04/2000	776	614	162	20.9	0.986
LGA-039	3	11/5/2000	775	595	180	23.2	19/08/2000	728	566	162	22.3	0.951
LGA-039	4	8/5/2004	976	573	403	41.3	13/06/2004	1082	579	503	46.5	1.01
LGA-039	5	26/12/2005	991	553	438	44.2	18/11/2006	942	493	449	47.7	0.892
LGA-039	6	22/11/2007	808	431	377	46.6	17/01/2008	750	347	404	53.8	0.805
LGA-039	7	15/08/2008	733	347	386	52.6	25/06/2008	898	460	438	48.8	1.326
LGA-039	8	3/11/2011	851	156	695	81.7	19/01/2012	133	118	15	11.3	0.756
LGAF-042	1	19/07/2009	1554	16	1538	99	15/10/2009	173	111	62	36	6.938
LGAF-042	2	4/2/2010	95	90	5	5	18/02/2011	168	104	64	38	1.156

Elaborado por: Mauro Sarango

ANEXO 4

RESULTADOS DE CÁLCULOS DE FRACTURA HIDRÁULICA, RESULTADOS DE CÁLCULOS CURVAS DE AFLUENCIA, RESULTADO DE CÁLCULOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente anexo consta de tres anexos, en los cuales se indicaran los resultados de los cálculos para lograr mejorar la producción mediante fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados para el estudio. Este anexo abarca resultados de cálculos de fractura hidráulica, resultados de curva de afluencia y resultados de análisis económico realizado a los pozos objeto del estudio.

Con este fin el anexo tres, está compuesto de la siguiente manera:

- Anexo 4.1.- Resultados de cálculos de fractura hidráulica
- Anexo 4.2.- Resultado de cálculos de curvas de afluencia
- Anexo 4.3.- Resultado de cálculos del análisis económico

ANEXO 4.1.- RESULTADO DE CÁLCULOS DE FRACTURA HIDRÁULICA

A continuación se indican los datos necesarios para realizar la fractura hidráulica y los resultados de la fractura hidráulica e incremento de producción, para los diferentes pozos del estudio.

Tabla A4.1.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Guanta 17

DATOS		
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS	PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	Pwf (Presión de fondo fluvente, psi)	
γ (Coeficiente de Poisson)	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	
Qf (Caudal, BFPD)	Pr (Presión del yacimiento, psi)	
ϕ (porosidad, %)	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	Qi (Caudal de inyección, bpm)	620
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	0.862
h (Espesor de la formación, ft)	ρ i (Densidad, lbm/gal)	1253
μ o (viscosidad, cp)	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9657
API (Grado API)	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	n (Número de disparos)	300
k (Permeabilidad, md)	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
ρ i (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.2.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Guanta 17

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11066.39	0.9329862	9009.84773	4183.026	4826.82161	Nr	394.2056	206.41975	5427.447	7756.84773	1253	0.014	0.04	0.01	154.53	0.058

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
26.75	0.10742496	98.37712	0.17629	-3.4960	1.64105	214.2	183.1285

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.3.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Guanta 18

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluvente, psi)	1155
ν (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	100	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1470
ϕ (Porosidad, %)	12	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	50	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15
μ o (viscosidad, cp)	1.8	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	10209
API (Grado API)	28.7	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	200
k (Permeabilidad, md)	10.8	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	11	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
ρ i (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.4.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Guanta 18

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11271.51	0.9329862	9178.85226	4260.56176	4916.290503	1805.20971	0.0092	416.739	309.6296	5627.43	7706.852263	1470	0.013	0.038	0.01	97.444	0.055

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf	Q'
32.4	0.31746032	62.034599	0.528828	-3.577044	1.6658	945.3	277.492

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.5.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Guanta 19

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluuyente, psi)	620
ν (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	68	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1253
ϕ (Porosidad, %)	16.4	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	14	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15
μ o (viscosidad, cp)	0.95	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9612
API (Grado API)	29.7	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	90
k (Permeabilidad, md)	49	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	5	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg)	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.6.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Guanta 19

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11015	0.9329862	8967.86335	4163.53392	4804.329434	1805.20971	0.0092	392.359	688.06584	5884.7	7714.863354	1253	0.034	0.136	0.027	126.4	0.151

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
98	0.10742496	80.4885535	0.1566	-2.812994	1.458401	329.8	144.632

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.7. - Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Guanta 20

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluvente, psi)	845
ν (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	100	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1476
ϕ (Porosidad, %)	12	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	26	ρ (Densidad, lbm/gal)	15
μ (viscosidad, cp)	1.16	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9627
API (Grado API)	29.4	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	130
k (Permeabilidad, md)	44.1	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	6.1	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δv (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.8. - Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Guanta 20

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	ΔP fricción	ΔP_p	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11032.010	0.9329862	8981.85815	4170.03132	4811.826827	1805.20971	0.092	392.981	476.35328	5681.16	7505.858147	1476	0.027	0.096	0.021	87.49	0.117

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
132.3	0.1584786	55.7015	0.260513	-3.505254	1.643843	438.74	270.2221

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.9. - Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Guanta 29

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluvente, psi)	650
γ (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	80	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1850
ϕ (Porosidad, %)	14	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	37	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15
μ o (viscosidad, cp)	1.858	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9411
API (Grado API)	29.8	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	185
k (Permeabilidad, md)	247	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	23.2	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.10. - Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Guanta 29

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
10784.4865	0.9329862	8780.33313	4076.46876	4703.864368	1805.20971	0.0092	384.164	334.73473	5422.76	6930.333128	1850	0.067	0.185	0.049	26.204	0.276

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
741	0.06666	16.682036	0.095491	-2.70147	1.432370	131.16	164.1348

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 4.11.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Guanta 30

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluuyente, psi)	660
ν (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	70	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1632
ϕ (Porosidad, %)	16	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ_i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	37	ρ_i (Densidad, lbm/gal)	15
μ_o (viscosidad, cp)	1.8	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ_o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9638
API (Grado API)	29.6	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.892
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	185
k (Permeabilidad, md)	2.32	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	23.2	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δv (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 4.12.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Guanta 30

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	ΔP fricción	ΔP_p	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11044.6160	0.9329862	8992.121	4174.79608	4817.324916	1805.20971	0.0092	392.43	334.73473	5545.49	7360.120996	1632	0.007	0.020	0.005	248.33	0.029

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
4.64	0.072016461	158.092828	0.11114	-3.150528	1.543288	131.923	166.7218

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 4.13.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Parahuacu 20

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluuyente, psi)	800
γ (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	103	Pr (Presión del yacimiento, psi)	1903
ϕ (Porosidad, %)	13	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	11	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15
μ o (viscosidad, cp)	1.34	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9410
API (Grado API)	31.5	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	55
k (Permeabilidad, md)	34.5	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	14.6	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 4.14.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Parahuacu 20

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
10783.3405	0.9329862	8779.40014	4076.0356	4703.364542	1805.20971	0.0092	384.112	1125.9259	6213.4	6876.400142	1903	0.026	0.092	0.020	216.11	0.112

Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
69	0.093381686	137.57731	0.1424	-3.081030	1.525012	220.91	239.543

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 4.15.- Propiedades de roca y fluidos, presiones, propiedades del fluido fracturante, propiedades del pozo y tubería de pozo Parahuacu 25

DATOS			
PROPIEDADES MECANICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS		PRESIONES	
ϵ (Módulo de Young, lb/pulg ²)	3000000	Pwf (Presión de fondo fluvente, psi)	1250
γ (Coeficiente de Poisson)	0.2	Gp (Gradiente del poro, psi/ft)	0.862
Qf (Caudal, BFPD)	170	Pr (Presión del yacimiento, psi)	2100
ϕ (Porosidad, %)	15	PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	
Cf (Compresibilidad total, psi ⁻¹)	0.0000045	Qi (Caudal de inyección, bpm)	20
Tr (Temperatura de yacimiento, °F)	220	μ i (Viscosidad del fluido, cp)	918
h (Espesor de la formación, ft)	18	ρ i (Densidad, lbm/gal)	15
μ o (viscosidad, cp)	0.62	PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERIA	
ρ o (Densidad del petróleo, lbm/ft ³)	54.14	D (TVD, profundidad total vertical, ft)	9718
API (Grado API)	29.2	di (Diámetro interior del tubing, pulgadas)	2.882
re (Radio exterior, ft)	2234.218	do (Diámetro exterior del tubing, pulgadas)	3.5
rw (Radio del pozo, ft)	0.29	n (Número de disparos)	90
k (Permeabilidad, md)	80	Hp (Diámetro de disparos, pulgadas)	0.3
S (Daño del pozo)	10	e (Rugosidad, milímetros)	0.3
pi (Fluido de control 2% KCl, densidad (lpg))	8.33	δ v (Diámetro de casing, pulgadas)	7

Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla 4.16.- Resultado de cálculos de diseño de fractura e incremento de producción de pozo Parahuacu 25

Presión sobrecarga	Gradiente de fractura	Presión de fractura (Pf)	Presión hidrostática (Ph)	Presión de cierre instantáneo (Pci)	Nr	f	Δ P fricción	Δ Pp	Pts	Presión de confinamiento o cierre	Presión neta	Cv	Cc	c	Xf	W
11136.2916	0.9329862	9066.75989	4209.44888	4857.311012	1805.20971	0.0092	396.696	688.06584	5942.07	6966.759892	2100	0.041	0.207	0.034	76.963	0.193

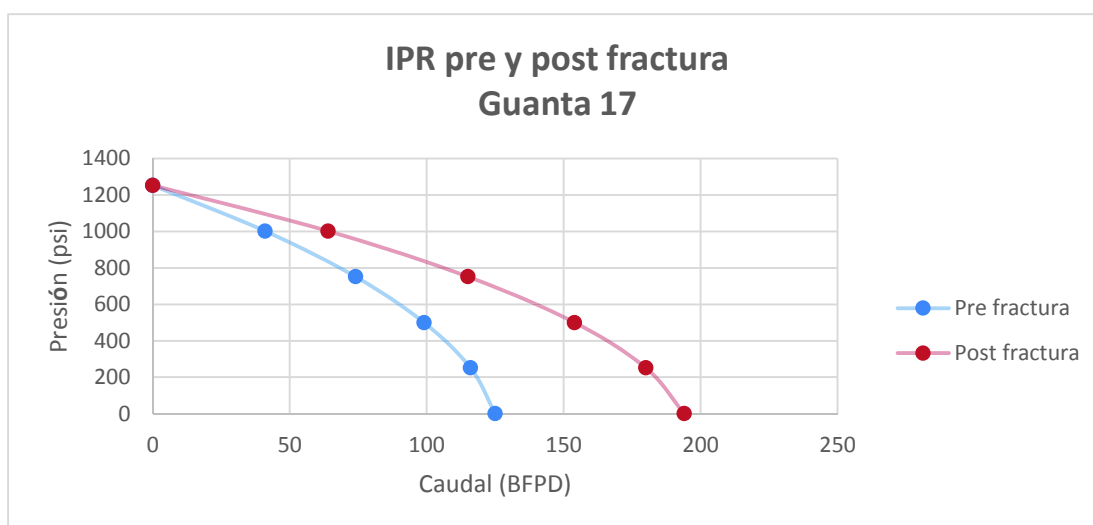
Kf	J	rw'	J'	s'	EF	Pwf'	Q'
240	0.2	48.996220	0.323684	-3.4197450	1.6184237	724.3	445.280

Elaborado por: Mauro Sarango

ANEXO 4.2.- RESULTADO DE CÁLCULOS DE CURVAS DE AFLUENCIA

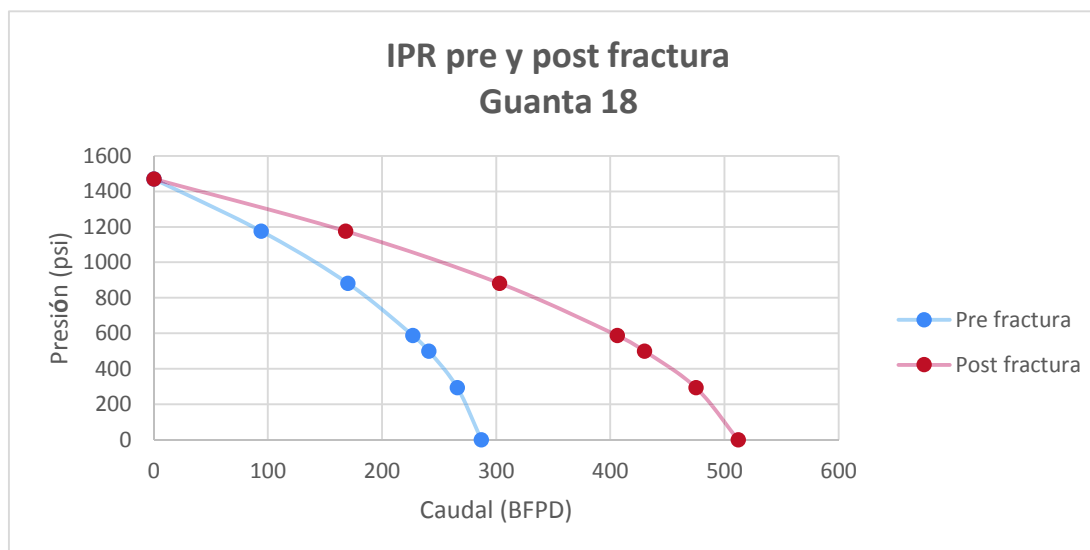
A continuación se indican las curvas de afluencia pre fractura y post fractura hidráulica realizadas con los datos de los resultados de los cálculos de diseño de fractura, para los diferentes pozos del estudio.

Figura A4.1.- IPR pre y post fractura de pozo Guanta 17



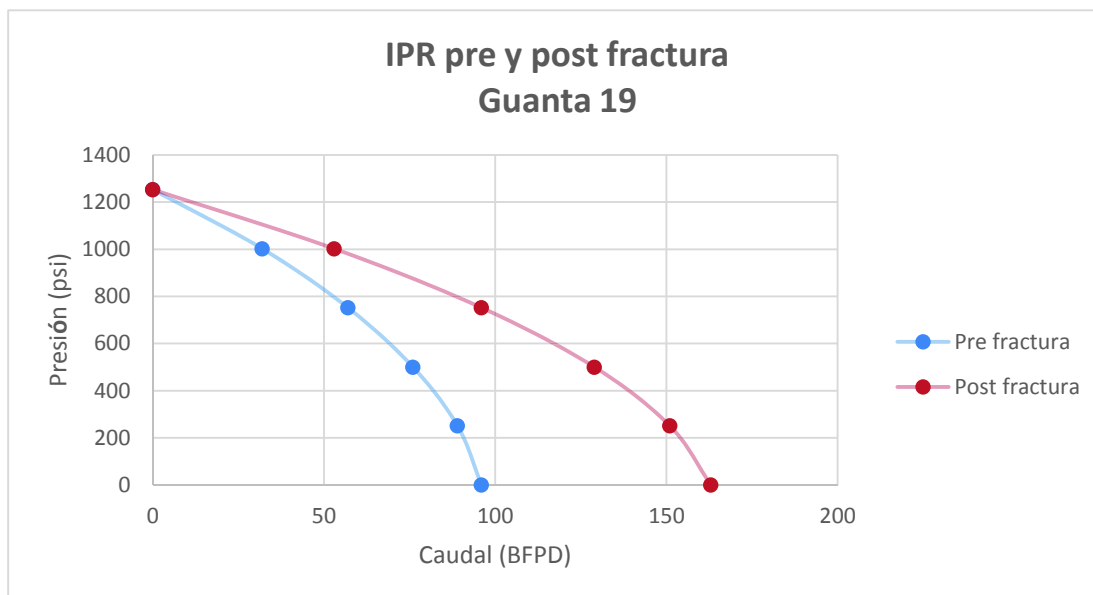
Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.2.- IPR pre y post fractura de pozo Guanta 18



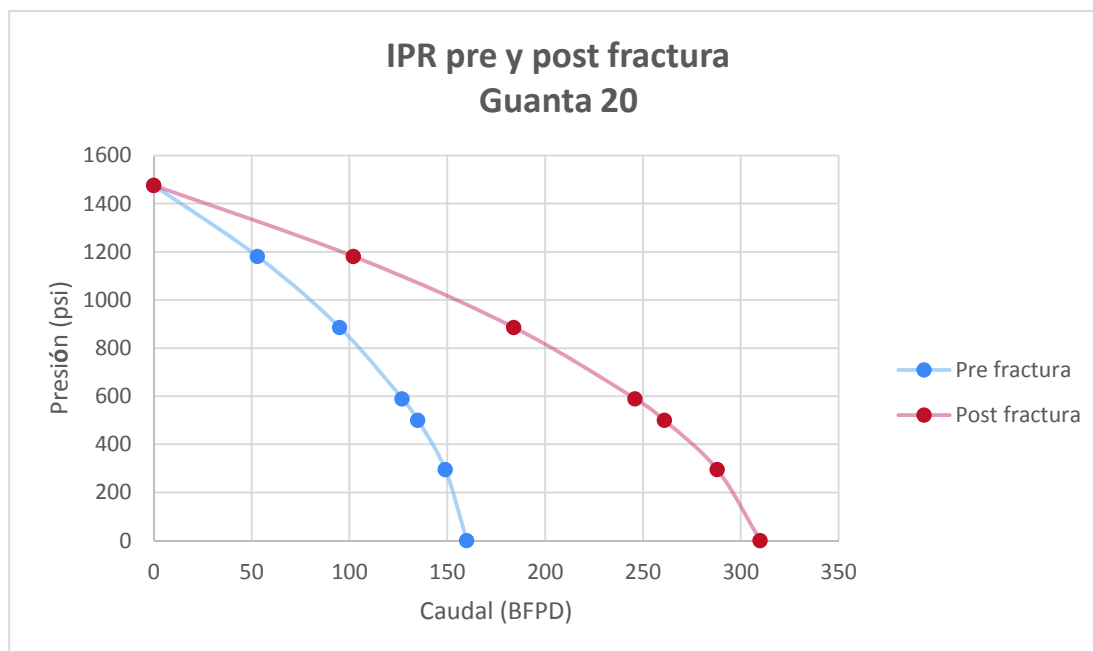
Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.3.- IPR pre y post fractura de pozo Guanta 19



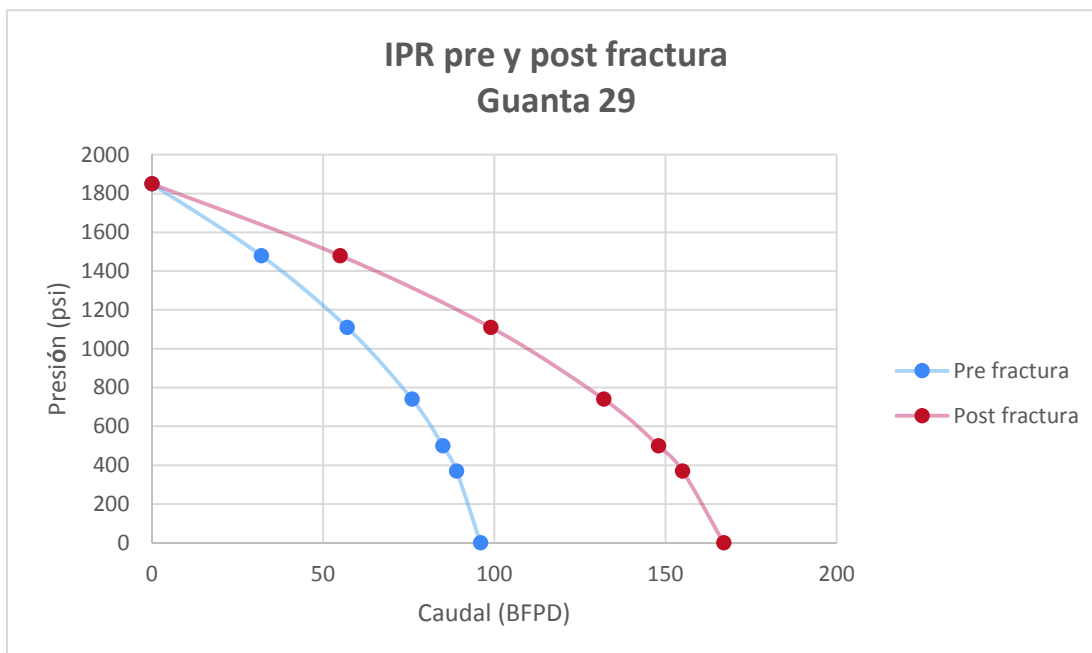
Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.4.- IPR pre y post fractura de pozo Guanta 20



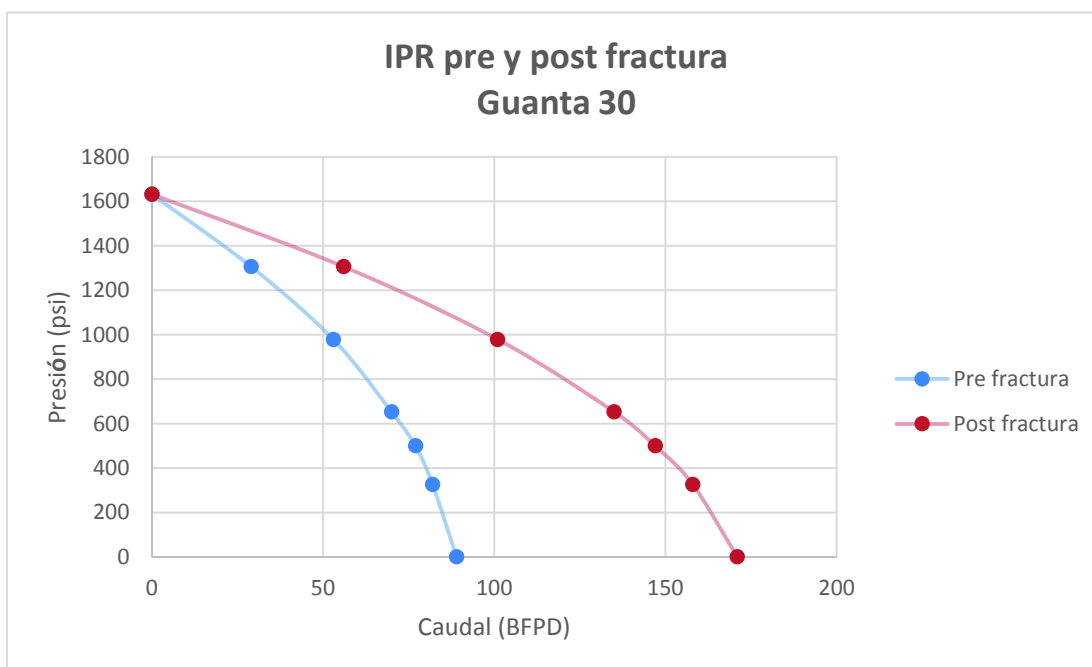
Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.5.- IPR pre y post fractura de pozo Guanta 29



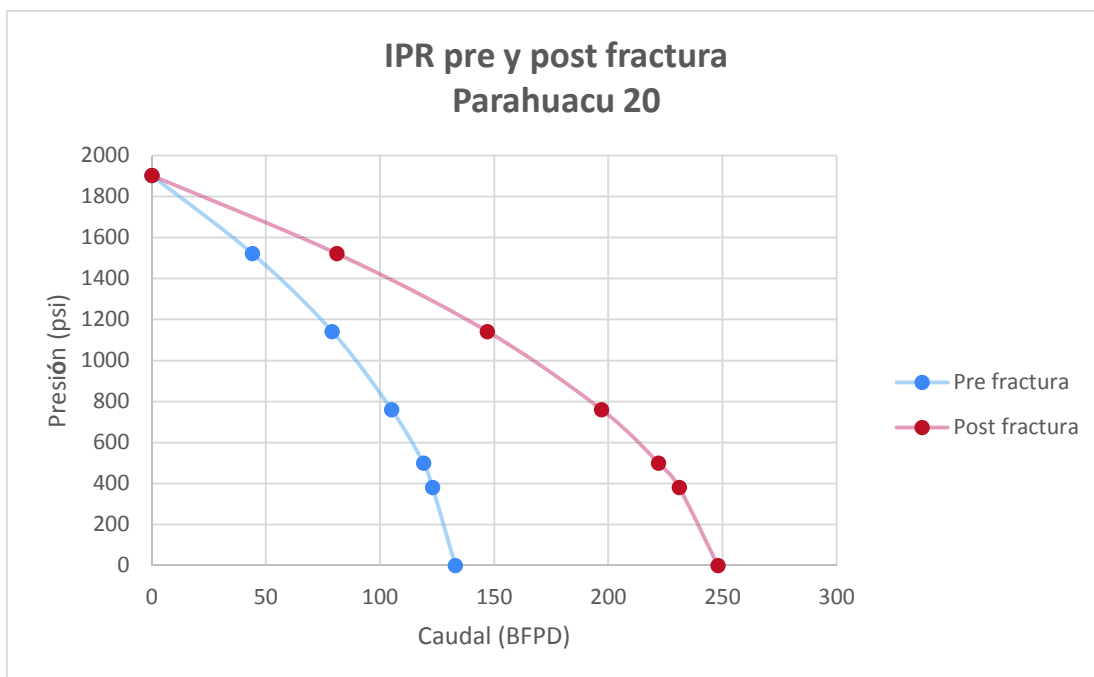
Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.6.- IPR pre y post fractura de pozo Guanta 30



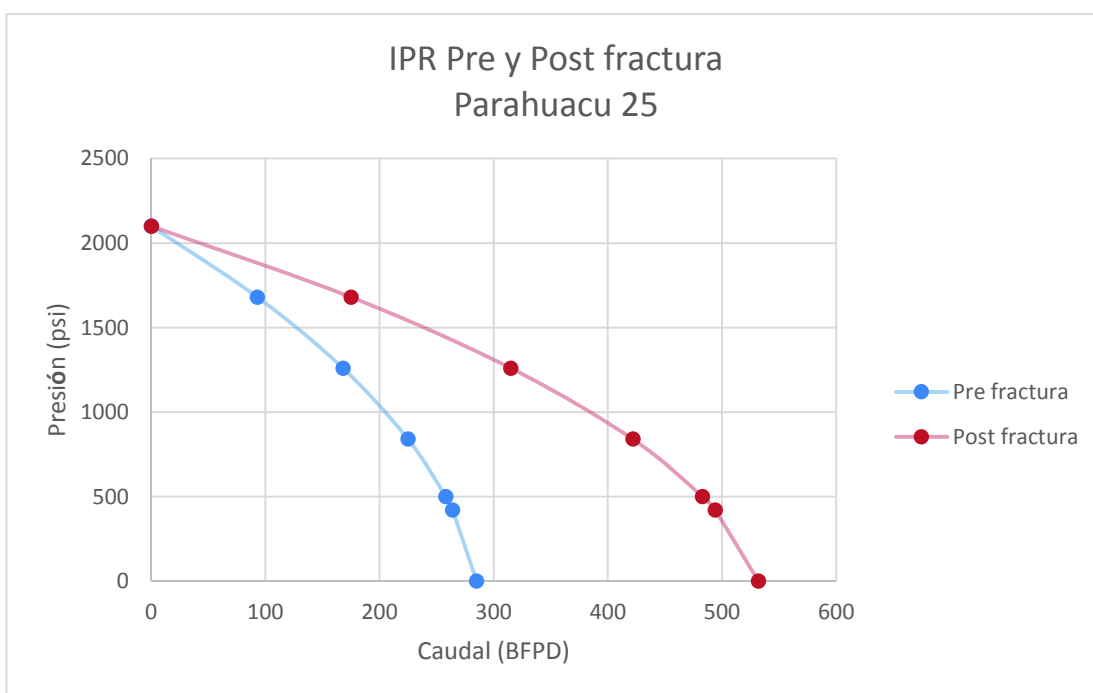
Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.7.- IPR pre y post fractura de pozo Parahuacu 20



Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.8.- IPR pre y post fractura de pozo Parahuacu 25



Elaborado por: Mauro Sarango

ANEXO 4.3.- RESULTADOS DE CÁLCULOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

En el presente anexo se indican los cálculos de ingresos y egresos, V.A.N, T.I.R y tiempo de recuperación de la inversión, para los diferentes pozos del estudio.

Tabla A4.17.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Guanta 17

BPPD	117	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN		TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	115.14	3454.3	218898	37306.2986		37306.3
3	113.32	3399.5	215424	36714.1479		36714.15
4	111.52	3345.5	212004	36131.3961		36131.4
5	109.75	3292.4	208639	35557.8942		35557.89
6	108.00	3240.1	205328	34993.4953		34993.5
7	106.29	3188.7	202068	34438.0549		34438.05
8	104.60	3138.1	198861	33891.4309		33891.43
9	102.94	3088.3	195705	33353.4832		33353.48
10	101.31	3039.3	192598	32824.0742		32824.07
11	99.70	2991	189541	32303.0683		32303.07
12	98.12	2943.5	186533	31790.3322		31790.33
						869303.7

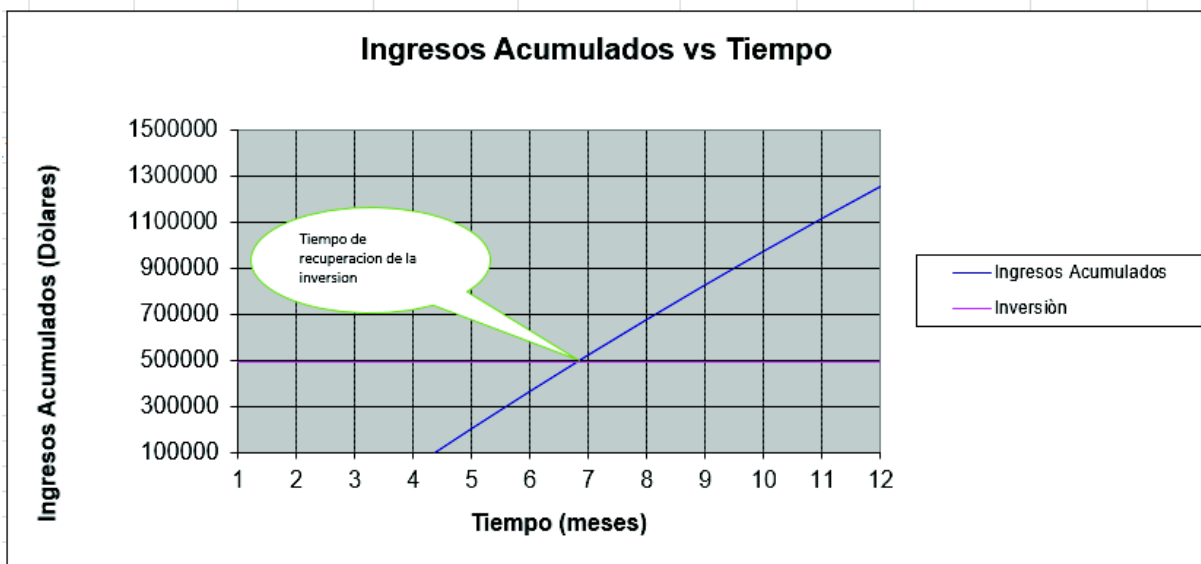
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.18.- V.A.N y T.I.R pozo Guanta 17

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	218898.2	37306.299	181591.86	216730.853	36936.92934	179793.9236
3	215423.7	36714.148	178709.51	211178.9649	35990.73412	175188.2308
4	212004.3	36131.396	175872.92	205769.2968	35068.77711	170700.5197
5	208639.2	35557.894	173081.34	200498.2056	34170.43743	166327.7681
6	205327.6	34993.495	170334.08	195362.1413	33295.11008	162067.0312
7	202068.5	34438.055	167630.42	190357.645	32442.20556	157915.4395
8	198861.1	33891.431	164969.68	185481.3465	31611.14947	153870.197
9	195704.7	33353.483	162351.17	180729.9617	30801.38214	149928.5796
10	192598.3	32824.074	159774.22	176100.2908	30012.35823	146087.9326
11	189541.2	32303.068	157238.18	171589.216	29243.54635	142345.6696
12	186532.7	31790.332	154742.39	167193.6991	28494.42875	138699.2703
	2225599	869303.68	1356295.8		VAN	1252924.562
					TIR	411%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.9.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Guanta 17



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 6.797 meses

Pozo Guanta 18

Tabla A4.19.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Guanta 18

BPPD	167	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN	SOLVENTE Y CTU	TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	164.35	4930.5	312444	53249.1613		53249.16
3	167.00	5010	317484	54108		54108
4	159.17	4775.2	302604	51572.1637		51572.16
5	156.65	4699.4	297801	50753.5755		50753.58
6	154.16	4624.8	293074	49947.9805		49947.98
7	151.71	4551.4	288423	49155.1724		49155.17
8	149.31	4479.2	283844	48374.9483		48374.95
9	146.94	4408.1	279339	47607.1085		47607.11
10	144.60	4338.1	274905	46851.4563		46851.46
11	142.31	4269.2	270542	46107.7984		46107.8
12	140.05	4201.5	266248	45375.9443		45375.94
						1033103

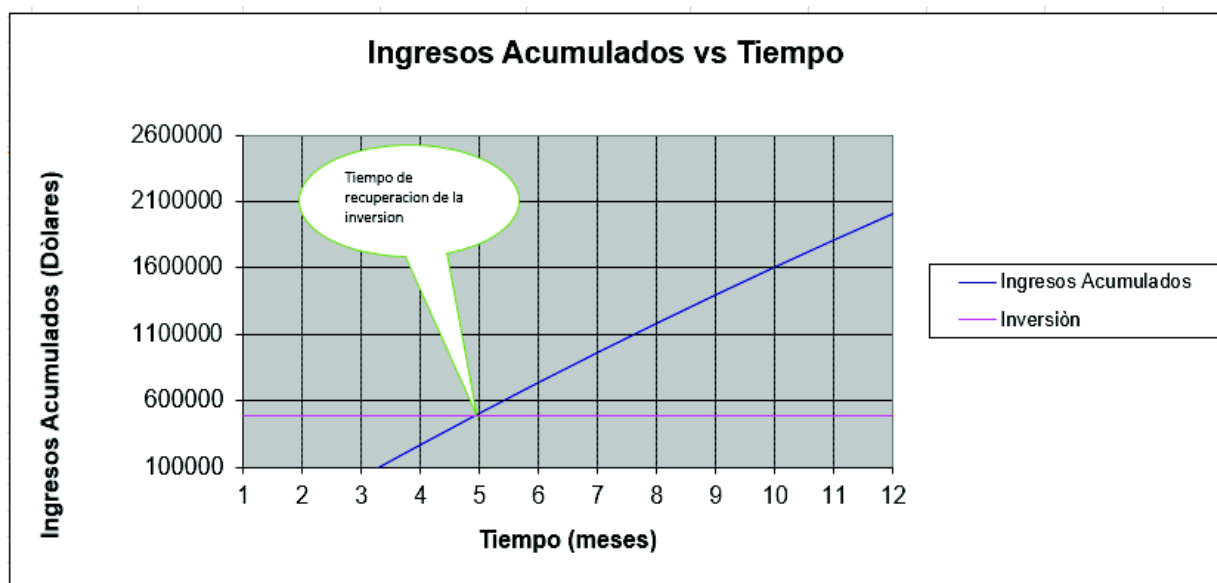
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.20.- V.A.N y T.I.R pozo Guanta 18

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	312444.4	53249.161	259195.22	309350.8756	52721.94187	256628.9337
3	317483.7	54108	263375.7	311228.0169	53041.85864	258186.1582
4	302604.4	51572.164	251032.28	293704.8938	50055.434	243649.4598
5	297801.3	50753.576	247047.73	286181.1994	48773.18847	237408.0109
6	293074.4	49947.98	243126.42	278850.2358	47523.7896	231326.4462
7	288422.5	49155.172	239267.35	271707.066	46306.39597	225400.67
8	283844.5	48374.948	235469.54	264746.8792	45120.18771	219626.6915
9	279339.1	47607.108	231732.01	257964.9881	43964.36597	214000.6221
10	274905.3	46851.456	228053.8	251356.8254	42838.15234	208518.673
11	270541.8	46107.798	224433.98	244917.9407	41740.78838	203177.1524
12	266247.6	45375.944	220871.61	238643.9978	40671.53506	197972.4628
	3186709	1033103.3	2153605.6		VAN	2005895.281
					TIR	615%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.10.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Guanta 18



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 4.93 meses

Pozo Guanta 19

Tabla A4.21.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Guanta 19

BPPD	68	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN		TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	66.92	2007.6	127223	21682.2932		21682.29
3	65.86	1975.8	125203	21338.1372		21338.14
4	64.81	1944.4	123216	20999.4439		20999.44
5	63.78	1913.5	121260	20666.1266		20666.13
6	62.77	1883.2	119336	20338.0998		20338.1
7	61.78	1853.3	117442	20015.2798		20015.28
8	60.80	1823.9	115577	19697.5838		19697.58
9	59.83	1794.9	113743	19384.9304		19384.93
10	58.88	1766.4	111937	19077.2397		19077.24
11	57.95	1738.4	110161	18774.4329		18774.43
12	57.03	1710.8	108412	18476.4324		18476.43
						710450

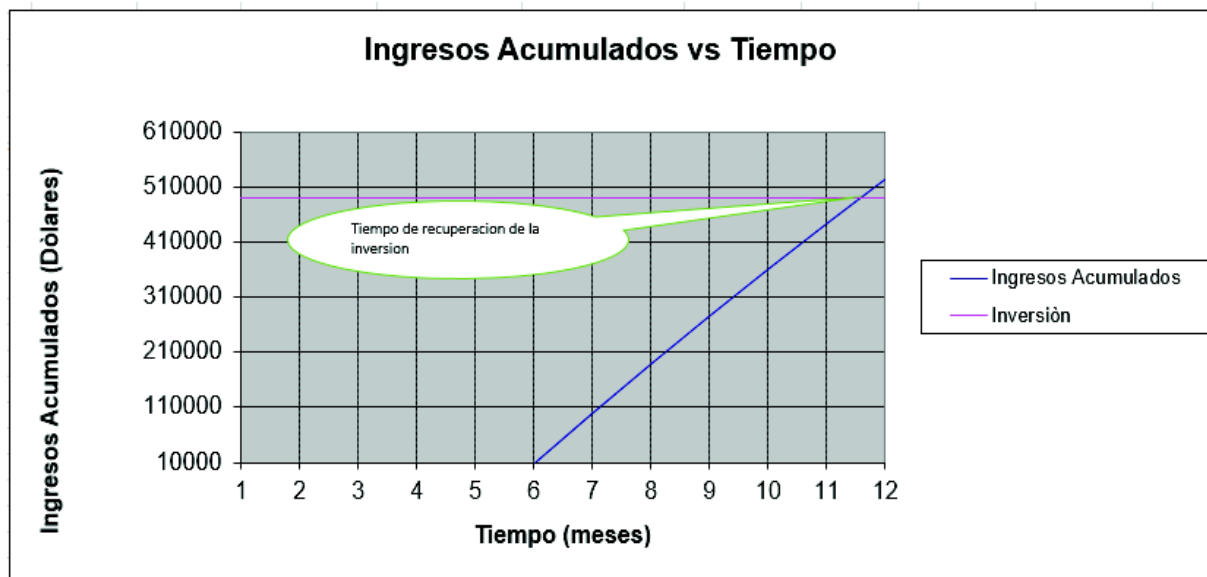
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.22.- V.A.N y T.I.R pozo Guanta 19

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	127222.9	21682.293	105540.57	125963.2308	21467.61705	104495.6137
3	125203.5	21338.137	103865.36	122736.4924	20917.69162	101818.8008
4	123216.2	20999.444	102216.74	119592.4118	20381.85337	99210.55846
5	121260.4	20666.127	100594.28	116528.8716	19859.74141	96669.1302
6	119335.7	20338.1	98997.584	113543.8086	19351.00415	94192.80445
7	117441.5	20015.28	97426.228	110635.2125	18855.29896	91779.91353
8	115577.4	19697.584	95879.813	107801.1245	18372.292	89428.83245
9	113742.9	19384.93	94357.944	105039.6359	17901.658	87137.97787
10	111937.5	19077.24	92860.231	102348.887	17443.08	84905.80698
11	110160.7	18774.433	91386.29	99727.06569	16996.24916	82730.81653
12	108412.2	18476.432	89935.745	97172.40631	16560.86458	80611.54173
	1293511	710450	583060.79			
					VAN	522981.7967
					TIR	199%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.11.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Guanta 19



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 11.6 meses

Pozo Guanta 20

Tabla A4.23.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Guanta 20

BPPD	137	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN	SOLVENTE Y CTU	TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	134.83	4044.8	256317	43683.4437		43683.44
3	132.69	3980.6	252248	42990.0706		42990.07
4	130.58	3917.4	248244	42307.7032		42307.7
5	128.51	3855.2	244304	41636.1667		41636.17
6	126.47	3794	240426	40975.2894		40975.29
7	124.46	3733.8	236610	40324.9019		40324.9
8	122.48	3674.5	232854	39684.8379		39684.84
9	120.54	3616.2	229158	39054.9333		39054.93
10	118.63	3558.8	225521	38435.027		38435.03
11	116.74	3502.3	221941	37824.9603		37824.96
12	114.89	3446.7	218419	37224.577		37224.58
						934141.9

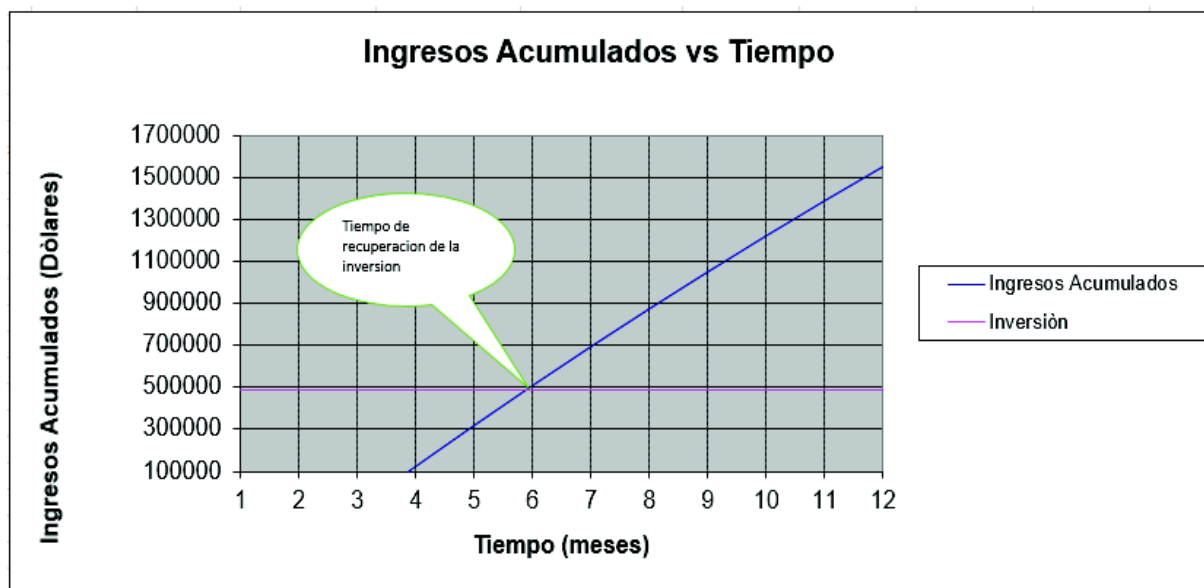
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.24.- V.A.N y T.I.R pozo Guanta 20

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	256316.7	43683.444	212633.21	253778.862	43250.93435	210527.9277
3	252248.2	42990.071	209258.15	247277.9333	42142.99636	205134.9369
4	248244.4	42307.703	205936.66	240943.5356	41063.43987	199880.0957
5	244304.1	41636.167	202667.9	234771.4031	40011.53785	194759.8652
6	240426.3	40975.289	199451.02	228757.3791	38986.58189	189770.7972
7	236610.1	40324.902	196285.19	222897.4134	37987.88172	184909.5317
8	232854.5	39684.838	193169.62	217187.5596	37014.76477	180172.7948
9	229158.4	39054.933	190103.5	211623.9723	36066.57567	175557.3966
10	225521.1	38435.027	187086.05	206202.9047	35142.67588	171060.2288
11	221941.5	37824.96	184116.5	200920.7059	34242.44317	166678.2627
12	218418.7	37224.577	181194.08	195773.8186	33365.27128	162408.5473
	2606044	934141.91	1671901.9			
					VAN	1550860.385
					TIR	492%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.12.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Guanta 20



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 5.89 meses

Pozo Guanta 29

Tabla A4.25.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Guanta 29

BPPD	81	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN		TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	79.71	2391.4	151545	25827.4375		25827.44
3	78.45	2353.5	149139	25417.487		25417.49
4	77.20	2316.1	146772	25014.0435		25014.04
5	75.98	2279.4	144443	24617.0037		24617
6	74.77	2243.2	142150	24226.266		24226.27
7	73.59	2207.6	139894	23841.7303		23841.73
8	72.42	2172.5	137673	23463.2983		23463.3
9	71.27	2138	135488	23090.873		23090.87
10	70.14	2104.1	133337	22724.3591		22724.36
11	69.02	2070.7	131221	22363.6627		22363.66
12	67.93	2037.8	129138	22008.6915		22008.69
						752594.9

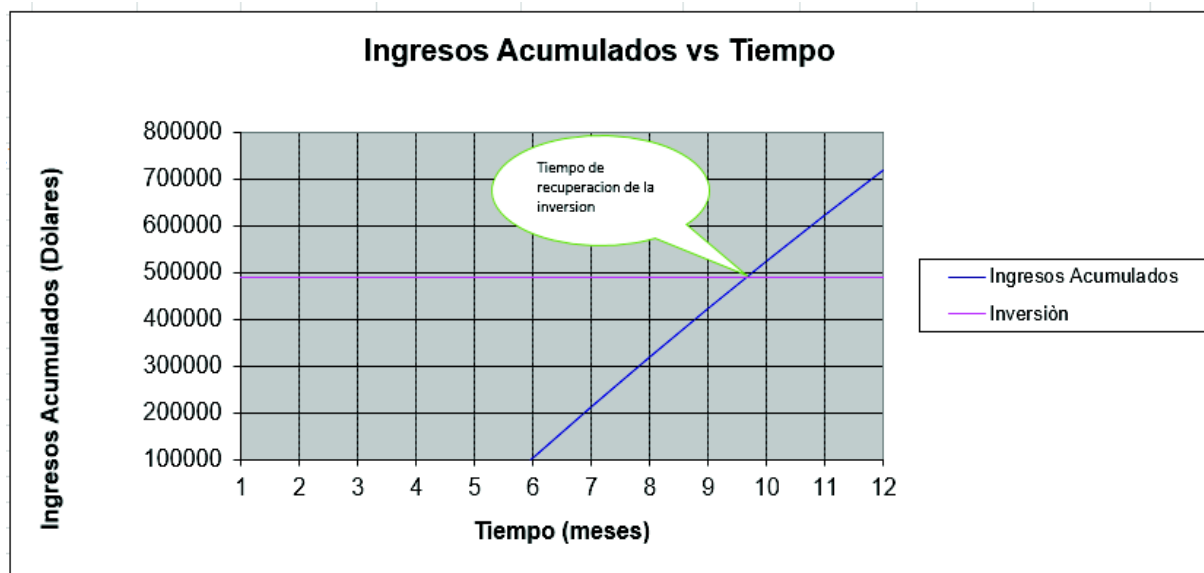
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.26.- V.A.N y T.I.R pozo Guanta 29

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	151544.9	25827.438	125717.44	150044.4367	25571.72031	124472.7164
3	149139.5	25417.487	123721.97	146200.8219	24916.66208	121284.1598
4	146772.2	25014.043	121758.17	142455.667	24278.38416	118177.2829
5	144442.5	24617.004	119825.54	138806.45	23656.45668	115149.9933
6	142149.9	24226.266	117923.59	135250.7132	23050.46082	112200.2524
7	139893.6	23841.73	116051.83	131786.0619	22459.98846	109326.0735
8	137673.1	23463.298	114209.78	128410.163	21884.64194	106525.521
9	135487.8	23090.873	112396.96	125120.7427	21324.03379	103796.7089
10	133337.3	22724.359	110612.92	121915.586	20777.78647	101137.7995
11	131220.9	22363.663	108857.2	118792.5341	20245.53209	98547.00204
12	129138	22008.692	107129.34	115749.484	19726.91221	96022.57177
	1540800	752594.85	788204.76		VAN	716640.0814
					TIR	259%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.13.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Guanta 29



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 9.686 meses

Pozo Guanta 30

Tabla A4.27.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Guanta 30

BPPD	84	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN					
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	84.00	2520	159692	27216		27216
3	81.35	2440.6	154663	26358.8754		26358.88
4	80.06	2401.9	152208	25940.4895		25940.49
5	78.79	2363.8	149792	25528.7446		25528.74
6	77.54	2326.3	147415	25123.5351		25123.54
7	76.31	2289.3	145075	24724.7574		24724.76
8	75.10	2253	142772	24332.3093		24332.31
9	73.91	2217.2	140506	23946.0905		23946.09
10	72.73	2182	138276	23566.002		23566
11	71.58	2147.4	136081	23191.9465		23191.95
12	70.44	2113.3	133921	22823.8283		22823.83
						762752.6

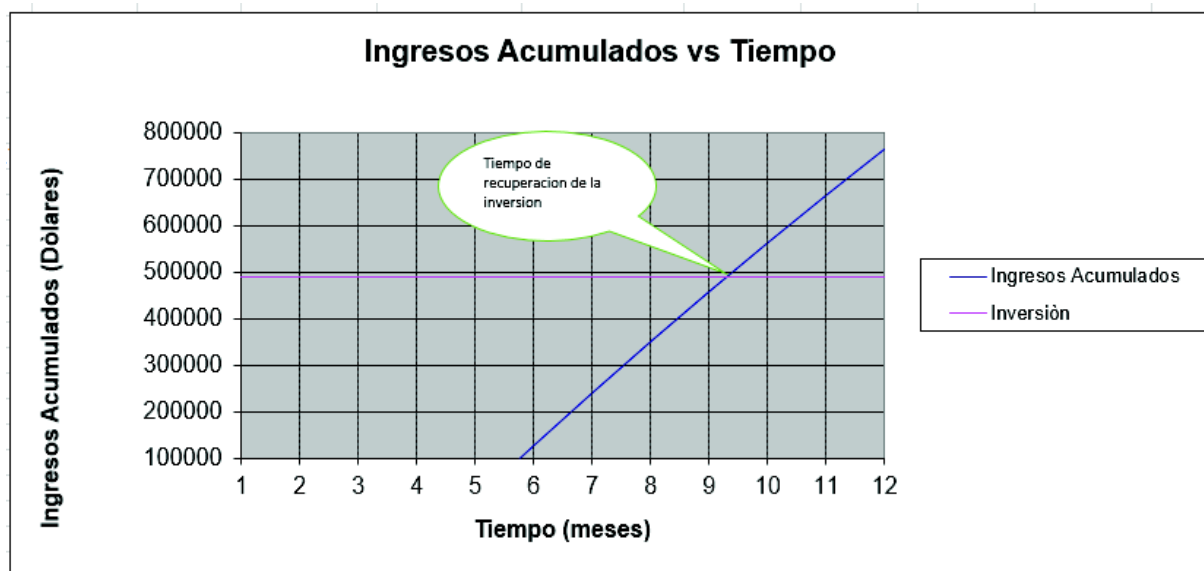
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.28.- V.A.N y T.I.R pozo Guanta 30

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	159692.4	27216	132476.4	158111.2871	26946.53465	131164.7525
3	154663.1	26358.875	128304.27	151615.6671	25839.50142	125776.1657
4	152208.2	25940.49	126267.73	147731.8028	25177.58357	122554.2193
5	149792.3	25528.745	124263.53	143947.4296	24532.62175	119414.8079
6	147414.7	25123.535	122291.13	140259.9989	23904.1816	116355.8173
7	145074.8	24724.757	120350.05	136667.0272	23291.83989	113375.1873
8	142772.1	24332.309	118439.77	133166.0949	22695.18424	110470.9107
9	140505.9	23946.091	116559.81	129754.8443	22113.81282	107641.0315
10	138275.7	23566.002	114709.7	126430.978	21547.33411	104883.6439
11	136080.9	23191.946	112888.95	123192.2576	20995.36661	102196.891
12	133920.9	22823.828	111097.1	120036.5019	20457.53859	99578.96332
	1600401	762752.58	837648.43		VAN	763412.3903
					TIR	273%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.14.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Guanta 30



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 9.32 meses

Pozo Parahuacu 20

Tabla A4.29.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Parahuacu 20

BPPD	132	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO SOLVENTE Y CTU	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN		TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	129.90	3897.1	246962	42089.1574		42089.16
3	127.84	3835.3	243042	41421.0899		41421.09
4	125.81	3774.4	239184	40763.6264		40763.63
5	123.82	3714.5	235388	40116.5986		40116.6
6	121.85	3655.5	231652	39479.8409		39479.84
7	119.92	3597.5	227975	38853.1902		38853.19
8	118.01	3540.4	224356	38236.4861		38236.49
9	116.14	3484.2	220795	37629.5708		37629.57
10	114.30	3428.9	217290	37032.2888		37032.29
11	112.48	3374.5	213841	36444.4873		36444.49
12	110.70	3320.9	210447	35866.0158		35866.02
						917932.4

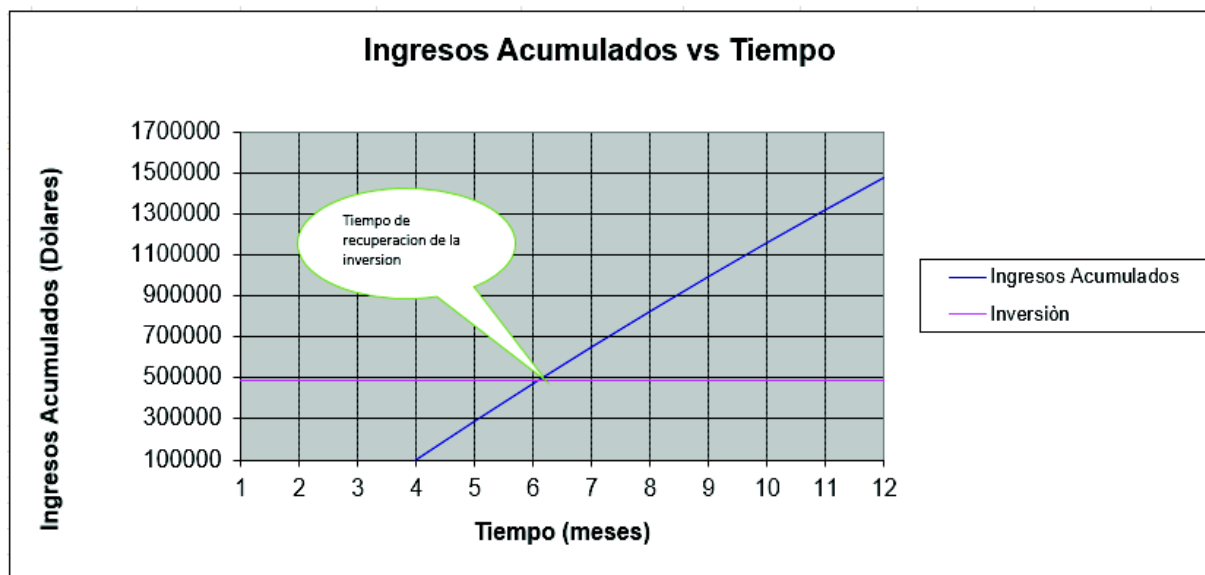
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.30.- V.A.N y T.I.R pozo Parahuacu 20

Tasa anual						12%	
Tasa mensual						1%	
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)	
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000	
2	246962	42089.157	204872.87	244516.8598	41672.4331	202844.4267	
3	243042.1	41421.09	201620.99	238253.1912	40604.9308	197648.2604	
4	239184.4	40763.626	198420.73	232149.9759	39564.77418	192585.2017	
5	235387.9	40116.599	195271.26	226203.1037	38551.26274	187651.841	
6	231651.6	39479.841	192171.78	220408.5696	37563.71394	182844.8557	
7	227974.7	38853.19	189121.5	214762.4713	36601.46268	178161.0086	
8	224356.1	38236.486	186119.64	209261.0063	35663.86094	173597.1454	
9	220795	37629.571	183165.42	203900.4696	34750.27729	169150.1923	
10	217290.4	37032.289	180258.09	198677.2512	33860.09646	164817.1547	
11	213841.4	36444.487	177396.92	193587.8334	32992.71896	160595.1144	
12	210447.2	35866.016	174581.15	188628.7887	32147.56065	156481.2281	
						VAN	1476376.429
						TIR	472%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.15.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Parahuacu 20



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 6.093 meses

Pozo Parahuacu 25

Tabla A4.31.- Cálculo de ingresos y egresos pozo Parahuacu 25

BPPD	165	BPPM	INGRESO	COSTO	WO, BOMBEO	EGRESO
MES	BPPD DECLINACIÓN			PRODUCCIÓN	SOLVENTE Y CTU	TOTAL
1	0.00	0	0	0	490000	490000
2	162.38	4871.4	308703	52611.4468		52611.45
3	159.80	4794.1	303803	51776.3624		51776.36
4	157.27	4718	298980	50954.533		50954.53
5	154.77	4643.1	294235	50145.7483		50145.75
6	152.31	4569.4	289565	49349.8011		49349.8
7	149.90	4496.9	284968	48566.4877		48566.49
8	147.52	4425.5	280445	47795.6076		47795.61
9	145.18	4355.3	275994	47036.9635		47036.96
10	142.87	4286.1	271613	46290.361		46290.36
11	140.60	4218.1	267302	45555.6092		45555.61
12	138.37	4151.2	263059	44832.5198		44832.52
						1024915

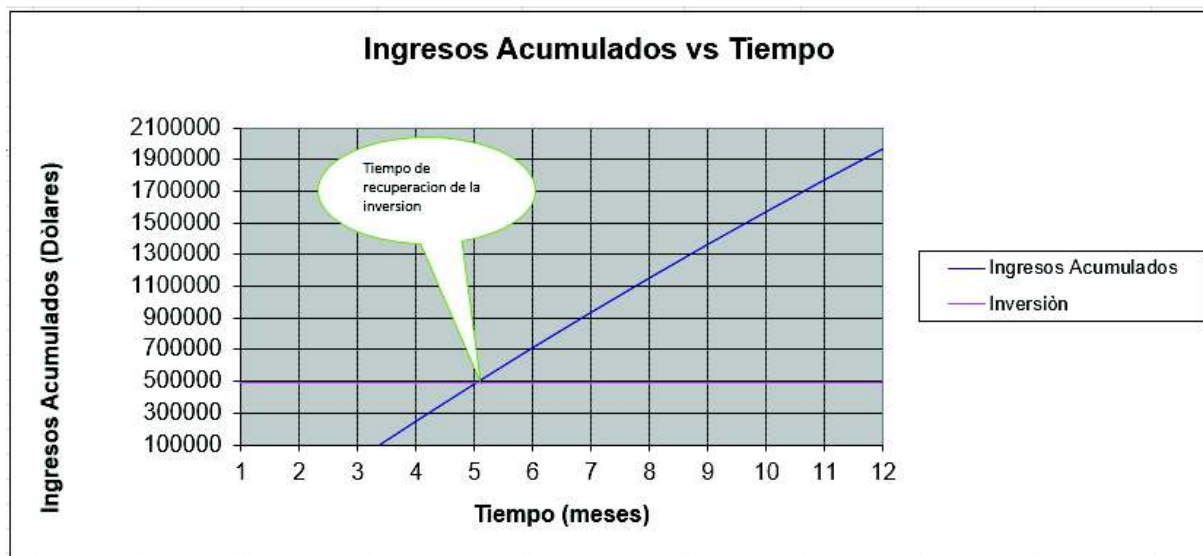
Elaborado por: Mauro Sarango

Tabla A4.32.- V.A.N y T.I.R pozo Parahuacu 25

Tasa anual						12%
Tasa mensual						1%
MES	INGRESOS USD	EGRESOS USD	FLUJOS DE CAJA (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)	FLUJOS DE CAJA ACTUALIZADOS (USD)
1	0	490000	-490000	0	490000	-490000
2	308702.5	52611.447	256091.09	305646.0747	52090.54137	253555.5333
3	303802.6	51776.362	252026.24	297816.489	50756.1635	247060.3255
4	298980.4	50954.533	248025.91	290187.4699	49455.96772	240731.5022
5	294234.8	50145.748	244089.07	282753.8796	48189.07843	234564.8012
6	289564.5	49349.801	240214.73	275510.712	46954.64242	228556.0696
7	284968.4	48566.488	236401.88	268453.0891	45751.82835	222701.2608
8	280445.2	47795.608	232649.55	261576.2579	44579.82618	216996.4317
9	275993.7	47036.963	228956.78	254875.587	43437.84661	211437.7404
10	271613	46290.361	225322.62	248346.564	42325.12058	206021.4434
11	267301.8	45555.609	221746.15	241984.7917	41240.8987	200743.893
12	263059	44832.52	218226.44	235785.9859	40184.45081	195601.5351
	3138666	1024915.4	2113750.4		VAN	1967970.536
					TIR	602%

Elaborado por: Mauro Sarango

Figura A4.16.- Tiempo de recuperación de inversión del pozo Parahuacu 25



Elaborado por: Mauro Sarango

Tiempo de recuperación de la inversión 5.02 meses