

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA EL INCREMENTO DE LA
PRODUCCIÓN EN POZOS ACTIVOS DEL CAMPO TIPISHCA -
HUAICO”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS**

SERNA RODRÍGUEZ KATHERINE CECILIA
kathhy2639@hotmail.com

DIRECTOR: ING. FRANKLIN GÓMEZ S.
franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, agosto 2015

DECLARACIÓN

Yo, SERNA RODRÍGUEZ KATHERINE CECILIA, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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 mi derecho de propiedad intelectual correspondiente 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.

SERNA RODRÍGUEZ KATHERINE CECILIA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Serna Rodríguez Katherine Cecilia, bajo mi supervisión.

ING. FRANKLIN GÓMEZ
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mi infinito agradecimiento a Dios, por darme la vida y permitir que alcance esta meta tan importante, bendecir mi camino y ser mi refugio en todo momento.

A mis padres, que han sido mi ejemplo diario de esfuerzo y perseverancia, que me han enseñado a luchar por alcanzar mis objetivos y con su infinito amor han construido una familia digna de admirar. Gracias por toda la paciencia y palabras de aliento que supieron darme en los momentos que estaba a punto de decaer, por depositar toda su confianza en mí, por cuidarme y hacerme una mujer de bien.

A mis pequeñas, luces de mi vida, gracias porque siempre están junto a mí con un abrazo en mis momentos más difíciles, han sido mis amigas, confidentes y compañeras en todas las circunstancias, haciéndonos tan unidas y tan indispensables la una para la otra. Ustedes me han llevado a tener fuerzas para no rendirme y ser un ejemplo en sus vidas.

Mis tíos y tías, especialmente Fredy, Aida y Rosario gracias a su preocupación y apoyo los cuales me permitieron tener ánimo para seguir adelante en todo momento.

Mi querida Liz, gracias por tu apoyo y ayuda, ya que sin ti gran parte de este proyecto no se hubiera realizado.

Amorita, como no agradecerte si has estado conmigo en mis momentos buenos y malos. A pesar de la distancia sé que puedo contar contigo en todo momento.

A la Escuela Politécnica Nacional que me abrió sus puertas para forjarme desde el primer día como una profesional digna de la patria.

DEDICATORIA

A mis padres Milton y Cecilia, por su inmenso amor y dedicación.

A mis hermanas Josselyne y Antonella, por su apoyo incondicional.

A mí amada abuelita Rosario, quien cuida mis pasos a cada momento.

Katherine

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
LISTA DE TABLAS.....	XI
LISTA DE GRÁFICOS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPÍTULO I.....	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO	1
1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.3. GEOLOGÍA.....	3
1.3.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	3
1.3.2. ANÁLISIS LITOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS.....	4
1.3.2.1. Arenisca M-1	4
1.3.2.2. Arenisca M-2	5
1.3.2.3. Arenisca “T”.....	5
1.3.2.4. Arenisca “U”	6
1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	8
1.4.1. POROSIDAD.....	8
1.4.2. PERMEABILIDAD	8
1.4.3. SATURACIÓN DE FLUIDO.....	9
1.4.4. RESISTIVIDAD	11
1.5. PROPIEDADES DEL FLUIDO.....	11
1.5.1. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (γ_g).....	11
1.5.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (β_g).....	12

1.5.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (β_o)	12
1.5.4. COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO (c_o)	13
1.5.5. RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN – PETRÓLEO (R_s).....	13
1.5.6. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o).....	13
1.5.7. VISCOSIDAD DEL GAS (μ_g).....	14
1.5.8. GRAVEDAD API	14
1.6. RESERVAS	15
1.6.1. RESERVAS PROBADAS REMANENTES	15
1.6.2. RESERVAS PROBABLES	15
1.6.3. RESERVAS POSIBLES	15
1.6.4. FACTOR DE RECOBRO.....	16
1.6.5. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	16
1.7. ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO	17

CAPÍTULO II..... 19

ANÁLISIS TÉCNICO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO 19

2.1. DAÑO DE FORMACIÓN.....	19
2.1.1. ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	19
2.1.1.1. Perforación.....	19
2.1.1.2. Cementación	20
2.1.1.3. Terminación y Reparación	21
2.1.1.4. Producción o Inyección	22
2.1.1.5. Durante la limpieza del pozo	22
2.1.1.6. Durante el tratamiento ácido	22
2.1.2. TIPOS DE DAÑO	23
2.1.2.1. Emulsiones.....	23
2.1.2.2. Arcillas.....	23
2.1.2.3. Bloqueo de agua	23
2.1.2.4. Cambios de mojabilidad	24
2.1.2.5. Depósitos orgánicos.....	24
2.1.3. EVALUACIÓN DEL DAÑO	24
2.1.4. PSEUDODAÑOS	25

2.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LA FORMACIÓN.....	27
2.2.1. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	27
2.2.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LA FORMACIÓN (IPR) .	28
2.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	29
2.3.1. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA.....	31
2.3.2. ESFUERZOS EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA.....	32
2.3.3. TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES	33
2.3.3.1. Fluidos Base Aceite	34
2.3.3.2. Fluidos base agua.....	35
2.3.3.3. Polímeros.....	36
2.3.3.4. Aditivos.....	36
2.3.3.5. Apuntalantes	37
2.3.4. SELECCIÓN DE FLUIDOS PARA REALIZAR UN FRACTURAMIENTO	39
2.3.5. EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	40
2.3.5.1. Equipos de almacenamiento de fluidos.....	41
2.3.5.2. Equipos mezcladores.....	41
2.3.5.3. Equipos de bombeo de alta presión.....	42
2.3.6. METODOLOGÍA PARA REALIZAR UNA FRACTURA	42
2.3.7. PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO	43
2.4. SELECCIÓN DE LOS POZOS A ESTIMULARSE	54
2.5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	57
2.5.1. POZO TIP 03.....	57
2.5.1.1. Estado Mecánico.....	57
2.5.1.2. Historial De Reacondicionamiento Del Pozo.....	57
2.5.1.3. Historial De Producción Del Pozo	59
2.5.1.4. Datos de B'UP.....	60
2.5.2. POZO TIP 09.....	61
2.5.2.1. Estado Mecánico.....	61
2.5.2.2. Historial De Reacondicionamiento Del Pozo.....	61
2.5.2.3. Historial De Producción Del Pozo	63

2.5.2.4. Datos de B'UP.....	65
2.5.3. POZO TIP 12.....	65
2.5.3.1. Estado Mecánico.....	65
2.5.3.2. Historial De Reacondicionamiento Del Pozo.....	65
2.5.3.3. Historial De Producción Del Pozo	67
2.5.3.4. Datos de B'UP.....	69
CAPÍTULO III.....	70
SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS	70
3.1. TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO A LOS POZOS SELECCIONADOS	70
3.1.1. POZO TIP 03.....	70
3.1.1.1. Procedimiento para el diseño del Fracturamiento del Pozo TIP 03.....	70
3.1.2. POZO TIP 09.....	78
3.1.3. POZO TIP 12.....	81
3.2. SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS	84
3.2.1. SIMULACIÓN DEL POZO TIP 03	84
3.2.1.1. Explicación del proceso de simulación en el simulador FracCade	84
3.2.2. SIMULACIÓN DEL POZO TIP 09	93
3.2.3. SIMULACIÓN DEL POZO TIP 12	98
CAPÍTULO IV.....	104
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO	104
4.1. PRODUCCIÓN FUTURA.....	104
4.2. INGRESOS	107
4.3. EGRESOS	108
4.4. INDICADORES ECONÓMICOS	109
4.4.1. FLUJO NETO DE CAJA (FNC)	110
4.4.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	110

4.4.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	111
4.4.4. RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (R B/C)	112
4.5. RESULTADOS ECONÓMICOS.....	112
CAPÍTULO V.....	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
5.1. CONCLUSIONES	114
5.2. RECOMENDACIONES.....	115
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
GLOSARIO.....	121
ANEXOS	126

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Propiedades Petrofísicas del Campo Tipishca – Huaico	11
1.2	Clasificación de los crudos según su gravedad	14
1.3	Datos PVT del Campo Tipishca – Huaico	14
1.4	Reservas del Campo Tipishca – Huaico	17
1.5	Parámetros petrofísicos y de producción de los pozos del Campo Tipishca – Huaico	18
2.1	Valores típicos del faño de formación	27
2.2	Especificaciones de los fluidos base aceite	34
2.3	Datos del pozo	44
2.4	Módulo de Young (ϵ)	45
2.5	Coefficiente de Poisson (ν)	45
2.6	Densidad de la matriz de la roca	46
2.7	Propiedades de fluidos fracturantes	50
2.8	Apuntalantes sintéticos	52
2.9	Selección de pozos para el análisis técnico	56
3.1	Datos del Pozo TIP 03	71
3.2	Resultados de la geometría de la fractura y volúmenes	74
3.3	Caudales obtenidos a diferentes presiones de fondo fluyente	76
3.4	Resultados del fracturamiento para el Pozo TIP 03	77
3.5	Datos del Pozo TIP 09	78
3.6	Caudales obtenidos a diferentes presiones de fondo fluyente	79
3.7	Resultados del fracturamiento para el Pozo TIP 09	80
3.8	Datos del Pozo TIP 12	81
3.9	Caudales obtenidos a diferentes presiones de fondo fluyente	82
3.10	Resultados del fracturamiento para el Pozo TIP 12	83
3.11	Información del tubing para el Pozo TIP 03	85
3.12	Información del casing para el Pozo TIP 03	85
3.13	Información de la perforación para el Pozo TIP 03	86
3.14	Resultados previos obtenidos con el modelo vertical	87
3.15	Resultados de la descripción del trabajo para el Pozo TIP 03	88
3.16	Fluidos totales para el Pozo TIP 03	89
3.17	Apuntalante total para el Pozo TIP 03	89
3.18	Porcentaje en el colchón para el Pozo TIP 03	89
3.19	Comparación de resultados	91
3.20	Información del tubing para el Pozo TIP 09	94
3.21	Información del casing para el Pozo TIP 09	94
3.22	Información de la perforación para el Pozo TIP 09	94
3.23	Resultados previos obtenidos con el modelo vertical	95
3.24	Resultados de la descripción del trabajo para el Pozo TIP 09	96
3.25	Fluidos totales para el Pozo TIP 09	96
3.26	Comparación de resultados	98

3.27	Información del tubing para el Pozo TIP 12	99
3.28	Información del casing para el Pozo TIP 12	99
3.29	Información de la perforación para el Pozo TIP 12	99
3.30	Resultados previos obtenidos con el modelo vertical	100
3.31	Resultados de la descripción del trabajo para el Pozo TIP 12	101
3.32	Fluidos totales para el Pozo TIP 12	101
3.33	Apuntalante total para el Pozo TIP 12	101
3.34	Porcentaje en el colchón para el Pozo TIP 12	101
3.35	Comparación de resultados	103
4.1	Predicción de producción de los pozos candidatos	105
4.2	Ingresos mensuales del proyecto de fracturamiento	107
4.3	Costos involucrados en el fracturamiento hidráulico	109
4.4	Resultados económicos para un costo de barril de \$ 79,70	113
4.5	Resultados económicos para un costo de barril de \$ 60,00	113
4.6	Resultados económicos para un costo de barril de \$ 40,00	113

LISTA DE GRÁFICOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del Bloque 27	2
1.2	Ubicación del Campo Tipishca-Huaico	3
1.3	Correlación estructural – estratigráfica A-A'	4
1.4	Columna estratigráfica del Bloque 27	7
2.1	Daño por invasión de sólidos de perforación	20
2.2	Representación gráfica del IP	28
2.3	Representación gráfica del IPR	29
2.4	Propagación de la fractura en la zona productora	30
2.5	Esfuerzos locales y esfuerzos principales	33
2.6	Resistencia entre varios apuntalantes	39
2.7	Equipos usados en superficie para el fracturamiento hidráulico	40
2.8	Equipo de almacenamiento de fluidos	41
2.9	Mezclador o blender	41
2.10	Equipo de bombeo de alta presión	42
2.11	Diagrama de completación del pozo TIP 03	59
2.12	Producción de petróleo y agua de arena "Ui", Pozo TIP 03	60
2.13	Diagrama de completación del Pozo TIP 09	63
2.14	Producción de petróleo y agua de arena "M - 1", Pozo TIP 09	64
2.15	Diagrama de completación del Pozo TIP 12	67
2.16	Producción de petróleo y agua de arena "Ts", Pozo TIP 12	68
3.1	IPR para el pozo TIP 03	77
3.2	IPR para el pozo TIP 09	80
3.3	IPR para el pozo TIP 12	83
3.4	Datos generales del Pozo TIP 03	84
3.5	Características de perforación del Pozo TIP 03	85
3.6	Propiedades de los fluidos del Pozo TIP 03	86
3.7	Perfil de la fractura y concentración del apuntalante para el pozo TIP 03	90
3.8	Presiones mostradas durante el fracturamiento	91
3.9	Datos generales del Pozo TIP 09	93
3.10	Características de perforación del Pozo TIP 09	93
3.11	Propiedades de los fluidos del Pozo TIP 09	94
3.12	Perfil de la fractura	97
3.13	Presiones mostradas durante el fracturamiento	97
3.14	Datos generales del Pozo TIP 12	98
3.15	Características de perforación del Pozo TIP 12	99
3.16	Propiedades de los fluidos del Pozo TIP 12	100
3.17	Perfil de la fractura y concentración del apuntalante para el pozo TIP 12	102
3.18	Presiones mostradas durante el fracturamiento	102
4.1	Producción de petróleo vs tiempo para los pozos candidatos	106
4.2	Producción acumulada de petróleo vs tiempo para los pozos candidatos	106

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	L^2
Bl	Barriles	L^3
Bapd	Barriles de agua por día	L^3/t
Bppd	Barriles de petróleo por día	L^3/t
Bfpd	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L^3/t
B_g	Factor volumétrico del gas	
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	
C_p	Centipoises	M/Lt
d_i	Diámetro interno de la tubería	L
d_o	Diámetro externo de la tubería	L
D	Profundidad	L
F	Factor de fricción de Fanning	
FR	Factor de recobro	
ft^3/bl	Pies cúbicos por barril	
G_f	Gradiente de fracturamiento	
g/cm^3	Gramos masa por centímetro cúbico	M/L^3
H	Espesor de la formación	L
h_f	Espesor del intervalo productor	L
H_p	Diámetro de las perforaciones	L
I	Tasa de inyección	L^3/t
J	Función de Leverett	
K	Permeabilidad absoluta	L^2
K_e	Permeabilidad efectiva	L^2
K_r	Permeabilidad relativa	L^2
L	Longitud	L
LPG	Libras por Galón	M/L
M	Metro	L
Md	Milidarcys (0.001 darcys)	L^2
Mg	Miligramos	M
mg/l	Miligramos por litro	M/L^3
M	Abreviatura utilizada para indicar miles	
MM	Abreviatura utilizada para indicar millones	
N_p	Producción acumulada de petróleo	L^3
P	Presión	M/Lt^2
Ph	Potencial Hidrógeno	
P_i	Presión instantánea	M/Lt^2
P_c	Presión de cierre	M/Lt^2
P_f	Presión de fractura	M/Lt^2
P_h	Presión hidrostática	M/Lt^2
POES	Petróleo original en sitio	L^3
P_{ts}	Presión de tratamiento en superficie	M/Lt^2
P_{tw}	Presión de propagación de fractura	M/Lt^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
P_{ws}	Presión de fondo estática	M/Lt^2
P_r	Presión del reservorio	M/Lt^2
Psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
Psia	Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas	M/Lt^2
Psig	Libras fuerza por pulgada cuadrada manométricas	M/Lt^2
PVT	Presión - Volumen - Temperatura	
Q	Tasa de producción	L^3/t
q_o	Tasa de producción de petróleo	L^3/t
q_w	Tasa de producción de agua	L^3/t
$Q_{m\acute{a}x}$	Tasa máxima de inyección	L^3/t
r_e	Radio de drenaje	L
r_w	Radio del pozo	L
r_w'	Radio de la zona alterada	L
R_s	Relación gas disuelto – petróleo (solubilidad del gas en el petróleo)	L
S_g	Saturación de gas	
S_o	Saturación de petróleo	
S_w	Saturación de agua	
S	Daño de la formación	
T	Tiempo de inyección	T
T	Temperatura	T
US\$	Dólares de Estados Unidos de América	
V	Volumen	L^3
W	Amplitud	
μ	Viscosidad	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
ρ	Densidad del fluido	M/L^3
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L^3
ρ_w	Densidad del agua	M/L^3
\emptyset	Porosidad	
$^{\circ}F$	Grados Farenheit	T
$^{\circ}API$	Grados API	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

En el capítulo uno se realiza una descripción de la ubicación geográfica del Campo Tipishca –Huaico, su análisis estructural y litológico correspondientes a la descripción de todas las arenas que presenta el campo. Como parte de las características del yacimiento se presentan las propiedades petrofísicas de la roca y datos PVT de los fluidos.

Un resumen de las reservas del campo hasta diciembre del 2013 y el estado actual de los pozos también se presentan como parte de este capítulo.

Con el fin de determinar los problemas que se presentan en los diferentes pozos, en el segundo capítulo se realiza un estudio del daño de formación, su origen, sus principales causas y consecuencias. Se realiza además un estudio acerca del fracturamiento hidráulico, el cual nos permite entender como reaccionan los pozos frente a este método de estimulación y la importancia de su uso en pozos con alto daño de formación y baja considerable en la producción.

Luego de lo cual, se realiza una selección de los pozos más idóneos a los cuales se les pueda aplicar fracturamiento hidráulico, para lo cual se toma en cuenta una serie de especificaciones y parámetros como permeabilidad y alto daño de formación. Luego de realizar el estudio se determina que los pozos candidatos son: TIP 03, TIP 09 y TIP12. En estos pozos es necesario realizar un análisis técnico que incluye el estado mecánico, los historiales de producción y reacondicionamiento además de los datos de B'UP de cada pozo seleccionado para ser fracturado.

En el tercer capítulo se presenta la aplicación del fracturamiento hidráulico a los pozos TIP 03, TIP 09 y TIP 12, debido a su elevado daño de formación, diferencia de presión y baja en la producción. Se realiza también como parte de este capítulo, la simulación del fracturamiento hidráulico a los pozos mencionados anteriormente mediante el programa FracCADE de la empresa Schlumberger, con

el fin de obtener una comparación entre la producción actual de los pozos y la producción que alcanzarán después de ser fracturados.

El capítulo cuatro se basa en el análisis técnico económico considerando una predicción de producción de los pozos candidatos, los ingresos económicos que brindaría el proyecto de estimulación y los costos involucrados en el proceso.

Con el costo del barril de petróleo considerado en \$79,70 se puede determinar que la inversión se recuperaría en dos meses con un VAN = \$ 14.659.831,73 anual y un TIR = 7,14%.

Con el costo del barril de petróleo considerado en \$60,00 se puede determinar que la inversión se recuperaría en 2,8 meses con un VAN = \$ 9.894.664,68 anual y un TIR = 4,86%.

Con el costo del barril de petróleo considerado en \$45,00 se puede determinar que la inversión se recuperaría en cuatro meses con un VAN = \$ 6.266.364,90 anual y un TIR = 3,12%.

PRESENTACIÓN

La producción de petróleo del Campo Tipishca - Huaico se ha visto afectada debido al incremento considerable del daño de formación y la diferencia de presión existente.

El presente proyecto permitirá realizar la simulación del fracturamiento hidráulico en los pozos seleccionados del campo Tipishca – Huaico para disminuir el daño de formación, con el fin de conseguir un incremento en la producción de petróleo. Además permitirá realizar un estudio exhaustivo de los procedimientos y cálculos aplicados para dicha operación con el respectivo análisis económico del proyecto.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) se ha visto en la necesidad de realizar un estudio del campo para conocer la factibilidad del uso del fracturamiento dentro del mismo. En vista de que hasta el momento no se ha presentado ningún trabajo de este tipo dentro del campo, el presente proyecto de titulación tiene como objetivo principal seleccionar los pozos con problemas específicos para realizar en éstos un proceso de fracturamiento determinado, que permita incrementar la producción de petróleo, disminuir el daño de formación y aumentar el radio de la zona alterada.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

1.1. ANTECEDENTES

A partir de diciembre de 1998 el campo Tipishca-Huaico correspondiente al bloque 27, inició su producción operada por las compañías City Oriente Limited y Consolidated Ramrod Gold Corporation, comenzando con la perforación del pozo exploratorio Tipishca-01.

Desde 1997 hasta el 2000 se registraron 660 Km de líneas sísmicas 2D, 427 Km² de sísmica 3D, se perforaron 5 pozos exploratorios y 5 pozos de desarrollo, permitiendo así determinar el tamaño del yacimiento.

El pozo direccional de desarrollo Tipishca-07 fue perforado y cerrado temporalmente en marzo del 2001, en las pruebas iniciales de producción se descubrió petróleo en el yacimiento Napo “M-1”, arrojando un total de 679 BPPD de 17 °API y 0,9% de agua y sedimentos, completándose el pozo para realizar pruebas de producción de este yacimiento, con bombeo eléctrico sumergible.

Considerando que las pruebas iniciales de producción de los pozos Tipishca-1, Huaico-1 y Tipishca-7, tuvieron resultados exitosos y descubrieron petróleo en cantidades comerciales en los yacimientos “T”, “U”, “M-2” y “M-1”, se realizaron nuevas interpretaciones, geofísicas, geológicas y petrofísicas, tendientes a incorporarlos a la producción; interpretaciones que también permitieron encontrar continuidad y unificación entre los yacimientos de los altos estructurales de Tipishca y Huaico.

La producción del campo hasta diciembre del 2013 es de 8438,409 M Bls.

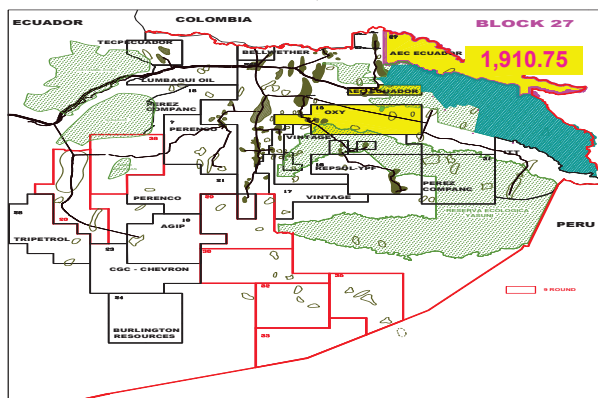
El petróleo producido se fiscaliza en la Estación de Producción del campo Tipishca-Huaico, desde donde se bombea el crudo hasta empatar con el Oleoducto Secundario VHR – Cuyabeno - Lago Agrio y va por el SOTE hasta Balao en Esmeraldas.

Para agosto del 2008, tras un convenio realizado con el estado el bloque pasó a ser operado por Petroproducción en lo que ahora se conoce como Petroamazonas EP.¹

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Tipishca-Huaico se encuentra ubicado en el Bloque 27, en el Cantón Putumayo de la Provincia de Sucumbíos en la Región Amazónica Ecuatoriana, al Este del eje de la cuenca Napo. Se encuentra superficialmente ubicado en las coordenadas UTM 74.452.074 m E y 10.015.752.934 m N. La ubicación del bloque 27 y el campo Tipishca-Huaico se presentan en los gráficos 1.1 y 1.2 respectivamente.²

GRÁFICO 1.1: UBICACIÓN DEL BLOQUE 27



Fuente: ARCH. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2009.

Elaborado por: PETROAMAZONAS EP.

¹City Oriente Ltd. Plan de Desarrollo del campo Tipishca –Huaico.

²City Oriente Ltd. Plan de Desarrollo del campo Tipishca –Huaico.

GRÁFICO 1.2: UBICACIÓN DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO



Fuente: ARCH. Departamento de Producción. 2009

Elaborado por: PETROAMAZONAS EP.

1.3. GEOLOGÍA

1.3.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

El área en estudio corresponde a una nariz estructural de dirección predominante suroeste-noreste, limitada en el extremo occidental por una falla inversa de igual dirección suroeste-noreste, presentando en el centro y sur dos pequeñas culminaciones las cuales no permiten contener toda la columna de petróleo encontrada en los diferentes pozos.

El corte estructural-estratigráfico A-A' une en línea recta a los pozos Huaico-1 y Tipishca-7, proyecta sobre esta línea los pozos Tipishca-2, 1, 3, 4 y 5. Como se presenta en el gráfico 1.3.

Hasta el tope de la arenisca "M-2" el pozo Tipishca-2 es el más bajo en el área y a partir de la base de la "M-2" el pozo más bajo en el área es el Huaico-1.

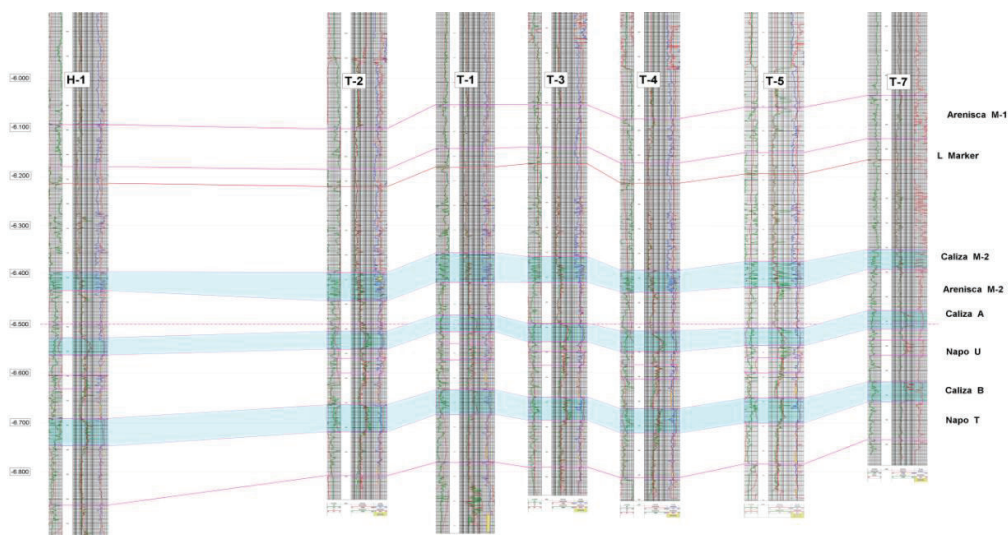
La arenisca "M-1" se presenta con espesor casi uniforme en todos los pozos existentes en el área de estudio y los pozos Tipishca-2, 3 y Huaico-1 presentan un cambio lateral de facies. La arenisca "M-2" muestra un adelgazamiento

progresivo desde el pozo Tipishca-7 hasta el pozo Tipishca-2 y en el Huaico-1 adquiere el mayor espesor presente en el área.

La arena Napo “U”, al igual que la “T”, presentan ligeras variaciones de espesor en el área teniendo su máximo desarrollo en el pozo Huaico-1.

El corte también demuestra claramente la imposibilidad de separar los campos Tipishca y Huaico como yacimientos independientes confirmando de esta manera que se trata de una sola unidad geológica-estratigráfica.³

GRÁFICO 1.3: CORRELACIÓN ESTRUCTURAL – ESTRATIGRÁFICA A-A'



Fuente: ARCH. Departamento de Producción, 2009.

Elaborado por: PETROAMAZONAS EP.

1.3.2. ANÁLISIS LITOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS

1.3.2.1. Arenisca M-1

Está conformada de manera predominante por arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y en ocasiones limolita, aumentando su espesor de Este a Oeste, variando entre los 80 y 91 pies.

³ City Oriente Ltd. Plan de Desarrollo del campo Tipishca –Huaico.

La arenisca es cuarzosa, blanca, transparente a translúcida, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, sin cemento y matriz visible, de regular porosidad, en algunos pozos con manchas puntuales de petróleo café oscuro.

La lutita es de color gris oscuro, moderadamente firme a firme, no calcárea. La caliza es crema a crema lechosa, firme a moderadamente firme. Limolita de color gris claro, suave a moderadamente dura, no calcárea.

El promedio gas de formación es de 4 a 10 unidades y el máximo pico de gas se encontró en 50 unidades en el pozo Tipishca-5.

1.3.2.2. Arenisca M-2

Está conformada de manera sobresaliente por arenisca con mezclas de lutita y en menor proporción con caliza, presenta un espesor entre los 58 y los 86 pies, mostrando su menor espesor en la parte central del área y descansa directamente sobre la Caliza "A".

La arenisca es cuarzosa, blanca, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, matriz y cemento no visible, porosidad regular, con manchas puntuales de petróleo café oscuras localmente café claro.

La lutita es de color gris agris oscuro, moderadamente firme, no calcárea. La caliza es de color gris clara a crema, moderadamente dura, sin porosidad visible.

El promedio de gas de formación es de 8 a 25 unidades y el pico de gas se detecta a los 9.659 pies en el pozo Tipishca-1, con 113 unidades.

1.3.2.3. Arenisca "T"

Está compuesta de un cuerpo superior y un inferior, separados por una lutita, la cual se encuentra presente en todos los pozos del área.

T Superior

Esta formación está principalmente conformada por arenisca con intercalaciones de lutita presentando un espesor que varía de 38 a 60 pies.

La arenisca es cuarzosa, transparente a subtransparente, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, sin cemento calcáreo, matriz no visible a argilacea, de porosidad regular, con manchas irregulares de petróleo café oscuras. La lutita es de color gris oscura a negra, moderadamente firme, laminar, ocasionalmente astillosa, no calcárea.

El promedio de gas es de 20 unidades y el pico de gas de formación se presentó con 47 unidades a los 8.540 pies en el pozo Tipishca-3.

T Inferior

Esta formación se identifica por una presencia principalmente de arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. Su espesor varía de 31 a 37 pies en Tipishca. En Huaico se presenta con 65 pies.

La arenisca es blanca, transparente a translúcida, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, con cemento y matriz no visible, de porosidad regular, sin muestras de petróleo. La lutita es de color negro a gris oscuro, firme a moderadamente firme, no calcárea. La caliza es de color gris claro.

El promedio de gas es de 7 a 15 unidades y el pico de gas de formación se presenta con 32 unidades a los 7.648 pies en el pozo Tipishca-4.





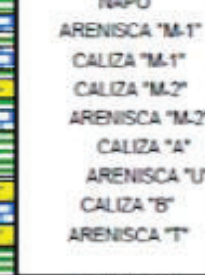
1.3.2.4. Arenisca “U”

Está conformada principalmente de arenisca intercalada con lutita y poca presencia de caliza.

La arenisca es cuarzosa de color café claro y clasificación regular. La lutita es de color negro quebradiza no calcárea.⁴

A continuación en el gráfico 1.4 se presenta la columna estratigráfica del bloque 27.

GRÁFICO 1.4: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL BLOQUE 27

	CRONO-ESTRATIGRAFIA	FORMACION	LITO-LOGIA	UNIDAD	PROFUNDIDAD (PIES)	
					MD	TVD
PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		LUTITA	5382	4446
				ARENISCA		
	EOCENO	TIYUYACU		TIYUYACU	6404	5178
CRETACICO	PALEOCENO	TENA		TENA	8307	6576
	TARDIO	TENA BASAL		ARENISCA BASAL TENA		
TEMPRANO		NAPO		NAPO	8690	6869
	ARENISCA "M-1"			8905	7034	
	CALIZA "M-1"			9040	7151	
	ARENISCA "M-2"			9087	7190	
	CALIZA "A"			9170	7261	
	ARENISCA "U"			9208	7294	
	CALIZA "B"			9320	7388	
	ARENISCA "T"			9359	7421	
			CALIZA "C"			
			ARENISCA HOLLIN	9434	7476	
			PROFUND TOTAL	9537	7575	
		HOLLIN				

Fuente: ARCH. Departamento de Producción.

Elaborado por: PETROAMAZONAS EP.

⁴City Oriente Ltd. Plan de Desarrollo del campo Tipishca –Huaico.

1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

1.4.1. POROSIDAD

Representa la medida del espacio poroso que hay entre grano y grano, se define como la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, entendiendo por volumen poroso el volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en la roca. Puede expresarse en fracción o porcentaje.⁵

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1.1)$$

Donde:

ϕ = Porosidad

V_p = Volumen poroso.

V_t = Volumen total.

- **Porosidad absoluta.**- Toma en consideración el volumen poroso de la roca esté o no interconectado.
- **Porosidad efectiva.**- Es la fracción del volumen total que corresponde al volumen de los poros conectados entre sí.

1.4.2. PERMEABILIDAD

Es la facilidad con la que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado. Se expresa mediante una unidad arbitraria denominada Darcy.⁶

$$q = \frac{KA}{\mu L} \Delta P \quad (1.2)$$

⁵ Romero R. Conocimientos básicos de Yacimientos de Hidrocarburo.

⁶ Romero R. Conocimientos básicos de Yacimientos de Hidrocarburo.

Donde:

q = Tasa de flujo (cm^3/s).

K = Constante de permeabilidad (Darcy).

μ = Viscosidad (centipoise).

L = Longitud (cm).

A = Área (cm^2).

ΔP = Diferencia de presión (atm).

- **Permeabilidad absoluta.**- Tiene un medio poroso saturado 100% por una sola fase.
- **Permeabilidad efectiva.**- Se le denomina así a la permeabilidad de una determinada fase, cuando en el medio poroso fluyen dos o más fases.
- **Permeabilidad relativa.**- Es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva y absoluta de un fluido.

$$K_r = \frac{K_e}{K} \quad (1.3)$$

Donde:

K_r = Permeabilidad relativa.

K_e = Permeabilidad efectiva.

K = Permeabilidad absoluta.

1.4.3. SATURACIÓN DE FLUIDO

Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por fluido específico, en el yacimiento sólo se presentan tres fluidos: petróleo, agua y gas.

- **Saturación de petróleo.**- Fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el petróleo.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (1.4)$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo.

V_o = Volumen de petróleo.

V_p = Volumen poroso.

- **Saturación de agua.**- Fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por agua connata.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (1.5)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

V_w = Volumen de agua.

V_p = Volumen poroso.

- **Saturación de gas.**- Fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el gas.

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (1.6)$$

Donde:

S_g = Saturación de gas.

V_g = Volumen de gas.

V_p = Volumen poroso.

Además en el medio poroso se cumple que:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (1.7)$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo.

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

1.4.4. RESISTIVIDAD

Es la capacidad que tiene un material para resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica. En este caso la resistividad de la formación es un parámetro importante para determinar la saturación de hidrocarburos.⁷

En la tabla 1.1 se presentan las propiedades petrofísicas del campo Tipishca – Huaico.

TABLA1.1

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

Propiedad	Unidades	Napo "M-1"	Napo "M-2"	Napo "Us"	Napo "Ui"	Napo "T"
Espesor	(ft)	6,62	4,76	6	25	7,20
Porosidad	%	15,3	17,4	14,6	12,4	15,8
So	%	62,2	55,3	75,5	74,1	58,6

FUENTE: ARCH. Departamento de Producción.

ELABORADO POR: Katherine Serna

1.5. PROPIEDADES DEL FLUIDO

1.5.1. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (γ_g)

Es la relación que existe entre la densidad del gas y la densidad del aire, medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

⁷ Firas S.W. Registros de Pozos.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.8)$$

Donde:

ρ_g = densidad del gas.

ρ_{aire} = densidad del aire.

1.5.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (β_g)

Es el volumen de gas a condiciones de yacimiento que se requiere para producir una unidad volumétrica de gas a condiciones normales.⁸

$$\beta_g = 0,2829 \frac{zT}{P} \quad (1.9)$$

Donde:

β_g = Factor volumétrico del gas.

z = Factor de compresibilidad del gas.

T = Temperatura de la formación (°F).

P = Presión del reservorio (psi).

1.5.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (β_o)

Volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas en solución.⁹

$$\beta_o = \frac{V(\text{petróleo} + \text{gas en solución})}{V \text{ petróleo}} \quad (1.10)$$

Donde:

β_o = bly / bln

⁸ Romero R. Parámetros PVT.

⁹ Romero R. Parámetros PVT.

1.5.4. COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO (c_o)

Cambio unitario de volumen a presión variable y temperatura constante.

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (1.11)$$

Donde:

c_o = Compresibilidad del petróleo.

dV/dP = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión.

1.5.5. RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN – PETRÓLEO (R_s)

Volumen de gas en solución que puede disolverse en un barril normal de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura.

$$R_s = \frac{V_{gas\ en\ solución}}{V_{petróleo}} \quad (1.12)$$

Donde:

R_s = Relación gas – petróleo en solución (PCS / BF).

Volumen de gas en solución (PCS).

Volumen de petróleo (BF).

1.5.6. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o)

Se define como la resistencia del petróleo al flujo, esta resistencia es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y la tubería. Conforme la presión alcanza el punto de burbuja la viscosidad disminuye, mientras que, cuando la presión se incrementa por encima del punto de burbuja la viscosidad también sufre un incremento.¹⁰

¹⁰ Escobar F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

1.5.7. VISCOSIDAD DEL GAS (μ_g)

Resistencia interna que ofrecen las moléculas a fluir. Ésta es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores.

1.5.8. GRAVEDAD API

La gravedad API (American Petroleum Institute), es una medida de densidad que define qué tan pesado o liviano es el petróleo al compararlo con el agua. En la tabla 1.2 se puede observar la clasificación de los crudos según su gravedad.

TABLA 1.2

CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU GRAVEDAD.

CRUDOS	°API
Extra pesados	°API \leq 10
Pesados	10 < °API \leq 22,3
Medianos	22,3 < °API \leq 31,1
Livianos	31,1 < °API \leq 39
Extra Liviano	°API \geq 39

FUENTE: American Petroleum Institute.

ELABORADO POR: Katherine Serna

En la tabla 1.3 se presentan las diferentes propiedades PVT del campo Tipishca – Huaico.

TABLA1.3

DATOS PVT DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

Datos	Unidades	Napo "M-1"	Napo "M-2"	Napo "U" Sup	Napo "U" Inf	Napo "T"
Profundidad	(ft)	6862	7232	7324	7379	7480
Pi	(psi)	2903	2634	3057	3057	3150
Pb	(psi)	418	627	681	409	418
B_{oi}	(bly/bln)	1,088	1,159	1,168	1,139	1,146
B_{ob}	(bly/bln)	1,102	1,167	1,178	1,158	1,175
u_{oi}	(cp)	135,28	5,24	4,28	2,00	1,67
u_{ob}	(cp)	99,1	4,52	3,61	1,57	1,36
c_{oi} x 10⁻⁶	(psi ⁻¹)	4,89	2,95	3,23	4,01	8,26
c_{ob} x 10⁻⁶	(psi ⁻¹)	5,71	4,46	4,25	8,51	10,49

TABLA 1.3 CONTINUACIÓN

ρ_{oi}	(g/cm ³)	0,904	0,829	0,828	0,831	0,836
ρ_{ob}	(g/cm ³)	0,893	0,824	0,821	0,818	0,815
Rs	(PCS/BF)	72	147	179	160	201
API		16,5	23,5	23,5	27,5	28,8

FUENTE: ARCH. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Katherine Serna

1.6. RESERVAS

Son cantidades de hidrocarburos que pueden ser recuperados y explotados comercialmente en un tiempo determinado.

1.6.1. RESERVAS PROBADAS REMANENTES

Se definen como el volumen de hidrocarburos que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica las cuales se ha constatado su existencia mediante la lectura de un registro eléctrico o pruebas de cores.¹¹

1.6.2. RESERVAS PROBABLES

Constituyen aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Existe una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables.¹²

1.6.3. RESERVAS POSIBLES

Se caracterizan por tener una recuperación comercial menor que las reservas probables. La suma de las reservas probadas, probables y posibles tendrá al

¹¹ Valencia R. Fundamentos de Interpretación de Registros eléctricos Convencionales.

¹² Valencia R. Fundamentos de Interpretación de Registros eléctricos Convencionales.

menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

1.6.4. FACTOR DE RECOBRO

Fracción de hidrocarburo que puede ser producido del yacimiento mediante técnicas de recuperación primaria o secundaria.

$$FR = \frac{N_p}{POES} \quad (1.13)$$

Donde:

N_p = Producción acumulada de petróleo.

POES = Petróleo original en sitio.

1.6.5. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Volumen inicial de petróleo que se encuentra presente en el yacimiento.

$$POES = \frac{7758 V_b \phi S_{oi}}{\beta_{oi}} \quad (1.14)$$

Donde:

V_b = Volumen bruto de la arena (acre*ft).

Φ = Porosidad (fracción).

S_{oi} = Saturación inicial de petróleo (fracción).

β_{oi} = Factor volumétrico de formación del petróleo inicial (bly/bln).

Los valores que se presentan en la tabla 1.4 corresponden a las reservas generales presentes en las diferentes arenas del campo TIPISHCA – HUAICO hasta el año 2013.

TABLA 1.4
RESERVAS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

Yacimiento	POES (M bl)	Producción acumulada (M bl)	Factor de Recobro (%)	Reservas Probadas (M bl)	Reservas remanentes (M bl)
Napo "M-1"	20.365,756	785,580	4,1	834,29857	48,719
Napo "M-2"	7.901,927	26,877	0,3	26,877	0,000
Napo "U" Sup	13.703,408	2.209,194	16,9	2.312,01512	102,821
Napo "U" Inf	61.864,243	5.234,429	11,2	6.902,4523	1.668,024
Napo "T"	6.626,085	182,329	4,9	323,10429	140,775
TOTAL	110.461,418	8.438,409		10.398,747	1.960,339

FUENTE: ARCH. Departamento de Producción.

ELABORADO POR: Katherine Serna

1.7. ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

En la tabla 1.5 presente a continuación, se muestran las principales características petrofísicas y de producción de cada uno de los pozos que pertenecen al campo Tipishca – Huaico, con datos reales obtenidos del departamento de producción de la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) hasta diciembre del 2013.

TABLA 1.5
PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO TIPISHCA - HUAICO

N°	Pozo	Mecanismo	Fecha de inicio	Fecha de toma de dato	Arena	Ultima producción tomada						K (md)	S	Estado del pozo
						BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	API				
1	HUAICO 01	BES	24/12/2003	29/12/2013	Ui	2500	55	2370	97,8	21,3	267,36	1,4	Pozo Productor	
2	TIP 01	BES	21/04/2005	30/12/2013	Ui	2000	24	1976	98,8	24	1670	4,33	Pozo Productor	
3	TIP 02	BES	15/02/2005	19/01/2013	Ui	762	76	686	90	25,5	-	-	Pozo cerrado	
4	TIP 03	BES	23/01/2005	25/11/2013	Ui	1417	135	1282	90,5	26,7	259	29,5	Pozo productor	
5	TIP 04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Pozo cerrado	
6	TIP 05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Pozo reinyector	
7	TIP 06	Hidráulico	15/03/2006	29/03/2013	Us	627	47	580	92,5	26,9	-	-	Pozo cerrado por bajo aporte.	
8	TIP 07	BES	01/11/2004	08/08/2010	Us	938	19	919	98	29,1	1778	>20	Pozo cerrado	
9	TIP 08	BES	01/11/2004	20/09/2013	Ui	261	91	170	65	26	1536	2,1	Pozo productor	
10	TIP 09	BES	01/11/2004	21/09/2013	M-1	295	49	246	83,5	13,3	371	9,75	Pozo productor	
11	TIP 10	BES	03/01/2006	02/07/2006	Ui	1100	44	1056	96	24,7	-	-	Pozo cerrado	
12	TIP 11	BES	10/08/2008	22/12/2013	Us	2280	114	2166	95	-	1520	3,09	Pozo Productor	
13	TIP 12	JET 11 K	20/12/2005	02/12/2013	Ts	1176	68	1108	94	21,8	182	10,8	Pozo productor	
14	TIP 13	BES	04/08/2008	19/12/2013	Ui	328	269	59	18	24	1420	6,3	Pozo productor	
15	TIP 14	BES	11/10/2009	02/04/2010	M - 2	362	24	338	93,5	16,7	19,06	1,07	Pozo cerrado por bajo aporte	
16	TIP 15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Pozo cerrado	

FUENTE: ARCH. Departamento de Producción.

ELABORADO POR: Katherine Serna

CAPÍTULO II

ANÁLISIS TÉCNICO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

2.1. DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es el obstáculo que presentan los fluidos a circular dentro del medio poroso, a causa de una disminución en la permeabilidad que puede presentarse en cualquier momento de la vida de un pozo sobre todo en la terminación del mismo debido a procesos de perforación, cementación y a las operaciones que se requieren para poner a producir el pozo.

2.1.1. ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

2.1.1.1. Perforación

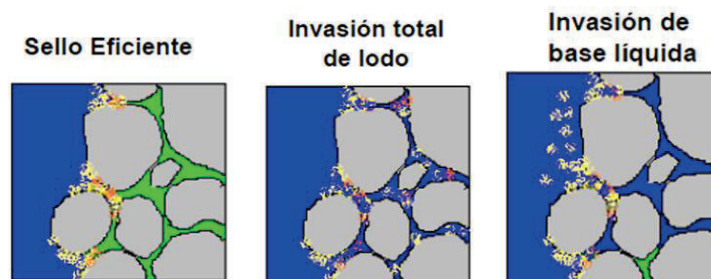
El daño y sus consecuencias en la producción del pozo se derivan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca; además de que la invasión de sólidos provoca una disminución en la permeabilidad y porosidad de la roca reservorio. (Ver gráfico 2.1)

La irrupción de materiales pertenecientes al lodo de perforación puede variar dependiendo de la efectividad que exista en el control de pérdida de circulación y el tamaño de los poros de la formación. Igualmente la acción de la broca al momento de perforar más rápidamente puede sellar los poros u obligar a las partículas finas a penetrar en la formación.

Las causas principales por las cuales se presenta invasión de los sólidos pertenecientes al fluido de formación son:

- Gran tamaño de los poros de la roca reservorio.
- Fracturas presentes de forma natural.
- Componentes del lodo de perforación con partículas de diámetro reducido (cuando se usan densificantes).
- Baja velocidad de perforación y penetración, por el extenso tiempo de contacto entre el lodo y la formación, producto de la destrucción del revoque.
- Baja velocidad de circulación, a causa de la constante trituración de los recortes a partículas más pequeñas debido a la re-perforación.
- Alta velocidad de circulación, se deteriora el revoque y entran en comunicación el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación.

GRÁFICO 2.1: DAÑO POR INVASIÓN DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN



Fuente: <http://www.slideshare.net>.

2.1.1.2. Cementación

Al bajar la tubería de revestimiento y realizar la remoción del revoque es necesario trabajar con dispositivos como caños lavadores, durante este proceso el revoque puede ser parcialmente destruido y si el cemento no está constituido de las propiedades correctas, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado lo cual empeora por las elevadas presiones de trabajo durante la

cementación, que pueden llegar a ser superiores a las de perforación y más aún en cementación con flujos turbulentos.

Una falla en el control de los fluidos, cementación incompleta y contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación, puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento.

Los filtrados de lechadas con pH elevado son dañinos en formaciones arcillosas y al entrar en contacto con salmueras de alta concentración de calcio pertenecientes a la formación, pueden provocar precipitaciones de sales.

Durante la cementación secundaria, la etapa de compresión del cemento produce severos daños en arenas no consolidadas, además las altas presiones son consecuencia de la fracturación de la roca y la invasión de la lechada.

2.1.1.3. Terminación y Reparación

- **Daño por Punzado.-** En esta operación se compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad hasta en un 80%.

Existe también la posibilidad de una inapropiada selección de la presión diferencial, ya que presiones excesivas pueden causar la fundición de la roca creando una pared impermeable, o a su vez presiones menores pueden arrojar resultados no deseados.

- **Daño por Fluidos de Terminación.-** Dado que las razones principales del daño en la terminación de pozos son el taponamiento de la formación, el hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua y emulsiones, es necesario que los fluidos de terminación se encuentren limpios usando bactericidas, además de mantenerlos en tanques limpios lejos de la

contaminación ya que normalmente requieren de inhibidores que controlen la corrosión, para evitar que provoquen un bloqueo por emulsión.

2.1.1.4. Producción o Inyección

- Pueden producirse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos o inyectados, causando precipitaciones orgánicas e inorgánicas ocasionando el taponamiento del espacio poroso.
- Un exceso en la caída de presión que puede promover la migración de material cementante y causar el taponamiento por derrumbe de la formación alrededor del revestimiento.
- Un exceso en la caída de presión que puede generar la formación de asfáltenos o parafinas dentro de la formación.
- Transferencia de bacterias hacia la formación en fluidos no tratados.

2.1.1.5. Durante la limpieza del pozo

Puede producirse daño durante la limpieza del pozo al momento de retirar productos corrosivos del tubing de producción.

Altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación, razón por la cual se debe tener cuidado en que los materiales en suspensión no sean forzados hacia el sistema poroso, sobre todo cuando los materiales son solubles en el fluido de limpieza, debido a que no se forma un revoque para prevenir la invasión del filtrado.

2.1.1.6. Durante el tratamiento ácido

Se puede producir una reducción en el espesor del casing y tubing debido al intercambio de iones entre los ácidos y los metales de las cañerías además de

bloques de emulsión creados debido al uso de surfactantes para dispersar los sólidos durante los procesos de acidificación.

2.1.2. TIPOS DE DAÑO

2.1.2.1. Emulsiones

Las emulsiones se producen por mezclas de fluidos base agua y base petróleo que dependiendo de su pH pueden emulsificar algunos petróleos en la formación, su principal característica es tener altas viscosidades. Se forman durante la invasión del filtrado de lodo o durante los tratamientos de fluidos posteriores.

2.1.2.2. Arcillas

Estos minerales tienen un alto factor de daño debido a que poseen alta sensibilidad a fluidos acuosos provocando su hinchamiento, migración, disolución o distorsión reduciendo la porosidad efectiva del reservorio.

La invasión de sólidos puede ocurrir durante los procesos de perforación, terminación o reparación del pozo, si es que las partículas sólidas tienen un diámetro menor que el de los poros, causando una disminución en la permeabilidad y porosidad del sistema poroso de la roca.

2.1.2.3. Bloqueo de agua

El bloqueo por agua puede formarse mediante la invasión de filtrados de base agua en la formación, o durante la producción, cuando aumenta la relación agua-petróleo.

Es causado por un incremento de la saturación de agua (S_w) en los alrededores del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo y es usualmente

tratado con agente tensioactivos, que tienen como objetivo disminuir la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas.

2.1.2.4. Cambios de mojabilidad

Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por petróleo, esta mojabilidad ya sea total o parcial reduce la permeabilidad relativa hasta en un 50%. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción de surfactantes tipo catiónico en la superficie de la pared poral.

2.1.2.5. Depósitos orgánicos

Son acumulaciones de hidrocarburos pesados, por lo general asfaltenos y parafinas que pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

El principal motivo por el cual se origina es un cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción o in-situ. El mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y el momento que precipita, cristaliza. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión.

2.1.3. EVALUACIÓN DEL DAÑO

Para poder realizar una remoción del daño o una disminución del mismo es necesario evaluarlo, para lo cual es necesario realizar el siguiente procedimiento:

- 1) Se necesita una revisión de las operaciones que se han realizado en el pozo, como las condiciones en las que se perforó la zona productora o

inyectora así como las características del fluido de perforación, la cementación de la tubería de revestimiento incluyendo las características del fluido. El informe detallado de las operaciones de terminación del pozo incluyendo los fluidos que fueron utilizados, las condiciones de perforaciones y los detalles acerca de las operaciones de recuperación, limpieza y estimulación del pozo.

- 2) Analizar el comportamiento de la producción que debe incluir desde la terminación del pozo hasta las condiciones actuales, incluyendo el análisis de muestra de fluidos producidos. Es necesario comparar la producción del pozo de interés con pozos cercanos del mismo yacimiento.
- 3) Realizar pruebas de laboratorio con núcleos representativos de la formación, permitiendo definir la mineralogía y distribución de los minerales en la roca y definir así un tipo de daño probable y el tratamiento de estimulación más óptimo.

2.1.4. PSEUDODAÑOS

Debido a los factores mencionados anteriormente como perforación, terminación, cementación, etc. la vecindad del pozo se encuentra dañada. Por lo tanto, es necesario realizar un análisis acerca de las causas que producen la caída de presión que se tiene al momento de llevar los fluidos desde el yacimiento. Este análisis considera el flujo de fluidos desde el radio de drenaje del pozo, pasando por la zona virgen y la zona vecina al pozo (zona alterada).

$$\Delta P_r = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{perf} + \Delta P_{pc} + \Delta P_{tp} \quad (2.1)$$

Donde:

ΔP_{fm} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.

ΔP_{fd} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.

ΔP_t = Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.

ΔP_{pc} = Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora.

ΔP_{perf} = Caída de presión asociada con las perforaciones (penetración y densidad).

ΔP_{tp} = Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones.

Para establecer la caída de presión, es necesario registrar la presión en el fondo del pozo y su variación con el tiempo. El estudio de la variación de presión, permite determinar una presión de fondo fluyente real. Si se considera una perforación a hueco abierto el valor de la presión de fondo fluyente se podría mencionar como ideal.

En consecuencia, se puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño. El daño total está compuesto por los pseudodaños:¹³

$$S = S_{fd} + S_{turb} + S_{perf} + S_{pc} + S_{tp} \quad (2.2)$$

Donde:

S = Daño total.

S_{fd} = Daño real de la formación.

S_{turb} = Pseudo daño debido a la turbulencia.

S_{perf} = Pseudo daño debido a las perforaciones.

S_{pc} = Pseudo daño por la terminación.

S_{tp} = Pseudo daño por los túneles de las perforaciones.

S_{gp} = Daño debido al empaque de grava.

En la tabla 2.1 se presentan los valores que puede tomar el daño de formación:

¹³ Islas C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros.

TABLA 2.1
VALORES TÍPICOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

VALOR DE S	CONDICIÓN DEL POZO
$S \geq 10$	Altamente dañado
$S > 0$	Dañado
$S = 0$	Sin daño
$-1 \leq S \leq -3$	Acidificado
$-2 \leq S \leq -4$	Fracturado
$S \leq -5$	Severamente Fracturado

FUENTE: Tesis: Determinación del Daño de Formación en Yacimientos Petrolíferos del Campo Canonaco por Simulación en Laboratorio por Sogso V.

ELABORADO POR: Katherine Serna

2.2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LA FORMACIÓN

El análisis del comportamiento de las presiones permite saber las condiciones de un reservorio para así poder desarrollar un proyecto de recuperación más óptimo. De esta manera, se puede saber la capacidad de producción que tiene un pozo utilizando el índice de productividad para una presión de fondo fluente mayor a la presión de burbuja ($P_{wf} \geq P_b$) y la ecuación de Vogel para los casos en que la presión de burbuja es mayor que la presión de fondo fluente ($P_b > P_{wf}$).

2.2.1. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad “J” es la medida de la capacidad de producción que tiene un pozo. Presenta un comportamiento lineal y es aplicable únicamente para:

- Flujo radial en régimen permanente.
- Yacimiento horizontal, homogéneo y uniforme.
- Flujo en una fase.
- Fluido incompresible.

Matemáticamente está definido como la relación entre el caudal de flujo y la caída de presión del yacimiento (Ver gráfico 2.2)

$$J = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (2.3)$$

Donde:

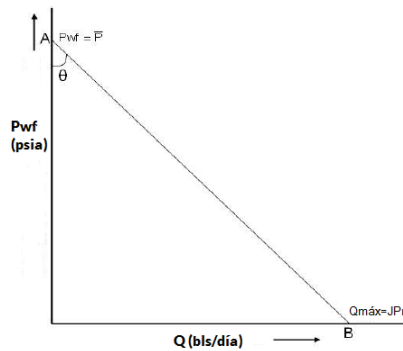
J = Índice de productividad.

q= tasa de producción (bl/día).

P_r = Presión del reservorio (psia).

P_{wf} = Presión de fondo fluuyente (psia).

GRÁFICO 2.2: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL IP



FUENTE: Tesis: Selección de pozos candidatos a Estimulación, por Jonatan Castellanos y Oscar León, 2009.

2.2.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LA FORMACIÓN (IPR)

Es una medida de la pérdida de presión en la formación y la relación entre el caudal y la caída de presión en la formación. Se presenta para flujo de dos fases en el yacimiento con un índice de productividad variable.

Cuando la presión de fondo se encuentra por debajo del punto de burbuja se produce una expansión de gas que conlleva a una baja en la permeabilidad efectiva al petróleo y el aumento de la caída de presión. (Ver gráfico 2.3)

$$q = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.4)$$

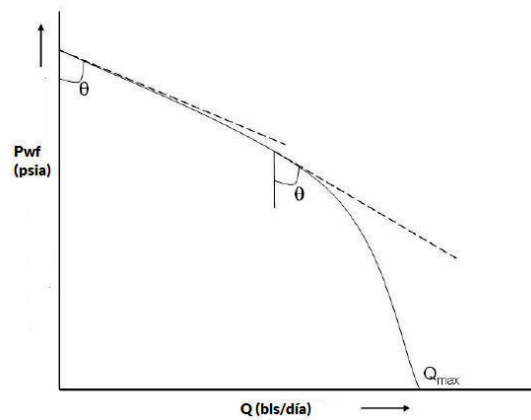
Donde:

q = Tasa de producción (bl/día).

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

P_r = Presión de reservorio (psia).

GRÁFICO 2.3: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL IPR



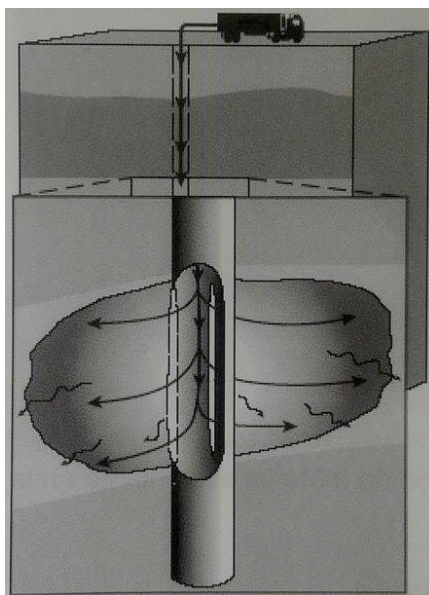
FUENTE: Tesis: Selección de pozos candidatos a Estimulación, por Jonatan Castellanos y Oscar León, 2009.

2.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento es un proceso en el cual se inyecta un fluido a la formación (fluido fracturante) con una presión mayor a la admitida por la roca, provocando que se produzca una ruptura o falla, facilitando el paso de fluidos del pozo a la formación y viceversa como se observa en el gráfico 2.4.¹⁴

¹⁴ Islas C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros.

GRÁFICO 2.4: PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA EN LA ZONA PRODUCTORA



FUENTE: Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, por Ing. Jorge Pazmiño, 2005.

El principal objetivo del fracturamiento hidráulico es mejorar la producción de los pozos mediante la creación de un área altamente conductiva en el reservorio, el cual cambia el flujo de radial a lineal.

Se estima que el 75% de los pozos fracturados logran aumentar su producción de manera considerable. La operación de fracturamiento hidráulico se realiza por lo general en un pozo por las siguientes razones:

- Desviar el flujo para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
- Extender una ruta de conducto en la formación para incrementar de esta manera la productividad a sus niveles naturales.
- Alterar el flujo de fluidos en la formación.

Es importante mencionar que el procedimiento del fracturamiento hidráulico se ha ampliado más allá de los pozos con bajas permeabilidades, lo cual indica que no

existe diferencia entre reservorios de alta o baja permeabilidad en términos de beneficios obtenidos. Además como punto importante cabe recalcar que el volumen de apuntalante a inyectarse no modificará la geometría de la fractura, ya que sólo maximizará la producción.

Dentro de los beneficios que permite el fracturamiento hidráulico podemos mencionar:¹⁵

- Desarrolla reservas adicionales.
- Sobrepasa zonas altamente dañadas.
- Disminuye la velocidad de flujo en la matriz de la roca.
- Disminución de la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Controla la producción de escamas.
- Asegura la producción de intervalos con láminas arcillosas.
- Conecta sistemas de fracturas naturales.
- Incrementa el área efectiva de drenaje de un pozo.

2.3.1. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Está ligada a los esfuerzos in – situ, al mecanismo que la genera, gradiente de esfuerzos, y diferencia de esfuerzos entre estratos.

El esfuerzo mínimo de los tres principales esfuerzos ortogonales de un punto en la formación productora, es el parámetro determinante que controla la geometría de la fractura.

Este esfuerzo mínimo se encuentra en el plano horizontal para la mayoría de los pozos petroleros, debido a la profundidad a la que se encuentran las formaciones.

¹⁵ Cevallos Y. Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio M – 1 del pozo “Y”.

Una fractura se desarrolla perpendicular al mínimo esfuerzo, por lo tanto si el mínimo esfuerzo está en el plano horizontal entonces el desarrollo de la fractura será en plano vertical.

2.3.2. ESFUERZOS EN LA FORMACIÓN PRODUCTORA

El esfuerzo aplicado en una superficie en cualquier ángulo, puede ser descompuesto en:

- Esfuerzo normal (σ).- se aplica en forma perpendicular a un plano o superficie de la roca.
- Esfuerzo de corte (τ).- Se aplica en paralelo al plano o a la cara de la roca
- Esfuerzo efectivo (σ').- Es la carga neta soportada por el peso de los estratos y el fluido contenido dentro del espacio poroso. Definido por:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \quad (2.5)$$

Donde:

σ'_v = Esfuerzo efectivo vertical.

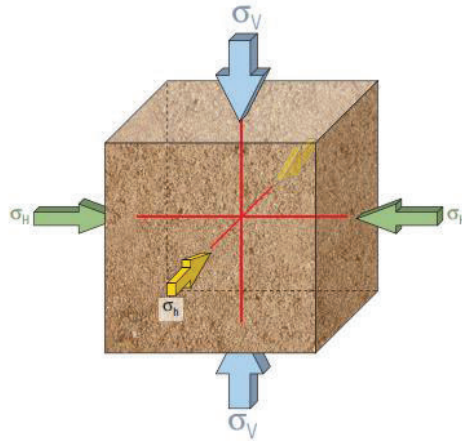
p = Presión de poro.

α = Constante de Byot = 0,7 (para la mayoría de yacimientos de hidrocarburos).

En el gráfico 2.5 se muestra que los esfuerzos aplicados sobre un cubo de material, se designan como σ_v , σ_H y σ_h , donde v indica la dirección vertical, H la dirección del mayor esfuerzo horizontal y h, la dirección del menor esfuerzo horizontal. Donde $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$.¹⁶

¹⁶ Islas C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros.

GRÁFICO 2.5: ESFUERZOS LOCALES Y ESFUERZOS PRINCIPALES



FUENTE: <http://www.slb.com>. Las rocas importan.

Para una fractura vertical el mínimo esfuerzo horizontal se puede calcular:

$$\sigma'_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v = \frac{1}{3} \sigma'_v \quad (2.6)$$

Donde:

σ'_h = Esfuerzo efectivo horizontal.

ν = Dirección vertical.

σ'_v = Esfuerzo efectivo vertical.

2.3.3. TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES

Los fluidos se inyectan en el pozo con una presión por encima del gradiente de fractura de la roca. Los dos propósitos principales de fluido de fracturamiento consisten en extender las fracturas y llevar al agente de sostén en la formación, el cual consiste en permanecer allí sin dañar la formación o la producción del pozo.

Para poder realizar una selección adecuada del fluido a utilizar, es necesario tomar en cuenta las condiciones de presión y temperatura del pozo,

características de los fluidos de la formación y tipo de roca. Además, este fluido debe presentar ciertas características como:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de acarreo del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías.
- Fácil eliminación después de realizar el tratamiento.
- Mínima disminución de permeabilidad en la formación y la fractura.

2.3.3.1. Fluidos Base Aceite

Pueden ser aceites crudos o refinados, entre sus principales ventajas están que no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial, son compatibles con la mayoría de formaciones, además que el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción. Transportan arenas en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lbs/gal), las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas.

Los fluidos base diésel o kerosen aportan altos valores de viscosidad, lo cual ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías mayores en longitud y amplitud, por consiguiente una mayor conductividad. Su desventaja es el alto riesgo que producen debido a que son muy volátiles y contaminantes. Las especificaciones de estos fluidos se muestran en la tabla 2.2:

TABLA 2.2

ESPECIFICACIONES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE

Propiedad	Descripción
Grados API	6 – 25°
Viscosidad	50 – 300 cp @ 100°F
Filtrado API	25 – 100 ml en 30 min.
Velocidad de caída de la arena	Menos de 7 ft/min.
Asfaltenos	Menos de 0,75%
Tiempo de ruptura de la emulsión	Menos de 30 min.

FUENTE: <http://www.oilproduction.net>.

ELABORADO POR: Katherine Serna

2.3.3.2. Fluidos base agua¹⁷

Son los más utilizados porque se obtienen de diversas fuentes, tiene baja viscosidad, un efectivo tratamiento para reducir la fricción y es fácil de bombear con caudales elevados. Se debe tener especial cuidado ya que pueden presentar sólidos en suspensión que al mezclarlos con los aditivos perderían su efecto.

- Gelificantes para agua.- Pueden agregarse conjuntamente con polímeros solubles para viscosificar el agua y lograr que haga una solución capaz de suspender el agente de soporte, entre los cuales se usan:
 - Almidón
 - Goma guar
 - HPG (hydroxylpropyl)
 - CMHPG (alta temperatura) (carboxymethylhydroxypropyl)
 - HEC (hydroxyethyl celuloso)

Cabe recalcar que la hidratación del gel ocurre a pH bajo (5 - 7) y se tarda cuando el pH es más alto.

- Entrecruzadores.- Se usan para aumentar significativamente el peso molecular del polímero, aumentando así la viscosidad de la solución. Estos pueden ser:
 - Borato (ácido bórico ó borato de sodio): a elevadas temperaturas
 - Titanio: sensibles ambiente ácido
 - Zirconio: alta temperatura (mayor a 400°F)
 - Antimonio
 - Aluminio

¹⁷ Jurado M. (2009). Optimización de la Producción de Petróleo del Campo Lago Agrio Estación Norte mediante la Acidificación de las Areniscas Productoras.

2.3.3.3. Polímeros

Se utilizan para mantener estable la viscosidad del fluido en diferentes rangos de temperatura. Entre los cuales están:

- Goma guar (PSG): Presenta afinidad con el agua, es el más común y más barato.
- Hidroxipropil guar (HPG): Es más estable que el guar en pozos mayores a 150° C y más soluble en alcohol.
- Hidroxietil celulosa (HEC): Se usan en el control de arena para el empaque de grava. Pueden ser activados con un pH de 6 a 10.
- Carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG): Es un doble derivado del guar, permite mayores viscosidades y trabajar en altas temperaturas.
- Goma xantana: Bajo ciertos esfuerzos de deformación (de corte) menores de 10 s^{-1} , estas soluciones suspenden mejor la arena en comparación con el HPG.

2.3.3.4. Aditivos

- Activadores de viscosidad.- Son agentes que elevan la viscosidad del fluido, pueden ser boratos, aluminatos o zirconatos.
- Controladores de pH.- Proporciona estabilidad al fluido con respecto a la temperatura. Se puede usar el fosfato de sodio, ácido acético y carbonato de sodio.
- Surfactantes.- Su función es reducir la presión capilar y la tensión superficial e interfacial en el espacio poroso de la roca.
- Bactericidas.- Su uso se centra en prevenir que los polímeros sean atacados por bacterias.
- Estabilizador de arcillas.- Se utilizan para evitar el desplazamiento de las arcillas, el compuesto principalmente usado es el cloruro de potasio en concentraciones de 2 a 3%.

- Reductores de fricción.- El objetivo de este aditivo es reducir la pérdida de presión, debido al efecto que tiene el bombeo del fluido en la tubería y los disparos.
- Controladores de pérdida de fluido.- Controlan la filtración de los fluidos a la formación durante el tratamiento. El compuesto usado en este caso es arena silícea.

2.3.3.5. Apuntalantes

Estos materiales sirven para mantener abierta la fractura y establecer un canal conductivo que permita el flujo de los fluidos de la formación al pozo. Son diseñados dependiendo de la dureza de la roca y los esfuerzos a los que estará sometido.

Según sus propiedades físicas se dividen en:

- Elasto frágiles: El material sufre deformaciones casi nulas hasta que los esfuerzos aplicados lleguen a la ruptura.
- Elasto plásticos: La deformación del material es proporcional al esfuerzo aplicado. Primero se presenta una deformación elástica y posteriormente plástica.

Por su procedencia existen dos tipos:

- Apuntalantes naturales: Soportan hasta un límite de 4000 psi y bajos esfuerzos de cierre de fractura, las principales usadas son las arenas de sílice.
- Apuntalantes sintéticos: Soportan altos esfuerzos de cierre alcanzando hasta 14000 psi, se encuentran recubiertos de resina curable y precurable.

De acuerdo a sus características hay cuatro tipos de apuntalantes:¹⁸

- Arena regular: Es el apuntalante más comúnmente usado debido a que se encuentra fácilmente disponible y es el más económico. Proporciona una conductividad de la fractura suficiente a un esfuerzo de cierre menor a 6.000 psi. La gravedad específica de la arena es de 2,65.
- Arena recubierta con resina: Es más cara que la arena regular, pero puede manejar presiones de cierre hasta de 8.000 psi. Esta arena puede ser curada, ya sea durante el proceso de fabricación o durante el cierre para evitar el contraflujo de apuntalante.
- Apuntalantes de resistencia intermedia: Es un apuntalante de cerámica fusionada de baja densidad o apuntalante de bauxita sinterizada de densidad media. Se utiliza en presiones de cierre mayores a 5.000 psi, pero menores a 10.000 psi.

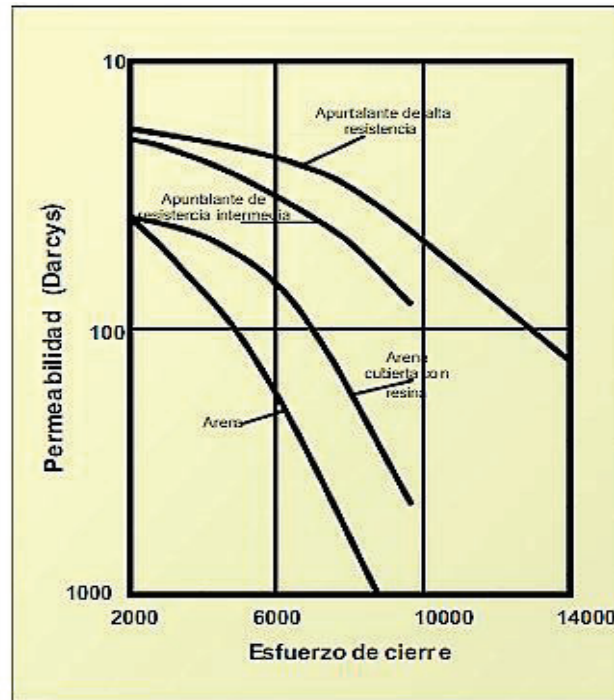
Las gravedades específicas de este tipo de apuntalantes van desde 2,7 a 3,2.

- Apuntalantes de alta resistencia: Son los apuntalantes más caros, de alta densidad, con un peso específico de 3,49. Se pueden utilizar con esfuerzos de cierre de hasta 15.000 psi. La más utilizada es la bauxita sinterizada, generalmente usada en pozos profundos donde se pueden encontrar presiones de cierre muy altas.

En el gráfico 2.6 se puede observar la comparación entre los diferentes tipos de apuntalantes mencionados anteriormente.

¹⁸ Garaicochea P. F. Apuntes de Estimulación de Pozos.

GRÁFICO 2.6 RESISTENCIA ENTRE VARIOS TIPOS DE APUNTALANTES



FUENTE: <http://www.academia.edu>, 2011.

2.3.4. SELECCIÓN DE FLUIDOS PARA REALIZAR UN FRACTURAMIENTO

De acuerdo a lo citado anteriormente, podemos obtener un adecuado fluido fracturante que se adapte a las condiciones del pozo, donde la selección del mismo depende de lo siguiente:

- Propiedades de la formación: En el proceso de terminación del pozo se produce un daño en la formación, por lo cual, es importante revisar que el fluido que vaya a utilizarse no reduzca en mayor medida la permeabilidad, además es importante controlar el contenido de arcilla, ya que si este es alto se recomienda un fluido base aceite para disminuir su acción hidratante. En el caso de usar un fluido base agua, será necesario adicionar cloruro de calcio o potasio al 5%.

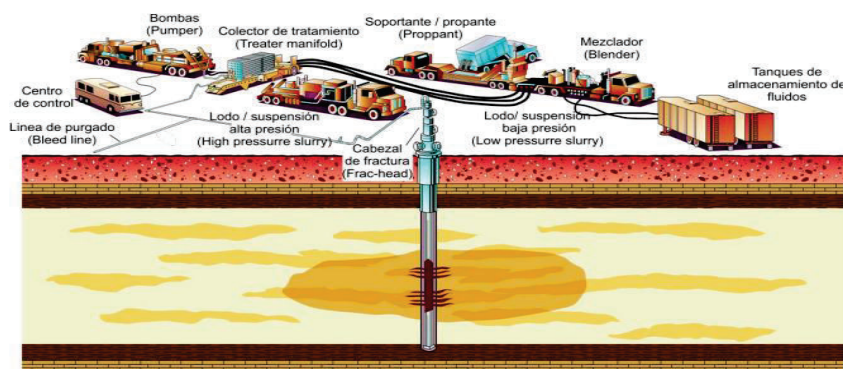
- Presión y temperatura de fondo: Debido a que la eficiencia de los fluidos base agua o aceite se encuentran condicionados a rangos específicos de temperatura, es necesario realizar las pruebas de laboratorio correspondientes para obtener los resultados deseados.

La presión no solo influye en la viscosidad de los fluidos sino que debe ser tomada en cuenta al momento de realizar el cálculo hidráulico, por lo tanto si la presión es baja se debe usar un fluido fácil de remover de las fracturas, caso contrario si la presión es alta, se debe usar aditivos como surfactantes que reduzcan la tensión interfacial.

2.3.5. EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para realizar las operaciones de fracturamiento hidráulico se deben inyectar en el pozo varios fluidos que son bombeados al casing de producción a alta presión, por lo tanto es necesario que el casing esté instalado, cementado y que sea capaz de soportar la presión a la que va a ser sometido. Además de dichos fluidos, se necesitan equipos mecánicos para que la operación se realice de forma segura y precisa como se puede observar en el gráfico 2.7. Los materiales y equipos necesarios se indican a continuación:

GRÁFICO 2.7 EQUIPOS USADOS EN SUPERFICIE PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO



FUENTE: Tesis. Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, por Jairo Bustos.

2.3.5.1. Equipos de almacenamiento de fluidos

Contienen las sustancias que conforman parte del fluido de fracturamiento como: agua (base), agentes gelificantes, agentes tensioactivos, soluciones buffer, ácidos, arenas, entre otros. Varios de estos aditivos son altamente tóxicos y corrosivos por lo tanto, es necesario mantener la debida seguridad. Un ejemplo de estos equipos se muestra en el gráfico 2.8:

GRÁFICO 2.8 EQUIPO DE ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS



FUENTE: <https://prezi.com/cabmkyreu0ku/copy-of-fracturamiento-hidraulico/>

2.3.5.2. Equipos mezcladores

Denominados también blenders como se puede observar en el gráfico 2.9, se usan para obtener el fluido fracturante que se compone de una mezcla de arena de 98% de peso aproximadamente y una porción restante de aditivos químicos.

GRÁFICO 2.9 EQUIPO MEZCLADOR O BLENDER



FUENTE: <https://prezi.com/cabmkyreu0ku/copy-of-fracturamiento-hidraulico/>

2.3.5.3. Equipos de bombeo de alta presión

En estos equipos como se observa en el gráfico 2.10 se emplean bombas de desplazamiento positivo (pistón – émbolo) que proporcionan elevadas presiones al fluido de fracturamiento, con el fin de asegurar la expansión de los canales del estrato en los que se encuentra el hidrocarburo. Estos equipos poseen seguridad operativa que impiden accidentes cuando se encuentran en funcionamiento.

GRÁFICO 2.10 EQUIPO DE BOMBEO DE ALTA PRESIÓN



FUENTE: <https://prezi.com/cabmkyreu0ku/copy-of-fracturamiento-hidraulico/>

2.3.6. METODOLOGÍA PARA REALIZAR UNA FRACTURA

Antes de realizar el fracturamiento en una formación es necesario realizar ciertos pasos para optimizar este procedimiento.

En primer lugar se inyecta un fluido mojante, el cual tendrá como objetivo fundamental limpiar el daño en la cara del pozo.

Con los datos obtenidos de presión y caudal, se realiza una pre simulación usando el programa DataFRAC, este programa permite fijar parámetros específicos de bombas y fluidos permitiendo un mejor desempeño del proceso de fracturamiento y reduciendo las posibilidades de que la formación presente un arenamiento prematuro, una reducción de la penetración de la fractura y por ende

un aumento en los costos de tratamiento debido al volumen excesivo de los fluidos.

A continuación, se efectúa una prueba de inyección con un fluido viscoso que no contenga apuntalante, se monitorean los datos de presión y caudal actuales del campo y con estos datos ya obtenidos se procede a realizar la fractura.

Primero, se inyecta un fluido fracturante con una presión mayor que la de fractura, éste será el encargado de controlar las pérdidas de flujo dentro de la formación.

Se inyecta el apuntalante por medio de un fluido más denso que éste, empujándolo dentro de la fractura y haciendo que el apuntalante mantenga las grietas abiertas. Se bombea el fluido hasta obtener la presión de cierre.

Se reversa la bomba en superficie para sacar del pozo los residuos del apuntalante y del fluido de fractura.

Por último, se bombea fluido de control para limpiar completamente el pozo.

2.3.7. PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO

Con el fin de realizar un óptimo trabajo de fracturamiento y por ende obtener un incremento considerable en la producción, se deben tomar en cuenta ciertos parámetros que permitan obtener resultados exitosos:

- Altura.- Es controlada por los esfuerzos in situ existentes entre los estratos.
- Módulo de Young (E). – Resistencia a la deformación de la roca.
- Pérdida de fluido.- Está relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
- Viscosidad del fluido.- Afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del apuntalante.

Antes de realizar el procedimiento para el diseño de un fracturamiento es necesario tomar en cuenta los datos que se utilizarán, los cuales están numerados en la tabla 2.3.

TABLA 2.3
DATOS DEL POZO

DATOS		
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	$\varepsilon =$	lb/pulg ²
	$\nu =$	
PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS	Qf=	Bppd
	$\phi =$	%
	Ct=	psi ⁻¹
	Tr=	°F
	h=	Ft
	$\mu_o =$	Cp
	$\rho_o =$	lbm/ft ³
	API=	
	re=	Ft
	rw=	Ft
	k=	Md
	S =	
	FLUIDO DE CONTROL 2% KCL DENSIDAD =	LPG
PRESIONES	$P_w =$	Psi
	$G_p =$	psi / ft
	$P_r =$	Psi
PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	Qi=	Bpm
	$\mu_f =$	Cp
	$\delta_f =$	lbm/gal
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	D=	Fts
	d _f =	Pulg
	d _o =	Pulg
	X=	
	H _p =	Pulg
	n' =	

Además, se deben seguir una serie de pasos para obtener los resultados requeridos como se indicará a continuación:

1. Propiedades Mecánicas de la roca.- Son obtenidas experimentalmente y ayudan a predecir la geometría de fractura de la roca. Las tablas 2.4 y 2.5 indican los valores del “Módulo de Young” y el “Coeficiente de Poisson” para litologías específicas.

TABLA 2.4
MÓDULO DE YOUNG (ϵ)

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG RANGO	VALOR PROMEDIO $lb/pg^2 \times 10^6$
Caliza y dolomita dura	8,0 a 13	10,5
Arenisca dura	5 a 7,5	6,25
Arenisca de dureza media	2 a 4	3
Arenisca poco consolidada	0,5 a 1,5	1

FUENTE: Apuntes de Estimulación de Pozos /Francisco Garaicochea. Universidad Nacional Autónoma de México

ELABORADO POR: Katherine Serna

TABLA 2.5
COEFICIENTE DE POISSON (γ)

TIPO DE ROCA	γ
Rocas carbonatadas duras	0,25
Rocas carbonatadas suaves	0,30
Areniscas	0,20

FUENTE: Apuntes de Estimulación de Pozos /Francisco Garaicochea. Universidad Nacional Autónoma de México

ELABORADO POR: Katherine Serna

2. Presiones involucradas en el Fracturamiento: Se realiza el cálculo de las diferentes presiones que intervienen en el proceso de fracturamiento.

a) Presión de sobrecarga: Está dada por la suma de presiones que ejercen las formaciones que se encuentran por encima del punto de interés.

$$\sigma_{ov} = 0,052 \rho_f D \quad (2.7)$$

Donde:

ρ_f = Densidad del volumen de la formación (lbm / gal).

D = Profundidad de la formación (ft).

En la tabla 2.6 se observa una lista de las densidades del fluido dependiendo de las matrices de la roca:

TABLA 2.6
DENSIDAD DE LA MATRIZ DE LA ROCA

Sistema	Densidad (g / cm ³)
Arenisca	2,65
Caliza	2,71
Dolomita	2,87
Anhidrita	2,98
Halita	2,03
Cal	2,35
Arcilla	2,7 – 2,8
Agua potable	1,0
Agua de mar	1,03 – 1,06
Aceite	0,6 – 0,7
Gas	0,015

FUENTE: <https://escueladeporfora.files.wordpress.com>

ELABORADO POR: Pemex, Schlumberger.

- b) Gradiente de fractura (G_f): Relación de presión a la cual ocurre la fractura en la formación.

$$G_f = \left[\frac{\sigma_{ov}}{D} - G_p \right] \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + G_p \quad (2.8)$$

Donde:

G_f = Gradiente de fractura.

σ_{ov} = Presión de sobrecarga (psi).

D = Profundidad del pozo.

G_p = Gradiente del poro.

γ = Coeficiente de Poisson.

- c) Presión de fractura: Es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de fractura.

$$P_{fw} = G_f D \quad (2.9)$$

Donde:

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

G_f = Gradiente de fractura (psi/ft).

D = Profundidad de la formación (ft).

- d) Presión de tratamiento en superficie (P_{ts}): Considera las pérdidas de presión por fricción y por perforados.

$$P_{ts} = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p \quad (2.10)$$

Donde:

P_{ts} = Presión de tratamiento en superficie.

P_i = Presión instantánea al momento del cierre, medida en superficie.

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción en tubería.

ΔP_p = Pérdida de presión por perforados.

- Presión de cierre instantáneo: Presión tomada en superficie al momento que se detiene el bombeo de fluido.

$$P_i = P_{tw} - P_h \quad (2.11)$$

Donde:

P_i = Presión de cierre instantáneo (psi).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_h = Presión hidrostática (psi).

- Pérdida de presión por fricción en tubería (ΔP_f).

$$N_r = 1,592 * 10^4 \frac{Q\delta}{d\mu} \quad (2.12)$$

$$\Delta P_f = \frac{fD\delta v^2}{2,8(d_o^2 - d_i^2)} \quad (2.13)$$

Donde:

N_r = Número de Reynolds.

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción en tuberías.

Q = Caudal de inyección del fluido (bpm).

v^2 = Velocidad del fluido en la tubería (ft/s).

D = Profundidad de la formación (ft).

δ = Densidad del fluido (lb/gal).

μ = Viscosidad del fluido (cp).

d_i = Diámetro interno de la tubería (pulg)

d_o = Diámetro externo de la tubería (pulg)

f = Factor de fricción de Fanning calculado mediante N_r . (Ver Anexo No 1)

- Pérdida de presión por perforados (ΔP_p).

$$\Delta P_p = \frac{0,0836Q^2 \delta}{H_p^4 x^2} \quad (2.14)$$

Donde:

ΔP_p = Pérdida de presión por perforados.

Q = Caudal (bpm).

δ = Densidad del fluido (lb/gal).

H_p = Diámetro de las perforaciones (pulg).

X = Número de perforaciones.

- e) Presión de confinamiento o cierre (P_c): Máxima presión que soporta la roca, ayuda a seleccionar el tipo de apuntalante.

$$P_c = P_{tw} - P_r \quad (2.15)$$

Donde:

P_c = Presión de cierre (psi).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_r = Presión de reservorio (psi).

e) Presión neta (P_n): Presión que se obtiene dentro de la fractura.

$$P_n = P_{nw} - P_c \quad (2.16)$$

Donde:

P_n = Presión neta (psi).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_c = Presión de cierre (psi).

3. Determinación de las propiedades del fluido fracturante, geometría de la fractura y selección de la fractura: Se define de acuerdo a su altura, longitud y amplitud. Por ende, es necesario conocer las propiedades de la formación y del fluido fracturante para prever las dimensiones de las mismas.

a) Propiedades de inyección del fluido fracturante.

- Ser compatible con el fluido del pozo.
- No perjudicar la permeabilidad de la roca.
- Baja pérdida de fricción en la tubería.
- Baja pérdida de fluido a la formación.
- Estable a temperatura de fondo.
- Capaz de sostener y llevar el agente de soporte dentro de la fractura formada.

En la tabla 2.7 se puede observar las propiedades de los diferentes tipos de fluido.

TABLA 2.7
PROPIEDADES DE FLUIDOS FRACTURANTES

Fluido	Caudal (bpm)	Presión de Propagación (psi)
Agua (aprox. 1 cp)	5	189
Agua gelificada	5	139
Agua gelificada	10	138
Aceite viscoso (700 cp)	11	380
Aceite viscoso (700 cp)	11	285
Aceite (aprox. 5 cp)	5	96

FUENTE: Apuntes de Estimulación de Pozos /Francisco Garaicochea. Universidad Nacional Autónoma de México.

ELABORADO POR: Katherine Serna

- b) Coeficiente del fluido fracturante: Controla el filtrado del fluido fracturante a la formación.

Los valores C_1 y C_2 se pueden calcular a través de las propiedades físicas del yacimiento y la viscosidad del fluido fracturante.

$$C_1 = 0,0469 \left[\frac{K_f (P_{nw} - P_r) \phi}{100 \mu_f} \right]^{1/2} \quad (2.17)$$

$$C_2 = 0,0374 (P_{nw} - P_r) \left(\left(\frac{K \phi c_i}{100 \mu_r} \right)^{1/2} \right) \quad (2.18)$$

Donde:

K_f = Permeabilidad del fluido fracturante ($K_f = k \cdot 0.6$ según Smith).

P_{tw} = Presión de fractura (psi).

P_r = Presión de reservorio en (psi).

ϕ = Porosidad (fracción).

μ_f = Viscosidad del fluido fracturante (cp).

K = Permeabilidad del fluido de reservorio (md).

μ_r = Viscosidad del fluido de reservorio (cp).

c_i = Compresibilidad de la roca.

El coeficiente total combina C_1 y C_2 y se lo obtiene usando la siguiente ecuación.

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} \quad (2.19)$$

c) Para el cálculo de la amplitud (W) y longitud de fractura (X_f) se aplican las ecuaciones propuestas por Nolte y Economides:

$$X_f = \frac{it_p}{2\pi h C} \quad (2.20)$$

$$W = \frac{it_p}{2hX_f} \quad (2.21)$$

Donde:

X_f = Longitud de la fractura.

W = Amplitud de la fractura.

C = Coeficiente del fluido de fractura

t_p = Tiempo de inyección (min).

h = Altura de la fractura (ft).

Los tiempos de inyección deben ser asumidos y a partir de ellos, se calculan los valores de longitud y amplitud para cada uno.

d) Cálculo de los volúmenes de inyección. Mediante balance de materiales.

$$V_i = it_p \quad (2.22)$$

$$V_f = 2hW_L \quad (2.23)$$

Donde:

V_i = Volumen inicial (bl).

V_f = Volumen final (bl).

i = Caudal de inyección (bpm).

t_p = Tiempo de inyección (min).

h = Altura de la fractura (ft).

W_L = Amplitud promedio (pulg).

e) Selección del apuntalante.

- Natural: Formado por arenas de sílice, soportan bajos cierres de fractura menores a 4000 psi.
- Sintéticos: Tienen gran resistencia de cierre de fracturas, en la tabla 2.8 se muestran los diferentes tipos existentes.

TABLA 2.8

APUNTALANTES SINTÉTICOS

Apuntalante	Esfuerzo de Cierre
Arena regular	< 6000 psi
Arena con resina	4000- 8000 psi
Materiales cerámicos	5000- 1000 psi
Bauxita sintetizada	15000 psi

FUENTE: Apuntes de Estimulación de Pozos /Francisco Garaicochea.

ELABORADO POR: Katherine Serna.

4. Incremento de la productividad: Se calcula mediante una relación entre las permeabilidades antes y después de la fractura. Para los cálculos se toma en cuenta que:

K alta; $K_f = 1,3 K$

K media; $K_f = 2 K$

K baja; $K_f = 3 K$

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) + \frac{k}{k_f} \ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)} \quad (2.24)$$

Donde:

J_x/J_o = Relación entre el índice de productividad con zona alterada y el índice de productividad original. (bpd/psi).

r_e = Radio de drenaje (ft).

r_w = Radio del pozo (ft).

r_w' = Radio del pozo después del fracturamiento (ft).

k/k_f = Relación entre la permeabilidad del medio poroso y la zona fracturada (md).

Para el cálculo de r_w' se usarán las siguientes ecuaciones adicionales:

$$- \quad (2.25)$$

Donde:

r_w' = Radio del pozo después del fracturamiento (ft).

x_f = Longitud de la fractura (ft).

$$- \quad - \quad (2.26)$$

Donde:

S = Daño después de la fractura.

k = Permeabilidad del medio poroso (md).

k_f = Permeabilidad de la zona fracturada (md).

r_w = Radio del pozo (ft).

r_w' = Radio del pozo después del fracturamiento (ft).

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \quad (2.27)$$

Donde:

EF = Eficiencia de flujo.

S = Daño después de la fractura

r_e = Radio de drenaje (ft).

r_w = Radio del pozo (ft).

S = Daño después del fracturamiento

(2.28)

Donde:

P_{wf}^* = Presión de fondo fluyente después de la fractura (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).

P_r = Presión de reservorio (psi).

EF = Eficiencia de flujo.

2.4. SELECCIÓN DE LOS POZOS A ESTIMULARSE

Para la siguiente selección es necesario basarse en una serie de parámetros y variables que nos permitan definir características específicas de los pozos, con el objetivo principal de elegir los idóneos para ser estimulados, obteniendo resultados óptimos. A continuación se presentan varios parámetros que deben ser considerados:

- Pozos cerrados.- Estos pozos no serán tomados en cuenta debido a que se realizarán trabajos de incremento en la producción, para lo cual se necesita información actualizada y la obtención de ésta requiere inversiones económicas extras.

- Alto daño de formación.- Se tomará en cuenta este factor como sobresaliente, debido a que es el principal causante de la disminución en la producción. En este caso el rango usado para la elección de los pozos con alto daño de formación será $S > 8$.
- Diferencial de Presión.- Se produce debido al daño de formación presente en la cara del pozo. Como referencia usaremos un valor de diferencial de presión mayor a 500 psi para identificar qué tan dañado se encuentra un pozo.
- Reservas.- Es necesario considerar que los pozos tengan un porcentaje elevado de reservas remanentes para que puedan seguir produciendo después de realizado el fracturamiento.
- Reducción de la producción.- Este factor se considerará debido a que el daño de formación produce disminuciones considerables en la producción, la cual se puede recuperar o incrementar después de realizar un fracturamiento.

Los pozos se han seleccionado mediante estos parámetros y sus resultados se mostrarán a continuación en la tabla 2.9.

TABLA 2.9
SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO

N°	Pozo	Estado del Pozo	Pozo candidato a estimulación
1	HUAICO 01	Presenta daño de formación de 1,4. La producción del pozo se mantiene constante. El diferencial de presión es de 305 psi.	NO
2	TIP 01	Daño de formación de 4,1. La producción del pozo se mantiene constante. El diferencial de presión es de 234 psi.	NO
3	TIP 02	El pozo se encuentra cerrado.	NO
4	TIP 03	Presenta daño de formación de 29,5. La producción se mantiene constante en el último período, pero ha decaído desde el inicio de la producción del pozo. El diferencial de presión es de 1266,8 psi.	SI
5	TIP 04	El pozo se encuentra cerrado.	NO
6	TIP 05	Pozo reinjector.	NO
7	TIP 06	Pozo cerrado por bajo aporte.	NO
8	TIP 07	Pozo cerrado, trabajo de W.O suspendido por hueco en la tubería.	NO
9	TIP 08	Presenta daño de formación de 2,1. La producción no es elevada pero se mantiene constante. El diferencial de presión es de 305 psi.	NO
10	TIP 09	Presenta daño de formación de 9,75. La producción del pozo siempre se ha mantenido bajo los 65 BPPD. El diferencial de presión es de 2073 psi.	SI
11	TIP 10	El pozo se encuentra cerrado.	NO
12	TIP 11	Presenta daño de formación de 3,09. La producción se mantiene constante en un promedio de 114 BPPD. El diferencial de presión es de 324,07 psi.	NO
13	TIP 12	Presenta daño de formación de 10,8. La producción ha tenido caídas en varios períodos, manteniéndose en el último período en un promedio de 68 BPPD. El diferencial de presión es de 1762,68 psi.	SI
14	TIP 13	Presenta daño de formación de 6,3. La producción se mantiene en un promedio de 269 BPPD. El diferencial de presión es de 403 psi.	NO
15	TIP 14	Pozo cerrado por bajo aporte,	NO
16	TIP 15	El pozo se encuentra cerrado.	NO

FUENTE: ARCH. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

ELABORADO POR: Katherine Serna

Los pozos elegidos para realizar el análisis técnico son: TIP 03, TIP 09 y TIP 12. Dependiendo de su estado mecánico y sus propiedades petrofísicas, estos pozos serán analizados con el fin de realizar un trabajo de fracturamiento óptimo.

2.5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

A continuación se presenta un análisis completo de los estados mecánicos, historiales de reacondicionamiento, historiales de producción y datos de B'UP para los pozos seleccionados en la tabla 2.8. Estos análisis, serán necesarios para la implementación de un tratamiento de fracturamiento adecuado, el cual se demostrará más adelante.

2.5.1. POZO TIP 03

2.5.1.1. Estado Mecánico

El pozo está completado con bombeo electrosumergible como se indica en el gráfico 2.11 para la producción de la arena "Ui", la completación de fondo está compuesta por dos packers que impiden el flujo a través del espacio anular, entre las arenas "Us" y "Ui". En su parte superior consta de un on off que permite recuperar la completación de fondo.

2.5.1.2. Historial De Reacondicionamiento Del Pozo

El pozo TIP 03 fue completado el 8 de octubre de 1999, se realizó pruebas de producción a la arena "T superior" en los intervalos de 8531'-8535' y 8543'-8549' obteniendo un resultado de 325 bppd, con un API de 32,9°. Además se realizó pruebas a la arena "Ui" en los intervalos de 8400'-8410' y 8420'-8428' obteniendo resultados de 1103 bppd con un API de 28.9°.

En el primer reacondicionamiento se realiza un cambio de bombeo electrosumergible debido a daños en la bomba y para el segundo reacondicionamiento realizado en febrero del 2004, se cementa la arena "Napo U" en los intervalos de 8400'-8410' y 8420'-8428', se cañonea y se produce desde "Us" en el intervalo de 8420'-8428'.

En el tercer trabajo de reacondicionamiento realizado en octubre del 2009 se chequea tubería con calibrador 2,75" hasta no - go @7858'.

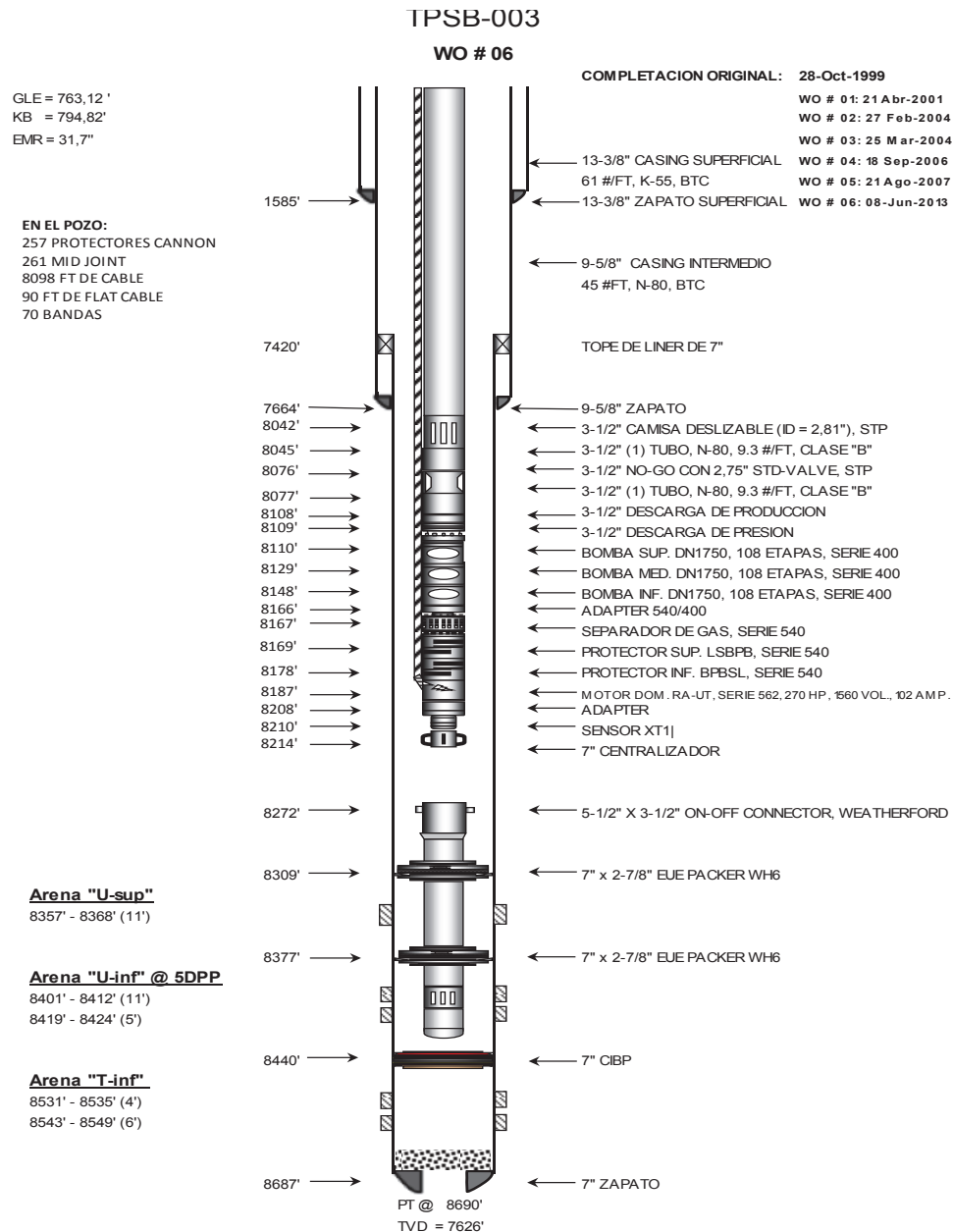
Para el cuarto trabajo de reacondicionamiento se intenta cambiar standing valve sin éxito, se recupera cabeza de standing valve, pero queda el resto.

En el quinto trabajo de reacondicionamiento realizado en enero de 2013 se bombea 2000 bls de JP1.

En el sexto trabajo de reacondicionamiento realizado en mayo del 2013, se repunzona la arena "Ui" en los intervalos: 8419' - 8424' y 8401' - 8412', se evalúa con bomba jet y se obtiene un resultado de 237 bppd con un BSW del 77%.

Se cierran el pozo para B'UP por 16 horas. Asientan standing valve y desplazan bomba jet. Evalúan la arena "Ui" obteniendo 259 bppd y un BSW=76%. Bajan equipo BES y realizan prueba de producción a la arena "Ui", obteniendo 145 bppd y BSW = 83%, por lo que queda produciendo de esta arena.

GRÁFICO 2.11: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO TIP 03



FUENTE: ARCH. Departamento de Producción, 2013.

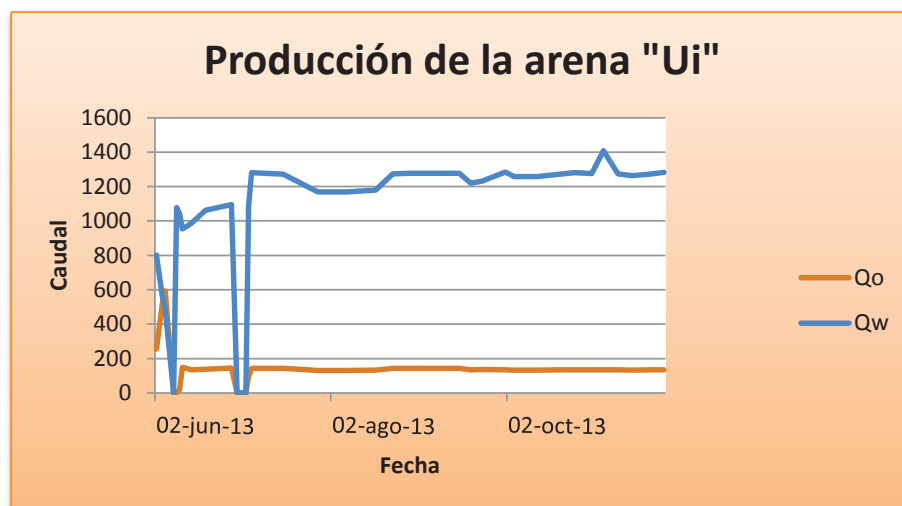
ELABORADO POR: PETROAMAZONAS EP.

2.5.1.3. Historial De Producción Del Pozo

Como se puede observar en el gráfico 2.12, la producción de petróleo de la arena "U" empieza en junio del 2013 con una tasa promedio de 250 bppd y un

BSW=70%, la primera caída en la producción se debe a un cambio en la bomba BES y se recupera la producción a 148 bppd. La segunda caída de producción se debe a un atascamiento de la bomba, recuperándose el 14 de julio del 2013 con 94 bppd. Luego de esto la producción se mantiene, alcanzando un promedio de 125 bppd a partir del último reacondicionamiento realizado, el corte de agua se ha mantenido prácticamente constante en alrededor de los 1300 bapd y un 80% de BSW.

GRÁFICO 2.12: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DE ARENA "Ui", POZO TIP 03



ELABORADO POR: Katherine Serna

2.5.1.4. Datos de B'UP

Basándonos en la interpretación y resultados de la última prueba de restauración de presión (B'UP) realizadas a este pozo, se tienen los siguientes parámetros de acuerdo con el informe emitido el 5 de junio de 2013:

- $P_{wf} = 1487,5$ psi.
- $P_r = 2754,3$ psi.
- $S = 29,5$
- $K = 259$ md

- $t_c = 17,7$ h

Estos datos fueron obtenidos a profundidad de disparos de: 8401'- 8424'. Por lo cual, se puede concluir que el alto daño de formación provoca la pérdida de presión y flujo desde la formación hasta el pozo.

2.5.2. POZO TIP 09

2.5.2.1. Estado Mecánico

El pozo está completado con bombeo electrosumergible como se puede observar en el gráfico 2.13 para la producción de la arena "M – 1". Existen dos CIBP que aíslan las arenas "Us" y "Ui" ya que no son rentables de producir actualmente.

2.5.2.2. Historial De Reacondicionamiento Del Pozo

El pozo TIP 09 fue completado el 1 de septiembre del 2004, se realizan pruebas de producción en la arena "Ui" y se obtiene un resultado favorable de 622 bppd con un BSW=7,1% y un API = 27,8°. Por lo que se decide comenzar a producir de esta arena en el intervalo de 7798' a 7808'.

Luego de tres meses de producción se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento con un cambio de bombeo electrosumergible debido a fallas en la bomba, obteniendo una producción de 376 bppd con un BSW = 2,3%. En el segundo trabajo de reacondicionamiento se vuelve a cambiar la bomba debido a fallas existentes manteniendo la producción anterior.

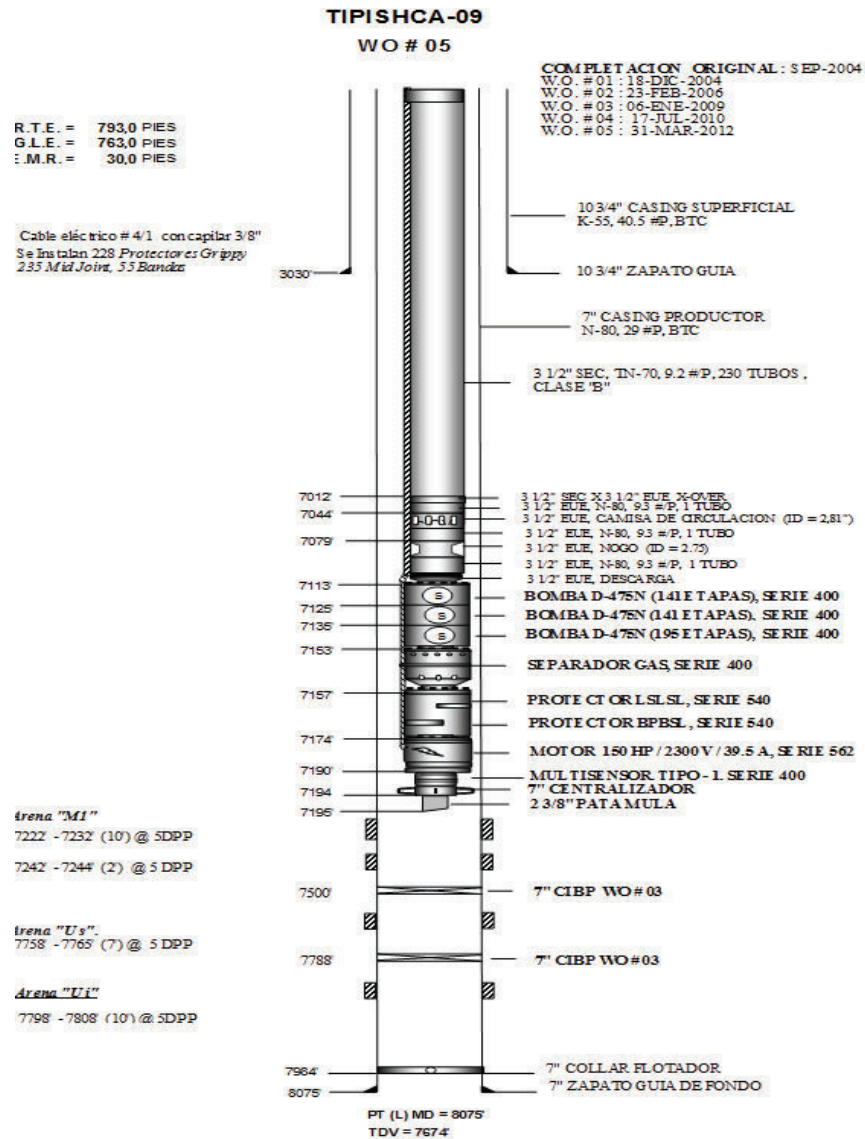
Para el tercer trabajo de reacondicionamiento realizado en mayo del 2008, aíslan la arena "Ui" con tapón CIBP a 7788'. Se baja conjunto TCP y se punzonan los intervalos de 7222'-7232' y 7242'-7244' en la arena "M – 1" con bomba jet obteniendo 288 bfpd y un BSW= 40%.

A continuación, se punzona el intervalo de 7758'-7765' y se evalúa la arena "Us" con bomba jet, obteniendo 1128 bfpd y un BSW=100%. Debido a este resultado, asientan tapon CIBP a 7500' aislando la arena "Us". Bajaron equipo BES y realizan pruebas de producción a la arena "M - 1", obteniendo valores de 648 bfpd y BSW=100%. Por lo cual el pozo queda produciendo de esta arena.

En el cuarto trabajo de reacondicionamiento se realiza un cambio de completación de bombeo electrosumergible debido a comunicación tubing casing. Bajaron BHA de limpieza y realizan prueba de producción a la arena "M - 1" con equipo BES, obteniendo resultados exitosos.

Para el último trabajo de reacondicionamiento es necesario realizar una reparación en la bomba debido a la alta temperatura del motor, sin obtener éxito por lo que suspenden las operaciones desde el 30 de diciembre del 2011 al 25 de marzo del 2012, donde realizan revisión del equipo BES y bajaron BHA de limpieza. Se arma y baja un nuevo equipo BES realizando pruebas de producción a la arena "M-1". Se obtienen resultados de 384 bfpd por lo que queda produciendo de esta arena.

GRÁFICO 2.13: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO TIP 09



FUENTE: ARCH. Departamento de Producción, 2012.

ELABORADO POR: PETROAMAZONAS EP.

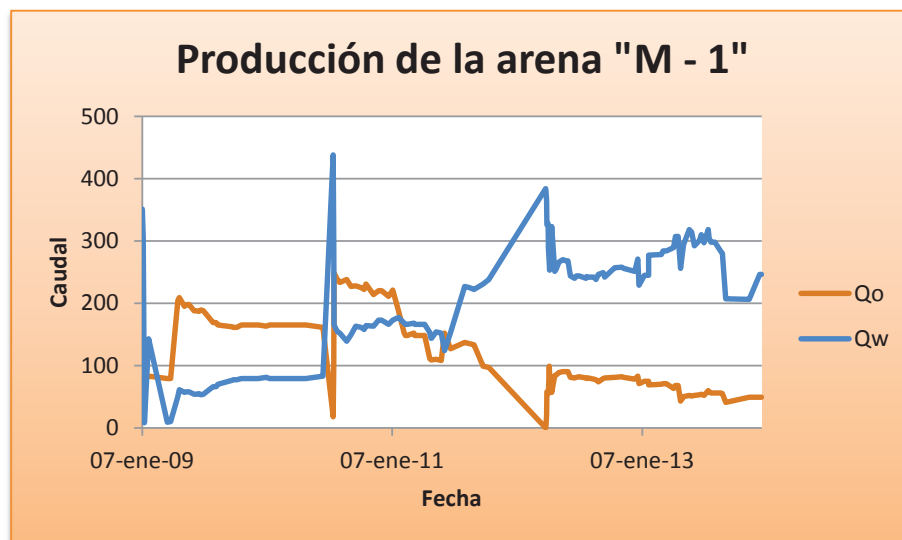
2.5.2.3. Historial De Producción Del Pozo

La producción de petróleo de la arena "M – 1" empieza a partir de enero del 2009 con una tasa inicial de 70 bppd y un 80% de BSW. Como se observa en el gráfico 2.14, la producción tiene tendencia a decaer con el paso del tiempo, debido al alto BSW que presenta el pozo.

En vista de la dificultad que presentan los fluidos para llegar a la estación se realiza una prueba al tanque en locación, provocando una caída drástica e incremento inmediato del BSW llegando a mantenerse en un promedio del 30%.

El 11 de junio del 2010 se inicia un trabajo de reacondicionamiento debido a problemas por comunicación tbg – csg, se para la producción durante varios días, reestableciéndose el 18 de julio del mismo año con una producción de alrededor de 18 bppd. La producción más alta que alcanza el pozo se da el 21 de julio con 248 bppd, luego de lo cual va decayendo hasta el 20 de octubre cuando se produce un fallo en la bomba por alta temperatura del motor, logrando recuperar parcialmente la producción en abril del 2012, hasta mantenerla en un promedio de 50 bppd y BSW = 83%.

GRÁFICO 2.14: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DE ARENA "M - 1", POZO TIP 09



ELABORADO POR: Katherine Serna

2.5.2.4. Datos de B'UP

Acorde con el informe obtenido del último B' UP realizado en este pozo, el 29 de diciembre de 2008, tenemos la siguiente información:

- $P_{wf} = 377$ psi.
- $P_r = 2450$ psi.
- $S = 9,75$
- $K = 371$ md
- $t_c = 16$ h

Estos datos fueron obtenidos a profundidad de disparos de: 7222'- 7232' (10') y 7242'- 7244' (2'). Por lo cual se puede concluir que el daño existente en la formación provoca la pérdida de presión y el flujo de fluidos hacia el pozo.

2.5.3. POZO TIP 12

2.5.3.1. Estado Mecánico

El pozo está completado con bombeo hidráulico como se puede observar en el gráfico 2.15 para la producción de la arenas cañoneadas, la completación de fondo está compuesta por dos camisas deslizables ubicadas estratégicamente frente a las arenas "M – 1" y "Ts" que pueden ser abiertas o cerradas dependiendo de qué arena se necesite evaluar o producir.

Además consta de tres packers que impiden el flujo a través del espacio anular entre las arenas antes mencionadas y la arena "M – 2".

2.5.3.2. Historial De Reacondicionamiento Del Pozo

El pozo TIP 12 fue completado el 20 de diciembre del 2005, realizando pruebas de producción a la arena "M – 1" con resultados favorables de 280,31 bppd y

23,47% de BSW. Por lo que se decide comenzar la producción en el intervalo de (7750'- 7764').

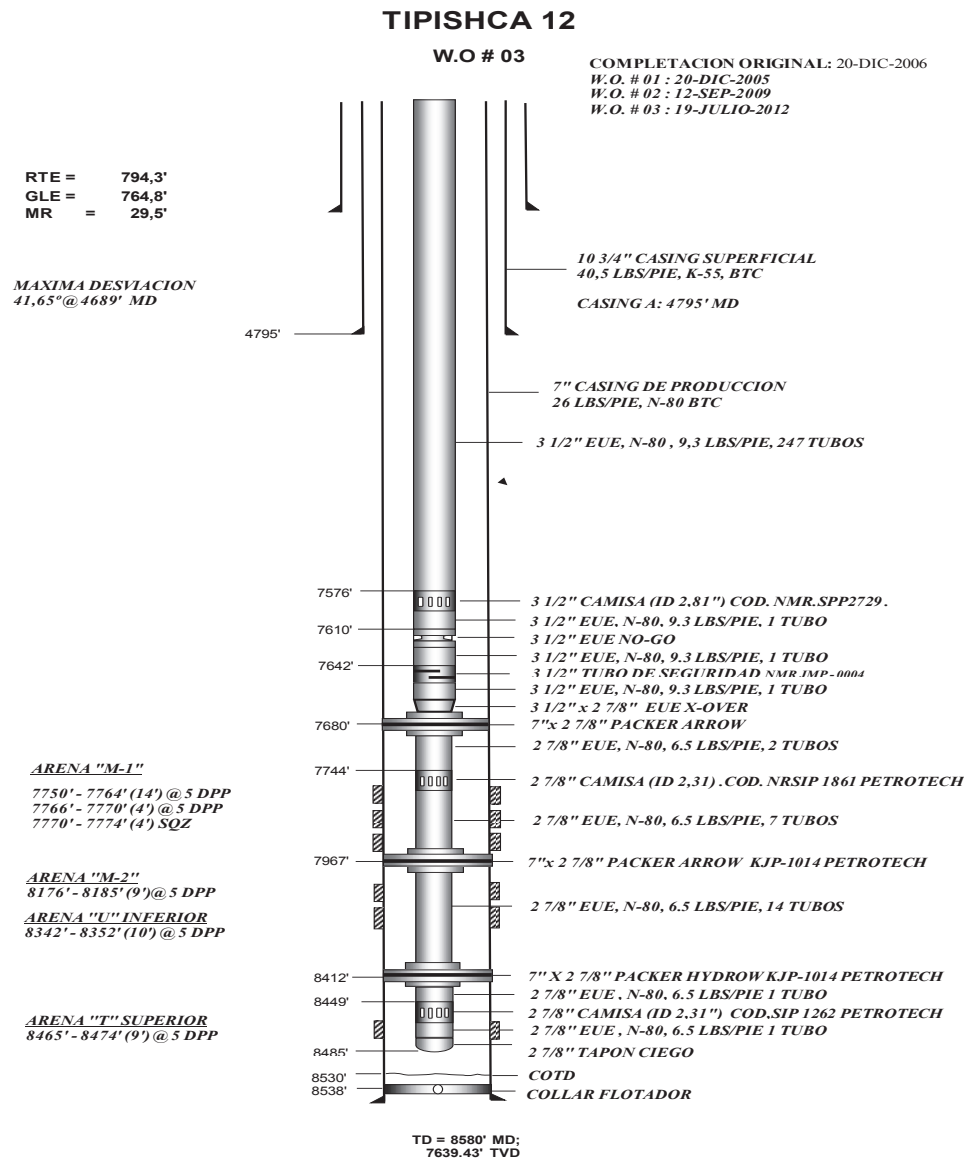
Luego de un año de producción se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento debido a daños en la bomba JET, colocan un nuevo carrito de producción y bajan un nuevo BH.

En el segundo trabajo de reacondicionamiento realizado en septiembre del 2009, debido a un incremento significativo del BSW se decide moler los CIBP'S, tomar registro de resistividad en las zonas de interés "Ts", "U", "Um", "Us", "M-2", "M-1", "BT" en los intervalos de: 8500'-8150' (350') y 7900'-7750' (150') además de punzonar "M-2".

Realizan prueba de producción a "Ts" obteniendo resultados de 97 bppd y BSW=91%, por lo que deciden producir de esa arena.

En el último trabajo de reacondicionamiento se realiza un cambio de completación por comunicación tbg – csg. En el cual el pozo queda produciendo con bomba JET a 33 bppd y BSW = 97%.

GRÁFICO 2.15: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO TIP 12



FUENTE: ARCH. Departamento de Producción, 2012.

ELABORADO POR: PETROAMAZONAS EP.

2.5.3.3. Historial De Producción Del Pozo

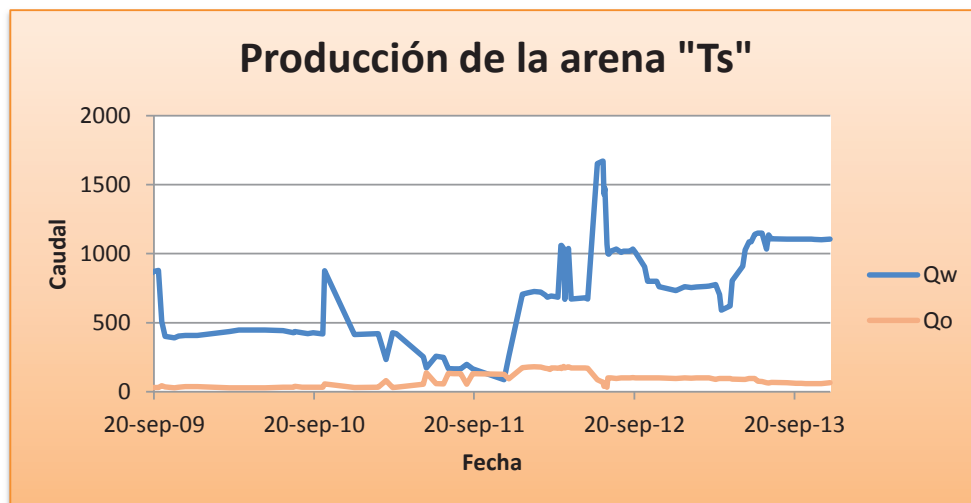
La producción de esta arena empieza el 20 de septiembre del 2009 con 31 bppd y un BSW = 96%.

La producción de agua tiende a mantenerse elevada, por lo cual se realiza un trabajo de reacondicionamiento para moler los CIBP's, logrando mantenerla constante hasta octubre del 2010, donde se incrementa nuevamente debido a una falla en HPS del sistema power oil. El 19 de octubre del 2010, luego de reparar el HPS el pozo queda produciendo con un promedio de 31 bppd y BSW = 93%.

por daños en la bomba y comunicación tbg - csg, para luego volver a incrementarse en cantidades considerables hasta alcanzar un valor promedio de 92%.

EL 11 de abril del 2011 se realiza un cambio de bomba JET, provocando que la producción se mantenga variable, alcanzando el máximo en junio del 2011 con 136 bppd y la mínima en agosto con 55 bppd. Razón por la cual se decide realizar un nuevo cambio de bomba, encontrando un problema de comunicación tbg – csg, se para la producción hasta julio del 2012 donde se vuelve a producir de manera normal con un promedio de 95 bppd y BSW = 90%. A partir del último reacondicionamiento realizado, el pozo decae su producción alcanzando un promedio de 60 bppd hasta la actualidad, como se puede observar en el gráfico 2.16.

GRÁFICO 2.16: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DE ARENA "Ts", POZO TIP 12



ELABORADO POR: Katherine Serna

2.5.3.4. Datos de B'UP

Basados en las interpretaciones de las últimas pruebas de restauración de presión, de acuerdo al informe del 8 de septiembre del 2009, se presentan a continuación los siguientes parámetros:

- $P_{wf} = 1170,2$ psi.
- $P_r = 2932,88$ psi.
- $S = 10,8$
- $K = 182$ md
- $t_c = 18,6$ h

Estos datos fueron obtenidos a profundidad de disparos de: 8465-8474' (9'). Por lo cual se puede concluir que a pesar de no existir un daño elevado, existe una disminución considerable de la presión lo cual provoca el flujo de fluidos hacia el pozo y una baja permeabilidad.

CAPÍTULO III

SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS SELECCIONADOS

3.1. TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO A LOS POZOS SELECCIONADOS

En base a los análisis técnicos realizados y los parámetros considerados anteriormente, se puede concluir que los pozos más idóneos para realizar este procedimiento son: TIP 03, TIP 09 y TIP 12. Para estos pozos se seguirá el procedimiento descrito en el ítem 2.3.7 (pág. 43) y como ejemplo, se resolverá la metodología para el pozo TIP 03.

3.1.1. POZO TIP 03

3.1.1.1. Procedimiento para el diseño del Fracturamiento del Pozo TIP 03

En la tabla 3.1 se muestra una recopilación de datos obtenidos de las pruebas PVT y B'UP necesarios para realizar el procedimiento de fracturamiento. Además se muestran los valores de las propiedades mecánicas de la roca que podemos encontrar en las tablas 2.4 y 2.5.

1. Propiedades mecánicas de la roca y datos

TABLA 3.1
DATOS DEL POZO TIP 03

DATOS	VALORES		
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	ε =	3000000	lb/pulg ²
	ν =	0,2	
PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS	Qf=	135	Bppd
	\emptyset =	14	%
	Ct=	0,000003	psi ⁻¹
	Tr=	208	°F
	h=	23	Ft
	μ_o =	4,28	Cp
	ρ_o =	55,8128951	lbm/ft ³
	API=	26,7	
	re=	2000	Ft
	rw=	0,29	Ft
	k=	259	Md
	S =	29,5	
	FLUIDO DE CONTROL 2% KCL DENSIDAD =	8,43	LPG
	PRESIONES	P _{wf} =	1555
G _p =		0,39	psi / ft
P _r =		2821,8	Psi
PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	Q _i =	20	Bpm
	μ_i =	400	Cp
	δ_i =	15,606	lbm/gal
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	D=	8412	Fts
	d _i =	2,875	Pulg
	d _o =	3,5	Pulg
	X=	5	
	H _p =	0,4	Pulg
	n' =	0,4	

FUENTE: ARCH. Área de Producción.
ELABORADO POR: Katherine Serna.

2. Presiones involucradas en el fracturamiento

a) Presión de sobrecarga:

$$\sigma_{ov} = 0,052 \rho_f D$$

$$\sigma_{ov} = 0,052 \cdot 22,1 \cdot 8412$$

$$\sigma_{ov} = 9667,07 \text{ psi}$$

b) Gradiente de fractura (G_f):

$$G_f = \left[\frac{\sigma_{ov}}{D} - G_p \right] \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + G_p$$

$$G_f = \frac{9667,07}{8412} - 0,39 \frac{0,2}{1-0,2} + 0,39 = 0,579$$

c) Presión de fractura:

$$P_{tw} = G_f D$$

$$P_{tw} = 0,579 \cdot 8412 = 4877,278 \text{ psi}$$

d) Presión de tratamiento en superficie (P_{ts}):

- Presión de cierre instantáneo.

$$P_h = 0,052 g D$$

$$P_h = 0,052 \cdot 8,43 \cdot 8412 = 3687,484 \text{ psi}$$

$$P_i = P_{tw} - P_h$$

$$P_i = 4877,278 - 3687,484 = 1189,793 \text{ psi}$$

- Pérdida de presión por fricción en tubería (ΔP_f).

$$N_r = 1,592 \cdot 10^4 \frac{Q\delta}{d\mu}$$

$$N_r = 1,592 \cdot 10^4 \frac{20 \cdot 15,606}{2,875 \cdot 400} = 4320,826$$

Ingresando con el valor del Número de Reynolds (N_r) y la rugosidad de la tubería (n') en el Anexo No 1 se obtiene:

$$f = 0,006$$

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

$$\Delta P_f = \frac{0,006(8412)(7)^2}{2,8(3,5^2 - 2,875^2)} = 221,68 \text{ psi}$$

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

$$\Delta P_p = \frac{0,0836(20)^2(15,506)}{(0,4)^4 * (5)^2} = 81,541 \text{ psi}$$

- Presión de tratamiento en superficie (P_{ts}):

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

$$P_{ts} = 1189,793 + 221,68 + 81,541 = 1493,016 \text{ psi}$$

- e) Presión de confinamiento o cierre (P_c):

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

$$P_c = 4877,278 - 2821,8 = 2055,478 \text{ psi}$$

- f) Presión neta (P_n):

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

$$P_n = 4877,278 - 2055,478 = 2821,8 \text{ psi}$$

3. Determinación de las propiedades del fluido fracturante, geometría de la fractura y selección de la fractura:

- Coeficiente del fluido fracturante: Controla el filtrado del fluido fracturante a la formación.

$$C_1 = 0,0469 \left[\frac{K_f (P_{nw} - P_r) \phi}{100 \mu_f} \right]^{1/2}$$

$$C_1 = 0,0469 \frac{259 \cdot 4887,278 - 2821,8 \cdot 0,14}{100(400)}^{1/2} = 0,0496 \text{ ft/min}^{0,5}$$

$$C_2 = 0,0374 (P_{nw} - P_r) \left(\left(\frac{K \phi c_t}{100 \mu_r} \right)^{1/2} \right)$$

$$C_2 = 0,0374 \cdot 4878,371 - 2821,8 \cdot \frac{259 * 0,14 * 0,000003}{100 * 4,28}^{1/2}$$

$$= 0,000977 \text{ ft/min}^{0,5}$$

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2}$$

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{0,0496} + \frac{1}{0,000997}$$

$$C = 0,000958 \text{ ft/min}^{0,5}$$

TABLA 3.2

RESULTADOS DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA Y VOLÚMENES

GEOMETRÍA DE LA FRACTURA				
Tiempo (min)	Xf (fts)	w (plg)	Vi (bls)	Vf (bls)
1	144,29	0,1085	20	240
2	204,057	0,1446	40	678,823
3	249,9179	0,1753	60	1247,076
4	288,58	0,1936	80	1920

ELABORADO POR: Katherine Serna

- Selección del apuntalante.

Debido al bajo costo del material, lo mencionado en la tabla 2.8 y la presión de cierre se puede determinar cómo apuntalante ideal para el fracturamiento: **ARENA REGULAR.**

4. Incremento de la productividad:

$$J_o = \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})}$$

$$J_o = \frac{135}{2821,8 - 1555} = 0,107$$

—

$$r_{w'} = \frac{2}{\pi} * x_f = 91,856$$

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_{w'}}\right) + \frac{k}{k_f} \ln\left(\frac{r_{w'}}{r_w}\right)}$$

$$J_x = 0,107 \frac{\ln \frac{2000}{0,29}}{\ln \frac{2000}{91,856} + \frac{259}{518} * \ln \frac{91,856}{0,29}} = 0,16$$

— —

$$S = \frac{259}{518} - 1 \ln \frac{91,856}{0,29} = -2,87$$

$$EF = \frac{\ln \frac{0,47(2000)}{0,29}}{\ln \frac{0,47 \cdot 2000}{0,29} + (-2,87)} = 1,55$$

$$P_{wf} * = P_r - P_r - P_{wf} * EF$$

$$P_{wf} * = 2821,8 - 2821,8 - 1555 * 1,55 = 854,25 \text{ psi}$$

$$Q = J_x * P_r - P_{wf} *$$

$$Q = 0,16 * (2821,8 - 854,25) = 310,97 \text{ bppd}$$

En la tabla 3.3 se muestran los valores de caudales a diferentes presiones para el pozo TIP 03, aplicando el método utilizando (Patton y Goland):

TABLA 3.3

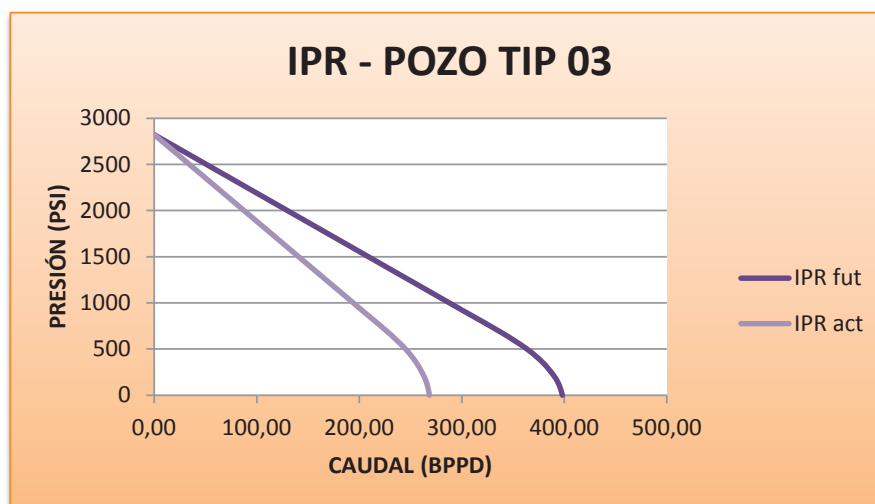
CAUDALES OBTENIDOS A DIFERENTES PRESIONES DE FONDO FLUYENTE

ACTUAL		FUTURA	
Pwf	qo	Pwf	qo
Psi	bppd	psi	bppd
2821,8	0,00	2821,8	0,00
2500	34,29	2500	50,86
2100	76,92	2100	114,08
1800	108,89	1800	161,49
1500	140,86	1500	208,91
1200	172,83	1200	256,32
900	204,80	900	303,74
854,25	209,68	854,25	310,97
681	228,14	681	338,35
500	245,15	500	363,58
350	255,79	350	379,36
200	263,31	200	390,51
100	266,58	100	395,36
0	268,46	0	398,15

ELABORADO POR: Katherine Serna

Con los datos obtenidos se genera la curva IPR, mostrada en el gráfico 3.1:

GRÁFICO 3.1 IPR PARA EL POZO TIP 03



ELABORADO POR: Katherine Serna

5. Resultados del procedimiento del fracturamiento.- En la tabla 3.4 se muestran los resultados obtenidos después de fracturar el pozo TIP 03:

TABLA 3.4

RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO PARA EL POZO TIP 03

POZO TIP 03							
PRESIONES CALCULADAS	$\sigma_{ov} =$	9667,07	psi	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	X_f	w	V_f
	$P_{tw} =$	4877,278	psi		(ft)	(pulg)	(bls)
	$P_h =$	3687,484	psi		144,29	0,086	240
	$G_f =$	0,579	psi/ft				
	$\Delta P_{fr} =$	221,681	psi				
	$\Delta P_p =$	81,541	psi				
	$P_{is} =$	1493,016	psi				
	$P_c =$	2055,478	psi				
	$P_n =$	2821,8	psi				
FLUIDO APUNTALANTE	ARENA REGULAR						
FLUIDO FRACTURANTE	$i =$	20	bpm				
	$\mu_f =$	400	cp				
	Densidad fluido =	15,606	lbm/gal				
	$C =$	$9,58E^{-0,4}$	ft/min ^{0,5}				
PRODUCCIÓN CALCULADA	$J_a =$	0,107	bppd/psi				
	$k_f =$	518	Md				
	$J_x =$	0,16	bppd/psi				
	$Q =$	311	bppd				

ELABORADO POR: Katherine Serna

3.1.2. POZO TIP 09

1. Propiedades mecánicas de la roca y datos.- En la tabla 3.5 se presentan los datos para este pozo:

TABLA 3.5
DATOS DEL POZO TIP 09

DATOS	VALORES		
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	E=	3000000	lb/pulg ²
	ν =	0,2	
PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS	Qf=	49	Bppd
	ϕ =	20	%
	Ct=	0,00000778	psi ⁻¹
	Tr=	206	°F
	h=	22	Ft
	Uo=	5	Cp
	densidad o=	61,3592773	lbm/ft ³
	API=	12,4	
	re=	2000	Ft
	rw=	0,29	Ft
	S=	9,75	
	k=	371	Md
	FLUIDO DE 2% KCL DENSIDAD =	8,43	LPG
PRESIONES	Pwf=	377	Psi
	Pi=	1913	Psi
	Pr=	2450	Psi
PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	Qi=	18	Bpm
	Uf=	400	Cp
	δ_f =	15,606	lbm/gal
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	D=	7233	Fts
	di=	2,875	Pulg
	do=	3,5	Pulg
	X=	5	
	Hp=	0,4	Pulg

FUENTE: ARCH. Área de Producción.
ELABORADO POR: Katherine Serna.

2. Presiones involucradas en el fracturamiento.- Las presiones calculadas para este pozo utilizan el mismo procedimiento que el descrito para el pozo TIP 03 (pág. 71).

3. Determinación de las propiedades del fluido fracturante, geometría de la fractura y selección de la fractura.- El procedimiento para calcular estas propiedades es el mismo que el descrito para el pozo TIP 03 (pág. 73).
4. Incremento de la productividad.- La tabla 3.6 muestra los caudales obtenidos mediante el método de Patton y Goland:

TABLA 3.6

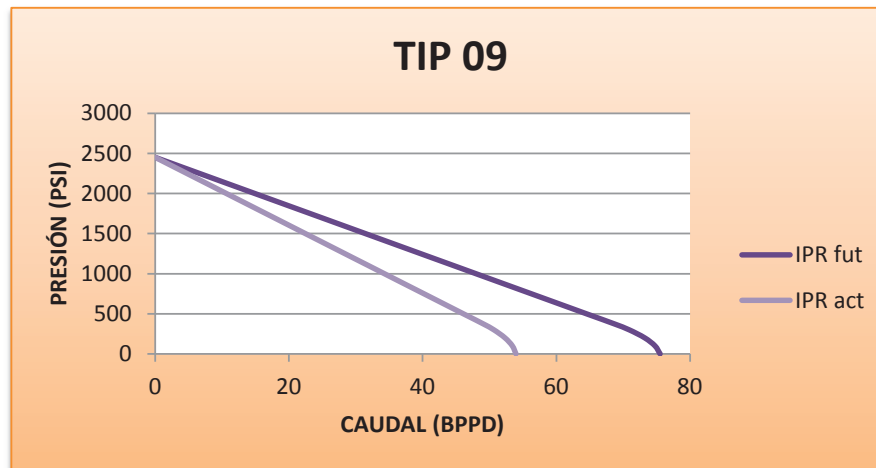
CAUDALES OBTENIDOS A DIFERENTES PRESIONES DE FONDO FLUYENTE

ACTUAL		FUTURA	
Pwf	Q	Pwf	Q
Psi	Bppd	Psi	Bppd
2450	0	2450	0
2300	3,545586107	2300	4,96236029
2000	10,63675832	2000	14,8870809
1700	17,72793054	1700	24,8118015
1450	23,63724071	1450	33,082402
1200	29,54655089	1200	41,3530025
1000	34,27399904	1000	47,9694828
750	40,18330921	750	56,2400833
500	46,09261939	500	64,5106838
376	49,02363724	376	68,6129017
300	50,65868609	300	70,9012967
200	52,31832214	200	73,2241036
100	53,41915817	100	74,7648207
0	53,96119419	0	75,5234479

ELABORADO POR: Katherine Serna

Con los datos obtenidos se genera la curva IPR, mostrada en el gráfico 3.2:

GRÁFICO 3.2 IPR PARA EL POZO TIP 09



ELABORADO POR: Katherine Serna

5. Resultados del procedimiento del fracturamiento.- En la tabla 3.7 se muestran los resultados obtenidos después de fracturar el pozo TIP 09:

TABLA 3.7

RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO PARA EL POZO TIP 09

POZO TIP 09							
PRESIONES CALCULADAS	$\sigma_{ov} =$	8312,16	psi	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	X_f	w	V_f
	$P_{tw} =$	4456,034	psi		(ft)	(pulg)	Bls
	$P_h =$	3170,658	psi		65,43	0,052	70
	$G_f =$	0,6161	psi/ft				
	$\Delta P_f =$	190,61	psi				
	$\Delta P_p =$	81,54	psi				
	$P_{is} =$	1557,53	psi				
	$P_c =$	2006,034	Psi				
	$P_n =$	2450	Psi				
FLUIDO APUNTALANTE	ARENA REGULAR						
FLUIDO FRACTURANTE	$i =$	20	Bpm				
	$\mu_f =$	400	Cp				
	Densidad fluido =	15,606	lbm/gal				
	$C =$	$4,08E^{-0.3}$	ft/min ^{0.5}				
PRODUCCIÓN CALCULADA	$J_a =$	0,024	bppd/psi				
	$k_f =$	742	Md				
	$J_x =$	0,03	bppd/psi				
	$Q =$	100	Bppd				

ELABORADO POR: Katherine Serna.

3.1.3. POZO TIP 12

1. Propiedades mecánicas de la roca y datos.- En la tabla 3.8 se presentan los datos para este pozo:

TABLA 3.8
DATOS DEL POZO TIP 12

DATOS	VALORES		
PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	E=	3000000	lb/pg ²
	ν =	0,2	
PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS	Qf=	68	Bppd
	\emptyset =	15	%
	Ct=	0,00001212	psi ⁻¹
	Tr=	211	°F
	h=	20	Ft
	Uo=	1,64	Cp
	densidad o=	56,06095238	lbm/ft ³
	API=	26	
	re=	2000	Ft
	rw=	0,29	Ft
	S=	10,8	
	k=	182	Md
	FLUIDO DE 2% KCL DENSIDAD =	8,43	LPG
PRESIONES	Pwf=	1170,2	Psi
	Pi=	2051	Psi
	Pr=	2932,88	Psi
PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	Qi=	16	Bpm
	Uf=	400	Cp
	$\bar{\rho}$ =	15,606	lbm/gal
PROPIEDADES DEL POZO Y TUBERÍA	D=	8469	Ft
	di=	2,875	Pulg
	do=	3,5	Pulg
	X=	5	
	Hp=	0,4	Pulg

FUENTE: ARCH. Área de Producción.
ELABORADO POR: Katherine Serna.

2. Presiones involucradas en el fracturamiento.- Las presiones calculadas para este pozo utilizan el mismo procedimiento que el descrito para el pozo TIP 03 (pág. 71).

3. Determinación de las propiedades del fluido fracturante, geometría de la fractura y selección de la fractura.- El procedimiento para calcular estas propiedades es el mismo que el descrito para el pozo TIP 03 (pág. 73).
4. Productividad del pozo antes y después del fracturamiento.- La tabla 3.9 muestra los caudales obtenidos mediante el método de Patton y Goland:

TABLA 3.9

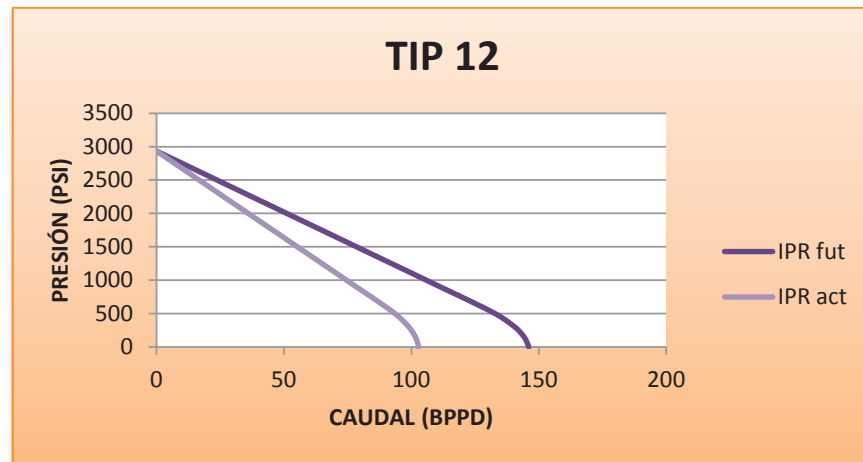
CAUDALES OBTENIDOS A DIFERENTES PRESIONES DE FONDO FLUYENTE

ACTUAL		FUTURA	
Pwf	q	Pwf	Q
Psi	bppd	psi	Bppd
2932,88	0	2932,88	0
2500	16,69948034	2500	23,7140586
2100	32,13052851	2100	45,626883
1900	39,8460526	1900	56,5832952
1700	47,56157669	1700	67,5397074
1400	59,13486282	1400	83,9743257
1100	70,70814896	1100	100,408944
900	78,42367304	900	111,365356
600	89,99695918	600	127,799974
450	95,1406419	450	135,104249
300	98,99840395	300	140,582455
200	100,8558449	200	143,22011
100	102,1417656	100	145,046179
0	102,856166	0	146,060661

ELABORADO POR: Katherine Serna

Con los datos obtenidos se genera la curva IPR, mostrada en el gráfico 3.3:

GRÁFICO 3.3 IPR PARA EL POZO TIP 12



ELABORADO POR: Katherine Serna

5. Resultados del procedimiento del fracturamiento.- En la tabla 3.10 se muestran los resultados obtenidos después de fracturar el pozo TIP 12:

TABLA 3.10

RESULTADOS DEL FRACTURAMIENTO PARA EL POZO TIP 12

POZO TIP 12							
PRESIONES CALCULADAS	σ_{ov} =	9732,57	psi	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	Xf	W	Vf
	P_{tw} =	5217,497	psi		(ft)	(pulg)	(bls)
	P_h =	3712,471	psi		85	0,138	190
	G_f =	0,62	psi/ft				
	ΔP_f =	223,18	psi				
	ΔP_p =	81,54	psi				
	P_{is} =	1809,75	psi				
	P_c =	2284,61	Psi				
	P_n =	2932,88	Psi				
FLUIDO APUNTALANTE	ARENA REGULAR						
FLUIDO FRACTURANTE	i=	20	Bpm				
	μ_f =	400	Cp				
	Densidad fluido=	15,606	lbm/gal				
	C=	$7,24E^{-0.3}$	ft/min ^{0.5}				
PRODUCCIÓN CALCULADA	Ja=	0,0386	bppd/psi				
	kf=	364	Md				
	Jx=	0,05	bppd/psi				
	Q=	142,72	Bppd				

ELABORADO POR: Katherine Serna.

3.2. SIMULACIÓN DEL FRACTURAMIENTO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

En los puntos 3.2.1, 3.2.2 y 3.3.3 se muestran las simulaciones realizadas para cada uno de los pozos seleccionados, mediante el programa FracCade de la empresa Schlumberger, donde se proporciona información completa del fracturamiento, tal como la geometría de la fractura y los volúmenes con los que se bombearán los diferentes fluidos.

3.2.1. SIMULACIÓN DEL POZO TIP 03

3.2.1.1. Explicación del proceso de simulación en el simulador FracCade

1. Ingresar en el simulador los datos requeridos:

1.1. Datos generales del pozo.- Entre los datos generales que se ingresan podemos mencionar: nombre de la empresa operadora, nombre del pozo, campo y formación productora, como se observa en el gráfico 3.4:

GRÁFICO 3.4 DATOS GENERALES DEL POZO TIP 03

FracCADE*
STIMULATION PROPOSAL

Operator : PETROAMAZONAS EP
Well : Tipishca 03
Field : Tipishca
Formation : Ui

FUENTE: Cía. Schlumberger.

1.2. Datos de las características del tubing, casing y perforación del pozo.-

Involucra datos de la perforación como: temperatura de fondo, si el pozo presenta desviación, tubería utilizada para el tratamiento de fondo y tipo de pozo (ver gráfico 3.5).

GRÁFICO 3.5 CARACTERÍSTICAS DE PERFORACIÓN DEL POZO TIP 03

Bottom Hole Temperature 200 °F
 Deviated Hole YES
 Treat Down TUBIN
 Well Type Vertical
 W Well Type Vertical

FUENTE: Cía. Schlumberger.

Además, se ingresa información del diámetro externo, diámetro interno, peso y profundidad de la tubería tanto para el tubing como para el casing, indicados en las tablas 3.11 y 3.12.

TABLA 3.11

INFORMACIÓN DEL TUBING PARA EL POZO TIP 03

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.2	2.990	8380.0

FUENTE: Cía. Schlumberger.

TABLA 3.12

INFORMACIÓN DEL CASING PARA EL POZO TIP 03

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
7.000	23.0	6.366	8690.0

FUENTE: Cía. Schlumberger.

En la tabla 3.13 se indica la información de la perforación, dentro de la cual podemos mencionar: la profundidad media y la profundidad vertical verdadera en la cima y en el fondo del pozo, la densidad de los disparos, el número de los disparos y el diámetro de los mismos:

TABLA 3.13
INFORMACIÓN DE LA PERFORACIÓN PARA EL POZO TIP 03

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
8401.0	7375.9	8412.0	7385.5	5.00	54	0.32
8419.0	7391.6	8424.0	7395.9	5.00	25	0.32

FUENTE: Cia. Schlumberger.

1.3. Datos de las propiedades de los fluidos.- Entre los datos que se deben ingresar, podemos mencionar: tipo de pozo, temperatura de reservorio, gravedad del petróleo y presión en el punto de burbuja (ver gráfico 3.6):

GRÁFICO 3.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL POZO TIP 03

Well Type Oil
 Reservoir Temperature 200 °F
 Oil Gravity 26, 3 API
 Bubble Point Pressure 681 psi

FUENTE: Cía. Schlumberger.

2. Resultados previos:

El simulador usa un modelo vertical (pseudo 3 – D vertical) para obtener los valores previos al programa de bombeo y realizar posteriormente el fracturamiento, estos valores se pueden observar en la tabla 3.14:

TABLA 3.14
RESULTADOS PREVIOS OBTENIDOS CON EL MODELO VERTICAL

Resultados	Valor
Tope inicial de la fractura TVD(ft)	7391,1
Fondo inicial de la fractura TVD (ft)	7416,8
Longitud del apuntalado de la fractura (ft)	106,3
End of Jof Hydrostatic a Altura del Pozo (ft)	151,5
Ancho promedio apuntalado (pg)	0,107
Concentración de gel promedio (lb/milgal)	598,3
Factor retenido del fluido gel promedio	1,00
Presión neta (psi)	897
Eficiencia	0,449
Conductividad efectiva (md.ft)	4492
Fcd efectiva	0,2
Presión máxima en superficie (psi)	4754

FUENTE: Cía. Schlumberger

3. Resultados finales:

En base a los datos ingresados en el paso 1 y los resultados previos mostrados en la tabla 3.14, podemos obtener los resultados finales mencionados a continuación:

3.1. Resultados de la descripción del trabajo.- El simulador presentará una tabla con el nombre de la etapa, el caudal de la bomba, nombre del fluido, volúmenes de fluido, nombre y concentración del apuntalante, los cuales serán definidos a continuación y mostrados en la tabla 3.15:

- Nombre de la etapa.- Se especifica el proceso a seguir durante el bombeo, como: bombeo del colchón (PAD), bombeo de gel con apuntalante (PPA; indicando en cuantos pasos o cuantas veces se bombeará este fluido, ej. 1.0 PPA, 2.0 PPA, etc.) y bombeo de fluido de limpieza (FLUSH).
- Caudal de la bomba.- Se usa generalmente un mismo valor durante todo el tratamiento, debido al limitante que presentan las tuberías de tratamiento.

- Nombre del fluido.- En este paso se especifica el tipo de fluido que se bombea en cada etapa.
- Volumen de fluido por etapa.- Especifica la cantidad de fluido que se bombea en cada etapa del tratamiento.
- Concentración de gel.- Este valor permanece constante, ya que se usa el mismo gel para todo el tratamiento.
- Tipo de apuntalante y mesh.- Aquí se detalla el tipo de apuntalante usado y su respectivo mesh (Tipo de malla usado de acuerdo a la granulometría del apuntalante).
- Concentración de apuntalante.- Detalla la concentración de apuntalante bombeado en cada etapa.

TABLA 3.15

RESULTADOS DE LA DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO PARA EL POZO TIP 03

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	20.0	FLUIDO (COLCHÓN)	90	30.0		0.00
1.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	20	30.0	CarboLite 20/40	1.00
2.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	25	30.0	CarboLite 20/40	2.00
3.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	30	30.0	CarboLite 20/40	3.00
4.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	30	30.0	CarboLite 20/40	4.00
5.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	35	30.0	CarboLite 20/40	5.00
6.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	30	30.0	CarboLite 20/40	6.00
FLUSH	20.0	FLUIDO (LIMPIEZA)	74	30.2		0.00

FUENTE: Cia. Schlumberger

3.2.Resultados de los volúmenes totales.- Entre los resultados que obtenemos se encuentran: los fluidos totales de tratamiento y limpieza, el total de apuntalante, tipo y mesh que será usado en el tratamiento y el porcentaje del colchón de limpieza y fluido con arena. Estos resultados se observan en las tablas 3.16, 3.17 y 3.18:

TABLA 3.16
FLUIDOS TOTALES PARA EL POZO TIP 03

Fluid Totals	
	260 bls de Fluido
	74 bls de Fluido

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.17
APUNTALANTE TOTAL PARA EL POZO TIP 03

Proppant Totals	
	26700 lb de CarboLite 20/40

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.18
PORCENTAJES EN EL COLCHÓN PARA EL POZO TIP 03

Pad Percentages	
% PAD Clean	34,6
% PAD Dirty	31,3

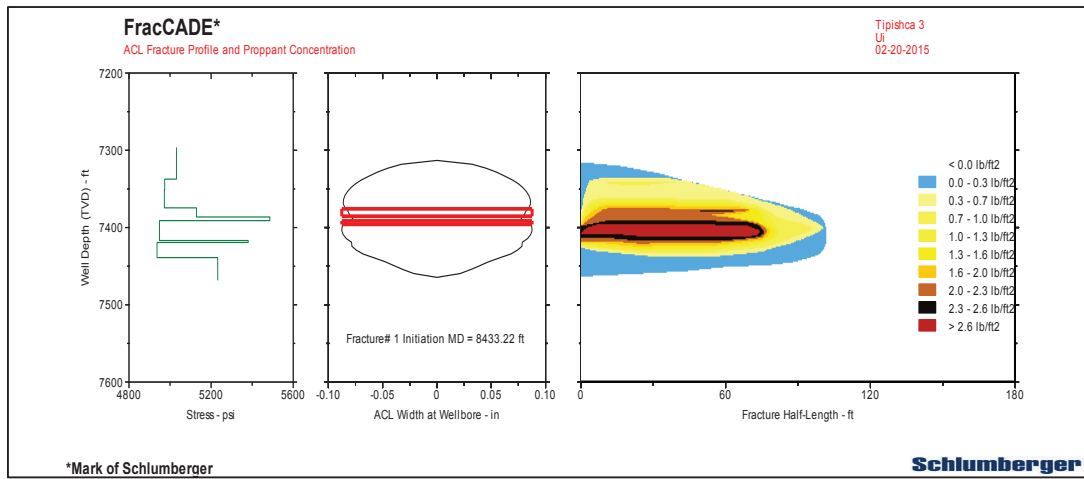
FUENTE: Cia. Schlumberger

3.3.Resultados del perfil de la fractura y concentración de apuntalante.-

En este gráfico se puede visualizar una comparación entre: profundidad vs resistencia de la formación, profundidad vs ancho de pozo y profundidad vs longitud de la fractura.

En el gráfico 3.7 se puede observar el perfil de la fractura, luego de realizada la simulación. Se puede determinar que mientras menor sea la resistencia de la formación, mayor será el ancho de la fractura, provocando así una mayor concentración de apuntalante.

GRÁFICO 3.7 PERFIL DE LA FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DEL APUNTALANTE



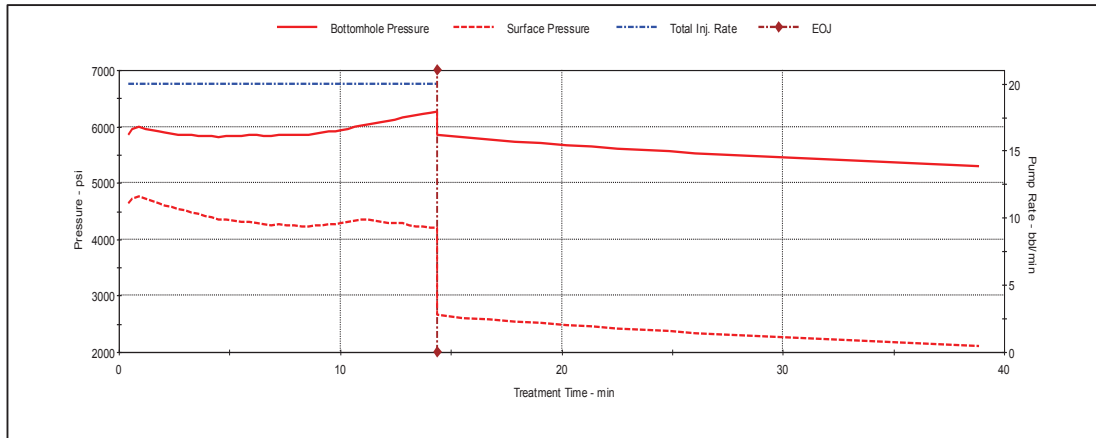
FUENTE: Cia. Schlumberger

3.4. Resultados de la gráfica de bombeo.- Muestra el comportamiento de diferentes presiones durante el fracturamiento, entre las cuales tenemos: presión de fondo vs tiempo de tratamiento, presión de superficie vs tiempo de tratamiento, caudal total de inyección vs tiempo de tratamiento, EOJ vs tiempo de tratamiento.

El gráfico 3.8 muestra que la presión de superficie y la presión de fondo aumentan si el caudal se mantiene constante hasta que se fractura la formación, luego de lo cual la presión de superficie decae linealmente, mientras que la presión de fondo se mantiene en aumento hasta crear la geometría de la fractura.

Al finalizar el trabajo y dejar de inyectar fluido, la presión cae simultáneamente consiguiendo que la presión de fondo disminuya evitando el reflujo de apuntalante.

GRÁFICO 3.8 PRESIONES MOSTRADAS DURANTE EL FRACTURAMIENTO



FUENTE: Cia. Schlumberger

4. Comparación de resultados con los cálculos realizados:

En la tabla 3.19 se presenta una comparación de los resultados obtenidos mediante el simulador FracCADE y los cálculos realizados:

TABLA 3.19
COMPARACIÓN DE RESULTADOS

RESULTADOS		
	Cálculos realizados	Simulador FracCADE
X_f (ft)	144,29	106,3
W (ft)	0,086	0,107
V_f	240	260
Cantidad de apuntalante (lb)	-	26700

ELABORADO POR: Katherine Serna

Los valores tomados para la comparación de resultados son: longitud de la fractura (x_f), ancho de la fractura (w) y volumen total de los fluidos, debido a que estos valores son importantes para determinar una geometría específica de la fractura, y así realizar un trabajo óptimo.

La variación entre los resultados se debe principalmente a la falta de exactitud que tienen los cálculos realizados, frente a las iteraciones complejas que debe realizar el simulador para obtener una respuesta concreta. Se debe tomar en

cuenta que, a medida que aumenta la geometría de la fractura aumentará el margen de error; esto se debe en gran parte a la densidad del fluido utilizado, debido a que la densidad usada en las simulaciones presenta un valor de acuerdo a las especificaciones de la empresa y la densidad usada para los cálculos realizados es estándar para un fluido general.

5. Procedimiento operativo general que se sigue para el fracturamiento

Se hace necesario realizar una explicación general del orden a seguir en el tratamiento de fracturamiento hidráulico:¹⁹

- Armar y bajar sarta de fracturamiento.
- Asentar packer a la profundidad deseada.
- Armar equipo de Well Services para fracturamiento hidráulico.
- Realizar pruebas de líneas de Well Services contra válvula de tapón en el cabezal de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 3 minutos, liberar presión, abrir cabezal del pozo.
- Recalcular desplazamiento hacia el tope de los punzados en locación, en base a la configuración de la tubería disponible.
- Realizar DataFRAC para evaluar fricciones / eficiencia.
- Realizar operación de fracturamiento hidráulico de acuerdo al programa de bombeo citado anteriormente.
- Esperar cierre de fractura y luego liberar presión (para evitar retorno de apuntalante). En caso de que el pozo quedara presurizado luego del cierre de la fractura se recomienda liberar la presión a aproximadamente 0,5 bpm para evitar devolución del apuntalante durante el flujo de retorno.
- Continuar con las operaciones de work over previstas.

¹⁹ Jiménez W. y Pérez A. (2014). Estudio para mejorar la eficiencia de los trabajos de fracturas hidráulicas en la arena U de un campo del Oriente ecuatoriano.

3.2.2. SIMULACIÓN DEL POZO TIP 09

1. *Ingresar en el simulador los datos requeridos:*

1.1. Datos generales del pozo.- Los datos generales que se ingresan se pueden observar en el gráfico 3.9:

GRÁFICO 3.9 DATOS GENERALES DEL POZO TIP 09

FracCADE*
STIMULATION PROPOSAL

Operator :	Petroamazonas EP
Well :	Tipishca 9
Field :	Tipishca
Formation:	Caliza M1

FUENTE: Cía. Schlumberger.

1.2. Datos de las características del tubing, casing y perforación del pozo.-

Como se observa en el gráfico 3.10 y las tablas 3.20, 3.21 y 3.22:

GRÁFICO 3.10 CARACTERÍSTICAS DE PERFORACIÓN DEL POZO TIP 09

Bottom Hole Temperature.....	200 °F
Deviated Hole.....	YES
Treat Down.....	TUBING
Well Type	Vertical
Well Location.....	<u>OnShore</u>

FUENTE: Cía. Schlumberger.

TABLA 3.20

INFORMACIÓN DEL TUBING PARA EL POZO TIP 09

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.3	2.990	7050.0

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.21

INFORMACIÓN DEL CASING PARA EL POZO TIP 09

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
7.000	29.0	6.184	8075.0

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.22

INFORMACIÓN DE LA PERFORACIÓN PARA EL POZO TIP 09

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
7222.0	6863.2	7232.0	6872.5	5.00	50	0.32
7242.0	6881.8	7244.0	6883.6	5.00	10	0.32

FUENTE: Cia. Schlumberger.

1.3.Datos de las propiedades de los fluidos.- Estos datos se pueden observar en el gráfico 3.11:

GRÁFICO 3.11 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL POZO TIP 09

Well TypeOil
 Reservoir Temperature206 °F
 Oil Gravity12.4 API
 Bubble Point Pressure376 psi

FUENTE: Cía. Schlumberger.

2. Resultados previos:

Los valores obtenidos con el modelo (pesudo 3 – D vertical) se pueden observar en la tabla 3.23:

TABLA 3.23

RESULTADOS PREVIOS OBTENIDOS CON EL MODELO VERTICAL.

Resultados	Valor
Tope inicial de la fractura TVD(ft)	6860,6
Fondo inicial de la fractura TVD (ft)	6874,5
Longitud del apuntalado de la fractura (ft)	69,3
Ancho promedio apuntalado (pg)	0,044
Presión neta (psi)	305
EOJ Eficiencia	0,150
Conductividad efectiva (md.ft)	782
Fcd efectiva	0,5

FUENTE: Cía. Schlumberger

3. Resultados finales:

En base a los datos ingresados en el paso 1 y los resultados previos mostrados en la tabla 3.23, podemos obtener los resultados finales mencionados a continuación:

3.1. Resultados de la descripción del trabajo.- Estos resultados se mostrarán en la tabla 3.24. Cabe recalcar que para este pozo se restringirá el uso de apuntalante, ya que se está tratando con una caliza. Por tanto, para el nombre de la etapa podemos mencionar el uso de los siguientes fluidos:

- Bombeo del colchón (PAD).
- Bombeo de ácido (MSR).
- Bombeo de fluido de control (VDA).
- Bombeo de fluido de limpieza (FLUSH).

TABLA 3.24

RESULTADOS DE LA DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO PARA EL POZO TIP 09

Job Description				
Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (bbl)	Acid. Conc. (%)
PAD	15.0	FLUIDO	10	0.0
MSR	15.0	ACIDO 15% HCL	30	15.0
VDA	15.0	DIVERGENTE	15	20.0
MSR	15.0	ACIDO 15% HCL	30	15.0
Flush	15.0	FLUIDO	67	0.0
PAD	15.0	FLUIDO	10	0.0
MSR	15.0	ACIDO 15% HCL	30	15.0
VDA	15.0	DIVERGENTE	15	20.0

FUENTE: Cia. Schlumberger

3.2.Resultados de los volúmenes totales.- Los resultados de los fluidos totales se observan en las tablas 3.25:

TABLA 3.25

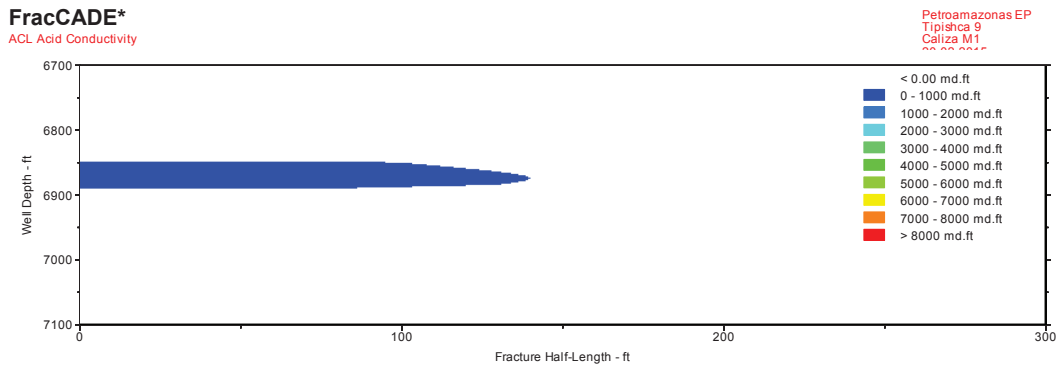
FLUIDOS TOTALES PARA EL POZO TIP 09

Fluid Totals	
10	FLUIDO
60	ACIDO 15% HCL
15	DIVERGENTE
67	FLUIDO

FUENTE: Cia. Schlumberger.

3.3.Resultados del perfil de la fractura.- En el gráfico 3.12 se puede observar el perfil de la fractura, luego de realizada la simulación. Aquí no se indica la resistencia de la formación debido a que no se usa apuntalante, por lo tanto tampoco se mostrará su ancho. Los fluidos utilizados determinarán únicamente la longitud de la fractura convirtiéndose ésta en la parte más importante al realizar el fracturamiento.

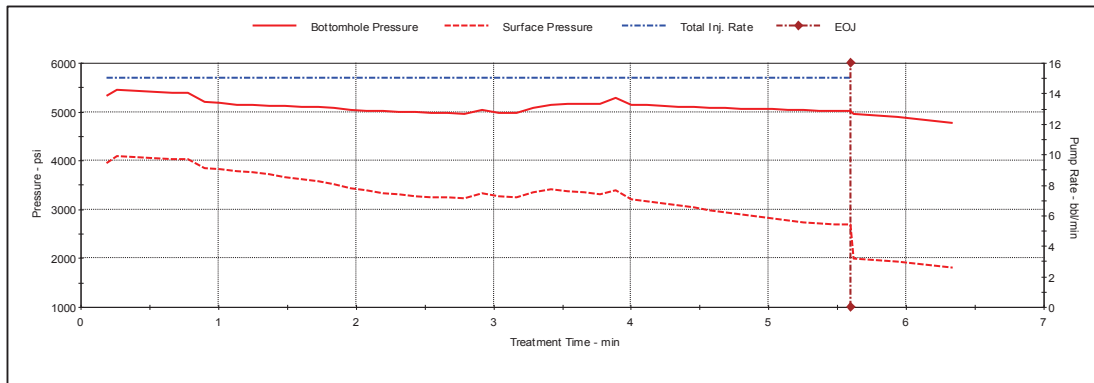
GRÁFICO 3.12 PERFIL DE LA FRACTURA



ELABORADO POR: Cia. Schlumberger

3.4. Resultados de la gráfica de bombeo.- En el gráfico 3.13, se muestran los resultados obtenidos de las diferentes presiones durante el fracturamiento, el comportamiento de estas presiones fueron explicadas para el gráfico 3.8 del Pozo TIP 03 (pág. 91):

GRÁFICO 3.13 PRESIONES MOSTRADAS DURANTE EL FRACTURAMIENTO



FUENTE: Cia. Schlumberger

4. Comparación de resultados con los cálculos realizados:

Los valores tomados para la comparación de resultados son: longitud de la fractura (x_f), ancho de la fractura (w) y volumen total de los fluidos, esta comparación se puede observar en la tabla 3.26:

TABLA 3.26
COMPARACIÓN DE RESULTADOS

RESULTADOS		
	Cálculos realizados	Simulador FracCADE
X_f (ft)	65,43	69,3
W (ft)	0,054	0,044
V_f	70	67

ELABORADO POR: Katherine Serna

La variación de resultados no se presenta tan alta como en el caso anterior, porque la geometría de la fractura es mucho más pequeña.

5. Procedimiento operativo general que se sigue para el fracturamiento:

Este procedimiento es el mismo descrito para el pozo TIP 03 (pág. 91).

3.2.3. SIMULACIÓN DEL POZO TIP 12

1. Ingresar en el simulador los datos requeridos:

1.1. Datos generales del pozo.- Los datos generales que se ingresan se pueden observar en el gráfico 3.14:

GRÁFICO 3.14 DATOS GENERALES DEL POZO TIP 12

FracCADE*
STIMULATION PROPOSAL

Operator : Petroamazonas EP
Well : Tipishca 12
Field : Tipishca
Formation: Ts

FUENTE: Cía. Schlumberger.

1.2. Datos de las características del tubing, casing y perforación del pozo.-

Como se observa en el gráfico 3.15 y las tablas 3.27, 3.28 y 3.29:

GRÁFICO 3.15 CARACTERÍSTICAS DE PERFORACIÓN DEL POZO TIP 12

Bottom Hole Temperature..... 200 °F
 Deviated Hole..... YES
 Treat Down..... TUBING
 Well TypeVertical
 Well Location.....OnShore

FUENTE: Cía. Schlumberger.

TABLA 3.27

INFORMACIÓN DEL TUBING PARA EL POZO TIP 12

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.2	2.990	8380.0

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.28

INFORMACIÓN DEL CASING PARA EL POZO TIP 12

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
7.000	26.0	6.276	8580.0

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.29

INFORMACIÓN DE LA PERFORACIÓN PARA EL POZO TIP 12

Perforation Data						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
8465.0	7531.7	8474.0	7540.1	5.00	44	0.32

FUENTE: Cia. Schlumberger.

1.3.Datos de las propiedades de los fluidos.- Estos datos se pueden observar en el gráfico 3.16:

GRÁFICO 3.16 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL POZO TIP 12

Well Type Oil
 Reservoir Temperature 211 °F
 Oil Gravity 26 API
 Bubble Point Pressure 600 psi

FUENTE: Cía. Schlumberger.

2. Resultados previos: Los valores obtenidos con el modelo (pesudo 3 – D vertical) se pueden observar en la tabla 3.30:

TABLA 3.30

RESULTADOS PREVIOS OBTENIDOS CON EL MODELO VERTICAL.

Resultados	Valor
Tope inicial de la fractura TVD(ft)	7513,7
Fondo inicial de la fractura TVD (ft)	7564,4
Longitud del apuntalado de la fractura (ft)	74,6
End of Jof Hydrostatic a Altura del Pozo (ft)	103,5
Ancho promedio apuntalado (pg)	0,157
Concentración de gel promedio (lb/milgal)	616,5
Factor retenido del fluido gel promedio	1,00
Presión neta (psi)	1698
Eficiencia	0,415
Conductividad efectiva (md.ft)	6344
Fcd efectiva	0,5
Presión máxima en superficie (psi)	4953

FUENTE: Cía. Schlumberger

3. Resultados finales: En base a los datos ingresados en el paso 1 y los resultados previos mostrados en la tabla 3.30, podemos obtener los resultados finales mencionados a continuación:

3.1.Resultados de la descripción del trabajo.- Estos resultados se mostrarán en la tabla 3.31. Su descripción se muestra para el pozo TIP 03 (pág. 87):

TABLA 3.31

RESULTADOS DE LA DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO PARA EL POZO TIP 12

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	20.0	FLUIDO (COLCHÓN)	80	30.0		0.00
1.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	15	30.0	CarboLite 20/40	1.00
2.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	15	30.0	CarboLite 20/40	2.00
3.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	20	30.0	CarboLite 20/40	3.00
4.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	25	30.0	CarboLite 20/40	4.00
5.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	25	30.0	CarboLite 20/40	5.00
6.0 PPA	20.0	FLUIDO (GEL + PROP.)	20	30.0	CarboLite 20/40	6.00
FLUSH	20.0	FLUIDO (LIMPIEZA)	76	30.2		0.00

FUENTE: Cia. Schlumberger

3.2.Resultados de los volúmenes totales.- Los resultados de los fluidos totales, el apuntalante total y el porcentaje del colchón, se muestran en las tablas 3.32, 3.33 y 3.34:

TABLA 3.32

FLUIDOS TOTALES PARA EL POZO TIP 12

Fluid Totals
200 bbl de Fluido
76 bbl de Fluido

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.33

APUNTALANTE TOTAL PARA EL POZO TIP 12

Proppant Totals
18900 lb de CarboLite 20/40

FUENTE: Cia. Schlumberger.

TABLA 3.34

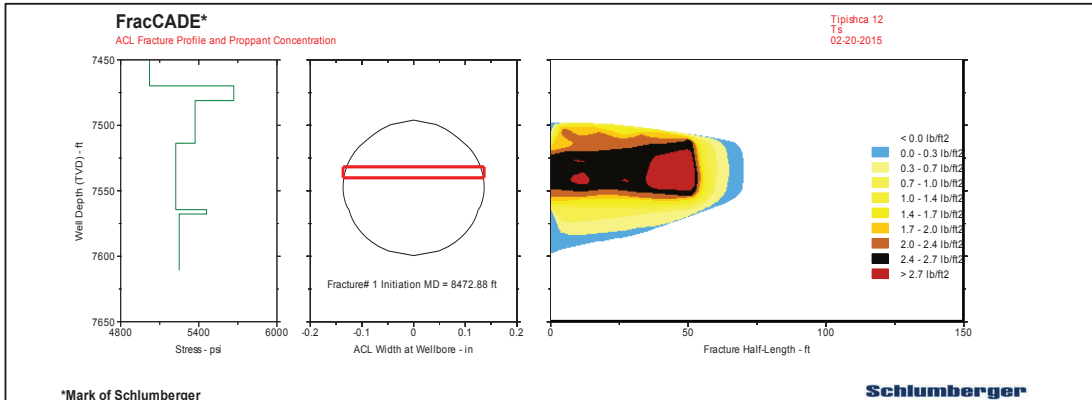
PORCENTAJES EN EL COLCHÓN PARA EL POZO TIP 12

Pad Percentages	
% PAD Clean	40,0
% PAD Dirty	36,4

FUENTE: Cia. Schlumberger

3.3. Resultados del perfil de la fractura.- En el gráfico 3.17 se puede observar el perfil de la fractura y la resistencia de la formación:

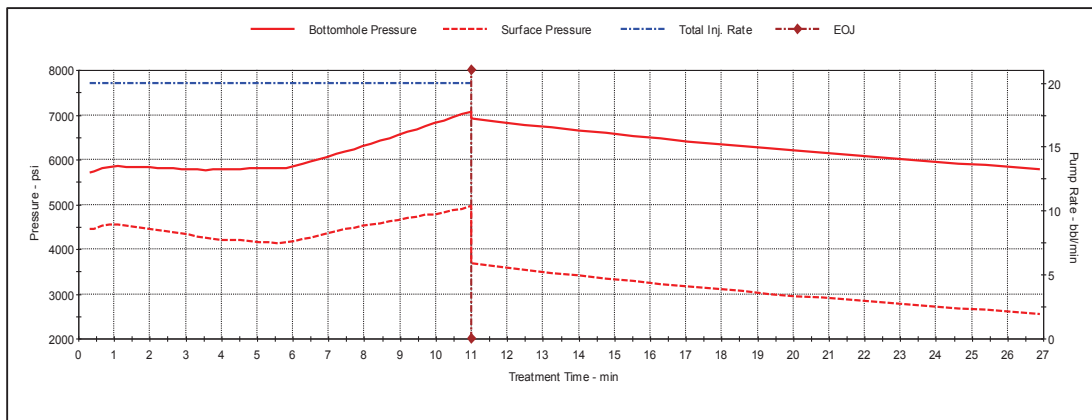
GRÁFICO 3.17 PERFIL DE LA FRACTURA Y CONCENTRACIÓN DEL APUNTALANTE



FUENTE: Cia. Schlumberger

3.4. Resultados de la gráfica de bombeo.- En el gráfico 3.18, se muestran los resultados obtenidos de las diferentes presiones durante el fracturamiento, el comportamiento de estas presiones fueron explicadas para el gráfico 3.8 del Pozo TIP 03 (pág. 91):

GRÁFICO 3.18 PRESIONES MOSTRADAS DURANTE EL FRACTURAMIENTO



FUENTE: Cia. Schlumberger

4. *Comparación de resultados con los cálculos realizados:*

Los valores tomados para la comparación de resultados son: longitud de la fractura (x_f), ancho de la fractura (w) y volumen total de los fluidos, esta comparación se puede observar en la tabla 3.35:

TABLA 3.35

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

RESULTADOS		
	Cálculos realizados	Simulador FracCADE
X_f (ft)	85	74,6
W (ft)	0,138	0,157
V_f	190	200
Cantidad de apuntalante (lb)	-	18900

ELABORADO POR: Katherine Serna

El margen de error no es tan alto como en el caso del pozo TIP 03, porque los valores de la geometría de la fractura son más pequeños.

5. *Procedimiento operativo general que se sigue para el fracturamiento:*

Este procedimiento es el mismo descrito para el pozo TIP 03 (pág. 91).

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

El presente capítulo muestra un análisis de los efectos económicos obtenidos en la realización del proyecto de estimulación para los 3 pozos seleccionados del campo Tipishca-Huaico, basándonos en parámetros como el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio-costos (B/C).

4.1. PRODUCCIÓN FUTURA

Para realizar un estimado de la producción en los pozos seleccionados y sometidos a un trabajo de estimulación, se utiliza la fórmula de declinación exponencial debido a que ésta producción no ha tenido cambios demasiado bruscos durante la mayoría de su etapa productiva:

$$q = q_i e^{-at} \quad (4.1)$$

Donde:

q = Tasa al final del periodo t (bl).

q_i = Tasa estimada (bl).

a = Constante de declinación exponencial.

t = Período de tiempo.

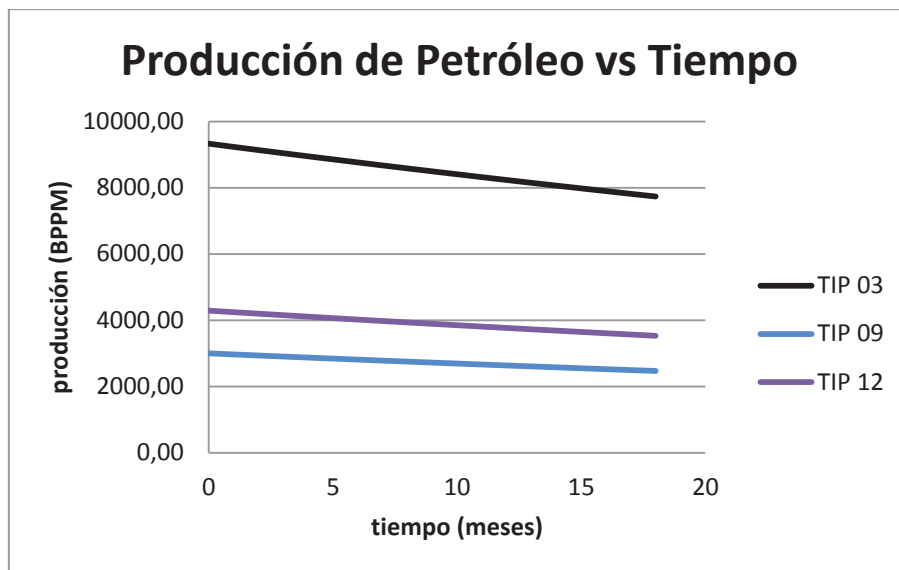
En la tabla 4.1 se presentan los resultados de la predicción de producción de agua y petróleo en función del tiempo, para los pozos candidatos a estimulación en un tiempo de 2 años.

TABLA 4.1
PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

PERIODO mes	TIP 03				TIP 09				TIP 12			
	ARENA	qi (BPPD)	D	BSW (%)	ARENA	qi (BPPD)	D	BSW (%)	ARENA	qi (BPPD)	d	BSW (%)
	Ui	311	0,125	90,5	M-1	100	0,13	83,5	Ts	143	0,13	94
	Qo	Qo acum.	Qw	Qw acum.	Qo	Qo acum.	Qw	Qw acum.	Qo	Qo acum.	Qw	Qw acum.
	BPPM	BLS	BLS	BLS	BPPM	BLS	BLS	BLS	BPPM	BLS	BLS	BLS
0	9330,00	0,00	88880,53	0,00	3000,00	0,00	15181,82	0,00	4290,00	0,00	67210,00	0,00
1	9233,32	9330,00	89811,20	88880,53	2967,68	3000,00	15347,18	15181,82	4243,78	4290,00	67942,07	67210,00
2	9137,64	18563,32	90751,63	178691,73	2935,70	5967,68	15514,35	30529,00	4198,05	8533,78	68682,11	135152,07
3	9042,95	27700,95	91701,90	269443,36	2904,07	8903,37	15683,33	46043,35	4152,82	12731,83	69430,21	203834,17
4	8949,24	36743,90	92662,12	361145,25	2872,78	11807,44	15854,16	61726,68	4108,07	16884,64	70186,46	273264,38
5	8856,50	45693,14	93632,39	453807,37	2841,82	14680,22	16026,85	77580,84	4063,81	20992,71	70950,94	343450,84
6	8764,72	54549,64	94612,83	547439,76	2811,20	17522,04	16201,41	93607,69	4020,02	25056,52	71723,76	414401,78
7	8673,90	63314,36	95603,53	642052,59	2780,91	20333,24	16377,88	109809,10	3976,70	29076,54	72504,99	486125,54
8	8584,01	71988,26	96604,60	737656,12	2750,95	23114,16	16556,28	126186,98	3933,86	33053,24	73294,73	558630,53
9	8495,06	80572,27	97616,16	834260,73	2721,31	25865,10	16736,61	142743,26	3891,47	36987,10	74093,07	631925,26
10	8407,03	89067,34	98638,31	931876,89	2691,99	28586,41	16918,91	159479,87	3849,54	40878,57	74900,11	706018,33
11	8319,91	97474,37	99671,16	1030515,20	2662,98	31278,40	17103,19	176398,78	3808,06	44728,11	75715,94	780918,45
12	8233,70	105794,28	100714,83	1130186,36	2634,29	33941,38	17289,49	193501,97	3767,03	48536,17	76540,66	856634,39
13	8148,37	114027,97	101769,43	1230901,19	2605,90	36575,66	17477,81	210791,46	3726,44	52303,20	77374,35	933175,04
14	8063,94	122176,35	102835,07	1332670,62	2577,82	39181,56	17668,18	228269,26	3686,29	56029,64	78217,13	1010549,40
15	7980,37	130240,28	103911,86	1435505,68	2550,05	41759,39	17860,62	245937,44	3646,57	59715,92	79069,09	1088766,53
16	7897,67	138220,65	104999,94	1539417,55	2522,57	44309,44	18055,17	263798,07	3607,28	63362,49	79930,33	1167835,62
17	7815,83	146118,33	106099,40	1644417,48	2495,39	46832,01	18251,83	281853,23	3568,41	66969,77	80800,95	1247765,95
18	7734,84	153934,16	107210,38	1750516,88	2468,50	49327,40	18450,63	300105,06	3529,96	70538,18	81681,05	1328566,90

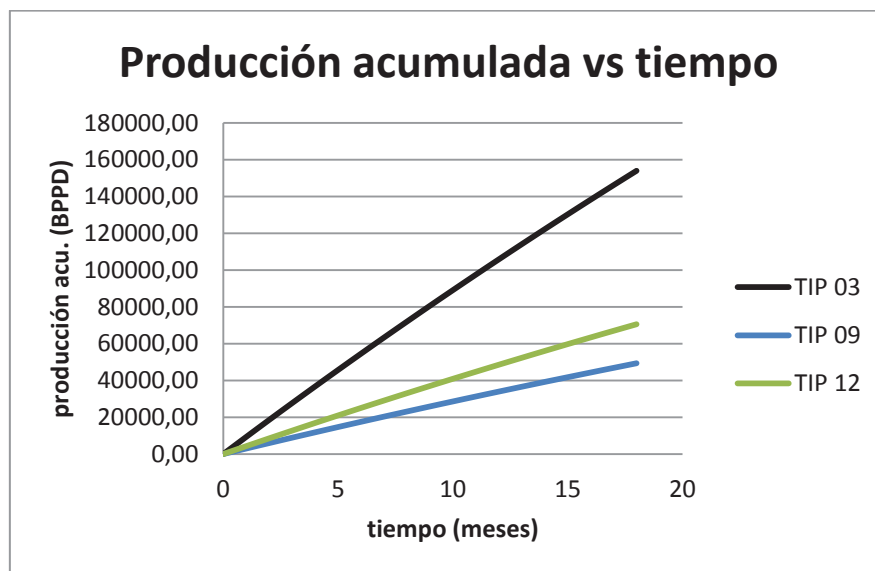
ELABORADO POR: Katherine Serna

GRÁFICO 4.1: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VS TIEMPO PARA LOS POZOS CANDIDATOS



ELABORADO POR: Katherine Serna

GRÁFICO 4.2: PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO VS TIEMPO PARA LOS POZOS CANDIDATOS



ELABORADO POR: Katherine Serna

4.2. INGRESOS

Los ingresos económicos obtenidos de las estimulaciones hechas en los pozos seleccionados, están dados por el producto entre la producción futura de cada uno de los pozos y valores referenciales del barril del petróleo como son \$79,7 - \$60,00 - \$ 45,00. En la tabla 4.2 se puede observar los ingresos mensuales para una producción de año y medio después del fracturamiento para el proyecto de los 3 pozos candidatos.

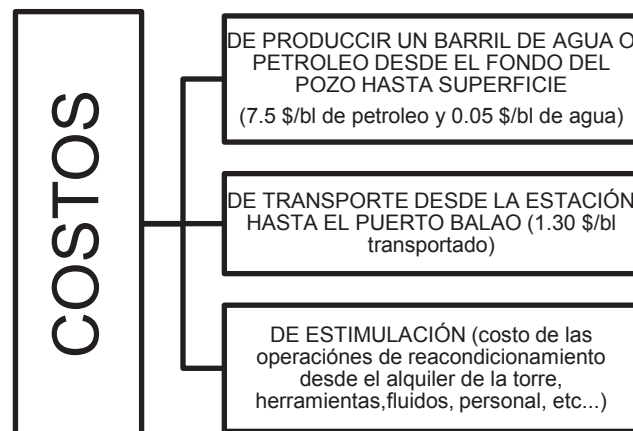
TABLA 4.2
INGRESOS MENSUALES DEL PROYECTO DE ESTIMULACIÓN

INGRESOS ECONÓMICOS				
MES	BPPD	\$(79,7)	\$(60)	\$ 45
1	16444,77	1310648,02	986686,09	740014,568
2	16271,38	1296829,35	976283,075	732212,306
3	16099,83	1283156,43	965989,784	724492,338
4	15930,08	1269627,72	955805,06	716853,795
5	15762,13	1256241,7	945727,757	709295,817
6	15595,95	1242996,87	935756,741	701817,556
7	15431,51	1229891,73	925890,892	694418,169
8	15268,82	1216924,82	916129,099	687096,824
9	15107,84	1204094,67	906470,264	679852,698
10	14948,56	1191399,84	896913,303	672684,977
11	14790,95	1178838,9	887457,138	665592,854
12	14635,01	1166410,44	878100,708	658575,531
13	14480,72	1154113,06	868842,959	651632,219
14	14328,05	1141945,39	859682,85	644762,138
15	14176,99	1129906,04	850619,352	637964,514
16	14027,52	1117993,67	841651,445	631238,584
17	13879,64	1106206,94	832778,12	624583,59
18	13733,31	1094544,51	823998,38	617998,785
TOTAL DE INGRESOS=		21591770,1	16254783	12191087,3

ELABORADO POR: Katherine Serna.

4.3. EGRESOS

Es la inversión económica que se realiza para un correcto trabajo de fracturamiento y futura producción, en el cual intervienen los siguientes costos:



En la tabla 4.3 se puede observar las diferentes operaciones, herramientas y costos que involucran una estimulación.

TABLA 4.3

COSTOS INVOLUCRADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

DETALLE	\$
Movilización torre de reacondicionamiento hasta la locación	7.000,00
Servicio de torre de reacondicionamiento (7 días)	120.000,00
Fluido de control 1500 bls (química + preparación)	8.700,00
Unidad de slick line (apertura y cierre de camisa + recuperación de std. Valve + operaciones varias)	650
Alquiler de herramientas para BHA de limpieza	15.000,00
Equipo de fondo para la fractura	405.000,00
Evaluación de pozo (MTU + bomba Jet + memorias electrónicas)	30.500,00
Herramientas para BHA de evaluación y producción (camisa + No-go + std valve+CIBP)	12.500,00
Contingencias (30%)	185.205,00
TOTAL	779.155,00

FUENTE: ARCH. Departamento de Producción.

ELABORADO POR: Katherine Serna.

4.4. INDICADORES ECONÓMICOS

Ayudan en el análisis y la predicción futura del comportamiento de la economía, en este caso los mediremos mensualmente. Entre los principales indicadores tenemos:

4.4.1. FLUJO NETO DE CAJA (FNC)

Es un informe financiero que permite conocer la fluidez de un proyecto, aquí se presentan todos los ingresos y egresos durante un intervalo determinado de tiempo, en nuestro caso uno y medio años.

El FNC es igual a la suma de todas las ganancias que se adquieren del proyecto menos todos los gastos que se efectúan durante el intervalo de tiempo y se lo representa con la siguiente fórmula:

$$FNC = \text{ingresos} - \text{egresos} \quad (4.2)$$

En el anexo No 1 se indica los resultados del FNC para cada pozo seleccionado.

4.4.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto a largo plazo y una valoración financiera actual de los flujos netos de caja. Se calcula mediante la sumatoria de los flujos netos de caja actualizados, a una tasa anual del 12%.

- Si el valor del VAN es positivo, significa que el proyecto tendrá un incremento en las ganancias por encima de la rentabilidad exigida.
- Si el valor del VAN es negativo, significa que la inversión producirá pérdidas, por lo cual el proyecto no es rentable.

Se lo representa mediante la siguiente formula:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^k} \quad (4.3)$$

Donde:

I_o = Valor de la inversión inicial del proyecto.

k = Número de períodos a los que se calcula la inversión.

FNC = Flujo neto de caja.

i = Tasa de actualización.

4.4.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se presenta como indicador de la rentabilidad de un proyecto, es decir que a mayor TIR mayor rentabilidad. Este valor hace que el cálculo del valor actual neto sea igual a cero y se lo representa como porcentaje.

Se lo puede calcular mediante:

$$-I_o + \sum_{k=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (4.4)$$

Donde:

k = Número de períodos a los que se calcula la inversión.

FNC = Flujo neto de caja.

La empresa pública ecuatoriana establece una tasa de actualización del 12% debido a que los ingresos y los egresos deben estar actualizados a la fecha de inicio del proyecto.

4.4.4. RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (R B/C)

Mide la relación que existe entre los costos y los beneficios dentro de un proyecto de inversión, con el objetivo de determinar la rentabilidad. Se obtiene al dividir el valor actualizado de los ingresos para el valor actualizado de los costos. El análisis de R B/C toma valores mayores, menores o iguales a 1, por lo tanto si:

- B/C > 1.- Los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto el proyecto es aconsejable.
- B/C = 1.- Los ingresos son iguales a los egresos, entonces el proyecto es indiferente.
- B/C < 1.- Los ingresos son menores que los egresos, lo que quiere decir que el proyecto no es aconsejable.

Para calcular R B/C, usamos:

$$R B/C = \frac{VA(\text{ingresos})}{VA(\text{egresos})} \quad (4.5)$$

Donde:

VA (ingresos)= Valor actual de la sumatoria de ingresos.

VA (egresos)= Valor actual de la sumatoria de egresos.

4.5. RESULTADOS ECONÓMICOS

Los resultados para el presente proyecto de los indicadores económicos: TIR, VAN y R B/C fueron obtenidos con las ecuaciones (4.2), (4.3), (4.4) y (4.5) y se detallan a continuación en la tabla 4.4, 4.5 y 4.6 para los valores de crudo antes mencionados. Además del flujo neto de caja (FNC) detallado en el Anexo No 2.

TABLA 4.4

RESULTADOS ECONÓMICOS PARA UN COSTO DE BARRIL DE \$ 79,70

VAN \$ (anual)	TIR (anual)	B/C (anual)	Recuperación de la inversión
14.659.831,73	7,14	4,41	2 meses

ELABORADO POR: Katherine Serna

TABLA 4.5

RESULTADOS ECONÓMICOS PARA UN COSTO DE BARRIL DE \$ 60,00

VAN \$ (anual)	TIR (anual)	B/C (anual)	Recuperación de la inversión
9.894.664,68	4,86	3,32	2,8 meses

ELABORADO POR: Katherine Serna

TABLA 4.6

RESULTADOS ECONÓMICOS PARA UN COSTO DE BARRIL DE \$ 45,00

VAN \$ (anual)	TIR (anual)	B/C (anual)	Recuperación de la inversión
6.266.364,90	3,12	2,49	4 meses

ELABORADO POR: Katherine Serna

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- De acuerdo al análisis litológico realizado a los yacimientos se encontró que la arena “U superior” presenta problemas de migración por granos finos y una composición de 20% de carbonatos y 10% de silicatos.
- Según datos obtenidos mediante los estudios de reservas se determinó que el campo TIPISHCA – HUAICO tiene una producción acumulada de 8.438,409 M BLS y reservas iniciales de 11.535,713 M BLS, por lo que se ha producido un 73,15% de petróleo hasta el momento.
- Los pozos en los que se ha aplicado trabajos de fracturamiento, han sido elegidos en base a los análisis técnicos realizados, como historiales de reacondicionamiento y producción, datos de B’UP respectivos, alto daño de formación y diferencial de presión.
- La diferencia que existe entre los resultados obtenidos por el simulador FracCADE y los calculados mediante fórmulas matemáticas, se debe a la inexactitud que poseen estas fórmulas a comparación de la complejidad del simulador, ya que éste usa varias iteraciones antes de llegar a un resultado concreto.
- Realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico es lo más óptimo, cuando se busca reducir al mínimo el daño de formación y aumentar la productividad del pozo, siempre y cuando éste cumpla con la mayoría de requerimientos posibles.

- Después de realizar el fracturamiento hidráulico en el pozo TIP 03, se produce un incremento en la producción de 176 bppd.
- Después de realizar el fracturamiento hidráulico en el pozo TIP 09, se produce un incremento en la producción de 51 bppd.
- Después de realizar el fracturamiento hidráulico en el pozo TIP 12, se produce un incremento en la producción de 74,72 bppd.
- La evaluación económica realizada para un precio del barril de petróleo de \$79,70 arroja valores de TIR = 7,14%, VAN = \$ 14.659.831,73 y B/C = 4,41 demostrando que el proyecto es rentable con un tiempo de recuperación de la inversión de 2 meses.
- La evaluación económica realizada para un precio del barril de petróleo de \$60,00 arroja valores de TIR = 4,86%, VAN = \$ 9.894.664,68 y B/C = 3,32 demostrando que el proyecto es rentable con un tiempo de recuperación de la inversión de 2,8 meses.
- La evaluación económica realizada para un precio del barril de petróleo de \$45,00 arroja valores de TIR = 3,12%, VAN = \$ 6.266.364,90 y B/C = 2,49 demostrando que el proyecto es rentable con un tiempo de recuperación de la inversión de dos meses y medio.

5.2.RECOMENDACIONES

- Para pozos que contienen alto BSW se recomienda realizar pruebas de producción y registros de cementación que permitan obtener un comportamiento específico del BSW con el fin de realizar trabajos de control.

- Con el fin de realizar un óptimo trabajo de fracturamiento es necesario adquirir datos reales y actuales de presiones y daño de formación de los pozos a tratarse los cuales se los puede obtener mediante pruebas de restauración de presión.
- Es recomendable usar un simulador cuando se prevé realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico, ya que es necesario obtener resultados concretos y exactos para que este trabajo sea óptimo.
- Debido a que no existen estudios anteriores de fracturamiento hidráulico realizados en el campo Tipishca – Huaico, se puede usar este proyecto como un preliminar para obtener soluciones prácticas y eficientes a los problemas que presentan los pozos pertenecientes a este campo.
- Se recomienda realizar los trabajos de fracturamiento únicamente en los pozos que se demuestre que el incremento en la producción justifica la inversión económica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (2013). Quito, Departamento de Producción.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (2013). Historiales de producción y reacondicionamiento del campo Tipishca – Huaico.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (2013). Plan de desarrollo del campo Tipishca – Huaico.
- Agila T. y Cevallos M. (2010). Estudio Técnico- Económico para Incrementar la Producción en el Bloque 27. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
- Castellanos J. y León O. (2009). Selección de Pozos Candidatos a Estimulación. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Universidad Industrial de Santander.
- Craft B. C. y M. F. Hawkins Jr. (1977). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid, Tecnos.
- Economides M.J. y Nolte K.G. (2010). Reservoir Stimulation. 3rd Edition. Great Britain, Bookcraft (Bath) Ltd.
- Espín L. y Zorrilla O. (2013). Análisis Técnico - Económico para Incrementar la Producción en los Campos Tipishca, Blanca y Vinita. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Universidad Central del Ecuador.

- Garaicochea P. F. Apuntes de Estimulación de Pozos. Universidad Nacional Autónoma de México, Departamento de explotación del Petróleo.
- Herrera J. (2012). Ácidos de Reacción Lenta y mayor Penetración para la Estimulación Matricial Reactiva en Areniscas. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Islas S. Carlos (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Jurado S. M. (2009). Optimización de la Producción de Petróleo del Campo Lago Agrio Estación Norte mediante la Acidificación de las Areniscas Productoras. Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Pontón D. y Pambabay I. (2008). Análisis Técnico Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para Incrementar la Productividad del Campo Sacha en Petroproducción. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Politécnica Superior del Litoral.
- Rodríguez J. R. (2007). Ingeniería Básica de Yacimientos. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.
- Jiménez W. y Pérez A. (2014). Estudio para mejorar la eficiencia de los trabajos de fracturas hidráulicas en la arena U de un campo del Oriente ecuatoriano. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.
- Amaya G. (2014). Estudio de los pozos cerrados para su rehabilitación e Incremento de la Producción de Petróleo en el Activo Lagupa, aplicando nuevas tecnologías. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional.

INTERNET

- <http://www.buenastareas.com/ensayos/Registros-De-Pozo-Sp-Gr-r/1739449.html>
- <http://robertyaci.blogspot.com/2009/10/parametros-pvt.html>
- <http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575>
- [http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1323-POES-\(Petr%C3%B3leo-original-en-sitio\)](http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1323-POES-(Petr%C3%B3leo-original-en-sitio))
- <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/mtodo-volumetrico-para-el-clculo-del.html>
- <http://cursopetrolera2010.blogspot.com/2010/08/estimulacion-de-pozos.html>
- <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/133535.pdf>
- <http://www.scribd.com/doc/217569059/1-Introduccion-a-Estimulacion>
- halliburton. manual de introduccion a la estimulacion 2001
- <http://www.buenastareas.com/ensayos/Estimulacion-De-Pozos/4591225.html>
- http://www.mipatagonia.com/regiones/chubut/comodoro_rivadavia/museo_del_petroleo/tecnologia/perforacion2.htm
- http://www.oilproduction.net/cms3/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wormhole.aspx>
- <http://www.slideshare.net/gabosocorro/estimulacin-de-pozos>
- <http://alemansistem.files.wordpress.com/2012/08/dac3b1o-formacion11.pdf>
- http://www.oilproduction.net/cms3/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

- <https://www.scribd.com/doc/126126929/acidificacion>
- <https://www.scribd.com/doc/175413432/3-LICYT-M-TEORICO-Acidificacion-a-la-Form-de-un-Pozo-Petrol>
- http://www.academia.edu/4802888/Gu%C3%ADa_de_Dise%C3%B1o_para_Frakturamientos_Hidr%C3%A1ulicos
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_pressure.aspx

GLOSARIO

A

Aditivo: Sustancias o componentes que se agregan a un fluido para mejorar sus características.

Agua Connata: Es el agua que quedó atrapada en los intersticios (los intersticios vienen a ser los espacios huecos entre los granos de la roca, poros, etc) de los sedimentos durante el proceso de depositación de una cuenca.

Agua de formación: El agua de formación o intersticial está compuesta por el agua connata más el agua que migró a la formación después de que los sedimentos se encontraban ya depositados, aunque muchas veces se suele emplear prácticamente el término agua connata con el de agua de formación como equivalentes.

Aleación: Es una combinación, de propiedades metálicas, que está compuesta de dos o más elementos, de los cuales, al menos uno es un metal

Apuntalante: Partículas naturales de arena o artificiales (arena con resina, bauxita, materiales cerámicos) de determinado tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las grietas de las fracturas abiertas después de un proceso de fracturamiento hidráulico.

Arenamiento: Fenómeno donde pequeñas partículas de roca migran hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

Arenisca: Es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Tras las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre.

Asfaltenos: Son una familia de compuestos químicos orgánicos del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición

C

Caliza: Es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita, aunque frecuentemente presenta trazas de magnesita (MgCO_3) y otros carbonatos.

Carbonatos: Sales del ácido carbónico o ésteres con el grupo R-O-C(=O)-O-R' .

Cementación: Proceso por el cual se corrige o se aísla una zona productora de petróleo, gas o agua mediante la inyección de cemento en los punzados.

CIBP: Herramienta que permite aislar zonas que actualmente no son económicamente rentables producirlas o se encuentran inundadas de agua.

Corte Estratigráfico: Es un diagrama que muestra el tipo de sedimento (lutita, conglomerado, limolita, etc), el espesor de los estratos y algunas otras especificaciones técnicas.

Core: También denominado núcleo, es una muestra de roca que se obtiene en el proceso de perforación para obtener las propiedades de la misma y el fluido que contiene.

D

Densidad: Es una magnitud que indica la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia

Densificante: Es un compuesto que interactúa con las partículas de un fluido y por medio de fuerzas electroestáticas promueve el acercamiento entre partículas, por ello se obtiene un estado más denso, más concentrado.

Desemulsificante: Demulsificación del petróleo crudo es el uso de reacción química de la mezcla de aceite-agua para emulsionar aceite y agua separada, a fin de lograr el propósito de la deshidratación de aceite crudo, para garantizar que las normas de transmisión de petróleo crudo acuosas.

E

Emulsificante: Es un compuesto que por su naturaleza, puede hacer que la union de grasas y agua sea estable y no se forme dos capas, formandose una emulsion, ya sean finas gotas de agua en aceite o aceite en agua.

Espesor: Grueso o anchura de una formación.

F

Facies: Es el conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas, ya sean paleontológicas o litológicas que ayudan a reconocer los ambientes sedimentarios o metamórficos, respectivamente, en los que se formó la roca.

Fractura inducida: Proceso por el cual se forman grietas en la roca mediante un proceso no natural.

Formación: Conjunto de rocas sedimentarias que pueden o no almacenar fluido o gas.

L

Lechada: Se denomina a una cierta cantidad de volumen de cemento que va a ser inyectada en una formación.

Lutita: Es una roca sedimentaria detrítica o clástica ,integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

M

Mojabilidad: Es la capacidad que tiene un líquido de extenderse y dejar una plano sobre un sólido.

Mud Stone: Es una roca sedimentaria granulosa fina cuyos componentes originales eran arcillas o fangos.

P

Perforación: Proceso que se realiza para la exploración y explotación de un futuro pozo productor.

Presión de fondo fluvente: Presión dinámica que se determina o se obtiene en el fondo del pozo.

Ph: Se denomina como la acides de una disolución (es una mezcla homogénea a nivel molecular o iónico de dos o más sustancias que no reaccionan entre sí, cuyos componentes se encuentran en proporciones variables) y sus siglas significan potencial de hidrogeno.

Propelente: Sustancia epoxica en gas o vapor a presión contenido en un recipiente que, mediante descompresión y expansión a través de una válvula, expulsa las sustancias contenidas en la mezcla presurizada.

Punzado: Orificio formado en la formación mediante el uso de cañones, para la extracción de hidrocarburo.

S

Salmuera: Es agua con una alta concentración de sal (NaCl) disuelta.

Silicatos: Son el grupo de minerales de mayor abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, además del grupo de más importancia geológica por ser petrogénicos, es decir, los minerales que forman las rocas. Todos los silicatos están compuestos por silicio y oxígeno. Estos elementos pueden estar acompañados de otros entre los que destacan aluminio, hierro, magnesio o calcio.

Solvente: Es una sustancia en la que se diluye un soluto (un sólido, líquido o gas químicamente diferente), resultando en una solución; normalmente es el componente de una solución presente en mayor cantidad.

SOTE: Sistema de oleoducto trans-ecuadoriano

T

Tensión superficial: Es la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área. Esta definición implica que el líquido tiene una resistencia para aumentar su superficie.

V

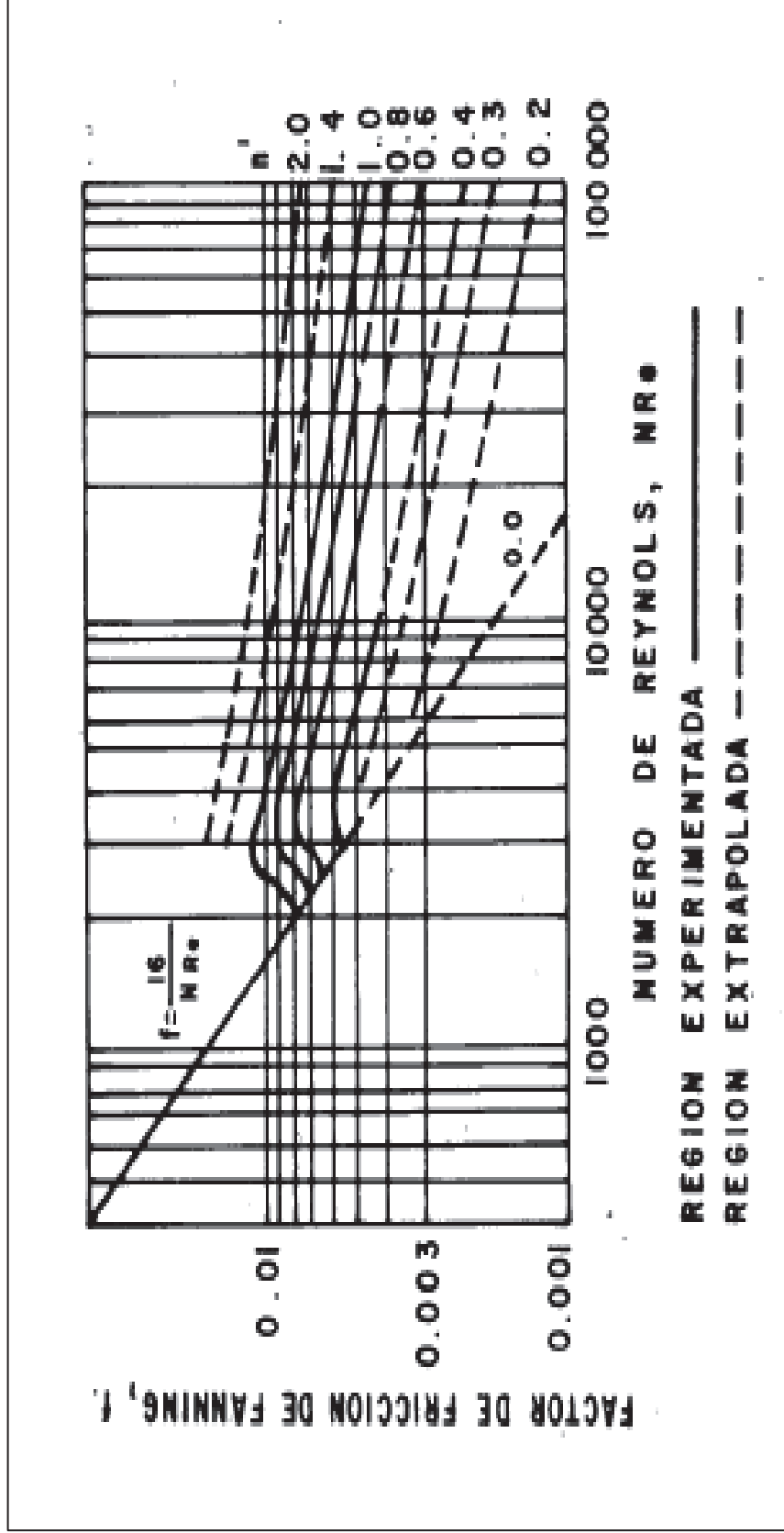
Volumen Poroso: Es la fracción de volumen de huecos en una roca.

Y

Yacimiento: Es una porción de trampa geológica en la cual se almacenan hidrocarburos

ANEXOS

ANEXO No 1
FACTOR DE FRICCIÓN DE FANNING



ANEXO No 2

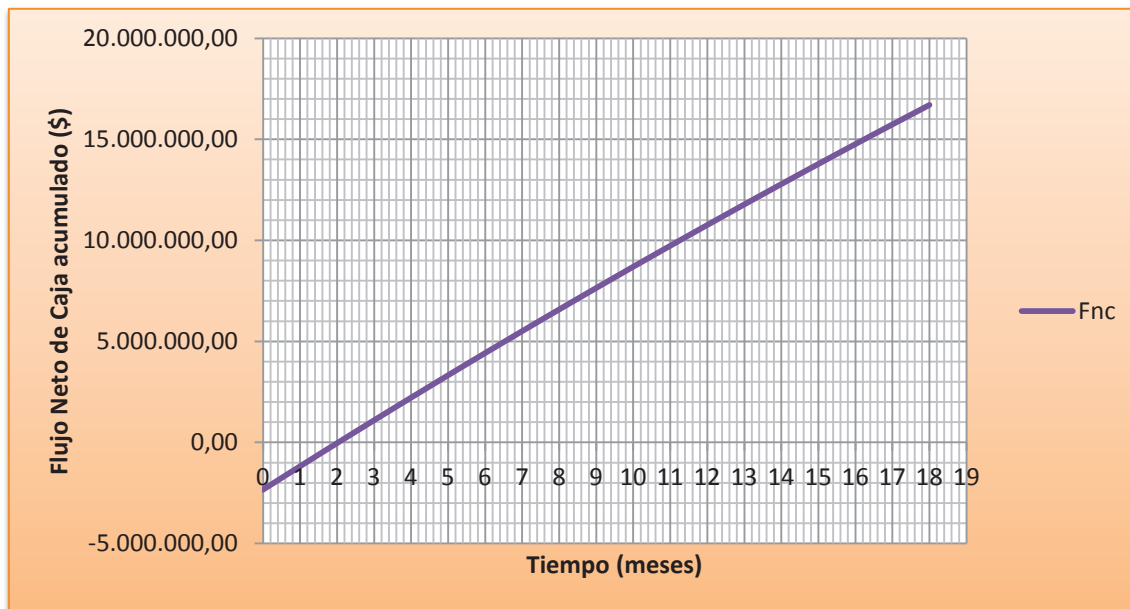
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO TIPISHCA – HUAICO

ANÁLISIS ECONÓMICO EN BASE AL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

• \$79,70

PERIODO	Qo	Qw	INGRESOS		COSTO DE W.O		COSTO OPERATIVO DE PETRÓLEO		COSTO OPERATIVO DE AGUA		COSTO DE TRANSPORTE		EGRESOS		FLUJO NETO DE CAJA		FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO		
			BPPM	BLS	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Mes	BPPM	BLS																	
0	0,00	0,00	0,00	2.337.465,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.337.465,00	-2.337.465,00	-2.337.465,00				
1	16444,76817	173100,453	1.310.648,02	0,00	123.335,76	8.655,02	21.378,20	153.368,98	1.157.279,04	1.144.893,76	1.108.504,46	1.096.625,65	1.073.236,44	1.061.723,40	8.693.142,52	7.642.812,83			
2	16271,38459	174948,081	1.296.829,35	0,00	122.035,38	8.747,40	21.152,80	151.935,59	1.144.893,76	1.108.504,46	1.096.625,65	1.073.236,44	1.061.723,40	8.693.142,52	7.642.812,83				
3	16099,82974	176815,438	1.283.156,43	0,00	120.748,72	8.840,77	20.929,78	150.519,27	1.132.637,16	1.120.507,84	1.096.625,65	1.073.236,44	1.061.723,40	8.693.142,52	7.642.812,83				
4	15930,08433	178702,734	1.269.627,72	0,00	119.475,63	8.935,14	20.709,11	149.119,88	1.120.507,84	1.108.504,46	1.096.625,65	1.073.236,44	1.061.723,40	8.693.142,52	7.642.812,83				
5	15762,12928	180610,183	1.256.241,70	0,00	118.215,97	9.030,51	20.490,77	147.737,25	1.108.504,46	1.096.625,65	1.073.236,44	1.061.723,40	1.050.329,69	9.732.196,52	10.760.091,61				
6	15595,94568	182538	1.242.996,87	0,00	116.969,59	9.126,90	20.274,73	146.371,22	1.096.625,65	1.084.870,08	1.073.236,44	1.061.723,40	1.050.329,69	9.732.196,52	10.760.091,61				
7	15431,51486	184486,402	1.229.891,73	0,00	115.736,36	9.224,32	20.060,97	145.021,65	1.084.870,08	1.073.236,44	1.061.723,40	1.050.329,69	1.039.054,00	9.732.196,52	10.760.091,61				
8	15268,81831	186455,61	1.216.924,82	0,00	114.516,14	9.322,78	19.849,46	143.688,38	1.073.236,44	1.061.723,40	1.050.329,69	1.039.054,00	1.027.895,09	10.760.091,61	11.776.943,29				
9	15107,83774	188445,844	1.204.094,67	0,00	113.308,78	9.422,29	19.640,19	142.371,26	1.061.723,40	1.050.329,69	1.039.054,00	1.027.895,09	1.016.851,68	11.776.943,29	12.782.865,84				
10	14948,55504	190457,331	1.191.399,84	0,00	112.114,16	9.522,87	19.433,12	141.070,15	1.050.329,69	1.039.054,00	1.027.895,09	1.016.851,68	1.005.922,55	13.777.972,30	14.762.374,48				
11	14790,9523	192490,297	1.178.838,90	0,00	110.932,14	9.624,51	19.228,24	139.784,90	1.039.054,00	1.027.895,09	1.016.851,68	1.005.922,55	995.106,46	14.762.374,48	15.736.183,02				
12	14635,01179	194544,972	1.166.410,44	0,00	109.762,59	9.727,25	19.025,52	138.515,35	1.027.895,09	1.016.851,68	1.005.922,55	995.106,46	984.402,19	15.736.183,02	16.699.507,34				
13	14480,71598	196621,587	1.154.113,06	0,00	108.605,37	9.831,08	18.824,93	137.261,38	1.016.851,68	1.005.922,55	995.106,46	984.402,19	973.808,54	16.699.507,34					
14	14328,0475	198720,377	1.141.945,39	0,00	107.460,36	9.936,02	18.626,46	136.022,84	1.005.922,55	995.106,46	984.402,19	973.808,54	963.324,32	16.699.507,34					
15	14176,9892	200841,579	1.129.906,04	0,00	106.327,42	10.042,08	18.430,09	134.799,58	995.106,46	984.402,19	973.808,54	963.324,32	952.202,20	16.699.507,34					
16	14027,52408	202985,432	1.117.993,67	0,00	105.206,43	10.149,27	18.235,78	133.591,48	984.402,19	973.808,54	963.324,32	952.202,20	941.000,00	16.699.507,34					
17	13879,63534	205152,178	1.106.206,94	0,00	104.097,27	10.257,61	18.043,53	132.398,40	973.808,54	963.324,32	952.202,20	941.000,00	928.797,77	16.699.507,34					
18	13733,30633	207342,061	1.094.544,51	0,00	102.999,80	10.367,10	17.853,30	131.220,20	963.324,32	952.202,20	941.000,00	928.797,77	916.596,00	16.699.507,34					
			TOTAL=	21.591.770,11	TOTAL=		4.892.262,77	TOTAL=		4.892.262,77	TOTAL=		4.892.262,77	TOTAL=		4.892.262,77	TOTAL=		
			ACTUAL=	19.278.366,17	ACTUAL=		4.368.091,76	ACTUAL=		4.368.091,76	ACTUAL=		4.368.091,76	ACTUAL=		4.368.091,76	ACTUAL=		

ELABORADO POR: Katherine Serna

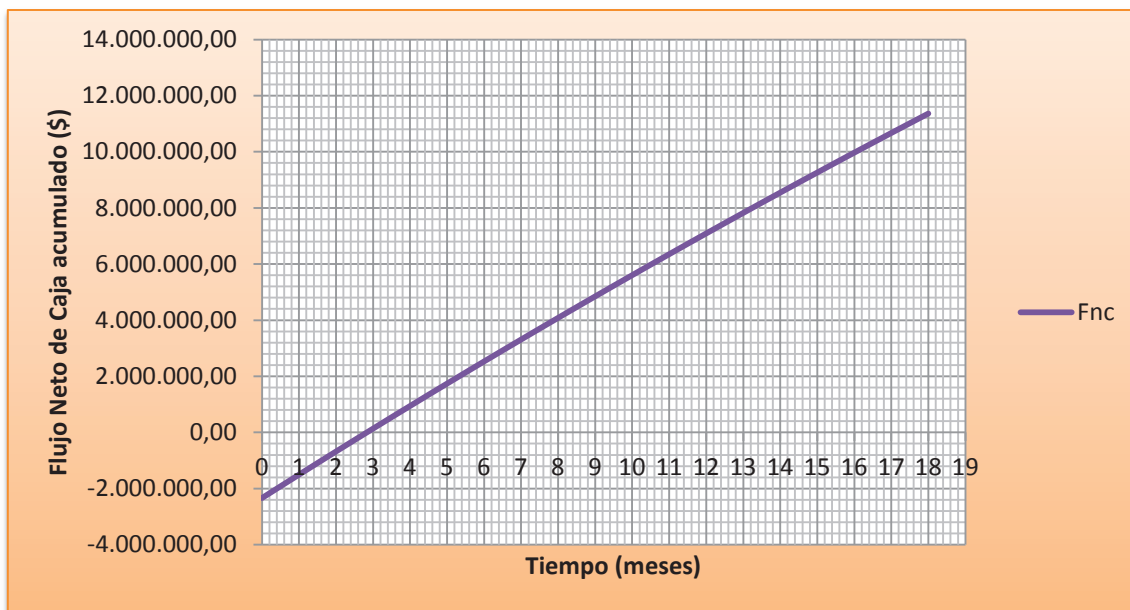
FLUJO NETO DE CAJA vs PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

ELABORADO POR: Katherine Serna

• \$ 60,00

PERIODO	Qo	Qw	INGRESOS	COSTO DE W.O	COSTO OPERATIVO DE PETROLEO	COSTO OPERATIVO DE AGUA	COSTO DE TRANSPORTE	EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA	FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO
mes	BPPM	BLS	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	0,00	0,00	0,00	2.337.465,00	0,00	0,00	0,00	2.337.465,00	-2.337.465,00	-2.337.465,00
1	16444,76817	173100,453	986.686,09	0,00	123.335,76	8.655,02	21.378,20	153.368,98	833.317,11	-1.504.147,89
2	16271,38459	174948,081	976.283,08	0,00	122.035,38	8.747,40	21.152,80	151.935,59	824.347,49	-679.800,41
3	16099,82974	176815,438	965.989,78	0,00	120.748,72	8.840,77	20.929,78	150.519,27	815.470,51	135.670,11
4	15930,08433	178702,734	955.805,06	0,00	119.475,63	8.935,14	20.709,11	149.119,88	806.685,18	942.355,29
5	15762,12928	180610,183	945.727,76	0,00	118.215,97	9.030,51	20.490,77	147.737,25	797.990,51	1.740.345,80
6	15595,94568	182538	935.756,74	0,00	116.969,59	9.126,90	20.274,73	146.371,22	789.385,52	2.529.731,32
7	15431,51486	184486,402	925.890,89	0,00	115.736,36	9.224,32	20.060,97	145.021,65	780.869,24	3.310.600,56
8	15268,81831	186455,61	916.129,10	0,00	114.516,14	9.322,78	19.849,46	143.688,38	772.440,72	4.083.041,27
9	15107,83774	188445,844	906.470,26	0,00	113.308,78	9.422,29	19.640,19	142.371,26	764.099,00	4.847.140,27
10	14948,55504	190457,331	896.913,30	0,00	112.114,16	9.522,87	19.433,12	141.070,15	755.843,15	5.602.983,42
11	14790,9523	192490,297	887.457,14	0,00	110.932,14	9.624,51	19.228,24	139.784,90	747.672,24	6.350.655,67
12	14635,01179	194544,972	878.100,71	0,00	109.762,59	9.727,25	19.025,52	138.515,35	739.585,36	7.090.241,02
13	14480,71598	196621,587	868.842,96	0,00	108.605,37	9.831,08	18.824,93	137.261,38	731.581,58	7.821.822,60
14	14328,0475	198720,377	859.682,85	0,00	107.460,36	9.936,02	18.626,46	136.022,84	723.660,01	8.545.482,61
15	14176,9892	200841,579	850.619,35	0,00	106.327,42	10.042,08	18.430,09	134.799,58	715.819,77	9.261.302,38
16	14027,52408	202985,432	841.651,44	0,00	105.206,43	10.149,27	18.235,78	133.591,48	708.059,96	9.969.362,34
17	13879,63534	205152,178	832.778,12	0,00	104.097,27	10.257,61	18.043,53	132.398,40	700.379,72	10.669.742,06
18	13733,30633	207342,061	823.998,38	0,00	102.999,80	10.367,10	17.853,30	131.220,20	692.778,18	11.362.520,25
TOTAL=			16.254.783,02				TOTAL=	4.892.262,77		
ACTUAL=			14.513.199,12				ACTUAL=	4.368.091,76		

ELABORADO POR: Katherine Serna

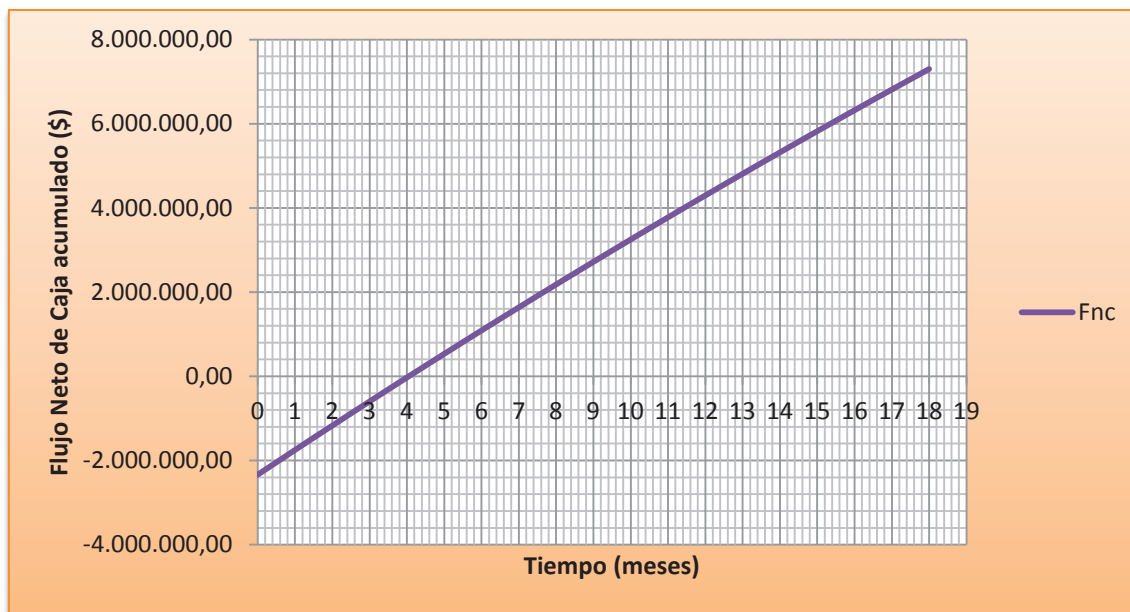
FLUJO NETO DE CAJA vs PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

ELABORADO POR: Katherine Serna

• \$ 45,00

PERIODO	Qo	Qw	INGRESOS	COSTO DE W.O	COSTO OPERATIVO DE PETROLEO	COSTO OPERATIVO DE AGUA	COSTO DE TRANSPORTE	EGRESOS	FLUJO NETO DE CAJA	FLUJO NETO DE CAJA ACUMULADO
mes	BPPM	BLS	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	0,00	0,00	0,00	2.337.465,00	0,00	0,00	0,00	2.337.465,00	-2.337.465,00	-2.337.465,00
1	16444,76817	173100,453	740.014,57	0,00	123.335,76	8.655,02	21.378,20	153.368,98	586.645,59	-1.750.819,41
2	16271,38459	174948,081	732.212,31	0,00	122.035,38	8.747,40	21.152,80	151.935,59	580.276,72	-1.170.542,70
3	16099,82974	176815,438	724.492,34	0,00	120.748,72	8.840,77	20.929,78	150.519,27	573.973,06	-596.569,63
4	15930,08433	178702,734	716.853,79	0,00	119.475,63	8.935,14	20.709,11	149.119,88	567.733,92	-28.835,72
5	15762,12928	180610,183	709.295,82	0,00	118.215,97	9.030,51	20.490,77	147.737,25	561.558,57	532.722,85
6	15595,94568	182538	701.817,56	0,00	116.969,59	9.126,90	20.274,73	146.371,22	555.446,33	1.088.169,19
7	15431,51486	184486,402	694.418,17	0,00	115.736,36	9.224,32	20.060,97	145.021,65	549.396,52	1.637.565,71
8	15268,81831	186455,61	687.096,82	0,00	114.516,14	9.322,78	19.849,46	143.688,38	543.408,44	2.180.974,15
9	15107,83774	188445,844	679.852,70	0,00	113.308,78	9.422,29	19.640,19	142.371,26	537.481,43	2.718.455,58
10	14948,55504	190457,331	672.684,98	0,00	112.114,16	9.522,87	19.433,12	141.070,15	531.614,83	3.250.070,41
11	14790,9523	192490,297	665.592,85	0,00	110.932,14	9.624,51	19.228,24	139.784,90	525.807,96	3.775.878,37
12	14635,01179	194544,972	658.575,53	0,00	109.762,59	9.727,25	19.025,52	138.515,35	520.060,18	4.295.938,55
13	14480,71598	196621,587	651.632,22	0,00	108.605,37	9.831,08	18.824,93	137.261,38	514.370,84	4.810.309,38
14	14328,0475	198720,377	644.762,14	0,00	107.460,36	9.936,02	18.626,46	136.022,84	508.739,30	5.319.048,69
15	14176,9892	200841,579	637.964,51	0,00	106.327,42	10.042,08	18.430,09	134.799,58	503.164,93	5.822.213,62
16	14027,52408	202985,432	631.238,58	0,00	105.206,43	10.149,27	18.235,78	133.591,48	497.647,10	6.319.860,72
17	13879,63534	205152,178	624.583,59	0,00	104.097,27	10.257,61	18.043,53	132.398,40	492.185,19	6.812.045,91
18	13733,30633	207342,061	617.998,78	0,00	102.999,80	10.367,10	17.853,30	131.220,20	486.778,59	7.298.824,49
TOTAL=			12.191.087,26				TOTAL=	4.892.262,77		
ACTUAL=			10.884.899,34				ACTUAL=	4.368.091,76		

ELABORADO POR: Katherine Serna

FLUJO NETO DE CAJA vs PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

ELABORADO POR: Katherine Serna