

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“TÉCNICAS PARA ESTIMULAR LA MATRIZ DE UN
YACIMIENTO: OBJETIVOS, PROBLEMAS,
SOLUCIONES Y PROCESO OPERACIONAL”**

TESINA DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

DIEGO XAVIER AYALA ANZOÁTEGUI

JACQUELIN ELIZABETH COBOS MORA

JOSÉ JULIÁN SALAZAR NEIRA

Guayaquil – Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme fortaleza y ayudarme a superar todos los obstáculos que se presentaron en mi vida y en mi carrera.

A mi madre Marina Anzoátegui y a mi abuelita Mélida Urdín por ser una guía en mi camino, por todo su apoyo y comprensión.

Al Ingeniero Kleber Malavé por su asesoría y permitir concluir de manera acertada el presente trabajo.

Un agradecimiento especial a los Ingenieros Alex Albuja y Marcelo Venegas por su ayuda y confianza brindada para la realización de este trabajo.

Diego Ayala

AGRADECIMIENTO

A mis padres y hermano por todo su esfuerzo y comprensión

Al Ing. Kleber Malavé quien con sus conocimientos, experiencia ha hecho posible la culminación de esta tesina

A todos mis profesores y compañeros que han sido parte de mi vida estudiantil y me han ayudado a crecer como persona

Jacquelin Cobos

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por haber alcanzado esta meta y Su contante guía en mi vida.

A mi familia, cuyo sacrificio me permite ser una mejor persona. Mi hermano Andrés y padres Rocío y Raúl. Los estimo y aprecio enormemente.

Al Ing. Kleber Malavé por su asesoría y enseñanzas proporcionadas. Un agradecimiento especial al Ing. Alex Albuja, por la confianza brindada a nuestro proyecto de grado.

Julián Salazar

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado especialmente a mi madre y a mi abuelita Mélida, por estar siempre a mi lado, por ser pilar fundamental en mi vida y durante mi formación profesional.

A una persona muy especial en mi vida, a Jhordan Franco por estar siempre a mi lado y apoyándome siempre.

A mis amigos especialmente a Julián, Xavier y Jacqueline por su confianza, y cariño brindado durante mi formación profesional.

Diego Ayala

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, mi Señor, guía y fortaleza cuya presencia ha sido esencial en cada uno de mis días. A mis padres por su incondicional apoyo y en especial a mi hermano por su comprensión y nobleza.

Jacquelin Cobos

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi Padre celestial. Sus bendiciones en vuestras vidas son producto de Su amor.

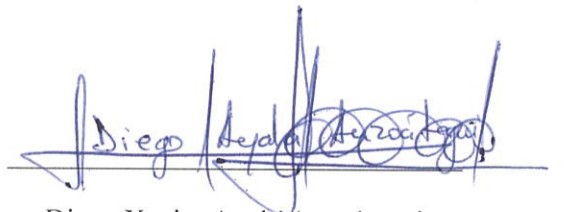
Una dedicatoria especial a mi familia. A mi hermano por su apoyo. A mi padre por la confianza y consejos brindados. Y en especial a mi madre, cuyo esfuerzo, sacrificio y amor por lograr mi progreso, le estaré eternamente agradecido.

A mis amigos Gabriela, Diego, Bryan A., Bryan V., Jarol, Jacquelin, Xavier, por el afecto y vivencias compartidas. Y a todas mis amistades en general por su aprecio.

Julián Salazar

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Grado nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Diego Xavier Ayala Anzoátegui", written over a horizontal line.

Diego Xavier Ayala Anzoátegui

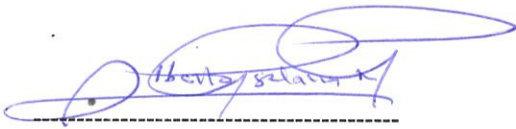
A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Jacquelin C.", written over a horizontal line.

Jacquelin Elizabeth Cobos Mora

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "JULIAN SALAZAR N.", written over a horizontal line.

José Julián Salazar Neira

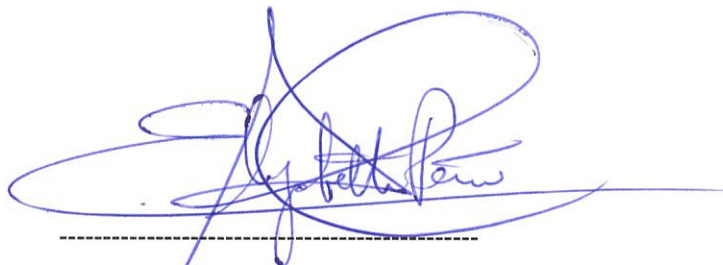
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



ING. ALBERTO GALARZA
PROFESOR FICT



ING. KLEBER MALAVE
DIRECTOR



DRA. ELIZABETH PEÑA C.
DECANO (E) FACULTAD ICT
PRESIDENTE

RESUMEN

El presente trabajo analiza las operaciones de estimulación aplicadas en el oriente ecuatoriano para incrementar la producción de petróleo.

En el primer capítulo se presentan los principios que gobiernan el flujo de fluidos a través de un sistema formación- pozo y los criterios que permiten estimar la capacidad de flujo y el índice de productividad que representa el comportamiento de la presión del yacimiento en el tiempo.

El capítulo dos define las regiones en que se divide la formación según el perfil de presiones, siendo el daño la principal causa de reducción en la capacidad de producción o inyección, debido a una restricción de fluidos hacia la boca del pozo. Adicionalmente se discuten otras razones para la baja productividad.

Las técnicas de estimulación más aplicadas en el Oriente Ecuatoriano con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos, así como mejorar la inyección de fluidos y optimizar los patrones de flujo para procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, se discuten en el tercer capítulo.

En el cuarto se describen las operaciones de acidificación y fracturamiento en los pozos Espol 07 y Machala 01, respectivamente, detallándose las consideraciones necesarias para la ejecución de los respectivos trabajos.

El análisis de la variación de producción del yacimiento antes y después de los tratamientos se muestra en el capítulo quinto.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	xv
INTRODUCCIÓN	xxi
OBJETIVOS	xxii
OBJETIVO GENERAL	xxii
CAPÍTULO I.....	1
CONSIDERACIONES GENERALES	1
1.1 Sistema Formación – Pozo	1
1.1.1 Consideraciones teóricas	3
1.2 Flujo radial de un fluido	5
1.3 Índice de Productividad.....	8
CAPÍTULO II.	14
CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO Y RAZONES PARA LA BAJA PRODUCTIVIDAD.....	14
2.1 Regiones de la formación: Matriz crítica y yacimiento	14
2.2 Tipos de daño	16
2.2.1 Natural	16
2.2.2 Inducido.....	19
2.3 Otras razones para la baja productividad	22

2.3.1	Presión insuficiente o Agotamiento	22
2.3.2	Capacidad insuficiente de la tubería y de las facilidades superficiales	23
2.4	Métodos para evaluar el daño de formación	25
2.4.1	Horner.....	25
2.4.2.	Miller, Dyes y Hutchinson, MDH.....	27
2.4.3	Matthews, Brons y Hazebroek, MBH	28
2.4.4.	Muskat.....	28
CAPÍTULO III.....		30
ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS		30
2.5	Acidificación	30
2.5.1	Tipos y propiedades de ácidos disponibles	32
2.5.2	Aditivos Requeridos	36
2.5.3	Aplicación del Tratamiento Matricial	39
3.1.3.1.	Acidificación de areniscas.....	39
2.5.4	Acidificación de una fractura cerrada.....	49
2.6	Fracturamiento hidráulico	49
2.6.1	Objetivos	50
2.6.2	Consideraciones de diseño	50
2.6.3	Modelos de fractura.....	52
2.6.4	Gradiente de fractura	56

2.6.5	Sistemas de fluidos fracturantes	59
2.6.6	Pérdida de fluidos	62
2.6.7	Proceso de diseño del fracturamiento	63
2.6.8	Riesgos del diseño	66
2.7	Estimulación mediante técnicas de cañoneo	67
2.7.1	StimGun.....	67
2.7.2	Stimtube.....	68
2.7.3	Sistema de cargas PURE	69
CAPÍTULO IV.....		71
TRATAMIENTOS APLICADOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO		71
4.1.	Acidificación	71
4.1.1.	Secuencia de bombeo de los fluidos.....	72
4.1.2.	Capacidades de la tubería	72
4.1.3.	Ejecución del programa	73
4.2.	Fracturamiento hidráulico en el Pozo Machala 01	75
4.2.1.	Diseño de la Fractura.....	76
4.2.2.	Rediseño de la fractura	86
4.2.3.	Ejecución del programa definitivo	88
CAPÍTULO V.....		90
EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS.....		90

5.1. Acidificación	90
5.1.1. Pruebas de producción y de restauración de presión.....	94
5.2. Fracturamiento hidráulico	97
5.2.1. Análisis de producción	97
CAPÍTULO VI.....	103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	103
6.1. Conclusiones	103
6.2. Recomendaciones.....	105
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	

ABREVIATURAS

AOF	Absolute Open Flow
API	American Petroleum Institute
BBL	Barriles
BES	Bomba Electro Sumergible
BHA	Bottom Hole Assembly
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
BOPD	Barriles de Petróleo Por Día
BPD	Barriles Por Día
BPM	Barriles Por Minuto
BSW	Basic Sediment & Water
CP	Centipoise
E	Eficiencia de flujo
EOJ	End Of the Job
GLR	Gas Liquid Ratio
GOR	Gas Oil Ratio
IPR	Inflow Performance Relationship
ISP	Intermediate Strength Proppant
KGD	Khristianovic & Zheltov y Geertsma&Klerk

md	Milidarcy
MD	Measure Depth
P3D	Pseudo 3D
pH	Potencial de hidrógeno
POES	Petróleo Original En Sitio
PPG	Gradiente de Presión de Poro
PPA	Pounds Proppant Added
PSI	Pounds Square Inch
PURE	Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation
SCFM	Standar Cubic Feet per Minute
TP	Tiempo de Producción
TVD	True Vertical Depth
WC	Water Cut

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Perfil de presión de un sistema formación – pozo.....	2
Figura 2. Distribución de presión en un yacimiento con daño.....	7
Figura 3. IPR de un pozo sin gas	10
Figura 4. IPR de un pozo con presencia de gas.....	11
Figura 5. Curvas de IPR.....	13
Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa	22
Figura 7. Análisis nodal	24
Figura 8. Curva de “Build Up”	27
Figura 9. Gráfico ejemplo Muskat	29
Figura 10. Limpieza de tubería utilizando coiled tubing	32
Figura 11. Tratamiento con sistemas de packers	44
Figura 12. Método de divergencia usando bolas sellantes	45
Figura 13. Factores que intervienen en el diseño de una fractura	51
Figura 14. Geometría de fractura por el modelo PKN.....	54
Figura 15. Geometría de la fractura por el modelo KGD	55
Figura 16. Propagación del propelente	68
Figura 17. Disparos en sobre y bajo balance	69
Figura 18. Túneles creados usando diferentes técnicas de perforación	70
Figura 19. Historia de producción, Pozo Machala 01	75
Figura 20. Información Petrofísica, Pozo Machala 01.....	76
Figura 21. Ejemplo de Step Rate Test.....	78

Figura 22. Ejemplo de la calibración de inyección.....	79
Figura 23. Permeabilidad del apuntalante.....	81
Figura 24. Geometría y Conductividad de la Fractura.....	82
Figura 25. Registro de temperatura.....	86
Figura 26. Rediseño de la fractura	88
Figura 27. Curva del comportamiento de producción del pozo Espol 07.....	91
Figura 28. Cambio de la salinidad del pozo Espol 07 después del tratamiento de acidificación. 92	
Figura 29. Comportamiento de la producción en función de la tasa de fluido motriz	94
Figura 30. IPR del pozo Espol 07 luego de la acidificación	96
Figura 31. Curva de comportamiento de producción del pozo Machala 01	99
Figura 32. Curva de Bsw para el pozo Machala 01	100
Figura 33. IPR de Machala 01	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Cambio de presión en función de la distancia	15
Tabla II. Aproximaciones para el gradiente de fractura.....	57
Tabla III. Aplicaciones para los fluidos de fracturamiento.....	60
Tabla IV. Aditivos para fracturamiento hidráulico.....	62
Tabla V. Selección del apuntalante en función de la presión de cierre.....	66
Tabla VI. Sistemas y volúmenes de fluidos de tratamiento.....	72
Tabla VII. Presiones hidrostáticas para diferentes niveles de fluido	74
Tabla VIII. Resultado de la simulación por segmento de fractura.....	82
Tabla IX. Etapas y parámetros de los fluidos utilizados en el trabajo	83
Tabla X. Rediseño del programa de bombeo	87
Tabla XI. Parámetros y propiedades	92
Tabla XII. Historial de producción del pozo Espol 07.....	93
Tabla XIII. Prueba de producción y restauración de presión.....	94
Tabla XIV. Resultados del periodo de cierre	95
Tabla XV. Resultado de Build Up	95
Tabla XVI. Análisis de propiedades	96
Tabla XVII. Historial de producción del pozo Machala 01	98
Tabla XVIII. Comparación de producción antes y después de la fractura.....	102

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A. COMPLETACIÓN DEL POZO ESPOL 07	112
ANEXO B. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO MACHALA 01	113
ANEXO C. DIAGRAMA DE BHA DE FRACTURA DEL POZO MACHALA 01	114
ANEXO D. PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO	115

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a información manejada por el Banco Central del Ecuador, durante el primer semestre del año 2013 la actividad petrolera en el país ha representado el 55.53% de los ingresos por exportación y el 15.3% del total del Producto Interno Bruto (Banco Central del Ecuador, 2013). Por tanto cualquier operación destinada a incrementar la producción será de vital importancia

La baja productividad de los pozos en el Oriente Ecuatoriano puede ser consecuencia de factores como: daño de formación, agotamiento de presión, capacidad insuficiente de la tubería y facilidades superficiales. Si no se adoptan acciones remediales oportunas, la tasa de flujo disminuirá considerablemente pudiendo llegar al límite económico y a un eventual abandono del pozo.

Todas las operaciones que se realizan en un pozo generan daño de formación, que es uno de los principales problemas que muestran los campos petroleros ecuatorianos. Por tal motivo, el presente trabajo se enfocará en las técnicas de estimulación más comunes que se aplican en el país para mejorar la producción de un yacimiento.

La importancia de este estudio se fundamenta en la comprensión de las causas que originan la baja productividad de la formación productora, así como las soluciones más viables. Un adecuado análisis de resultados permitirá concluir si la técnica de estimulación aplicada fue la adecuada.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Explicar los métodos más comunes utilizados en el oriente ecuatoriano para solucionar los problemas de baja productividad y evaluar los resultados luego de realizar los trabajos de estimulación en los pozos Machala 01 y Espol 07.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los problemas que causan baja productividad en los pozos del oriente ecuatoriano para determinar las posibles soluciones.
- Evaluar la baja productividad de los pozos analizados.
- Describir los trabajos de estimulación aplicados en los pozos Machala 01 y Espol 07.
- Cuantificar la tasa incremental de petróleo que se podría obtener después de realizar los trabajos de acidificación y fracturamiento en los pozos considerados.
- Presentar y analizar los resultados obtenidos en los pozos Machala 01 y Espol 07 para establecer si los trabajos de estimulación fueron exitosos.

CAPÍTULO I.

CONSIDERACIONES GENERALES

Comprender los principios que gobiernan el flujo de fluidos a través de un sistema de producción es vital para estimar el desempeño de los yacimientos y optimizar su productividad. (Society of Petroleum Engineers, 2007). En esta sección se presentan criterios que permiten determinar la capacidad de flujo enfocados al desempeño inflow que analiza el comportamiento de la presión del yacimiento en el tiempo.

1.1 Sistema Formación – Pozo

Es el sistema con el cual tienen que ver las técnicas de estimulación de formaciones. Por tanto, antes de analizar cada una de ellas debemos entender y estudiar el sistema Formaciones y Pozos. (Nind, 1987)

Para llegar al tanque de almacenamiento o al oleoducto, los fluidos del yacimiento deben vencer las resistencias al flujo impuestas por la formación, la tubería del pozo, el cabezal, conexiones superficiales, líneas de flujo y separadores. El principal interés en este trabajo es en la resistencia impuesta por la formación, es decir, el comportamiento de la tasa de influjo del yacimiento. En la Figura 1 se muestra el perfil de presión de un sistema formación – pozo en producción. (Nind, 1987)

La resistencia al flujo de una formación, es decir su capacidad para fluir, se mide por la permeabilidad. La relación geométrica entre pozo y formación también afecta la respuesta al flujo (penetración parcial de un pozo), que con la densidad de perforación de un revestidor produce un pequeño aumento en el “Draw-Down”, que por lo general no se toma en cuenta. A estos factores se los conoce como efecto aparente de daño. (Nind, 1987).

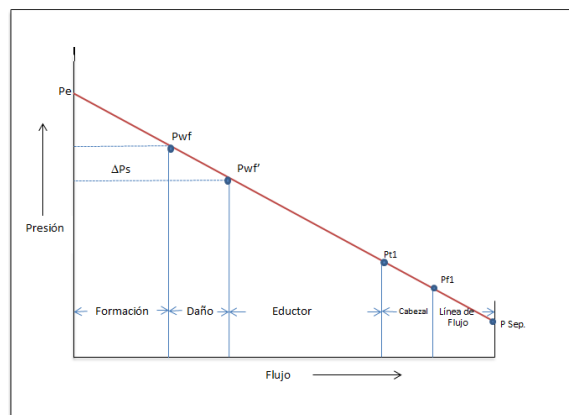


Figura 1. Perfil de presión de un sistema formación – pozo

Fuente: Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, NIND

1.1.1 Consideraciones teóricas

La descripción matemática del flujo de un fluido en un medio poroso se puede obtener mediante los siguientes principios físicos:

❖ Ley de Conservación de Masa o Ecuación de Continuidad

Establece que una cantidad física (masa) se conserva en un sistema. Es decir:

“Entrada de masa al sistema, menos salida de masa del sistema, más entrada neta de masa por fuentes y sumideros, es igual al incremento de masa en el sistema de estudio”.

(Romero, 1975)

❖ Ley de Darcy

Expresa que la tasa de flujo por unidad de área seccional en cualquier punto de un sistema poroso uniforme es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo en ese punto (Correa, 2012). La ley es válida para flujo laminar a bajos números de Reynolds y se representa por la Ecuación 1 (Romero, 1975):

$$u = -\frac{k^* \rho}{\mu} \nabla \phi \quad (\text{Ec.1})$$

El signo (-) indica que el flujo se presenta en la dirección de la disminución de presión.

(Romero, 1975). Para flujo radial (sin considerar gravedad), la ley de Darcy es:

$$u_r = \frac{k_r}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (\text{Ec.2})$$

❖ **Ecuación de Estado.**

Las ecuaciones de estado especifican la dependencia entre la densidad (ρ), la presión (P) y la temperatura (T); dependiendo de cada fluido se deriva una ecuación apropiada. (Romero, 1975).

Combinando la Ecuación de Continuidad, la ley de Darcy y la de Estado, se derivan una familia de ecuaciones diferenciales que describen el flujo en sus múltiples situaciones. De interés práctico en ingeniería de petróleos es el caso de flujo radial, de una sola fase, compresibilidad constante y pequeña, flujo isotérmico, permeabilidad y porosidad constantes (Correa, 2012). La respectiva ecuación es:

$$\frac{d^2 p}{d^e r} + \frac{1}{r} \frac{dp}{dr} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{dp}{dt} \quad (\text{Ec.3})$$

Las soluciones a esta ecuación de difusividad constituyen el fundamento de las técnicas de análisis del flujo a través de una formación y de la respectiva restauración de presión.

1.2 Flujo radial de un fluido

Para analizar el comportamiento ideal de una formación consideremos el caso de un pozo produciendo una sola fase (líquido) a tasa constante de una formación homogénea, horizontal, de espesor neto h y extensión infinita, donde las condiciones de flujo no varían con el tiempo, es decir se tiene flujo continuo (Nind, 1987).

Bajo esas condiciones y asumiendo que el líquido tiene una compresibilidad pequeña y constante, la presión de la formación en un punto dado se puede calcular por la ecuación 4.

$$P = P_{wf} + \frac{qB_o\mu}{0.007082kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad \text{(Ec.4)}$$

Cuando $r = r_e$ y despejando Q :

$$Q = q * B_o = \frac{0.007082}{\mu} * \frac{(P_e - P_{wf})}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{(Ec.5)}$$

Donde

μ : cp

K : md

P_e : Psi

P_{wf} : Psi

R_w : Pies

R_e : Pies

De las ecuaciones anteriores se puede concluir que:

- a) La velocidad del fluido incrementa conforme se acerca a la boca del pozo.
- b) El aumento de velocidad origina incremento en la caída de presión (ΔP).
- c) La relación entre la caída de presión (ΔP) y la distancia desde el pozo es logarítmica. (Romero, 1975)

Si se presenta daño de formación en la zona alrededor del pozo, incrementará la caída de presión. (Romero, 1975). La Figura 2 muestra el perfil de presión en un yacimiento con y sin daño.

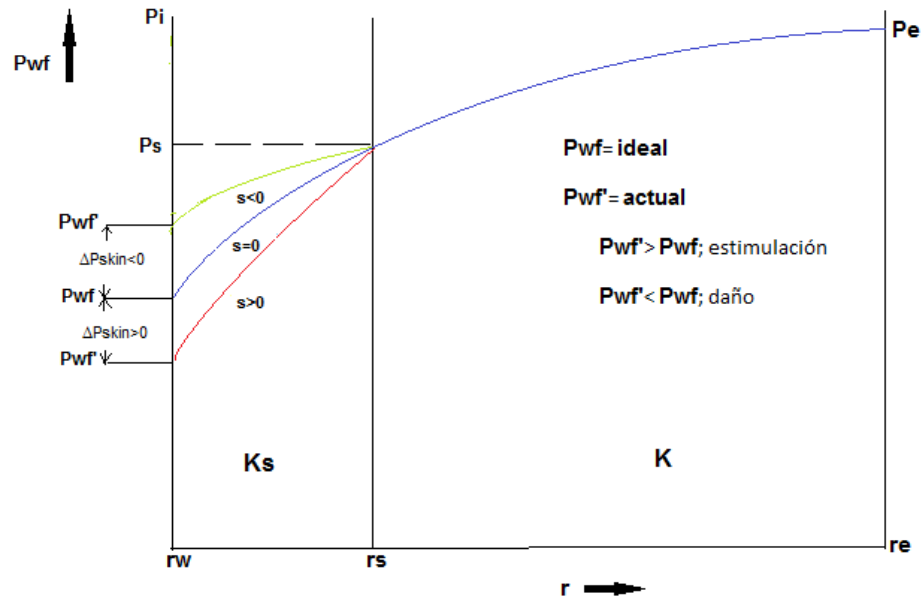


Figura 2. Distribución de presión en un yacimiento con daño

Fuente: Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, NIND

Se puede observar que si existe una zona de permeabilidad reducida alrededor del pozo, la caída de presión resultante a una tasa dada será mucho mayor comparado con la condición donde no exista dicha zona. El incremento del ΔP se debe a la presencia del daño de la formación, denominado “Skin effect” o efecto de costra que puede ser natural, inducido o una combinación de ambos. (Romero, 1975). En presencia de daño el perfil de presión a través de la formación seguirá la línea punteada que se ve en la Figura 2

La ecuación que define el ‘Draw-Down’ debido al daño es (Romero, 1975):

$$\Delta P_s = P_{wf} - P'_{wf} \quad (\text{Ec.6})$$

Como la presión original remanente es menor para vencer la resistencia de la tubería vertical, conexiones superficiales y líneas de flujo, la consecuencia es una menor tasa de producción. (Beggs, 2003)

1.3 Índice de Productividad

Es un indicador del potencial de producción del yacimiento. Se expresa como la relación entre la tasa de flujo y la caída de presión a esa tasa en el medio poroso. (Beggs, 2003)

La ecuación para una zona sin daño es:

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} \left(\frac{\text{BPD}}{\text{psi}} \right) \quad (\text{Ec.7})$$

Y para una con daño es:

$$J' = \frac{q_o}{P_R - P_{wf'}} = \frac{q}{P_R - (P_{wf} + \Delta P_s)} \left(\frac{\text{BPD}}{\text{psi}} \right) \quad (\text{Ec.8})$$

La relación entre el índice de productividad ideal y el real se denomina Eficiencia de Flujo, que es un indicador de la efectividad con la que se ha perforado y completado un pozo, representada por la ecuación 9. (Beggs, 2003)

$$E = \frac{J}{J'} = \frac{P_e - P_{wf} - \Delta P_s}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec.9})$$

❖ Relación de Comportamiento de Influjo, IPR

Este parámetro describe la habilidad que tiene un yacimiento para entregar fluidos al pozo. Para que ello ocurra, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Que exista presión en el yacimiento.
- Que el fluido tenga movilidad.
- Que la arena sea permeable.
- Suficiente capacidad de flujo hasta superficie. (Romero, 1975)

Por tanto, si disminuye la capacidad de producción se deben analizar uno o varios de los siguientes factores:

- Presión insuficiente o agotamiento del yacimiento.
- Baja permeabilidad.
- Daño de formación.
- Insuficiente capacidad de la tubería y de las facilidades superficiales. (Romero, 1975)

El concepto de J se puede utilizar para analizar y construir una curva de la posibilidad de producción de un pozo, considerando un IP y P_e , específicos. (Romero, 1975)

Si J es constante e independiente de q, se tiene:

$$P_{wf} = P_e - \frac{q}{J} \quad (\text{Ec.10})$$

La ecuación 10 representa la forma de una línea recta, donde:

$$y = a + bx \quad \left(b = -\frac{1}{J}, a = P_e \right)$$

Cuando $q = 0 \rightarrow P_{wf} = P_e$

Si $q = Jpe \rightarrow P_{wf} = 0$

La Figura 3 representa el comportamiento ideal de una formación, es decir la manera en que reacciona el yacimiento a una determinada caída de presión. El valor de q' en el punto b indica el potencial del pozo, que es la máxima tasa a la cual puede producir liquido la formación cuando $P_{wf}=0$. (Romero, 1975)

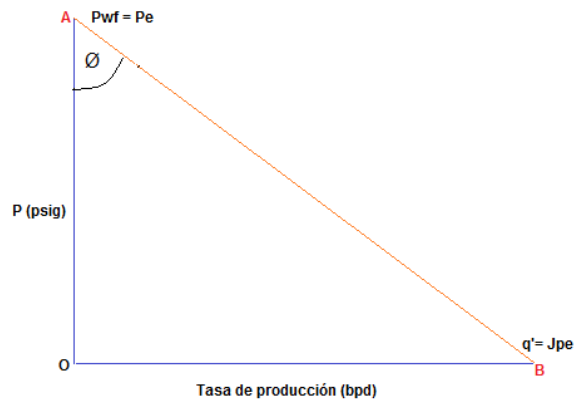


Figura 3. IPR de un pozo sin gas

Fuente: Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, NIND

De acuerdo a la figura 3, tenemos:

$$\tan(\theta) = \frac{OB}{OA} = \frac{J_{pe}}{P_e} = J \quad (\text{Ec.11})$$

La Figura 4 indica que J es independiente de q , coincidiendo todas las posibilidades de producción de la formación con la línea recta AB , que al llegar al punto de burbuja se transforma en curva que ocurre cuando existen efectos secundarios de “Draw-Down” y flujo “no-Darcy”. La dirección de la curvatura BC significa que J disminuye cuando q aumenta (Nind, 1987). En este caso:

$$\tan(\theta) = J = -\frac{dq}{dP_{wf}} \quad (\text{Ec.12})$$

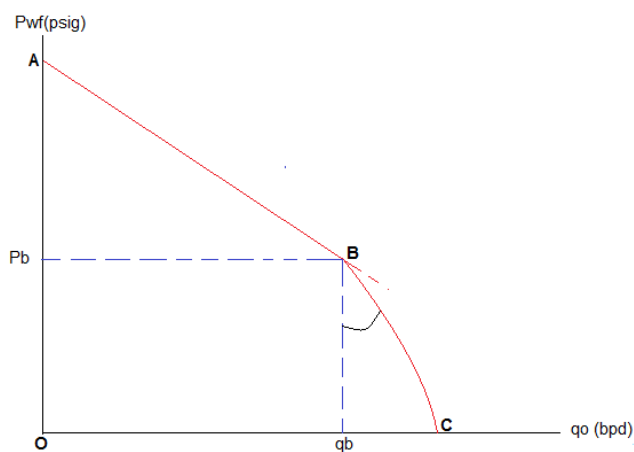


Figura 4. IPR de un pozo con presencia de gas

Fuente:

Las figuras 3 y 4 se las conoce como curvas de IPR, “Inflow Performance Relationship”.

❖ **Importancia del IPR de un Pozo**

Antes de decidir cualquier acción respecto a la capacidad de producción de un pozo o a la necesidad de un trabajo de reacondicionamiento y/o estimulación, se debe establecer el respectivo IPR (Nind, 1987).

Consideremos el siguiente caso:

Un pozo ha estado produciendo mediante bombeo a una tasa aproximada de 500 bpd y BSW 0%. Con el tiempo declina a 400 bpd, situación que se puede presentar por una de las dos siguientes consideraciones. (Romero, 1975)

El yacimiento no es capaz de producir más de los 500 bpd o existe algún problema mecánico que afecta la eficiencia de bombeo. Antes de pensar en sustituir la bomba es mejor saber que ocurre con el IPR del pozo. Supongamos que existen las dos alternativas mostradas en la Figura 5. (Romero, 1975)

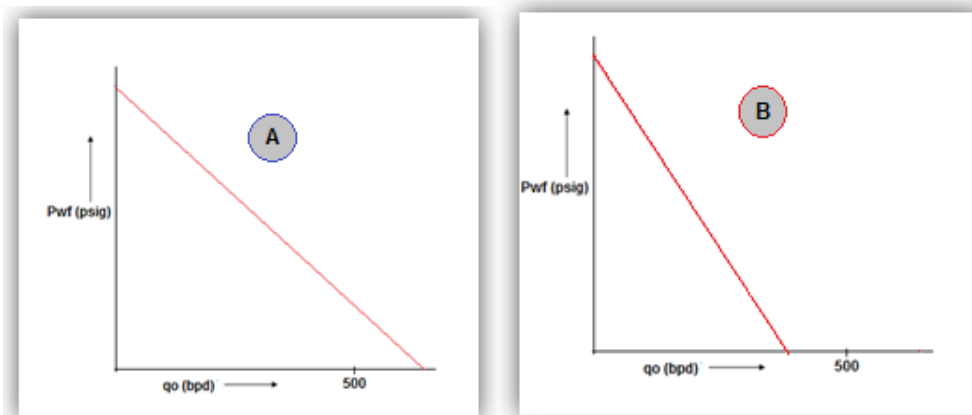


Figura 5. Curvas de IPR

Fuente: (Romero, 1975)

Si la situación es la representada en la curva A únicamente un trabajo de estimulación, acidificación o fracturamiento, aumentará la producción del pozo.

Si el IPR fuera el que se muestra en la curva B se requiere un trabajo de reacondicionamiento mecánico del equipo para aumentar la producción sobre los 500 bpd. (Romero, 1975)

CAPÍTULO II.

CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO Y RAZONES PARA LA BAJA PRODUCTIVIDAD

Cualquier restricción al flujo de fluidos hacia la boca del pozo se denomina daño que causa reducción en la capacidad de producción o de inyección. El análisis comprende desde cuando los fluidos llegan a la boca del pozo y finalizan su recorrido en las facilidades de superficie. Se discuten los diferentes tipos de problemas y su origen, empezando por definir las regiones en las que se divide la formación según el perfil de presiones. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

2.1 Regiones de la formación: Matriz crítica y yacimiento

La matriz crítica inicia en la boca del pozo y se extiende hasta una distancia corta dentro del yacimiento, aproximadamente de unos 6 a 8 pies. Dentro de esta zona la presión declina rápidamente. (Correa, 2012)

El yacimiento como tal se extiende radialmente desde el límite de la matriz crítica hasta el radio de drenaje, donde la presión no cambia con el flujo. Generalmente en esta zona no se presenta daño de formación. (Correa, 2012)

En la Tabla I se indican los cambios de presión conforme aumenta la distancia desde la boca del pozo hasta el límite de drenaje, ocurriendo la mayor caída en los primeros 20 pies, lo cual es cierto aun cuando la permeabilidad del yacimiento sea homogénea. Si hay daño dentro de la matriz crítica el efecto en la tasa de flujo es considerable, porque dicho daño provocará un Índice de Productividad menor que el correspondiente a una zona no dañada, valores que se relacionan mediante la eficiencia de flujo. (Correa, 2012)

Distancia desde el centro del pozo (pies)	Presión de la formación (psig)
7/24	500
1	576
2	619
5	676
20	762
100	862
932	1000

Tabla I. Cambio de presión en función de la distancia

Fuente: Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, NIND

De acuerdo a la Tabla I la caída de presión en los 20 primeros pies es de 262 psig, que representa más del 50% del ΔP total.

2.2 Tipos de daño

Por su mecanismo de creación el daño puede ser natural o inducido. El primero es consecuencia de la producción del yacimiento y el segundo es el resultado de operaciones como perforación, completación y/o reacondicionamiento. A continuación explicaremos el mecanismo de creación y las causas que originan los tipos más comunes de daño (Economides & Nolte, 2000).

2.2.1 Natural

Puede ser debido a:

❖ Emulsión

Islas Silva, 1991 dice que es una dispersión de dos fluidos inmiscibles separados en la fase de contacto por un agente emulsificante, partículas finas, material asfáltico o salmuera de la formación (agua salada)

Las emulsiones naturales o inducidas reducen drásticamente la permeabilidad de la matriz debido al taponamiento del canal de flujo.

❖ Depósitos Orgánicos

Por causa de:

✓ **Asfaltenos**

Ciertos crudos asfálticos producen precipitados en forma pastosa dentro de la formación debido al desequilibrio y rompimiento de la membrana aislante que separa las partículas coloidales de alto peso molecular, lo cual ocurre con altas caídas de presión, combinación química o efectos eléctricos (Economides & Nolte, 2000).

✓ **Parafinas**

Son alcanos de alto peso molecular cuya precipitación se debe a una pérdida de solubilidad ocasionada por cambios de temperatura, presión o composición de crudo (Hill, Liétard, Piot, & King).

❖ **Migración de finos**

Los fluidos del yacimiento pueden transportar partículas como limos y arcillas que se acumulan en la zona cercana a la boca del pozo en un radio de 3 a 5 pies (Kalfayan, 2000).

❖ **Arcillas hinchables**

Las más comunes son las esméctitas que pueden incrementar el volumen en un 600% por la absorción de agua en su estructura, disminuyendo considerablemente la permeabilidad debido a la reducción del diámetro de los poros de la formación (Islas Silva, 1991).

❖ Escalas

Son componentes químicos solubles en el agua de formación que se precipitan fuera de la solución, influenciados por caídas de presión, temperatura, gases disueltos, viscosidad de flujo y tipo de metal (Economides & Nolte, 2000). Entre las más comunes están el carbonato de calcio, sulfato de calcio y bario. Las escalas obstruyen los punzados, equipos de completación de fondo, tubería de revestimiento y de producción, válvulas y bombas. Con el tiempo disminuirá la producción pudiéndose llegar al abandono del pozo (Lake, 2007).

❖ Hidratos

La mezcla de agua libre y gas natural a altas presiones y bajas temperaturas permite la formación de hidratos. La acumulación, intensidad y ubicación de los hidratos en un pozo depende del régimen de operación, gradiente geotermal, composición del fluido. Por lo general se producen cuando se cierra el pozo generando un tapón de sólidos que es capaz de bloquear la tubería. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

❖ Yacimientos con baja permeabilidad

Son aquellos cuya permeabilidad es menor a 1 md debido a problemas de depositación y diagenéticos como precipitación de arcillas, cementación masiva (Society of Petroleum Engineers, 2007).

2.2.2 Inducido

Es originado por las diferentes operaciones que se realizan en el pozo. Entre las principales causas tenemos:

❖ Sólidos y filtrado del lodo de perforación

Durante la perforación los sólidos del fluido se adhieren a las paredes y penetran a la formación si su diámetro es menor que el de los poros, ocasionando que incremente la saturación de agua y que se reduzca la permeabilidad efectiva al petróleo y al gas (Islas Silva, 1991).

Generalmente la profundidad de invasión es hasta de 12 pulgadas. La fase líquida del lodo penetra más profundamente que la sólida produciéndose una interacción química entre el filtrado y los componentes de la formación. La situación se agrava cuando se producen procesos de hidratación como el hinchamiento de las arcillas (Economides & Nolte, 2000).

Recomendación.- Para minimizar el daño, cuando se perfora es conveniente atravesar rápidamente las formaciones productoras porque se reduce el tiempo de contacto del lodo con el yacimiento o utilizar un fluido compatible con la formación. Además el lodo debe contener la menor cantidad de sólidos posibles como cortes y que no reaccionen ni química ni físicamente con la roca yacimiento.

❖ **Sólidos y filtrado del cemento**

Los criterios analizados para el caso del lodo también se aplican para el cemento, pero con este material la pérdida de fluido es mucho mayor. Además el filtrado contiene calcio soluble que produce una sustancia cementante con los materiales silicios de los granos (Islas Silva, 1991).

Recomendación.- El cemento no debe filtrarse en la formación para lo cual se utilizan aditivos; además se deben bombear lavadores por delante del cemento para facilitar la remoción del lodo y del revoque o costra.

❖ **Daño por el tratamiento ácido**

Economides & Nolte, 2000 dice que los problemas encontrados en los pozos pueden también ocurrir durante el tratamiento de acidificación, debido a:

- Los ácidos pueden arrastrar materiales de la tubería hacia la formación.
- Los surfactantes utilizados para dispersar sólidos e inhibir la corrosión en la tubería, pueden originar emulsiones.
- Bloqueo por agua.

Además cuando se inyectan grandes volúmenes de ácidos en la formación es mayor el riesgo de depositación de parafinas y asfaltenos.

❖ Bacterias

Las condiciones para el crecimiento bacteriano son amplias y entre ellas están: temperaturas de -11 a 120°C, valores de pH entre 1 y 11, altas salinidades y presiones hasta 25000 psi (Economides & Nolte, 2000). La clasificación bacteriana es:

- Aeróbica, que requieren oxígeno.
- Anaeróbica, crecimiento inhibido por oxígeno.
- Facultativas, cuyo desarrollo se adapta a un ambiente con o sin oxígeno.

❖ Bloqueo por agua de formación

El agua puede ocasionar el bloqueo del flujo de fluidos en rocas de baja permeabilidad. Los espacios porosos o fracturas naturales por donde fluyen los hidrocarburos se saturan con agua. La notable diferencia de movilidad y viscosidad entre los fluidos impiden el desplazamiento del crudo (Lake, 2007).

La invasión de fluidos ocasiona que la saturación del agua en la vecindad del pozo aumente de un 20 a 35%, provocando una disminución en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos de un 90- 30%, respectivamente, como se muestra en la Figura 6.

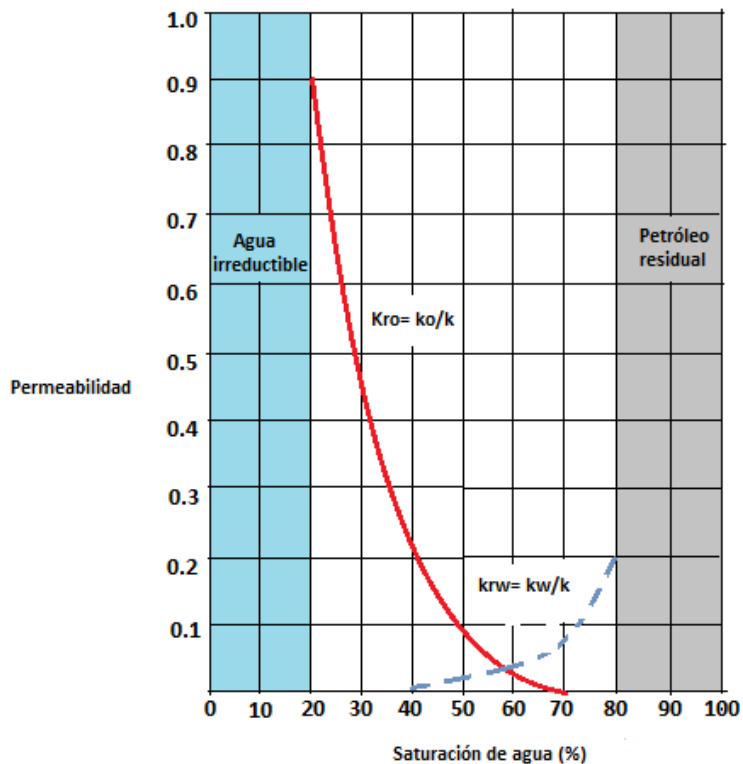


Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa

Fuente: Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, NIND

2.3 Otras razones para la baja productividad

Las principales son:

2.3.1 Presión insuficiente o Agotamiento

El agotamiento de la presión del yacimiento se debe a la recuperación primaria que se inicia desde el descubrimiento del campo y continúa hasta que los métodos originales no son lo suficientemente capaces para producir a tasas rentables. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

Para aumentar la vida fluyente de los pozos y mejorar la cantidad recuperada del POES se deben emplear métodos de mantenimiento de presión, que consisten en la inyección de fluidos como agua y gas durante la producción primaria del yacimiento. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

La inyección de agua proporciona mayor eficiencia de desplazamiento y barrido debido a una favorable relación de movilidad. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

2.3.2 Capacidad insuficiente de la tubería y de las facilidades superficiales

Tiene su origen en el inadecuado diseño y posterior selección de las tuberías, ocasionando que el flujo de fluidos sea ineficiente. Tuberías demasiado pequeñas provocarán mayores pérdidas por fricción, limitando la producción. Por otra parte una sarta muy grande provocará flujo inestable que puede complicar las operaciones en el pozo. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

Para evitar estos problemas de diseño es necesario realizar un análisis nodal cuyo objetivo es determinar el comportamiento de un sistema en producción, permitiendo estimar las tasas de flujo, seleccionar el tamaño de las tuberías del pozo y de las líneas superficiales, establecer las presiones del cabezal y el tamaño del “choke” de superficie, estimar el agotamiento de la presión del yacimiento e identificar las restricciones al flujo. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

La cantidad de petróleo producido depende de la caída de presión total en el sistema de producción, que es la suma de las caídas de presiones a través de varios componentes que ocurren cuando el fluido fluye a través del yacimiento al pozo, por el tubing, cabezal, “choke” y líneas de superficie. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

La Figura 7 representa tres combinaciones del componente “outflow” A, B y C. Si la curva A no intercepta la de “inflow”, el sistema no fluirá. Con las opciones B y C se producirán a una tasa dada, definida por la intersección de esas curvas con la de “inflow” (C más que B). (Society of Petroleum Engineers, 2007)

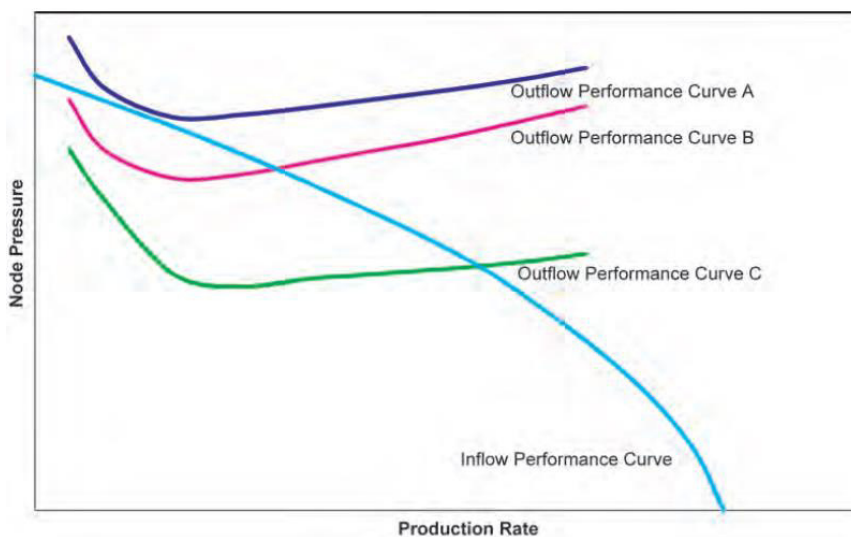


Figura 7. Análisis nodal

Fuente: (Society of Petroleum Engineers, 2007)

2.4 Métodos para evaluar el daño de formación

Los métodos más comunes para cuantificar la magnitud del daño de formación son:

2.4.1 Horner

Considera flujo en estado no estable, transiente. (Lee, 1982). Su ecuación es:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.4q_o\mu\beta}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (\text{Ec.13})$$

Donde

P_{ws} : Presión de fondo durante el cierre o la restauración, psi

Δt : Tiempo de cierre, horas

t_p : Tiempo de producción, horas

q_o : Tasa de producción del petróleo, BFPD

B : Factor volumétrico del petróleo, RB/STB

r_e : Radio de drenaje, pies

μ : Viscosidad, cp

C_t : Compresibilidad total, 1/psi

Φ : Porosidad, adimensional

r_w : Radio del pozo, pies

k : Permeabilidad, md

h : Espesor de la formación, pies

En escala semi – log la relación entre P_{ws} y $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ es una línea recta (Lee, 1982), como se muestra en la Figura , donde:

$$P_{ws} = a - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Siendo:

$a = P_i$ (Intercepto, psi)

$$m = \frac{162.6q_o\beta\mu}{kh} \text{ (pendiente, psi/ciclo)}$$

El valor de la presión inicial del yacimiento se puede estimar extrapolando el tiempo de cierre, Δt , para valores muy grandes ($\Delta t \rightarrow \infty$), donde la relación $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ tiende a 1. La suposición es válida si el pozo se cierra cuando el yacimiento ha producido por poco tiempo. (Lee, 1982)

La permeabilidad se puede obtener a partir de la pendiente de la recta, m , por la ecuación:

$$k = \frac{162.4q_o\beta}{mh} \tag{Ec.14}$$

El efecto skin se calcula mediante la ecuación:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf @ \Delta t=0}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) + 3.23 \right] \tag{Ec.15}$$

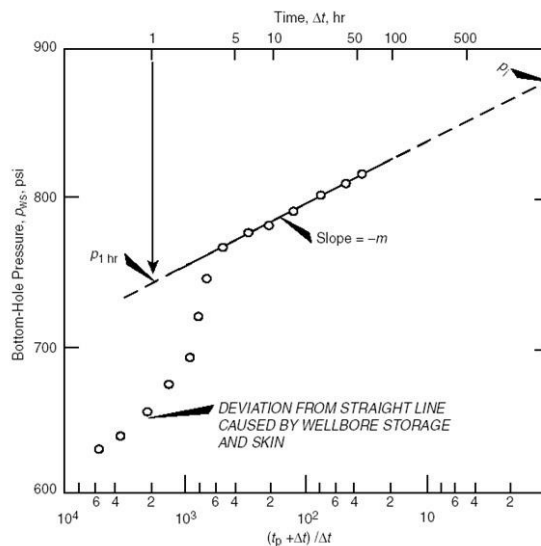


Figura 8. Curva de “Build Up”

Fuente: (Lee, 1982)

2.4.2. Miller, Dyes y Hutchinson, MDH

Se aplica cuando el pozo ha producido por suficiente tiempo para alcanzar un estado de flujo pseudo – estable ($t_p \gg \Delta t$) y el radio de investigación es cercano a r_e . (Lee, 1982). En este caso se considera la ecuación:

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \cong \log(t_p) - \log(\Delta t) \quad (\text{Ec.16})$$

Reemplazando en la Horner, ecuación 13, obtenemos:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.4q_o\mu\beta}{kh} \left[\log(t_p) - \log(\Delta t) \right] \quad (\text{Ec.17})$$

La relación entre P_{ws} y Δt en escala semi – log da una pendiente m positiva, que es la misma del método de Horner. (Lee, 1982)

Con el MDH no se puede obtener la P^* o P_i , es decir no se debe extrapolar la línea recta del gráfico semilogarítmico. (Amanat, 2004). Las ecuaciones 16 y 17 son utilizadas para determinar la permeabilidad y el “skin factor”, respectivamente.

2.4.3 Matthews, Brons y Hazebroek, MBH

Se fundamenta en correlaciones teóricas entre la presión extrapolada, P^* y la promedio actual, \bar{P} , para varias configuraciones del área de drenaje. La presión extrapolada P^* no es la promedio verdadera del yacimiento. (Amanat, 2004)

El método MBH no requiere datos más allá de la región de tiempo medio y es aplicable a una amplia variedad de formas de área de drenaje, cuyo tamaño y forma deben ser conocidos así como las propiedades de la roca y de los fluidos. (Lee, 1982)

2.4.4. Muskat

El método de Muskat aplica una gráfica de ensayo y error con varios valores de \bar{P} estimado; obteniéndose una línea recta para el \bar{P} correcto. La Figura 9 ilustra este concepto: Si \bar{P} es elevada, la recta será cóncava hacia arriba; si es baja la gráfica será cóncava hacia abajo. (Amanat, 2004)

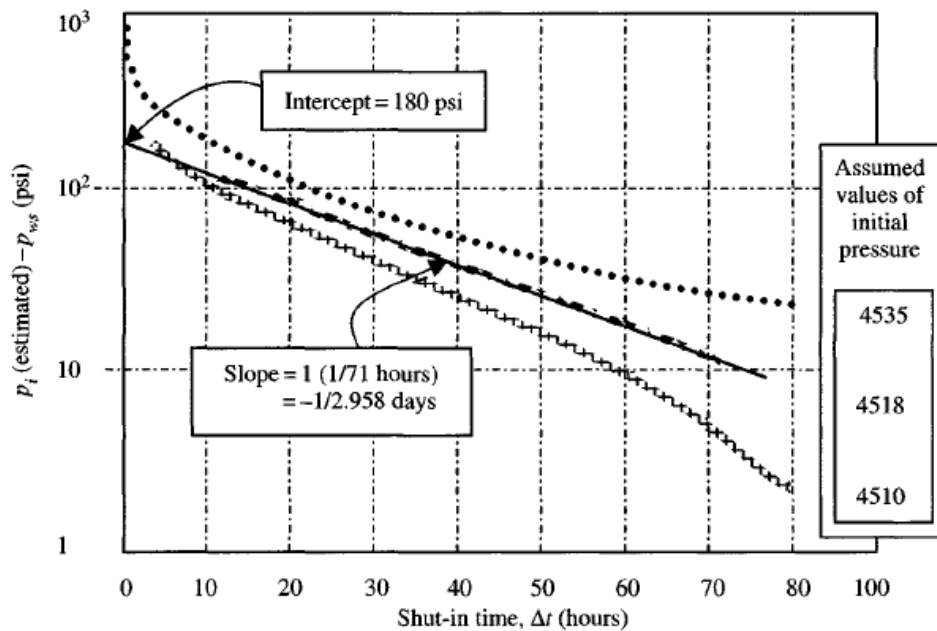


Figura 9. Gráfico ejemplo Muskat

Fuente: (Amanat, 2004)

Como el método se desarrolla en flujo estable es conveniente trabajar con los últimos 10 valores de una prueba de “Build Up”. (Amanat, 2004).

CAPÍTULO III.

ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Es el proceso mediante el cual se crean nuevos canales en el yacimiento con la finalidad de facilitar el flujo de fluidos a través de las formaciones. Permite incrementar la producción de hidrocarburos en pozos productores, aumentar la inyección de fluidos en los inyectores y optimizar los patrones de flujo para procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

Las técnicas de estimulación más aplicadas en el oriente ecuatoriano son acidificación y fracturamiento hidráulico.

2.5 Acidificación

Originalmente fue aplicada en formaciones de carbonatos para disolver la roca. Posteriormente, formulaciones especiales de ácidos se utilizaron para remover los

materiales inducidos por los fluidos de perforación y de completación o por las operaciones de producción (Crowe, Masmonteil, & Thomas, 1992). Los métodos de acidificación pueden ser:

a) Matricial

Se emplea para remover el daño originado en las cercanías de la boca del pozo. Consiste en la inyección de ácidos a una presión inferior a la de fractura con el fin de mejorar la permeabilidad en dicha zona, sin afectar en gran medida al yacimiento como tal (Abdulaziz, 2003).

b) Fractura Ácida

Emplea ácidos con una presión de inyección mayor a la de la formación para fracturar el yacimiento o abrir las fracturas existentes (Williams, Gidley, & Schechter, 1979). De esta manera se crean canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de una parte de la matriz. Generalmente se inyecta HCl al 15%, creando no solo largos agujeros de gusano “wormholes” sino también canales irregulares en la superficie de la fractura, asegurando comunicación con la boca del pozo al finalizar la operación y eliminando la necesidad de apuntalantes (Davies & Kelkar, 2007).

c) Lavado Ácido

Remueve escalas, parafinas, bacterias y otros materiales del tubing y casing, siendo utilizado en la limpieza de bombas electro-sumergibles. Consiste en el bombeo de una

pequeña cantidad de ácido a la profundidad deseada hasta que reaccione con los depósitos de escala (Williams, Gidley, & Schechter, 1979), como se muestra en la Figura 10.

Hongjie & Holditch, 2007 dice que generalmente se utiliza ácido clorhídrico al 15%, obteniéndose un incremento de producción de hasta el 50%.

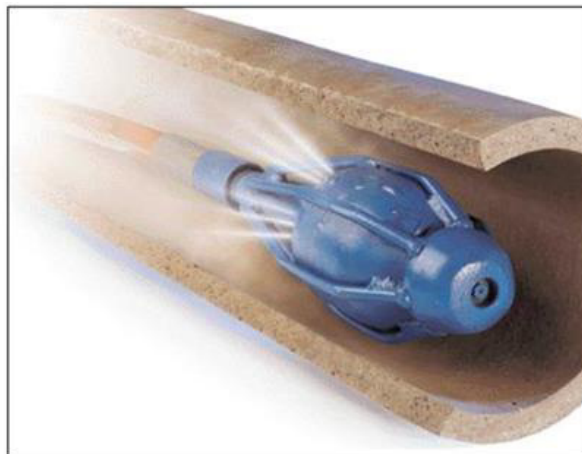


Figura 10. Limpieza de tubería utilizando coiled tubing

Fuente: Hongjie, X., & Holditch, S. (2007). p9.

2.5.1 Tipos y propiedades de ácidos disponibles

Kalfayan, 2000 dice que un ácido sea considerado como fluido de tratamiento tiene que cumplir con los siguientes requerimientos:

- Reaccionar con carbonatos u otros minerales para formar productos solubles
- Ser capaz de inhibirse con la finalidad de prevenir la corrosión en el pozo

Otras consideraciones importantes son la disponibilidad, costo y seguridad de almacenamiento y manejo.

Existen muchas formulaciones disponibles pero solo cuatro cumplen con los requerimientos de la industria petrolera: ácido clorhídrico, fluorhídrico, acético y fórmico, agrupándose en orgánicos e inorgánicos:

i. Orgánicos

Son utilizados principalmente en operaciones donde se requiere un largo tiempo de contacto entre la tubería y el ácido, debido a que la corrosión originada es baja, siendo inhibidos a altas temperaturas (Williams, Gidley, & Schechter, 1979). Los más comunes son:

a) Acético (CH_3COOH)

Puede estar en contacto con el tubing o el casing por días sin causar una corrosión severa, debido a que se ioniza parcialmente con el agua. Se aplica en una concentración del 10% ya que uno de sus productos de reacción, el acetato de calcio, tiene una solubilidad limitada (Williams, Gidley, & Schechter, 1979). Se utiliza en pequeñas cantidades y para aplicaciones especiales

b) Fórmico

Se emplea generalmente con una concentración del 10% disolviendo la misma cantidad de caliza que la que disolvería el ácido clorhídrico al 8%. (Kalfayan, 2000)

Debido a que es más fuerte que el acético es más corrosivo. Por ser más débil que el clorhídrico ocasiona corrosión uniforme y con menos picaduras. Su uso está limitado por temperaturas de hasta 350°F (Islas Silva, 1991).

ii. Inorgánicos

Tienen una gran capacidad de disociación proporcionando una mayor cantidad de roca disuelta. Los más comunes son:

a) Clorhídrico (HCl)

La mayoría de los tratamientos ácidos para rocas calcáreas emplean HCl debido a su bajo costo y a que sus productos de reacción son solubles en el agua. Su desventaja es la corrosión de recubrimientos metálicos, que es muy significativa y costosa de controlar a temperaturas sobre 250°F (Coulter Jr, Hendrickson, & Martinez).

b) Fluorhídrico (HF)

Es el único que permite la disolución de minerales silícicos como arcillas, feldespatos, cuarzo, debido a que su área superficial es mayor comparada con la de otros ácidos (Islas Silva, 1991).

Su uso es exclusivo para formaciones silícicas con un contenido calcáreo menor al 20%, ya que produce precipitados insolubles en el agua al reaccionar con los minerales calcáreos y con los iones positivos de cloruro de sodio (Kalfayan, 2000).

c) Fluobórico

Fue desarrollado para generar lentamente HF a condiciones de formación debido a que la reacción del ácido fluorhídrico con las arcillas es muy rápida, lo que originaba que tenga poca penetración antes de gastarse. Su poder de disolución es similar al del sistema HF-HCl, con la ventaja de que no origina grandes cantidades de precipitados. En ciertos casos se lo emplea como un pre flujo para evitar la desestabilización de los finos y como un post flujo asegurando mayor penetración. Es recomendado en la estimulación de areniscas, ya que evita el daño originado por los precipitados de potasio (Islas Silva, 1991).

iii. Mezclas de Ácidos

Las principales son:

- **Acético- Clorhídrico y Fórmico- Clorhídrico**

Son útiles en carbonatos y su aplicación es casi exclusiva para formaciones a altas temperaturas donde los costos de inhibición son elevados. Se los considera retardadores por la presencia del ácido orgánico (Williams, Gidley, & Schechter, 1979).

- **Fórmico-Fluorhídrico**

Es útil en areniscas y en algunas ocasiones es empleada en aplicaciones a altas temperaturas, porque es menos corrosiva comparada con la mezcla HF-HCl (Williams, Gidley, & Schechter, 1979).

iv. Especiales

Son caros y utilizados en casos específicos. Entre ellos tenemos los sulfámico y cloroacético, que son solubles en el agua por ser sólidos, facilitándose su transportación a locaciones remotas. El cítrico y el láctico se utilizan como aditivos para evitar la precipitación de hierro (Islas Silva, 1991).

2.5.2 Aditivos Requeridos

El uso de ácidos puede crear un sin número de problemas, entre ellos: corroer el acero, dañar la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos y alteración de la mojabilidad (Islas Silva, 1991). Por estas razones es imprescindible el

uso de aditivos, cuya selección dependerá de las condiciones de cada pozo. Los más comunes son:

i. Inhibidores de corrosión

Son químicos que retardan la acción corrosiva del ácido durante todo el proceso de estimulación, mediante la formación de una película que actúa como barrera entre el ácido y la superficie metálica. No detienen completamente la reacción, pero disminuyen del 95 - 98% la pérdida de metal (Kalfayan, 2000).

Islas Silva, 1991 dice que los factores que influyen en su comportamiento son: tipo de metal, temperatura, tiempo de contacto, tipo y concentración del ácido.

ii. Surfactantes

Son empleados en la estimulación matricial para demulsificar el ácido y el petróleo, permitiendo reducir la tensión superficial. Por otra parte alteran favorablemente la mojabilidad de la formación, incrementan la velocidad de limpieza, evitan el hinchamiento o dispersión de arcillas y previenen la formación de lodos que pueden estar constituidos por asfaltenos, resinas y parafinas (Economides & Nolte, 2000).

iii. Aditivos para Control de Hierro

Según Islas Silva, 1991 las principales fuentes de hierro son los productos de provenientes de la corrosión en las paredes de la tubería, de la escala y de los minerales que contienen hierro.

La mayoría de los agentes de control actúan como secuestradores de oxígeno. De esta manera se previene la oxidación de los iones ferrosos a férricos, manteniéndose el hierro en solución y previniéndose la precipitación de Fe^{3+} (Coulter Jr, Hendrickson, & Martinez)

iv. Agentes Gelificantes

Son polímeros solubles en agua que incrementan la viscosidad del ácido reduciendo su inyectividad. Se los emplea en formaciones a baja temperatura debido a que se degradan rápidamente en la solución ácida a más de 130°F (Economides & Nolte, 2000).

v. Reductores de Fricción

Polímeros orgánicos que al disolverse en el ácido reducen la caída de presión. Normalmente se emplean en tratamientos de pozos profundos; siendo la concentración recomendada de 0.1 - 0.3% en peso (Kalfayan, 2000).

vi. Agentes Desviadores

Sólidos que taponan temporalmente zonas de alta permeabilidad con la finalidad de que el fluido de tratamiento contacte uniformemente el yacimiento. Los más utilizados son el ácido benzoico, partículas de cera y sal (Coulter Jr, Hendrickson, & Martinez).

vii. Estabilizadores de Arcillas

Previenen la migración y/o hinchamiento de arcillas, siendo los más comunes las aminas policuaternarias que deben bombearse con el preflujo antes de inyectar el HF, con el fin de proteger a las arcillas de iniciales cambios iónicos. La concentración recomendable es de 0.1 a 2% en peso (Economides & Nolte, 2000).

2.5.3 Aplicación del Tratamiento Matricial

Los tratamientos matriciales recomendados para areniscas y calizas se presentan a continuación.

3.1.3.1. Acidificación de areniscas

Consiste en el bombeo secuencial de tres fluidos: preflujo, ácido principal y postflujo

❖ **Preflujo**

Según Portier & Vuataz, 2007 el objetivo del preflujo es disolver los carbonatos antes de bombear el ácido principal. Además desplaza el agua de la boca del pozo minimizando el contacto directo del ácido con los iones de sodio y potasio, evitando el daño ocasionado por precipitados insolubles.

Generalmente se emplea HCl con una concentración del 5 al 15% en peso y/o ácidos orgánicos como el acético y el fórmico para aplicaciones de alta temperatura (Kalfayan, 2000).

❖ **Ácido Principal**

Portier & Vuataz, 2007 dice que el propósito es disolver partículas silíceas que disminuyen la permeabilidad cercana a la boca del pozo. Generalmente se emplea 3% HF y 12% HCl, en peso.

El volumen recomendado es de 25-200 gal/pie o mayor, dependiendo de la permeabilidad de la formación, sensibilidad al ácido, del tipo y severidad del daño (Kalfayan, 2000).

❖ Fluidos de desplazamiento o postflujos

Son una parte importante del tratamiento debido a que desplazan el ácido principal no reactivo unos 3 a 4 pies dentro de la formación y los productos de reacción fuera de la boca del pozo (Islas Silva, 1991). Adicionalmente eliminan los problemas de permeabilidad relativa ocasionados por ciertos inhibidores de corrosión. Generalmente se emplea una solución del 2 al 8% de cloruro de amonio (Kalfayan, 2000).

i. Tasas de Inyección

Dependen de la presión de inyección y se estiman mediante la ecuación de Darcy para flujo radial, representada como:

$$q_{i\max} = \frac{4.917 \times 10^6 kh \left[(g_f \cdot H) - \Delta P_{\text{safe}} - P \right]}{\mu\beta \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (\text{Ec. 18})$$

Donde

$q_{i\max}$: Tasa de inyección (bpm)

K: Permeabilidad de la formación dañada (mD)

h: Espesor de la formación (pies)

g_f : Gradiente de fractura (psi/pie)

H: Profundidad (Pies)

P_{safe} : Rango de presión de seguridad (200 a 500 psi)

- P: Presión del reservorio (psi)
- μ : Viscosidad (cp)
- B: Factor volumétrico de la formación (cercano a la unidad)
- re: Radio de drenaje (Pies)
- rw: Radio de la boca del pozo (Pies)
- s: Factor de piel (adimensional)

No se recomienda bombear grandes volúmenes de ácido debido a que no remueven el daño residual sino que pueden debilitar la matriz crítica.

ii. Concentración del ácido

Islas Silva, 1991 dice que debe ser seleccionada en base a las características de la formación como permeabilidad, porosidad y mineralogía.

iii. Aditivos para el tratamiento

En base al el tipo, volumen y concentración del ácido se seleccionan los aditivos, siendo el principal el inhibidor de corrosión. Se pueden necesitar otros aditivos, dependiendo de las condiciones del pozo, características de la formación y tipo de fluidos (Kalfayan, 2000).

El uso excesivo de aditivos puede ocasionar un daño mayor al que originalmente existía. Algunos ocasionarán problemas en las facilidades de producción como la formación de emulsiones y/o de espumas. Por otra parte, el uso de múltiples aditivos puede originar problemas de incompatibilidad entre ellos (Economides & Nolte, 2000).

iv. Métodos de colocación del ácido

Si no existe una adecuada colocación del ácido, el tratamiento puede fallar porque la zona de interés debe estar en contacto con los fluidos de estimulación (Economides & Nolte, 2000).

Existe dos métodos que pueden ser empleados: colocación mecánica y desviación química.

❖ Colocación Mecánica

Fue el primer método utilizado para mejorar el contacto con el intervalo tratado. Actualmente se cuenta con las siguientes alternativas para divergencia (Abdulaziz, 2003):

- **Sistema de Packers**

Según Abdulaziz, 2003 aíslan secciones en las zonas de tratamiento permitiendo que el ácido sea inyectado dentro de un determinado intervalo.

La Figura 11 se muestra la colocación mecánica del fluido de tratamiento usando tubería flexible combinada con un sistema de packers que aísla la zona de interés.

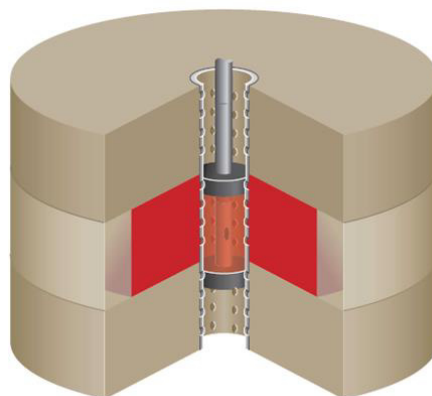


Figura 11. Tratamiento con sistemas de packers

Fuente: Abdulaziz, A. K. (2003). Stimulate the Fluid. Saudi Arabia.p.45

- **Bolas sellantes**

Se han usado ampliamente debido a su bajo costo y facilidad de operación. No son un método tan confiable, pero bajo condiciones apropiadas pueden dar resultados favorables (Kalfayan, 2000). Son bolas fabricadas de nylon o de materiales biodegradables que se bombean en el fluido de tratamiento y se adhieren a las perforaciones, creando un sello temporal. Así el ácido se desvía a otras perforaciones a medida que el tratamiento progresa. Se agregan al fluido mediante un equipo especial y son removidas de las perforaciones una vez que la inyección ha finalizado (Abdulaziz, 2003).

En la Figura 12 se muestra como las bolas sellantes crean un taponamiento temporal en las perforaciones que aceptan la mayor cantidad de fluido, permitiendo que entre a las zonas menos permeables.

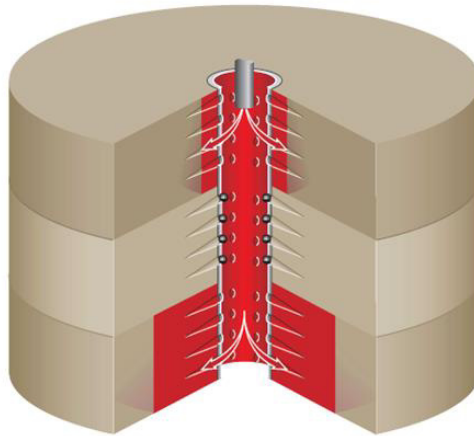


Figura 12. Método de divergencia usando bolas sellantes

Fuente: Abdulaziz, A. K. (2003). Stimulate the Fluid. Saudi Arabia.p.45

- **Tubería flexible (Coiled Tubing)**

Debido a su versatilidad es una herramienta útil en la colocación del ácido, especialmente en tratamientos pequeños y/o cuando el daño está cercano a la boca del pozo. Existen varios diámetros pero los más comunes son: los de 1 ¼", 2, 2 3/8" y 2 7/8" (Kalfayan, 2000)

- ❖ **Desviación Química**

Consiste en el empleo de divergentes químicos que son materiales solubles en ácido, agua e hidrocarburos. Se puede emplear sal en grano y partículas de ácido benzoico para

crear un taponamiento temporal en fracturas de alta permeabilidad, canales, fisuras, mientras el ácido es desviado a zonas de baja permeabilidad. Cuando el tratamiento se completa, el ácido gastado disolverá la sal restaurando la permeabilidad (Economides & Nolte, 2000).

Las espumas también son efectivas para desviar el ácido de una zona de alta permeabilidad a la de interés. Se producen por la inyección de nitrógeno en un fluido que contiene surfactante. Debido a que pierden rápidamente su eficacia se las mezcla con polímeros y agentes gelificantes para incrementar su estabilidad y reología. Son inestables a altas temperaturas y en presencia de hidrocarburos (Kalfayan, 2000).

3.1.3.2. Acidificación de carbonatos

Existen dos tipos de tratamientos recomendables para carbonatos. El primero es la acidificación matricial empleado en formaciones que presentan daño y el segundo es el fracturamiento ácido utilizado tanto para formaciones con o sin daño (Davies & Kelkar, 2007).

A continuación analizaremos los procedimientos que se pueden aplicar para cada uno de los tipos de tratamiento son:

i. Acidificación matricial convencional

Las etapas son:

- **Preflujo**

Kalfayan, 2000 dice que remueve la escala orgánica e inorgánica mediante solventes orgánicos, como el xileno y ácido clorhídrico al 3- 5%, respectivamente. Adicionalmente permite desplazar el petróleo del área cercana a la boca del pozo y prevenir la formación de emulsiones y/o lodo.

- **Etapas ácida**

Permite remover o bypasear el daño de formación. Generalmente se emplea del 15 al 28% de HCl, siendo el volumen de tratamiento de 25-100 gal/pie, dependiendo de porosidad y la profundidad del daño (Gdanski, 2005).

Según Economides & Nolte, 2000 la penetración del ácido en una formación de carbonatos no es uniforme debido a las heterogeneidades de la estructura porosa, lo que ocasiona que ciertos canales sean más profundos que otros; sin embargo es suficiente para remover el daño de formación.

- ❖ **Concentración del ácido**

Debe ser seleccionado en base a las características de la formación.

❖ **Colocación**

Un tratamiento exitoso requiere de una adecuada colocación del ácido en todo el intervalo tratado. La divergencia para carbonatos es más complicada que la de areniscas debido a la gran solubilidad de las rocas carbonatadas, eliminando el uso de partículas divergentes tales como, sal, ácido benzoico y resinas de petróleo (Davies & Kelkar, 2007).

Existen tres métodos efectivos de colocación:

- Bolas sellantes
- Ácidos gelificados “Gelled acid”
- Ácidos espumados “Foamed”

Según Kalfayan, 2000 las bolas sellantes en combinación con altas tasas de inyección proveen la suficiente divergencia. Un método más efectivo es el uso de ácidos gelificados o viscosos, que pueden ser usados en tratamientos a bajas tasas de inyección.

ii. Fracturamiento ácido de carbonatos

Es usada para crear canales de flujo no uniformes altamente conductivos en las superficies de las fracturas (Davies & Kelkar, 2007).

Existen dos métodos que se emplean en fracturamiento hidráulico. El primero consiste en fracturar la formación con un gel altamente viscoso no reactivo acompañado por agua gelificada y posteriormente se bombea HCl al 15% en peso o una mezcla de ácidos para originar la fractura. El segundo se utilizan ácidos gelificados, emulsificados o químicamente retardados para crear fracturas y microfracturas en dolomitas y calizas (Gdanski, 2005).

2.5.4 Acidificación de una fractura cerrada

Se debe bombear una etapa final de ácido llamado closed fracture acidizing, “CFA” para mantener abierta la fractura, maximizando así el influjo final en formaciones cuya solubilidad es relativamente baja en HCl, lo que hace que finos insolubles pueden quedarse en la fractura y por lo tanto restrinjan la reacción adicional del ácido. Se requiere inyectar un pequeño volumen de ácido a bajas tasas antes de que los canales creados en la fractura se cierren (Kalfayan, 2000).

2.6 Fracturamiento hidráulico

Es una técnica que consiste en inyectar un fluido viscoso a presión superior a la de la formación, superando la resistencia a la tensión de la roca y creando canales o fracturas de alta permeabilidad. (Urquizo, 2004)

Cuando la presión permanece mayor a la tensión que ejerce la roca yacimiento se crea una fractura originando espacios con mayor permeabilidad por los cuales fluyen los fluidos hacia la boca del pozo. (Urquiza, 2004)

Las fracturas formadas sobrepasan la zona de daño, aumentando el área de flujo y manteniendo los canales abiertos por medio de un agente apuntalante, incrementándose la producción y maximizándose la recuperación de hidrocarburos. (Urquiza, 2004)

2.6.1 Objetivos

- Eliminar y/o disminuir el daño de formación
- Incrementar la permeabilidad de la arena productora y la producción del yacimiento.
- Optimizar la recuperación de hidrocarburos.
- Mejorar la inyectividad para propósitos de recuperación secundaria. (Gidley, 1989)

2.6.2 Consideraciones de diseño

Las dos razones fundamentales por las cuales se debe realizar fracturamiento en un pozo son para incrementar la inyectividad y aumentar la producción. (Urquiza, 2004)

La Figura 13 muestra el esquema que sigue una fractura en el yacimiento considerando los diferentes factores que intervienen en el proceso. Los esfuerzos verticales y horizontales son los que afectan la propagación y tiempo de cierre de la fractura por tal motivo, se deben utilizar apuntalantes para mantenerla abierta. (Urquiza, 2004)

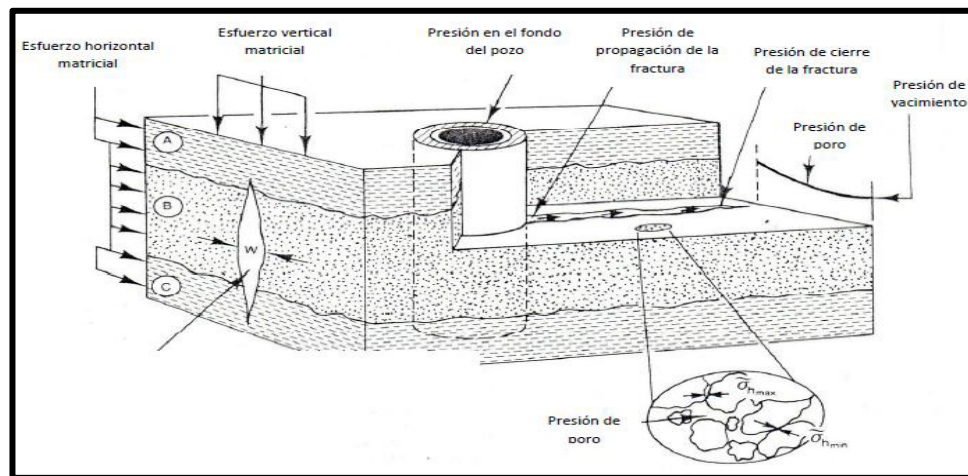


Figura 13. Factores que intervienen en el diseño de una fractura

Fuente: Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. Francisco Vázquez

Los costos están asociados con la cantidad de fluido de fracturamiento que se va a utilizar, del agente de sostén, del control de pérdida de fluido y de los equipos requeridos. (Urquiza, 2004)

La información que se debe conocer para elaborar un adecuado programa de fracturamiento es: (Urquiza, 2004)

- Daño y permeabilidad de la formación

- Viscosidad de los fluidos del yacimiento
- Temperatura de la formación, presión y profundidad del yacimiento
- Energía del yacimiento
- Reservas de hidrocarburos
- Mecanismo de producción
- Litología y mineralogía de la formación
- Datos geomecánicos (módulo de Young, pruebas de esfuerzos y resistencia de la roca)

2.6.3 Modelos de fractura

La geometría de la fractura puede ser modelada o aproximada matemáticamente por diferentes métodos para conocer cómo responde la roca al proceso de fracturamiento. (Urquiza, 2004)

El objetivo principal de modelar la fractura es conocer su longitud, espesor y profundidad, a una velocidad determinada de inyección de fluido fracturante. Es necesario disponer de un modelo para predecir cómo se propagará la fractura en la roca. (Urquiza, 2004) Para modelar el comportamiento de una fractura se dispone de las siguientes opciones:

❖ Modelos 2D

Cuando se utiliza un modelo 2D se fija una de las dimensiones, generalmente la altura de la fractura, y luego se procede a calcular la longitud y el ancho de la misma. (Urquizo, 2004)

❖ Modelo PKN (Perkinz, Kern, Nordgren)

Generalmente se aplica cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura.

El ancho máximo de la fractura W_{\max} , conocida X_f se calcula con la ecuación 19: (Urquizo, 2004)

$$W_{\max} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (\text{Ec.19})$$

Donde

W_{\max} : Ancho máximo de la fractura

X_f : Longitud de la fractura

μ : Viscosidad aparente

ν : Relación de Poisson

G : Módulo elástico que tiene relación con el de Young (E), indicado en la ecuación 17:

$$G = \frac{E}{2(1-\nu)} \quad (\text{Ec.19})$$

Como se observa en la Figura 14, la longitud de la fractura (X_f) es mucho mayor a la altura (H_f), pero el ancho es proporcional a la altura. En este caso se utiliza el modelo PKN para simular dicha fractura. (Urquizo, 2004)

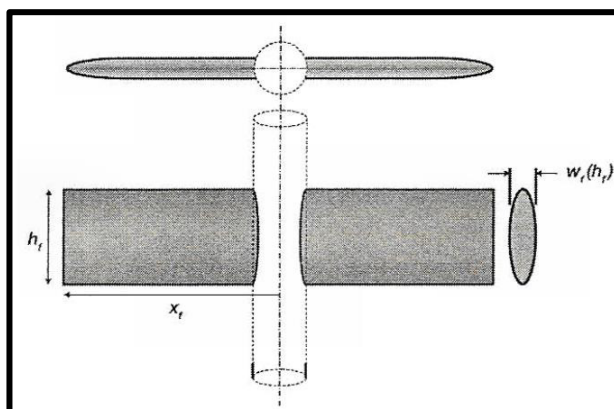


Figura 14. Geometría de fractura por el modelo PKN

Fuente: Expert panel report: Bainbridge Township Surface Gas Invasion

❖ **Modelo KGD (Khristianovic & Zheltov y Geertsma & de Klerk)**

Recomendable cuando la altura de la fractura es mucho mayor que la longitud. El ancho es un valor constante y proporcional a la altura. (Urquizo, 2004)

Para aplicar el método KGD el ancho de la fractura debe ser proporcional a la longitud de la misma y la altura mayor a la profundidad, como se observa en la Figura 15. (Urquizo, 2004)

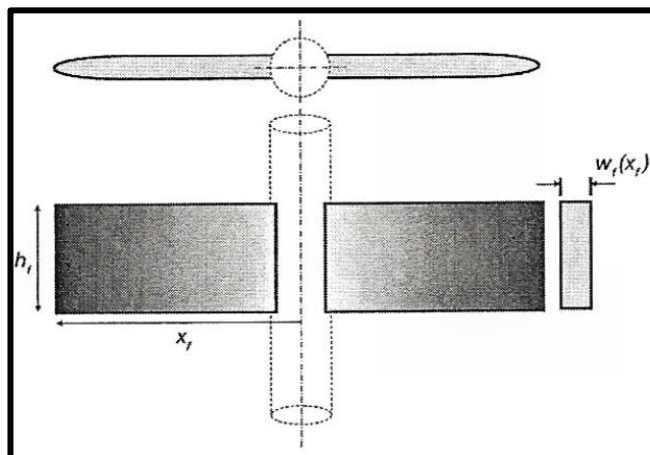


Figura 15. Geometría de la fractura por el modelo KGD

Fuente: Expert panel report: Bainbridge Township Surface Gas Invasion

i. Modelos 3D

Con las computadoras actualmente disponibles es posible realizar con mayor facilidad el modelamiento de la fractura ingresando de una sola vez las tres dimensiones: profundidad, altura y ancho. Es la principal ventaja que proporcionan los modelos 3D y P3D, que también permiten conocer el comportamiento de la fractura sobre las capas inferiores y superiores del yacimiento. (Urquiza, 2004)

Los dos modelos proporcionan datos más realistas de la geometría de la fractura, favoreciendo un buen diseño y obteniendo mejores resultados. (Urquiza, 2004)

2.6.4 Gradiente de fractura

La planificación del diseño de un fracturamiento es necesaria ya que se deben conocer las presiones mínimas requeridas para iniciar la fractura. El cálculo del respectivo gradiente ayuda a minimizar y evitar los problemas de pérdida de circulación. (Hubbert & Willis, 1957)

En caso de no contar con datos suficientes, el gradiente de fractura se puede calcular por uno de los siguientes modelos matemáticos. (Hubbert & Willis, 1957)

i. Hubbert & Willis

La ecuación es:

$$FG = K(OBG - PPG) + PPG \quad (\text{Ec.20})$$

Donde

FG: Gradiente de fractura [Psi/ft]

K: Relación de esfuerzos efectivos

OBG: Gradiente de sobrecarga [Psi/lb]

PPG: Gradiente de presión de poro [Psi/lb]

En caso de no disponer con datos suficientes para calcular el gradiente los valores se aproximan de acuerdo a la siguiente tabla. (Hubbert & Willis, 1957)

0 - 4000 ft	0.7 Psi/ft
4000 - 6000 ft	0.8 Psi/ft
> 6000 ft	0.9 Psi/ft

Tabla II. Aproximaciones para el gradiente de fractura

Fuente: (Hubbert & Willis, 1957)

ii. Eaton

Se basa en la ecuación 21:

$$FG = \left[\frac{\sigma_{ov}}{D} - \frac{P_f}{D} \right] \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + \frac{P_f}{D} \quad (\text{Ec.21})$$

Donde

FG: Gradiente de Fractura [Psi/ft]

σ_{ov} : Presión de sobrecarga [Psi]

D: Profundidad del Pozo [Ft]

P_f : Presión de poro [Psi]

γ : Relación de Poisson [Adimensional] (Hubbert & Willis, 1957)

3.2.4.1. Presión de fractura en el fondo

Es el producto entre el gradiente de fractura y la profundidad del yacimiento medido en TVD. El gradiente se lo debe conocer previamente para determinar la presión de fractura en el fondo del pozo. La ecuación es: (Hubbert & Willis, 1957)

$$BHF = FG * (\text{Profundidad})(psi) \quad (\text{Ec.22})$$

3.2.4.2. Presión hidrostática

Para determinar la presión hidrostática se considera el peso del fluido con el que se va a trabajar en lbs/gal y también las pérdidas de presión por fricción (LF), aplicando la ecuación 23: (Hubbert & Willis, 1957)

$$P_h = \frac{lb}{gal} * LF * 0.052 (psi) \quad (\text{Ec.23})$$

3.2.4.3. Monitoreo de presiones

Mientras el fluido fracturante está ingresando a la formación puede ocurrir una acumulación de sólidos en los poros del yacimiento, reduciéndose la permeabilidad y provocando un incremento de presión, afectándose el proceso de fracturamiento y su orientación. (Hubbert & Willis, 1957)

2.6.5 Sistemas de fluidos fracturantes

Incluyen los fluidos de fracturamiento, aditivos y agentes de sostén. A continuación se analizan cada uno de ellos.

i. Fluidos

Deben ser capaces de mantener en suspensión, transportar y depositar el agente de sostén en la fractura creada, evitando que se cierre. Su viscosidad debe mantenerse entre 50 a 1000 cp para crear fracturas amplias entre 0.2 a 1.0 pulgada. Existe una amplia variedad de fluidos fracturantes que incluye: base agua, aceite, ácido, espumas. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

La elección se basa en la naturaleza química de la roca a ser tratada, en características físicas como temperatura, presión, humectabilidad, saturación y tipo del fluido del yacimiento. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

La Tabla III indica las principales aplicaciones para los diferentes tipos de fluidos.

Base del Fluido	Tipo de Fluido	Composición Principal	Aplicaciones
Agua	Lineal	Agua gelificada Guar<HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas Bajas temperaturas
	Reticulante	Crosslinker+ guar, HPG, HEC, CMHPG	Fracturas largas Altas temperaturas
Espuma	Agua	Agua+ N2 o CO2	Formaciones de baja presión
	Ácido	Ácido+ N2	Formaciones de baja presión, sensibles al agua
	Alcohol	Metanol+ N2	Formaciones de baja presión con problemas de bloqueo por agua
Aceite	Lineal	Petróleo	Formaciones sensibles al agua, fracturas cortas
	Reticulante	Geles de éster de fosfato	Formaciones sensibles al agua, fracturas largas
	Emulsiones	Agua+ petróleo+ emulsificante	Controla la pérdida de fluido

Tabla III. Aplicaciones para los fluidos de fracturamiento.

Fuente: (Society of Petroleum Engineers, 2007)

Los fluidos base ácido se utilizan para fracturar calizas y dolomitas. Los espumantes se aplican en yacimientos con presiones bajas porque ayudan en la limpieza de la formación debido a su menor densidad. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

Un buen fluido de fracturamiento debe poseer las siguientes cualidades: facilidad de bombeo, capacidad de sostén y transporte del material apuntalante, generar suficiente

caída de presión para crear una fractura más amplia, fluir hacia las formaciones con un bajo porcentaje de filtración, no taponar los poros de la formación, porque afectaría la capacidad de producción, compatibilidad con los fluidos del yacimiento y con las condiciones de presión y temperatura del fondo. Además ofrecer beneficios a bajo costo, disponibilidad y sin riesgos en la manipulación. (Miller, 1963)

El porcentaje de fluido fracturante que permanece en la fractura a cualquier tiempo de inyección debe ser del 40 al 60%. Dichos valores permitirán abrir la fractura y mantenerla abierta después del tratamiento. Si es del 10 – 20%, no se creará la fractura adecuada. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

ii. Aditivos

Químicos que modifican las propiedades de los fluidos de fracturamiento para incrementar el éxito de la operación. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

En la Tabla IV se indican los aditivos más utilizados por la industria petrolera del país.

Tipo de Aditivo	Función	Productos convencionales
Biocida	Eliminar bacterias	Carbonatogluteridehyde
Rompedor	Reducir la viscosidad del fluido	Ácido, oxidador, rompedores de enzima
Buffer	Control de pH	Bicarbonato de sodio, ácido fumárico
Estabilizador de arcilla	Evitar hinchazón de arcillas	KCl, NH CL, substitutos de KCl
Agente divergente	Diverger el fluido o fluido	Sal de rocas, ácido bórico

Tipo de Aditivo	Función	Productos convencionales
Aditivo de pérdida de fluido	Mejorar la eficiencia de fluido	Diesel, partículas, arenas finas
Reductor de fricción	Reducir la fricción	Copolímeroaniónico
Controlador de hierro	Mantener el hierro en solución	Acéticos y ácidos cítricos
Surfactante	Minimizar el daño a la formación, no deja residuos, reduce la fricción	Isopropanol
Estabilizador de gel	Reducir la degradación termal	MEOH, tiosulfato de sodio
Polímeros	Modificar la viscosidad del fluido	
Crosslinker	Mantener la viscosidad del fluido al descenso de temperatura	Sal borato
Base de gel	Espesar el agua para suspender la arena	Goma guar
KCl	Crear fluido portador de salmuera	KCl

Tabla IV. Aditivos para fracturamiento hidráulico.

Fuente: Society of Petroleum Engineers, 2007

iii. Agente de sostén o apuntalante

Su función es mantener las fracturas abiertas después de apagar las bombas y finalizar la acción de presión. Deben ser fuertes, resistentes a la corrosión y compresión, poseer baja densidad, de fácil disponibilidad y un tamaño uniforme, que facilite el empaquetamiento incrementando la permeabilidad y disponibles a bajo costo; los más comunes son la arena de sílice, arena revestida con resina, apuntalantes cerámicos y cáscara de nuez. (Quiroga, 1991)

2.6.6 Pérdida de fluidos

Se produce por los siguientes factores:

- Matriz con alta permeabilidad

- Microfracturas
- Fisuras naturales en la roca

Con la finalidad de crear barreras para controlar la pérdida de filtrado durante el proceso de fracturamiento se colocan en forma alternada baches de geles a base de agua con partículas finas para sellar temporalmente los poros del yacimiento. Es importante controlar la cantidad de partículas finas que se inyectan para evitar la obstrucción permanente de los poros, lo cual impide el flujo normal del fluido hacia el pozo. (Urquiza, 2004)

2.6.7 Proceso de diseño del fracturamiento

i. Información requerida

Para diseñar se debe disponer y analizar toda la información necesaria como: registros eléctricos, núcleos, datos de producción y de pruebas de pozo. Los datos primarios incluyen: completación de pozos, volumen de apuntalante y de tratamiento, tasa de inyección, viscosidad y densidad del fluido de fractura, aditivos de pérdidas de fluido, tipo y volumen de agente apuntalante, siendo los más importantes el perfil de estrés in situ y la permeabilidad de la formación. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

ii. Procedimientos de diseño.

Aplicando los datos de producción en un modelo económico se determina la longitud y espesor óptimo de la fractura. Posteriormente se diseña el tratamiento mediante el modelo 3D o P3D que permite determinar la longitud, conductividad, volumen de fluido de fracturamiento y cantidad de apuntalante deseada por la fractura al menor costo. El procedimiento se repite varias veces con la finalidad de determinar el efecto de las incertidumbres en el proceso de diseño y conocer como las variables afectan a los valores de las dimensiones de las fracturas creadas y apuntaladas. (Society of Petroleum Engineers, 2007).

iii. Selección del fluido de fracturamiento

La selección se basa en la temperatura y presión del yacimiento, el valor esperado de la mitad de la longitud de la fractura y la sensibilidad de agua, indicados en la Tabla III. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

El término sensibilidad de agua se refiere al fenómeno de reducción en permeabilidad originado por el hinchamiento de las arcillas. (Hewitt, 1963)

En la mayoría de los procesos de fracturamiento se deben bombear fluidos base agua. Los base ácido son recomendables en carbonatos y los base aceite deberían ser usados en aquellos yacimientos donde los otros fluidos no trabajan, teniendo en cuenta que su aplicación es peligrosa. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

iv. Selección del agente apuntalante

Se basa en la presión de cierre que se tiene en la cara de la formación que es la necesaria para mantener abiertas las fracturas. Un valor aproximado se obtiene mediante la ecuación 24:

$$P_{cierre} = P_{head} - P_{wf} \quad \text{(Ec.24)}$$

Si el valor calculado de presión de cierre para un determinado apuntalante se aproxima al límite máximo de resistencia del mismo (tritramiento), se debería seleccionar el siguiente tipo en base a la Tabla V.'

APUNTALANTE	PRESIÓN DE CIERRE, Psi
Arena	< 5000
Arena Recubierta (Resina)	4000 - 8000
Intermedio (Materiales Cerámicos)	5000 - 12000
Bauxita Sintetizada	10000 – 15000

Tabla V. Selección del apuntalante en función de la presión de cierre

Fuente: Revista Técnica Schlumberger 2004

Por ejemplo, si la máxima presión de cierre es menor a 5000 psi se recomendaría arena como apuntalante.

2.6.8 Riesgos del diseño

Los riesgos que conllevan un proceso de fractura son mecánicos, geológicos y precios de barril producido. Uno de los más complejos es cuando después del trabajo no se obtiene la producción esperada debido a que el yacimiento no responde al tratamiento. En algunas ocasiones, problemas mecánicos con el pozo o en el equipo de superficie provocan la falla del tratamiento. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

2.7 Estimulación mediante técnicas de cañoneo

Son las técnicas utilizadas actualmente en el país para disparar las formaciones productoras y que además las estimulan al limpiar los disparos, reduciendo el posible daño de formación porque se dispara en condiciones de bajo balance dinámico (Cuderman & Northrop, 1984) . Las más comunes son:

2.7.1 StimGun

Perfora y estimula la formación simultáneamente debido a la generación de micro fracturas y a la limpieza de los punzados en la cara de la arena (Weatherford, 2006).

El propelente, que es un oxidante constituido por una mezcla de partículas de perclorato de potasio y una resina epóxica, se encuentra confinado en la camisa colocada en la parte superior del correspondiente cañón de disparos. Cuando se detonan los cañones, la deflagración química quema el propelente liberando CO₂ y vapor de agua, lo cual ejerce una carga de presión en la formación que es menor al límite de elasticidad a la compresión de la roca (Cuthill, 2011). A medida que aumenta la presión se crean fracturas cortas, como se muestra en la Figura 16.

Las características y la combustión del propelente dependen del diámetro del pozo, propiedades de la formación, compresibilidad de los fluidos, geometría y área de los punzados. (Weatherford, 2006)

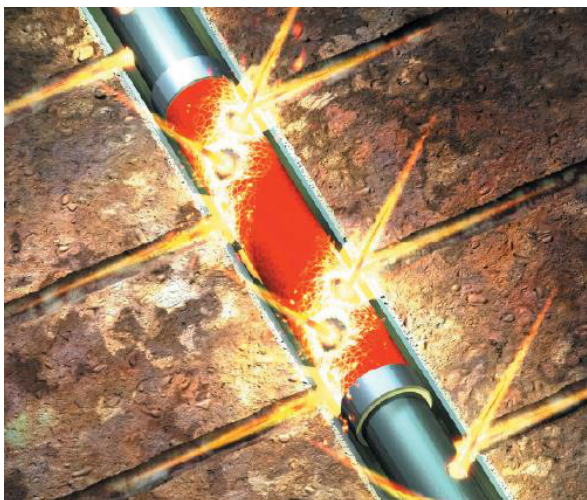


Figura 16. Propagación del propelente

Fuente: (Weatherford, 2006)

2.7.2 Stimtube

Se aplica en pozos que ya han sido cañoneados o en secciones a hueco abierto. Consiste de una barra hueca con propelente que en su interior tiene un tubo de acero donde se encuentra el cordón detonante. Cuando se enciende la mecha el propelente sólido se rompe en pequeñas partes quemándose rápidamente y produciendo CO_2 como producto de reacción, que entra en los punzados, limpiándolos y a la vez creando microfracturas. (Weatherford, 2006)

2.7.3 Sistema de cargas PURE

PURE es el acrónimo para “Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation”. Es una tecnología utilizada por Schlumberger que genera punzados limpios usando cargas convencionales. El bajo balance dinámico creado inmediatamente después del cañoneo provoca que los fluidos del yacimiento fluyan rápidamente hacia el cañón por medio de los agujeros creados por las cargas PURE, porque actúa como camisa. (Schlumberger, 2004)

La Figura 17 muestra operaciones de sobre y bajo balance. Para el primer caso los túneles creados son bloqueados por la roca fracturada que conlleva una baja permeabilidad. En bajo balance la zona queda limpia de sedimentos. (Schlumberger, 2004)

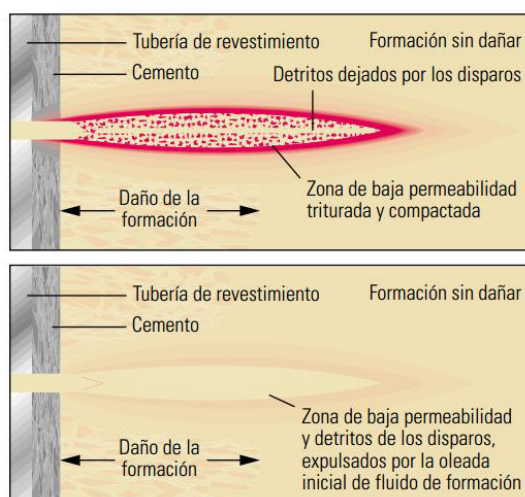


Figura 17. Disparos en sobre y bajo balance

Fuente: (Schlumberger, 2004)

La Figura 18 muestra ejemplos de los túneles creados mediante técnicas de sobre balance, bajo balance estático y bajo balance dinámico. (Schlumberger, 2009)

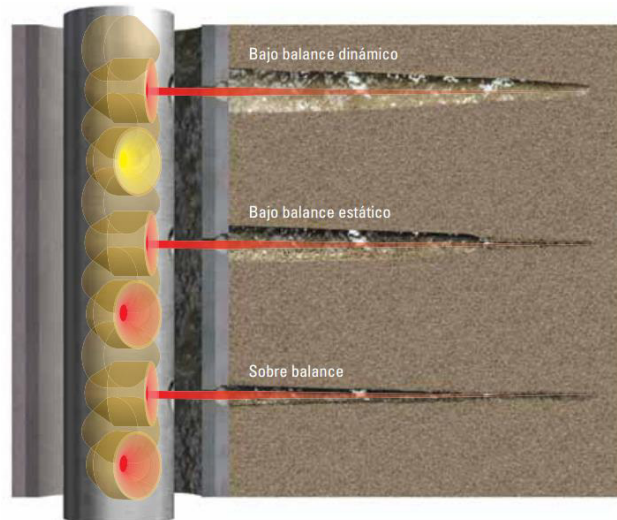


Figura 18. Túneles creados usando diferentes técnicas de perforación

Fuente: (Schlumberger, 2009)

CAPÍTULO IV.

TRATAMIENTOS APLICADOS EN EL ORIENTE

ECUATORIANO

Solucionar problemas de baja productividad conlleva un análisis previo de parámetros y características del yacimiento y de los fluidos producidos. Una vez conocida la situación actual la selección del tipo de estimulación dependerá de los objetivos a alcanzar.

En esta sección se presentan dos trabajos de estimulación diferentes: acidificación y fracturamiento, indicando las razones de su elección y el trabajo realizado.

La información presentada en los capítulos IV y V fueron proporcionados por una empresa del Oriente Ecuatoriano.

4.1. Acidificación

En el pozo Espol 07 se efectuó una limpieza ácida para eliminar el fluido viscoso encontrado frente a los punzados y en el fondo. Para removerlo inicialmente se elaboró un programa de bombeo basado en solventes. Sin

embargo al obtener una muestra los ensayos de laboratorio indicaron que se trataba de un fluido viscoso sin hidrocarburos con presencia de gel, sedimentos y carbonatos. Se disolvió completamente aplicando el sistema ClayFix “Clay-Treating Chemical”, que es un acondicionador de formaciones y que permite el cambio iónico, la estabilización de arcillas y el barrido de fluidos.

Debido a la presencia de carbonatos en la muestra se recomendó emplear HCl al 15% después de la limpieza con ClayFix.

4.1.1. Secuencia de bombeo de los fluidos

En la Tabla VI se indica el esquema de bombeo aplicado durante el tratamiento. Como el pozo admite fluidos se seleccionó ClayFix como postflujo, evitándose así la formación de emulsiones y de precipitados.

Fluido	Sistema	Volumen (gal)	Volumen (bbl)	Caudal (bpm)	Nitrogeno (scfm)
Preflujo	ClayFix 5	8400	200	1	
Sistema	HCL 15%	840	20	1	
Postflujo	ClayFix 5	4200	100	1	
Nitrógeno		1450	34.52		300

Tabla VI. Sistemas y volúmenes de fluidos de tratamiento

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

4.1.2. Capacidades de la tubería

En el pozo Espol 07 tenemos los siguientes volúmenes:

Tubing de 3 ½”: 85 bbls (@ 9749 pies)

Tubing de 3 ½” menos Coiled Tubing de 1.5”: 65 bbls (@ 9749 pies)

Cámara Liner de 7”: 4 bbls

4.1.3. Ejecución del programa

El 25 de Junio del 2012 iniciaron las operaciones en el pozo Espol 07, cuyo diagrama de completación se muestran en el ANEXO A

Con el equipo de Coiled tubing acoplado al cabezal del pozo se bajó tubería flexible de 1,5” bombeando inhibidor de arcillas Clayfix hasta la profundidad del collar flotador @ 9835 pies. Se circula por dos horas realizando chequeos continuos de retornos en los cuales se recuperó el fluido viscoso localizado en el fondo. Después del pre-flujo se bombeó a la formación 20 bbls de HCl al 15% para destapar y limpiar los disparos. Finalmente se circula con 100 bbls de postflujo obteniéndose retornos con sedimentos. Al finalizar el bombeo los retornos fueron completamente limpios y sin sedimentos. El pozo quedó lleno con ClayFix.

El 26 de Junio del 2012 se corrió por segunda vez Coiled-Tubing para bombear N₂ y alivianar la columna hidrostática. Se desplazan 1450 galones de N₂ hasta una profundidad de 6100 pies sin obtener retornos de líquidos. Posteriormente se corre “slickline”, determinándose que el nivel estático de fluido estaba a 6450 pies.

La presión hidrostática a diferentes niveles de fluido se puede determinar mediante la ecuación 24, teniéndose en cuenta que a 9815 pies está el tope de las perforaciones entonces:

$$Ph = 0.052 * \delta_{fluido} * (9815' - Profundidad CT) \quad \text{Ec.25}$$

En la Tabla VII se muestran los valores de presión hidrostática a diferentes niveles de fluido. Se puede observar que a 6450' es de 1458 psi. Teniendo en cuenta que la presión del yacimiento es de 2100 psi, el pozo tenía a su favor un diferencial de presión de 642 psi, es decir existe bajo balance.

Nivel de fluido	Ph (psi)
9815'	4251
CT@ 4000'	2519
CT@ 5000'	2086
CT@ 6100'	1609
CT@ 6450'	1458

Tabla VII. Presiones hidrostáticas para diferentes niveles de fluido

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

El volumen admitido por la formación es de 56 bbls, capacidad de la tubería de 3 ½ hasta 6450 pies.

4.2. Fracturamiento hidráulico en el Pozo Machala 01

• Introducción

En Junio del 2005 los datos de producción inicial de la arena Hollín del pozo Machala 01 mostraba 734 barriles de fluido por día de los cuales 729 correspondían a petróleo, BSW de 0.7%. Para el año 2008 la historia de producción indicada en la Figura 19 muestra un valor diario de 275 barriles de crudo. El BSW se mantenía por debajo de 5%.

La información quiere decir que el pozo estaba produciendo únicamente de Hollín Superior, sin tener influencia de la zona de agua localizada en Hollín Inferior, por esta razón el pozo se seleccionó como candidato para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en esa formación. El respectivo diagrama de completación se muestra en el ANEXO B.

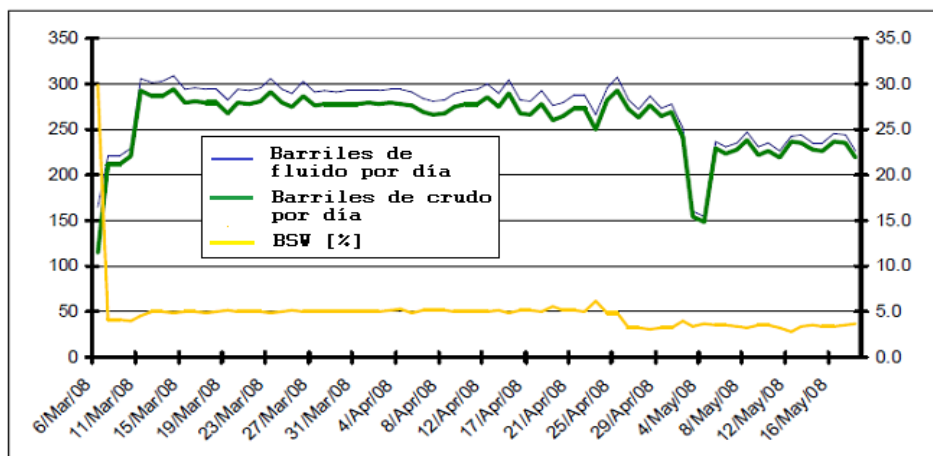


Figura 19. Historia de producción, Pozo Machala 01

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

En la Figura 20 se puede observar que el contacto agua petróleo está localizado debajo de la barrera arcillosa ubicada a 11280 pies aproximadamente, la misma que puede ser suficiente para evitar que se fracture la zona inferior si la tasa de bombeo sobrepasa a la de diseño.

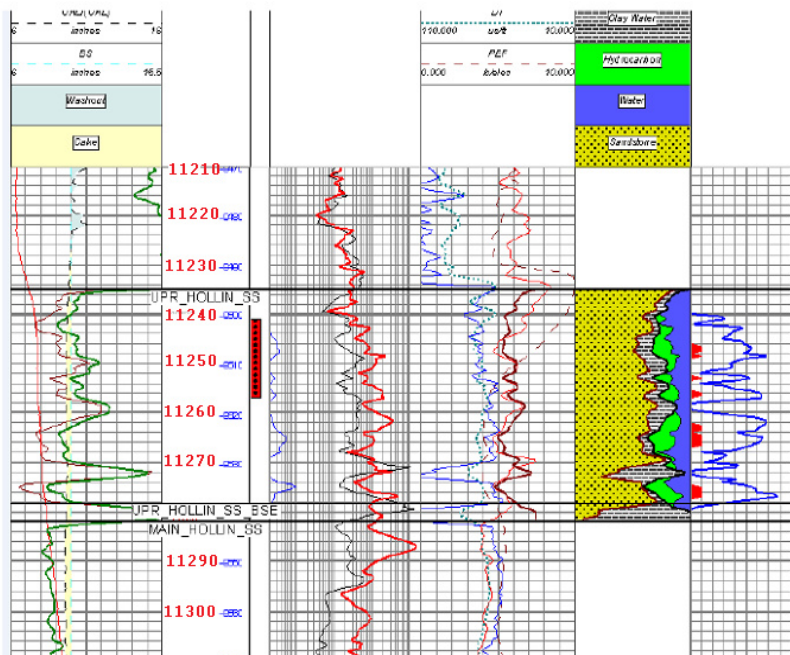


Figura 20. Información Petrofísica, Pozo Machala 01

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

4.2.1. Diseño de la Fractura

4.2.1.1. Información Petrofísica y “Build-Up”

Los datos obtenidos de la prueba de “build-up” realizada en junio de 2005, cuando inició la producción del pozo, son los siguientes:

- Tiempo de Producción: 91 horas.
- Fluidos producidos por día: 734 BFPD.
- Petróleo por día: 729 BOPD

- Corte de agua:	0.7%
- API:	24.9
- Tiempo de cierre:	79 horas
- Pwf:	1,122 psi
- Permeabilidad (promedio):	162 md
- Daño (“Skin”):	0.77

Con el tiempo la producción disminuyó hasta el año 2008 cuando se realiza el fracturamiento. Si no existiera declinación de presión se esperaría que el pozo produzca alrededor de 700 bpd después de la fractura. Para diseñar se consideró la siguiente información:

• Temperatura del pozo:	238°F
• Presión del Reservorio:	4,640 psi
• Presión de burbujeo:	305 psi
• Porosidad:	14%
• Swi:	20%
• Espesor de la formación:	35.0 pies

4.2.1.2. Diseño Original del trabajo de fracturamiento hidráulico

Para el diseño se efectúa la simulación del tratamiento ejecutando el software SanMIGUEL, proceso que es dividido en dos pasos: “Step Rate Test” (SRT) que se ejecuta bombeando un fluido newtoniano, “FreFLO” y el segundo simula el trabajo de fractura a condiciones de laboratorio.

El “FreFLO” permite determinar la presión en el tubing y una buena estimación de la de cierre. Además, la naturaleza del fluido mejorará la limpieza posterior a la fractura porque al ser el último que regresa a superficie ayuda a minimizar el daño de formación. El proceso de Step Rate Test se muestra en la Figura 21.

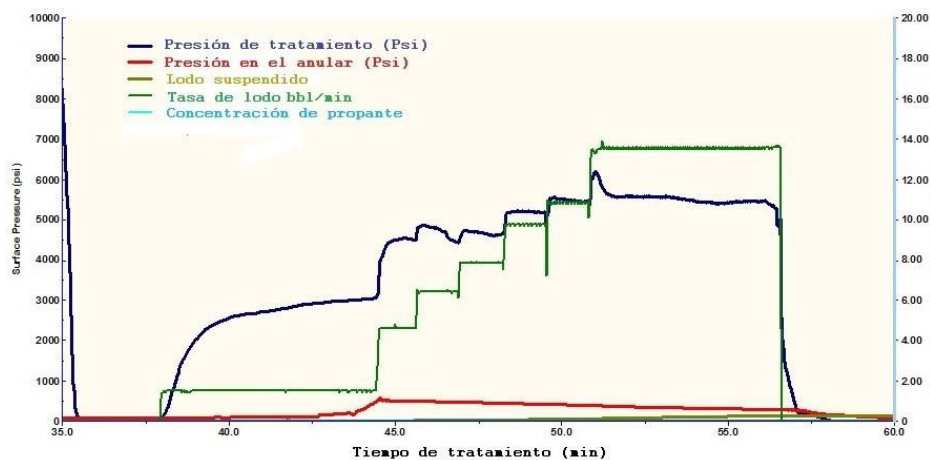


Figura 21. Ejemplo de Step Rate Test

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

La segunda parte del SanMIGUEL consiste en dos pasos:

- Primero desplaza el fluido newtoniano desde el tubular hacia el yacimiento a una tasa de bombeo de 8 bpm.
- Después hasta la de diseño, desplazando el fluido fracturante.

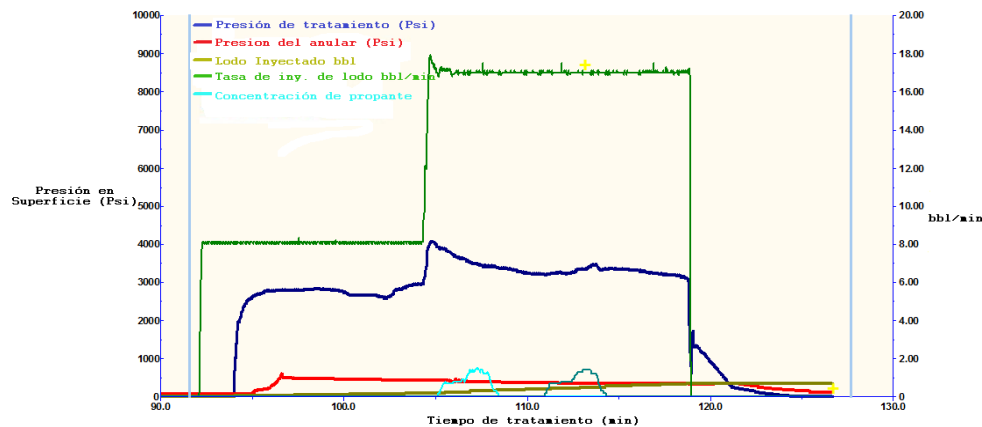


Figura 22. Ejemplo de la calibración de inyección

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

La información obtenida del análisis es: predicción de la geometría de la fractura, eficiencia de fluido, presión de cierre, pérdida de presión por fricción, tiempo de cierre

La técnica utilizada se conoce como “Type Screen Out”, que significa tener una longitud más corta pero alta conductividad.

4.2.1.3. Selección de Fluido

El líquido recomendado para esta aplicación es el fluido serie YF130HTD. La nominación YF significa fluido reticulado. La serie 130 establece que el fluido es un polímero basado en que la concentración depende de las necesidades del yacimiento. HTD significa un fluido que trabaja a altas temperaturas, alrededor de 238 °F, lo cual minimiza la pérdida de presión por fricción, característica que

además permite que el fluido después de superar las $\frac{3}{4}$ partes de la tubería adquiera forma reticular ayudando a incrementar la eficiencia del tratamiento.

4.2.1.4. Selección del apuntalante

El agente de sostén recomendado para el trabajo de fracturamiento es CARBO LITE 16/20, apuntalante que soporta una presión de cierre hasta de 8.000 psi. Además es de baja densidad que facilita la suspensión y su transporte (gravedad específica es 2.71).

El tamaño de partícula (alrededor de 0.049 pulg.) es lo suficientemente grande como para permitir una alta conductividad, mejorando la producción de petróleo después del trabajo.

La presión de cierre se determina después de haber realizado el análisis mediante la aplicación del simulador.

La Figura 23 se muestra la permeabilidad del apuntalante vs la presión de cierre.

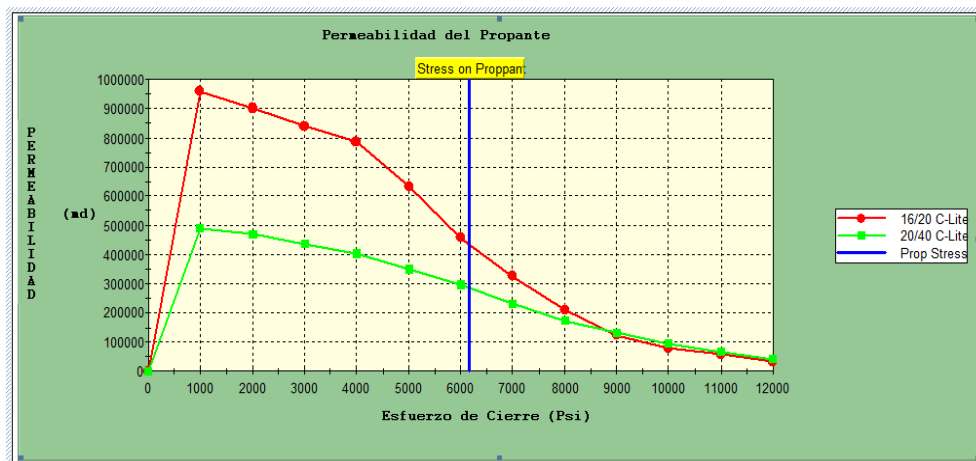


Figura 23. Permeabilidad del apuntalante

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

El simulador SanMIGUEL proporciona la siguiente información

Tope inicial de la fractura TVD	11235 pies
Base inicial de la fractura TVD	11280 pies
Longitud media de la fractura apuntalada	115.8 pies
Altura EOJ en el pozo	48.8 pies
Presión neta	4482 psi
Concentración promedio del gel	1660.3 lb/mgal
Eficiencia del fluido fractura	0.320
Conductividad efectiva	9726 md.pie
Presión máxima en superficie	7609 psi

Los resultados de la simulación por segmento de fractura se muestran en la Tabla VIII.

Desde (pies)	Hasta (pies)	Conc. del propante al final del bombeo	Ancho apuntalado (pulg)	Altura apuntalada (pies)	Conc. del propante fracturante	Conc. del gel fracturante ppa	Conduc. de la fractura md.pie
0,0	28,9	6,4	0,252	47,8	2,33	604,7	10029
28,9	57,9	6,2	0,251	45,7	2,32	672,3	9991
57,9	86,8	6,7	0,275	41,1	2,54	671,4	10467
86,8	115,8	14,8	0,128	34,6	1,18	4523,4	4506

Tabla VIII. Resultado de la simulación por segmento de fractura

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

La Figura 24 muestra el contraste de conductividad, la mitad de longitud, la altura y el ancho de la fractura, obtenidos por el simulador.

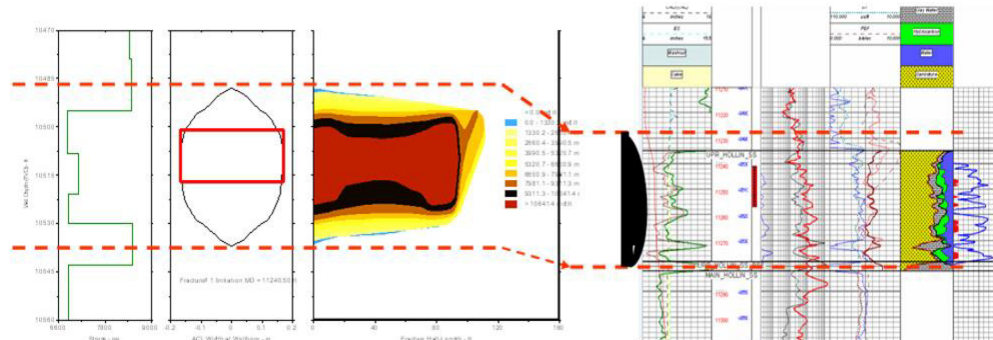


Figura 24. Geometría y Conductividad de la Fractura

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

La Tabla IX muestra las etapas y los parámetros de los fluidos utilizados en el trabajo.

Nombre de la etapa	Tasa de bombeo (bbl/min)	Nombre del fluido	Volumen de fluido por etapa (gal)	Concen. del Gel (lb/mgal)	Tipo de Propante	Concentración del propante (ppa)
Colchón	12,0	YF130HTD	5500	30,0		0,00
1,0 PPA	12,0	YF130HTD	1000	30,0	16/20 C-Lite	1,00
2,0 PPA	12,0	YF130HTD	1100	30,0	16/20 C-Lite	2,00
3,0 PPA	12,0	YF130HTD	1100	30,0	16/20 C-Lite	3,00
4,0 PPA	12,0	YF130HTD	1100	30,0	16/20 C-Lite	4,00
5,0 PPA	12,0	YF130HTD	1100	30,0	16/20 C-Lite	5,00
6,0 PPA	12,0	YF130HTD	900	30,0	16/20 C-Lite	6,00
FLUSH	12,0	WF130	4261	30,2		0,00

Total de fluidos	
11800 gal	YF100HTD
4261 gal	WF130
Total de Apuntalante	
21800 lb	16/20 C-Lite

Tabla IX. Etapas y parámetros de los fluidos utilizados en el trabajo

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

Los resultados dados por el simulador indican que se debe utilizar 11800 galones de fluido fracturante y 21800 lb de C-Lite 16/20 como agente apuntalante.

El diagrama del BHA de fractura, se muestra en el ANEXO C

ANEXO C Resumen de operaciones

Para remover posibles lodos residuales escalas y parafinas de la tubería, el uno de noviembre del 2008 se bombearon en el pozo 11 barriles de ácido clorhídrico al 15% que después del trabajo se reversaron a superficie

El fracturamiento se inició el 2 de noviembre del 2008, ocurriendo un prematuro arenamiento “screen out” mientras se desplazaba el agente de sostén, suspendiéndose el trabajo y llegándose a las siguientes conclusiones:

- ✓ Se bombearon 114 bbl de fluido a tasas de 1.5, 4.6, 6.3 y 10 bpd con una presión de 600 psi superior, a la observada en un pozo vecino
- ✓ La presión de cierre fue de 0.88 psi/pie, muy alta para la zona en comparación con otros pozos fracturados en el mismo pad. El valor puede indicar la severidad del taponamiento de las perforaciones.
- ✓ El arenamiento ocurrió tan pronto como 1.0 ppa de slug llegó a la formación, posiblemente debido a la excesiva tortuosidad a nivel de las perforaciones.
- ✓ La elevada presión de tratamiento observada durante el trabajo puede indicar restricción a nivel de los disparos.
- ✓ La presión de tratamiento disminuyó durante el bombeo indicando el crecimiento vertical de la fractura pero no fue posible determinar su altura vertical.

“Recomendación.- Se debe re-perforar el intervalo de interés antes de continuar con la ejecución del trabajo de fracturamiento”

Después del arenamiento “screenout” se circuló el pozo. Se retiró el BHA de fractura y se re-perforó la zona de interés. Posteriormente se rediseño el programa de fracturamiento mediante el software SanMIGUEL, obteniéndose la siguiente información:

- Apuntalante: Etapas de 0.5 y 1.0 ppa
- Total de apuntalante que ingresa a la formación: 1564 lbs.- 16/20 CarboLITE
- Tiempo de bombeo: 38.6 min
- Total de fluidos bombeados: 364.8 Bbls
 - 240.7 Bbls de
 - 150.8 Bbls de WF130
- Presión inicial de tratamiento: 6491 psi
- Presión final de tratamiento: 6246 psi

Observaciones:

- La presión del tratamiento incrementó hasta 730 psi tan pronto como el segundo slug del apuntalante ingresó a la formación.
- Todo el apuntalante fue bombeado a la formación de acuerdo al diseño

- La presión de cierre calculada fue de 7980 psi y un gradiente de fractura de 0.75 psi/pie.

La Figura 25 muestra un registro de temperatura en base a la información petrofísica. Se puede observar que la fractura no contactó al acuífero, siendo su ancho de 45 pie.

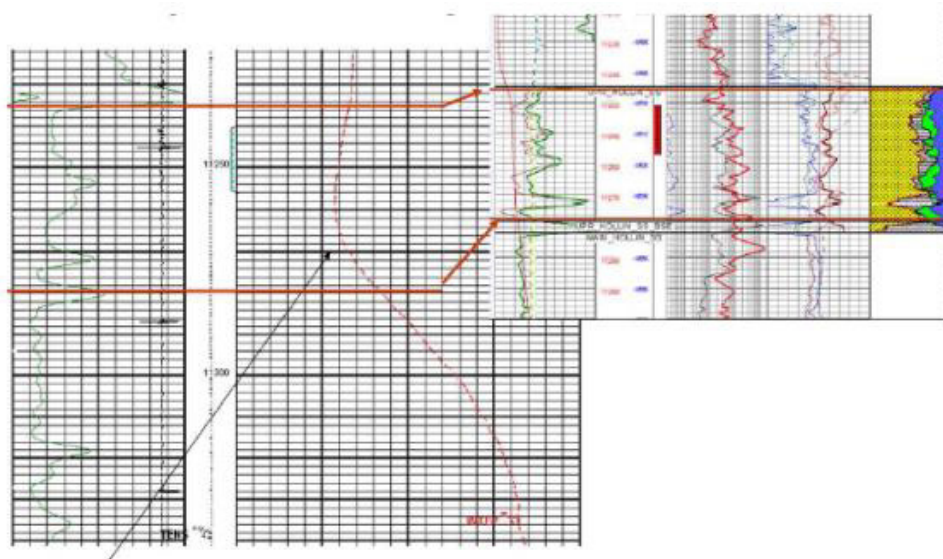


Figura 25. Registro de temperatura

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

4.2.2. Rediseño de la fractura

Con la información obtenida por el software SanMIGUEL se rediseño la fractura obteniéndose el programa de bombeo mostrado en la Tabla X.

Al momento de ejecutar el programa se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Mantener una tasa de bombeo de 10 bpm

- Incrementar el volumen de fluido fracturante de 5000 a 7000 gal
- No utilizar aditivos para pérdidas de fluidos

Se recomiendan esas medidas para contener el crecimiento vertical esperado de la fractura cuyo valor es de 50 pies de manera que no se llegue al contacto agua/petróleo. Es decir la fractura va a estar dentro de las lutitas ubicadas tanto sobre el tope y en la base del yacimiento productor, como se puede observar en la Figura 26.

Etapa	Caudal (bbl/min)	Fluido	Vol. Limpio (gal)	Conc. Apunt (ppa)	Apunt. Etapa (lb)	% Apunt	Fluido Etapa (gal)	Tiempo Etapa (min)
PAD	10	YF130HTD	7000	0	0	0	167	16.7
1.0 PPA	10	YF130HTD	1000	1	1000	10%	24.9	2.5
2.0 PPA	10	YF130HTD	1000	2	2000	30%	25.9	2.6
3.0 PPA	10	YF130HTD	1000	3	3000	60%	26.9	2.7
4.0 PPA	10	YF130HTD	1000	4	4000	100%	28	2.8
FLUSH	10	WF130	4118	0	0	100%	98	9.8
					10000		370.4	37.0

Tabla X. Rediseño del programa de bombeo

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

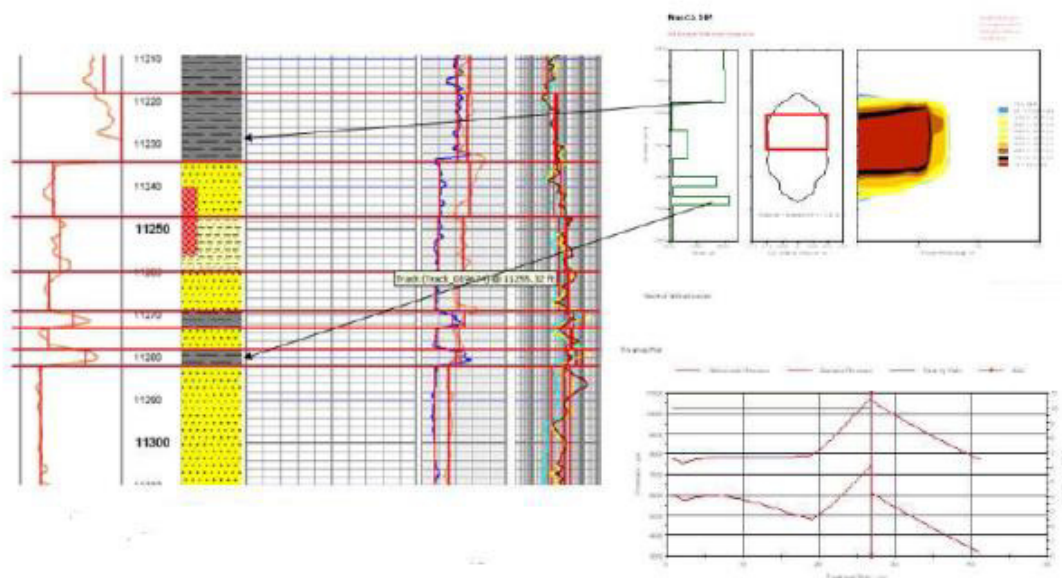


Figura 26. Rediseño de la fractura

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

4.2.3. Ejecución del programa definitivo

El trabajo de fracturamiento se reinició el 5 de Noviembre del 2008 y tuvo una duración de 20 minutos. Todas las etapas del apuntalante fueron bombeadas a la formación de acuerdo al rediseño. Los datos:

- Tasa: 10 bpm
- Apuntalante bombeado: 10555 lb
- Apuntalante en la formación: 9297 lb
- Volumen bombeado

YF130HTD: 277.7 bbl

WF130: 980 bbl

- Presión de cierre: 6580 psi
- Presión final: 5496 psi

CAPÍTULO V.

EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS

Los resultados de los trabajos de estimulación se analizan mediante la información obtenida de pruebas de pozos y de producción antes y después de los trabajos de estimulación, con las cuales se determinan tasas de flujo, propiedades y características de los fluidos producidos, así como también parámetros del yacimiento.

5.1. Acidificación

Antes de la acidificación efectuada el 25 de junio del 2012 los disparos de la formación se encontraban taponados por el fluido viscoso sin hidrocarburos con presencia de gel, sedimentos y carbonatos provenientes de la arena productora. Por esta razón se decidió realizar una limpieza ácida de los disparos, que es un trabajo de estimulación. Después del tratamiento la producción fue de 33 bbl con 100% agua, debido a que la formación admitió fluido de la columna hidrostática. Después de recuperarse el fluido del tratamiento se produce el de la formación pero siendo variable la tasa de flujo como se

muestra en la Figura 27. Finalmente el caudal se estabilizó en 163 barriles de petróleo por día con un BSW promedio de 26%.

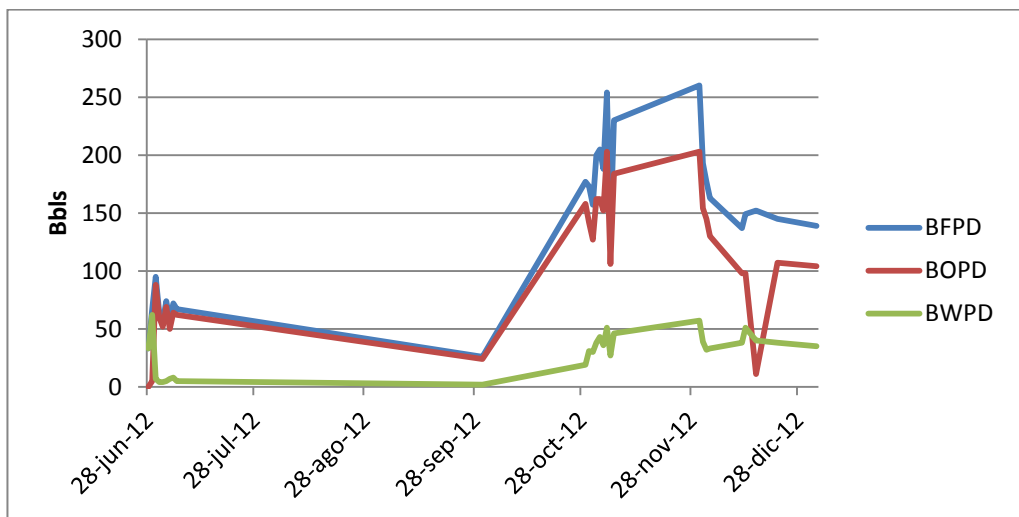


Figura 27. Curva del comportamiento de producción del pozo Espol 07

Fuente: Los Autores

La Figura 28 muestra el cambio de salinidad del fluido de formación con respecto al tiempo. Como se puede notar, cuando el pozo se puso en producción la concentración de cloruro de sodio fue de 14000 ppm, valor inferior al de la formación que es de 36000 ppm. La razón es que se estaba recuperando el fluido de tratamiento. A partir de octubre del 2012 se observa un valor de 36000 ppm para dicho parámetro, tendencia que se mantiene estable en el tiempo.

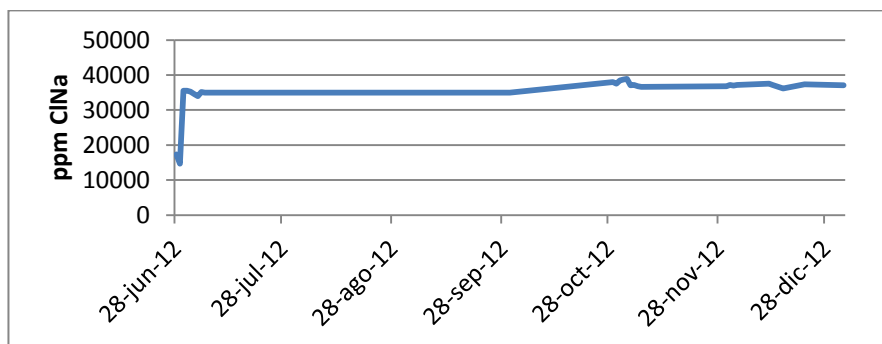


Figura 28. Cambio de la salinidad del pozo Espol 07 después del tratamiento de acidificación

Fuente: Los autores

Los parámetros del pozo y del yacimiento se muestran en la Tabla XI. Con estos datos y aplicando un determinado software se calcula principalmente el daño de formación

Parámetros y propiedades		
<i>Espesor neto</i>	pies	9,5
<i>Porosidad promedio</i>	fracción	0,19
<i>Temperatura</i>	F	204
<i>Compresibilidad total</i>	1/psi	0,00000703
<i>Presión de burbuja</i>	psia	516
<i>Factor volumétrico crudo</i>	bbl/BF	1,075
<i>Viscosidad crudo</i>	cP	37,75
<i>Radio del pozo</i>	pies	0,354

Tabla XI. Parámetros y propiedades

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

En la Tabla XII se puede observar que a medida que se incrementa la tasa de inyección del fluido motriz también se incrementan los barriles producidos por el yacimiento, hasta

mantener una tendencia constante de 140 BPD, información que también se presenta en la Figura 29.

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW LAB	SALINIDAD	API	WHP	TASA INY
	Bbls	Bbls	Bbls	%	ppm ClNa	seco	PSI	Bbls
28-jun-12	33	0	33	100	17300		2700	1200
29-jun-12	67	5	62	92	14685		3000	1335
30-jun-12	95	88	7	7,5	35475	15.8	3000	1312
01-jul-12	64	60	4	6	35475	15.8	3000	1309
02-jul-12	56	52	4	7	35250	15.8	3000	1553
03-jul-12	74	69	5	7,3	34568	15.8	3000	1610
04-jul-12	57	50	7	12	33990	15.8	3000	1618
05-jul-12	72	64	8	11	35145	15.8	3000	1663
06-jul-12	67	62	5	7,8	34980	15.8	3000	1642
30-sep-12	26	24	2	9	81657	15.8	2933	1645
29-oct-12	177	158	19	10,7	37986	15.8	2933	2356
30-oct-12	173	142	31	17,7	37554	15.8	2925	2329
31-oct-12	157	127	30	19	38427	15.8	2967	2302
01-nov-12	200	162	38	19	38693	15.8	2967	2339
02-nov-12	205	162	43	21	38858	15.8	2950	2334
03-nov-12	188	152	36	19	37092	15.8	2925	2315
04-nov-12	254	203	51	20	37125	15.8	2700	2555
05-nov-12	133	106	27	20	36795	15.8	2850	2333
06-nov-12	230	184	46	20	36630	15.8	2950	2336
30-nov-12	260	203	57	22	36795	15.8	3000	2282
01-dic-12	193	154	39	20	37125	15.8	2975	2345
02-dic-12	177	145	32	18	36960	15.8	2950	2320
03-dic-12	163	130	33	20	37125	15.8	3000	2359
12-dic-12	137	98	38	28	37538	15.8	2850	2290
13-dic-12	149	98	51	34	37125	15.8	2850	2287
16-dic-12	152	11	40	26	36167	15.8	2850	2242
22-dic-12	145	107	38	26	37328	15.8	2450	2186
02-ene-13	139	104	35	25	37035	15.8	2850	2415

Tabla XII. Historial de producción del pozo Espol 07

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

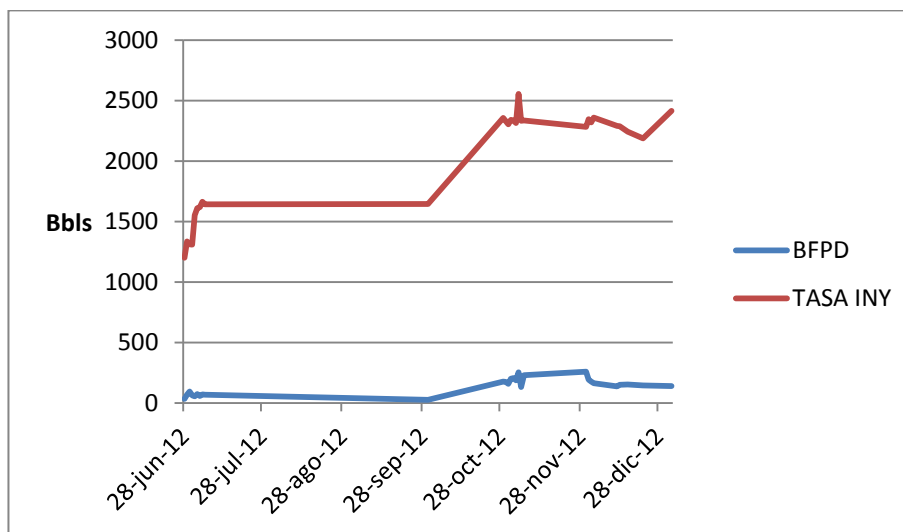


Figura 29. Comportamiento de la producción en función de la tasa de fluido motriz

Fuente: Los autores

5.1.1. Pruebas de producción y de restauración de presión

De dichas pruebas se obtuvo la siguiente información:

- **Periodo de flujo**

La Tabla XIII resume los resultados de las tasas de flujo para el yacimiento M-1, el pozo Espol 07.

Tasas Promedio Estabilizadas			
<i>Fluido</i>	Qf	bbl/d	188
<i>Petróleo</i>	Qo	bbl/d	128
<i>Agua</i>	Qw	bbl/d	59
<i>Corte de agua promedio</i>	WC	%	31,38
<i>Salinidad del agua producida</i>		ppm de NaCl	37500
<i>Relación Gas-Petróleo</i>	GOR		121

Tabla XIII. Prueba de producción y restauración de presión

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

- **Periodo de cierre**

La Tabla XIV presenta los resultados más importante relacionados con el período de cierre de la prueba de producción y “build – up” realizada para el pozo, yacimiento M – 1.

Gradiente estático bifásico		
<i>Corte de agua promedio</i>	Fracción	0,31
<i>Densidad API @60 °F</i>	API	15,8
<i>Gradiente estático del fluido</i>	psi/ft	0,422
<i>Temperatura</i>	F	204
Presiones de interés		
<i>Pwf antes del cierre</i>	Psia	450
<i>Pws durante el cierre</i>	Psia	1,186

Tabla XIV. Resultados del periodo de cierre

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

La Tabla XV indica los resultados obtenidos del “build – up” correspondiente al periodo de cierre entre el 30 de septiembre y 8 de octubre del 2012. Adicionalmente se incluyen los índices de productividad tanto del petróleo como del fluido.

Resultados		
<i>Permeabilidad</i>	Md	1593
<i>Daño</i>		0,6
<i>Presión del yacimiento</i>	Psia	1248
Índices de Productividad		
<i>Jo</i>	bbl/d/psi	0,23
<i>Jf</i>	bbl/d/psi	0,25

Tabla XV. Resultado de Build Up

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

Después de la limpieza ácida la permeabilidad incrementó de 900 a 1593, es decir hubo un aumento del 77%; además se logró una producción promedio de 136 bbpd, información que se presenta en la Tabla XVI.

	Antes	Después	Incremento, %
Permeabilidad, md	900	1593	77
Qo, bpd (promedio)	47	136	290
IP, bbl/d/psi	0	0,23	230

Tabla XVI. Análisis de propiedades

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

La capacidad de producción del pozo aumentó considerablemente para un mismo “drawdown”. En la Figura 30 se observa que el valor del AOF (Absolute Open Flow) es alrededor de 236 bpd, máxima tasa a la que el pozo puede producir cuando Pwf es cero.

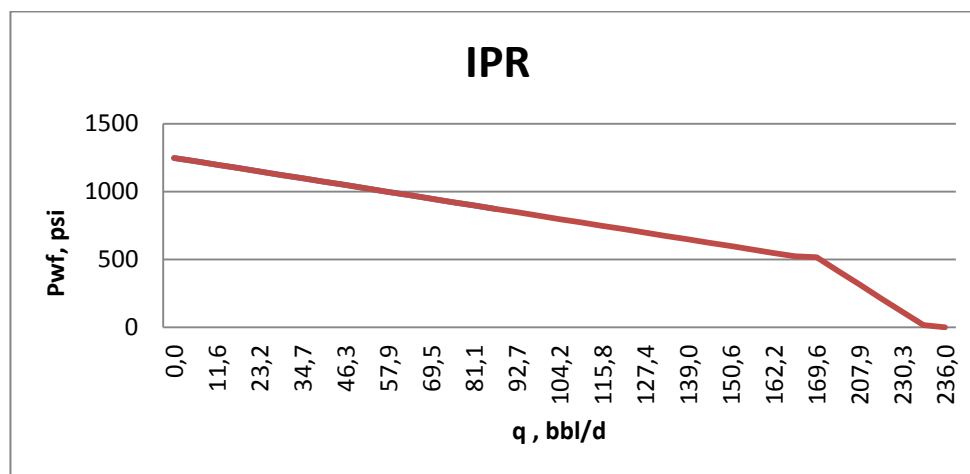


Figura 30. IPR del pozo Espol 07 luego de la acidificación

Fuente: Los autores

5.2. Fracturamiento hidráulico

Para determinar el comportamiento de un pozo después de un fracturamiento hidráulico los factores que se deben analizar antes y después del tratamiento son: índice de productividad, efecto de daño, permeabilidad y tasa de producción. Un mayor análisis permite determinar la longitud de la fractura apuntalada, la conductividad de la misma y el área de drenaje del pozo. (Society of Petroleum Engineers, 2007)

Una inadecuada evaluación del trabajo limitará la aplicación del fracturamiento en otros pozos de un campo.

5.2.1. Análisis de producción

El historial de producción para el pozo Machala 01 se indica en la Tabla XVII. El fracturamiento se realizó el 5 de noviembre del 2008 y los datos anteriores al trabajo corresponden al periodo agosto-octubre. Los resultados de la estimulación constan desde noviembre 11 del 2008 en adelante.

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	P. Intake	THP
	Bbls	Bbls	Bbls	%	Psi	PSI
25-aug-08	52	50	2	4,1	608	470
12-sep-08	45	43	2	4,1	470	430
13-sep-08	49	47	2	4,1	546	430
15-sep-08	178	171	7	4,1	441	420
16-sep-08	82,8	80	3	4,1	613	500
08-oct-08	144	138	6	4	521	470

18-oct-08	144	138	6	4	382	460
FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW	P. Intake	THP
	Bbls	Bbls	Bbls	%	Psi	PSI
11-nov-08	960	0	960	100	3010	550
12-nov-08	740	0	740	100	1848	490
13-nov-08	368	0	368	100	2450	460
14-nov-08	166	136	30	18	1569	430
15-nov-08	172	144	28	18	1341	450
16-nov-08	178	164	14	16	1335	450
17-nov-08	175	158	17	8	1183	450
18-nov-08	216	194	22	10	1172	450
19-nov-08	280	260	20	7	867	480
20-nov-08	268	247	21	8	969	470
23-nov-08	288	265	23	8	629	470
27-nov-08	324	298	26	8	626	470
06-dic-08	320	294	26	8	552	460
13-dic-08	312	298	14	4,5	595	480
17-ene-09	348	327	21	6	361	400
25-ene-09	332	312	20	6	382	420
26-feb-09	276	259	17	6	408	480
06-mar-09	284	267	17	6	373	420
08-mar-09	269	253	16	6	396	480
31-mar-09	252	237	15	6	390	420

Tabla XVII. Historial de producción del pozo Machala 01

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

En la Figura 31 se puede observar que la producción de crudo antes del fracturamiento fue de aproximadamente 144 bbls. Después del trabajo, el 5 de noviembre del 2008 el pozo produjo 960 barriles con 100% de BSW debido a que se bombearon más de 1300 barriles de fluido de tratamiento a la formación, en su mayoría agua. Una vez que se

limpia la arena tratada, incrementa la producción de petróleo estabilizándose aproximadamente en 240 BOPD, información que consta en la Tabla XVII

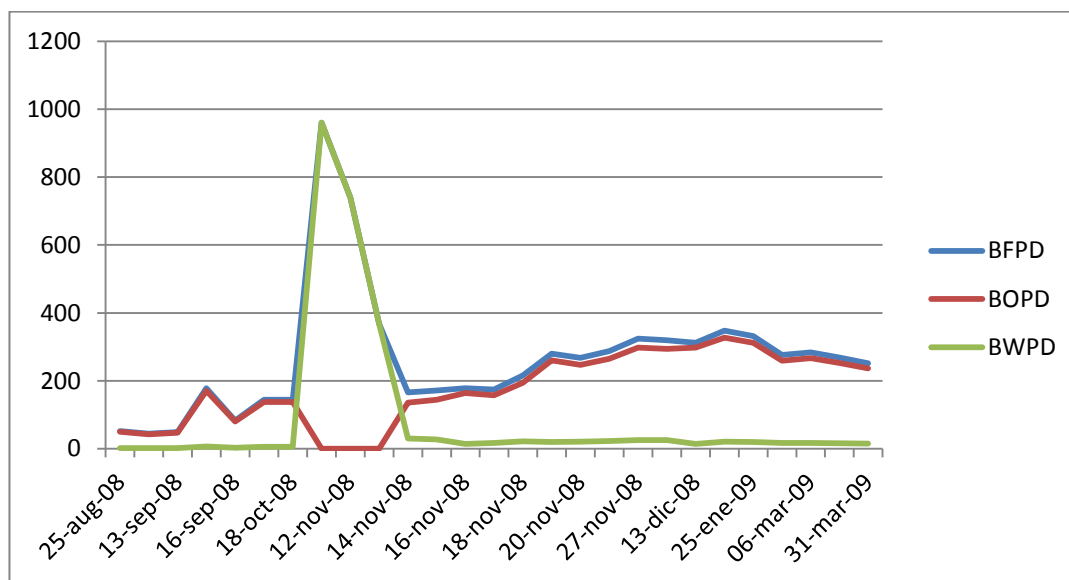


Figura 31. Curva de comportamiento de producción del pozo Machala 01

Fuente: Los autores

A partir de enero 17 del 2009 el BSW se estabilizó en el 6%. La Figura 32 muestra la variación del BSW en el periodo analizado Agosto 2008 – Marzo 2009.

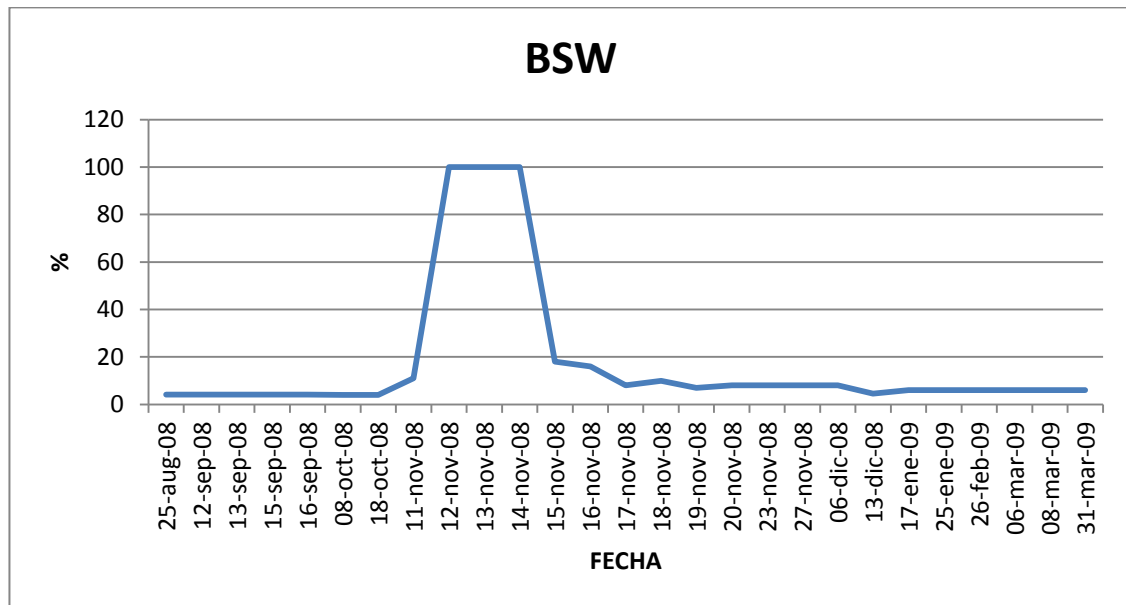


Figura 32. Curva de Bsw para el pozo Machala 01

Fuente: Los autores

La Figura 33 compara el IPR antes y después del fracturamiento hidráulico. Como se puede notar el AOF se incrementó de 210 BOPD a 390 BOPD, es decir el tratamiento resultó exitoso porque la producción aumentó en un 85%.

Las curvas de IPR son lineales debido a que la $P_b \leq P_{wf}$. Se puede concluir que el problema de baja producción del pozo se da principalmente por la disminución de presión por efecto de producción.

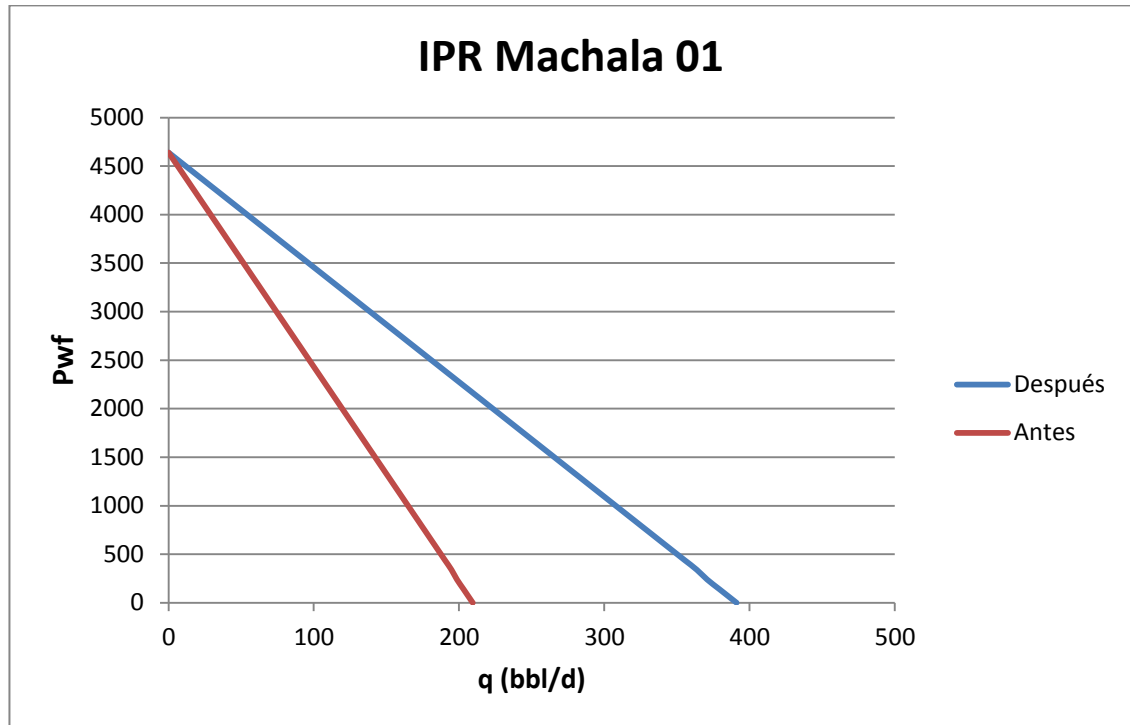


Figura 33. IPR de Machala 01

Fuente: Los autores

Adicionalmente la longitud de la fractura alcanzada (115 pies) es positiva para un buen resultado del trabajo, porque si se tiene baja permeabilidad la longitud se vuelve un parámetro más importante que la propia conductividad de la fractura.

Por consideraciones económicas la empresa operadora decidió no realizar una prueba de restauración de presión, ya que al observar resultados favorables de producción en poco tiempo prefirieron omitir tal operación. Por esa razón no es posible determinar el daño de

formación después del fracturamiento, además no se dispone de dicho valor antes de la ejecución del trabajo, por lo que no es factible comparar el parámetro antes y después del tratamiento.

Respecto al análisis técnico, el 88% del total de apuntalante está dentro de la longitud (115 pies) de la fractura, indicando que tanto el diseño del tratamiento y que la operación fueron adecuadas; adicionalmente se corrigió y diseñó correctamente la operación para prevenir nuevamente un arenamiento. La reperforación de la zona influyó considerablemente al eliminar las restricciones al flujo del apuntalante y al crear nuevos punzados de mayor diámetro.

En la Tabla XVIII se detallan los principales parámetros de producción del pozo Machala 01 antes y después de la fractura. Después del trabajo la tasa incremento en un promedio de 145 BOPD.

Resultados Obtenidos							
Antes de la Fractura				Despues de la Fractura			
IP	BOPD prom.	BWPD Prom.	BSW Prom.	IP	BOPD prom.	BWPD Prom.	BSW Prom.
Bopd/Psi	bbl	bbl	%	Bopd/Psi	bbl	bbl	%
0,045	95	4	4,1	0,085	239	20	8,3

Tabla XVIII. Comparación de producción antes y después de la fractura.

Fuente: Los autores

CAPÍTULO VI.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

1. En el trabajo de acidificación las proporciones químicas de los fluidos utilizados propuestas por el laboratorio permitieron diluir, limpiar y acarrear los sedimentos con el fluido del fondo del pozo.
2. El sistema ClayFix limpió y desplazó exitosamente los sedimentos mediante la dilución del fluido viscoso que se recuperó totalmente ya que al final de la operación se obtuvieron retornos limpios
3. Antes del trabajo de estimulación en la arena M-1 del pozo Espol 07 no había admisión de fluido. Finalizada la operación el pozo admitió 56 bbls de ClayFix de la columna hidrostática, comprobándose que se eliminó la obstrucción.
4. El análisis de la prueba de restauración para el pozo Espol 07 mostró los siguientes parámetros: permeabilidad= 1593 mD, daño= 0.6, presión del

reservorio= 1281 psia @ profundidad del sensor. Indicando que el trabajo fue exitoso.

5. Al realizar la fractura en la arena Hollín Superior del pozo Machala 01 los resultados fueron los siguientes: Longitud apuntalada 115 pies y ancho fracturado 45 pies.
6. El fluido YF130HTD garantiza el trabajo de fracturamiento, puesto que transporta de manera eficiente el apuntalante y se activa su propiedad reticular en las $\frac{3}{4}$ partes de la tubería, minimizando la pérdida por filtrado y evitando dañar la formación.
7. El apuntalante C-Lite 16/20 sirvió de manera efectiva durante el proceso de fracturamiento; su baja densidad facilitó su transporte, y ayudó a aumentar la permeabilidad de la zona fracturada.

8. En el pozo Machala 01, los días 11, 12 y 13 noviembre del 2008 la producción de crudo fue de 0 bbl. En los días posteriores hubo un importante incremento en la producción, indicando que el fluido de tratamiento salió de la formación permitiendo que salga el fluido del yacimiento.

6.2. Recomendaciones

1. Es importante que la compañía Operadora disponga de toda la información necesaria sobre el pozo que se desea estimular, para evitar que en el diseño de cualquier tratamiento se asuman datos y no se obtengan los resultados esperados.
2. Cualquier operadora debe disponer de información actualizada sobre pruebas de producción y de presión de todos los pozos productores.
3. En todo trabajo de estimulación se debe disponer de una unidad de Coiled – Tubing.
4. Un análisis de compatibilidad entre los fluidos de tratamiento y los de la formación evitará problemas de emulsiones, lodos asfálticos, entre otros.

5. Tener en cuenta la mineralogía de la formación al momento de seleccionar el fluido de tratamiento para evitar problemas de migración de finos.
6. Realizar de manera correcta la simulación de la fractura para obtener los mejores datos sobre el material que se va a utilizar, especialmente el apuntalante con el fin de evitar arenamiento del pozo, que podría significar que el trabajo de estimulación no sea exitoso.
7. En todo trabajo de acidificación se debe incluir para controlar la corrosión.
8. Con la finalidad de evaluar el trabajo de estimulación se debe realizar una prueba de restauración antes y después del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdulaziz, A. K. (2003). *Stimulate the Fluid*. Saudi Arabia: Middle East & Asia Reservoir Review.
- Amanat, C. (2004). *Pressure Buildup Analysis Techniques for Oil Wells*. Burlington, Massachusetts, EE.UU.: Gulf Professional Publishing.
- Banco Central del Ecuador. (5 de Agosto de 2013). Economía de Ecuador creció 3.5% en primer trimestre del año. *El Telégrafo*, pág. Economía.
- Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization Using NODAL Analysis*. Tulsa, Oklahoma: Petroskills.
- Correa, J. (Abril de 2012). *Flujo de fluidos en medios porosos*. Venezuela.
- Coulter Jr, A., Hendrickson, A., & Martinez, S. (s.f.). Petroleum Engineering Handbook. En *Acidizing* (págs. 1-12). Schlumberger.
- Crowe, C., Masmonteil, J., & Thomas, R. (1992). Trends in Matrix Acidizing. *Oilfield Review*, 24-27.
- Cuderman, J., & Northrop, D. (1984). *A propellant-based technology for multiple fracturing wellbores to enhance gas recovery: Application and results in Devonian shale*. Pittsburgh: Society of Petroleum Engineers.
- Cuthill, D. (2011). *Propellant Assisted Perforating An Effective Method for Reducing Formation Damage When Perforating*. Netherlands: Society of Petroleum Engineers.

- Davies, S., & Kelkar, S. (2007). *Carbonate Stimulation*. Middle East & Asia Reservoir Review.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation*. Texas: Wiley.
- Gdanski, R. (2005). *Advances in Carbonate Stimulation*. México: CIPM.
- Gidley, J. L. (1989). Recent Advances in Hydraulic Fracturing. En J. L. Gidley, *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*. Texas: Richardson.
- Hewitt, C. H. (1963). *Analytical Techniques for Recognizing Water - Sensitive Reservoir Rocks*. Denver: Society of Petroleum Engineers.
- Hill, D., Liétard, O., Piot, B., & King, G. (s.f.). *Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy*. Schlumberger Dowell; BP Amoco.
- Hubbert, M. K., & Willis, D. G. (1957). Mechanics of Hydraulic Fracturing. En M. K. Hubbert, & D. G. Willis, *Mechanics of Hydraulic Fracturing* (págs. 153 - 166). AIME.
- Islas Silva, C. (1991). *Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Kalfayan, L. (2000). *Production Enhancement with Acid Stimulation*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Corporation.
- Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook*. Austin: Society of Petroleum Engineers.
- Lee, J. (1982). *Well Testing*. Austin: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Miller, J. R. (1963). *Hydraulic Fracturing Fluid*. Tulsa: Jersey Production Research Company.

Nind, T. E. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. México D.F.: Limusa S.A.

Quiroga, K. H. (1991). *Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petroleros Manual*. Quito: Petroproducción.

Romero, E. (1975). *Manual de Procesos de Campo*. Maracaibo.

Schlumberger. (Primavera de 2004). *Schlumberger*. Recuperado el 15 de Enero de 2014, de La nueva dinámica de operaciones de disparo en condiciones de bajo balance:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/spr04/p56_69.pdf

Schlumberger. (Otoño de 2009). *Schlumberger*. Recuperado el 15 de Enero de 2014, de Operaciones de disparos: Cuando la falla es el objetivo:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/win09/01_operaciones_disparos.pdf

Society of Petroleum Engineers. (2007). Formation Damage. En M. M. Sharma, *Productions Operations Engineering* (Vol. IV, págs. 241-262). Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Society of Petroleum Engineers. (2007). Hydraulic Fracturing. En S. A. Holditch, *Productions Operations Engineering* (Vol. IV, págs. 323-327, 339-341, 344-346, 358, 360, 362). Richardson: Society of Petroleum Engineers.

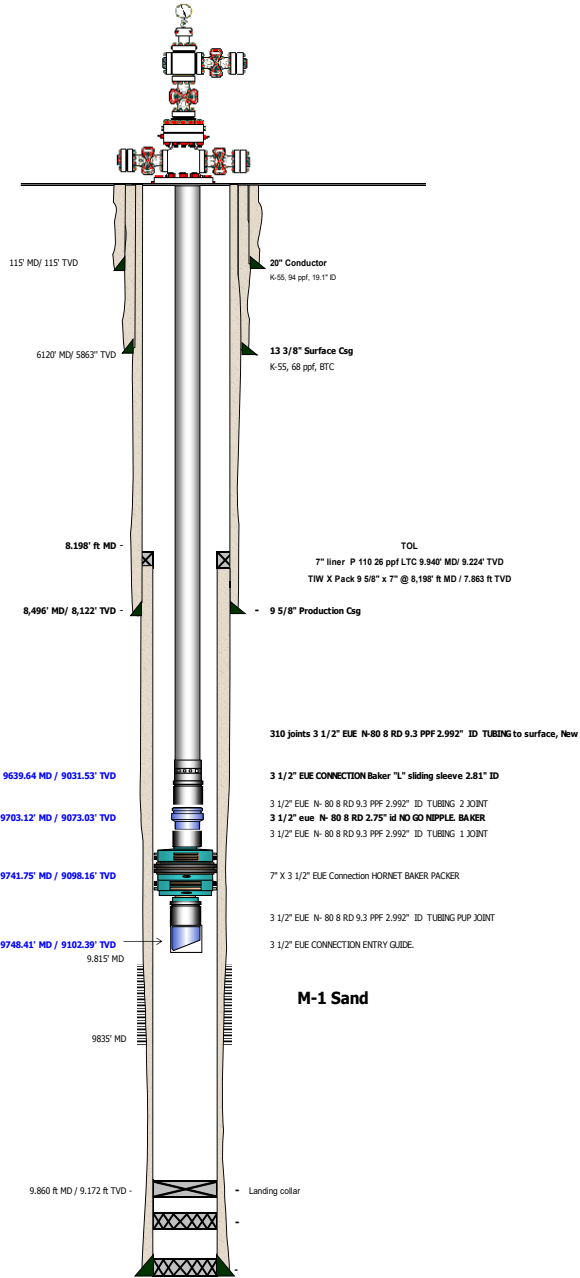
- Society of Petroleum Engineers. (2007). Inflow and Outflow Performance. En M. L. Wiggins, *Productions Operations Engineering* (págs. 1-2, 28-30). Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Society of Petroleum Engineers. (2007). Well Productions Problems. En R. Jasinski, *Productions Operations Engineering* (Vol. IV, págs. 367, 373-379, 381-383). Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Urquizo, J. P. (2004). *Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico*. Quito: PETROECUADOR.
- Weatherford. (2006). *Propellant Stimulation*. Houston.
- Williams, B. B., Gidley, J. L., & Schechter, R. S. (1979). *Acidizing Fundamentals*. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME.

ANEXOS

ANEXO A. COMPLETACIÓN DEL POZO ESPOL 07

Max deviation: 50.68° @ 9833.00' MD / 9,156.06' TVD

CABEZAL JMP:
 "A" section: 13 3/8" x 13 5/8" x 3M
 "B" section: 13 5/8" x 11" 3M
 "C" Section : 3 1/2" EUE x 11" 3M



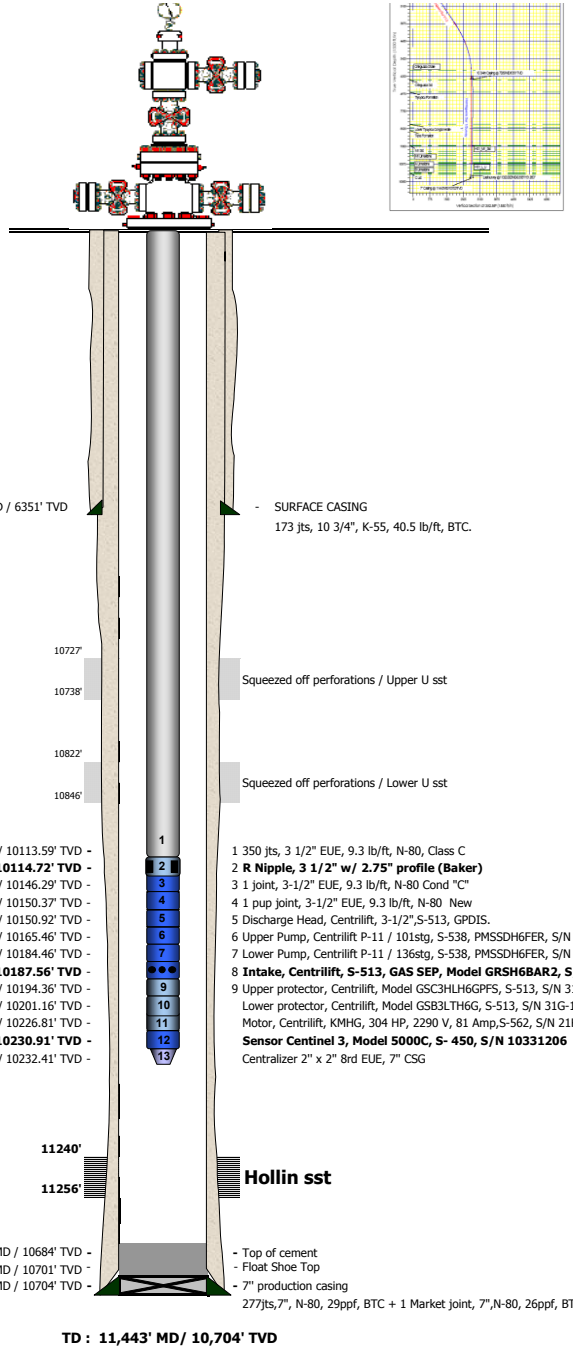
Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

ANEXO B.

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO MACHALA 01

Start WO# 2: 16-Aug-07
End WO# 2: 7-Sep-07
Max Desviation: 36.49° @ 4233' MD / 3699' TVD

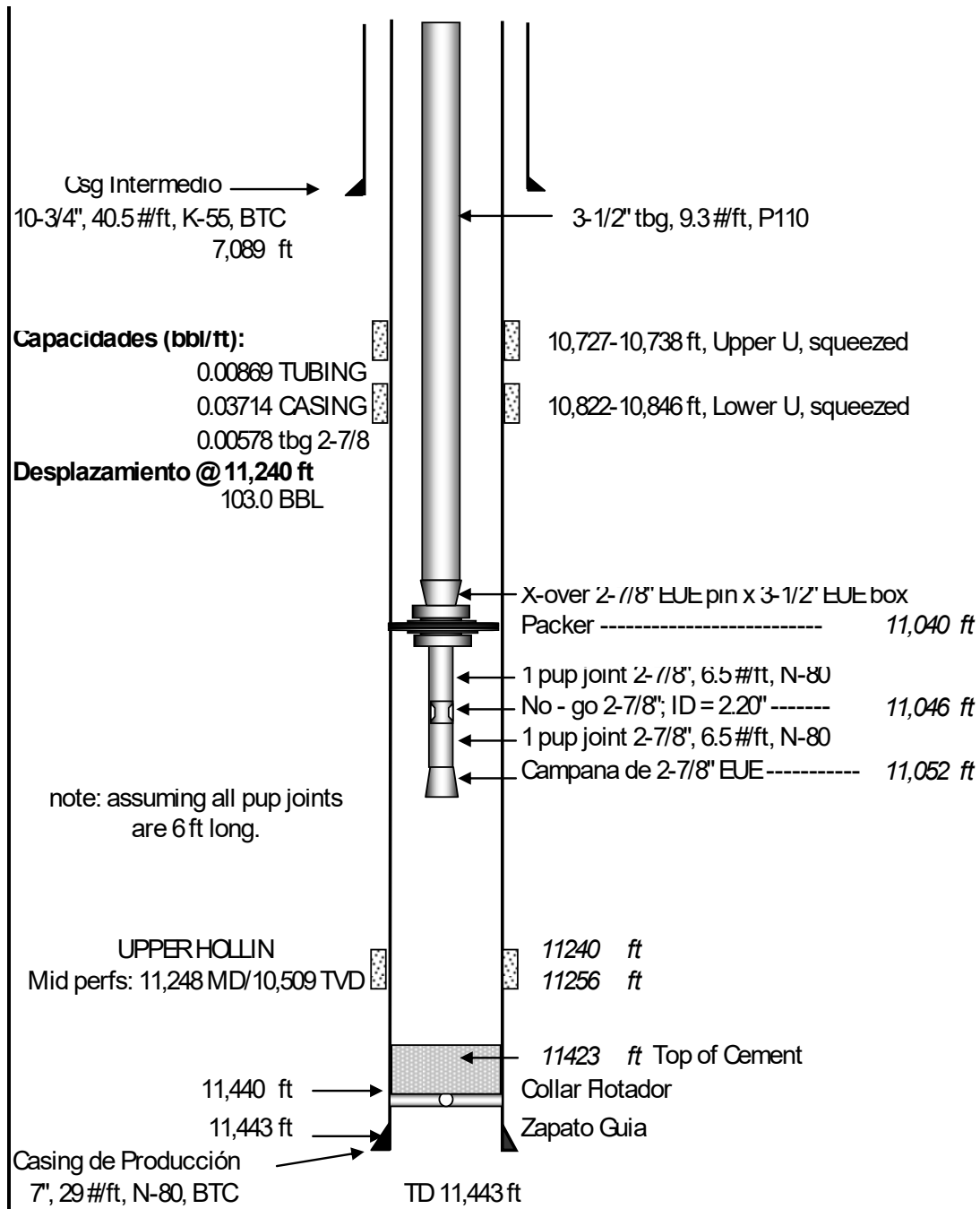
WELLHEAD VETCO:
 "A" section: 10 3/4" x 11" x 3M
 "B" section: 11" x 11" x 3M
 "C" Section: 3-1/2" EUE x 11" x 3M



Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

ANEXO C.

DIAGRAMA DE BHA DE FRACTURA DEL POZO MACHALA 01



Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano

ANEXO D. PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO

Para ejecutar el trabajo se recomienda el siguiente proceso:

1. Movilizar el taladro y equipos requeridos al Pozo Machala 01.

NOTA: PUEDE SER NECESARIO BOMBLEAR SOLVENTES CON COILED TUBING PARA LIMPIAR LA BOCA DEL POZO

2. Controlar el pozo, reemplazar el cabezal con BOP.
3. Retirar la sarta de producción, rompiendo junta por junta al tubing hacia el piso.
4. Correr broca y scrapper para acondicionar el hueco.
5. Retirar del pozo la sarta acondicionadora, preparar el BHA de fractura.
6. Correr el BHA de fractura de acuerdo a la siguiente secuencia:
 - Tubería 3-1/2'' EUE BxP, 9.3 #/pie hasta superficie
 - 1 EA No-go, 3-1/2'' EUE BxP, 2.75 R Perfil con standing valve 2.75 instalada
 - 1 Tubo 3-1/2'' EUE BxP, 9.3 #/pie
 - 1 EA X-over 3-1/2'' EUE Box, 9.3 #/pie x 2-7/8'' EUE Pin 6.4 #/pie
 - 1 EA Packer mecánico Positrieve 7'', 2-7/8'' EUE BxP, 26-29#
 - 1 EA X-Over 2-7/8'' EUE Box, 6.4 #/pie x 3-1/2'' EUE Pin 9.3 #/pie
 - 1 Tubo, 3-1/2'' EUE BxP, 9.3 #/ft
 - 1 EA 3-1/2 EUE B, 9.3 #/pie, guía de reentrada para wireline

La velocidad de corrida en pozo nunca deberá ser mayor a 100 pies/segundo dentro del casing de 7''

El tubing debe ser nuevo o grado A. El no-go debe tener una standing valve para 7,500 psi mínimo.

NOTA: Probar tubería con 3,000 psi cada 2,000 pies mientras se corre el BHA de fractura.

7. Movilizar el equipo de fractura a la locación.
8. Con la sarta en profundidad, conectar las líneas de tratamiento al cabezal y probar con 8,000 psi.
9. Probar el tubing con 7,500 psi durante 10 minutos
10. Bombear el tratamiento ácido (pickling), consistente en:
 - 14 bbls de HCL al 10%
 - Desplazar con salmuera
11. Desplazar hasta que retorne un barril a superficie.
12. Reversar los fluidos al tanque de almacenamiento.
13. Asentar el packer. Probar el anular con 800 psi.
14. Preparar para bombear el SanMIGUEL de la siguiente manera:
 - a) Step Rate Test con 150 bbls de FreFLO. Reciprocación.
 - b) Inyectar 200 bbls de YF100HTD, a 12 bpm, desplazando con 100 bbls de WF130

15. Esperar la declinación de la presión e iniciar el análisis SanMiguel.
16. Correr un registro de temperatura.
17. Revisar el diseño y ejecutar el trabajo de fractura de acuerdo al programa indicado en la Tabla IX. Desplazando con 3.00 bbl después del FLUSH.

En resumen tenemos:

- ✓ 11800 gal de YF130HTD
- ✓ 4261 gal de WF130
- ✓ 46.6 % de PAD Limpio
- ✓ 43.1 % de PAD sucio

18. Esperar que la fractura cierre.
19. Abrir el bypass. Circular en reversa mínimo 1.5 veces el volumen del tubing, hasta obtener salmuera en superficie, para evitar tener apuntalante sobre el packer.
20. Desasentar el packer y sacar del hueco la sarta de fractura a superficie.
21. Correr con tubería abierta en extremo para limpiar la boca del pozo. Siempre circular en reversa, hasta que los retornos sean totalmente limpios.
- 22.** Correr la sarta de evaluación o de producción, de acuerdo a los resultados obtenidos

NOTA: EN CASO DE OCURRIR UN ARENAMIENTO PREMATURO DURANTE LA EJECUCIÓN DEL TRABAJO DE FRACTURA, SE DEBE DETERMINAR EL TOPE ESPERADO DEL APUNTALANTE. SI ESTÁ LOCALIZADO SOBRE EL PACKER, EXISTE EL RIESGO QUE LA SARTA SE ATASQUE CUANDO EL PACKER SE DESASIENTE.

PARA PREVENIR CUALQUIER PROBLEMA OPERACIONAL, TENER DISPONIBLE UNA UNIDAD DE COILED TUBING PARA LIMPIAR INTERNAMENTE LA TUBERÍA, PREVIO A REMOVER LA SARTA DE FRACTURA.

Fuente: Empresa del Oriente Ecuatoriano