

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**VIABILIDAD DE LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN POZOS DEL CAMPO GUANTA-DURENO PARA
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

ANDREA FERNANDA MENCÍAS ALMEIDA
mayumi_21feb@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. RUBÉN GUILLERMO ORTEGA VERIÑAZ
Ruben_Guillermo_Ortega@petroamazonas.ec

Quito, octubre 2016

DECLARACIÓN

Yo, Andrea Fernanda Mencías Almeida, 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.

ANDREA MENCÍAS A.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Proyecto de Titulación fue desarrollado por Andrea Fernanda Mencías Almeida, bajo mi supervisión.

MSc. Ing. RUBÉN ORTEGA VERÍÑAZ

**DIRECTOR DE PROYECTO DE
TITULACIÓN**

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser el motor de mi vida.

A mis padres y hermanos por apoyarme, guiarme en todo momento y por ser mi ejemplo de lucha.

A mis amigas (Sammy, Majo, Mary) quienes han estado a lo largo de todo este proceso brindándome su amistad y apoyo.

DEDICATORIA

Este Proyecto de Titulación está dedicado a mi Dios, quien nunca me abandona y al que debo cada sueño realizado gracias a su amor.

A mis padres Fernando Mencías y Rosario Almeida quienes con su amor, dedicación y esfuerzo han logrado que cumpla esta meta.

A mis hermanos Leslie Mencías y Andrés Ruíz, por su apoyo incondicional y sobre todo por ser mis mejores amigos.

A mis hermanos Joyce y Christian, por ser mis compañeros de vida. Los amo.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	VI
LISTA DE GRÁFICAS	XI
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS.....	XIII
LISTA DE ECUACIONES.....	XV
SIMBOLOGÍA.....	XVI
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN	XIX
CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y DE RESERVORIOS DEL	1
CAMPO GUANTA-DURENO.....	1
1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y ANTECEDENTES DEL CAMPO	1
1.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO.....	1
1.2.1. ESTRUCTURA.....	1
1.3. DESCRIPCIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO	2
1.3.1. ESTRATIGRAFÍA	2
1.3.1.1. Formación Hollín	4
1.3.1.2. Formación Napo.....	4
1.3.1.2.1. Zona Arenisca “T”	5
1.3.1.2.2. Zona Arenisca “U”	5
1.3.1.3. Formación Tena	6
1.3.1.3.1 Zona Basal Tena	6
1.3.2. LITOLOGÍA.....	6
1.4. PROPIEDADES DE LAS ROCAS	7
1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS	8
1.6. FACTOR DE RECOBRO	9
1.7. ESTADO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	10
1.8. RESERVAS.....	13
1.8.1. RESERVAS PROBADAS	13
1.8.1.1. Método Volumétrico.....	13

1.8.2.	RESERVAS PROBABLES.....	14
1.8.3.	RESERVAS POSIBLES O POTENCIAL GEOLÓGICO.....	14
CAPÍTULO II: TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....		15
2.1.	DEFINICIÓN.....	15
2.2.	ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA.....	17
2.2.1.	DIMENSIONES DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA.....	17
2.2.1.1.	Longitud de fractura (X_f).....	17
2.2.1.2.	Altura de fractura (h_f).....	17
2.2.1.3.	Ancho de la fractura (W).....	18
2.2.2.	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.....	19
2.3.	FACTORES QUE INFLUYEN EN UNA FRACTURA.....	20
2.3.1.	Mecánica de rocas.....	20
2.3.1.1.	Compresibilidad de la roca.....	22
2.3.1.1.1.	Compresibilidad de los poros (C_p).....	22
2.3.1.1.2.	Compresibilidad de la roca matriz (C_r).....	22
2.3.1.1.3.	Compresibilidad total de la roca (C_b).....	22
2.3.1.1.4.	Compresibilidad del fluido (C_f).....	23
2.3.1.1.5.	Compresibilidad de un yacimiento (C_t).....	23
2.3.2.	DUREZA (TOUGHNESS).....	23
2.3.3.	SISTEMA DE ROCA-FLUIDO.....	23
2.3.4.	GRADIENTE DE FRACTURA.....	24
2.3.5.	PRESIÓN DE SOBRECARGA.....	24
2.3.6.	PRESIÓN DE POROS.....	24
2.4.	PRESIONES RELACIONADAS CON UNA FRACTURA.....	24
2.4.1.	PRESIÓN DE FRACTURA.....	24
2.4.2.	CAÍDA DE PRESIÓN TOTAL.....	25
2.4.3.	PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	25
2.5.	FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO.....	26
2.5.1.	FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO BASE PETRÓLEO.....	26
2.5.2.	FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO BASE AGUA.....	27
2.5.3.	POLIMEROS.....	27
2.5.4.	ADITIVOS.....	27
2.5.5.	APUNTALANTE.....	28

2.6. DISEÑO DE REACONDICIONAMIENTO DE FRACTURAMIENTO	29
2.7. SELECCIÓN DE POZOS A ESTIMULARSE	31
2.7.1. POZOS SELECCIONADOS	32
2.7.1.1. Guanta 15.....	32
2.7.1.2. Guanta 30.....	33
CAPÍTULO III: ANÁLISIS TÉCNICO-EXPERIMENTAL	35
3.1. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FRACTURADO GUANTA 18	35
3.1.1. POZO: GUANTA 18.....	36
3.1.1.1. Antecedentes.....	36
3.1.1.1.1. Reservas	36
3.1.1.1.2. Historial de producción pre-fractura.....	36
3.1.1.1.3. Historial de reacondicionamiento.....	39
3.1.1.1.4. Registros	43
3.1.1.1.4.1. Registro eléctrico	43
3.1.1.1.4.2. Registro de cementación	45
3.1.1.2. Análisis del pozo Guanta 18 para realizar fracturamiento	46
3.1.1.2.1. Datos del pozo.....	46
3.1.1.3. Diseño propuesto de la fractura hidráulica para el pozo	48
3.1.1.3.1. Descripción de fluidos y apuntalante	48
3.1.1.3.2. Simulación FracCADE	50
3.1.1.3.3. Programa de bombeo	51
3.1.1.3.4. Producción esperada post-fractura.....	53
3.1.1.4. Análisis del pozo Guanta 18 posterior al fracturamiento de la arenisca “Ti”	54
3.1.1.4.1. Datos de build up test.....	54
3.1.1.5. Análisis de la eficiencia del fracturamiento	55
3.1.1.5.1. Historial de producción post-fractura de la arenisca “Ti”	56
3.2. ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURARSE	58
3.2.1. POZO: GUANTA 15.....	58
3.2.1.1. Antecedentes.....	58
3.2.1.1.1. Reservas	59
3.2.1.1.2. Historial de producción	59
3.2.1.1.3. Historial de reacondicionamiento.....	62

3.2.1.1.4. Registros	68
3.2.1.1.4.1.Registro eléctrico	69
3.2.1.1.4.2.Registro de cementación	70
3.2.1.2. Análisis del pozo Guanta 15 para realizar fracturamiento	72
3.2.1.2.1. Datos de build up test	72
3.2.1.3. Diseño propuesto de la fractura hidráulica para el pozo	74
3.2.1.3.1. Descripción de fluidos y apuntalante	74
3.2.1.3.2. Simulación FracCADE	75
3.2.1.3.3. Programa de bombeo	77
3.2.1.4. Procedimiento matemático para el diseño de fractura de la arenisca “Ti” del pozo “Guanta 15	79
3.2.1.5. Análisis de la eficiencia del posible fracturamiento	84
3.2.2. POZO: GUANTA 30	85
3.2.2.1. Antecedentes	85
3.2.2.1.1. Reservas	85
3.2.2.1.2. Historial de producción	86
3.2.2.1.3. Historial de reacondicionamiento	88
3.2.2.1.4. Registros	89
3.2.2.1.4.1.Registro eléctrico	89
3.2.2.1.4.2.Registro de cementación	91
3.2.2.2. Análisis del pozo Guanta 30 para realizar fracturamiento a la arenisca “Ui”	92
3.2.2.2.1. Datos del pozo	92
3.2.2.3. Diseño propuesto de la fractura hidráulica para el pozo	94
3.2.2.3.1. Descripción de fluidos y apuntalante	94
3.2.2.3.2. Simulación FracCADE	95
3.2.2.3.3. Programa de bombeo	97
3.2.2.3.4. Producción esperada post-fractura de la arenisca “Ui”	98
3.2.2.4. Análisis de la eficiencia del posible fracturamiento	100
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO	102
4.1. INTRODUCCIÓN	102
4.2. CRITERIOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO	103
4.2.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	103

4.2.2.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	104
4.2.3.	RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	104
4.2.4.	PORCENTAJE DE DECLINACIÓN	105
4.3.	VARIABLES IMPORTANTES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	106
4.3.1.	COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE	106
4.3.2.	INGRESOS.....	107
4.3.3.	EGRESOS.....	107
4.3.4.	COSTOS DE OPERACIÓN	108
4.4.	POZO SELECCIONADO.....	108
4.4.1.	PROPUESTA.....	108
4.4.2.	POZO: GUANTA 18.....	109
4.4.3.	RESULTADOS	110
4.5.	POZOS CANDIDATOS	110
4.5.1.	PROPUESTA.....	111
4.5.2.	POZO: GUANTA 15.....	111
4.5.3.	POZO: GUANTA 30.....	112
4.5.4.	RESULTADOS	113
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		115
5.1.	CONCLUSIONES.....	115
5.2.	RECOMENDACIONES	118
GLOSARIO.....		120
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		124
ANEXOS		126

LISTA DE GRÁFICAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Presión vs producción del pozo Guanta 15 (arenisca Ti)	33
2.2	Presión vs producción del pozo Guanta 30 (arenisca Ui)	34
3.1	Historial de producción del pozo Guanta 18	38
3.2	IPR del pozo Guanta 18, arenisca Ti	53
3.3	Producción de petróleo pre y post fractura del pozo Guanta 18	57
3.4	Historial de producción del pozo Guanta 15	61
3.5	IPR del pozo Guanta 15, arenisca Ti	83
3.6	Producción de petróleo pre y post fractura del pozo Guanta 15	84
3.7	Historial de producción del pozo Guanta 30	87
3.8	IPR del pozo Guanta 30, arenisca Ui	99
3.9	Producción de petróleo pre y post fractura del pozo Guanta 30	100
4.1	Recuperación de inversión del pozo Guanta 15	114
4.2	Recuperación de inversión del pozo Guanta 30	114

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Columna estratigráfica del campo Guanta-Dureno	3
2.1	Representación de una fractura	16
2.2	Longitud, altura y ancho de fractura en la formación	19
2.3	Módulo de Young	20
2.4	Módulo de relación de Poisson	21
3.1	Registro eléctrico del pozo Guanta 18	44
3.2	Registro de cementación del pozo Guanta 18	46
3.3	Simulación de la fractura del pozo Guanta 18, arenisca Ti	50
3.4	Simulación del tratamiento del pozo Guanta 18 mediante FracCADE	51
3.5	Registro eléctrico del pozo Guanta 15	70
3.6	Registro de cementación del pozo Guanta 15	71
3.7	Simulación de la fractura del pozo Guanta 15, arenisca Ti	76
3.8	Simulación del tratamiento del pozo Guanta 15 mediante FracCADE	77
3.9	Registro eléctrico del pozo Guanta 30	90
3.10	Registro de cementación del pozo Guanta 30	92
3.11	Simulación de la fractura del pozo Guanta 30, arenisca Ui	96
3.12	Simulación del tratamiento del pozo Guanta 30 mediante FracCADE	97

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Características de las rocas del campo Guanta-Dureno	8
1.2	Características de los fluidos del campo Guanta-Dureno	8
1.3	Factor de recobro del campo Guanta-Dureno	10
1.4	Pozos produciendo del campo Guanta-Dureno	11
1.5	Pozos abandonados del campo Guanta-Dureno	11
1.6	Pozos cerrados del campo Guanta-Dureno	12
1.7	Pozos reinyectores del campo Guanta-Dureno	12
1.8	Reservas del campo Guanta-Dureno	14
2.1	Selección de pozos para el análisis técnico	32
3.1	Resumen de reservas de la arenisca Ti del pozo Guanta 18	36
3.2	Historial de producción del pozo Guanta 18	37
3.3	Resumen de historial de producción del pozo Guanta 18	39
3.4	Prueba oficial	40
3.5	Workover N° 01	40
3.6	Workover N° 02	41
3.7	Workover N° 03	41
3.8	Workover N° 05	41
3.9	Workover N° 06	42
3.10	Workover N° 07	42
3.11	Resumen historial de reacondicionamiento del pozo Guanta 18	43
3.12	Prueba de producción del pozo Guanta 18	47
3.13	Parámetros de reservorio del pozo Guanta 18	47
3.14	Parámetros de los fluidos del pozo Guanta 18	47
3.15	Datos del pozo Guanta 18	47
3.16	Características del apuntalante a ser usado, pozo Guanta 18	49
3.17	Volúmenes y presiones estimadas durante el tratamiento	49
3.18	Descripción del trabajo del pozo Guanta 18	52
3.19	Volumen de fluido bombeado del pozo Guanta 18	52
3.20	Volumen de apuntalante bombeado del pozo Guanta 18	52
3.21	Porcentaje de pad bombeado del pozo Guanta 18	52
3.22	Prueba de producción del pozo Guanta 18	54
3.23	Resultados del build up test del pozo Guanta 18	54
3.24	Comparación de datos pre-frac y post-frac del pozo Guanta 18	55
3.25	Historial de producción post-frac de la arenisca Ti del pozo Guanta 18	56
3.26	Resumen de reservas de la arenisca Ti del pozo Guanta 15	59
3.27	Historial de producción del pozo Guanta 15	60
3.28	Resumen de historial de producción del pozo Guanta 15	62
3.29	Prueba oficial	63
3.30	Workover N° 01	63
3.31	Workover N° 02	64
3.32	Workover N° 03	64
3.33	Workover N° 04	64

3.34	Workover N° 05	65
3.35	Workover N° 06	65
3.36	Workover N° 07	66
No	DESCRIPCIÓN	
3.37	Workover N° 08	66
3.38	Workover N° 09	66
3.39	Workover N° 10	67
3.40	Workover N° 11	67
3.41	Workover N° 12	68
3.42	Resumen historial de reacondicionamiento del pozo Guanta 15	68
3.43	Resultados, registro eléctrico del pozo Guanta 15	69
3.44	Prueba de producción del pozo Guanta 15	72
3.45	Parámetros de reservorio del pozo Guanta 15	72
3.46	Parámetros de los fluidos del pozo Guanta 15	73
3.47	Resultados de la interpretación del pozo Guanta 15	73
3.48	Características del apuntalante a ser usado, pozo Guanta 15	75
3.49	Volúmenes y presiones estimadas durante el tratamiento	75
3.50	Descripción del trabajo del pozo Guanta 15	77
3.51	Volumen de fluido bombeado del pozo Guanta 15	78
3.52	Volumen de apuntalante bombeado del pozo Guanta 15	78
3.53	Porcentaje de pad bombeado del pozo Guanta 15	78
3.54	Geometría de la fractura del pozo Guanta 15	82
3.55	Resumen de reservas de la arenisca Ui del pozo Guanta 30	85
3.56	Historial de producción del pozo Guanta 30	86
3.57	Resumen de historial de producción del pozo Guanta 30	87
3.58	Prueba oficial	88
3.59	Workover N° 01	89
3.60	Resumen historial de reacondicionamiento del pozo Guanta 30	89
3.61	Prueba de producción del pozo Guanta 30	92
3.62	Parámetros de reservorio del pozo Guanta 30	93
3.63	Datos del pozo Guanta 30	93
3.64	Características del apuntalante a ser usado, pozo Guanta 30	95
3.65	Volúmenes y presiones estimadas durante el tratamiento	95
3.66	Descripción del trabajo del pozo Guanta 30	97
3.67	Volumen de fluido bombeado del pozo Guanta 30	98
3.68	Volumen de apuntalante bombeado del pozo Guanta 30	98
3.69	Porcentaje de pad bombeado del pozo Guanta 30	98
4.1	Costos estimados de fracturamiento	106
4.2	Propuesta de pozo seleccionado	109
4.3	Costos de reacondicionamiento N° 07 del pozo Guanta 18	109
4.4	Resultados del fracturamiento hidráulico	110
4.5	Propuesta de pozos candidatos	111
4.6	Costos del reacondicionamiento N° 13 del pozo Guanta 15	112
4.7	Costos del reacondicionamiento N° 02 del pozo Guanta 30	113
4.8	Resultados de la propuesta	113
5.1	Análisis económico de pozos candidatos	118

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Factor de recobro	9
1.2	Método volumétrico	13
2.1	Volumen de fractura idealizada	18
2.2	Compresión uniaxial	21
2.3	Deformación longitudinal	22
2.4	Deformación lateral	22
2.5	Módulo de Poisson	22
2.6	Compresibilidad del yacimiento	23
2.7	Dureza	23
2.8	Presión de fractura	25
2.9	Caída de presión	25
2.10	Presión hidrostática	25
3.1	Presión de sobrecarga	79
3.2	Gradiente de fractura	79
3.3	Presión de fractura	80
3.4	Presión de tratamiento en superficie	80
3.5	Presión de cierre instantáneo	80
3.6	Número de Reynolds	80
3.7	Pérdida de presión por fricción en tubería	81
3.8	Pérdida de presión por perforados	81
3.9	Presión de cierre	81
3.10	Presión neta	81
3.11	Coefficiente de fluido fracturante	82
3.12	Coefficiente de fluido fracturante	82
3.13	Coefficiente total	82
4.1	Valor actual neto	103
4.2	Tasa interna de retorno	104
4.3	Relación costo/beneficio	105
4.4	Porcentaje de declinación	105

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
°API	Grado API	
API	Instituto Americano de Petróleo	
bls	Barriles	L^3/t
BA	Barriles de agua	L^3/t
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BO	Factor volumétrico del petróleo	
BSW	Contenido de agua y sedimentos	
C	Compresibilidad	Lt^2/M
CDM	Continue mechanical damage	
FE	Eficiencia de flujo	
CE	Compresibilidad efectiva	Lt^2/M
cp	Centipoises	M/Lt
E	Módulo de Young	M/Lt^2
EOJ	End of job	
ε_1	Contracción longitudinal	L
ε_1	Deformación lateral	L
°F	Grados Fahrenheit	T
G	Módulo de corte	M/Lt^2
Gf	Gradiente de fractura	M/Lt^2L
GOR	Relación gas-petróleo	
HTD	High temperatura delayed	T
Hf	Altura media de fractura	L
IP	Índice de productividad	
K	Permeabilidad	L^2
KGD	Khristianovic y Zeltov, Geertsma	
L	Longitud de la fractura	L
lb	Libra	M
MD	Measure deep	L
md	Mili darcys (0.001 darcys)	L^2
MTU	Mobile test unit	
N	Eficiencia	
PB	Presión de burbuja	M/Lt^2
Pg	Pulgada	L
PH	Presión hidrostática	M/Lt^2
PKN	Perkins y Kern, Nordgren	
POES	Petróleo original en sitio	L^3
PPA	Libras de apuntalante por galón de fluido	
Ppg	Libra por galón	M/L^3
PS	Presión de superficie	M/Lt^2
Pwf	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
Pws	Presión estática de reservorio	M/Lt^2

Psi	Libras por pulgada cuadrada	M/Lt ²
Q	Caudal	L ³ /T

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
RCB	Relación costo-beneficio	
Rs	Relación gas-petróleo	
RW	Radio del pozo	L
TIR	Tasa interna de retorno	
TVD	True vertical deep	L
μ	Viscosidad	M/Lt
S	Daño	
VAN	Valor actual neto	
VDL	Variability density log	
Vf	Volumen de fractura	L ³
ν	Relación de Poisson	M/Lt ²
Wmax	Ancho máximo de fractura	L
WO	Workover	
Xf	Longitud media de la fractura	L
σ_{\min}	Esfuerzo mínimo	M/Lt ²
σ_v	Esfuerzo vertical	M/Lt ²
σ_h	Esfuerzo vertical	M/Lt ²
%	Porcentaje	

RESUMEN

Dentro del siguiente Proyecto de Titulación se realiza un análisis para incrementar la producción del campo Guanta-Dureno, mediante fracturamiento hidráulico.

En el primer capítulo se realiza una descripción geológica y de reservorios del campo Guanta-Dureno; un análisis de las características de las rocas de formación, de los fluidos del yacimiento y del estado actual del pozo, junto con el cálculo de las reservas del campo.

En el segundo capítulo se incluye la teoría de fracturamiento hidráulico: análisis de la mecánica de las rocas, los tipos de fractura, diseño de una fractura, selección del fluido de fractura y el agente de sostén, para así determinar un diseño eficiente de fractura en base a las características de la formación.

En el tercer capítulo, se desarrolla un análisis técnico-experimental del proyecto, para lo cual se toma como referencia un pozo ya fracturado y dos pozos candidatos para la implementación de dicho método. En este punto se analiza las reservas, historial de producción, historial de reacondicionamiento, datos de build up, registros eléctricos y registros de cementación de cada uno de los pozos, para realizar la simulación del diseño de la fractura y comprobar la eficiencia del fracturamiento, con la finalidad de incrementar la producción de petróleo.

En el cuarto capítulo se realiza un análisis económico que determina el costo total de la operación, para la implementación de reacondicionamiento de fractura de cada pozo estudiado en este proyecto. Para determinar la rentabilidad en este análisis, se usan los métodos de VAN y TIR.

El quinto capítulo presenta conclusiones y recomendaciones, que se obtuvieron de la realización del presente proyecto.

PRESENTACIÓN

El Campo Guanta-Dureno durante el transcurso del tiempo ha venido declinando su producción, siendo necesario la implementación de métodos que permitan mejorar su productividad.

Este campo tiene un aproximado de 543 MM bls de petróleo original en sitio por seguir recuperando, y el presente proyecto de titulación tiene como objetivo plantear una alternativa adecuada desde el punto de vista técnico y económico para lograr incrementar la producción de petróleo en arenas de baja permeabilidad, mediante la implementación de fracturamiento hidráulico.

El daño de formación es un factor que genera una caída de presión y que lleva a una disminución de producción debido a la reducción de permeabilidad del yacimiento.

Al aplicar el método de fracturamiento hidráulico, alternativa de los trabajos de estimulación de pozos, se pretende crear fracturas o canales para disminuir el daño de formación mejorando el flujo del fluido y consecuentemente provocar un incremento en la producción.

En base al análisis de la información recopilada de las diferentes características del reservorio y con los antecedentes de pozos ya fracturados, como la de los pozos seleccionados, se realiza el diseño de fractura hidráulica en sus arenas de baja permeabilidad y alto daño de formación, con el fin de incorporar nuevas zonas productoras de difícil explotación por técnicas convencionales en el Campo Guanta-Dureno.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y DE RESERVORIOS DEL CAMPO GUANTA-DURENO

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y ANTECEDENTES DEL CAMPO

El campo Guanta-Dureno se encuentra ubicado en la parte Norte de la Región Amazónica Ecuatoriana en la provincia de Sucumbíos, entre los campos Lago Agrio y Parahuacu; aproximadamente a 15 km. al Sur Este del campo Lago Agrio y al Sur Oeste del campo Parahuacu. (Guanoluisa, 2014)

El campo Guanta-Dureno fue descubierto por Texaco-Gulf mediante la perforación del pozo exploratorio Dureno-01, que alcanzó una profundidad de 10.292 ft en el mes de Julio de 1969. Inició su desarrollo productivo en el año 1984 y las pruebas iniciales del pozo dieron en la arenisca "T": 799 BPPD con 32° API y 343 BAPD. (Petroamazonas, 2015; Goyes e Hinojosa, 2012)

El pozo Guanta-01 se perforó el 15 de Diciembre de 1985 y se completó el 11 de Febrero de 1986, con una producción de 6261 BPPD, de los reservorios "T" (1968 BPPD, 29° API), "U" (3576 BPPD, 30° API) y una producción menor de Hollín inferior y superior (717 BPPD, 29° API); este pozo determinó que los yacimientos forman parte de un solo campo. (Goyes e Hinojosa, 2012)

1.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO

1.2.1. ESTRUCTURA

El campo Guanta-Dureno es un anticlinal asimétrico en dirección N-S con un área total de 4563 acres, bordeado al Este por un conjunto de fallas inversas con movimiento orientado en sentido NE-SO, cortando así el cretáceo de una

formación vertical; obteniendo de esta manera el control y la estructura del campo en el flanco Este y la división del mismo en sector Norte y sector Sur. (Goyes e Hinojosa, 2012)

En las fallas principales que poseen un lado levantado con un eje principal de anticlinal de orientación NE-SO limitado en el flanco Este por un conjunto de fallas principales invertidas de orientación NE-SO, se encuentra la acumulación de hidrocarburos. También existe un cierre estructural en los flancos Oeste, Norte y Sur con contactos agua-petróleo, que impiden la acumulación de hidrocarburo en los reservorios. (Unapanta, 2006)

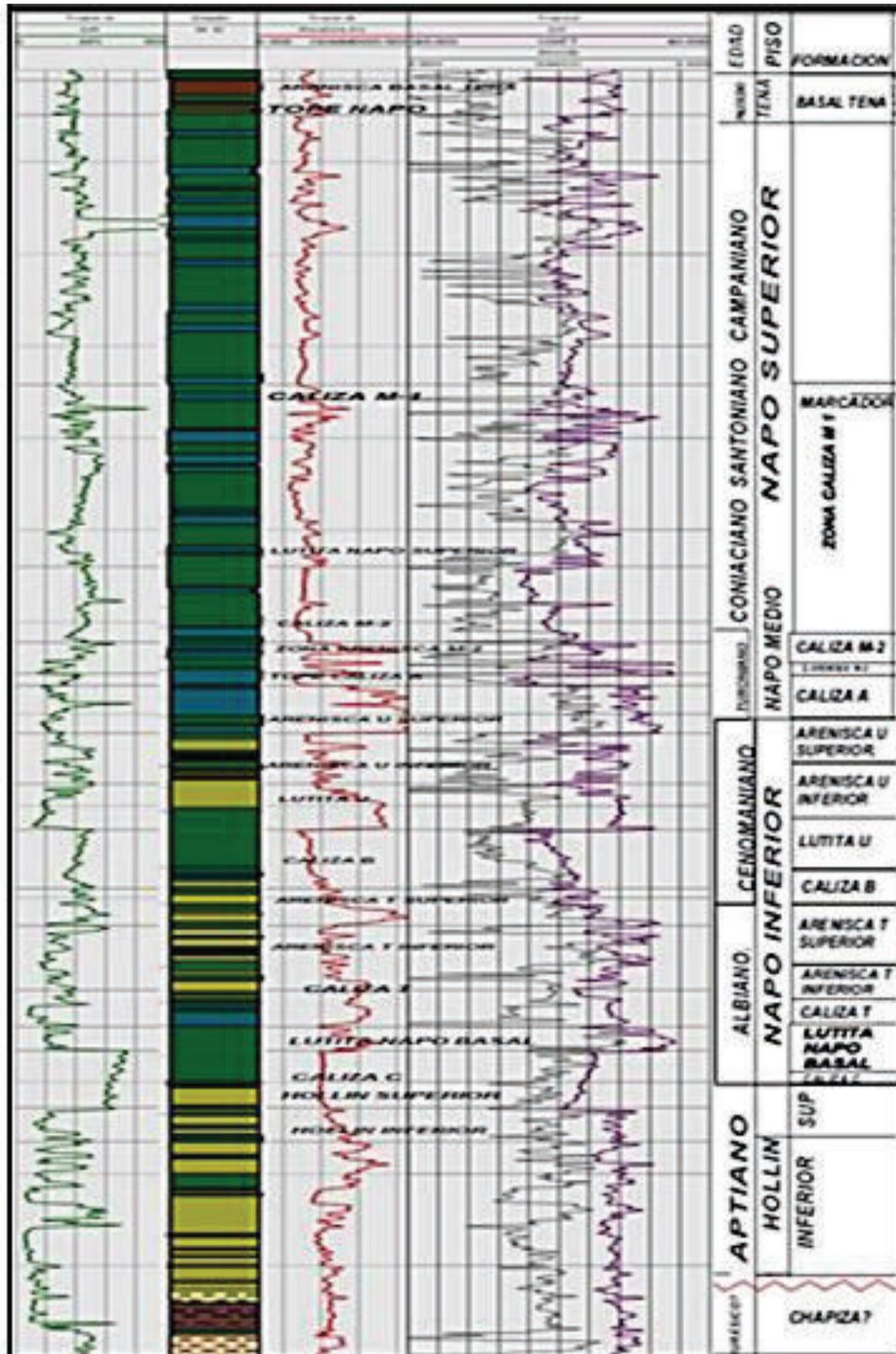
1.3. DESCRIPCIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO

El campo Guanta-Dureno inició su producción en el año 1984, los yacimientos “U” y “T” ubicados en la formación Napo son sus principales productores, siendo la de mayor importancia la arenisca “T”, seguida de la “U”, y por último el yacimiento “Basal Tena”. (Petroamazonas, 2015; Unapanta, 2006) La figura 1.1 presenta la columna estratigráfica del campo Guanta-Dureno.

1.3.1. ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de este campo comprende 10.200 ft, con sedimentos desde el tope Jurásico y la formación Chapiza. Contiene arcillas café rojizo, blanco, negro masiva semidura y sedimentos recientes de Plioceno. (Unapanta, 2006)

FIGURA 1.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO GUANTA-DURENO



Fuente: Petroamazonas EP.

1.3.1.1. Formación Hollín

Paleoambiente Transicional Deltaico se lo ha subdividido en superior e inferior, predominando en la parte inferior por una secuencia deltaica. Arenisca de cuarzo, hialina de grano fino subredondeado, clasificación regular, hacia abajo el tamaño del grano aumenta, presenta granos de glauconita y se encuentra con hidrocarburos; el cemento es calcáreo. (Unapanta, 2006)

- a) Hollín Inferior: es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca y cuarzosa de grano fino a medio, el tope de este reservorio de 30° API se ubica entre 9959 ft a 10.053 ft. Contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee una salinidad de 1000 ppm NaCl de origen volcánico y un contacto agua-petróleo original de 10.090 ft. (Unapanta, 2006)
- b) Hollín Superior: es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa, que contiene abundantes capas de lutita. El tope de este reservorio se encuentra entre 9929 ft a 10.022 ft, tiene un espesor promedio saturado de hidrocarburo de 22 ft con una porosidad promedio de 13%, existe una salinidad de 2125 ppm NaCl. (Unapanta, 2006)

1.3.1.2. Formación Napo

La formación Napo está conformada litológicamente de una alternancia de lutitas, areniscas y calizas, cuyo tope va entre 8848 ft a 8941 ft. Aquí se encuentran los principales reservorios, y está dividida en: Napo Inferior con las zonas: Arenisca "T", Caliza "B", Arenisca "U", Napo Medio con las zonas: Caliza "A", Arenisca "M-2" y Napo Superior con las zonas: Caliza "M-1", Arenisca "M-1". (Unapanta, 2006)

1.3.1.2.1. Zona Arenisca “T”

Este reservorio tiene un espesor total de 136 ft, ubicado entre 9740 ft a 9816 ft. Pertenece a la edad Albiano y Paleomambiente Transicional Deltaico y posee dos secuencias clásticas: (Unapanta, 2006)

- a) Arenisca “T” Principal: conformada por areniscas de cuarzo de color gris oscura, cemento silicio, buena selección, grano fino, redondeado a sub redondeado, friable. Tiene el mejor desarrollo de arena Norte a Sur y un contacto agua-petróleo original de 9884 ft GNTA-05; 9900 GNTA-02. (Unapanta, 2006)
- b) Arenisca “T” Superior: conformada por areniscas de cuarzo de color café clara a verdosa y blanca, cemento ligeramente calcáreo, de regular a buena selección, grano fino, subredondeado a subangular, friable, ligeramente glauconítica. (Unapanta, 2006)

1.3.1.2.2. Zona Arenisca “U”

Este reservorio tiene un espesor total de 72 ft, ubicado entre 9527 ft a 9598 ft. Pertenece a la edad Cenomaniano y Paleoambiente de depósito Marino Somero a Marino Marginal, con límites establecidos por sellos Lutáceos, asociados a líneas de tiempo que permiten establecer tres niveles: (Unapanta, 2006)

- a) Arenisca “U” Principal: conformada por arenisca de cuarzo, café clara, friable, cemento silicio, regular selección, grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, con trozos de glauconita. Tiene el mejor desarrollo de arena de Norte a Sur, que se ve reflejado en los pozos GNTA-01, GNTA-02, GNTA-07 ubicados en este reservorio considerado el de mayor importancia. (Unapanta, 2006)
- b) Arenisca “U” Media: conformada por areniscas de cuarzo café clara, cemento calcáreo, buena selección, grano fino a medio, redondeado a subredondeado, friable, con trazas de glauconita. Tiene poca continuidad de arena. (Unapanta, 2006)

- c) Arenisca "U" Superior: conformada por areniscas de cuarzo café clara, cemento calcáreo, buena selección, grano fino, redondeado a subredondeado, friable, con trazas de glauconita. (Unapanta, 2006)

1.3.1.3. Formación Tena

El mapa de depositación ambiental y de datos sísmicos sugiere que Basal Tena fue depositada en un canal erosionado, en una superficie de disconformidad al tope de la formación Napo; se encuentra de 7772 ft a 7835 ft. Pertenecer a la edad Maestrichtiano-Paleoceno Inferior y en esta formación se puede distinguir dos secciones: la primaria sección Superior-Media y Basal Tena. (Unapanta, 2006)

1.3.1.3.1 Zona Basal Tena

Ubicada entre 8808 ft a 8905 ft, pertenece a la edad Maestrichtiano y Paleoambiente Marino de Sublitoral y está conformada por areniscas de cuarzo, cemento silicio a veces calcáreo, grano fino a grueso de color café claro a veces microconglomerática mal seccionada. (Unapanta, 2006)

1.3.2. LITOLOGÍA

"Comenzando en los sedimentos de la zona inferior de la formación Napo donde presenta una secuencia de lutitas negras, fisiles con intercalaciones de calizas en la parte inferior." (Unapanta, 2006)

"Después de este depósito está la arenisca Basal Tena cuarzosa, traslucida ocasionalmente blanca, granos finos a medios, friable, subredondeada a angular, localmente con cemento calcáreo, regular a buena gradación, ocasionalmente pirítica como en GNTA-01, buena porosidad. Casi inmediatamente arriba existe otro pequeño lente de arenisca con influencia calcárea y trazas de glauconita secundaria tanto en GNTA-06 como en DRO-01. En último término está la típica secuencia continental por sedimentos arcillosos de color rojo." (Unapanta, 2006)

“La dirección de la sección analizada se encuentra de Suroeste a Noreste y corre desde el pozo GNTA-09 pasando por GNTA-06, GNTA-01, GNTA-03, GNTA-04, GNTA-07, GNTA-02, GNTA-08, GNTA-05, hasta terminar en el pozo DRO-01. Esta sección comprende la parte inferior de la formación Tena con la arenisca Basal y la parte superior de la formación Napo que está caracterizada por una erosión en el tope de la Formación Napo sobre la que se depositó en forma discordante e irregular la arenisca Basal Tena.” (Unapanta, 2006)

“La sección comprueba la no uniformidad del depósito de la arenisca Basal Tena, confirmándose que la sedimentación se llevó a efecto en un ambiente posiblemente de aguas poco profundas-Parálisis ya que al sur de pozo GNTA-09 y en el pozo GNTA-06 se encuentra un depósito de arena de buenas características y en el pozo GNTA-02 ligeramente al Oeste del eje estructural, no se representa acumulación de arena.” (Unapanta, 2006)

“En general se ha dado una interpretación deposicional a la arenisca Basal Tena como un ambiente litoráneo-agua somera. Esta arenisca se ha depositado en forma de canales de hasta 15 ft de espesores netos. Es necesario señalar que hay muchos sectores donde pudo tener influencia marina, pero en general el campo Guanta-Dureno, presenta poca incidencia posiblemente en mares producidos por el mar confinado somero y hacia final del ciclo se presenta una transición a facie continental. Cabe señalar la presencia de una arenisca calcárea con influencia marina en la parte superior de Basal Tena, además no se encuentran muchos vestigios de un mineral indicador posiblemente como la glauconita a excepción de una zona en la parte superior de los pozos GNTA-06, DRO-01, y GNTA-01.” (Unapanta, 2006)

1.4. PROPIEDADES DE LAS ROCAS

Las rocas productoras presentan características y propiedades promedio que se describen en la tabla 1.1, que muestra el resumen petrofísico del campo Guanta-Dureno; fundamentado en registros eléctricos convencionales y especiales de núcleos. (Petroamazonas, 2015)

TABLA 1.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Arena	Ho (ft)	ϕ (%)	Sw (%)	Pi (psi)	Pb (psi)	T (°F)	Salinidad (ppm) NaCl
Basal Tena	11,07	13,19	25,0	3700	1485	194	90.750
U Superior	6,340	12,89	24,5	3750		198	157.245
U Inferior	37,51	24,07	37,1	3750	1400	200	157.245
T Superior	15,45	11,63	33,4	4083		204	26.400
T Inferior	35,07	13,56	22,6	4083	1398	204	26.400
Hollín Superior	26,82	12,51	24,6	4315	990,0	232	12.375

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías.

En el campo Guanta-Dureno las areniscas más importantes de estudio porque brindan más producción de petróleo son “Ui” y “Ti”.

La arenisca “Ui” tiene el mayor espesor de petróleo, presenta una porosidad buena a muy buena de 24,07%. La saturación de agua del fluido producido presenta un valor medio de 37,51%, determinando que se tendrá una excelente producción de barriles de petróleo. La arenisca “Ti” tiene un espesor de petróleo de 35,07 ft, presenta una baja saturación de agua que llega a 22,6% y es la más baja del campo. Tiene una porosidad moderada de 13,56%, por lo cual se convierte en uno de los reservorios más importante en el campo.

1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS

Los datos de análisis PVT se describen en la tabla 1.2.

TABLA 1.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Arena	Pi (psi)	μ_{oi} (cp)	Boi (BY/BN)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	°API	Pb (psi)	μ_o (cp)
Basal Tena	3700	1,53	1,13	1,14	231	23,0	1485	
U Superior	3750		1,23	1,29	351	27,4		
U Inferior	3750	2,24	2,46			29,6	1400	1,72
T Superior	4083		1,28	1,30	363	28,7		
T Inferior	4083	1,37	1,28			28,9	1398	
Hollín Superior	4315	2,17	1,22	1,27	308	29,8	990	0,98

Elaborado por: Andrea Mencías.

Fuente: Petroamazonas EP.

Los fluidos del campo Guanta-Dureno se encuentran dentro del rango de 22,3° API a 31,1° API, por lo cual se los caracteriza como crudo mediano. La presión de burbuja en la arenisca “Ui” es de 1400 psi mientras que en la arenisca “Ti” es de 1398 psi.

Es muy importante recalcar que de acuerdo a las características antes mencionadas existe una buena producción de petróleo mediano con la capacidad de ser extraído por la excelente condición de los reservorios existentes en este campo.

1.6. FACTOR DE RECOBRO

Se expresa como la fracción del petróleo original en sitio que puede ser producido al aplicar tecnologías de recuperación primaria o secundaria. (Goyes e Hinojosa, 2012)

$$FR = \frac{N_p}{POES} \quad \text{Ec. (1.1)}$$

Dónde:

N_p = Producción acumulada de petróleo.

POES = Petróleo original en sitio.

Este factor de recobro depende directamente del mecanismo de producción del yacimiento, para el campo Guanta-Dureno el mecanismo principal de recuperación de petróleo según el comportamiento de producción de los fluidos de yacimiento, es una combinación de empuje natural del acuífero y la expansión de petróleo y roca de los reservorios. (Petroamazonas, 2015; Unapanta, 2006)

La tabla 1.3 presenta el factor de recobro para el campo Guanta-Dureno hasta el 31 de Diciembre del 2015 (datos obtenidos de simulación en campo).

TABLA 1.3. FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Arena	Factor de recobro (%)
Basal Tena	15,04
U Superior	1,431
U Inferior	12,18
T Superior	0,827
T Inferior	7,287
Hollín Superior	11,46

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Andrea Mencías.

1.7. ESTADO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El campo Guanta-Dureno produce desde el año 1984 con un acumulado de petróleo de 52 MM bls, acumulado de agua de 9.7 MM bls, y acumulado de gas de 8 MM scf/BF, (hasta Diciembre de 2015). Los principales yacimientos productivos del campo son Basal Tena, “U” y “T” de la formación Napo; con reservas originales de 543 MM bls. (Petroamazonas, 2015)

El potencial de producción del Campo Guanta-Dureno fue de 4198 BPPD y declinó a 3653 BPPD para Diciembre de 2015, el índice de declinación anual efectivo es de 16% para la producción de petróleo, y de 1.3% mensual. Además la producción de agua ha venido incrementado a partir del año 1998. (Petroamazonas, 2015)

La producción de gas es relativa a la tasa de producción de petróleo, con un GOR promedio de 279 scf/BF. El corte de agua para este campo es bajo y se mantuvo por debajo del 20% de BSW, incrementándose en los últimos años. (Petroamazonas, 2015)

El campo Guanta-Dureno cuenta en la actualidad con 48 pozos, de los cuales 22 se encuentran activos, 22 están cerrados, 2 son reinyectores y 2 están abandonados. No se estima realizar la perforación de pozos en el campo durante el año 2016. (Petroamazonas, 2015) A continuación las tablas presentan los 48 pozos que conforman el campo.

TABLA 1.4. POZOS PRODUCIENDO DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Produciendo				
No	Pozo	Arena	BPPD	Sistema
1	GNTA-002	US	76	PPS
2	GNTA-004	BT	217	PPS
3	GNTA-005	BT	102	PPS
4	GNTA-006	UI+UM	221	PPH
5	GNTA-009	BT	55	PPM
6	GNTA-010	UI+US	127	PPS
7	GNTA-011	UI	87	PPH
8	GNTA-012	US+UI+TI	156	PPS
9	GNTA-013	TI	196	PPH
10	GNTA-017	UI	237	PPH
11	GNTA-018	TP	239	PPH
12	GNTA-020	UI	122	PPS
13	GNTA-023	HS	182	PPH
14	GNTA-025	UI	161	PPS
15	GNTA-029	UI	101	PPH
16	GNTA-031	HS	500	PPH
17	GNTA-034	BT	118	PPH
18	GNTA-039	UI	287	PPH
19	GNTA-040	UI	292	PPS
20	GNTA-042	UI	111	PPH
21	DRO-001	TI	139	PPS
22	DROA-002	UI	208	PPH

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías.

TABLA 1.5. POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Abandonados		
No	Pozo	Arena
1	GNTD-008	UI
2	GNTC-014	TS+TI

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías.

TABLA 1.6. POZOS CERRADOS DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Cerrados				
No	Pozo	Arena	BPPD	Sistema
1	GNTA-001	UI	149	PPS
2	GNTA-003	HS	16	PPS
3	GNTC-014 R1	TS+TI	0	PPH
4	GNTA-015	BT	60	PPH
5	GNTA-016	UI+TI	68	PPM
6	GNTA-019	TI	38	PPH
7	GNTB-022	UI	64	PPS
8	GNTC-024	UI	61	PPS
9	GNTC-026	U	18	PPM
10	GNTF-027	TI	0	PPS
11	GNTF-028	UI	41	PPH
12	GNTG-030	BT	72	PPH
13	GNTD-032	TI	0	PPS
14	GNTD-033	US	38	PPH
15	GNTF-035	UI	0	PPH
16	GNTD-036	TI	0	PPH
17	GNTF-038	UI	114	PPS
18	GNTB-041	BT	0	PPH
19	GNTD-043	TI	0	PPH
20	GNTA-045	UI	0	
21	GNTE-046	TI	56	PPS
22	DROA-003	TI	0	PPH

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías.

TABLA 1.7. POZOS REINYECTORES DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Reinyectores		
No	Pozo	Arena
1	GNTB-007	TI
2	GNTD-008S1	UI

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías.

1.8. RESERVAS

Se considera a las reservas como el volumen de hidrocarburo existente en un yacimiento y que es factible de recuperar comercialmente en un tiempo determinado. (Jiménez y Tercero, 2013)

1.8.1. RESERVAS PROBADAS

“Es el volumen de hidrocarburo, medido a condiciones de superficie, que puede ser extraído como resultado de la producción técnicamente rentable, a partir de las condiciones originales del yacimiento y hasta las de abandono; considerando el método volumétrico como disponible para realizar la evaluación.” (Jiménez y Tercero, 2013)

1.8.1.1. Método Volumétrico

Permite calcular el volumen de petróleo presente en el yacimiento, en base a información obtenida de registros eléctricos y datos petrofísicos, como porosidad y saturación de los fluidos. (Jiménez y Tercero, 2013)

Para el cálculo de las reservas por el método volumétrico, se utiliza la ecuación 1.2:

$$POES = \frac{7758 * A * h_o * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad \text{Ec. (1.2)}$$

Dónde:

$POES$ = Petróleo original in situ

h_o = Área neta petrolífera (espesor), ft

ϕ = Porosidad efectiva, %

S_w = Saturación de agua, %

A = Área del yacimiento, acres

B_{oi} = Factor volumétrico del petróleo, bls/BF

Para obtener las reservas iniciales probadas (N), al petróleo original in-situ se lo multiplica por el factor de recobro. (Jiménez y Tercero, 2013)

1.8.2. RESERVAS PROBABLES

“Es el volumen de hidrocarburos, medido a condiciones de superficie, que de acuerdo con los estudios geológicos y de yacimientos aplicables, podrían estimarse como recuperables a la luz de las condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación.” (Jiménez y Tercero, 2013)

1.8.3. RESERVAS POSIBLES O POTENCIAL GEOLÓGICO

“Es el volumen de hidrocarburos que podría recuperarse de yacimientos que se cree pueden existir en áreas en que la información geológica da posibilidad de encontrar hidrocarburo, al momento de hacerse la estimación, nos permite clasificarlas con mayor grado de seguridad.” (Jiménez y Tercero, 2013)

Los valores que se presentan en la tabla 1.8 corresponden a las reservas probadas y producción acumulada del campo Guanta-Dureno.

TABLA 1.8. RESERVAS DEL CAMPO GUANTA-DURENO

Yacimiento	POES MM (bls)	Reservas probadas MM (bls)	Producción acumulada MM (bls)	Reservas remanentes MM (bls)
Basal Tena	28.9	22	4	24.6
U Superior	116	12	1.6	114
U Inferior	171.8	52	29.5	142
T Superior	29.6	4.56	0.24	29
T Inferior	144.7	45.8	10.5	134
Hollín Superior	52	14	5.9	46
TOTAL	543	150.36	52	489.6

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Andrea Mencías.

CAPÍTULO II

TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1. DEFINICIÓN

Es un método de estimulación de pozos que mediante la creación de fracturas o canales conductores permite aumentar la productividad del yacimiento. Se bombea un fluido al pozo, a una tasa y presión, que debe superar la resistencia natural del reservorio. Cuando se alcanza el volumen de fractura requerido, se le agrega un material sólido (apuntalante) para evitar el cierre de la fractura, al disminuir la presión aplicada en el reservorio. Así se genera una fractura hidráulica con geometría definida. (Díaz y Lasso, 2013; Castañeda, 2007)

Las bajas presiones y la pérdida de permeabilidad del yacimiento, son algunos de los factores que ocasionan una disminución de la producción, motivo por el cual se hace necesaria la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico. (Castañeda, 2007)

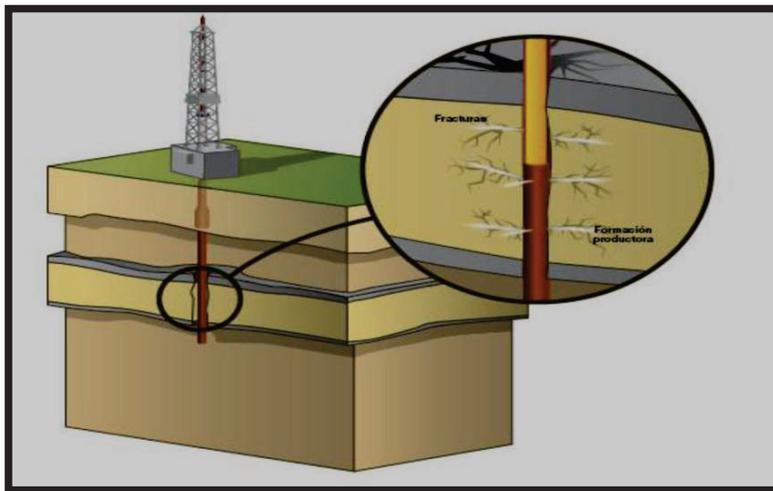
El objetivo principal de una fractura es crear un área de alta conductividad en el yacimiento, que cambia el patrón de flujo de radial a lineal, logrando mejorar la productividad del pozo. (Díaz y Lasso, 2013) La aplicación de fracturamiento hidráulico permite:

- Incrementar la tasa de producción de petróleo y/o gas.
- Remover el daño cercano al pozo y restablecer el estado natural del pozo.
- Extender la trayectoria conductora dentro de la formación.
- Alterar el flujo de fluidos en la formación.
- Extender la vida útil de los pozos.
- Aumentar la recuperación total.
- Sobrepasar zonas altamente dañadas.

- Mejorar el uso de la energía del yacimiento.
- Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo.
- Reducir la deposición de asfáltenos.
- Controlar la producción de finos.
- Desarrollar reservas adicionales.

El fracturamiento hidráulico no solo se aplica para reservorios de baja permeabilidad; en términos de beneficios obtenidos, no existe diferencia al fracturar reservorios de alta y baja permeabilidad. (Castañeda, 2007) La figura 2.1 representa una fractura hidráulica.

FIGURA 2.1. REPRESENTACIÓN DE UNA FRACTURA



Fuente: Tesis: Incremento de producción del campo Parahuacu de Petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad por Castañeda V.

Para fracturar una arena primero se consideran las condiciones que presenta el reservorio, mediante la corrida de registros eléctricos, registros de saturación, registros de integridad del casing y registros de cementación. Después de confirmar que el estado del reservorio es óptimo para fracturar, se realiza un StimFrac, que es la propuesta preliminar del proyecto, en donde se establece el tipo de fluido a ser bombeado y sus etapas, el tipo de apuntalante, la simulación

de la geometría de la fractura creada con el software FracCADE, y los costos que comprenden su ejecución. (Schlumberger, 2015; Díaz y Lasso, 2013)

2.2. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

La fractura se produce en sentido perpendicular al menor esfuerzo de la roca. En la mayoría de los casos, el esfuerzo mayor se presenta en la dirección vertical, por lo que la dirección de la fractura es horizontal. La orientación de la fractura puede ser horizontal, vertical o inclinada. (Días y Lasso, 2013)

La presión de los poros, la presión de la formación, la geometría de la roca, la elasticidad, la dureza y compresibilidad de la roca, son los factores que tienen mayor influencia en la orientación de la fractura. (Días y Lasso, 2013)

2.2.1. DIMENSIONES DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA

2.2.1.1. Longitud de fractura (X_f)

El término longitud de la fractura denotada por X_f , se refiere a la mitad de la longitud de conductividad de la fractura. Es la distancia de la fractura abierta al flujo. (Días y Lasso, 2013)

2.2.1.2. Altura de fractura (h_f)

La altura está determinada por los esfuerzos in situ, en particular por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre los diferentes estratos. (Días y Lasso, 2013) Normalmente, la altura está controlada por la relación de la presión neta (P_{net}) y la diferencia de esfuerzos ($\Delta\sigma$).

- Cuando $\Delta\sigma$ tiene un valor alto la altura de la fractura es relativamente igual espesor de la formación, y la longitud de la fractura es grande. Estas condiciones son ideales en el fracturamiento. (Días y Lasso, 2013)

- Cuando $\Delta\sigma$ tiene un valor bajo la altura de la fractura es mayor que el espesor de la zona de interés, provocando la fisura de estratos adyacentes y una longitud de fractura menor. Esta situación no es adecuada debido a pérdidas económicas y a fracturas en posibles acuíferos causando un alto corte de agua. (Días y Lasso, 2013)

La altura de la fractura está limitada por la resistencia de los estratos. (Días y Lasso, 2013)

2.2.1.3. Ancho de la fractura (W)

La fractura inicia con una pequeña grieta pero puede cerrarse por efecto de la presión neta existente en el reservorio, ya que la formación productora es un medio elástico. (Días y Lasso, 2013). La deformación de la roca limita el ancho y la longitud de una fractura. (Días y Lasso, 2013)

El volumen de un paralelepípedo producto de la longitud por el ancho y por la altura, es la aproximación del fenómeno real de la fractura, como se ve en la figura 2.2. (Días y Lasso, 2013) El volumen de la fractura idealizada se rige mediante la ecuación 2.1.

$$V_f = h_f * W * 2X_f \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Dónde:

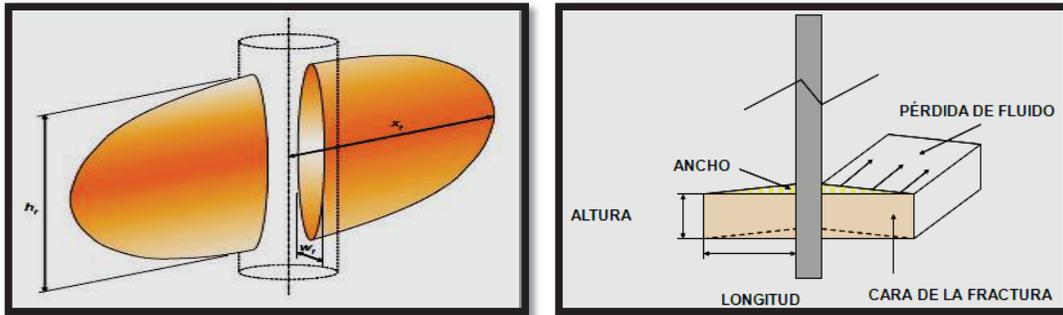
V_f = Volumen de la fractura

h_f = Altura de la fractura

W = Ancho de la fractura

$2X_f$ = Longitud de la fractura

FIGURA 2.2. LONGITUD, ALTURA Y ANCHO DE FRACTURA EN LA FORMACIÓN



Fuente: Tesis: Análisis técnico económico y propuesta de nuevos pozos para la implementación del método de fracturamiento hidráulico en el área Amy por Díaz A. & Lasso A.

2.2.2 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido de fractura, las condiciones con las cuales el fluido es inyectado (cantidad, presión) y la distribución de esfuerzo en el medio poroso. (Días y Lasso, 2013) Todos los modelos existentes de fracturamiento hidráulico se pueden dividir en grupos, según la manera de calcular el espesor de la fractura. (Días y Lasso, 2013; Jiménez y Tercero, 2013)

Existen tres tipos de modelos de fractura hidráulica:

- Modelos en dos dimensiones: son aproximaciones analíticas de forma cerrada que asumen constantes y alturas de fracturas conocidas. Con estos modelos se determina el ancho y la longitud de la fractura. (Castañeda, 2007)
- Modelos en pseudo-tres-dimensiones: estos modelos permiten la migración de fractura vertical a lo largo de la ruta de fractura y depende del contraste de esfuerzo entre el blanco y los intervalos adjuntos. (Castañeda, 2007)
- Modelos totalmente en tres dimensiones: en estos modelos la fractura se propaga de forma lateral y vertical; el plano de la dirección original cambia,

dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. (Castañeda, 2007)

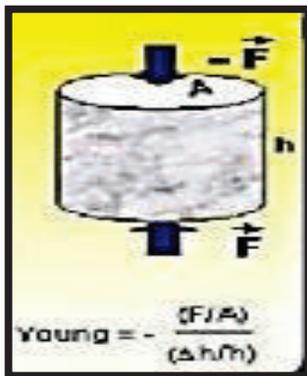
2.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN UNA FRACTURA

2.3.1. Mecánica de rocas

La roca tiene propiedades elásticas cuando al someterla a una fuerza, esta se deforma, y al retirar la carga recupera su tamaño y forma inicial; cuando la roca no regresa a sus condiciones originales entonces posee una deformación plástica o irreversible. Esta deformación se fundamenta en conceptos de esfuerzo (σ) y deformaciones (ϵ). (Jiménez y Tercero, 2013)

La relación entre el esfuerzo y deformación está determinada por la teoría de la elasticidad y se indica en la figura 2.3.

FIGURA 2.3. MÓDULO DE YOUNG



Fuente: BJ Services

Donde F representa la carga aplicada a un cilindro con longitud l y diámetro d, y A es el área del mismo.

El material regresa a su estado natural una vez que la acción de la fuerza de carga cesa. En el caso de la prueba de compresión uniaxial será:

$$\sigma = E\varepsilon \quad \text{Ec. (2.2)}$$

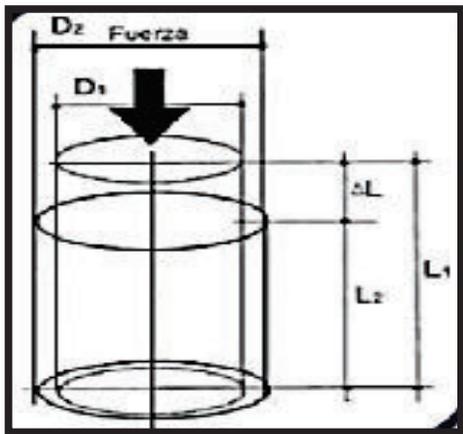
Donde el coeficiente de proporcionalidad E es el módulo de Young. El módulo de Young permite calcular la rigidez de la roca, cuando el valor de E es mayor, aumenta la rigidez. Afecta directamente a la propagación de la fractura en lo siguiente: (Jiménez y Tercero, 2013)

- Es ancha, corta y de altura limitada cuando los valores son bajos.
- Es angosta, alta y de gran penetración horizontal cuando los valores son grandes.

Una roca se comprime en una dirección, pero no solo se encoge a lo largo de esta dirección sino que se expande lateralmente. Por esta razón el módulo de Poisson (ν), relaciona la deformación lateral y la longitudinal. (Jiménez y Tercero, 2013)

En la en la figura 2.4 se observa cómo se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo.

FIGURA 2.4. MÓDULO DE RELACIÓN DE POISSON



Fuente: BJ Services

Si definimos ambas deformaciones con sus respectivas ecuaciones, tenemos:

$$\varepsilon_1 = \frac{D_2 - D_1}{D_1} \text{ Deformación Longitudinal} \quad \text{Ec. (2.3)}$$

$$\varepsilon_2 = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \text{ Deformación Lateral} \quad \text{Ec. (2.4)}$$

El Módulo de Poisson (ν) es la relación entre la deformación longitudinal y la deformación lateral; es positiva, se considera el signo negativo en la ecuación ya que la expansión es considerada negativa. (Jiménez y Tercero, 2013)

$$\nu = - \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} \quad \text{Ec. (2.5)}$$

2.3.1.1. Compresibilidad de la roca

Es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos, debido a esta descompresión de la roca se origina un aumento del espacio poroso interconectado. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.1.1.1. Compresibilidad de los poros (C_p)

“Cambio fraccional en volumen poroso de la roca con respecto al cambio unitario de presión.” (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.1.1.2. Compresibilidad de la roca matriz (C_r)

“Cambio fraccional en volumen de la roca sólida con respecto al cambio unitario de presión.” (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.1.1.3. Compresibilidad total de la roca (C_b)

“Cambio fraccional en volumen bruto de la roca con respecto al cambio unitario de presión.” (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.1.1.4. Compresibilidad del fluido (Cf)

La presión interna cambia al extraer fluido de una roca receptora, causando que la presión diferencial aumente entre esta presión interna y la presión externa y de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia diferentes cambios, el cambio principal es el sufrido por los poros. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.1.1.5. Compresibilidad de un yacimiento (Ct)

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad \text{Ec. (2.6)}$$

2.3.2. DUREZA (TOUGHNESS)

La dureza es la resistencia que poseen los materiales a la propagación de la fractura, es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de ocurrir la propagación. También es conocida como factor de intensidad de esfuerzos críticos. (Jiménez y Tercero, 2013)

$$T_o = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi a_c}} \quad \text{Ec. (2.7)}$$

Dónde:

T_o = Esfuerzo de tensión de la roca

a_c = Área del defecto más grande

K_{IC} = Dureza de la fractura

2.3.3. SISTEMA DE ROCA-FLUIDO

En un sistema roca fluido los factores que influyen en una fractura son:

- Humectabilidad
- Gravedad API

- Composición del agua
- Profundidad
- Porosidad
- Saturaciones
- Permeabilidad
- Presión del Yacimiento
- Litología
- Espesor
- Temperatura (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.4. GRADIENTE DE FRACTURA

Es la presión requerida para inducir una fractura en la formación, con el fin de optimizar el diseño del pozo. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.5. PRESIÓN DE SOBRECARGA

Es la presión que ejerce el peso de las formaciones sobrepuestas por arriba de la zona de interés, esta presión depende de la densidad total de las rocas, de la porosidad y de los fluidos congénitos. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.3.6. PRESIÓN DE POROS

Esta presión actúa en los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.4. PRESIONES RELACIONADAS CON UNA FRACTURA

2.4.1. PRESIÓN DE FRACTURA

$$BHFP = STP + Ph - Pf$$

Ec. (2.8)

Dónde:

BHFP = Presión de fractura

STP = Presión de tratamiento en la superficie

Ph = Presión hidrostática

Pf = Caída de presión total (Jiménez y Tercero, 2013)

2.4.2. CAÍDA DE PRESIÓN TOTAL

$$Pf = Pf_{pipe} + Pf_{perfs} + Pf_{nwb} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

Dónde:

Pf = Caída de presión total

Pf_{pipe} = Pérdidas de presión en la tubería

Pf_{perfs} = Pérdidas de presión por fricción en las perforaciones

Pf_{nwb} = Pérdidas de presión por fricción cerca del pozo

2.4.3. PRESIÓN HIDROSTÁTICA

$$PH = \partial_{fluido} * LF * 0.052 \quad \text{Ec. (2.10)}$$

Dónde:

PH = Presión hidrostática, lb/gal*ft

∂_{fluido} = Densidad del fluido, lb/gal

LF = Valor de la profundidad vertical, ft.

2.5. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Para seleccionar el fluido de fractura se debe tomar en cuenta la presión y temperatura del pozo, que sea compatible con el fluido de formación y compatible con la roca. Además debe presentar ciertas características:

- Tener baja pérdida de fluido, buena capacidad de transporte del agente sostén, baja pérdida de fricción.
- Ser fácilmente recuperable de la formación.
- Causar el mínimo daño a la formación. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.5.1. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO BASE PETRÓLEO

Los fluidos base diésel o kerosene aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura mayores en ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad, su inconveniente es el manejo y almacenamiento de alto riesgo por ser muy volátiles y contaminantes, por lo que actualmente se usa en formaciones altamente sensibles al agua. (Jiménez y Tercero, 2013)

El fluido más usado es el petróleo liviano del mismo pozo, pero su uso se restringe a pozos poco profundos y con bajos gradientes de fractura. Su alta pérdida por filtrado no permite una fractura de gran extensión. Los componentes esenciales en este tipo de fluidos son: solventes, geles base hidrocarburos y activadores. (Jiménez y Tercero, 2013)

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite, es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto (del orden de 20% o mayor) o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio (pruebas de inmersión) comprueban una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua. En cuanto a las ventajas de los geles base agua sobre los geles base aceite se puede mencionar: (Jiménez y Tercero, 2013)

- Mejor capacidad de transporte (viscosidad).
- Cabeza hidrostática mayor, por lo tanto menor caballaje requerido.
- Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base.
- Mayor seguridad (fluido no-inflamable).
- Facilidad de manejo de desechos (disposición de fluidos sobrantes).
- Permiten ser mezclados en forma continua, utilizando sólo los materiales efectivamente bombeados al pozo.

2.5.2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO BASE AGUA

Los fluidos base agua son muy usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo. Muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, pero a medida que esta se incrementa estas soluciones se adelgazan significativamente, sin embargo, el aumentar la concentración de polímeros puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la cara de la fractura. En su lugar se utilizan agentes de reticulación cuya función es incrementar el peso molecular efectivo del polímero, aumentando la viscosidad del fluido. (Jiménez y Tercero, 2013)

2.5.3. POLIMEROS

Estos productos gelificantes incrementan y mantienen la viscosidad del fluido a diferentes rangos de temperatura. (Díaz y Lasso, 2013)

2.5.4. ADITIVOS

- Reticulador (crosslinker): es una sustancia activadora que modifica la estructura molecular de los polímeros para incrementar la viscosidad del fluido antes de que ingrese a la formación. (Díaz y Lasso, 2013)

- Regulador (buffer): su función es conseguir una óptima reticulación de los fluidos, manteniendo y ajustando el pH. (Díaz y Lasso, 2013)
- Estabilizadores de arcillas: su función es inhibir o minimizar la incompatibilidad del fluido con la matriz, evitando el desplazamiento de las arcillas. (Díaz y Lasso, 2013)
- Ruptores de gel (screaker): degradan la cadena de polímero una vez que se ha completado el tratamiento. (Díaz y Lasso, 2013)
- Surfactantes: los agentes surfactantes reducen la tensión superficial o la tensión interfacial en el espacio poroso de la roca. (Díaz y Lasso, 2013)
- Bactericidas: su función es proteger la formación del desarrollo de bacterias anaeróbicas. (Díaz y Lasso, 2013)

2.5.5. APUNTALANTE

El apuntalante o agente de sostén es una arena natural o sintética que se inyecta con el fluido de fractura, y su función es mantenerla abierta una vez que la presión de inyección disminuya. Está diseñado para soportar los esfuerzos de cierre de la formación y su selección depende de los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca. (Jiménez y Pérez, 2014)

Se dividen en dos grupos de acuerdo a las propiedades físicas:

- Apuntalantes elasto-frágiles: las deformaciones que sufre son casi nulas al aplicar los esfuerzos sobre este material, hasta que viene la ruptura. (Jiménez y Pérez, 2014)
- Apuntalantes elasto-plásticos: la deformación es proporcional al esfuerzo aplicado sobre este material, primero presenta una fase elástica y después el comportamiento de la deformación es plástica. (Jiménez y Pérez, 2014)

El tamaño y la concentración determinan la selección del tipo de apuntalante, así como la presión de cierre anticipada y la permeabilidad de las fracturas en sitio requerida. (Jiménez y Pérez, 2014)

Por su procedencia los tipos de apuntalante son:

- Apuntalantes naturales: esta arena es mucho más barata y de fácil disponibilidad en muchas áreas, pero su desventaja es la reducción de conductividad cuando se cierra la fractura. (Jiménez y Pérez, 2014)
- Apuntalantes sintéticos: se caracterizan por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación al cerrarse la fractura, resisten esfuerzos de cierre de hasta 15.000 psi. De acuerdo a sus características hay cuatro tipos de agentes apuntalantes: (Jiménez y Pérez, 2014)
 - Arena regular
 - Arena recubierta con resina (ya sea pre-curado o curable).
 - Apuntalantes de resistencia intermedia.
 - Apuntalantes de alta resistencia.

2.6. DISEÑO DE REACONDICIONAMIENTO DE FRACTURAMIENTO

El diseño de trabajo de fracturamiento sigue las siguientes etapas:

- a. Controlar pozo con salmuera.
- b. Desarmar cabezal, armar BOP, probar líneas.
- c. Sacar completación anterior.
- d. Bajar BHA de limpieza.
- e. Correr registro de cementación.
- f. Asentar tapón CIBP, bajar BHA de fractura que consta generalmente de:
 - Mule shoe
 - Joint
 - Packer
 - Joint
 - No-go
 - Joints to surface

- g.** Correr registro de temperatura; este registro es prefrac y muestra que la zona que se punzonó tiende a calentarse y se puede visualizar en el mismo la variación de temperatura, además de permitir visualizar el límite superior que tendría la fractura. (Schlumberger, 2015)
- h.** Realizar FallOff test, llamado también mini FallOff es una prueba previa al fracturamiento que consiste en bombear fluido a la formación (KCl o gel de fracturamiento) determinando así parámetros como son: presión del reservorio, transmisibilidad y daño en la formación, siempre y cuando se bajen con sensores de fondo. (Schlumberger, 2015)
- i.** Realizar el DataFrac que es un mini fracturamiento sin apuntalante que permite determinar la eficiencia de fluido de fractura y la presión real de cierre, estos datos son parte del rediseño de la fractura. (Schlumberger, 2015)
- j.** Correr registro de temperatura, este registra la variación de temperatura que se da entre la formación y el fluido inyectado del DataFrac, mediante el cual se puede visualizar que la temperatura tiende a disminuir en la zona de la fractura.

Dos horas posteriores se corre nuevamente un registro de temperatura porque en ese intervalo de tiempo el fluido y la formación tienden a estabilizar su temperatura consiguiendo así el límite inferior de la fractura para determinar la altura real de la fractura además del volumen de arena que se va a utilizar y con esto obtener la longitud y ancho de la fractura en base al volumen de fluido que se va a usar. (Schlumberger, 2015)

- k.** Una vez analizados los resultados del DataFrac y de los registros de temperatura, se rediseña la simulación de la fractura procediendo a realizar un ajuste con respecto a los volúmenes y características del fluido y apuntalante. (Schlumberger, 2015)
- l.** Ejecutar la operación de fracturamiento hidráulico, que se realiza bombeando en las siguientes etapas:
 - 1. Pad o colchón, es el mayor volumen de fluido bombeado inicialmente para producir la fractura y abrirla lo suficiente durante la operación de fracturamiento, para que pueda ingresar el agente de sostén. (Schlumberger, 2015)

2. Tratamiento, se inyecta el fluido de fractura cargado de apuntalante que actuará como agente de sostén evitando el cierre de la fractura, pero permitiendo el paso de fluidos. (Schlumberger, 2015)

3. Una etapa de flush o enjuague, consiste en la inyección de un fluido de limpieza que se utiliza en la última etapa de bombeo para desplazar todo el apuntalante, es importante porque no hay que desplazar más allá de la cara de la fractura debido a que se podría cerrar la fractura. (Schlumberger, 2015)

- m. Desasentar packer, sacar BHA de fractura y circular.
- n. Se recomienda tomar un nuevo build up.
- o. Diseñar levantamiento.
- p. Rig release.

2.7. SELECCIÓN DE POZOS A ESTIMULARSE

Es importante mencionar que debido a la confidencialidad de documentos e información de la empresa pública Petroamazonas EP, solo se obtuvo información de los pozos Guanta 15 y Guanta 30 para su debido estudio, como posibles pozos candidatos a fracturarse.

Después de haber obtenido la información de estos dos pozos, se realiza un análisis en el siguiente capítulo de las características de reservas, historiales de producción, registros eléctricos, registros de cementación, datos de build up, etc, con la finalidad de determinar si cada uno de los parámetros mencionados presenta las condiciones necesarias para realizar un fracturamiento hidráulico.

La tabla 2.1 muestra los parámetros que se tomaron como referencia para determinar a estos pozos como candidatos a fracturarse, ya que presentan altos daños de formación, disminución de producción y un alto diferencial de presión; en base a esta información se concluye que estos pozos son potenciales para realizar un fracturamiento hidráulico en concordancia con la información brindada por Petroamazonas EP.

TABLA 2.1. SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO

No	Pozo	Propiedades del pozo	Pozo candidato
1	Guanta 15	Daño = 19,3 Diferencial de Presión = 1709,99 psi Promedio de Cierre = 89,33 BFPD	Si
2	Guanta 30	Daño = 5 Diferencial de Presión = 1715 psi Promedio de Cierre = 42,91 BFPD	Si

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

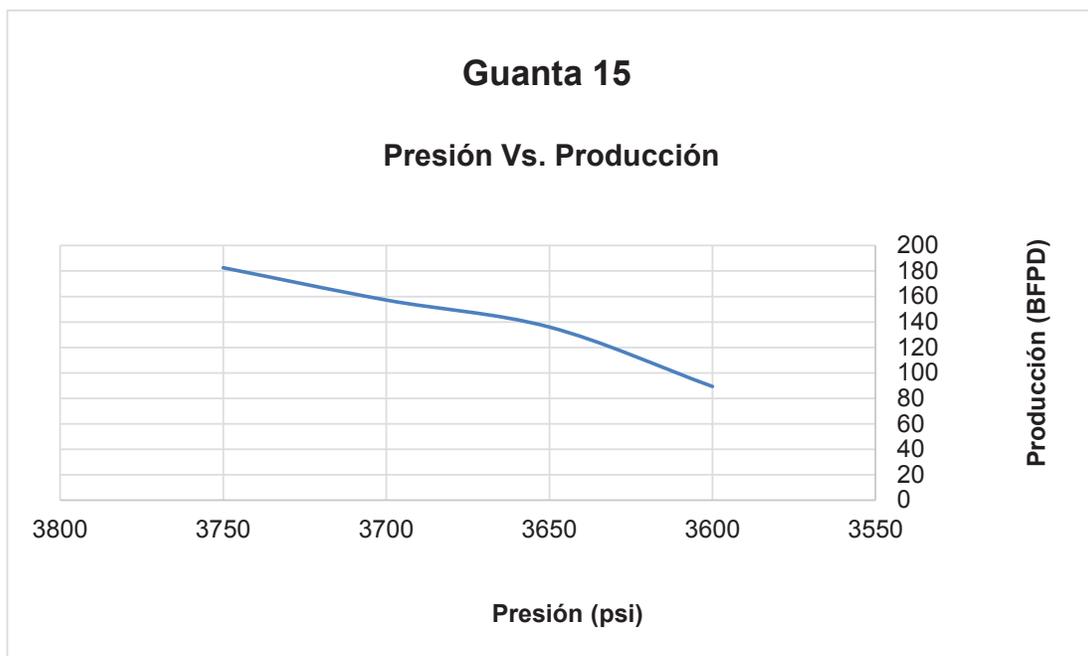
2.7.1. POZOS SELECCIONADOS

2.7.1.1. Guanta 15

Actualmente este pozo se encuentra cerrado, por lo que se han realizado estudios con el fin de determinar si el pozo tiene condiciones óptimas para realizar un trabajo de fracturamiento.

La producción del pozo anteriormente era de la arenisca “Ui” pero en Mayo de 2015 empezó la producción de la arenisca “Ti”, la cual presento una caída considerable, por lo que se propone fracturar esta arenisca.

A continuación se presenta la gráfica 2.1 de presión vs producción de la arenisca “Ti” en la cual se observa una caída de presión y producción en el pozo.

GRÁFICA 2.1. PRESIÓN VS PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 15 (ARENISCA TI)

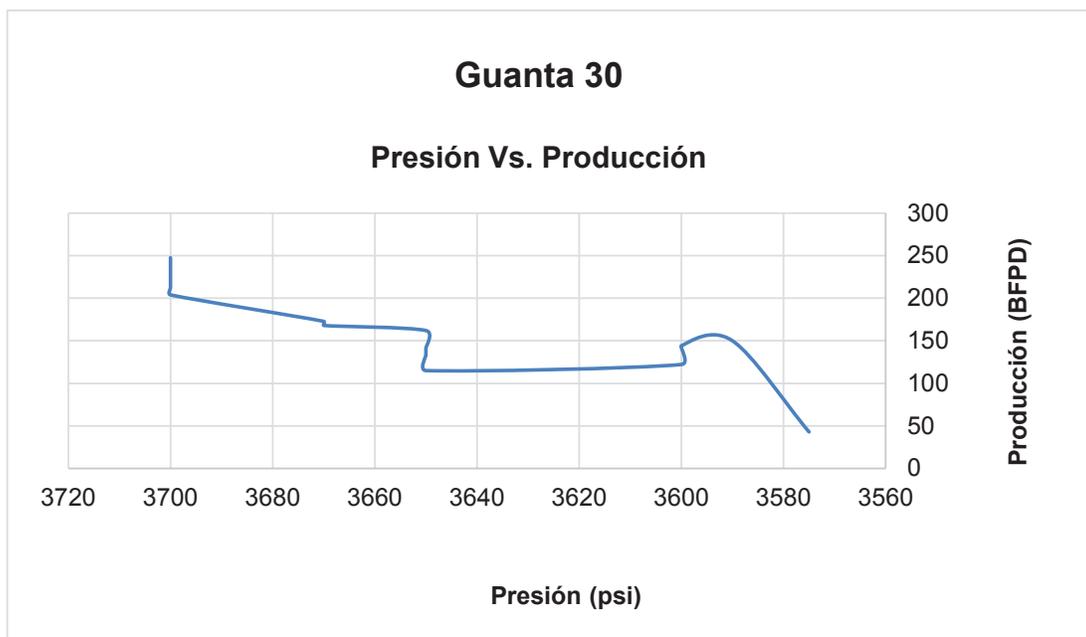
Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

2.7.1.2 Guanta 30

Este pozo inicio su producción de la arenisca “Ui”, después de un tiempo y debido a la perdida de presión del reservorio hubo una caída de producción elevada. En Febrero de 2015 se decide cerrar el pozo con el fin de realizar estudios para analizar los posibles trabajos que se realizarán con el objetivo de incrementar la producción del pozo.

A continuación se presenta la gráfica 2.2 de presión vs producción en la cual se pude observar una caída de presión y producción en el pozo.

GRÁFICA 2.2. PRESIÓN VS PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 30 (ARENISCA UI)

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO-EXPERIMENTAL

Para realizar el análisis técnico-experimental de este proyecto se toma como referencia el pozo Guanta 18, en el cual se aplicó la técnica de fracturamiento hidráulico, y dos pozos propuestos por la compañía Petroamazonas, candidatos para la implementación de dicho método, Guanta 15 y Guanta 30.

3.1. ANÁLISIS TÉCNICO DEL POZO FRACTURADO GUANTA 18

Para realizar el análisis técnico-experimental de este proyecto, se toma como referencia un pozo ya fracturado del campo Guanta-Dureno, con el objetivo de tener una guía de todo lo que implica un trabajo de fracturamiento hidráulico.

El pozo Guanta 18 fue fracturado en la arenisca Ti en Mayo de 2014 y es el pozo que permite establecer en este proyecto todos los parámetros importantes que se consideran al momento de seleccionar un pozo candidato para fracturar.

El pozo Guanta 18 fue seleccionado para fracturar en el año 2014, tomando en cuenta el análisis de los siguientes parámetros:

- Reservas de la arenisca a fracturar.
- Historial de producción del pozo.
- Historial de reacondicionamiento del pozo.
- Datos de build up.
- Registros eléctricos y registros de cementación de la arena de interés.
- Simulación del diseño de la fractura.

Toda esta información permite comprender el comportamiento del pozo Guanta 18 desde su inicio y determinar el tratamiento adecuado para mejorar su producción.

En este capítulo se realiza una comparación pre fracturamiento y post fracturamiento de los parámetros más relevantes que caracterizan al pozo Guanta 18, y así concluir si se obtuvieron los resultados esperados con respecto a la propuesta de fracturamiento presentada.

3.1.1. POZO: GUANTA 18

3.1.1.1. Antecedentes

3.1.1.1.1. Reservas

El pozo Guanta 18 tiene una producción acumulada en T inferior de 10.5 MM bls de petróleo de las reservas originales, se dispone de 13 MM bls de reservas remanentes que corresponden a un 55.29 % de las reservas originales por drenar.

Esta cantidad de reservas remanentes por seguir recuperado fue uno de los parámetros que determinaron la realización del fracturamiento en este reservorio para este pozo. (Petroamazonas, 2015) La tabla 3.1 presenta las reservas del pozo.

TABLA 3.1. RESUMEN DE RESERVAS DE LA ARENISCA TI DEL POZO GUANTA 18

Reservas originales MM (bls)	Producción acumulada MM (bls)	Reservas remanentes MM (bls)
23.5	10.5	13

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.1.1.1.2. Historial de producción pre-fractura

- El Guanta 18 es perforado el 25 de Marzo de 2008, se punzonó la arenisca “Ui” en el intervalo de 9982 ft a 10.012 ft. Este pozo se terminó de perforar el 2 de Mayo de 2008, fue completado el 23 de Junio de 2008 e inicia la producción para la arenisca “Ui” con 970 BPPD y 6% de BSW. La arenisca

“Ui” fue fracturada en Abril de 2011 con resultados satisfactorios, en Mayo la producción disminuye, el pozo no aporta. El pozo produce de la arenisca “Ui” (190 BFPD; 10% BSW) y se cierra por posible packer desasentado. En Enero de 2012 se realiza un cambio de completación PPH.

- Se cañonea intervalos de “H” para evaluar y completar en Enero de 2013 y en Marzo de 2013 inicia la producción de las areniscas "H+U" sin éxito por lo cual el pozo queda cerrado. En Septiembre de 2013 se realiza un cambio de zona productora de Hollín a "Ti", por lo que se dispara la arenisca "Ti" en el intervalo de 10.184 ft a 10.234 ft y no se obtiene resultados satisfactorios, por esta razón se cañonea a 9059 ft produciendo de la arenisca “Bt” (100 BFPD=100; BSW=30%), pero el pozo es cerrado por bajo aporte. En Octubre de 2013 el pozo Guanta 18 fue cerrado, la tabla 3.2 muestra el historial de producción del pozo.

TABLA 3.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 18

Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
ene-11	UI	243,75	84,75	47,47	28,80
feb-11	UI	110,70	87,67	26,77	28,40
mar-11	UI	-13,25	-21,00	34,25	28,40
abr-11	UI	204,00	30,50	85,83	29,10
may-11	UI	169,1	67,65	57,07	28,40
jun-11	UI	89,00	81,25	14,98	28,40
jul-11	UI	176,0	172,5	1,950	28,80
ago-11	UI	91,50	85,00	7,650	29,00
sep-11	UI	133,0	119,0	10,20	29,70
oct-11	UI	201,0	187,0	8,300	29,10
nov-11	UI	178,2	165,4	7,300	29,00
dic-11	UI	32,75	22,25	8,900	28,93
ene-12	UI	211,1	94,43	40,67	29,10
feb-12	UI	248,2	157,3	38,55	28,58
mar-12	UI	198,6	97,20	57,00	28,84
abr-12	UI	234,3	117,5	52,85	29,00
may-12	UI	209,2	106,2	51,12	29,09
jun-12	UI	149,9	51,75	69,46	29,07
jul-12	UI	146,3	132,2	11,38	29,10
ago-12	UI	67,45	53,82	33,9	29,25
feb-13	H	72,00	64,00	11,00	

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.2. CONTINUACIÓN

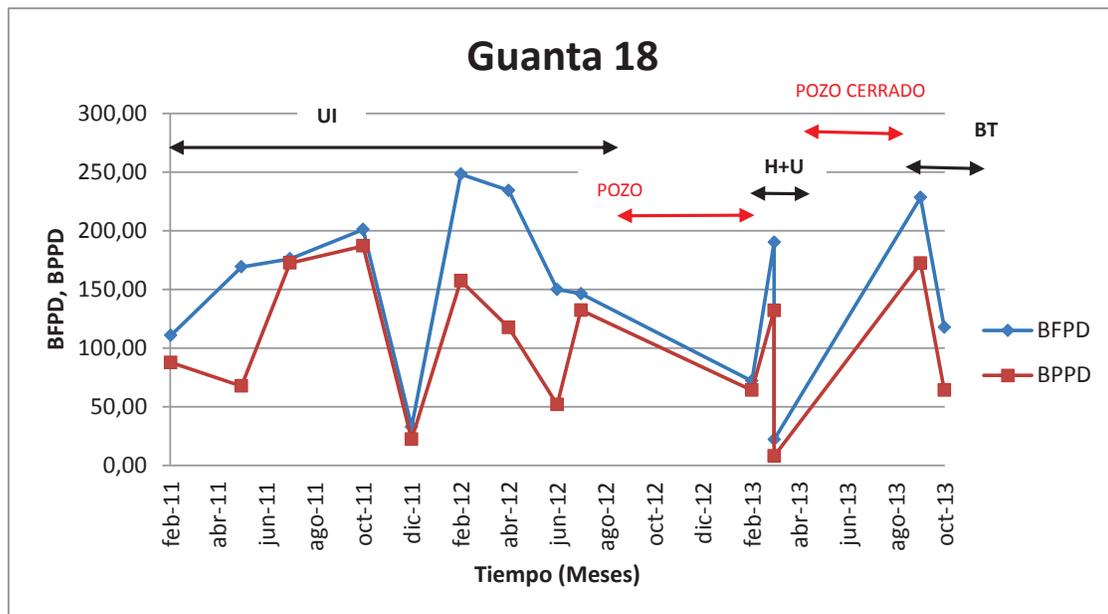
Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
mar-13	H+U	190,0	132,0	33,00	29,40
mar-13	H	22,00	8,000	64,00	29,35
sep-13	BT	228,3	172,1	23,98	26,92
oct-13	BT	117,6	64,13	54,85	27,49
oct-13	POZO CERRADO NO APORTA				

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Andrea Mencías

De 2011 a 2013 el pozo Guanta 18 ha obtenido una producción de diferentes areniscas: "U", "H", y "Bt", como se puede observar en la tabla 3.2 y se ha presentado una declinación en la producción durante estos tres años. Tomando en cuenta que posterior al cañoneo de la arenisca "Ti" no se observó aporte, el pozo Guanta 18 presenta un daño severo de -2.7, por esta razón en base a los antecedentes del historial de producción se recomienda un trabajo de estimulación para realizar un bypass del daño de formación y poder traer el pozo a producción. Se recomienda la implementación de la técnica de fracturamiento.

GRÁFICA 3.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 18



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

La gráfica 3.1 muestra el historial de producción de la arenisca “Ui” de Febrero de 2011 hasta Agosto de 2012. En Febrero de 2013 se realiza un cambio de arenisca, de “Ui” a “H” y en Marzo del mismo año el pozo empieza a producir de la arenisca “Bt” hasta Octubre que el pozo queda cerrado por bajo aporte; siendo necesaria la implementación de algún método para recuperar o incrementar la producción.

La tabla 3.3 presenta un resumen del historial de producción del pozo durante los últimos meses antes de su cierre.

TABLA 3.3. RESUMEN DE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 18

Producción inicial							
N°	Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Método
1	10-jun-08	UI	1032	970	6,00	27,4	PPH
Última producción							
N°	Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Método
1	11/05/2012	UI	203	106	50,7	29,1	PPH
2	09/06/2012	UI	178	52	59,0	29,0	PPH
3	22/07/2012	UI	196	132	7,70	29,1	PPH
4	16/08/2012	UI	80	54	15,0	29,1	PPH
5	21/02/2013	H	72	64	11,0		PPH
6	02/03/2013	H+U	171	70	61,0	29,4	PPH
7	26/09/2013	BT	274	172	16,0	29,3	PPH
8	06/10/2013	BT	91	64	31,4	28,4	PPH

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.1.1.1.3. Historial de reacondicionamiento

Inician perforación: 25-Mar-2008

Terminan perforación: 02-May-2008

Fecha de completación: 23-Jun-2008

Intervalos disparados:

- **Arenisca “Ui”**
9982 ft - 10.012 ft (30 ft)

- **Arenisca “Tp”**

10.184 ft - 10.234 ft (50 ft)

A continuación, las tablas presentan la prueba oficial y los trabajos de reacondicionamiento realizados en el pozo.

Prueba oficial:

TABLA 3.4. PRUEBA OFICIAL

Fecha	Arenisca	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
10-jun-08	UI	PPH	1032	970	6	27,4	CTK	

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo exitoso.

W. O. N° 01

Fecha: 14-Ene-2011

Objetivo: Estimular "Ui". Evaluar. Tomar Pwf. Rediseñar B.E.S.

TABLA 3.5. WORKOVER N° 01

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
27-oct-10	UI	PPS	398	394	1	27,4	60	ANTES DE W.O.
28-ene-11	UI	PPH	204	167	18	27,4	75	DESPUÉS DE W.O.

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: No satisfactorio, no se recupera producción anterior. Perdida +/- 180 BPPD.

W. O. N° 02

Fecha: 26-Abr-2011

Objetivo: Realizar fracturamiento hidráulico a la arenisca "Ui".

TABLA 3.6. WORKOVER N° 02

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
01-mar-11	UI	PPH	72	56	21,9	28,4	60	ANTES DE W.O.
30-abr-11	UI	PPH	216	122	43,3	29,1	75	DESPUÉS DE W.O.

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo Satisfactorio.

W. O. N° 03

Fecha: 19-Ene-2012

Objetivo: Cambio de completación PPH por posible packer desasentado.

TABLA 3.7. WORKOVER N° 03

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
06-ene-12	UI	PPH	113	100	12	29,2	82	ANTES DE W.O.
11-feb-12	UI	PPH	277	176	37	29,2	80	DESPUÉS DE W.O.

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo Satisfactorio.

W. O. N° 04

Fecha: 23-Jun-2012

Objetivo: Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

W. O. N° 05

Fecha: 17-Feb-2013

Objetivo: Cambio de completación de bombeo hidráulico por packer desasentado.

TABLA 3.8. WORKOVER N° 05

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
24-ago-12	UI	PPH	150	103	31,1	27,6	75	ANTES W.O.
17-feb-12	H	PPH	72	64	11			JET 8A-MTU

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo suspendido. Bajan tubería 3 1/2" EUE clase "B".

W. O. N° 06

Fecha: 04-Oct-2013

Objetivo: Cambio de zona de "Hollín" a "Ti". Disparar "Tp": 10.184 ft - 10.234 ft (50 ft).

TABLA 3.9. WORKOVER N° 06

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
06-mar-13	H	PPH	22	8	64	29,1	48	ANTES W.O.
05-oct-13	BT	PPH	132	66	60	28,2	22	DESP. W.O. N° 6 JET 10l CON MTU
06-oct-13	BT	PPH	91.2	63	31	31,9	26	

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo suspendido. Bajan tubería 3 1/2" EUE clase "B"

W. O. N° 07

Fecha: 23-May-2014

Objetivo: Realizar fracturamiento hidráulico a la arenisca "Tp".

TABLA 3.10. WORKOVER N° 07

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
06-oct-13	BT	PPH	91	66	31,4	28,4	60	ANTES W.O.
23-jun-14	TP	PPH	335	294	12,0	28,6	75	DESPUÉS DE W.O.

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo Satisfactorio.

TABLA 3.11. RESUMEN HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO GUANTA 18

W. O. N°	Fecha	Breve descripción	Resultados
1	14-ene-11	Estimular "Ui". Evaluar. Tomar Pwf. Rediseñar B.E.S.	No satisfactorio
2	26-abr-11	Realizar fracturamiento hidráulico a la arenisca "Ui".	Trabajo satisfactorio
3	19-ene-12	Cambio de completación PPH por posible packer desasentado.	Trabajo satisfactorio
4	23-jun-12	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	
5	17-feb-13	Cambio de completación PPH por posible packer desasentado.	Trabajo suspendido
6	04-oct-13	Cambio de zona de "Hollín" a "Ti". Disparar "Tp": 10.184 ft - 10.234 ft.	Trabajo suspendido
7	12-may-14	Realizar fracturamiento hidráulico a la arenisca "Tp".	Trabajo suspendido

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

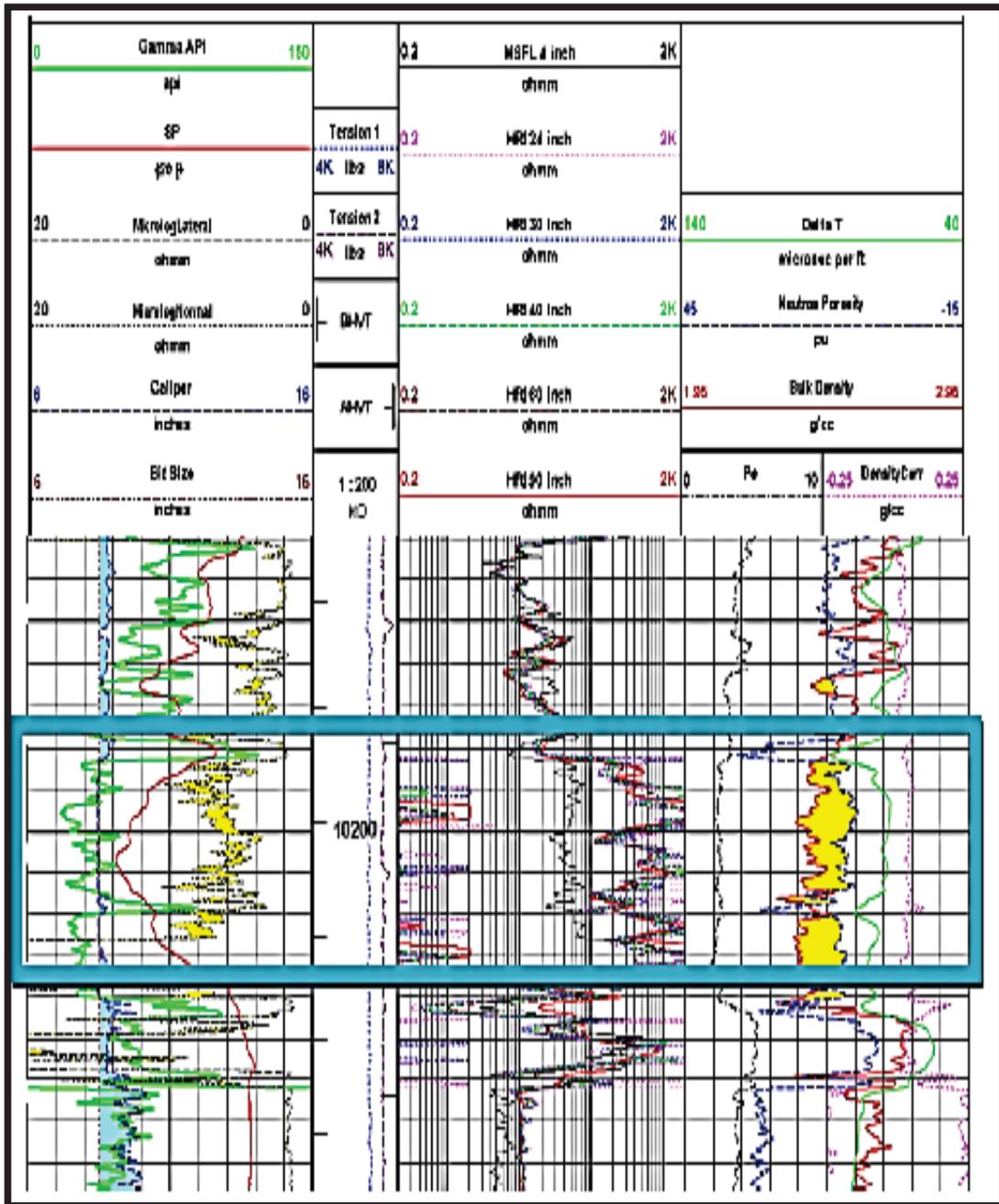
3.1.1.1.4. Registros

3.1.1.1.4.1. Registro eléctrico

La figura 3.1 muestra el registro eléctrico del pozo Guanta 18 de la arenisca "Ti", que presenta una zona de interés desde 10.185 ft hasta 10.232 ft, donde se puede observar lo siguiente:

- En el primer track se encuentra el registro Gamma Ray y Sp, con valores bajos en las profundidades de 10.160 ft a 10.230 ft, lo que indica presencia de areniscas.
- En el segundo track el registro de resistividad presenta valores de hasta 300 ohmm, el intervalo puede estar lleno de hidrocarburo.
- En el tercer track el registro litológico presenta un valor bajo, que indica la presencia de areniscas con bajo contenido de arcillas. Además se observa la separación de las curvas de densidad y neutrón lo que indica la presencia de hidrocarburo.

FIGURA 3.1. REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO GUANTA 18



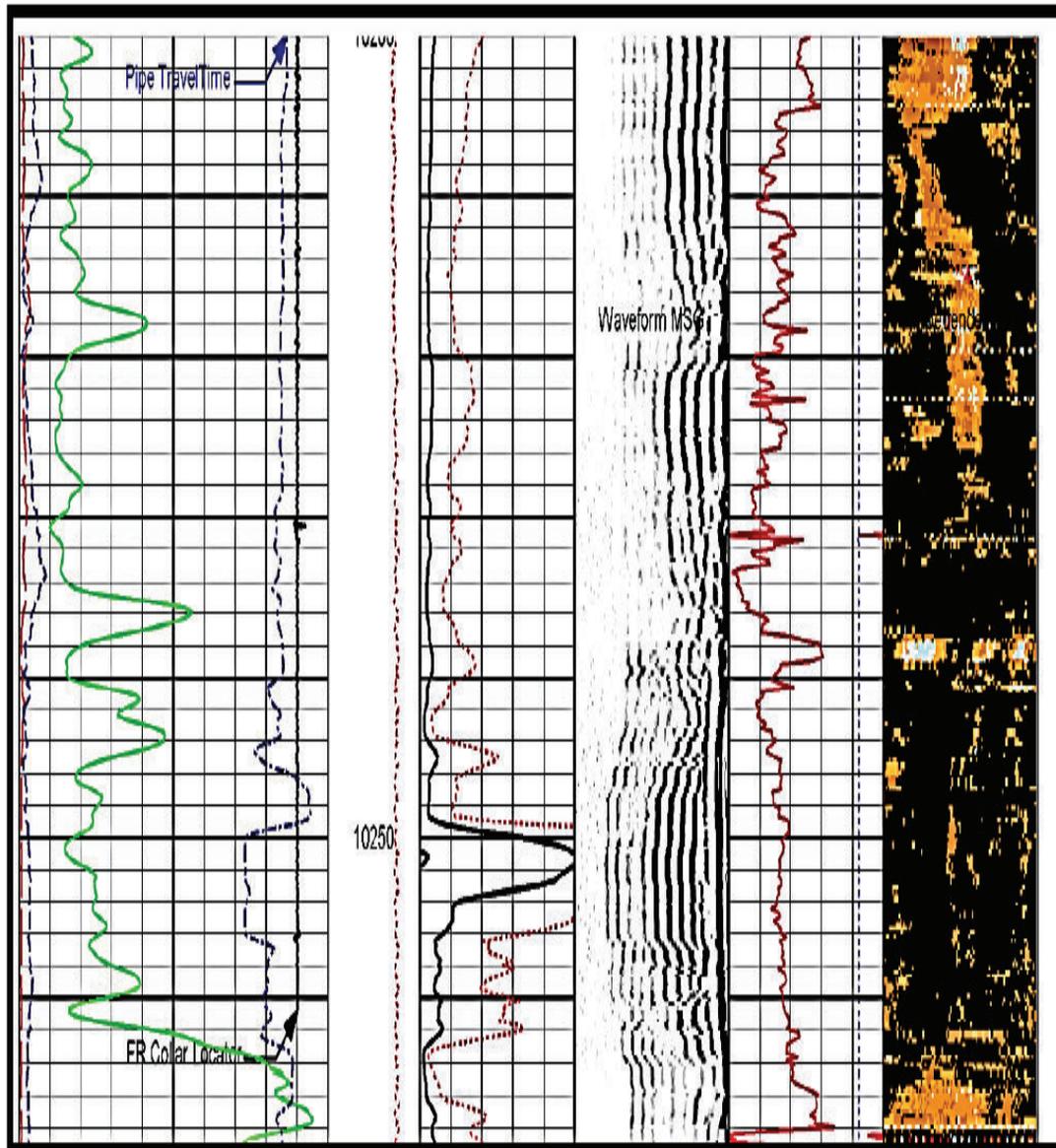
Fuente: Petroamazonas EP.

3.1.1.1.4.2. Registro de cementación

La figura 3.2 muestra el registro de cementación del pozo Guanta 18 de la arenisca "Ti", En este registro de evaluación de cemento con herramientas CAST (Circunferencial Acoustic Scanner Tool) y CBL-VDL (Cement Bond Log and Variable Density Log) permite observar en la zona de interés de 10.200 ft a 10.262 ft las siguientes características:

- El VDL muestra una buena adherencia entre el cemento y la formación, debido a los arribos de formación que se asemejan al Gamma Ray presentado en el track 1.
- Baja amplitud en el track 3 desde la parte superior hasta 10.248 ft, indica una buena adherencia entre la tubería y el cemento.
- Adicionalmente en el VDL del track 4 presenta no tener arribos de tubería, ni el característico "Chevron" de las juntas de tubería.
- El track 5 presenta la impedancia acústica del cemento con un promedio de 7 mRayls, el mapa de impedancia del track 6 muestra una buena calidad de la lámina de cemento alrededor del revestidor y un buen aislamiento hidráulico entre la tubería, el cemento y la formación.
- En el intervalo de 10.248 ft a 10.260 ft se observa que el cemento no está adherido a la tubería debido a la lectura de la amplitud del CBL de 50 mV, indicado también en los arribos de señal en el VDL que muestra señal de tubería, pero el CAST no lo ve. La adherencia con la formación es buena ya que refleja señal de formación en el VDL (Petroamazonas, 2015).

FIGURA 3.2. REGISTRO DE CEMENTACION DEL POZO GUANTA 18



Fuente: Petroamazonas EP.

3.1.1.2. Análisis del pozo Guanta 18 para realizar fracturamiento

3.1.1.2.1. Datos del pozo

Intervalo punzonado: Arenisca "Ti" = 10.184 ft - 10.234 ft (MD).

A continuación, las tablas presentan información de producción, reservorio y fluidos del pozo.

TABLA 3.12. PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 18

Prueba de producción		
Q_o	92	BPPD
Q_w	63	BAPD
Q_t	155	BFPD
BSW	45	%
API	28,9	°

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.13. PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL POZO GUANTA 18

Parámetros de reservorio		
Hn	50	ft
ϕ	15	%
T _y	227	°F

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.14. PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS DEL POZO GUANTA 18

Parámetros del fluido		
U_o	1,24	Cp
Cr	3,72E-04	psi ⁻¹
γ_{gas}	1,17	

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Los valores de daño y permeabilidad que se tienen del pozo, se presentan en la tabla 3.15.

TABLA 3.15. DATOS DEL POZO GUANTA 18

Parámetros		
Pr	1950	Psi
P _{wf}	599	Psi
P _b	1398	Psi

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.15. CONTINUACIÓN

Parámetros		
ϕ	15	%
K	16,6	Md
SKIN	-2.7	
IP	0,115	BF/D/PSI

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

El intervalo de interés del pozo Guanta 18 corresponde a la arenisca objetivo “Tp”, que va desde 10.184 ft a 10.234 ft, con un espesor de 50 ft, en donde se observa según las tablas de los datos de este pozo que la arenisca presenta un daño de -2.7, ya que fue punzonada pero no se obtuvo producción debido a un posible taponamiento originado por los disparos en este intervalo.

Se desea mejorar la permeabilidad relativamente baja que presenta de 16.6 md, logrando incrementar el índice de productividad de 0.115.

Con estos datos del pozo se puede determinar que resulta ser un candidato adecuado para efectuar un fracturamiento hidráulico, ya que presenta un daño considerable, una permeabilidad relativamente baja y además tiene un índice de productividad bajo.

3.1.1.3. Diseño propuesto de la fractura hidráulica para el pozo

3.1.1.3.1. Descripción de fluidos y apuntalante

Para el diseño de la fractura se tomaron en cuenta los datos obtenidos de pozos fracturados en el mismo yacimiento. En la simulación se usó un gradiente de fractura de 0,62 psi/pie y un Módulo de Young de $3,6 \times 10^6$ psi en la arenisca objetivo. (Schlumberger, 2015)

Para la selección del agente de sostén, se tomó como principal parámetro la presión de cierre que se espera conseguir en el yacimiento y la conductividad del

apuntalante a dicha presión. Se estima que el gradiente de fractura este en el orden de 0,62 psi/pie (teniendo como referencia pozos en el mismo yacimiento). Esto da un esfuerzo de cierre sobre el apuntalante de 3858 psi aproximado. El agente apuntalante a utilizar es CarboLite 20/40, el cual posee la capacidad de resistir este valor de esfuerzo sin que se produzcan fallas de grano que reduzcan significativamente la conductividad de la fractura creada. (Schlumberger, 2015) La tabla 3.16 presenta las características del apuntalante.

El pre-diseño se realizó con el preflujó OneSTEP GP (80 bbls), fluido de fractura YF135HTD, utilizando 20.000 lb de CarboLite 20/40. (Schlumberger, 2015)

Previo al fracturamiento hidráulico se recomienda realizar un DataFRAC con 100 bbl de YF135HTD para correlacionar los parámetros de formación y determinar el coeficiente de pérdida del fluido de fractura. La tabla 3.17 presenta volúmenes y presiones para la fractura. (Schlumberger, 2015)

TABLA 3.16. CARACTERÍSTICAS DEL APUNTALANTE A SER USADO, POZO GUANTA 18

Data apuntalante				
Nombre apuntalante	Gravedad específica	Diámetro Medio (in)	Porosidad de empaque (%)	Permeabilidad (md)
CarboLite 20/40	2,74	0,029	35	233.416

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.17. VOLÚMENES Y PRESIONES ESTIMADAS DURANTE TRATAMIENTO

Etapa	Fluido	Volumen (bbl)	Pmax esperada (psi)	Caudal (bpm)	Propante (lbs)
Preflujo	OneSTEP GP	80	5000	5-20	
Desplazamiento	WF135	92	5000	20	
DataFRAC	YF135HTD	100	5000	20	
Desplazamiento	WF135	92	5000	20	
Fractura	YF135HTD	260	5000	20	20.000 lb-CarboLite 20/40
Desplazamiento	WF135	89	5000	20	

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

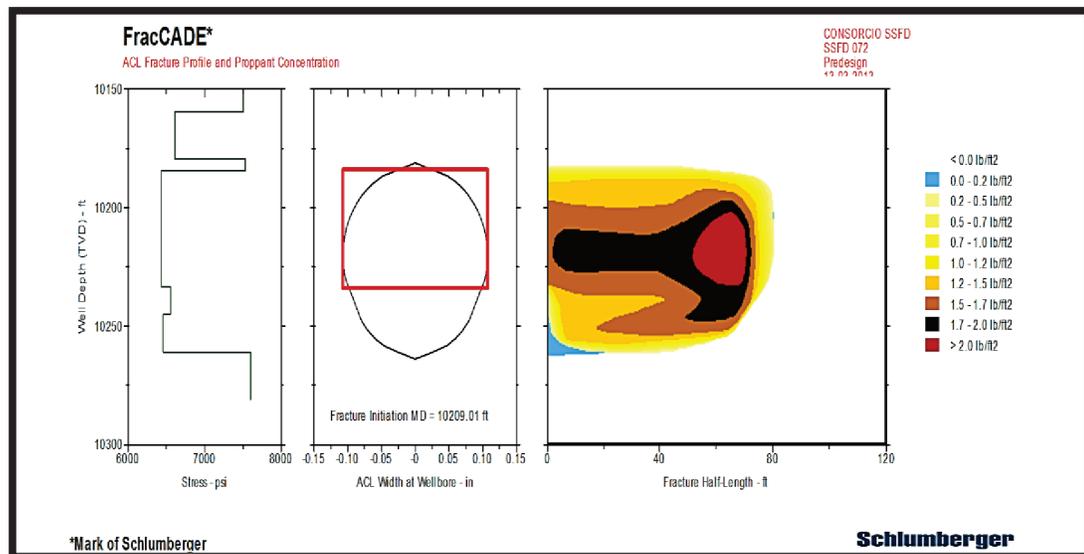
3.1.1.3.2. Simulación FracCADE

Los siguientes resultados son determinados para esta propuesta de fractura usando un modelo vertical (Pseudo 3-D Vertical Model). (Schlumberger, 2015)

- Longitud media de fractura apuntalada 82,4 ft
- Altura hidráulica en pozo EOJ 82,8 ft
- Ancho apuntalado promedio 0,164 in
- Concentración de gel promedio 861,0 lb/m gal
- Factor de retención de gel promedio 0,50
- Presión neta 1166 psi
- Eficiencia 0,268
- Conductividad efectiva 1896 md ft
- Fcd efectivo 1,1
- Presión máxima de superficie 5191 psi

La figura 3.3 ilustra la longitud media de la fractura que es de 82,4 ft y una altura de 82,8 ft, mientras la máxima presión en superficie es de 5191 psi.

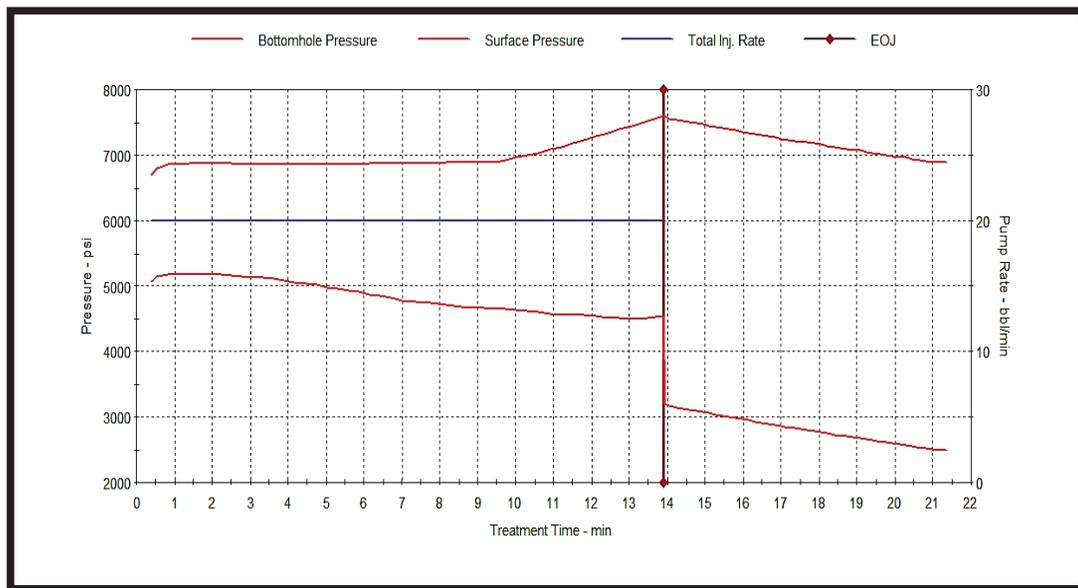
FIGURA 3.3. SIMULACIÓN DE LA FRACTURA DEL POZO GUANTA 18, ARENISCA TI



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

La simulación ilustra las presiones con respecto al tiempo de ejecución de la operación en la figura 3.4, la rata de bombeo es de aproximadamente 20 bpm, además se observa las presiones en superficie de 3150 psi y en el fondo del pozo de 7600 psi, siendo la máxima presión de trabajo. (Schlumberger, 2015)

FIGURA 3.4. SIMULACIÓN DEL TRATAMIENTO DEL POZO GUANTA 18 MEDIANTE FRACCADE



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

3.1.1.3.3. Programa de bombeo

Establecido por el simulador para alcanzar una longitud media de fractura apuntalada (X_f) de 90,2 ft. Con un promedio de conductividad (K_{fw}) de 1760 md.ft. (Schlumberger, 2015)

A continuación las tablas describen las características del fracturamiento en el pozo.

TABLA 3.18. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DEL POZO GUANTA 18

Job description						
Step name	Pump rate (bbl/min)	Fluid name	Step fluid volume (bbl)	Gel conc. (lb/mgal)	Prop. type and mesh	Prop. conc. (PPA)
PAD	20	YF135HTD	140	35		0
1,0 PPA	20	YF135HTD	15	35	CarboLite 20/40	1
2,0 PPA	20	YF135HTD	15	35	CarboLite 20/40	2
3,0 PPA	20	YF135HTD	20	35	CarboLite 20/40	3
4,0 PPA	20	YF135HTD	20	35	CarboLite 20/40	4
5,0 PPA	20	YF135HTD	20	35	CarboLite 20/40	5
6,0 PPA	20	YF135HTD	15	35	CarboLite 20/40	6
7,0 PPA	20	YF135HTD	15	35	CarboLite 20/40	7
FLUSH	20	WF135	89	30,2		0

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.19. VOLUMEN DE FLUIDO BOMBEADO DEL POZO GUANTA 18

Fluid totals
260 lb of YF135HTD
89 bbl of WF135

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.20. VOLUMEN DE APUNTALANTE BOMBEADO DEL POZO GUANTA 18

Proppant totals
20.200 lb of CarboLite 20/40

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.21. PORCENTAJE DE PAD BOMBEADO DEL POZO GUANTA 18

Pad percentages	
% PAD Clean	53,8
% PAD Dirty	49,8

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

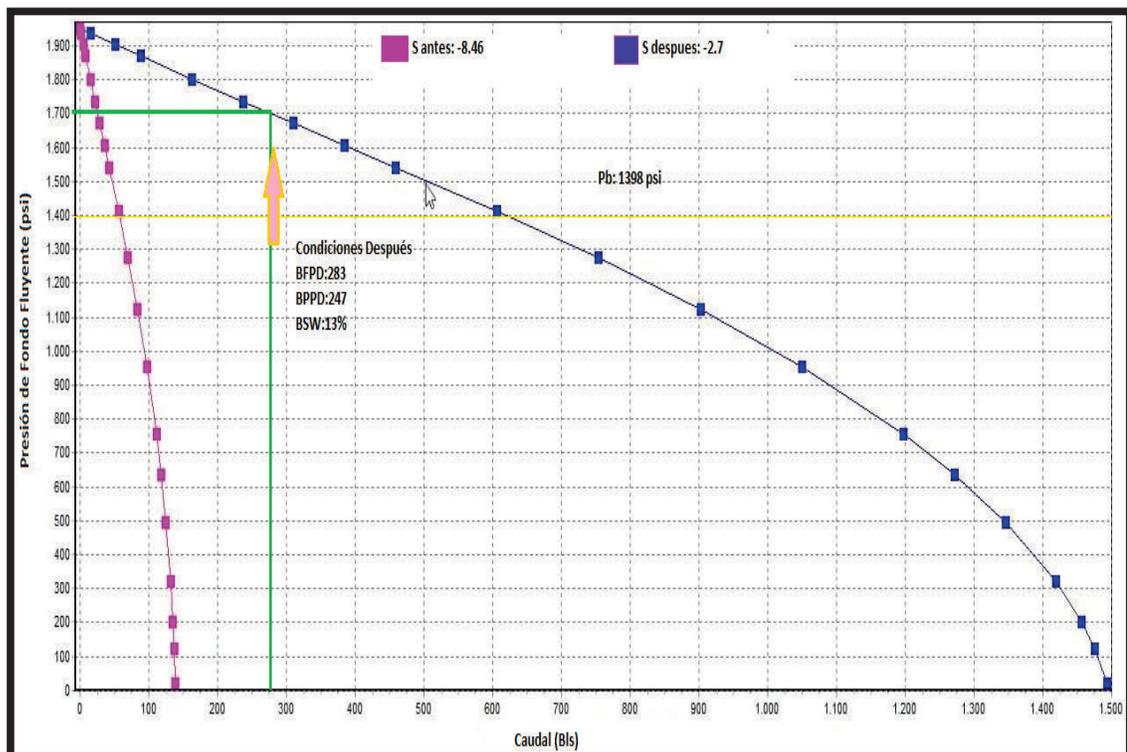
Elaborado por: Andrea Mencías

3.1.1.3.4. Producción esperada post-fractura

Se realizó un análisis nodal para determinar cuál sería la producción post-fractura. De acuerdo al análisis nodal se tendrá posterior al fracturamiento una producción de 247 BPPD, es decir se va a generar un incremento de aproximadamente 100 BPPD con respecto a la producción promedio de 2013 de 150 BPPD.

La grafica 3.2 presenta la producción del pozo Guanta 18 antes de realizar el trabajo de fracturamiento, en donde la arenisca "Ti" tiene un daño de -2.7 ya que esta fue punzonada en el intervalo de 10.184 ft a 10.234 ft, pero no se obtuvo ningún aporte de fluido. Además se observa la producción esperada después de la fractura, donde el daño de formación es de -8.46, con una producción de 283 BFPD, 247 BPPD y 13% de BSW.

GRAFICA 3.2. IPR DEL POZO GUANTA 18, ARENISCA TI



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.1.1.4. Análisis del pozo Guanta 18 posterior al fracturamiento de la arenisca “Ti”

La última producción pre fractura del pozo Guanta 18 fue de la arenisca “Bt” en Octubre de 2013, el pozo fue cerrado.

La fractura hidráulica se realizó el 23 de Mayo de 2014 a la arenisca “Ti” en el intervalo de 10.184 ft a 10.234 ft y posterior al fracturamiento se realizó una prueba de restauración de presión para determinar el estado del pozo después de la fractura.

3.1.1.4.1. Datos de build up test

Los valores obtenidos en la prueba de restauración de presión del 28 de Mayo de 2014 se presentan en las tablas 3.22 y 3.23.

TABLA 3.22. PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 18

Prueba de producción		
Qo	247	BPPD
Qw	36	BAPD
Qt	283	BFPD
BSW	13	%
API	29,5	°

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.23. RESULTADOS DEL BUILD UP TEST DEL POZO GUANTA 18

Resultados		
Pr	1470	Psi
Pwf	1155	Psi
Pb	1398	Psi
K	32,1	Md
SKIN	-8,46	
IP	0,9	BF/D/PSI

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

La prueba de build up nos permite determinar el estado del pozo Guanta 18 después de la fractura y corroborar si el daño de formación disminuyó en el intervalo de interés de la arenisca “Tp”.

Los resultados presenta un daño negativo de -8,46 lo que indica que la arenisca ha sido estimulada como resultado de la fractura, también se observa que la permeabilidad incremento a 32.1 md como resultado del trabajo de fracturamiento.

El Anexo 1 y Anexo 2 presentan el programa de trabajo de fracturamiento y el estado mecánico del pozo Guanta 18.

3.1.1.5. Análisis de la eficiencia del fracturamiento

Para determinar qué tan eficiente resultó el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Guanta 18, en la arenisca “Tp”, se realiza una comparación de los parámetros más relevantes que caracterizan las condiciones del pozo, como se observa en la tabla 3.24.

TABLA 3.24. COMPARACIÓN DE DATOS PRE-FRAC Y POST-FRAC DEL POZO GUANTA 18

	Fecha	Pr (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	K (md)	S	Qo (BPPD)	Bsw (%)	Ip (BF/D/PSI)
Antes	06-oct-13	1950	599	1398	16,6	-2,7	92	45	0,115
	24-may-14	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO							
Después	23-jun-14	1470	1155	1398	32,1	-8,46	247	13	0,9

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

- El pozo Guanta 18 antes del fracturamiento se encontraba cerrado, fue fracturado el 23 de Mayo de 2014 durante el W. O. N° 07 realizado el 28 de Abril de 2014 al 12 de Mayo del mismo año.
- La última producción pre fractura del pozo fue de “Bt” con 2 BPPD, el 15 de Octubre de 2013.

- El intervalo fracturado fue 10.184 ft a 10.234 ft en el yacimiento “Ti”, es decir un espesor de 50 ft.
- En el trabajo de fracturamiento del pozo Guanta 18 la rata de bombeo fue de 20 bpm, se utilizó 334 bls de fluido YF135HTD, 20.000 lbs de apuntalante Carbolite 20/40 y la eficiencia del fluido fue de 0.434.
- Pozo actualmente productor del reservorio “Ti” (24-Dic-2015).

3.1.1.5.1. Historial de producción post-fractura de la arenisca “Ti”

En Mayo de 2014 en el Workover No. 07 se realizó un fracturamiento hidráulico a la arenisca “Tp” en el intervalo de 10.184 ft a 10.234 ft, obteniendo resultados esperados con una producción de 250 BPPD y 7% de BSW. Considerando que el pozo tiende a estabilizar la producción en la arenisca “Tp”.

La tabla 3.25 presenta el historial de producción del pozo después de haber realizado la fractura hidráulica, en Mayo de 2014.

TABLA 3.25. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POST-FRAC DE LA ARENISCA TI DEL POZO GUANTA 18

Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
may-14	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO				
may-14	TP	204,0	117,0	42,0	
jun-14	TP	346,0	298,3	10,0	28,92
jul-14	TP	349,8	308,6	12,0	28,78
ago-14	TP	307,0	275,0	10,0	28,60
sep-14	TP	311,0	279,0	10,0	28,83
oct-14	TP	269,7	237,7	13,0	29,30
nov-14	TP	274,2	242,3	12,0	30,20
dic-14	TP	273,7	241,7	11,7	30,20
ene-15	TP	238,8	207,7	15,0	30,20
feb-15	TP	239,6	208,4	13,0	30,20
mar-15	TI	261,7	230,2	12,0	29,53
abr-15	TI	281,6	249,9	11,0	29,00
may-15	TI	267,3	226,2	16,0	29,00

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

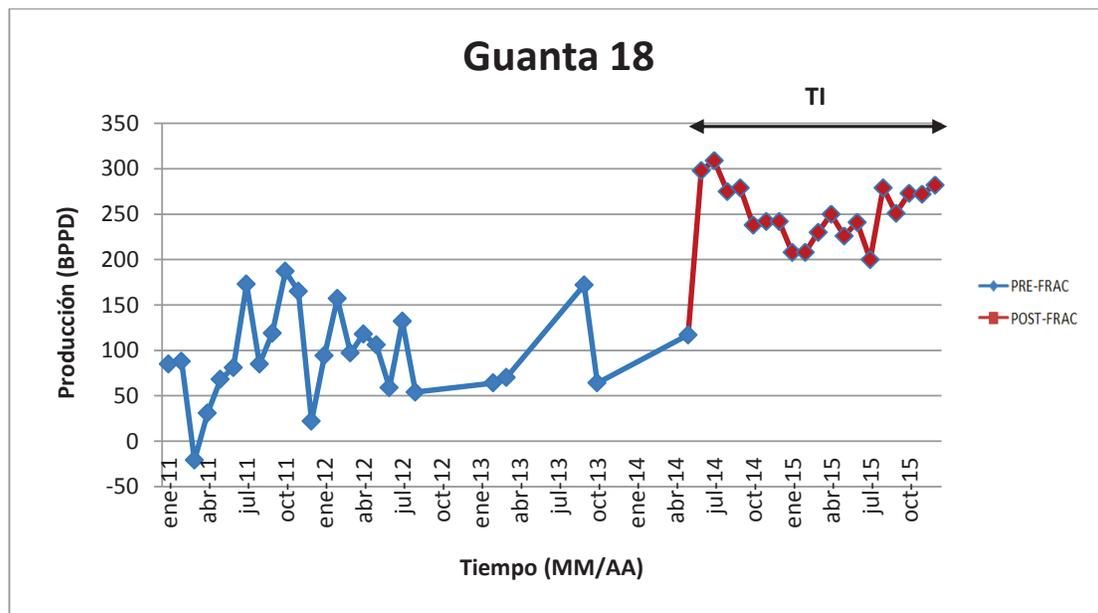
TABLA 3.25. CONTINUACIÓN

Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
jun-15	TI	260,3	241,3	7,00	29,53
jul-15	TI	216,8	199,5	8,00	30,00
ago-15	TI	294,9	279,3	5,67	29,60
sep-15	TI	270,5	251,0	7,28	29,70
oct-15	TI	290,0	273,3	5,80	29,53
nov-15	TI	291,8	272,4	6,64	29,68
dic-15	TI	297,7	282,3	5,17	29,53

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

GRÁFICA 3.3. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PRE Y POST FRACTURA DEL POZO GUANTA 18



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

En la gráfica 3.3 se muestra la producción desde Enero de 2011 de las areniscas punzonadas del pozo Guanta 18 (tres años antes del frac). La última producción antes de la fractura fue de la arenisca “Bt” con muy bajo aporte.

A partir de la fractura realizada a la arenisca “Ti” en Mayo de 2014, se observa en la gráfica el incremento de producción esperado como resultado de la fractura en esta arenisca hasta Diciembre de 2015 (un año después del frac).

3.2. ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURARSE

Guanta 15 y Guanta 30 son los pozos candidatos para realizar la técnica de fracturamiento hidráulico. En este proyecto, para su selección se tomó en cuenta los siguientes criterios de inclusión:

- Pozos con reservas aproximadas de 500.000 bls de petróleo para drenar.
- Potencial de la arenisca con un incremento apreciable de barriles de petróleo por día.
- Estado mecánico de los pozos.
- Condición de cementación.
- Pozos con tasas de baja productividad.
- Pozos con daño de formación.
- Pozos con baja a regular permeabilidad.

Todos estos parámetros son proporcionados por la empresa Petroamazonas EP, con esta información se seleccionó los pozos candidatos para fractura hidráulica del campo Guanta-Dureno, propuestos por Petroamazonas EP para este proyecto ya que presentaron resultados óptimos para la implementación de este trabajo.

3.2.1. POZO: GUANTA 15

3.2.1.1. Antecedentes

3.2.1.1.1. Reservas

El pozo Guanta 15 tiene una producción acumulada en T inferior de 10.5 MM bls de petróleo de las reservas originales, se dispone de 13 MM bls de reservas remanentes que corresponden a un 55.29 % de las reservas originales por drenar.

La cantidad de reservas remanentes por seguir recuperado determinan a este pozo como candidato para realizar un fracturamiento en este reservorio. (Petroamazonas, 2015) La tabla 3.26 presenta las reservas de la arena Ti del pozo.

TABLA 3.26. RESUMEN DE RESERVAS DE LA ARENISCA TI DEL POZO GUANTA 15

Reservas originales MM (bls)	Producción acumulada MM (bls)	Reservas remanentes MM (bls)
23.5	10	13

Fuente: Petroamazonas EP, 2015.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.1.1.2. Historial de producción

- El Guanta 15 es perforado el 10 de Agosto de 1997, punzonando las areniscas “Hs” en el intervalo de 9934 ft a 9950 ft y “Hi” en el intervalo de 9964 ft a 9988 ft. Este pozo se terminó de perforar el 3 de Septiembre de 1997, fue completado el 3 de Noviembre de 1997 e inicia la producción de la arenisca “Hs” en Octubre de 1997. En Diciembre de 2012 el pozo produce de la arenisca “Hs + Hi”, 190 BFPD y 80% de BSW, el pozo es cerrado por bajo aporte
- En Septiembre de 2013 se realiza un tratamiento antiescala a la arenisca “Ti”, se obtiene un alto corte de agua y pozo no produce, por esta razón abren camisa de la arenisca "Ui" para evaluar con unidad MTU. En Mayo de 2014 el pozo produce de la arenisca “Ui” 300 BFPD y 48-53% de BSW y en Septiembre el pozo es cerrado por alto BSW.

- El 15 de Abril de 2015, se redispasar con TCP la arenisca "Ti" en los intervalos de 9810 ft a 9816 ft, de 9828 ft a 9834 ft y disparos de 9834 ft a 9843 ft. Se obtuvo una producción de la arenisca "Ti" de 150 BFPD y un 30% de BSW. En Agosto de 2015 el pozo es cerrado por bajo aporte.

Se propone fracturamiento hidráulico para la arenisca "Ti" del pozo Guanta 15, siendo necesaria la implementación de un método para recuperar o incrementar la producción.

Es importante señalar que el pozo Guanta 15 es vecino del pozo Guanta 18. En el Anexo 3 se detalla el historial de producción de este pozo vecino después de haber sido fracturado en la arenisca "Tp" el 28 de Abril de 2014 (este pozo no presento aporte previo al fracturamiento realizado).

La tabla 3.27 muestra el historial de producción del pozo Guanta 15 hasta Agosto de 2015 cuando el pozo fue cerrado.

TABLA 3.27. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 15

Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
ago-12	HI+HS	259,9	125,6	8,60	28,71
sep-12	HI+HS	236,3	73,56	8,00	28,52
oct-12	HI+HS	237,8	85,00	66,2	28,68
nov-12	HI+HS	187,0	38,50	81,0	29,60
dic-12	HI+HS	143,7	6,330	95,0	29,60
feb-13	HI+HS	207,7	71,43	65,0	11,77
may-13		99,67	73,00	25,0	29,60
jun-13	TP	108,7	64,58	41,6	28,92
jul-13	TP	95,00	88,29	17,8	28,51
ago-13	TI	132,0	127,0	3,50	29,20
sep-13	TI	159,6	111,7	12,3	29,38
sep-13	UI	715,4	370,5	96,9	71,47
oct-13	UI	224,3	81,00	65,4	29,53
nov-13	UI	216,0	66,71	77,4	29,31
dic-13	UI	270,6	88,20	67,7	29,40
ene-14	UI	265,8	73,75	74,5	29,40
feb-14	UI	302,1	113,0	59,2	29,41

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.27. CONTINUACIÓN

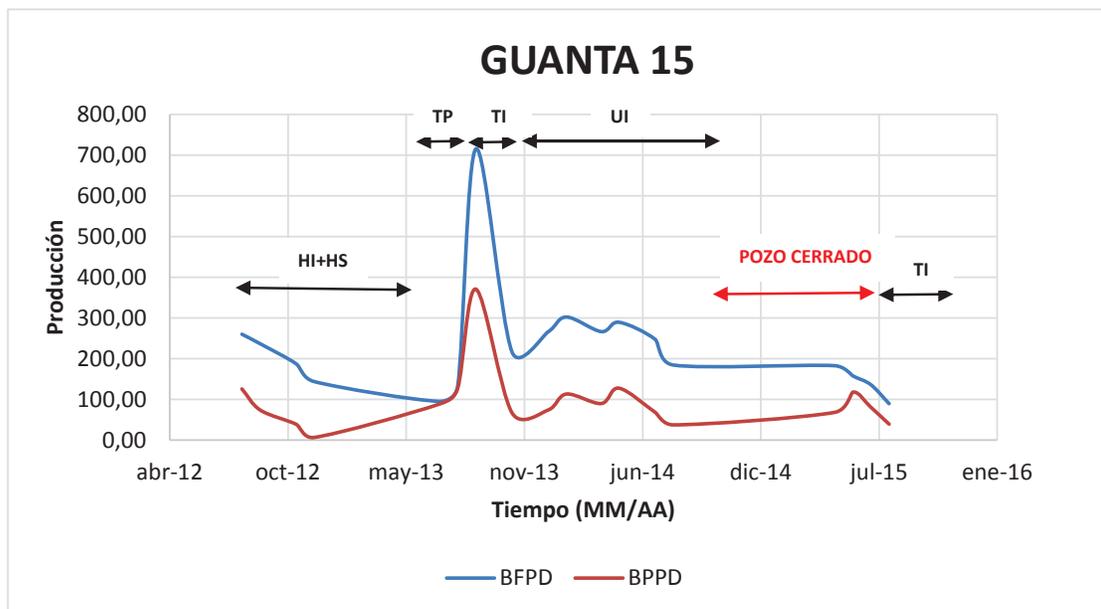
Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
mar-14	UI	301,7	111,1	65,8	29,32
abr-14	UI	266,3	89,67	67,9	29,10
may-14	UI	289,3	127,4	55,4	28,69
jun-14	UI	284,3	88,75	74,5	28,50
jul-14	UI	247,4	68,20	72,9	28,60
ago-14	UI	184,3	37,25	85,9	28,68
may-15	TI	182,6	68,00	61,4	27,14
jun-15	TI	157,2	117,8	25,9	31,20
jul-15	TI	136,0	80,67	40,7	30,53
ago-15	TI	89,33	39,00	62,4	30,50
ago-15	POZO CERRADO				

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

La grafica 3.4 presenta el historial de producción del pozo Guanta 15.

GRÁFICA 3.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 15



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

De 2012 a Mayo de 2013 el pozo produce de la arenisca "H", en la gráfica se observa como la producción declina de 120 BPPD a 1 BPPD en Diciembre de 2012, pero en Mayo de 2013 se estabiliza la producción en 60 BPPD.

Del mes de Junio a Septiembre de 2013 el pozo produce de la arenisca “T”, logrando incrementar la producción a 390 BPPD, el pozo no aporta e inicia su producción en la arenisca “Ui” de Octubre de 2013 hasta Agosto de 2014, manteniendo un promedio 90 BPPD.

En Mayo de 2015 produce nuevamente 80 BPPD de la arenisca “Ti”, y en Agosto de 2015 el pozo no aporta y queda cerrado en espera de un tratamiento de estimulación.

La tabla 3.28 presenta un resumen de la producción del pozo en los últimos meses antes de su cierre.

TABLA 3.28. RESUMEN DE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 15

Producción inicial					
Fecha	Arena	BPPD	BSW (%)	° API	Método
26/10/1997	HS	691	10	N.R.	PPH
Última producción					
Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BSW (%)	API
12/05/2015	TI	190	104	45,4	32,1
26/05/2015	TI	165	81	50,7	32,1
03/06/2015	TI	169	119	29,8	30,6
18/06/2015	TI	117	82	30,3	30,6
02/07/2015	TI	145	90	37,7	30,6
14/07/2015	TI	125	69	44,7	30,5
02/08/2015	TI	125	75	40,2	30,5
11/08/2015	TI	60	4	93,3	30,5

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.1.1.3. Historial de reacondicionamiento

Inician perforación: 10-Ago-1997

Terminan perforación: 03-Sep-1997

Fecha de completación: 03-Nov-1997

Intervalos punzonados:

- **Arena “Hollín superior”**
9934 ft - 9950 ft (16 ft)
- **Arena “Hollín principal”**
9964 ft - 9966 ft (2 ft) SQZ
9966 ft - 9980 ft (14 ft)
9980 ft - 9988 ft (8 ft) SQZ

A continuación, las tablas presentan la prueba oficial y los trabajos de reacondicionamiento realizados en el pozo.

Prueba oficial

TABLA 3.29. PRUEBA OFICIAL

Fecha	Arenisca	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	RPG
26-oct-97	HS	PPH	691	10,0	N.R.	N.R.	N.R.

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

W.O. N° 01

Fecha: 14-Mar-1998

Objetivo: Cambio de equipo B.E.S

TABLA 3.30. WORKOVER N° 01

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	20-feb-98	HP	PPS	B.E.S. FUERA DE SERVICIO				
Después	26-mar-98	HP+S	PPS	531	4.5	30,5	70	FC-470

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Exitoso, se recupera producción del pozo (531BPPD).

W.O. N° 02

Fecha: 08-Ago-1998

Objetivo: Cambio de B.E.S. y tratamiento anti-incrustante a Hollín.

TABLA 3.31. WORKOVER N° 02

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	21-jul-98	HP+S	PPS	B.E.S. OFF POZO NO APORTA				
Después	20-sep-98	HS+I	PPH	600	9,8	31,0	110	JET 8 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Exitoso, recuperan 600 BPPD.

W.O. N° 03

Fecha: 10-May-2000

Objetivo: Cambio de completación por bomba atascada.

TABLA 3.32. WORKOVER N° 03

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	24-ago-99	HP+S	PPH	CERRADO POR BOMBA ATASCADA POR ESCALA				
Después	20-sep-98	HI	PPH	546	30	29,7	N.R.	PISTÓN 3 x 48

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Exitoso, se incrementaron 546 BPPD, se necesita cambiar periódicamente de bomba para evitar atascamiento.

W.O. N° 04

Fecha: 07-Ago-2000

Objetivo: Cambio de completación por bomba atascada en cavidad.

TABLA 3.33. WORKOVER N° 04

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	17-jul-00	HI	PPH	CERRADO POR BOMBA ATASCADA POR ESCALA				
Después	09-ago-00	HI	PPH	343	55,6	27,4	36	JET 8 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Exitoso, se incrementaron 343 BPPD, se necesita cambiar periódicamente de bomba para evitar atascamiento.

W.O. N° 05

Fecha: 11-May-2001

Objetivo: Cambio de completación por bomba atascada en cavidad y tratamiento antiescala a “Hollín “.

TABLA 3.34. WORKOVER N° 05

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	27-abr-01	HI	PPH	CERRADO POR BOMBA ATASCADA EN CAVIDAD				
Después	18-may-01	HI	PPH	306	52,2	28,8	N.R.	PISTÓN 3 x 48

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Exitoso, se incrementaron 306 BPPD, se necesita cambiar periódicamente de bomba para evitar atascamiento.

W.O. N° 06

Fecha: 24-Sep-2002

Objetivo: Cambio de completación por comunicación tubing–casing.

TABLA 3.35. WORKOVER N° 06

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	28-ago-02	HI	PPH	511	26,6	29,2	176	
Después	28-sep-02	HS+I	PPH	554	26,0	29,3	100	JET 9 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo exitoso, se recuperó +/- 500 BPPD, queda produciendo de areniscas “Hs+i”, bajan 16 tubos clase “A”.

W.O. N° 07

Fecha: 15-Jul-2010

Objetivo: Cambio de completación por pescado de w/l y std-valve en cavidad.

TABLA 3.36. WORKOVER N° 07

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	09-jun-10	HS+I	PPH	69	65,3	29,3	100	JET 9 A
Después	24-jul-10	HS+I	PPH	145	53,3	29,5	116	JET 9 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo exitoso. Se cambia tubería por mal estado, según registro electromagnético. Bajan tubería SEC clase "A".

W.O. N° 08

Fecha: 04-May-2010

Objetivo: Cambio de completación por bomba atascada.

TABLA 3.37. WORKOVER N° 08

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	24-abr-11	HS+I	PPH	-	-	-	-	CERRADO POR BOMBA ATASCADA
Después	18-may-11	HS+I	PPH	223	23	29,3	CTK	JET 8 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo satisfactorio. Se cambia completación PPH para realizar tratamiento antiescala sin torre.

W.O. N° 09

Fecha: 01-Jun-2011

Objetivo: Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

TABLA 3.38. WORKOVER N° 09

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	20-may-11	HS+I	PPH	-	-	-	-	CERRADO POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING
Después	13-jun-11	HS+I	PPH	193	45	27,3	120	JET 9 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo satisfactorio.

W.O. N° 10

Fecha: 10-Dic-2011

Objetivo: Cambio de completación por comunicación tubing–casing.

TABLA 3.39. WORKOVER N° 10

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	02-nov-11	HS+I	PPH	-	-	-	-	CERRADO POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING
Después	11-dic-11	HS+I	PPH	131	67	27,3	120	JET 9 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo satisfactorio.

W.O. N° 11

Fecha: 8-Ago-2012

Objetivo: Cambio de completación por comunicación tubing–casing.

TABLA 3.40. WORKOVER N° 11

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
Antes	21-jun-12	HS+I	PPH	181	49,9	28,7	100	CERRADO POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING
Después	11-ago-12	HS+I	PPH	83	71,5	28,7	100	JET 9 A

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo satisfactorio.

W.O. N° 12

Fecha: 5-May-2015

Objetivo: Sacar completación hidráulica. Asentar 7" CIBP ± 9890 ft aislar "Hs y Hi". Redisparar y disparar con TCP arenisca "Ti" 9810 ft – 9816 ft (6 ft), 9828 ft - 9834 ft (6 ft) y disparar 9834 ft – 9843 ft (9 ft).

TABLA 3.41. WORKOVER N° 12

Prueba	Fecha	Arena	Método	BPPD	BSW	° API	Pc	Observaciones
Antes	24-ago-14	UI	PPH	60	80	28,7	100	POSIBLE PACKER DESASENTADO
Después	11-may-15	TI	PPH	39	70,6	30,5	100	JET 10I

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Trabajo satisfactorio.

TABLA 3.42. RESUMEN HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO GUANTA 15

W. O. N°	Fecha	Breve descripción	Resultados
1	14-mar-98	Cambio de equipo B.E.S.	Exitoso
2	08-ago-98	Cambio de B.E.S y tratamiento anti-incrustante a Hollín.	Exitoso
3	10-may-00	Cambio de completación por bomba atascada.	Exitoso
4	07-ago-00	Cambio de completación por bomba atascada en cavidad.	Exitoso
5	11-may-01	Cambio de completación por bomba atascada en cavidad y tratamiento antiescala a "Hollín".	Exitoso
6	24-sep-02	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	Trabajo exitoso
7	15-jul-10	Cambio de completación por pescado de w/l y std-valve en cavidad.	Trabajo exitoso
8	04-may-10	Cambio de completación por bomba atascada.	Trabajo satisfactorio
9	01-jun-11	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	Trabajo satisfactorio
10	10-dic-11	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	Trabajo satisfactorio
11	08-ago-12	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	Trabajo satisfactorio
12	05-may-15	Sacar completación hidráulica. Asentar 7" CIBP ± 9890 ft.	Trabajo satisfactorio
		Aislar "Hsup e inf". Redisparar y disparar con TCP arenisca.	
		"Ti" 9810 ft - 9816 ft (6ft), 9828 ft - 9834 ft (6ft) y disparar 9834 ft - 9843 ft (9ft).	

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.1.1.4. Registros

3.2.1.1.4.1. Registro eléctrico

La figura 3.5 muestra el registro eléctrico del pozo Guanta 15 de la arenisca “Ti”, que presenta dos zonas de interés, la una desde 9765 ft hasta 9848 ft, y la segunda de 9936 ft hasta 10.050 ft, donde se puede observar lo siguiente:

- En el primer track se encuentra el registro Gamma Ray y Sp, con valores bajos, lo que indica presencia de areniscas.
- En el segundo track el registro de resistividad presenta valores altos, propios de areniscas con presencia de hidrocarburo.
- La zona superior es un reservorio bastante heterogéneo vertical con intercalaciones de arenisca más limpia hacia la base y hacia el tope zonas más arcillosas y apretadas, sin embargo presenta buena saturación de petróleo y permeabilidad de 150 md en promedio; es importante notar que no se evidencia la presencia de hidrocarburo.
- La zona inferior presenta hacia el tope una caída importante de los valores resistivos por efecto mineralógico, lo cual afecta también su porosidad, sin embargo hacia abajo la resistividad muestra presencia de hidrocarburo con buena saturación de petróleo y también la presencia de agua; se observa un contacto agua-petróleo a 10.026 ft. No presenta un sello lutítico que evite el movimiento del acuífero, por lo que se recomienda limitar el intervalo de producción a los veinte pies superiores del reservorio (9970 ft a 9990 ft). La tabla 3.43 presenta resultados de la interpretación del registro eléctrico del pozo.

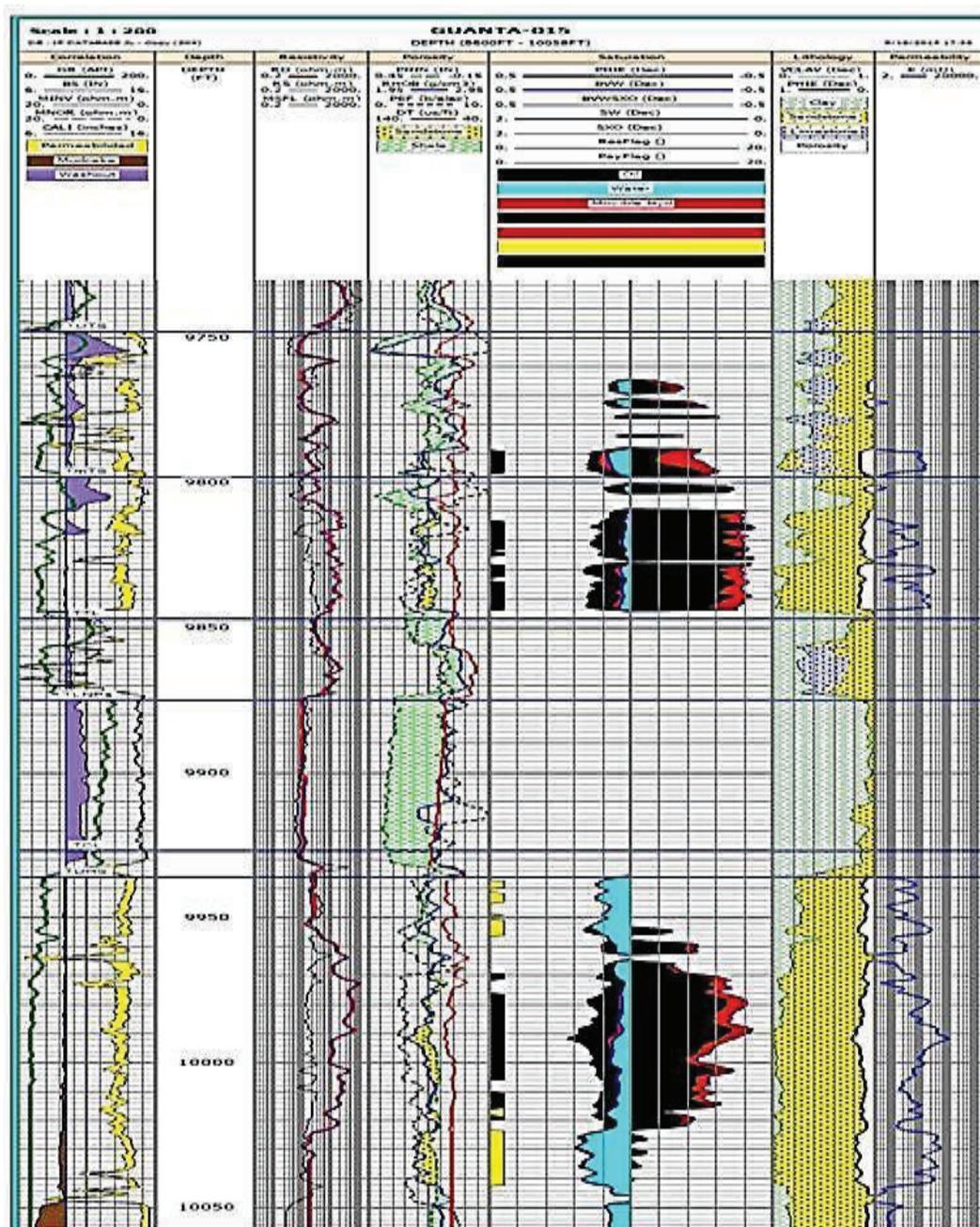
TABLA 3.43. RESULTADOS, REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO GUANTA 15

Tope	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay
MD	MD	MD	TVD	TVD	%	%	%	%	%	%
9798	9847	49	26	26	13	13	20	20	14	14

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

FIGURA 3.5. REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO GUANTA 15



Fuente: Petroamazonas EP.

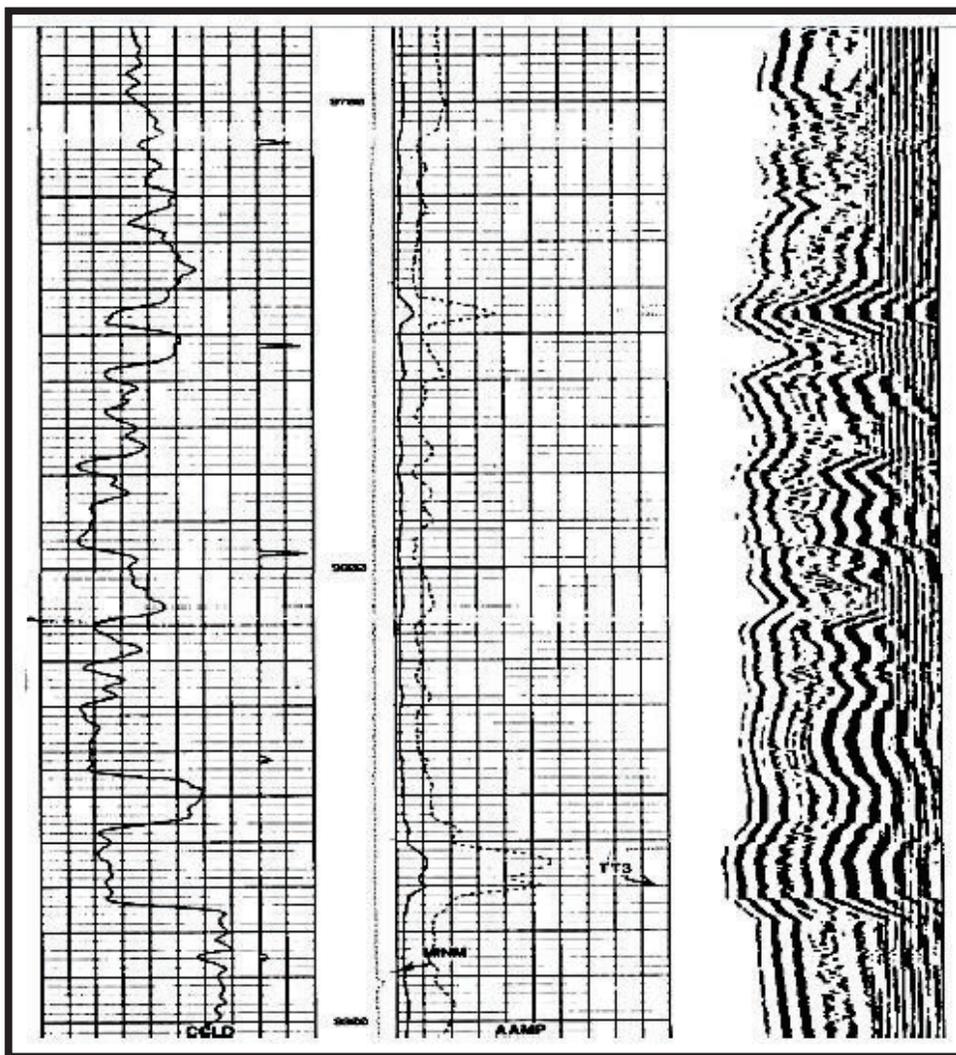
3.2.1.1.4.2. Registro de cementación

La figura 3.6 muestra el registro de cementación del pozo Guanta 15 de la arenisca "Ti", En este registro de evaluación de cemento con herramientas CBL-

VDL (Cement Bond Log and Variable Density Log), permite observar en la zona de interés de 9810 ft a 9874 ft las siguientes características:

- El VDL muestra una buena adherencia entre el cemento y la formación, debido a los arribos de formación que se asemejan al Gamma Ray presentado en el track 1. Baja amplitud mostrada en el track 3, que indica una buena adherencia entre la tubería y el cemento. El VDL presentado en el track 4, no presenta arribos de tubería ni el característico “Chevron” de las juntas de tubería.

FIGURA 3.6. REGISTRO DE CEMENTACION DEL POZO GUANTA 15



Fuente: Petroamazonas EP.

3.2.1.2. Análisis del pozo Guanta 15 para realizar fracturamiento

En Mayo de 2013 el pozo Guanta 15 produce 120 BFPD y BSW de 40% de la arenisca "Ti" y en Junio del mismo año se corren elementos de presión electrónicos dentro del pozo, para registrar datos de presión para una prueba de build up de las areniscas "Ti" y "Tp"

3.2.1.2.1. Datos de build up test

Intervalo Punzonado: Arenisca "Ti" = 9810 ft - 9834 ft (MD).

El análisis de build up corresponde a la arenisca "Ti", fue realizado en Julio de 2013, los valores obtenidos en la prueba de restauración de presión se observan en las siguientes tablas:

TABLA 3.44. PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 15

Prueba de producción		
Qo	46	BPPD
Qw	54	BAPD
Qt	100	BFPD
BSW	54	%
API	28,9	°

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.45. PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL POZO GUANTA 15

Parámetros de reservorio		
Ht	36	ft
Hn	24	ft
φ	13	%
Rw	0,29	ft
Ty	226	°F

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.46. PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS DEL POZO GUANTA 15

Parámetros del fluido		
Bo	1,217	By/Bn
Bw	1,044	By/Bn
Bg	0,008	By/Bn
Uo	1,020	Cp
Uw	0,272	Cp
Ug	0,021	Cp
Ct	1,73E-05	psi-1
GOR	257	Scf/Bbl
γgas	1,25	

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Los valores de daño y permeabilidad obtenidos en la prueba de restauración de presión que se tiene del pozo, se presentan en la tabla 3.47.

TABLA 3.47. RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO GUANTA 15

Resultados		
Pr	1883,8	Psi
Pwf	174,81	Psi
Pb	1030,9	Psi
φ	13	%
K	11,5	md
SKIN	19,3	(S)
IP	0,059	BF/D/PSI

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

En base al último build up de la arenisca “Ti” (año 2013), el pozo presenta un daño considerable de 19.3 que es necesario disminuir y una permeabilidad de 11.5 md, con pozo un índice de productividad bajo de 0,056.

Considerando los datos de la prueba y tomando en cuenta que el pozo se encuentra cerrado, ya que su última producción fue insignificante, resulta ser un candidato adecuado para efectuar un fracturamiento hidráulico.

El objetivo de la fractura es remover el daño de formación y optimizar la producción del pozo Guanta 15.

3.2.1.3. Diseño propuesto de la fractura hidráulica para el pozo

3.2.1.3.1. Descripción de fluidos y apuntalante

Para el diseño de la fractura se tomaron en cuenta los datos obtenidos de pozos fracturados en el mismo yacimiento. En la simulación se usó un gradiente de fractura de 0,56 psi/pie y un Módulo de Young de $3,2 \times 10^6$ psi en la arenisca objetivo. (Schlumberger, 2015)

Para la selección del agente de sostén, se tomó como principal parámetro la presión de cierre que se espera conseguir en el yacimiento y la conductividad del apuntalante a dicha presión. Se estima que el gradiente de fractura este en el orden de 0,56 psi/pie (teniendo como referencia pozos en el mismo yacimiento). Esto da un esfuerzo de cierre sobre el apuntalante de 5406 psi aproximadamente. El agente apuntalante a utilizar es CarboLite 20/40, el cual posee la capacidad de resistir este valor de esfuerzo sin que se produzcan fallas de grano que reduzcan significativamente la conductividad de la fractura creada. (Schlumberger, 2015) La tabla 3.48 presenta las características del apuntalante.

El pre-diseño se realizó con el preflujo OneSTEP GP (40 bbls), fluido de fractura YF135HTD, utilizando 23.300 lb de CarboLite 20/40. (Schlumberger, 2015)

Previo al fracturamiento hidráulico se recomienda realizar un DataFRAC con 100 bbl de YF135HTD para correlacionar los parámetros de formación y determinar el coeficiente de pérdida del fluido de fractura. (Schlumberger, 2015) La tabla 3.49 presenta volúmenes y presiones para la fractura.

TABLA 3.48. CARACTERÍSTICAS DEL APUNTALANTE A SER USADO DEL POZO GUANTA 15

Data apuntalante				
Nombre apuntalante	Gravedad específica	Diámetro medio (in)	Porosidad de empaque (%)	Permeabilidad (md)
CarboLite 20/40	2,74	0,029	35	293.228

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.49. VOLÚMENES Y PRESIONES ESTIMADAS DURANTE TRATAMIENTO

Etapa	Fluido	Volumen (bbl)	Pmax esperada (psi)	Caudal (bpm)	Propante (lbs)
Preflujo	OneSTEP GP	40	4500	5-20	
Desplazamiento	WF135	88	5000	20	
DataFRAC	YF135HTD	100	4500	20	
Desplazamiento	WF135	88	5000	20	
Fractura	YF135HTD	280	4500	20	23.300 lb-CarboLite 20/40
Desplazamiento	WF135	88	5000	20	

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.1.3.2. Simulación FracCADE

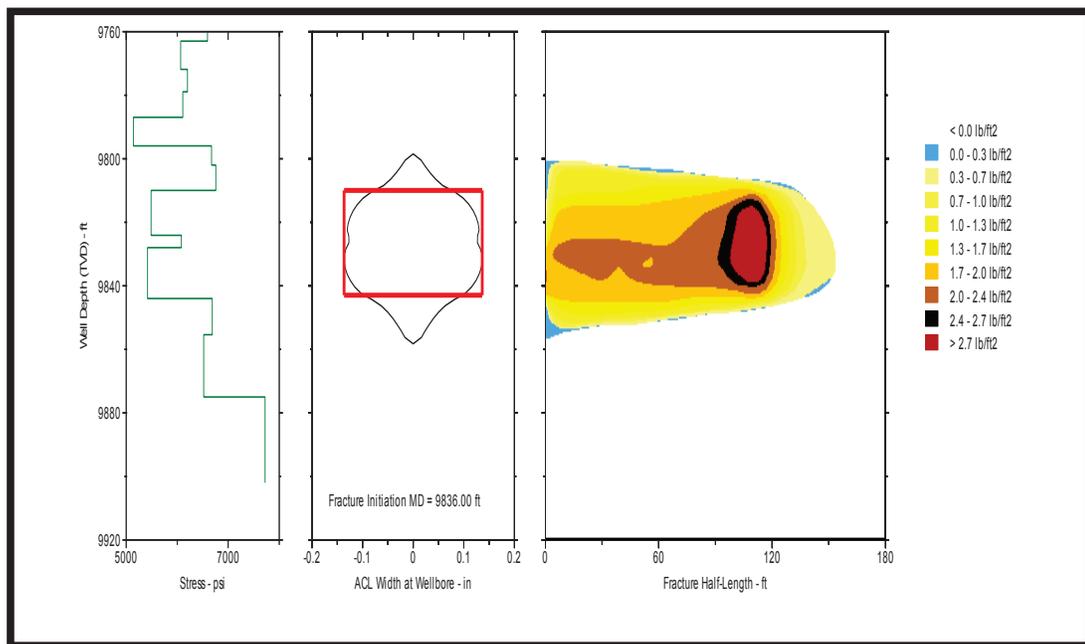
Los siguientes resultados son determinados para esta propuesta de fractura usando un modelo vertical (Pseudo 3-D Vertical Model). (Schlumberger, 2015)

- Tope de la fractura inicial 9828 ft
- Base de la fractura inicial 9844 ft
- Longitud media de fractura apuntalada 160,7 ft
- Altura hidráulica en pozo EOJ 59,8 ft
- Ancho apuntalado promedio 0,167 in
- Concentración de gel promedio 836,5 lb/m gal
- Factor de retención de gel promedio 0,50
- Presión neta 1961 psi
- Eficiencia 0,257
- Conductividad efectiva 3045 md ft

- Fcd efectivo 0,2
- Presión máxima de superficie 4667 psi

La figura 3.7 ilustra la longitud media de la fractura que es de 160,7 ft y una altura de 59,8 ft, mientras la máxima presión en superficie es de 4667 psi

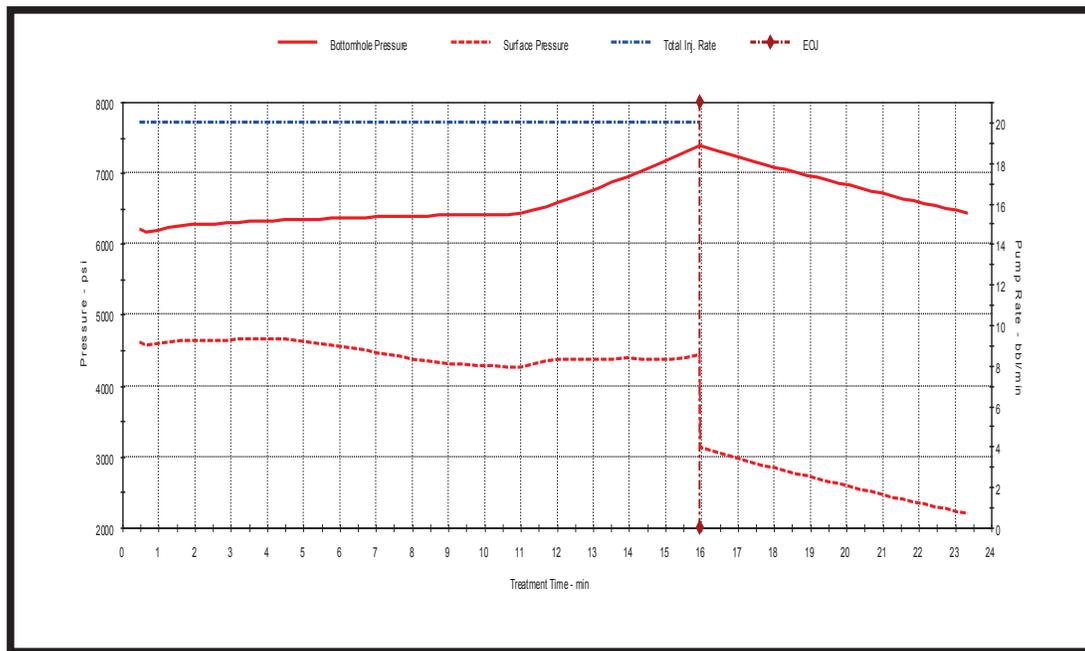
FIGURA 3.7. SIMULACIÓN DE LA FRACTURA DEL POZO GUANTA 15 MEDIANTE FRACCADE



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

La simulación ilustra las presiones con respecto al tiempo de ejecución de la operación en la figura 3.8, la rata de bombeo es de aproximadamente 20 bpm, además se observa las presiones en superficie de 3100 psi y en el fondo del pozo de 7400 psi, siendo la máxima presión de trabajo. (Schlumberger, 2015)

FIGURA 3.8. SIMULACIÓN DEL TRATAMIENTO DEL POZO GUANTA 15 MEDIANTE FRACCADE



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

3.2.1.3.3. Programa de bombeo

Establecido por el simulador para alcanzar una longitud media de fractura apuntalada (X_f) de 160,7 ft. Con un promedio de conductividad (K_{fw}) de 2239 md.ft. (Schlumberger, 2015)

A continuación las tablas describen las características del fracturamiento en el pozo.

TABLA 3.50. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DEL POZO GUANTA 15

Job description						
Step name	Pump rate (bbl/min)	Fluid name	Step fluid volume (bbl)	Gel conc. (lb/mgal)	Prop. type and mesh	Prop. conc. (PPA)
PAD	20	YF135HTD	150	35		0
1,0 PPA	20	YF135HTD	8	35	CarboLite 20/40	1

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.50. CONTINUACIÓN

Job description						
Step name	Pump rate (bbl/min)	Fluid name	Step fluid volume (bbl)	Gel conc. (lb/mgal)	Prop. type and mesh	Prop. conc. (PPA)
2,0 PPA	20	YF135HTD	18	35	CarboLite 20/40	2
3,0 PPA	20	YF135HTD	22	35	CarboLite 20/40	3
4,0 PPA	20	YF135HTD	22	35	CarboLite 20/40	4
5,0 PPA	20	YF135HTD	22	35	CarboLite 20/40	5
6,0 PPA	20	YF135HTD	20	35	CarboLite 20/40	6
7,0 PPA	20	YF135HTD	18	35	CarboLite 20/40	7
FLUSH	20	WF135	88	30,2		0

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.51. VOLUMEN DE FLUIDO BOMBEADO DEL POZO GUANTA 15

Fluid totals
280 lb of YF135HTD
88 bbl of WF135

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.52. VOLUMEN DE APUNTALANTE BOMBEADO DEL POZO GUANTA 15

Proppant totals
23.300 lb of CarboLite 20/40

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.53. PORCENTAJE DE PAD BOMBEADO DEL POZO GUANTA 15

Pad percentages	
% PAD Clean	54,4
% PAD Dirty	50,2

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.1.4. Procedimiento matemático para el diseño de fractura de la arenisca “Ti” del pozo Guanta 15

Para realizar este cálculo práctico debemos recopilar datos reales del pozo que brinde seguridad en el momento de realizar el fracturamiento. Dentro de estas propiedades debemos tener:

- Propiedades mecánicas de la roca
- Propiedades de la roca y fluidos
- Presiones
- Propiedades del fluido fracturante
- Propiedades del pozo y tubería

Desarrollo

1.- Presiones

a) Presión de sobrecarga

$$\sigma_{ov} = 0,052\rho_f D \quad \text{E.c (3.1)}$$

$$\sigma_{ov} = 0,052 \times 21,8 \times 9826,5$$

$$\sigma_{ov} = 11139,32 \text{ psi}$$

b) Gradiente de Fractura

$$G_f = \left[\frac{\sigma_{ov}}{D} - G_p \right] \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + G_p \quad \text{E.c (3.2)}$$

$$G_f = \left[\frac{11139,32}{9826,5} - 0,41 \right] \left(\frac{0,18}{1 - 0,18} \right) + 0,41 = 0,5688$$

c) Presión de Fractura

$$P_{tw} = G_f D \quad \text{E.c (3.3)}$$

$$P_{tw} = 0,5688 * 9826,5$$

$$P_{tw} = 5589,69 \text{ psi}$$

d) Presión de tratamiento en superficie

- Presión de Cierre Instantáneo

$$P_h = 0,052 g D \quad \text{E.c (3.4)}$$

$$P_h = 0,052 * 8,85 * 9826,5$$

$$P_h = 4522,15 \text{ psi}$$

$$P_i = P_{tw} - P_h \quad \text{E.c (3.5)}$$

$$P_i = 5589,69 - 4522,15$$

$$P_i = 1067,55 \text{ psi}$$

- Pérdida de presión por fricción en tubería

$$N_r = 1,592 * 10^4 \frac{\varphi \delta}{d \mu} \quad \text{E.c (3.6)}$$

$$N_r = 1,592 * 10^4 \frac{20 * 15,86}{2,875 * 420} = 4113,49$$

Con el Número de Reynols encontramos:

$$f = 0,0062$$

$$\Delta P_f = \left(\frac{fD\delta v^2}{2,8(d_o^2 - d_i^2)} \right) \quad \text{E.c (3.7)}$$

$$\Delta P_f = \left(\frac{0,0062 \cdot 9826,5 \cdot 7,2^2}{2,8(3,5^2 - 2,875^2)} \right) = 283,098 \text{ psi}$$

$$\Delta P_p = \left(\frac{0,00836\delta Q^2}{(H_p^4 x^2)} \right) \quad \text{E.c (3.8)}$$

$$\Delta P_p = \left(\frac{0,00836 \cdot 15,86 \cdot 20^2}{(0,4^4 \cdot 5^2)} \right) = 82,86 \text{ psi}$$

- Presión de tratamiento en superficie

$$P_{ts} = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p \quad \text{E.c (3.9)}$$

$$P_{ts} = 1067,55 + 283,098 + 82,86 = 1433,508 \text{ psi}$$

- e) Presión de confinamiento o cierre

$$P_c = P_{tw} - P_r \quad \text{E.c (3.10)}$$

$$P_c = 5589,69 - 1883,8$$

$$P_c = 3705,89 \text{ psi}$$

- f) Presión Neta

$$P_n = P_{tw} - P_c$$

$$P_n = 5589,69 - 3705,89$$

$$P_n = 1883,8 \text{ psi}$$

2.- Propiedades del fluido fracturante, geometría y selección de fractura.

Coefficiente fluido fracturante

$$C_1 = 0,0469 \left[\frac{K_f(P_{tw} - P_r)\phi}{100\mu_f} \right]^{0.5} \quad \text{E.c (3.11)}$$

$$C_1 = 0,0469 \left[\frac{11,5(5589,69 - 1883,8)0,13}{100 \cdot 420} \right]^{0.5} = 0,01636 \text{ ft/min}^{0,5}$$

$$C_2 = 0,0374(P_{tw} - P_r) \left(\left[\frac{K\phi C_t}{100\mu_r} \right]^{0.5} \right) \quad \text{E.c (3.12)}$$

$$C_2 = 0,0374(5589,69 - 1883,8) \left(\left[\frac{11,5 \cdot 0,13 \cdot 0,0000173}{100 \cdot 1,020} \right]^{0.5} \right) = 0,0698 \text{ ft/min}^{0,5}$$

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{0,01636} + \frac{1}{0,0698}$$

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} \quad \text{E.c (3.13)}$$

$$C = 0,0132 \text{ ft/min}^{0,5}$$

TABLA 3.54. GEOMETRIA DE LA FRACTURA

Geometría de la fractura				
Tiempo Mínimo	Xf (ft)	w (pulg)	Vi(bls)	Vf(bls)
1	184,69	0,1255	20	239
2	244,76	0,1653	40	646,327
3	287,05	0,1782	60	1174,825
4	320,43	0,1973	80	1.850.624

Fuente: Petroamazonas EP.

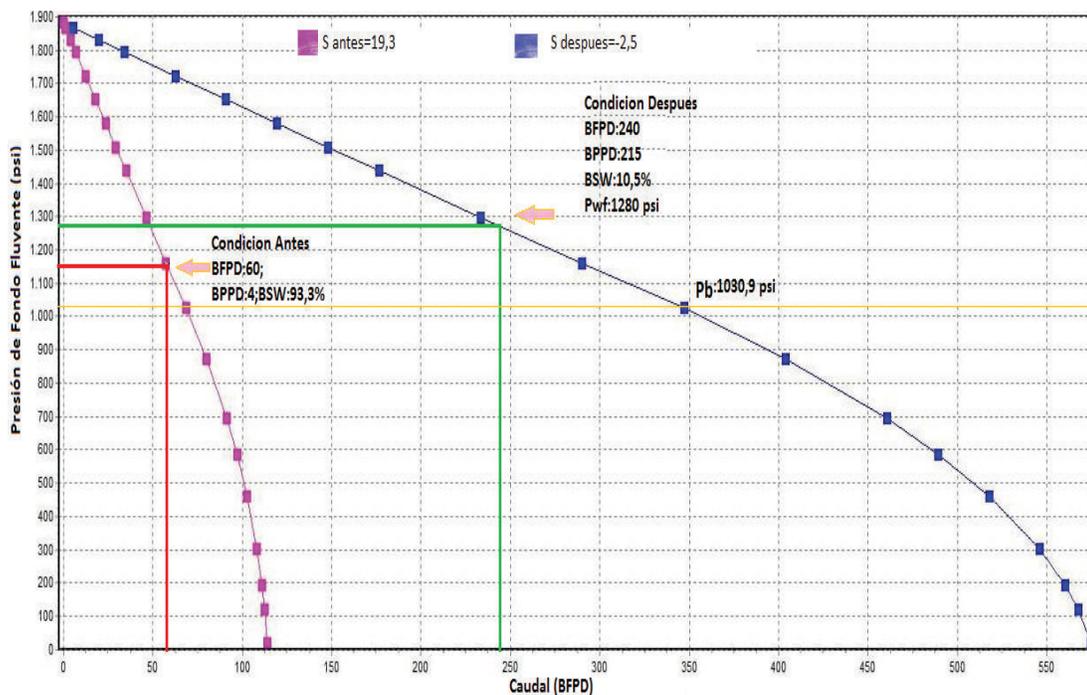
Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.1.3.4. Producción esperada post-fractura de la arenisca “Ti”

- Se realizó un análisis nodal para determinar cuál sería la producción post-fractura. De acuerdo al análisis nodal se tendrá posterior al fracturamiento una producción de 215 BPPD y 10% BSW.
- Se va a generar un incremento de aproximadamente 143 BPPD, con respecto a la producción promedio de 2015 de 72 BPPD.
- De acuerdo al análisis nodal realizado, posterior al tratamiento de fracturamiento se estima reducir el daño de 19,3 a un valor de -2.5, con producción de 215 BPPD.

El Anexo 4 presenta el estado mecánico del pozo Guanta 15.

GRAFICA 3.5: IPR DEL POZO GUANTA 15, ARENISCA TI



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

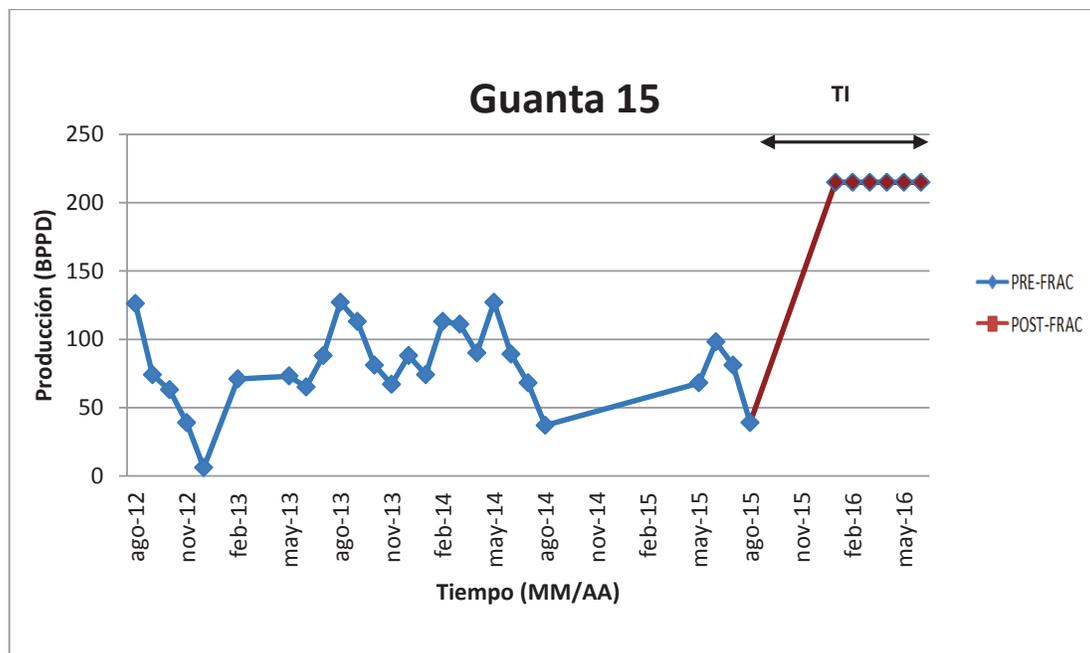
La grafica 3.5 presenta la producción del pozo Guanta 15 antes de realizar el trabajo de fracturamiento, en donde la arenisca “Ti” tiene un daño de 19,3 con una producción de 60 BFPD, 4 BPPD y 93,3% de BSW. Además se observa la

producción esperada después de la fractura, donde el daño de formación es de - 2,5, con una producción de 240 BFPD, 215 BPPD y 10,5% de BSW.

3.2.1.5. Análisis de la eficiencia del posible fracturamiento

- Considerando que la simulación sea exitosa se tendrá una producción post fractura de 215 BPPD, con un incremento en la producción de 177 barriles de petróleo, ya que su última producción antes de ser cerrado fue de 38 BPPD.
- El daño será totalmente reducido y la permeabilidad será mejorada en el pozo.
- Después de realizar el trabajo de fracturamiento, se esperará que el pozo mantenga una producción óptima de petróleo y que esta no baje.

GRÁFICA 3.6. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PRE Y POST FRACTURA DEL POZO GUANTA 15



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

La grafica 3.6 presenta la producción del pozo Guanta 15 antes del posible fracturamiento hidráulico. Como se observa, hasta Junio de 2015 el pozo tiene una producción promedio de 60 BPPD de las areniscas punzonadas en este pozo. Se observa una producción final de 39 BPPD de la arenisca “Ui” antes de fracturar el pozo.

A partir de la posible fractura realizada a la arenisca “Ti”, se observa en el gráfico el incremento de producción esperado como resultado de la fractura en esta arenisca, con una producción de 215 BPPD.

3.2.2. POZO: GUANTA 30

3.2.2.1. Antecedentes

3.2.2.1.1. Reservas

El pozo Guanta 30 tiene una producción acumulada en U inferior de 29.5 MM bls de petróleo de las reservas originales, se dispone de 13.7 MM bls de reservas remanentes que corresponden a un 31.64 % de las reservas originales por drenar.

La cantidad de reservas remanentes por seguir recuperado determinan a este pozo como candidato para realizar un fracturamiento en este reservorio. (Petroamazonas, 2015) La tabla 3.55 presenta las reservas de la arenisca “Ui” del pozo.

TABLA 3.55. RESUMEN DE RESERVAS DE LA ARENISCA UI DEL POZO GUANTA 30

Reservas originales MM (bls)	Producción acumulada MM (bls)	Reservas remanentes MM (bls)
43	29.5	13.6

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.2.1.2. Historial de producción

- El Guanta 30 es un pozo direccional que es perforado el 20 de Enero de 2014, punzonando la arenisca “Ui” en los intervalos de 9850 ft a 9866 ft y de 9884 ft a 9905 ft. Finaliza perforación e inicia trabajos de completación el 11 de Febrero de 2014, produciendo del intervalo de la arenisca “Ui” con 97 BPPD y 90% de BSW en Febrero de 2014 y en Julio de 2014 el pozo produce de la arenisca “Ui” 160 BPPD y 1% de BSW.
- En Enero de 2015 se redispara la arenisca “Ui” en los siguientes intervalos: de (9850 ft a 9866 ft) y de (9884 ft a 9905 ft) con propelente, sin conseguir resultados satisfactorios ya que no se recuperó la producción previa a los disparos. El pozo es cerrado en Febrero de 2015 por bajo aporte.

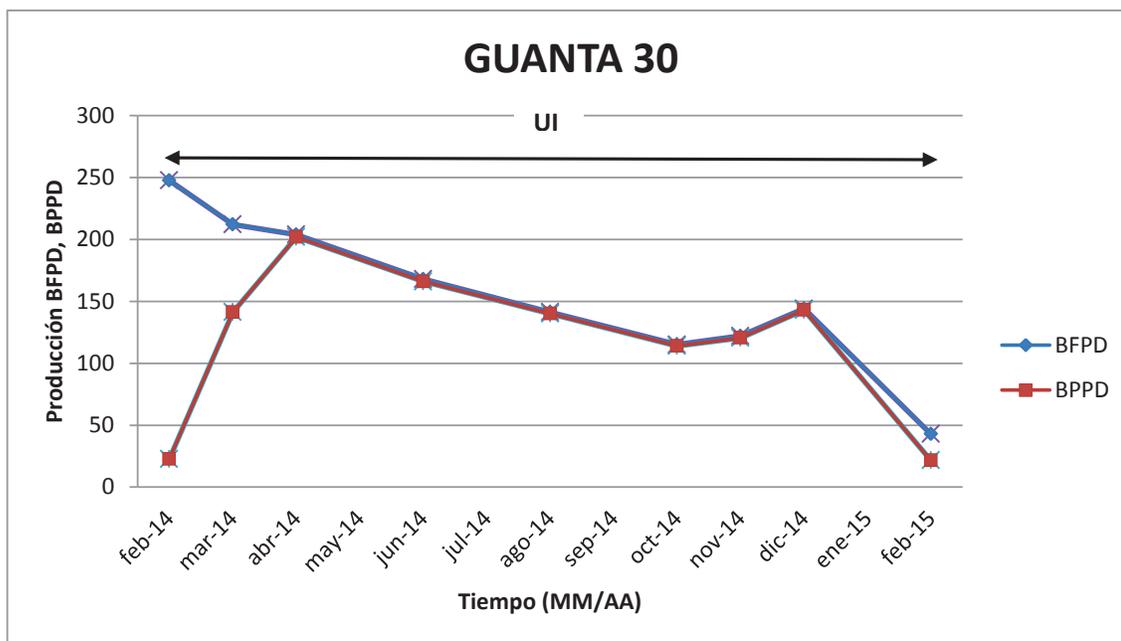
Se propone fracturamiento hidráulico para la arenisca “Ui” del pozo Guanta 30, siendo necesaria la implementación de un método para recuperar o incrementar la producción. La tabla 3.56 presenta el historial de producción hasta Febrero de 2015 cuando el pozo fue cerrado.

TABLA 3.56. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 30

Fecha	Método	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API
feb-14	PPH	UI	247,5	22,75	93,0	24,50
mar-14	3500	UI	212,0	141,3	33,6	24,50
abr-14	3500	UI	203,9	201,9	1,00	28,75
may-14	3500	UI	172,8	170,8	1,00	28,96
jun-14	3500	UI	168,0	166,0	1,00	29,72
jul-14	3500	UI	162,0	160,3	1,00	29,80
ago-14	MTU	UI	141,2	140,1	1,00	29,66
sep-14	MTU	UI	132,6	131,2	1,00	28,60
oct-14	MTU	UI	115,0	114,0	1,00	27,80
nov-14	MTU	UI	122,1	120,5	1,40	29,54
dic-14	MTU	UI	144,0	143,0	1,00	29,80
ene-15	MTU	UI	150,0	20,0	76,0	29,60
feb-15	MTU	UI	42,91	21,73	42,9	29,60
feb-15	POZO CERRADO					

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

GRÁFICA 3.7. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 30

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Andrea Mencías

En la gráfica 3.7 se observa el historial de producción completo de la arenisca “Ui” del pozo Guanta 30, hasta Febrero de 2015 cuando el pozo fue cerrado con una producción aproximada de 20 BPPD.

Se observa como la producción incrementa a un máximo de 200 BPPD en Abril de 2014, a partir de esta fecha la producción decae estabilizándose en un promedio 130 BPPD hasta finales de 2014 y en los primeros meses de 2015 la producción cae drásticamente a 20 BPPD, hasta que el pozo se cierra por bajo aporte en Febrero de 2015. La tabla 3.57 presenta un resumen del historial de producción del pozo durante los últimos meses antes de ser cerrado.

TABLA 3.57. RESUMEN DE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 30

Producción inicial							
N°	Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Método
1	24/02/2014	UI	437	87	80	24,5	PPH

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.57. CONTINUACIÓN

Última producción							
N°	Fecha	Arenisca	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Método
1	13/07/2014	UI	166	160	1	29,8	PPH
2	12/08/2014	UI	144	140	1	29,6	PPH
3	17/09/2014	UI	137	131	1	29,8	PPH
4	16/10/2014	UI	115	114	1	27,8	PPH
5	12/11/2014	UI	120	121	1	29,7	PPH
6	15/12/2014	UI	144	143	1	29,8	PPH
7	22/01/2015	UI	168	20	88	29,6	PPH
8	13/02/2015	UI	48	22	55	29,6	PPH

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.2.1.3. Historial de reacondicionamiento

Inician perforación: 20-Ene-2014

Terminan perforación: 11-Feb-2014

Fecha de completación: 11-Feb-2014

Intervalos punzonados:

- **Arenisca “Ui”:**

9850 ft - 9866 ft (16 ft)

9884 ft - 9905 ft (21 ft)

A continuación, las tablas presentan la prueba oficial y los trabajos de reacondicionamiento realizados en el pozo.

Prueba oficial

TABLA 3.58. PRUEBA OFICIAL

Fecha	Arenisca	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc
11-feb-14	UI	PPH	248	87	90	24,5	CTK

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

W.O. N° 01

Fecha: 11-Ene-2015

Objetivo: Redisparar arenisca "Ui": 9850 ft – 9866 ft; 9884 ft – 9905 ft con propelente. Evaluar y completar.

TABLA 3.59. WORKOVER N° 01

Fecha	Arena	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	° API	Pc	Observaciones
21-dic-14	UI	PPS	144	143	1	29,8	185	ANTES DE W.O.
06-feb-15	UI	PPH	29	22	24	29,6	90	DESPUÉS DE W.O.

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Observaciones: Sin éxito.

TABLA 3.60. RESUMEN HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO GUANTA 30

Fecha	Observaciones	Resultados
ene-15	Inicia W.O. N°1. Redisparar arenisca "Ui" 9850 ft-986 ft'; 9884 ft-9905 ft con propelente, Evaluar y completar.	Sin éxito

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.2.1.4. Registros**3.2.2.1.4.1. Registro eléctrico**

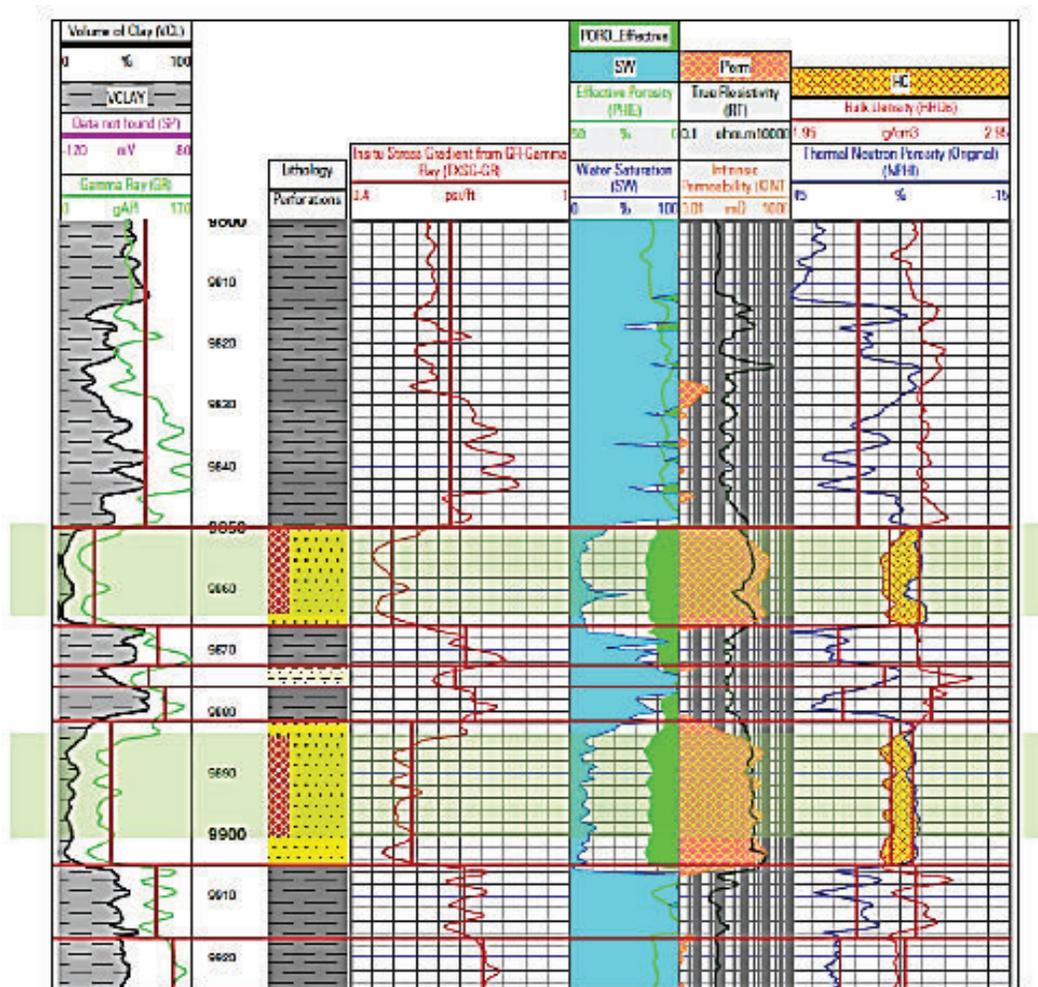
La figura 3.9 muestra los registros de agujero descubierto de la zona de interés del pozo Guanta 30 de la arenisca "Ui", que presenta dos zonas de interés, la una desde 9650 ft hasta 9665 ft, y la segunda desde 9680 ft hasta 9905 ft, donde se puede observar lo siguiente:

- En el tercer carril se identifican las curvas de resistividad, que determinan el interés en estas zonas debido a la presencia de altas resistividades

entre 200 a 400 Ohmm, no se evidencia la presencia de un contacto agua-petróleo.

- En el quinto carril se determina la porosidad con un valor promedio de 10%, en donde se puede identificar dos zonas prospectivas separadas por un cuello lutítico.
- El sexto carril muestra la saturación de agua y el octavo carril presenta el índice de permeabilidad, el cual señala las zonas posibles productoras.
- Los carriles 9, 10 y 11 muestran las propiedades mecánicas de la roca, estimadas a partir de la curva sónica o calculada sintéticamente a partir del tipo de litología presente. Existe un cruce de las curvas de densidad y neutrón que es propio de areniscas con presencia de hidrocarburo.

FIGURA 3.9. REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO GUANTA 30



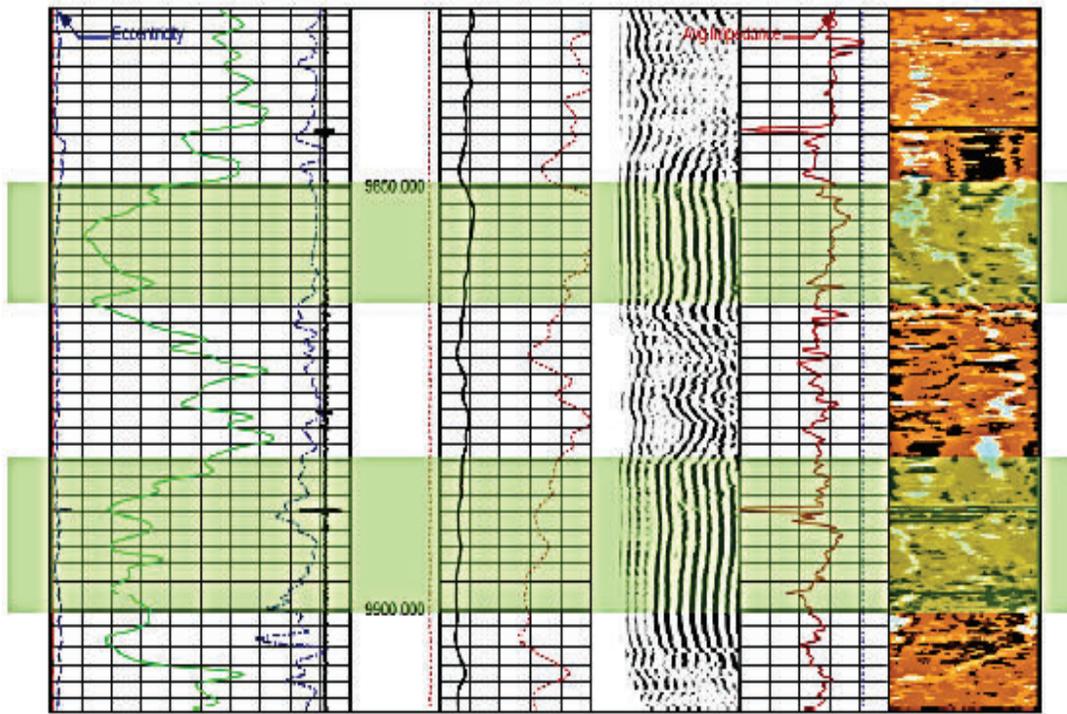
Fuente: Petroamazonas EP.

3.2.2.1.4.2. *Registro de cementación*

La figura 3.10 muestra el registro de cementación del pozo Guanta 30 de la arenisca "Ui", En este registro de evaluación de cemento con herramientas CAST (Circunferential Acoustic Scanner Tool) y CBL-VDL (Cement Bond Log and Variable Density Log), permite observar en las dos zonas de interés desde 9800 ft a 9830 ft y desde 9870 ft a 9910 ft, las siguientes características:

- En el primer intervalo en el track 3, la amplitud frente de la zona de interés muestra valores mayores a 10 mV, que indica una mala adherencia de la tubería al cemento.
- En el segundo intervalo en el track 3, la amplitud frente de la zona de interés muestra valores en el orden de 6 a 8 mV, lo cual indica una adherencia de regular a buena de la tubería al cemento,
- En el primer intervalo la impedancia promedio está en el orden de 2 a 3 Mrayls en el track 5; en el registro se puede observar la presencia de canales, track 6 (mostrados en azul).
- En el segundo intervalo la impedancia promedio está en el orden de 3 Mrayls en el track 5; en el mapa se puede observar la presencia de cemento con pequeños canales (mostrados en azul).

FIGURA 3.10. REGISTRO DE CEMENTACION DEL POZO GUANTA 30



Fuente: Petroamazonas EP.

3.2.2.2. Análisis del pozo Guanta 30 para realizar fracturamiento a la arenisca “Ui”

3.2.2.2.1. Datos del pozo

Intervalos punzonados: Arenisca “Ui” = 9850 ft – 9866 ft y 9884 ft – 9905 ft (MD).

A continuación las tablas presentan información de producción, reservorio y fluidos del pozo.

TABLA 3.61. PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 30

Prueba de producción		
Qo	137	BPPD
Qw	19	BAPD
Qt	156	BFPD
BSW	1	%
API	27,8	°

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.62. PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL POZO GUANTA 30

Parámetros de reservorio		
Ht	16	Ft
Hn	4,4	Ft
ϕ	8	%
Ty	220	°F
Sw	22	%

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

Los valores de daño y permeabilidad que se tienen del pozo, se presentan en la tabla 3.63.

TABLA 3.63. DATOS DEL POZO GUANTA 30

Parámetros		
Pr	1900	Psi
Pwf	185	Psi
Pb	1125	Psi
K	100	md
SKIN	5	(S)
IP	0,091	BF/D/PSI

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

El intervalo de interés del pozo Guanta 30 corresponde a la arenisca objetivo “Ui”, se observa que los datos de este pozo presenta un daño considerable de 5, el cual se desea disminuir con el fin de mejorar la permeabilidad, logrando incrementar el índice de productividad del pozo, teniendo en cuenta que el pozo se encuentra cerrado y su última producción fue insignificante resulta ser un candidato adecuado para efectuar un fracturamiento hidráulico

El objetivo de la fractura es optimizar la comunicación pozo-formación, mediante un canal altamente conductivo apuntalado y eliminar el daño en los alrededores, con el fin de mejorar la producción en la formación “Ui” del pozo Guanta 30.

3.2.2.3. Diseño propuesto de la fractura hidráulica para el pozo

3.2.2.3.1. Descripción de fluidos y apuntalante

Para el diseño de la fractura se tomaron en cuenta los datos obtenidos de pozos fracturados en el mismo yacimiento. En la simulación se usó un gradiente de fractura de 0,56 psi/pie y un Módulo de Young de $3,5 \times 10^6$ psi en la arenisca objetivo. (Schlumberger, 2015)

Para la selección del agente de sostén, se tomó como principal parámetro la presión de cierre que se espera conseguir en el yacimiento y la conductividad del apuntalante a dicha presión. Se estima que el gradiente de fractura este en el orden de 0,56 psi/pie aproximado (teniendo como referencia pozos en el mismo yacimiento). Esto da un esfuerzo de cierre sobre el apuntalante de 5407 psi aproximado. El agente apuntalante a utilizar es CarboLite 20/40, el cual posee la capacidad de resistir este valor de esfuerzo sin que se produzcan fallas de grano que reduzcan significativamente la conductividad de la fractura creada. (Schlumberger, 2015) La tabla 3.64 presenta las características del apuntalante.

El pre-diseño se realizó con el preflujo OneSTEP GP (70 bbls), fluido de fractura YF135HTD, utilizando 30.000 lb de CarboLite 20/40. (Schlumberger, 2015)

Previo al fracturamiento hidráulico se recomienda realizar un DataFRAC con 100 bbl de YF135HTD para correlacionar los parámetros de formación y determinar el coeficiente de pérdida del fluido de fractura. (Schlumberger, 2015) La tabla 3.65 presenta volúmenes y presiones para la fractura.

TABLA 3.64. CARACTERÍSTICAS DEL APUNTALANTE A SER USADO DEL POZO GUANTA 30

Data apuntalante				
Nombre apuntalante	Gravedad específica	Diámetro medio (in)	Porosidad de empaque (%)	Permeabilidad (md)
CarboLite 20/40	2,74	0,029	35	296.605

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.65. VOLÚMENES Y PRESIONES ESTIMADAS DURANTE TRATAMIENTO

Fluido	Volumen (bbl)	Pmax esperada (psi)	Caudal (bpm)	Propante (lbs)
OneSTEP GP	70	5000	5-20	
WF135	90	5000	20	
YF135HTD	120	5000	20	
WF135	90	5000	20	
YF135HTD	328	5000	20	30.000 lb-CarboLite 20/40
WF135	84	5500	20	

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.2.3.2. Simulación FracCADE

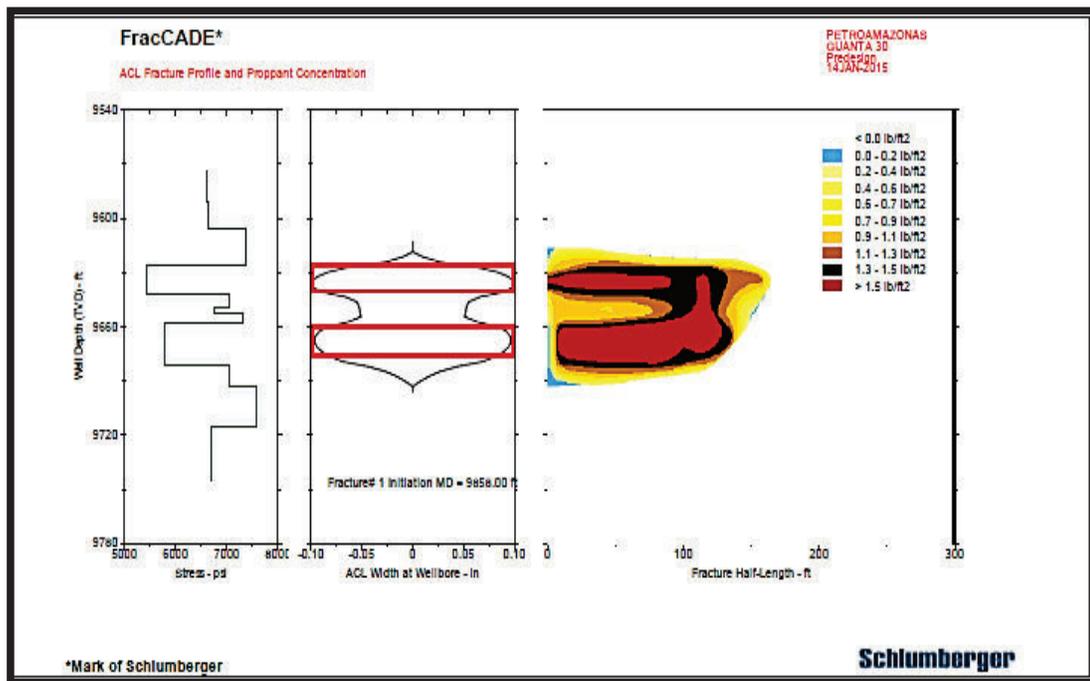
Los siguientes resultados son determinados para esta propuesta de fractura usando un modelo vertical (Pseudo 3-D Vertical Model). (Schlumberger, 2015)

- Tope de la fractura inicial 9626,4 ft
- Base de la fractura inicial 9642,4 ft
- Longitud media de fractura apuntalada 171,7 ft
- Altura hidráulica en pozo EOJ 82,7 ft
- Ancho apuntalado promedio 0,133 in
- Concentración de gel promedio 727,8 lb/m gal
- Factor de retención de gel promedio 0,50
- Presión neta 1628 psi
- Eficiencia 0,209
- Conductividad efectiva 2169 md ft

- Fcd efectivo 0,5
- Presión máxima de superficie 5163 psi

La figura 3.11 ilustra la longitud media de la fractura que es de 171,7 ft y una altura de 82,7 ft, mientras la máxima presión en superficie es de 5163 psi.

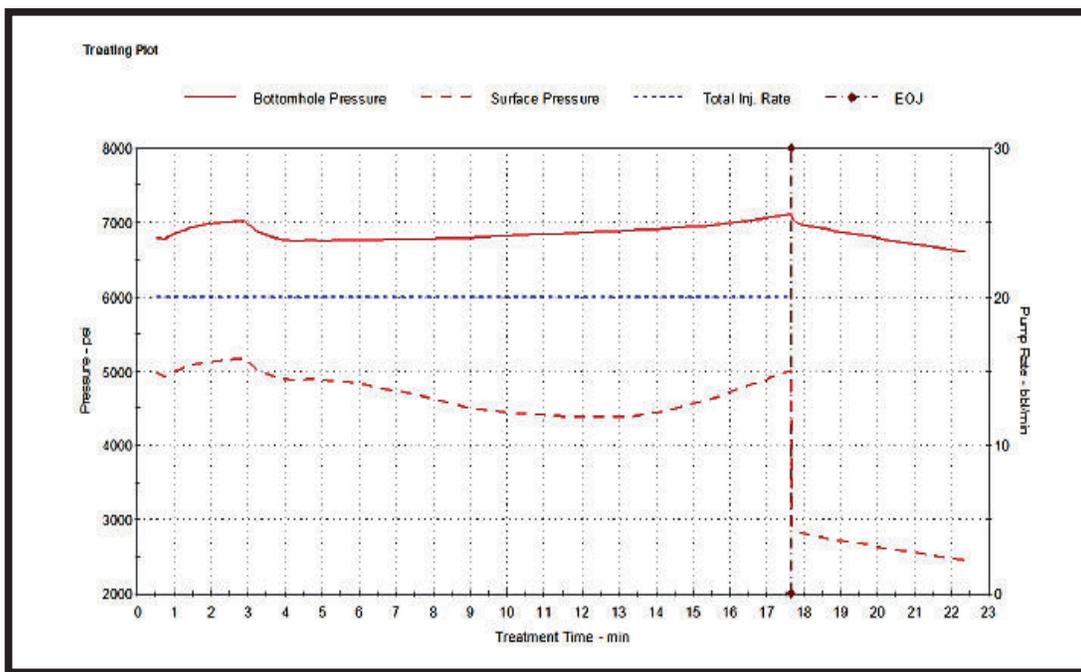
FIGURA 3.11. SIMULACIÓN DE LA FRACTURA DEL POZO GUANTA 30 MEDIANTE FRACCADE



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

La simulación ilustra las presiones con respecto al tiempo de ejecución de la operación en la figura 3.12, la rata de bombeo es de aproximadamente 20 bpm, además se observa las presiones en superficie de 2900 psi y en el fondo del pozo de 7010 psi, siendo la máxima presión de trabajo. (Schlumberger, 2015)

FIGURA 3.12. SIMULACIÓN DEL TRATAMIENTO DEL POZO GUANTA 30 MEDIANTE FRACCADE



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

3.2.2.3.3. Programa de bombeo

Establecido por el simulador para alcanzar una longitud media de fractura apuntalada (Xf) de 171,6 ft. Con un promedio de conductividad (Kfw) de 1767 md.ft. (Schlumberger, 2015) A continuación las tablas describen las características del fracturamiento en el pozo.

TABLA 3.66. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DEL POZO GUANTA 30

Step name	Pump rate (bbl/min)	Fluid name	Job description			
			Step fluid volumen (bbl)	Gel conc. (lb/mgal)	Prop. type and mesh	Prop. conc. (PPA)
PAD	20	YF135HTD	180	35		0
1,0 PPA	20	YF135HTD	10	35	CarboLite 20/40	1
2,0 PPA	20	YF135HTD	12	35	CarboLite 20/40	2
3,0 PPA	20	YF135HTD	18	35	CarboLite 20/40	3

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.66. CONTINUACIÓN

Job description						
Step name	Pump rate (bbl/min)	Fluid name	Step fluid volumen (bbl)	Gel conc. (lb/mgal)	Prop. type and mesh	Prop. conc. (PPA)
4,0 PPA	20	YF135HTD	24	35	CarboLite 20/40	4
5,0 PPA	20	YF135HTD	24	35	CarboLite 20/40	5
6,0 PPA	20	YF135HTD	25	35	CarboLite 20/40	6
7,0 PPA	20	YF135HTD	20	35	CarboLite 20/40	7
8,0 PPA	20	YF135HTD	15	35	CarboLite 20/40	8
FLUSH	20	WF135	84	30,2		0

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.67. VOLUMEN DE FLUIDO BOMBEADO DEL POZO GUANTA 30

Fluid totals
328 lb of YF135HTD
84 bbl of WF135

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.68. VOLUMEN DE APUNTALANTE BOMBEADO DEL POZO GUANTA30

Proppant totals
30.000 lb of CarboLite 20/40

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 3.69. PORCENTAJE DE PAD BOMBEADO DEL POZO GUANTA 30

Pad percentages	
% PAD Clean	54,9
% PAD Dirty	50,1

Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

Elaborado por: Andrea Mencías

3.2.2.3.4. Producción esperada post-fractura de la arenisca “Ui”

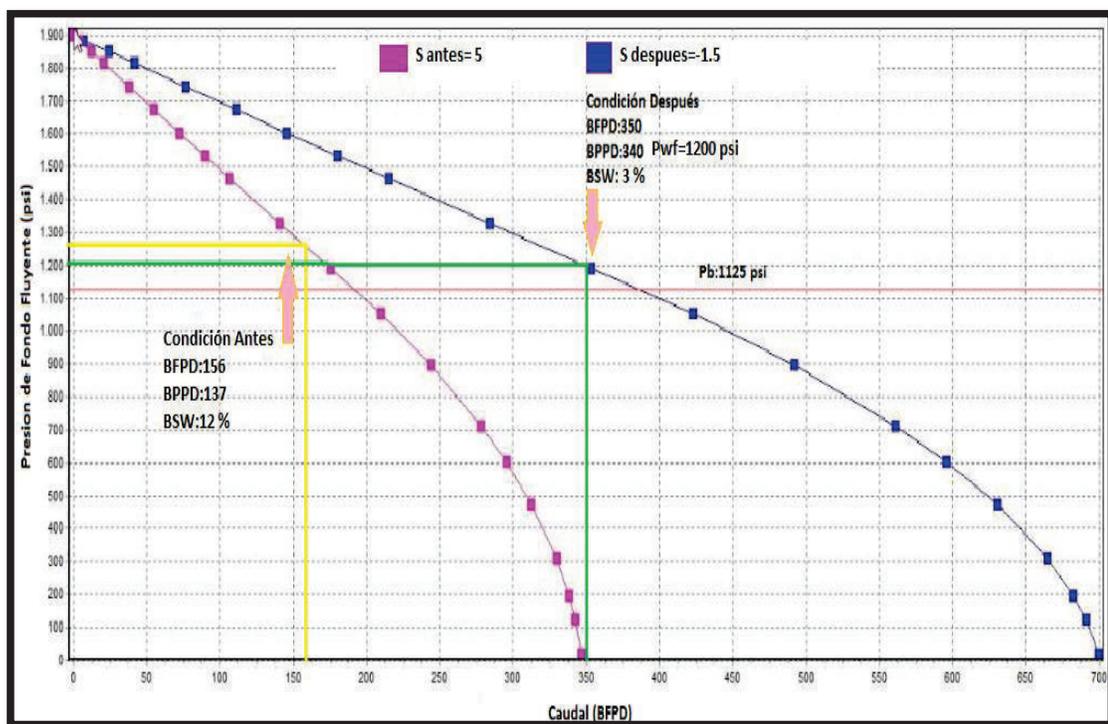
- Se realizó un análisis nodal para determinar cuál sería la producción post-fractura. De acuerdo al análisis nodal se tendrá posterior al fracturamiento una producción de 340 BPPD, es decir se va a generar un incremento de

aproximadamente 220 BPPD con respecto a la producción promedio de 2014 a Febrero de 2015 de 120 BPPD.

- De acuerdo al análisis nodal realizado, posterior al tratamiento de fracturamiento se estima reducir el daño de un valor de 5 a un valor de -1,5, con producción de 340 BPPD.

El Anexo 5 presenta el estado mecánico del pozo Guanta 30.

GRAFICA 3.8. IPR DEL POZO GUANTA 30, ARENISCA UI



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

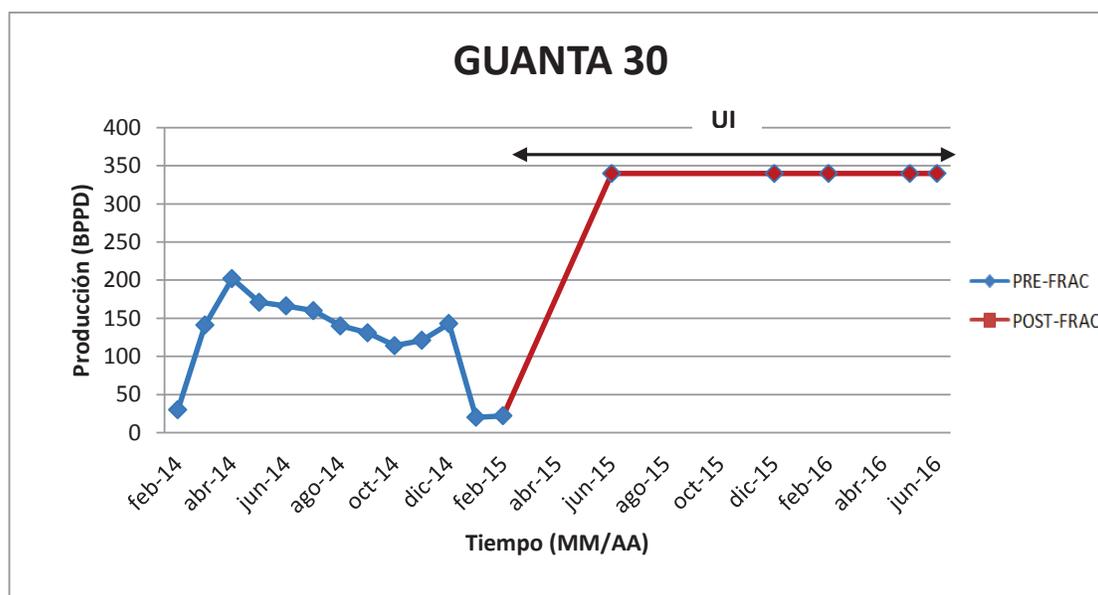
La grafica 3.8 presenta la producción del pozo Guanta 30 antes de realizar el trabajo de fracturamiento, en donde la arenisca "Ui" tiene un daño de 5 con una producción de 156 BFPD, 137 BPPD y 3% de BSW. Además se observa la producción esperada después de la fractura, donde el daño de formación es de -1,5, con una producción de 350 BFPD, 340 BPPD y 10,5% de BSW.

3.2.2.4. Análisis de la eficiencia del posible fracturamiento

- Considerando que la simulación sea exitosa se tendrá una producción post fractura de 340 BPPD con un incremento en la producción de 318 barriles de petróleo, ya que su última producción antes de ser cerrado fue de 22 BPPD.
- La permeabilidad será mejorada entre el pozo y reservorio, logrando una producción alta de petróleo con una menor producción de agua.
- Después de haberse realizado el trabajo de fracturamiento se esperará que el pozo mantenga una producción óptima de petróleo y que esta no baje, ya que en la arenisca "Ui" del pozo Guanta 30 ha resultado muy beneficioso realizar este tipo de trabajo.

La grafica 3.9 presenta la producción de la arenisca Ui del pozo Guanta 30 antes y después de realizar el posible fracturamiento en este pozo.

GRÁFICA 3.9. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PRE Y POST FRACTURA DEL POZO GUANTA 30



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

El pozo Guanta 30 produce de la arenisca "Ui" un promedio de 100 BPPD hasta Febrero de 2015, en donde el pozo se cierra por bajo aporte con una producción menor a 20 BPPD.

A partir de la posible fractura realizada a la arenisca "Ui", se observa en el grafico el incremento de producción esperado como resultado de la fractura en esta arenisca, con una producción promedio de 340 BPPD.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1. INTRODUCCIÓN

Actualmente el campo Guanta-Dureno tiene producido 52 MM bls, es decir un 60% del total de reservas probadas, pero debido a las dificultades operativas ha disminuido la producción por bajo aporte de los pozos, por esta razón se ha visto la necesidad de incrementar la producción del campo y una de las alternativas más viables para este efecto es el fracturamiento hidráulico. (Petroamazonas, 2015)

El propósito de este proyecto es incrementar la producción de petróleo, para esto se debe analizar si la inversión que se desea realizar resulta ser rentable o no, y evaluar la que más le convenga financieramente a Petroamazonas EP. (Petroamazonas, 2015)

Con el análisis económico se determinará los costos necesarios para la realización de la fractura, así como el costo total de la operación planteada. (Petroamazonas, 2015)

Se toman en cuenta los siguientes costos para un trabajo de fracturamiento hidráulico:

- Trabajo de fracturamiento (químicos, equipo y personal).
- Días de trabajo de la torre.
- Supervisión y transporte (equipo y personal).
- Movimiento de la torre (torre, herramientas, personal).
- Registros o pruebas adicionales que se van a realizar en el pozo (wire line, slick line, etc).

- Químicos (equipo y personal).
- Unidad de bombeo más herramientas (MTU).
- Contingencias (camisas, protectores de cable, entre otras). (Días y Lasso, 2013)

4.2. CRITERIOS BÁSICOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO

4.2.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

“Es un proceso que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.” (Castañeda, 2007)

“El proyecto de inversión, de acuerdo a este criterio se acepta cuando el valor actual neto es positivo.” (Castañeda, 2007)

“VAN>0 Aumentará el capital de la empresa por lo tanto el proyecto es aceptable.

VAN<0 Disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto es inaceptable.

VAN=0 No aumentará ni disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto el proyecto es indiferente. Si el proyecto se lleva a cabo, es porque se ha priorizado otros aspectos.” (Castañeda, 2007)

El VAN de un proyecto es igual a la suma de los flujos netos de caja (FNC), asociados a la implementación del mismo, la ecuación 4.1 se utiliza para calcular el VAN:

$$VAN = \sum_k^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Dónde:

Fnc k = Flujo neto de caja del año k.

i = Tasa de actualización.

4.2.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

“Es la tasa que surge de la relación entre la inversión inicial y los flujos netos de caja. Se define como el rendimiento de una unidad de capital invertido a una unidad de tiempo. Para obtenerla debe tenerse en cuenta que la tasa interna de retorno es la tasa que hace que el VAN = 0.” (Castañeda, 2007)

TIR > i El rendimiento supera al costo de capital invertido, por lo tanto el proyecto es rentable.

TIR < i El rendimiento no alcanza a cubrir el costo del capital invertido, por lo tanto el proyecto no es rentable.

TIR = i Cubre exactamente el costo de capital invertido, por lo tanto es indiferente.” (Castañeda, 2007)

Para obtener el valor del TIR se aplica la ecuación 4.2:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1 + TIR)^k} - lo \quad \text{Ec. (4.2)}$$

Dónde:

lo = Inversión en el periodo 0.

Fnck = Flujo neto de caja del año k.

i = Tasa de actualización

El periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiación.

4.2.3. RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

“El análisis costo/beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.” (Castañeda, 2007)

“La relación costo/beneficio (C/B), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual Neto (VAN) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales de un proyecto. Se utiliza la ecuación 4.3 para el cálculo de esta relación:” (Castañeda, 2007)

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}} \quad \text{Ec. (4.3)}$$

RCB>1 Los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto el proyecto es aceptable.

RCB<1 Los ingresos son menores que los egresos, por lo tanto el proyecto no es aceptable

RCB=1 Los ingresos son iguales a los egresos, por lo tanto el proyecto es indiferente. (Castañeda, 2007)

4.2.4. PORCENTAJE DE DECLINACIÓN

“Se utiliza la ecuación de declinación exponencial para cada mes de producción, con la ecuación 4.4.” (Castañeda, 2007)

$$q = q_i * e^{-at} \quad \text{Ec. (4.4)}$$

Dónde:

q = Caudal esperado a un determinado tiempo.

q_i = Caudal inicial.

a = Porcentaje de declinación anual del campo.

t = Periodo al nuevo caudal esperado.

4.3. VARIABLES IMPORTANTES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

4.3.1. COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE

Son costos estimados, establecidos para la implementación de un servicio con el fin de obtener una mejor producción y generar ingresos a futuro. (Jiménez y Tercero, 2013)

Los costos son considerados en base a trabajos realizados en el campo, estos pueden variar de acuerdo al tiempo o a complicaciones. (Jiménez y Tercero, 2013) En la tabla 4.1 se presentan los costos estimados de los trabajos de reacondicionamiento planteados en el capítulo anterior.

TABLA 4.1. COSTOS ESTIMADOS DE FRACTURAMIENTO

Servicios/Materiales	Costos (USD)
DTM	15.00
Taladro (tarifa operativa)	126.425
Diesel Rig + Camp + Pruebas	10.282
Alquiler de 2 campers + kk machine	9.000
Vaccum/Tanquero	9.390
Unidad de filtrado	8.686
Slick Line (alambre)	9.804
Motor de fondo	36.700
Adrialpetro	6.791
Alquiler o rep.Hras de pesca + DP	5.336
Servicios de Estimulación	120.496
REDA (pulling/run)	13.673
REDA (equipo nuevo)	250.793
Equipos de fondo	18.957
Mov&Desmov	3.400
Equipo de superficie	9.830
Venta de repuestos y equipos	3.002
Unidad de bombeo	17.300
Combustible	600
Laboratorio	2.575

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

TABLA 4.1. CONTINUACIÓN

Servicios/Materiales	Costos (USD)
Personal	14.500
Tratamiento de fluidos	26.667
Tubing + camisa, No-Go, Stgg. Valve	100.865
Supervisión CSMS/HES	6.000
Montacarga	8.400
Cabezal	13.555
Comunitarios	1.575
TOTAL	572.680

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

4.3.2. INGRESOS

Los ingresos hacen referencia a la cantidad que recibe la empresa por la venta del barril de petróleo. (Jiménez y Tercero, 2013)

Para este proyecto los ingresos se obtienen de la multiplicación del incremento de barriles de petróleo producidos de cada pozo por el precio actual del barril del petróleo, este valor es asignado por el Banco Central del Ecuador. (Petroamazonas, 2015)

La tasa de declinación anual para los pozos del Campo Guanta-Dureno es de 16%, lo que representa el 1,3% mensual, según información emitida por Petroamazonas EP. (Petroamazonas, 2015)

4.3.3. EGRESOS

Los egresos reflejan la suma de los costos del fracturamiento hidráulico. Es el desembolso de dinero consecuente de los trabajos de reacondicionamiento de fracturamiento. (Jiménez y Tercero, 2013)

4.3.4. COSTOS DE OPERACIÓN

Son los costos para el mantenimiento de un sistema ya instalado o adquirido, durante su vida útil, con el fin de realizar los procesos de producción.

Los costos de operación más importantes son:

- Gastos técnicos y administrativos.
- Alquileres.
- Obligaciones o seguros.
- Materiales de consumo.
- Capacitación (Jiménez y Tercero, 2013)

Para el Campo Guanta-Dureno el costo de operación por cada barril producido es de 9,00 USD, según información emitida por Petroamazonas EP. (Petroamazonas, 2015)

4.4. POZO SELECCIONADO

El estudio económico del pozo seleccionado Guanta 18, hace el análisis de la relación entre la inversión del trabajo de reacondicionamiento y el tiempo de recuperación de la misma, teniendo en cuenta el precio promedio mensual del barril de petróleo de 96,26 USD y las producciones diarias de los pozos en los años 2014 y 2015 después de haberse implementado el trabajo de fracturamiento hidráulico. Los promedios mensuales del costo del barril de petróleo se presentan en el Anexo 6. (Petroamazonas, 2015)

4.4.1. PROPUESTA

En la tabla 4.2 se observa el incremento de producción del pozo después de haber realizado el fracturamiento hidráulico.

TABLA 4.2. PROPUESTA DE POZO SELECCIONADO

Pozo	Prod. antes de fracturar (BPPD)	Prod. después de fracturar (BPPD)	Incremento de producción (BPPD)	% de Incremento
Guanta 18	150	250	100	66,6

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

4.4.2. POZO: GUANTA 18

El costo total del trabajo de reacondicionamiento N° 07, correspondiente al fracturamiento hidráulico del pozo Guanta 18 es de 795.514,31 USD.

Se considera un incremento de producción de 100 BPPD después de haber implementado el trabajo de fractura y que el pozo se encontraba cerrado antes del fracturamiento.

La inversión anual del fracturamiento es de 1.058.764 USD, y el tiempo de recuperación de la inversión se produjo a partir del día 95; desde ese momento el pozo comenzó a generar una ganancia de 320.578 USD.

Se ha podido determinar que el trabajo de fracturamiento en el pozo Guanta 18 fue satisfactorio y la tabla 4.3 muestra los gastos detallados correspondientes al reacondicionamiento de fractura hidráulica para este pozo.

TABLA 4.3. COSTOS DEL REACONDICIONAMIENTO N° 07 DEL POZO GUANTA 18

Compañía	Servicios	Costos (USD)
GEOPETSA 06	Trabajo de la torre (25 D + 2h)	225.750,00
GEOPETSA 06	Supervisión y transporte	18.112,42
SCHLUMBERGER	Unidad de wire line	16.542,66
SCHLUMBERGER	Servicio de fractura	455.000,00
SERTECPET	Bomba jet (Eval. C/MTU)	60.000,00
	TOTAL	775.405,08

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

4.4.3. RESULTADOS

La tabla 4.4 muestra los resultados de VAN, TIR y relación C/B obtenidos del análisis económico del pozo seleccionado Guanta 18. Los cálculos realizados se detallan en el Anexo 7.

TABLA 4.4. RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Evaluación	Pozo Seleccionado
	Guanta 18
VAN (USD)	320.578
TIR	7%
R.C/B	1,4

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Andrea Mencías

4.5. POZOS CANDIDATOS

Para realizar el análisis económico de los pozos candidatos a fracturarse Guanta 15 y Guanta 30, se ha procedido a realizar un estimado de costos con relación a la inversión del pozo seleccionado.

El tiempo de recuperación de la inversión se realiza con el costo promedio anual del barril de petróleo del año 2015 que es de 49,49 USD. (Banco Central del Ecuador). (Petroamazonas, 2015)

- Se estima una tasa de actualización de 12% anual y una tasa de actualización de 1% mensual.
- Los costos para trabajos de fracturamiento hidráulico se obtuvieron del trabajo realizado anteriormente en el pozo Guanta 18, es por eso que son estimados.
- Se estima un porcentaje de contingencia igual +/-30%.
- Se considera un año de vida útil de la aplicación del fracturamiento hidráulico en óptimas condiciones. (Petroamazonas, 2015)

4.5.1. PROPUESTA

De acuerdo al incremento de producción que presenta cada pozo, consecuencia de haber efectuado la simulación de fracturamiento hidráulico, se plantea la propuesta de incremento de producción, como se observa en la tabla 4.5.

TABLA 4.5. PROPUESTA DE POZOS CANDIDATOS

Pozo	Prod. antes de fracturar (BPPD)	Prod. después de fracturar (BPPD)	Incremento de producción (BPPD)	% de Incremento
Guanta 15	72	215	143	198,6
Guanta 30	120	340	220	183,3

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

4.5.2. POZO: GUANTA 15

El costo total estimado del trabajo de reacondicionamiento N° 13 del pozo Guanta 15 es de 700.011,39 USD.

Suponiendo que el pozo cumpla con las expectativas y tenga una producción promedio de 215 BPPD, con un incremento de producción de 143 BPPD obtenidos después de haber implementado el trabajo de fracturamiento, el tiempo de recuperación de la inversión sería al día 127 y desde ese mismo día se espera que el pozo comience a generar ganancias de 1.003.957 USD, con una inversión anual de 1.102.581 USD.

En la tabla 4.6 se puede visualizar los costos estimados detallados, teniendo en cuenta que el pozo se encuentra cerrado.

TABLA 4.6. COSTOS DEL REACONDICIONAMIENTO N°13 DEL POZO GUANTA 15

Servicios	Costos (USD)
Movimiento de la torre	170.00
Trabajo de la torre (± 15 días)	150.000
Supervisión y transporte	100.00
Fracturamiento	230.211,39
Químicos	21.000
Unidad de bombeo	55.000
Unidad de wire line	16.500
Equipo de subsuelo	50.200
Contingencias (± 30%)	150.100
TOTAL	700.011,39

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Andrea Mencías

4.5.3. POZO: GUANTA 30

El costo total estimado del trabajo de reacondicionamiento N° 02 del pozo Guanta 30 es de 619.147,41 USD.

Suponiendo que el pozo cumpla con las expectativas y tenga una producción promedio de 340 BPPD, con un incremento de producción de 220 BPPD obtenidos después de haberse implementado el trabajo de fracturamiento, el tiempo de recuperación de la inversión sería al día 68 y desde ese mismo día se espera que el pozo comience a generar ganancias de 2.137.530 USD, con una inversión anual de 1.271.97 USD.

Con estos antecedentes se considerara que el trabajo de fracturamiento sería satisfactorio. En la tabla 4.7 se puede visualizar los costos estimados detallados, teniendo en cuenta que el pozo se encuentra cerrado.

TABLA 4.7. COSTOS DEL REACONDICIONAMIENTO N° 02 DEL POZO GUANTA 30

Servicios	Costos (USD)
Movimiento de la torre	17.000
Trabajo de la torre (± 10 días)	110.000
Supervisión y transporte	9.300
Químicos	21.000
Fracturamiento	196.747,41
Unidad de bombeo	55.000
Unidad de slick line + vacuum	10.000
Equipo de subsuelo	50.000
Contingencias (± 30%)	150.100
TOTAL	619.147,41

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Andrea Mencías

4.5.4. RESULTADOS

La tabla 4.8 muestra los resultados de VAN, TIR y relación C/B obtenidos del análisis económico de los pozos candidatos a fracturamiento hidráulico. Los cálculos realizados se detallan en el Anexo 7.

TABLA 4.8. RESULTADOS DE LA PROPUESTA

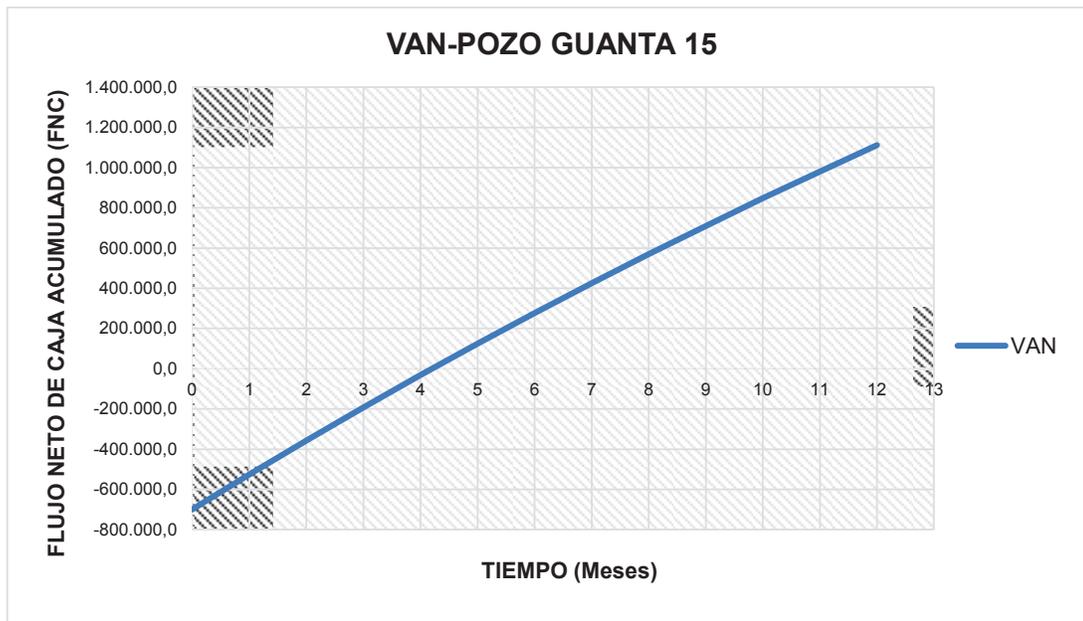
Evaluación	Pozos Candidatos	
	Guanta 15	Guanta 30
VAN (USD)	1.003.956,80	2.137.529,60
TIR	20%	41%
R.C/B	2	2,8

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

La figura 4.1 y 4.2 presentan el Flujo de Caja vs. Tiempo para los pozos candidatos Guanta 15 y Guanta 30, en donde se observa el tiempo al cual se recupera la inversión del proyecto para cada pozo.

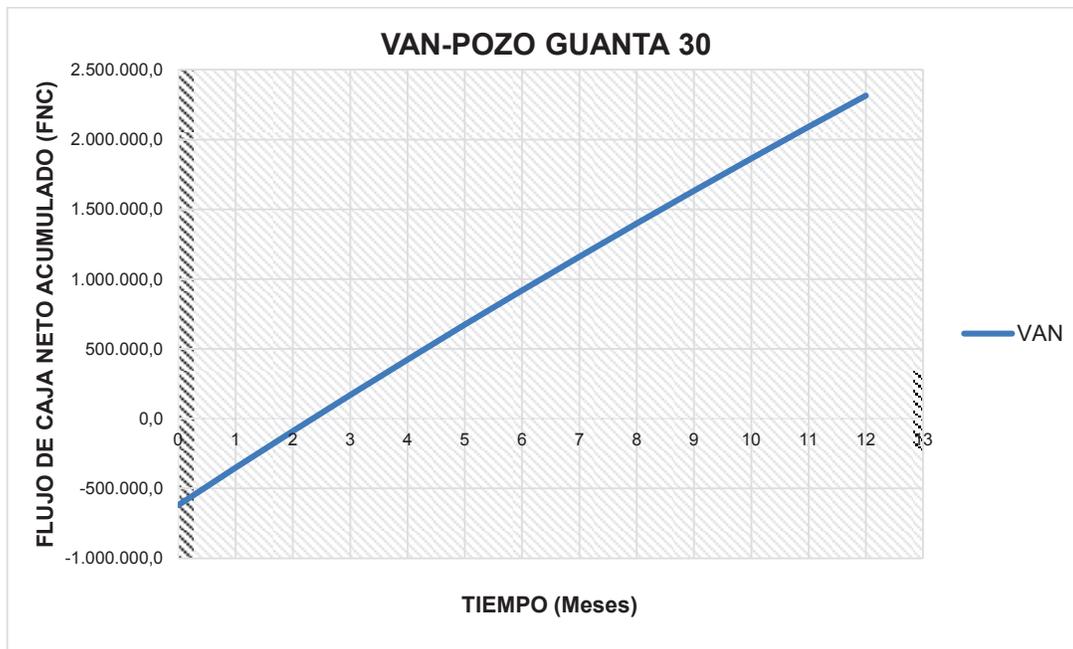
GRÁFICA 4.1. RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 15



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

GRÁFICA 4.2. RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO GUANTA 30



Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El campo Guanta – Dureno fue descubierto por Texaco – Gulf, mediante la perforación del pozo exploratorio Dureno-01 en 1969, e inició su desarrollo productivo desde el año 1984 con un acumulado de petróleo de 52 MM bls para Diciembre de 2015.
- Los reservorios productores del campo Guanta-Dureno son:

Principales: U inferior con 32,5° API y T inferior con 32,1°API.

Secundarios: Basal Tena con 27,5° API, U superior con 29,5° API, T superior con 30° API y Hollín Superior con 31° API.

- La arenisca U inferior tiene una porosidad que varía de 12,3% a 26,4% y una saturación de agua de 12,3% a 46%.
- La arenisca T inferior tiene una porosidad que varía de 11,2% a 21% y una saturación de agua de 12,9% a 47,2%.
- El potencial de producción del Campo Guanta-Dureno fue de 4198 BPPD y declino a 3653 BPPD hasta Diciembre de 2015; cuenta en la actualidad con 48 pozos, de los cuales 22 se encuentran activos, 22 están cerrados, 2 son reinyectores y 2 están abandonados.
- La aplicación del fracturamiento hidráulico busca incrementar la conductividad del petróleo de la formación hacia el pozo, minimizando la caída de presión, de esta manera logra sobrepasar posibles zonas

dañadas y contactar nuevas áreas del yacimiento que no han sido drenadas.

- Para realizar el análisis técnico-experimental de este proyecto se tomó como referencia el pozo Guanta 18 en el cual se aplicó la técnica de fracturamiento hidráulico, y dos pozos propuestos por la compañía Petroamazonas EP candidatos para la implementación de dicho método, Guanta 15 y Guanta 30.
- En el pozo Guanta 15 se propone realizar un fracturamiento hidráulico por lo cual se diseña la siguiente completación: asentamos un CIBP a 9900 ft, a continuación se coloca un pup-joint de 3 1/2", un packer a 9700 ft, un tubo de 30 ft, un Nogo de 1 ft, un tubo de 30 ft, una camisa ubicada a 9632 ft y 316 tubos de producción de 3 1/2" (tubing).
- En el pozo Guanta 30 se procede hacer el mismo trabajo del pozo Guanta 15, por lo cual se propone la siguiente completación. Asentamos un CIBP A 9874 ft, para aislar la sección de 9884 ft a 9905 ft y solo producir de la sección de 9850 ft a 9866 ft. En la completación tendremos una pata de mula de a 9801ft, un Nogo a 9800 ft, un x-overa a 9799 ft, un tubo de 3 1/2" de 32 ft a 9767 ft, un packer hidráulico a 9763 ft, un tubo a 9730' ft de 3 1/2", un Nogo a 9729 ft, un tubo de 3 1/2" a 9698 ft de 31ft y una camisa a 9695 ft.
- FraCade es el software de la Cia. Schlumberger usado en este proyecto para simular el diseño de la fractura. En este simulador se cargaron los datos de producción, parámetros petrofísicos, de fluidos, de completación y de equipo de fondo, para de esta manera realizar la simulación de los pozos candidatos a fracturar.
- Los resultados obtenidos al calcular la presión de fractura, presión de cierre, el gradiente de fractura y el espesor y ancho de fractura los

comparamos con los valores del software utilizado en este proyecto y se concluye que los valores son aproximados.

- El agente apuntalante que se utiliza en este proyecto es Carbolite, con un tamaño de malla 20/40, ya que posee la capacidad de resistir el valor de esfuerzo; el fluido seleccionado para fracturar los pozos candidatos es YF135HTD, que posee una alta viscosidad con la finalidad de iniciar la fractura y asegurar que esta se mantenga abierta durante el tratamiento; está diseñado para trabajar en pozos de alta temperatura y es amigable con el medio ambiente. Este fluido limpia el empaque de la fractura posterior al tratamiento, logrando que la fractura generada proporcione el contraste de permeabilidad deseado para mejorar la eficiencia hidráulica del fracturamiento y así obtener la geometría de fractura necesaria para el incremento de producción esperado.
- En el pozo Guanta 18 las areniscas “Ui” y “Tp” están fracturadas, la arenisca “H” fue punzonada y no hubo aporte, el pozo tiende a estabilizar producción de la arenisca “Tp”.
- Después de haber implementado el método de fracturamiento hidráulico en el pozo Guanta 18, obtuvo 250 BPPD con un BSW=13%, incrementando su producción en 100 BPPD, una permeabilidad de 32,1 md y una reducción de daño de $S=-2.7$ a $S=-8.46$; considerando que el pozo se encontraba cerrado, los resultados obtenidos del fracturamiento fueron satisfactorios.
- Se plantea que el pozo Guanta 15 después de ser fracturado tendría una producción de 215 BPPD, incrementando su producción en 143 BPPD, con un BSW=10% y una reducción de daño de $S=19,3$ a $S=-2,5$.
- Se plantea que el pozo Guanta 30 después de ser fracturado tendría una producción de 340 BPPD, incrementando su producción en 220 BPPD, con un BSW=24% y una reducción de daño de $S=5$ a $S=-1,5$.

- El análisis económico para los pozos candidatos a fracturar: GNTA-15 y GNTA-30 se realizó considerando el precio del barril de petróleo de 49,49 USD, que corresponde al valor promedio del 2015. La tabla 5.1 muestra los resultados del análisis económico.

TABLA 5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS CANDIDATOS

Pozo	Guanta 15	Guanta 30
Inversión Anual Total del Proyecto (USD)	1.102.581	1.271.197
Tasa Interna de Retorno	20%	41%
Valor Actual Neto (USD)	1.003.957	2.137.530
Tiempo (DÍAS)	127	68

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

- Se considera la tasa de actualización de 12% anual; el valor obtenido del indicador TIR es mayor que la tasa de actualización anual, de igual manera el VAN obtenido es mayor a 0 con lo cual se considera un proyecto rentable, que genera ganancias para el estado.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para garantizar la eficiencia del trabajo de fractura se recomienda que antes de realizar el workover de fracturamiento, se verifique la existencia de posibles problemas mecánicos, como zonas mal cementadas, daño en el casing, entre otros.
- Actualizar los datos de presión, especialmente para aquellos pozos que no tienen pruebas de build up recientes.
- Se recomienda realizar un registro de cementación, para corroborar la información que se obtiene de los registros eléctricos de los pozos.
- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión antes y después de la fractura, ya que la data más reciente permite realizar un

mejor ajuste de los parámetros que requiere la simulación del fracturamiento. Dependiendo de la producción del pozo después de la fractura se sugiere tomar un nuevo build up, para ver el tipo de daño y determinar si el pozo necesita estimularse o re-fracturarse, teniendo en cuenta las condiciones del reservorio y las reservas; comprobando de esta manera el éxito en la operación de fractura.

- Se recomienda fracturar los pozos candidatos GNTA-15 y GNTA-30, ya que de acuerdo al análisis económico el fracturamiento para estos pozos es rentable; obteniendo un incremento en la producción de 363 BPPD.

GLOSARIO

A

Análisis nodal: es el estudio que permite conocer la capacidad de producción del yacimiento e indicar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción.

Análisis PVT: prueba de presión, volumen y temperatura y su función es determinar las propiedades físicas de los fluidos en un yacimiento.

Anticlinal: plegamiento de las capas superiores de las rocas, similar a un arco en forma de domo.

Asfáltenos: hidrocarburo de elevado peso molecular que se encuentra presente en el asfalto.

B

Build up: uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice. La prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el yacimiento varía en función del tiempo.

C

Compresibilidad: propiedad de la materia a la cual se debe que todos los cuerpos disminuyan de volumen al someterlos a una presión o compresión determinada manteniendo constantes otros parámetros.

Conductividad: representa la mayor o menor facilidad con que el medio deja pasar el agua a través de él por unidad de área transversal a la dirección del flujo.

Cretácico: división de la escala temporal geológica, es el tercer y último periodo de la Era Mesozoica.

D

Daño: alteración de las características originales o de campo de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación en la región vecina al pozo.

Densidad: magnitud escalar referida a la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia.

Drawdown: prueba de presión durante el periodo de flujo, consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, hecha durante un determinado periodo de tiempo a una tasa de producción constante. Usualmente el pozo es cerrado antes de una prueba de flujo durante un tiempo largo como para que el yacimiento alcance la presión estática.

E

Esfuerzo de compresión: resultante de las tensiones o presiones que existe dentro de un sólido deformable o medio continuo, caracterizada porque tiende a una reducción de volumen del cuerpo, y a un acortamiento del cuerpo en determinada dirección.

Esfuerzo de corte: esfuerzo interno o resultante de las tensiones paralelas a la sección transversal de un prisma mecánico.

F

Factor volumétrico del petróleo: factor que representa el volumen del petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica del petróleo a condiciones normales.

I

Índice de productividad: indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque y la caída de presión del reservorio.

L

Litología: parte de la geología que estudia las rocas.

M

MTU: son equipos transportables y versátiles, que proporcionan en forma continua el fluido motriz limpio y presión necesaria en superficie, parámetros requeridos para los trabajos de evaluaciones de pozos con bombas jet o pistón en forma confiable.

P

Packer: herramienta utilizada para bloquear el espacio anular entre dos tuberías o entre tubería y pared del pozo.

Permeabilidad: capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

Polímero: macromoléculas formadas por la unión de moléculas más pequeñas llamadas monómeros.

Porosidad: medida de espacios vacíos en un material, y es una fracción del volumen de huecos sobre el volumen total.

Presión de sobrecarga: presión ejercida por el peso combinado de todos los materiales y los fluidos contenidos en los poros de las rocas de una formación en particular a una determinada profundidad.

Presión hidrostática: fuerza por unidad de área que ejerce un líquido en reposo sobre las paredes del recipiente.

S

Salmuera: agua con una alta concentración de sal disuelta.

Surfactante: sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases.

T

Terciario: división de la escala temporal geológica.

Tortuosidad: relación entre la longitud de la muestra de la roca y la longitud que debe recorrer el fluido por el espacio interconectado para cubrir la longitud de la muestra.

Tubing: tubería de producción.

V

Viscosidad: oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, es debida a las fuerzas de cohesión moleculares.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Castañeda, A, V. (2007). *Incremento de producción del campo Parahuacu de Petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad* (tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

Díaz, A, & Lasso, A. (2013). *Análisis técnico económico y propuesta de nuevos pozos para la implementación del método de fracturamiento hidráulico en el área Amy* (tesis de pregrado). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.

Goyes, S, & Hinojosa, J. (2012). *Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo del área Lago Agrio* (tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

Guanoluisa, G, F. (2014). *Análisis técnico-económico de la tecnología aplicada de cañoneo tipo ancla en combinación con bajo balance dinámico en pozos petroleros del campo Guanta-Dureno* (tesis de pregrado). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.

Jiménez, W, & Pérez, A. (2014). *Estudio para mejorar la eficiencia de los trabajos de fracturas hidráulicas en la arena U de un campo del oriente ecuatoriano* (tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

Jiménez, D, & Tercero, J. (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* (tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

Madrid, M. (2013, 11 de diciembre). Evolución de operaciones de fracturamiento hidráulico. Portal del Petróleo. Recuperado de: http://www.portaldelpetroleo.com/2013/03/evaluación-de-operaciones-de_17.html.

McGuire, W.J. and Sikora, V.J. (2015). The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity. J Pet Technol 12 (10), 72-74. SPE-1618-G. http://petrowiki.org/Post-fracture_well_behavior

Petroamazonas EP. (2015). Reporte de producción de petróleos del CAMPO GUANTA.

Schlumberger. (2015). Fracturing design and evaluation software. FracCade.

Schlumberger. (2013). Elementos de fracturamiento hidráulico. Oilfield Review, 25(2), 57-58. Recuperado de: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish13/sum13/defining_hydraulics.pdf.

Unapanta, H. (2006). *Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en los campos Guanta y Dureno*. (tesis pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

ANEXOS

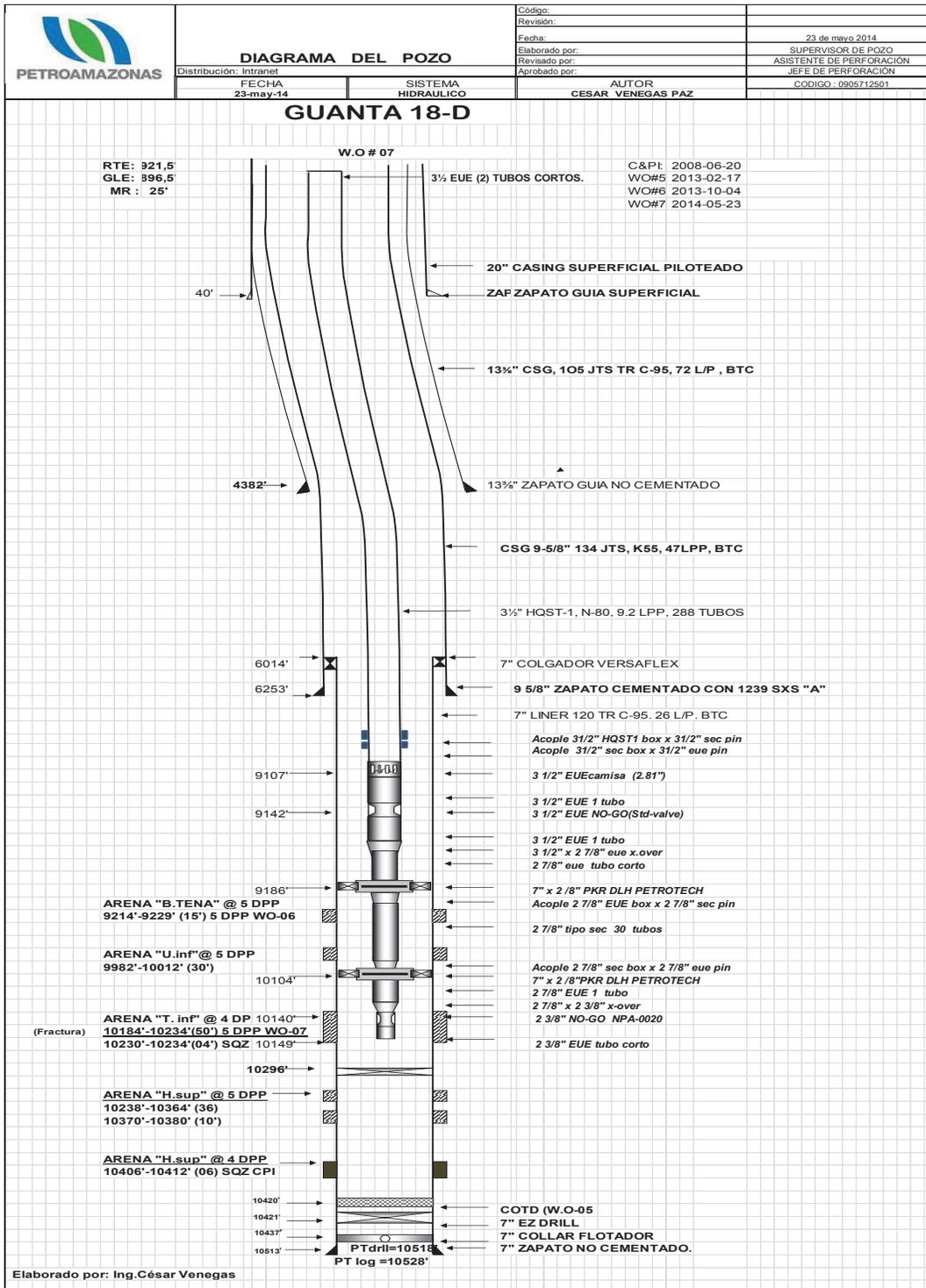
ANEXO No 1
EJECUCIÓN DE FRACTURAMIENTO DEL POZO
GUANTA 18

a. Programa de Trabajo

1. Controlar el pozo con salmuera provista por SLB WS
 2. Bajar sarta de fracturamiento, probando con 3,500 psi cada 2,000 pies como sigue:
 - 3.5" tubing
 - 7" x 3.5" packer (a ser asentado a +/- 200 ft sobre el primer perforado y se recomienda sea de 10KPSI de presión diferencial)
 - 3.5" tubing
 - No go
 - 3.5" tubing
 - 3.5" tubing, hasta superficie
 3. Colocar pildora de YF135HTD balanceando frente de los punzados para mitigar pérdida de fluido y favorecer la presurización del espacio anular. (definir volumen suficiente con capacidad del espacio anular para cubrir las zonas punzadas U y BT)
 4. Asentar packer a +/- 150 ft sobre el primer perforado (SE REQUIERE DE 10000 PSI DE PRESION DIFERENCIAL)
 5. Con Slick Line recuperar standing valve
 6. Armar equipo de Well Services para fracturamiento hidráulico.
- NOTA:** el taladro deberá suministrar un estimado de 1000 bbls de agua fresca filtrada para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento.
7. Realizar prueba de líneas de Schlumberger con 9500 psi contra válvula de tapón en cabezal de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 5 minutos, liberar presión, abrir cabezal de pozo. Colocar 800 psi en el espacio anular, mantener la presión en el anular con una unidad de back up.
 8. Realizar bombeo de sistema OneSTEP GP (80bbls) y desplazar con gel lineal.
 9. Realizar DataFRAC con FLUIDO YF135HTD (Aprox 100 Bbls) y desplazar con gel lineal WF135, reportar presiones y eficiencia de fluido.
 10. Realizar operación de fracturamiento hidráulico a 20.0 bpm
 11. **En caso de arenamiento al final del tratamiento, se limpiara el pozo con EL TALADRO EN SITIO. PETROAMAZONAS deberá proveer de un catch tank para la recolección del propante reversado. El manejo de este material será responsabilidad de PETROAMAZONAS, lo que SLB sugiere es que se lo trate junto con los Ripios en un pozo de Perforación.**
 12. Esperar cierre de fractura y liberar presión.
 13. Desasentar packer y circular fluido de completacion (casing-tubing) para limpiar arena hasta por lo menos debajo del intervalo perforado
 14. Sacar sarta de fractura
 15. Bajar sarta de producción
 16. Dar por terminadas las operaciones.

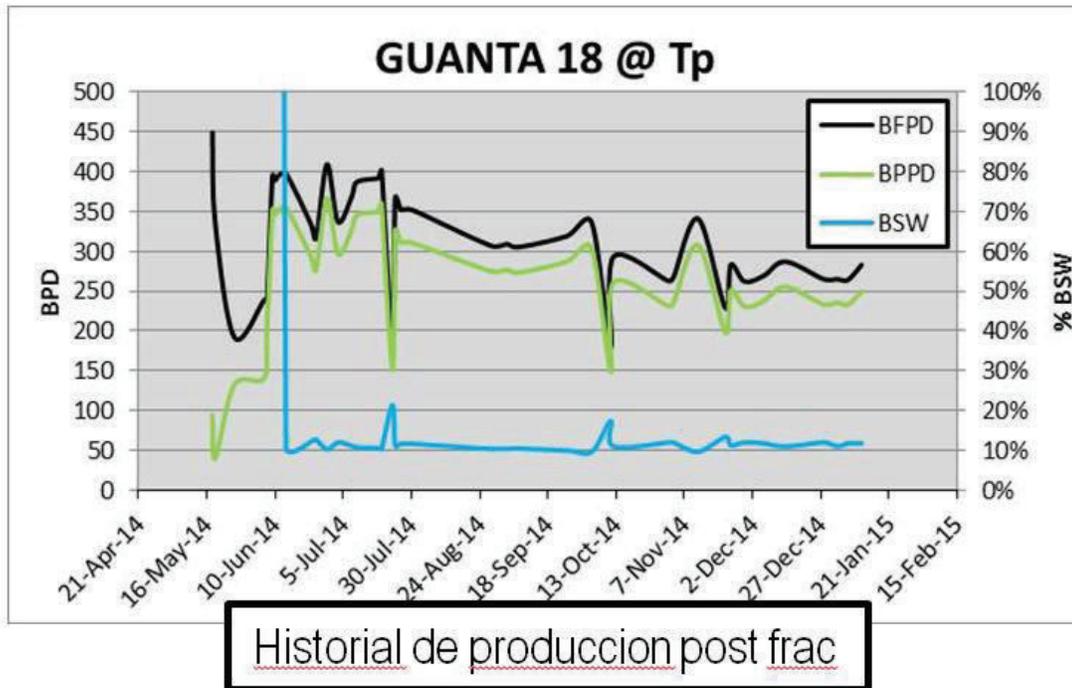
Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

ANEXO No 2
DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GUANTA 18



Fuente: Petroamazonas EP.

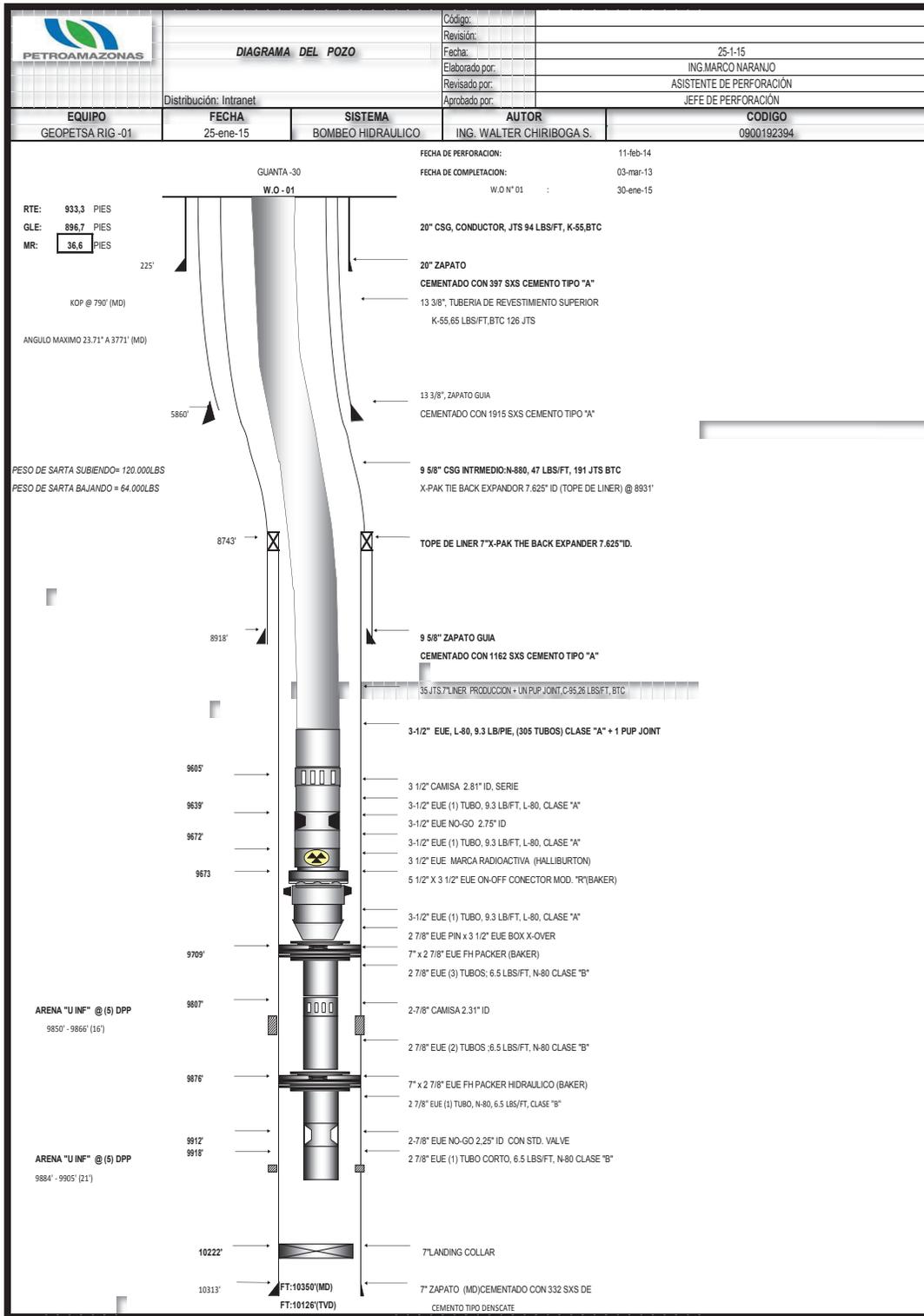
ANEXO No 3
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO GUANTA 18
POST-FRAC



Fuente: Cía. Schlumberger – Well Services

ANEXO No 4
DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GUANTA 15

ANEXO No 5
DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GUANTA 30



Fuente: Petroamazonas EP.

ANEXO No 6
COSTO PROMEDIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

ANEXO 6.1: Costo promedio mensual del barril de petróleo del año 2013

BARRIL DE PETRÓLEO-AÑO 2013	
Mes	Costo dólares
Enero	109,28\$
Febrero	112,75\$
Marzo	106,40\$
Abril	101,07\$
Mayo	100,65\$
Junio	101,03\$
Julio	104,45\$
Agosto	107,52\$
Septiembre	108,73\$
Octubre	106,69\$
Noviembre	104,96\$
Diciembre	107,67\$

Fuente: Banco Central del Ecuador

ANEXO 6.2: Costo promedio mensual del barril de petróleo del año 2014

BARRIL DE PETRÓLEO-AÑO 2014	
Mes	Costo dólares
Enero	104,75\$
Febrero	105,38\$
Marzo	104,15\$
Abril	104,28\$
Mayo	105,44\$
Junio	107,90\$
Julio	105,61\$
Agosto	100,76\$
Septiembre	95,98\$
Octubre	85,07\$
Noviembre	75,57\$
Diciembre	60,23\$

Fuente: Banco Central del Ecuador

ANEXO 6.3: Costo promedio mensual del barril de petróleo del año 2015

BARRIL DE PETRÓLEO-AÑO 2015	
Mes	Costo dólares
Enero	44,40\$
Febrero	54,06\$
Marzo	52,47\$
Abril	57,06\$
Mayo	62,15\$
Junio	60,22\$
Julio	54,14\$
Agosto	45,46\$
Septiembre	44,82\$
Octubre	45,04\$
Noviembre	40,50\$
Diciembre	33,67\$

Fuente: Banco Central del Ecuador

ANEXO 6.4: Costo promedio mensual del barril de petróleo a junio del 2016

BARRIL DE PETRÓLEO-AÑO 2016	
Mes	Costo dólares
Enero	26,50\$
Febrero	28,71\$
Marzo	34,64\$
Abril	37,85\$
Mayo	43,20\$
Junio	45,82\$

Fuente: Banco Central del Ecuador

ANEXO No 7
ANÁLISIS ECONÓMICO

ANEXO 7.1: Análisis económicos del pozo Guanta 15

Periodo	Incremento de Producción Diaria de Petróleo (BPPD)	Producción Mensual De Petróleo (BPPD)	Ingresos por Producción Mensual de Petróleo (USD)	Egresos Mensuales por barril de Petróleo (USD)	Flujo de Caja (USD)	VAN 12% anual (USD)	VAN Acumulado (USD)	Ingresos Acumulados	Egreso Acumulado	FNC Acumulado
0	0	0	0,0	700.011,4	-700.011,4	-700.011,4	-700.011,4	0,0	700.011,4	-700.011,4
1	143	4.290	212.312,1	38.610,0	173.702,1	171.982,3	-528.029,1	212.312,1	738.621,4	-526.309,29
2	139	4.170	206.373,3	37.530,0	168.843,3	165.516,4	-362.512,7	418.685,4	776.151	-357.465,990
3	136	4.080	201.919,2	36.720,0	165.199,2	160.340,7	-202.172,0	620.604,6	812.871	-192.267
4	132	3.960	195.980,4	35.640,0	160.340,4	154.084,0	-534.327,7	816.585,0	848.511	-31.926
5	129	3.870	191.526,3	34.830,0	156.696,3	149.091,2	101.003,1	1.008.111,3	883.341	124.770
6	125	3.750	185.587,5	33.750,0	151.837,5	143.037,8	-542.746,4	1.193.698,8	917.091	276.607
7	122	3.660	181.133,4	32.940,0	148.193,4	138.222,7	382.263,6	1.374.832,2	950.031	424.801
8	119	3.570	176.679,3	32.130,0	144.549,3	133.488,9	515.752,5	1.551.511,5	982.161	569.350
9	116	3.480	172.225,2	31.320,0	140.905,2	128.835,2	644.587,7	1.723.736,7	1.013.481	710.255
10	113	3.390	167.771,1	30.510,0	137.261,1	124.260,7	768.848,4	1.891.507,8	1.043.991	847.516
11	110	3.300	163.317,0	29.700,0	133.617,0	119.764,1	888.612,5	2.054.824,8	1.073.691	981.133
12	107	3.210	158.862,9	28.890,0	129.972,9	115.344,3	1.003.956,8	2.213.687,7	1.102.581	1.111.106
			2.213.688	1.102.581	1.111.106	1.003.957				

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías

ANEXO 7.2: Análisis económico del pozo Guanta 30

Periodo	Incremento de Producción Diaria de Petróleo (BPPD)	Producción Mensual De Petróleo (BPPD)	Ingresos por Producción Mensual de Petróleo (USD)	Egresos Mensuales por barril de Petróleo (USD)	Flujo de Caja (USD)	VAN 12% anual (USD)	VAN Acumulado (USD)	INGRESO ACUMULADO	EGRESO ACUMULADO	FNC ACUMULADO
0	0	0	0,0	619.147,4	-619.147,4	-619.147,4	-619.147,4	0,0	619.147,4	-619.147,4
1	220	6.600	326.634,0	59.400,0	267.234,0	264.588,1	-354.559,3	326.634,0	678.547,4	-351.913,4
2	216	6.480	320.695,2	58.320,0	262.375,2	257.205,4	-97.353,9	647.329,2	736.867,4	-89.538,2
3	213	6.390	316.241,1	57.510,0	258.731,1	251.121,9	153.767,9	963.570,3	794.377,4	169.192,9
4	209	6.270	310.302,3	56.430,0	253.872,3	243.966,3	397.734,2	1.273.872,6	850.807,4	423.065,2
5	206	6.180	305.848,2	55.620,0	250.228,2	238.083,5	635.817,8	1.579.720,8	906.427,4	673.293,4
6	202	6.060	299.909,4	54.540,0	245.369,4	231.149,1	866.966,8	1.879.630,2	960.967,4	918.662,8
7	199	5.970	295.455,3	53.730,0	241.725,3	225.461,6	1.092.428,4	2.175.085,5	1.014.697,4	1.160.388,1
8	196	5.880	291.001,2	52.920,0	238.081,2	219.864,0	1.312.292,4	2.466.086,7	1.067.617,4	1.398.469,3
9	193	5.790	286.547,1	52.110,0	234.437,1	214.355,2	1.526.647,6	2.752.633,8	1.119.727,4	1.632.906,4
10	190	5.700	282.093,0	51.300,0	230.793,0	208.933,9	1.735.581,5	3.034.726,8	1.171.027,4	1.863.699,4
11	187	5.610	277.638,9	50.490,0	227.148,9	203.598,9	1.939.180,4	3.312.365,7	1.221.517,4	2.090.848,3
12	184	5.520	273.184,8	49.680,0	223.504,8	198.349,2	2.137.529,6	3.585.550,5	1.271.197,4	2.314.353,1
			3.585.551	1.271.197	2.314.353	2.137.530				

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Andrea Mencías