ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción"

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Diego Pontón Tomaselli

Iliana Pambabay Calero

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

A G R A D E C I M I E N T O

Mi más profundo sentido de agradecimiento al Ing. Héctor Román director de tesis, quien por sus acertados consejos, oportuna guía e invaluable ayuda tuvimos la oportunidad de realizar este proyecto.

Al Ing. Oscar Ponce y al resto de personas que integran el departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Sacha de Petroproducción quienes colaboraron desinteresadamente con el desarrollo de esta tesis.

Al Ing. Nilo Morales de BJ SERVICES, por su aporte con toda la información necesaria sobre los aditivos que intervienen siempre en las operaciones de estimulación matricial a pozos petrolíferos, por las facilidades brindadas para presenciar ensayos de laboratorio y por los conocimientos impartidos para el desarrollo de esta tesis de grado.

Al tecnólogo Gilberto Fonseca de SOLIPET S.A. por su invaluable contribución con los conocimientos de bombeo de ácido, pruebas de producción e inyectividad, las cuales fueron básicas para la realización de esta tesis de grado.

Diego Pontón T.

// A G R A D E C I M I E N T O

Mi especial agradecimiento a Dios porque sin él nada de esto hubiese sido posible.

A mi madre Sra. Eufemia Calero S., quién creyó en mi y me brindó su apoyo en todo momento, en la vida universitaria y fuera de la misma. A todos mis profesores y a todas las personas que de uno y otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y especialmente en el Ing. Héctor Román, director de tesis, por su invaluable ayuda, al Ing. Nilo Morales de la compañía BJ Services por el material y ayuda brindada para realizar este proyecto, al Ing Fidel Ponce por su gran apoyo incondicional para la culminación de esta tesis y finalmente agradezco a todo el personal del Departamento de Ingeniería de Petróleos del campo Sacha de PETROPRODUCCIÓN por la ayuda y atención prestada durante nuestra estadía en el Distrito Amazónico.

Iliana Pambabay C.

D E D I C A T O R I A

Dedico este trabajo hacia mis padres Ángel y Olga, quienes siempre fueron mi modelo a seguir, creyeron en mí, en mis capacidades e incondicionalmente me apoyaron siempre hasta la culminación de esta ansiada meta.

A mis hermanas, primos, tíos, que siempre estuvieron pendientes de mi y de mi bienestar.

A mis amigos por su constante apoyo, ayuda e inquebrantable cariño.

Diego Pontón T.

Dedico todo mi esfuerzo y trabajo a dos personas muy importante en mi vida, aquellas personas que sacrificaron mucho de si para que yo pudiera realizarme profesionalmente pudiendo alcanzar esta meta, ellos que siempre creyeron en mí y llenan de felicidad, dicha y esperanza toda mi vida, esas dos personas que son mi razón de ser. A EUFEMIA CALERO SALINAS y JOHNY PAMBABAY FARIAS, mi madre, mi padre.

Iliana Pambabay C.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO FICT
PRESIDENTE

Ing. Héctor Román F.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Heinz Terán M.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Diego Pontón Tomaselli

Iliana Pambabay Calero

RESUMEN

El presente trabajo es un Análisis y Diseño de estimulaciones ácidas realizadas en las diferentes arenas productoras del campo Sacha operado por Petroproducción. La estimulación matricial de pozos es una de las actividades más importante en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros. Para que este tipo de estimulación resulte eficaz, depende básicamente de la determinación del daño, de un buen análisis nodal a través de pruebas de laboratorio, de una prueba de compatibilidad de los fluidos y por ende la selección de los pozos candidatos, hasta el diseño y ejecución del tratamiento.

Para realizar un adecuado análisis y diseño de estimulación matricial, este trabajo muestra fundamentos teóricos y técnicos, selección de pozos y análisis económicos; encasillados en seis capítulos, de los cuales:

El primer capitulo contiene una introducción a los aspectos teóricos involucrados en la Descripción del campo Sacha, estratigrafía y ambiente del depósito, descripción del yacimiento donde se especifica las diferentes arenas productoras del campo, así como también las características de los fluidos y presiones del campo y sus mecanismos de empuje.

Dentro del Capitulo 2 se realiza un análisis de producción del campo Sacha donde se detallada un historial de producción, tipos de completaciones, los sistemas de bombeos y los problemas de incrustaciones, parafinas, asfaltenos así como también el daño de formación, explicando la predicción, identificación y eliminación de estos depósitos y daño.

En el capitulo 3 se detalla los Tipos de Estimulaciones ácidas y el bombeo del mismo, donde están involucrados los tipos de ácidos utilizados en este tratamiento así como la combinación de los mismos, las reacciones químicas de los ácidos con las diferentes arenas, la utilización de aditivos y los componentes involucrados en un tratamiento.

En el capítulo 4 se efectúa la respectiva selección de pozos, que para este estudio fueron tomados del campo Sacha; detallando para cada uno de ellos las características petrofísicas y de fluidos, salinidades, historiales de producción y de reacondicionamiento, y el análisis de restauración de presión, también se detallan las tendencias de cada pozo y el diseño respectivo de acuerdo a las pruebas de compatibilidad.

El Capitulo 5 es un análisis económico a partir del diseño previo desarrollado en el Capitulo 4 para la estimación de la productividad de los pozos en estudio, donde se muestran los costos operativos, costos del tratamiento y el previo análisis económico de acuerdo a la ecuación de declinación por pozo.

Finalmente, en el Capitulo 6 se dan conclusiones objetivas y con aporte tanto técnico como económico a este estudio, así como las recomendaciones necesarias para que futuras operaciones de estimulación matricial puedan ser llevadas a cabo con resultados satisfactorios.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
T	Arena Napo T
U	Arena Napo U
BT	Arena Basal Tena
CAP	Contacto Agua-Petróleo
ft	Pies
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
Km.	Kilómetros
m.	Metros
cm.	Centímetros
mm.	Milímetros
mg.	Miligramo
lb.	Libra
psi	Libras por pulgadas cuadradas

scf	Pies cúbicos cuadrados
bbl	Barriles
cp	Centipoise
mD	Milidarcy
IP	Indice de Productividad
atm.	Atmosfera
GOR	Relación Gas - Petróleo
PPH	Bombeo Hidráulico
PPS	Bombeo Electrosumergible
PPF	Flujo Natural
CPF	Sistema de Fluido Motriz Cerrado
ºF	Grados Fahrenheit

SIMBOLOGIA

Pc	Presión Capilar
ΔP	Diferencial de Presión
A	Area
L	Longitud
μ_{oil}	Viscosidad del petróleo
k	Permeabilidad
ks	Permeabilidad en la zona dañada
ko	Permeabilidad efectiva al petróleo
h_T	Espesor del reservorio
h	Espesor neto de la arena
pc	Presión en la cabeza del pozo
σ	Tensión Superficial
S	Daño de Formación
Ps	Presión estática del reservorio
pws	Presión de fondo
pwf	Presión de fondo fluyente
pb	Presión de burbuja
S_o	Saturación de petróleo
S_g	Saturación de gas

S_w	Saturación de agua
S_{wc}	Saturación crítica de agua
θ	Angulo de contacto
q	Tasa de producción
qo	Tasa de producción de petróleo
qw	Tasa de producción de agua
qt	Tasa de producción de fluido total
rs	Radio de la zona dañada
rw	Radio del pozo
re	Radio externo
S	Factor de daño de formación
Ty	Temperatura de yacimiento
βoil	Factor Volumétrico de formación del petróleo
$Ø$	Porosidad
NH_4^+	Sal de Amonio
NO_3^-	Sal de Nitrato
ClO_3^-	Sal de Clorato
ClO_4^-	Sal de Perclorato
$C_2H_3O_2^-$	Acetato
Cl^-	Cloruro
Br^-	Bromuro

I^-	Yoduro
OH^-	Hidróxido
SO_3^{2-}	Sulfito
CO_3^{2-}	Carbonato
CrO_4^{2-}	Cromato
PO_4^{3-}	Fosfato
$CaCO_3$	Carbonato de Calcio
$NaCl$	Cloruro de Sodio
HF	Ácido Fluorhídrico
HCl	Ácido Clorhídrico
$FeCO_3$	Carbonato de Hierro
FeS	Sulfuro de Hierro
Fe_2O_3	Oxido de Hierro
$NaOH$	Hidróxido de Sodio
$Ca(OH)_2$	Hidróxido de Calcio
KOH	Hidróxido de Potasio
$BaSO_4$	Sulfato de Bario
$SrSO_4$	Sulfato de Estroncio
NH_4HCO_3	Bicarbonato de Amonio
Na_2CO_3	Carbonato de Sodio
CH_3COOH	Ácido Acético

HCOOH	Ácido Fórmico
12% HCl- 3% HF	Regular Mud Acid
HBF4	Ácido Fluorobórico (Sandstone Acid)
$C_{10}H_{16}N_2O_8$	Ácido Etilendiaminotetraacético (EDTA)
$C_6H_8O_6$	Ácido Eritórbico

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, la industria petrolera ha trabajado dentro de sus organizaciones, cumpliendo con sus objetivos específicos, así la organización de perforación y reparación, perforaba y reparaba pozos, atendiendo a la necesidad más inmediata: incrementar producción perforando nuevas localizaciones o reparando pozos cuya producción había disminuido. Pero muy poca o casi ninguna atención se prestó durante muchos años que las operaciones llevadas a cabo en los pozos podían resultar en graves daños a los yacimientos productores, ya sea por falta de conocimiento de los mecanismos de daño, también por la falta de incentivos económicos, no se aplicaban metodologías de prevención del daño a la formación.

No obstante, no había un análisis llevado a cabo en forma disciplinaria que viese en conjunto los problemas del pozo, como el área de drenaje, la conexión yacimiento-pozo, el sistema de producción ni las instalaciones de superficie, permitiendo que el pozo “problema” pase de un departamento a otro, llevando esto a creer que los pozos tenían un problema de daño y por supuesto al incremento de los trabajos de estimulación.

La estimulación matricial ha sido una de las operaciones de campo que se ha aplicado tradicionalmente en la industria petrolera para mantener, recuperar e incrementar la producción de un pozo, que ha declinado su producción debido al desgaste de energía natural que sufren los yacimientos por la perdida de presión, por el mal manejo en las operaciones de perforación, al utilizar un lodo inadecuado para atravesar las zonas productoras que son porosas y permeables y las cuales son gravemente dañadas, en la operación de terminación de pozos, pero en la operación donde mas se puede provocar daños de formación es en la reparación de pozos, donde se produce la invasión de fluidos de matado a las arenas productoras, causando un daño en las propiedades petrofísicas mas importantes de la roca como la porosidad efectiva y la permeabilidad y que provocan un incremento de la presión en la cara de la arena por la acumulación de finos, o bloqueos por agua y que reducen el caudal de petróleo hacia el fondo del pozo.

La estimulación matricial consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a caudales y presiones por debajo de la presión de fractura, la selección del sistema de fluidos de tratamiento dependen del tipo de daño, de la composición mineralógica y de las condiciones del yacimiento, del conocimiento de estos factores depende el éxito de la operación de estimulación.

Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños mas adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre.

En nuestro país, particularmente en los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia nos ha revelado que no todos los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico.

Muchos de nuestros pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones No ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis de gabinete. La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantísimos que deben considerarse para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DEL CAMPO SACHA

1.1. Ubicación Geográfica

El campo petrolero Sacha esta situado 300 km al noreste de Quito en la Región Amazónica del Ecuador, Cantón Joya de los Sacha, Provincia de Orellana, delimitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur por los Campos Culebra – Yulebra, al Este por los Campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi – Aguarico mientras que al Oeste por los Campos Pucuna, Paraíso y Huachito. Fue descubierto en Febrero de 1.969 por el consorcio Texaco - Gulf con la exitosa completación del pozo exploratorio Sacha 01 llegando a alcanzar una profundidad total de 10.160 ft (penetrando 39 ft de la Formación Pre-Cretácica CHAPIZA), con una producción inicial de la arena Hollín Inferior de 1.328 BPPD de un petróleo de 29,9º API con un corte de agua y BSW de 0,1%. El contacto agua petróleo (CAP), se encontró en los pozos Sacha 2 y 64 a una profundidad de 9.032 ft y en el pozo 58 a una profundidad de 9.052 ft.

El campo fue puesto en producción el 6 de Julio de 1972 a una tasa promedia diaria para ese mes de 29.269 BPPM, incrementándose hasta un promedio de 117.591 BPPM en noviembre de ese mismo año, que es la producción máxima registrada en la vida del campo. La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60.000 BPPD hasta el año 1994, luego de lo cual ha venido declinando hasta la actualidad en que su producción diaria es de alrededor de 40.000 barriles.

Las zonas de mayor interés en el Campo Sacha se encuentran en la formación Napo, las arenas U y T, y la formación Hollín con las arenas Superior e Inferior.

Este campo es el segundo más grande del país, con una producción diaria de 43.000 BPPD de un crudo de 27,35º API, el factor de recobro de este campo es de 33,41% de los 3.451 millones de barriles de petróleos originales.

1.2. Descripción Geológica[1]

La estructura Sacha se formó en la primera etapa de inversión tectónica o sea entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano, como muestra la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura (fig 1.1).

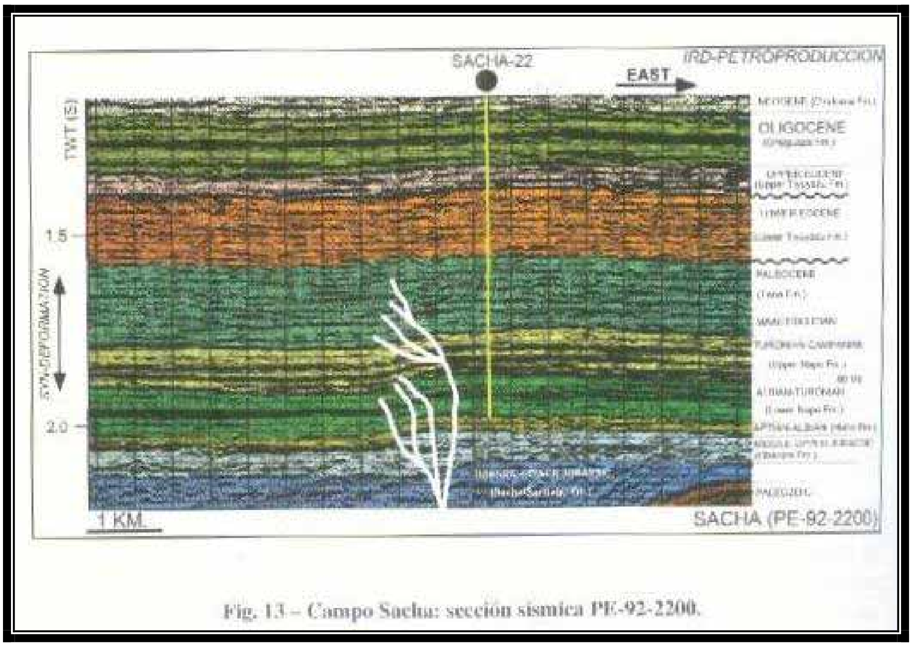


Fig. 13 – Campo Sacha: sección sísmica PE-92-2200.

Figura 1.1 Campo Sacha: sección sísmica

La más antigua formación perforada en el campo Sacha es la discordancia Chapiza por debajo de Hollín, perforaciones poco profundas, en ésta formación se mostró en 5 pozos que hay arcillocidades de color entre rojo a verde, areniscas de grano fino. En dos de los pozos se encontraron estratificaciones volcánicas, que sugiere que los pozos tocaron fondo en la Masahuallí de la formación Chapiza superior.

1.2.1. Estructuras

La trampa Hidrocarburífera Sacha es un anticlinal de dirección NE-SO (fig.1.2) cortado en su flanco oeste por una falla transpresional dextral. Se localiza en el flanco occidental del "play" central (corredor Sacha – Sushufindi). Tiene un ancho de 4 km al norte y alrededor de 7km al centro y sur, una longitud aproximadamente de 33 km. Presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240 ft a la base caliza "A" (culminación en el área del pozo Sacha 1), y un área de 32.167 acres.

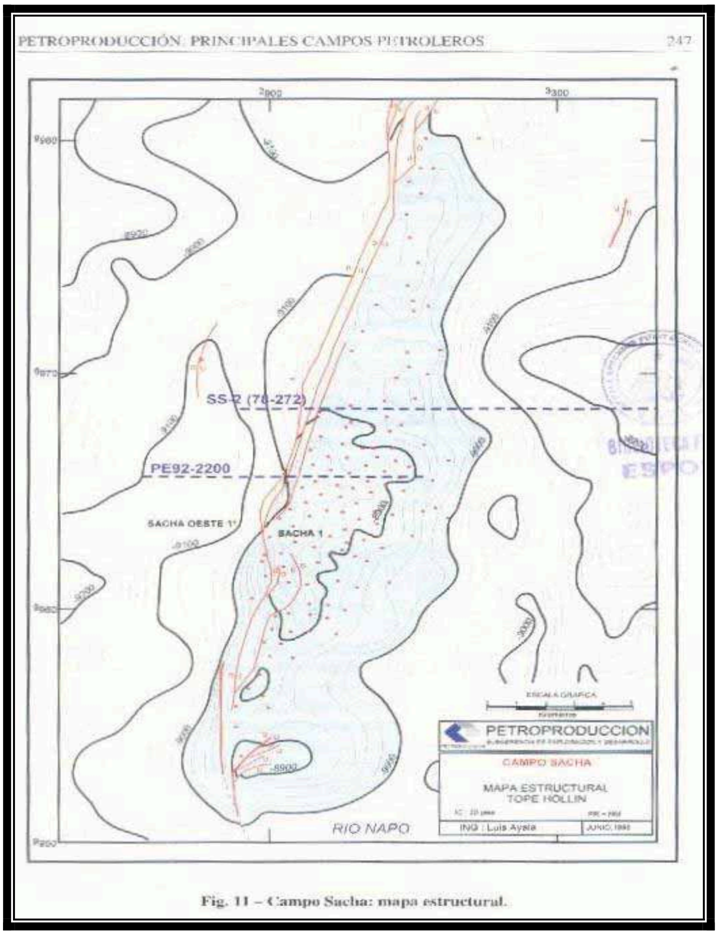


Fig. 11 – Campo Sacha: mapa estructural.

Figura 1.2 Campo Sacha - Mapa Estructural

El campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente se reactivó en más de una ocasión y que también controló la depositación de los sedimentos. Esta falla llega hasta la caliza M-2 con un salto de fallas al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 ft al Norte, en el centro del Campo 10 ft y al Sur de 20 a 35 ft.

Bajo la estructura Sacha de edad cretácica, se desarrolló el anticlinal “Sacha Profundo”, de posible edad jurásico inferior-tardío a medio (fig.1.3), que plegó los depósitos paleozoicos y triásico-jurásico de la Formación Sacha (Santiago-equivalente), el mismo que fue probado con el pozo Sacha Profundo-1 sin resultados positivos.

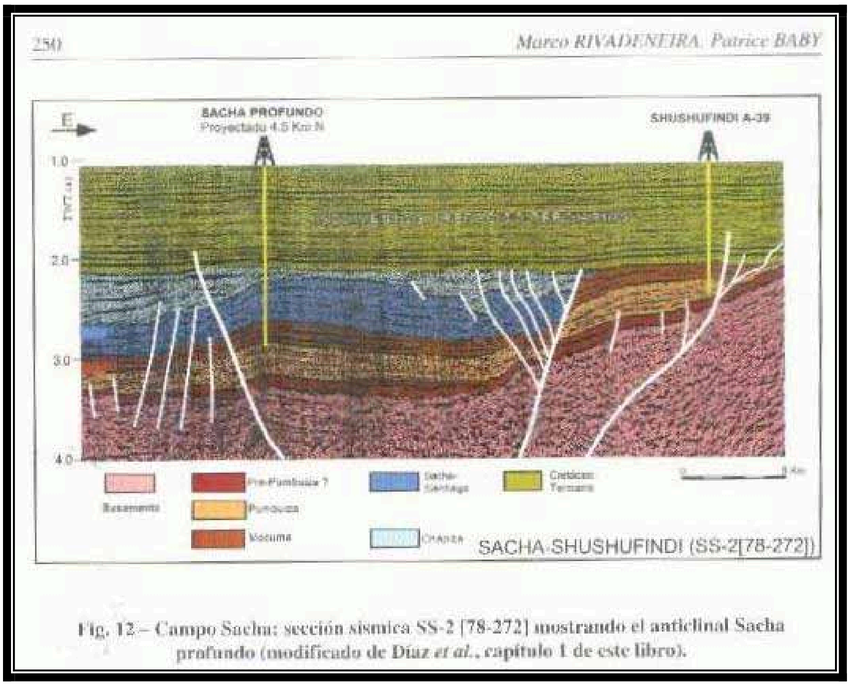


Figura 1.3 Anticlinal Sacha profundo

1.3. Estratigrafía y Ambiente de depósito[2]

Las principales arenas productoras del yacimiento en el Campo Sacha son Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena. Se detalla la descripción estratigráfica y ambiente de depósito de cada una de las arenas a continuación:

1.3.1. Arenisca Hollín Inferior

Consiste en areniscas blancas cuarzosas masivas o en bancos gruesos, porosas, de granulometría variable, con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

Corresponde a un ambiente de depositación continental, un ambiente estuarino dominado por mareas, sobre la base de la presencia de los siguientes sub-ambientes y estructuras: canales de marea con canales fluviales asociados, estratificación cruzada con laminación lodosa (que indica un ambiente protegido de estuario según Shanmugan), facies heterolíticas inclinadas, con capas dobles de lodo, estratificación cruzada bidireccional (espina de pescado), dispuestas en secuencias transgresivas.

La depositación de Hollín se produjo en varias etapas: (1) canales fluviales menores (corrientes de bajas sinuosidad) y estuario común dominado por mareas durante el tiempo Hollín inferior; (2) estuario dominado por mareas bien desarrollado y ambiente platafórmico durante el Hollín Inferior y Superior; (3) estuario dominado por mareas inundado durante el Hollín Superior (encontrando en el núcleo de Hollín Superior del pozo Sacha 126); (4) ambiente platafórmico bien desarrollado (o sea completamente inundado), con arenisca glauconíticas y lodos durante la fase final de Hollín Superior.

1.3.2. Arenisca Hollín Superior

Corresponde a una arenisca cuarzosa-glauconítica, intercaladas con lutitas negras, ligeramente calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca y usualmente unos pocos estratos delgados de color marrón brilloso, denso, calizas y limos calcáreos están presentes. Estas arenas son generalmente muy finas a medio granuladas con algunas capas de granos gruesos, sólidos, angulares a sub-angulares, y tiene una clasificación de pobre regular. Casi no hay tanta porosidad y permeabilidad como en la arenisca Hollín principal. Los esquistos que comprenden casi el 50% de la sección, son eléctricamente resistivas, muestra en mayor parte densidades generalmente más altas que las areniscas, y no son propensas a derrumbarse.

La arena Hollín esta separada de la Napo T por cerca de 100 ft (30 m.) de una zona gris oscura a negra, firme mayormente no calcáreas, arenas ligeramente propensas a la fisión. Estas arena, a diferencia de la arena hollín superior frecuentemente sufre derrumbes. Algunas capas de calizas finas son usualmente desplegadas en la parte más alta de la arena, casi en la base de la zona de arena Napo T.

1.3.3. Arenisca Napo T

Forma la sección arenosa de la secuencia “T” de mayor continuidad vertical y lateral. Contiene múltiples capas de arenisca, con lo mas grueso y productivo localizado en la parte baja de la zona. La parte baja o principal de la arena T es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita. Es de grano fino a mediano, firme y friable, bien ordenado, sub-angular y sub-redondeado, no calcáreo.

Su espesor varía entre 20 y 90 ft y se encuentra mas desarrollada en la parte central del campo, siendo menor su desarrollo en el norte y sur del mismo.

La arena es mayormente continental, y muestra restos de plantas y localmente abunda el ámbar. La arena T superior es ligeramente calcárea y su espesor varía entre 30 y 100 ft, glauconítica a muy glauconítica, y arcillosa. Hay generalmente menos permeabilidad que la arena superior y es más discontinua y heterogénea.

Después de la zona arena T está una caliza llamada la caliza "B" con rangos de grosor que van entre 15 a 30 ft. Es variable en color gris claro a café y de gris oscuro a negro y comúnmente son arcillosas y glauconíticas.

1.3.4. Arenisca Napo U

La arena de la zona U son más continuas que la de la zona T en el campo Sacha y la misma es una de las más importantes zonas productoras, aunque inferior a la de Hollín. Es una arenisca cuarzosa, con feldespatos y fragmentos líticos en menor proporción. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La porosidad descrita es intergranular y ocasionalmente intergranular con disolución y porosidad móldica. La arena es usualmente gris, grano muy fino a mediano, sub-redondeado y se muestra pobre a medianamente ordenada. Las arenas superiores a la zona son glauconíticas y a menudo arcillosas.

Esquistos oscuro a negro, duro, fisibles cerca de 15 ft de grosor separa la zona arena U de la prominente Arcilla "A". La arcilla A promedia los 55 ft de grosor en el campo Sacha. Es usualmente gris clara a gris pero ocasionalmente gris oscura a negro.

Sobre la caliza A en Sacha y comprendiendo el resto de la formación Napo es alrededor de 550 ft de color gris oscuro a negra, ligeramente a calcárea, firme a dura, localmente esquistos con poca estratificación de color ante (amarillo oscuro) a gris, de blando a firme, calizas terrosas.

1.3.5. Arenisca Basal Tena

Ubicada sobre la formación Napo, en la formación Tena. Está irregularmente distribuida sobre el área y con anchos de pocos pies hasta 30 ft. La arena es de grano fino a grueso, firme, angular y sub-angular. Contiene arcillas abigarradas, mayormente rojas a marrones, siendo este color rojo acentuado en superficie, pero en profundidad, son sobre todo grises y verdosas. Además contiene lutitas y limonitas algo calcáreas, areniscas cuarzosas claras, que se encuentran en la base y tope, una menor presencia de margas y calizas arenosas, comúnmente piritosas (Bistow & Hoffstetter, 1997).

Su ambiente de depositación es continental, con incursiones marinas. No existe una discordancia angular entre la formación Tena y la Napo, pero se presenta un hiato sedimentario entre ambas, debido a una erosión en la parte mas superior de la formación Napo (Faucher y Savoyat, 1973). Su potencia es muy variable, aumentando desde el norte (400 m.), al sur (600 m.) en la zona sub-andina, y desde el este en la cuenca amazónica (272 m) en el pozo Tiputini-1; al oeste, más de 1.000 m. (Faucher y Savoyat, 1973).

1.4. Descripción del Yacimiento

Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: porosidad, permeabilidad, salinidad y distribución de los fluidos.

1.4.1. Porosidad y Permeabilidad (3)

1.4.1.1. Porosidad

Representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Esta propiedad física de la roca determina la capacidad de acumulación o de deposito de la arena y generalmente se la expresa como porcentaje, fracción o decimal.

Existen dos clases de porosidades:

Porosidad Absoluta.- Es el porcentaje del espacio poroso total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están intercomunicados entre si o no. Una roca puede tener porosidad absoluta considerable y aún no poseer conductividad a los fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros.

Porosidad Efectiva.- Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca.

1.4.1.2. Permeabilidad

Se define como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros intercomunicados. Si los poros de la roca no están intercomunicados no existe permeabilidad.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

$q =$ Caudal, cm^3/seg

$\mu =$ Viscosidad, cp

$L =$ Longitud, cm

$A =$ Área, cm^2

$\Delta P =$ Presión diferencial, atm.

Permeabilidades Relativas.- La permeabilidad de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pasa a través de ella, siempre y cuando el fluido sature el 100% el espacio poroso de la roca. La permeabilidad a una saturación de 100% de un fluido homogéneo se denomina *Permeabilidad Absoluta* de la roca. *La Permeabilidad Efectiva* de una roca puede ser con respecto al agua, petróleo o al gas y es la permeabilidad de la roca a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor de 100% (la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor que la permeabilidad absoluta). Si dos fluidos están presentes, tal como petróleo y agua, sus ratas relativas de flujo se determinan por sus viscosidades relativas y sus permeabilidades relativas: *Permeabilidad Relativa* es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

k = Permeabilidad absoluta

1.4.2. Presión Capilar

En la mayoría de los casos el medio poroso contiene ambos fluidos agua y aceite, ya que los dos migran a la vez desde la roca madre hasta la roca almacén. Ahora bien, cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, se encuentran distribuidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. Dicha repartición depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones relativas, entre otras variables. La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interface (presión capilar P_c) con la curvatura por medio de la siguiente ecuación:

$$P_c = P_w - P_o = 2\sigma H$$

Donde;

$\sigma = tension\ interfacial$

$\mathrm{H} = \text{la covertura promedio de la interfase}$

La tensión interfacial es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interface. En este sentido, por medio de la siguiente figura se puede notar que la presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas de crudo:

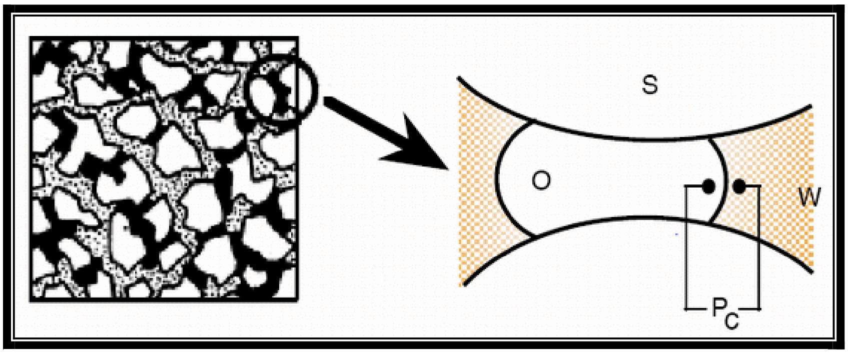


Figura 1.4 Estructura de atropamiento de los glóbulos de petróleo por efecto capilar

TABLA 1

ARENISCAS PRODUCTORAS CAMPO SACHA

PARÁMETRO	YACIMIENTO				
	BT	U	T	Hs	Hi
DATUM (ft)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (ft)	9	23	21	12	12
Ø (%)	18	17	16	14	17
S_{woil} (%)	25	20 - 25	15 - 20	30 -40	30 - 40
K(mD)	300	200	100	70	500
Salinidad (ppmCl $^{-}$)	24000	60000	15000	1500	700

1.4.3. Propiedades de los Fluidos y Presiones

Las características del fluido que se consideran son: temperatura del yacimiento *(Ty)*, presión del reservorio *(Pr),* presión de burbuja *(Pb)*, relación gas petróleo (*GOR*, siglas en ingles), grados API, saturaciones, compresibilidad del petróleo, factor volumétrico del petróleo (*βoil*), factor de compresibilidad, viscosidad, mojabilidad. A continuación detallamos las definiciones conceptuales de algunas de estas propiedades consideradas las más importantes para nuestro estudio.

Las dos condiciones variables principales que afectan a todos los reservorios petrolíferos son la presión y la temperatura y cada una de ellas es una forma de energía acumulada y disponible.

A medida que varían una de esas condiciones, o las dos, varían también los volúmenes de las rocas afectadas por ellas, y los volúmenes de fluidos contenidos en el reservorio.

La temperatura y la presión también afectan de distintas maneras la producción de hidrocarburos. En el yacimiento, la temperatura y la presión controlan las viscosidades y las solubilidades mutuas de los tres fluidos: petróleo, gas y agua.

1.4.3.1. Presión del Reservorio

La presión estática en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido por un suficiente lapso de tiempo para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo, resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada es igual a la que existe en la zona petrolífera.

La presión del yacimiento es aquella que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

La presión del yacimiento aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramientos de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio.

Los fluidos que se encuentran ocupando los espacios vacíos de la roca están sometidos a un cierto grado de presión, debido a la profundidad que por lo general se encuentran las rocas reservorio ya que mientras mayor sea la profundidad mayor será la presión ejercida sobre la roca reservorio debido a la carga que ejercen los sedimentos superiores y adyacentes a la misma.

La presión del reservorio, es la fuente de energía que mueve a los fluidos del yacimiento al pozo desde la zona de mayor presión a la de menor presión que es el pozo. Esta presión puede ser producida por el empuje que ejercen ciertos fluidos como el gas y el agua en la interfase con el petróleo, para desplazarlo entre los poros intercomunicados de la roca reservorio, venciendo la presión capilar que mantiene a los fluidos adheridos a los poros de la roca.

1.4.3.2. Temperatura del Reservorio

El gradiente geotérmico es definido como la variación de temperatura existente bajo la superficie terrestre cuando la temperatura en superficie es tomada como promedio de la temperatura ambiente.

La temperatura en un yacimiento determinado esta controlada por el gradiente geotérmico existente en el área y permanece constante durante la vida del reservorio, lo que indica que todos los procesos son isotérmicos.

El gradiente geotérmico varia de un lugar a otro, siendo generalmente un promedio el valor de 2ºF /100 ft de profundidad.

1.4.3.3. Saturación

Se denomina Saturación a la fracción del espacio poroso ocupado por el fluido. Por definición, la suma de la saturación es 100%.

$$So + Sg + Sw = 100\%$$

Donde;

S_o = saturación de petróleo, %.

S_g = saturación de gas libre, %

S_w = saturación de agua, %

La saturación de petróleo incluye todo el gas disuelto en el petróleo, mientras que la saturación de gas consiste solo de gas libre.

Todo reservorio de hidrocarburo contiene algo de agua; sin embargo, a menos que la saturación de agua exceda un valor llamado la "saturación crítica de agua" (S_{wc}), la fase agua es inmóvil y no será producida. El agua dentro de los poros es a veces llamada "intersticial". El término "agua connata" es usado para denotar agua que fue depositada simultáneamente con los sedimentos.

Algunos reservorios de petróleo no contienen gas libre, ya que todo el gas esta disuelto en el petróleo. Estos reservorios son conocidos como "reservorios bajosaturados". La ecuación es:

$$So + Sw = 100\%$$

En un reservorio de gas que no contiene petróleo:

$$Sg + Sw = 100\%$$

1.4.3.4. Mojabilidad

Se define mojabilidad como la capacidad de posee un líquido para esparcirse sobre una superficie dada. La mojabilidad es una función del tipo de fluido y de la superficie sólida.

El ángulo θ se denomina *ángulo de contacto*. Cuando θ < 90°, el fluido moja al sólido y se llama fluido mojante. Cuando θ > 90°, el fluido se denomina fluido no mojante.

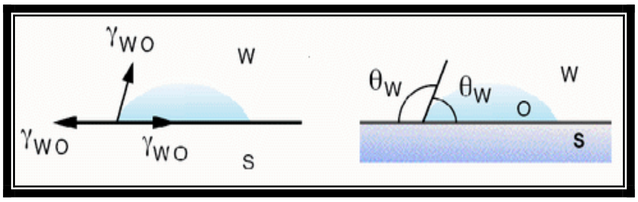


Figura 1.5 Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulo de contacto

Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos (agua sobre vidrio), mientras que un ángulo de 180° es casi nunca alcanzado (mercurio sobre acero θ = 154°).

Angulo de Contacto de Avance (Advancing contact angle).- Cuando el agua está en contacto con el petróleo sobre una superficie sólida previamente en contacto con el petróleo.

Angulo de Contacto de Retroceso (Receding contact angle).- Cuando el petróleo está en equilibrio con el agua sobre una superficie previamente cubierta con agua.

1.4.3.5. Densidad

Es el peso específico tomando como unidad de medida el agua, la densidad media es de 0,8, pero las variaciones van de 0,73 a 1. El petróleo varia de 10 a 60°API, geológicamente la densidad del petróleo varia con la profundidad del yacimiento, así es mayor la densidad a mayor profundidad y a mayor densidad menor °API.

En la práctica, las unidades son el ° API donde el agua tiene 10 ° API, así los valores menores a 10 °API corresponden a petróleos pesados, los mayores a 10 ° API son los petróleos livianos.

El API es una relación empírica y se tiene que realmente estos son:

$$° API = (141.5/\rho(@60\ °F))-131.5$$

ρ: peso especifico

1.4.3.6. Viscosidad

Esta propiedad está en función directa de la densidad, es así que a mayor densidad menor ºAPI y mayor viscosidad.

De la viscosidad depende la mayor o la menor capacidad que tiene el petróleo para desplazarse en las rocas de almacén mediante la migración y la explotación.

La viscosidad varía de acuerdo a las características físicas del yacimiento:

Disminuye cuando la temperatura aumenta y cuando la proporción del gas disuelto se incrementa. Aumenta con la presión y la temperatura y por el gas disuelto presente en la roca reservorio.

La viscosidad del petróleo es una medida de la interacción molecular dentro de los canales donde esta el hidrocarburo o el fluido y es función de la presión. La unidad estándar es el centipoise (cp).

TABLA 2

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS Y PRESIONES DEL CAMPO SACHA

PARÁMETRO	YACIMIENTO				
	BT	U	T	Hs	Hi
Ty (ºF)	181	211	216	225	225
Pi (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Pr (psi)	-	1750	1900	3300	4119
Pb (psi)	807	1052	1310	550	78
GOR (scf/STB)	150	270	436	124	24
º API	24.1	26.7	30.3	27.3	27.1
Sw (%)	34.3	12.8	20	33.3	29.4
So (%)	65.7	67.2	80	66.7	70.6
Coil (x 10 6 psi-1)	7.0	8.02	9.02	9.2	5.7
βoil (RB/STB)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
μoil (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7
Gravedad del Gas	1.099	1.1324	1.2518	1.3511	1.5767

1.5. Mecanismo de empuje del Yacimiento(5)

El mecanismo de producción de las arenas de la formación Hollín es por empuje hidráulico, mientras que la arena de la formación

Napo producen por gas en solución y empuje parcial de agua. Tres tipos principales de mecanismo de empuje o impulsión son descritos a continuación.

1.5.1. Empuje por gas en solución

En un reservorio de Empuje por Gas en Solución no existe capa de gas o empuje por Agua. La saturación de agua promedia dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible. La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como Empuje por Expansión de fluidos.

Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio.

Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación

1.5.2. Empuje por capa de gas

Para este tipo de reservorios se considera que la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas, el petróleo esta manteniendo la máxima cantidad de gas en solución.

A medida que la presión del reservorio se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmiscible del petróleo.

La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

1.5.3. Empuje hidráulico

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

La eficiencia de recuperación para reservorios por empuje de agua esta en el rango de 10 a 70 %.

CAPÍTULO 2

2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

2.1. Historia de Producción

El campo Sacha fue puesto en producción el 6 de julio de 1.972 a una tasa promedio diaria de 29.269 BPPD, incrementándose a 117.591 BPPD en noviembre de ese mismo año, esta es la producción máxima registrada en la vida del campo. A diciembre del 73 producía 88.024 BPPD, en septiembre de 1974 produjo a una tasa promedio de 52 mil BPPD. Desde entonces la producción se mantuvo cercana a los 60 mil BPPD. En marzo de 1994 produjo por última vez sobre los 60 mil BPPD. Actualmente la producción se ha estabilizado en un valor cercano a los 50.000 BPPD. El campo Sacha también recibe la producción del campo Pucuna. Hasta agosto del 2007 el campo produjo 86.723,01 BFPD con un corte de agua de 39,73%, lo que representa

34.457,91 BAPD. Es el segundo campo petrolero más grande del país, con una producción diaria de 48.306,3 BPPD (@ agosto del 2007) de un crudo promedio de 27,35°API.

El factor de recobro de este campo es de 33,41 % de los 3.451 millones de barriles de petróleo original. Hasta junio del 2003 se había extraído aproximadamente el 18,75% del crudo original insitu. Las zonas de interés en Sacha se encuentran en la formación Napo las arenas U y T y la formación Hollín con las arenas Superior e Inferior.

Actualmente existen 207 pozos en el campo Sacha de los cuales 126 pozos están en producción, 54 se encuentran cerrados por diferentes razones, 11 se encuentran abandonados y 2 pozos en estado de pendiente abandono en el área Sacha, 6 pozos inyectores y 5 reinyectores, 2 pozos perforándose y 1 pozo esperando completación.

2.1.1. Producción de petróleo y agua

La producción mensual de petróleo, agua y gas correspondiente al campo Sacha se la detalla a continuación en la siguiente la tabla.

TABLA 3
PRODUCCIÓN MENSUAL DE FLUIDOS EN EL CAMPO SACHA.

Campo	Arena		Producción Mensual		
			Petróleo	Agua	Gas
Sacha	Basal Tena	BT	59.158,14	36.228,48	1.143,33
	Hollín	H	11.924,67	36.353,35	71,19
	Hi + Hs	HD	81.560,79	53.155,16	2.191,09
	Hollín Inferior	Hi	274.695,09	3'90.122,79	10.583,90
	Hs + T	HR	0	0	0
	Hollín Sup.	HS	226.853,31	213.949,87	4.712,56
	Hollín + T	HT	0	0	0
	Hollín + U	HU	0	0	0
	Napo	NA	0	0	0
	Arena T	T	173.233,97	78.455,68	29.388,74
	Arena T inf.	TI	30.282,21	20.173,56	5501
	Arena T sup.	TS	0	0	0
	Arena U	U	377.185,89	142.938,36	43.626,63
	Us + Ui	UD	20.975,36	873,97	3.690,20
	Arena U inf.	UI	87.292,3	12.303,31	10.484,27
	Arena U + T	UT	50.276,31	35.110,32	3.081,66
Pucuna	Basal Tena	BT	0	0	0
	Hollín	H	11.055,14	13.295,38	310,43
	Hi + Hs	HD	7.349,95	452,54	668,11
	Hollín Inferior	HI	0	0	0
	Hollín Princ.	HP	0	0	0
	Hollín Sup.	HS	0	0	0
	Arena T	T	19.821,10	168,81	1.421,59
	Arena U	U	7.018,17	70,89	806,60
	U Inferior	UI	10.506,65	84,73	1082,82
	U Superior	US	0	0	0
	Arena U + T	UT	0	0	0
Total (Barriles)			1'449.189,05	1'033.737,20	118.764,12

Datos tomados hasta agosto del 2007

2.1.2. Producción Acumulada de Petróleo y Agua

La producción acumulada de petróleo, agua y gas correspondiente al campo Sacha se la detalla a continuación en la siguiente la tabla.

TABLA 4
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE FLUIDOS EN EL CAMPO SACHA

Campo	Arena		Producción Acumulada (Barriles)			Producción Total de Fluidos (BF)
			Petróleo	Agua	Gas	
Sacha	Basal Tena	BT	16'221.961,3	2'263.991,79	2'427.721,38	20'913.674,45
	Hollín	H	126'865.742	113'802.547	1'895.286,8	242'563.576
	Hi + Hs	HD	93'748.744,3	65'227.511,6	3'213.686,93	162'189.942,8
	Hollín Inf.	Hi	49'071.494,6	79'453.639,7	2'012.092,61	130'537.227
	Hi + T	HQ	656	3.393	2	4.051
	Hs + T	HR	1.1496	6.579	20.164	38.239
	Hollín Sup.	HS	164'655.511	111'896.037	7'255.201,33	283'806.750,1
	Hollín + T	HT	10.456	84.598	72	95.126
	Hollín + U	HU	3.927,59	1.677,67	298,22	5.903,48
	Napo	NA	42'969.807	2'907.679	11'316.743	57'194.229
	Arena T	T	44'611.531,3	9'604.164,74	12'296.743,8	66'512.439,89
	Arena T inf.	TI	782.512,21	197.915,16	148.121,16	1'128.548,53
	Arena T sup.	TS	113.417,22	42.272,95	2.270,85	157.961,02
	Arena U	U	93'689.770,8	16'432.553,8	20'303.362,9	130'425.687,6
	Us + Ui	UD	281.363,58	14.158,81	51.441,96	346.964,35
	Arena U inf.	UI	1'515.358,59	86.488,41	192.962,88	1'794.809,88
	Arena U + T	UT	81'898.762,8	11'145.151,4	20'242.759,4	113'286.673,7
Pucuna	Basal Tena	BT	19.569	9.791	0	29.360
	Hollín	H	2'398.745,87	1'296.944,29	151.524,51	3'847.214,67

	Hi + Hs	HD	1’374.603,84	51.371,79	82.309,67	1’508.285,3
	Hollín Inf.	HI	6.627	13.670	0	20.297
	Hollín Princ.	HP	2’919.529	943.570	228.013	4’091.112
	Hollín Sup.	HS	651	8.146	46	8.843
	Arena T	T	7’756.234,2	228.666,45	3’302.053,06	11’286.953,71
	Arena U	U	1’594.049,77	52.438,96	866.840,95	2’513.329,68
	U Inferior	UI	2’099.104,74	19.125,97	649.420,85	2’767.651,56
	U Superior	US	37.296	600	0	37.896
	Arena U + T	UT	395.758,56	29.179,39	117.273,22	542.211,17
Total (Barriles)			735’054.682	415’823.863	86’776.412,6	1.237’654.958

Datos actualizados hasta agosto del 2007

2.2. Tipos de Completaciones

De los 207 pozos perforados en el campo Sacha, 187 son pozos verticales, 15 son direccionales y 5 horizontales. Un total de 126 pozos se encuentran actualmente en producción.

TABLA 5

POZOS PRODUCIENDO DE LAS DIFERENTES ARENAS EN EL CAMPO SACHA

Arena	Número de pozos
BT	8
H	1
Hi	16
Hi + Hs	8
Hs	23
T	20
Ti	3
U	32
U + T	5
Ui	9
Us + Ui	1
TOTAL	**126**

Actualizado @ agosto del 2007

El campo Sacha posee tres mecanismos de producción, estos son: flujo natural, bombeo hidráulico (Power Oil) y bombeo electro – sumergible.

TABLA 6

NUMERO DE POZOS UTILIZANDO LOS TRES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA

Mecanismo de Producción	Nomenclatura	Pozos Produciendo
Bombeo Hidráulico	PPH	98
Bombeo Electro-Sumergible	PPS	24
Flujo Natural	PPF	4
Total		**126**

Actualizado @ agosto del 2007

2.2.1. Bombeo hidráulico

El principio fundamental aplicado al *bombeo hidráulico* en el subsuelo es la *"Ley de Pascal"*, en el que explica: Si se ejerce una presión sobre una superficie líquida esta se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad. La aplicación de este principio permite transmitir presión desde una estación centralizada en la superficie mediante una tubería de alta presión hasta cualquier número de pozos dentro del sistema.

Las presiones de operación en el sistema hidráulico varían de 2000 @ 4000 psi. La bomba más común para generar esta presión en la superficie es una bomba Triple o Quíntuple de desplazamiento positivo, accionada por un motor eléctrico, un motor de gas o un motor de combustión interna (diesel). El bombeo hidráulico presenta ventajas y desventajas en su aplicación, a continuación comentamos algunas:

Ventajas:

- Producir grandes caudales desde mayores profundidades (comparando con los otros tipos de levantamiento).
- Mayor rango de confiabilidad en los pozos direccionales.
- Gran flexibilidad para adaptarse a los cambios de caudales de producción.
- No requiere de una torre de reacondicionamiento para su cambio (excepto atascamiento severo de la bomba ya sea por incrustaciones o corrosión severa).
- Mejores eficiencias a grandes profundidades comparando la bomba pistón con una bomba de

varillas, por no existir problemas de estiramiento.

- Todas las instalaciones pueden ser accionadas desde una sola fuente de fluido motriz.
- Maneja con facilidad grandes relaciones gas – petróleo.
- Menor mantenimiento por el menor número de partes (jet).
- Producir altos volúmenes (jet).
- Manejar sólidos dentro de su producción.

Desventajas:

- Requiere de un fluido motriz limpio.
- Presiones de operación altas: una mala operación puede ser fatal.
- Control constante y optimización para alargar la vida útil de las bombas.
- Se requiere de un taller con un pozo de prueba, y con los aparatos de control y calibración adecuados, para chequear las tolerancias de cada pieza.

- Mayor consumo de químicos demulsificante en las bombas jet.
- Las unidades de fluido motriz consumen más combustible cuando trabajan con las bombas jet, porque trabajan a mayores revoluciones.

Existen básicamente dos sistemas de operación dentro del bombeo hidráulico: siendo el sistema de Fluido motriz abierto y el sistema de fluido motriz cerrado.

El sistema de fluido motriz abierto solo requiere de dos conductos de fluido en el pozo; el primero para circular o contener el fluido motriz a presión y dirigirlo a la parte motor de la bomba, el segundo contiene el fluido motriz que accionó a la bomba más el fluido producido por el pozo en su retorno a superficie (llamado espacio anular).
Este sistema es el más sencillo y económico, por tal razón las bombas hidráulica Oilmaster y Kobe trabajan bajo estas condiciones; Además por que permite inyectar aditivos químicos al fondo del pozo, como también inhibidores de corrosión, incrustación y parafina, los mismos que nos ayudarán a extender la vida útil del

equipo de subsuelo; cuando los fluidos producidos tienden a formar emulsiones dentro del pozo, puede añadirse demulsificante al fluido motriz.

<u>*En el sistema de fluido motriz cerrado*</u> *(CPF, CLOSE POWER FLUID)* no se permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz en ninguna parte del sistema, se requiere de una sarta adicional de tubería tanto dentro del pozo como en superficie; una sarta para transportar la producción hasta la batería de tanques y otra para que retorne el fluido motriz que ya cumplió su función en el fondo del pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular. Es un sistema muy costoso y de complejo diseño.

Existen dos tipos de bombas que se utilizan para recuperar petróleo por este método: *Bombas tipo Jet y tipo Pistón*. Estas bombas utilizan 2 principios físicos diferentes para llevar el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Las bombas hidráulicas tipo pistón constan de pistones recíprocos comunicados, unos gobernados por el fluido motriz presurizado y otro gobernado por él o los fluidos que produce el pozo. *La bomba hidráulica JET*, convierte el fluido presurizado motriz en un jet de gran velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo.

Los tipos de bombas mencionadas son bombas libres ya que se corren y se reversan hidráulicamente sin remover la tubería, ni usar servicios de cables.

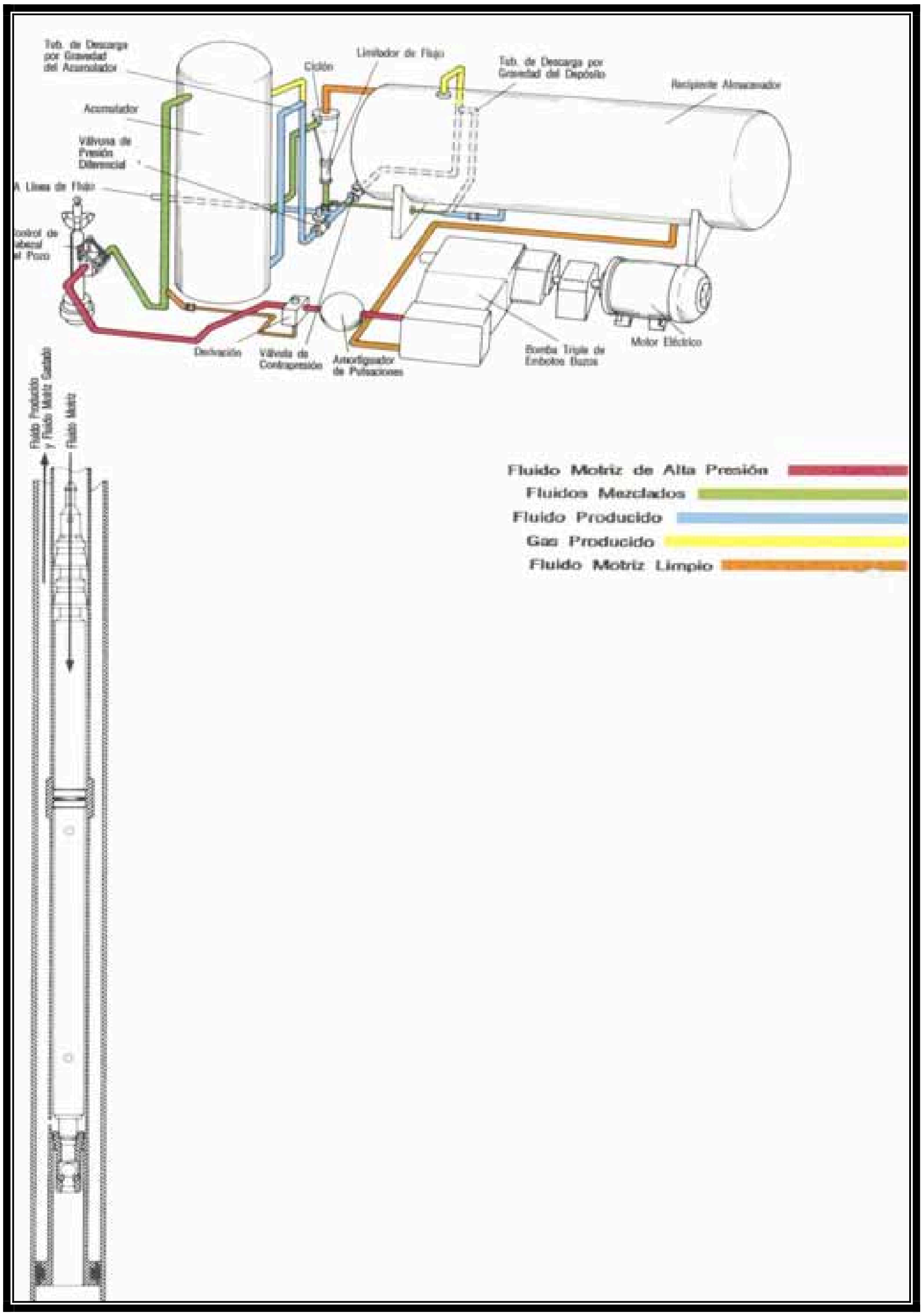


Figura 2.1 Diagrama General de Disposición de los Equipos usados en el Bombeo Hidráulico

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema artificial de producción especial, que, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. El fluido motriz a alta presión pasa a través del nozzle donde la energía potencial es convertida en energía cinética en la forma de fluido a gran velocidad. Las bombas jet operan bajo el principio de Venturi.

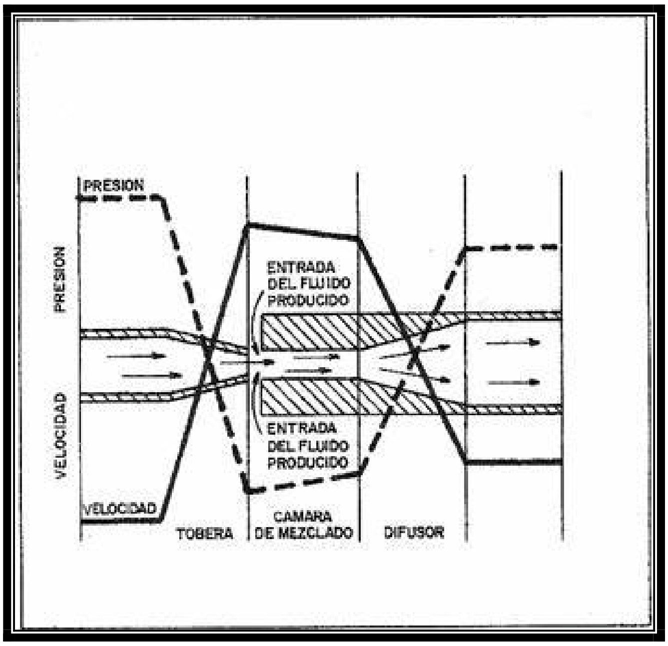


Figura 2.2 Comportamiento de la Presión y la velocidad de los Fluidos dentro de una Bomba Jet.

Los fluidos del pozo rodean al fluido motriz en la punta del nozzle que está espaciado de la garganta, la garganta es un agujero cilíndrico recto de 7 radios de largo con un borde de radio suavizado; El diámetro de la garganta es siempre mayor que el de la salida del nozzle, lo que permite que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo en la garganta, el fluido motriz y el fluido producido se mezclan y el momentum es transferido del fluido motriz al producido provocando que la energía se eleve en este último. Por el fin de la garganta los dos fluidos están íntimamente mezclados, pero todavía se encuentran a gran velocidad y la mezcla posee una energía cinética significativa. El fluido mezclado entra a un difusor que convierte la energía cinética en presión estática debido a que baja la velocidad del fluido, en este punto la presión del fluido es suficientemente como para alcanzar la superficie.

Como la bomba jet no tiene partes móviles, estas no tienen un acabado superficial fino, y toleran los abrasivos y la corrosión de los fluidos del pozo. La garganta y el nozzle son construidos de carburo de tungsteno o de materiales cerámicos.

En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación que por lo general ocurre en la entrada de la garganta. La eficiencia mecánica en este tipo de bombas es baja; sin embargo presenta las siguientes ventajas sobre el bombeo hidráulico tipo pistón:

- Permite manejar cualquier tipo de fluidos (aún contaminados)
- La bomba sub – superficial es de fácil instalación
- Se adapta a cualquier profundidad en el pozo.
- Permite obtener gastos mayores.

Al igual que el bombeo hidráulico tipo pistón, el tipo jet utiliza agua o aceite como fluido motriz. Las bombas jet generalmente requieren más potencia superficial que las bombas tipo pistón ya que son menos eficientes.

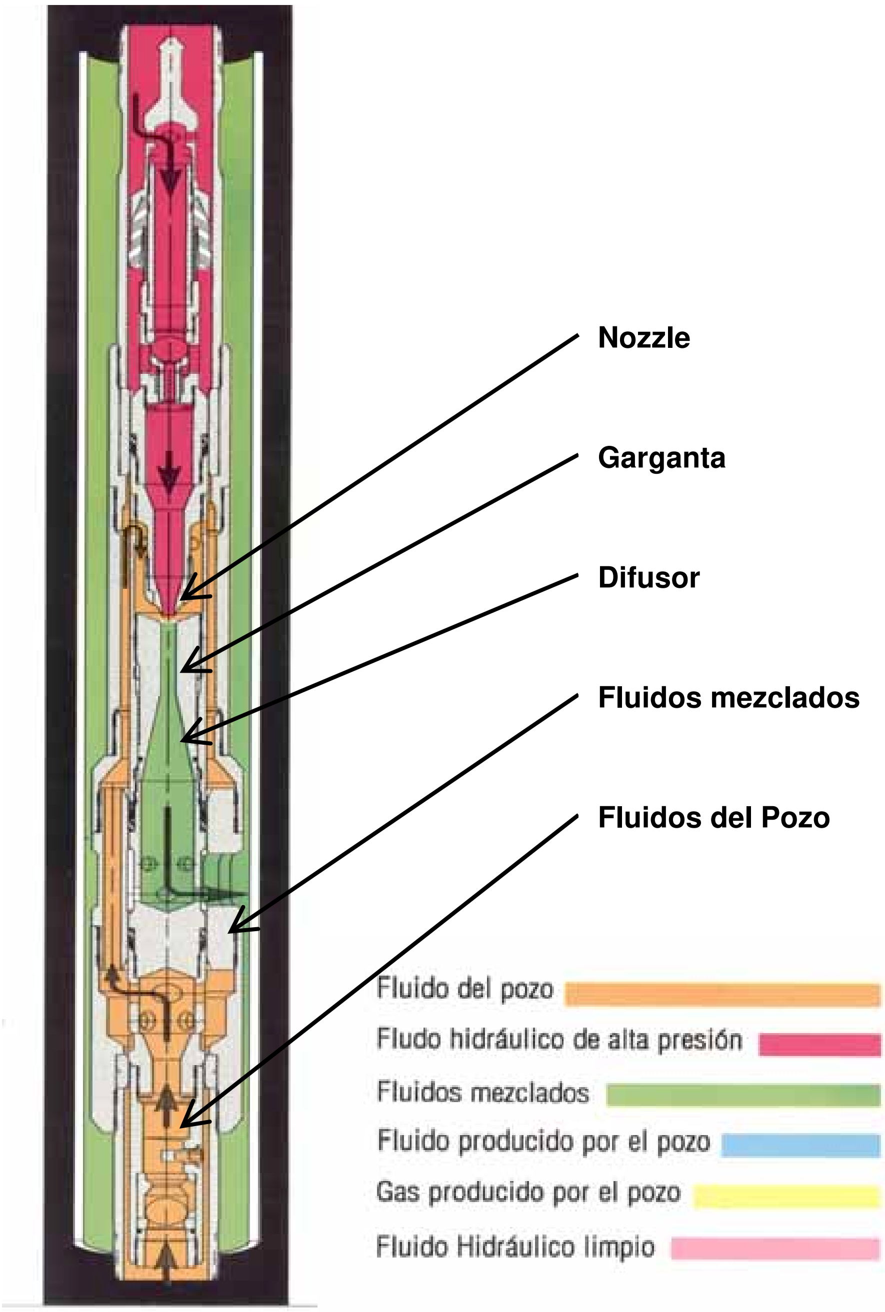


Figura 2.3 **Diagrama de Funcionamiento de una Bomba Tipo Jet.**

2.2.2. Bombeo electrosumergible.

Entre las características únicas del sistema BES están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue por que, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El BHA de bombeo electrosumergible trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-petróleo.

El sistema opera sin empacadura, sumergido en el fluido del pozo y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de la zona de disparos. El procedimiento de diseño ha evolucionado con la operación de métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico, se tomaron en cuenta los efectos del gas que se libera en la tubería de producción conforme se reduce la presión, durante el viaje ascendente de los hidrocarburos hacia la superficie, de manera que, determinar la variación de la densidad de la mezcla a presiones inferiores a la de burbujeo.

2.2.2.1. Descripción del equipo de bombeo Electrosumergible

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrosumergible y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control y transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes para cable, válvula de drene. Válvula de contrapresión, centralizadores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el volumen de fluidos requerido.

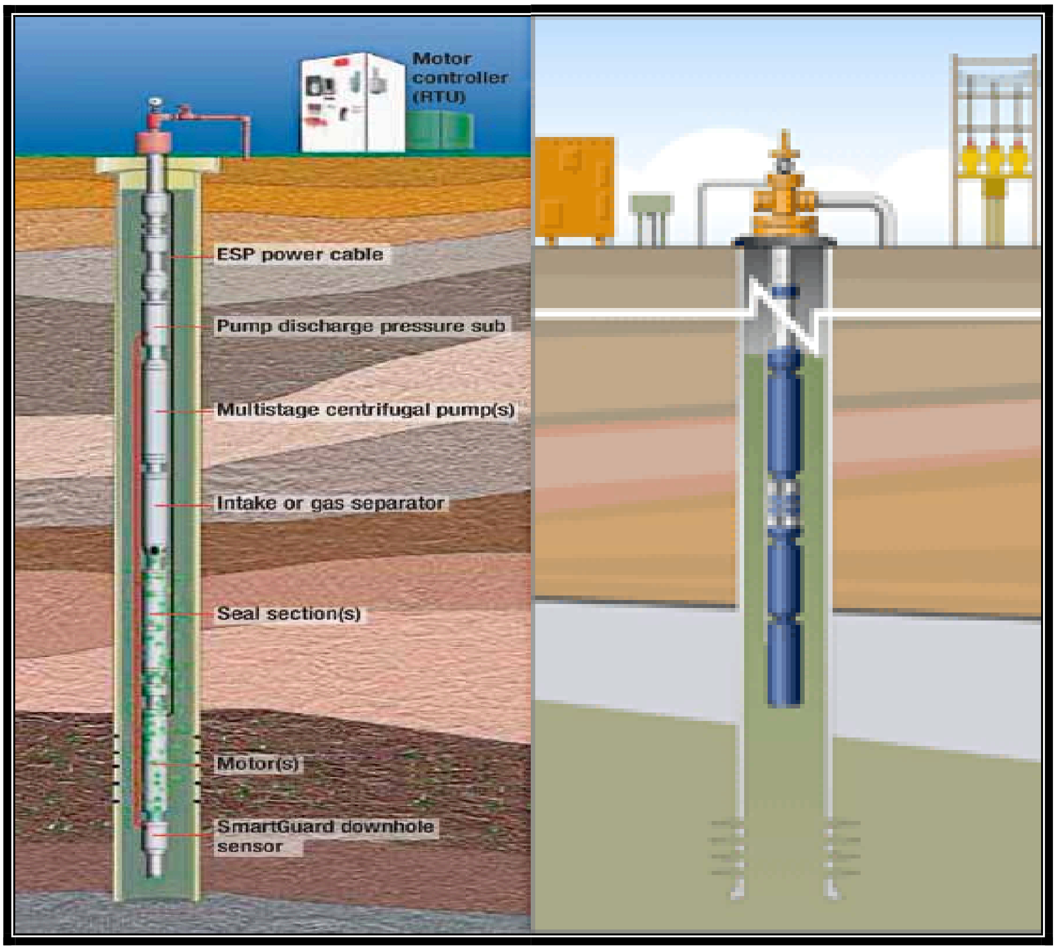


Figura 2.4 Elementos del Equipo utilizado en el Bombeo Electro Sumergible

2.3. Problemas de Incrustaciones [(6) Y (7)].

Las incrustaciones (escala) se producen cuando dos líquidos que contienen aniones y cationes se mezclan para formar sustancias que son insolubles en la solución resultante. Tal reacción se conoce como "metátesis" y tiene como resultado un precipitado sólido que abandona la solución. Si una reacción así tiene lugar en los espacios porales del reservorio el daño a la permeabilidad que resulte podría ser –y a menudo es- devastador. Muchos de los sólidos que precipitan tienen estructuras cristalinas pequeñas y llevan a la formación de depósitos de *escala* no sólo en la formación, sino también en el ensamblaje de fondo (BHA) y las líneas de producción.

Figura 2.5
Escala en la Línea de Flujo de un Pozo

Para predecir si la precipitación ocurrirá cuando dos soluciones se mezclan, se requiere un conocimiento detallado de las solubilidades de los productos resultantes en la reacción. Para todos los propósitos prácticos, una sustancia que tiene una solubilidad menor que 0,01 moles por litro a 25° C se considera insoluble en el solvente en cuestión. Las sustancias con solubilidades de la gama de 0,01 a 1,0 M se consideran moderadamente solubles y las que tienen solubilidades mayores a 1,0 M se consideran solubles. A continuación se detallan algunas generalizaciones cualitativas respecto de las solubilidades de compuestos iónicos comunes en el agua:

- Las sales de metales alcalinos son solubles.
- Las sales de amonio (NH_4^+).
- Las sales que contienen nitrato (NO_3^-), clorato (ClO_3^-), perclorato (ClO_4^-) y acetato ($C_2H_3O_2^-$) son solubles.
- Todos los cloruros (Cl^-), bromuros (Br^-) y los yoduros (I^-) son solubles, excepto los de Pb^{2+}, Hg_2^{+2} y Ag^+, que son insolubles.
- Todos los sulfatos (SO_4^{2-}) son solubles excepto los de Sr^{2+}, Ba^{2+}, Hg_2^{2+}, Hg^{2+} y Pb^{2+}, que son insolubles. Las

sales de sulfato de Ca^{2+} y Ag^{+} son moderadamente solubles.

- Todos los hidróxidos (OH^{-}) son insolubles excepto los de metales alcalinos, que son solubles, y los hidróxidos de Ca^{2+}, Ba^{2+}, y de Sr^{2+}, que son moderadamente solubles.
- Todos los sulfitos (SO_3^{2-}), los carbonatos (CO_3^{2-}), cromatos (CrO_4^{2-}), y los fosfatos (PO_4^{3-}) son insolubles excepto los de NH_4^{+} y los de metales alcalinos que son solubles.
- Todos los sulfuros (S_2^{-}) son insolubles excepto los de NH_4^{+}, los de metales alcalinos y las tierras alcalinas, que son solubles.

2.3.1. Depósito de incrustaciones, eliminación y prevención

Se depositan generalmente en las líneas de conducción, tuberías, casing, en el equipo de producción, en las líneas de flujo, en los punzados, en la matriz de la formación y en las fracturas de la formación. Las incrustaciones se pueden encontrar también en los tratadores, calentadores y tanques.

Estas depositaciones ocurren normalmente cuando:

- Altas concentraciones de sustancias químicas disueltas en el agua comienzan a precipitarse fuera de la solución y forman cristales pequeños.
- Aguas diferentes que poseen componentes incompatibles se mezclan precipitando los sólidos.
- Ocurren cambios en la temperatura y presión del agua
- Ocurre evaporación.

Cuando una combinación de alguna de estas condiciones ocurre, puede encontrarse la incrustación del pozo productor, inyector o pozos sumideros. Las incrustaciones que se forman más comúnmente pueden ser divididas básicamente en tres categorías principales:

- Soluble en agua
- Soluble en ácido
- Insoluble en ácido

La incrustación más común es la de carbonatos y sulfatos de estroncio, de calcio y de bario. El sulfato (anhidrita) de calcio no se deposita generalmente en el fondo del pozo pero se puede depositar en los tratadores de calderas y calentadores. Otros depósitos molestos aparecen de óxido de hierro, sulfuro de hierro, sílice, sal y varias combinaciones de estos depósitos. De los hidrocarburos los depósitos de parafina son muy molestos, están compuestos principalmente por mezclas de hidrocarburos de cadena larga.

Figura 2.6 Incrustación de Carbonato de Calcio en el interior de una bomba

Figura 2.7 Incrustaciones en las paredes de una bomba

2.3.2. Predicción e identificación de incrustaciones

Las técnicas que discuten la tendencia a precipitar de varios tipos de depósitos son útiles para realizar predicciones de varios tipos de incrustaciones. El método de 62taff y Davis (API RP45, Análisis de Aguas de Campos Petrolíferos) ha sido utilizado para mostrar durante muchos años las tendencias incrustantes. Sin embargo, el método para reunir las muestras puede generar diferencias en los valores que se obtuvo del análisis de agua. Por ejemplo, una muestra vieja de agua puede mostrar valores diferentes de pH, el contenido de bicarbonato y CO_2 que una muestra nueva.

El mejor procedimiento deberá medir las propiedades de las aguas inmediatamente después de tomar la muestra.

El análisis de agua para secundaria proporcionará una base segura para estimar tendencias en las líneas de inyección y fondo del pozo inyector.

El análisis de salmueras producidas ayuda a predecir tendencias en superficie, pero no puede proporcionar datos seguros para estimar tendencias de fondo de pozo, a causa de la depositación previa de la escala en el fondo. Con frecuencia, esto es causado por la liberación de CO_2 de los iones del bicarbonato en el agua cuando la presión disminuye.

Si la presión en el fondo del pozo es cercana a su valor inicial, las muestras tomadas en el pozo y mantenidas en condiciones de fondo durante el transporte al laboratorio pueden proporcionar información segura de las tendencias incrustantes tanto en el fondo como en la superficie, en condiciones originales del reservorio.

Para determinar la sobresaturación del carbonato de calcio, tomar una muestra de boca de pozo y correr una prueba en el agua al momento del muestreo. Si la sobresaturación del carbonato de calcio es superior al 10% del contenido de alcalinidad al bicarbonato, entonces generalmente el agua tendrá una tendencia a incrustar.

2.3.3. Identificación de los depósitos

El método más rápido de identificación es la difracción por rayos X, donde el rayo se dirige a una muestra en polvo de la incrustación. Cada compuesto químico en la muestra difracta rayos en una manera típica que permite su identificación.

El análisis químico se puede utilizar para identificar las incrustaciones, donde esta se descompone y es disuelta en soluciones químicas especiales, y se analizan por métodos uniformes de titulación o precipitación. Sin embargo, el análisis tiene que ser realizado sobre cada compuesto químico presumido específico, en el orden necesario para identificar completamente la incrustación.

El HCl que se agrega a una muestra de la incrustación puede causar la efervescencia, que indica generalmente la presencia de $CaCO_3$, cuando la muestra no contiene sulfuro de hierro ni carbonato de hierro.

2.3.4. Eliminación de las incrustaciones

El mejor método para la eliminación es aquel diseñado teniendo en cuenta un análisis químico del depósito. La composición química de los depósitos puede ser uno o más de numerosas combinaciones posibles.

La incrustación es clasificada de acuerdo a los métodos de eliminación. Químicamente, las incrustaciones inertes no son solubles en sustancias químicas y deben ser quitadas por métodos mecánicos.

Las incrustaciones químicamente reactivas se pueden clasificar como:

- Soluble en agua
- Soluble en ácido
- Soluble en sustancias químicas diferentes al agua o ácido

2.3.4.1. Métodos mecánicos

El perforar es un método muy efectivo para eludir los punzados que se hallan sellados por la incrustación. Se usan también otros métodos tales como el *string shot*, herramientas sónicas, etc. La incrustación se puede quitar de las líneas de superficie con *"chanchos"* o rascadores. Un método efectivo para limpiar punzados viejos, utiliza fluctuaciones de alta presión para romper la incrustación en pedazos pequeños.

2.3.4.2. Eliminación química

La *incrustación soluble en agua* más común es el cloruro de sodio, la cual se quita rápidamente utilizando agua dulce o fresca. El ácido no debería utilizarse para quitar la incrustación de NaCl, o debe ser débil (1 – 3%).

Si se forma una incrustación de yeso y es porosa, puede ser disuelta circulando agua que contenga cerca de 55.000 mg/litro de NaCl a través de la incrustación. A temperaturas de alrededor de 100° F esta solución disolverá hasta tres veces más del depósito que si utilizara agua fresca.

La *incrustación soluble en ácido* más común es el carbonato de calcio ($CaCo_3$). Es soluble en ácido y puede ser quitado fácilmente utilizando HCl o ácido acético.

El ácido acético tiene la ventaja de que no dañará enchapados de cromo ni partes de aleación de partes de bomba en el pozo durante el tratamiento a temperaturas debajo de los 200° F. El fórmico y los ácidos sulfámicos se han utilizado también para esta aplicación.

Las incrustaciones ácido – solubles incluyen el carbonato ($FeCO_3$) de hierro, sulfuro (FeS) de hierro y óxidos de hierro (Fe_2O_3). El HCl se utiliza normalmente con un agente que secuestre el hierro para quitar la incrustación de hierro. El agente secuestrante de hierro lo mantiene en solución hasta que se puede producir el pozo. Un ácido típico secuestrado puede proporcionar hasta 15 días de tiempo de protección, por ejemplo: 15% HCl + 0,75% ácido acético + 0,55% ácido cítrico

Normalmente se usa HCl al 15%; sin embargo al 20% puede ser necesario debido a la baja velocidad de reacción de los compuestos de hierro. Una solución de ácido acético al 10% puede llegar a usarse para remover incrustaciones de hierro. No sería necesario el uso adicional de agente secuestrante de hierro, ya que la velocidad de reacción es mucho más baja que con el HCl.

Figura 2.8 Reacción del Carbonato de Calcio con el Ácido Acético

Figura 2.9 Reacción de la Escala con HCl al 15%

A continuación se resume un cálculo para estimar la cantidad de ácido requerido basado en el tipo y cantidad de depósito a remover:

TABLA 7

ÁCIDO REQUERIDO POR TIPO DE INCRUSTACIÓN

Tipo de depósito soluble en ácido	Galones de HCl 15% por pie cúbico de incrustación
$CaCO_3$	95
Fe_2O_3	318
FeS	180

La única de las incrustaciones solubles en ácido que es químicamente reactiva es el sulfato de calcio (yeso). Se considera no reactiva en el ácido ya que sólo reacciona en HCl concentrado caliente.

El sulfato de calcio puede tratarse con soluciones químicas que lo convierte en un compuesto soluble en ácido, típicamente $CaCO_3$ ó $Ca(OH)_2$. La siguiente tabla muestra la solubilidad relativa del sulfato de calcio con algunos químicos usados normalmente para la conversión.

TABLA 8

TEST DE DISOLUCIÓN DE YESO

Tipo de Solución	Porcentaje de Yeso Disuelto	
	24 Horas	72 Horas
NH_4HCO_3	87,8	91,0
Na_2CO_3	83,8	85,5
Na_2CO_3 – NaOH	71,2	85,5
KOH	67,6	71,5

La mayoría de los químicos aquí mostrados convierten el sulfato de calcio a un compuesto soluble en ácido ($CaCO_3$). El KOH lo convierte a $Ca(OH)_2$ que es soluble en agua o en ácido débil. Sin embargo, con el KOH sólo se convierte del 68 al 72% del yeso, dejando una matriz de yeso sin disolver.

Luego de la conversaron el fluido residual es circulado fuera del pozo. El $CaCO_3$ puede luego removerse con HCl o ácido acético.

Las *soluciones que desintegran las incrustaciones* son generalmente cáusticos fuertes, sales o ácidos orgánicos que pueden quitar los depósitos de yeso sin la necesidad del ácido. Tales soluciones causan la desintegración del yeso en un polvo fino que se puede lavar o puede ser circulado del pozo.

En cambio *las incrustaciones químicamente inertes* más comunes son el sulfato de bario ($BaSO_4$) y el sulfato de estroncio ($SrSO_4$). Hasta hace poco tiempo estas incrustaciones sólo podían removerse mecánicamente o ser evadidas mediante reacondicionamientos. Se han desarrollado nuevos productos en los últimos años que podían convertir estos depósitos en sustancias moderadamente solubles. Sin embargo, en el caso de estos depósitos, la mejor aproximación sigue siendo la prevención.

2.3.5. Formación de depósitos de parafina

El petróleo crudo contenido en un reservorio antes de comenzar la producción se encuentra en un estado de equilibrio. Cuando el petróleo se produce a través de la formación, este equilibrio se trastorna y suceden varios cambios. El factor que más afecta estos cambios es la pérdida de los componentes ligeros más volátiles del petróleo crudo. La presión diferencial aumenta en el sistema de producción y la presión y temperatura neta se reducen. Un producto secundario de esta caída de temperatura y presión es la precipitación de parafina en el tubing y en los poros de la formación donde la temperatura cae por debajo del Punto de Niebla.

La cantidad y la ubicación de los depósitos dependen de varios factores:

- La cantidad de parafina originalmente en solución en el petróleo crudo

- La manera en la que la presión y temperatura del crudo se reducen
- Otras propiedades físicas del petróleo y la parafina. Normalmente, las acumulaciones de parafina aparecen primero en las líneas de flujo y luego en su camino de retorno hacia atrás del sistema hasta alcanzar la cara de la formación.

El *Punto de Niebla* o *Cloud Point* es la temperatura en la que se forma el primer cristal de cera. *Punto de Escurrimiento* o *Pour Point* es la temperatura en que el petróleo deja de moverse.

Los pozos productores que no tienen problemas en el fondo del pozo, a menudo pueden ser dañados por la introducción de líquidos durante diferentes tratamientos de estimulación. La adición de agua fría durante tratamientos de squeeze, acidificación o fractura, puede bajar suficientemente la temperatura de la formación, tanto que se alcance el punto de niebla del petróleo y se produzca la precipitación de la parafina. Una vez que la parafina es depositada en los poros de la formación, es casi imposible quitarla. Incluso si se restablece la temperatura original de la formación será difícil disolver la cera en el mismo fluido, a menos que se exceda la temperatura del punto de fusión de la cera.

La depositación de la parafina ocurre no solo en sistemas de producción de petróleo sino también en muchos pozos de gas. Estos producen condensados de alta gravedad como un sub-producto, y normalmente están cargados de parafinas. El enfriamiento del gas a menudo causa severos problemas de depositación que inhiben la producción de gas.

Actualmente están disponibles una gran variedad de aditivos químicos para el tratamiento de las parafinas, pero la aplicación de las sustancias químicas son un verdadero problema en muchos casos. Los problemas de depositación de parafina representan uno de los mayores costos asociados en la producción de petróleo.

Los procedimientos de diagnostico y prevención del problema incluyen muestras de crudo del fondo del pozo. Los ensayos de flujo en coronas usando el petróleo de tanque pueden mostrar si un petróleo en particular puede ser usando como fluido de fractura o reacondicionamiento (workover).

Figura 2.10 Muestra de Parafina tomada de un Pozo Inyector

2.3.6. Eliminación de la parafina

Comúnmente se utilizan tres métodos para eliminar los depósitos de parafina, cado uno de estos métodos esta limitado por la operación y efectividad.

2.3.6.1. Eliminación térmica.

El tratamiento térmico simplemente quita la acumulación trasladándola, pudiéndose o no alcanzar los resultados deseados. Una eliminación muy popular de remoción es el del “hot oil”, que tiene como resultado el daño extensivo de la formación. Típicamente, el petróleo crudo es tomado del tanque de almacenaje y calentado entre 150 y 300° F antes de su inyección en el pozo. Desgraciadamente, en muchos casos el petróleo que se inyecta tiene en realidad un alto contenido de parafina. La perdida de temperatura del petróleo caliente durante su inyección es a veces suficiente como para tener como resultado la considerable precipitación de parafina en la cara de la formación. Los tratamientos de hot oil repetidos suelen resultar en la precipitación de parafina más difícil de remover.

Un método alternativo para la eliminación térmica es el uso del nitrógeno in situ desarrollado por Shell. Con este método, la mezcla de dos soluciones químicas (que reaccionan exotérmicamente) se bombea al pozo junto con una mezcla de solventes. Cuando sucede la reacción, se desarrolla una gran cantidad de calor y gas nitrógeno que funden el depósito y lo reubica nuevamente en solución.

La evolución de nitrógeno crea una situación desbalanceada que permite la limpieza general y rápida del pozo mientras que este es puesto nuevamente en producción, con la intención de quitar los fluidos antes que se enfríen y se depositen nuevamente. Una desventaja de este sistema es que la temperatura que se crea puede ser suficiente alta como para cocinar cualquier asfalteno presente y causar un daño permanente al pozo.

2.3.6.2. Eliminación mecánica

Estas técnicas incluyen herramientas tales como ganchos, cuchillas y fresas o acciones tales como limpieza, "*suabeo*" y lavado. Ninguna de estas técnicas proporciona una solución definitiva a largo plazo al problema de la deposición.

Los raspadores (scrapers) de cera o cortadores de alambre pueden ser el método de control mas económico en algunas áreas.

2.3.6.3. Eliminación con solventes

La eliminación de depósitos de cera y la prevención de deposición adicional mediante el uso de solventes a temperatura ambiente es un método de control costoso. El solvente de la cera, el disulfuro de carbón, es difícil de manejar a causa de su baja temperatura de auto-ignición, alta volatilidad y toxicidad. Otros solventes superiores contienen haluros, cloruros y bromuros, y están estrictamente prohibidos para su uso con el petróleo crudo ya que causan la perdida irreversible de los catalizadores en las refinerías. Los otros candidatos poseen poco poder disolvente para las ceras y deben ser usados en cantidades poco económicas.

Se ha visto que hasta los solventes de parafinas más pobres, son excelentes cuando la temperatura de la mezcla se acerca al punto de fusión de la cera, esta es la base para el amplio éxito del trabajo de *hot oil* en la eliminación de cera de parafinas. Si se verifica que las ceras responden bien a un modificador de los cristales de la cera, se tendría que agregar una buena concentración de esta sustancia química al *hot oil* para inhibir la cristalización durante el trabajo de remoción.

Figura 2.11 Muestra de Parafina más Solvente (Xileno)

Figura 2.12 Calentamiento de Parafina más Solvente (Xileno)

Figura 2.13 Muestra de Parafina más Calor y Agitación sin Solvente

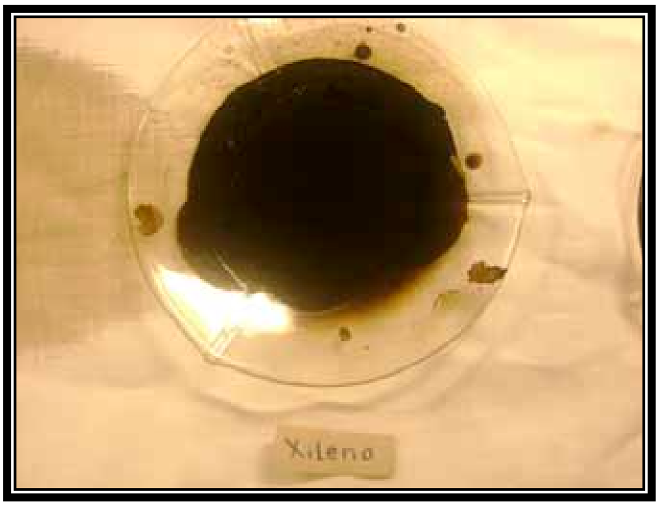


Figura 2.14 Muestra de Parafina más Calor, Agitación y Solvente

2.3.7. Formación de asfaltenos.

Los asfaltenos y los hidrocarburos de alto peso molecular del petróleo crudo son los factores de mayor riesgo en el daño de la formación. Las resinas muestran sólo un débil daño. El resto de las fracciones del petróleo no tienen esencialmente propiedades que dañen. Los petróleos que contienen más del 1% de asfaltenos son los que mas probablemente este asociados con el daño de formación y generaran la necesidad de un tratamiento con surfactantes y estimulación con solvente.

Las reducciones de temperatura y presión que acompañan el flujo del crudo tiene como resultado la depositación de materiales asfálticos o parafínicos si estos se hallan en cantidades apreciables en el hidrocarburo.

Normalmente un sistema surfactante-solvente remojado durante 24 horas, seguido por un tratamiento HF es por lo general una buena opción para este tipo de pozo. Con crudos de gravedades superiores a los 37° API, el contenido de asfalteno en el petróleo es generalmente demasiado bajo para promover daño de formación.

Figura 2.15 Muestra de Asfalteno obtenida del Marraneo

2.3.7.1. Solubilidad de asfalteno

Las características de la solubilidad de asfaltenos son muy diferentes a las descritas para las ceras. La temperatura tiene un pequeño o ningún efecto en la solubilidad de asfaltenos, aunque aumentando la temperatura se puede acelerar la velocidad a la que el asfalteno se disuelve.

Algunos solventes efectivos para asfaltenos son disulfuro de carbono, benceno, xileno, tolueno, los aromáticos altos y todos los hidrocarburos clorinatados trabajando también a temperatura ambiente o superior.

Algunos solventes menos efectivos para el asfalteno: diesel, kerosén, gasolina, éter de petróleo, acetona, alcoholes y aceites, que no son más eficientes a mayores temperaturas tampoco.

2.3.8. Formación del Sludge (barros)

Cuando un crudo que contiene una suspensión de material asfáltico encuentra un ambiente ácido, una parte, o toda la suspensión coloidal podrá precipitar. Una vez que el material precipita fuera de la solución, no se redisolverá en los fluidos de formación. La mayoría de estos fangos precipitados tiene solo una solubilidad limitada en la mayoría de los fluidos de tratamiento. La formación de *“fango”* asfáltico durante una estimulación acida es un problema grave en muchas áreas. Generalmente, pero no siempre, la mayoría del sludge ocurre cuando algunos petróleos de formación son muy sensibles al contacto con sistemas ácidos de altas concentraciones (HCl 20% o más alta). La formación de este sludge asfáltico puede restringir o puede tapar completamente o severamente los canales del flujo de una formación. Estos sólidos precipitados ayudan a estabilizar las emulsiones y puede tapar filtros, gravel pack y líneas. El uso de preflujos o tratamientos de dos etapas son un buen método para la prevención de sludge ácido.

La utilización de un solvente de hidrocarburos en el preflujo de un tratamiento ácido es un buen método de prevención. El solvente ayuda a desplazar y diluir el petróleo sensible y a minimizar la cantidad de contacto entre la solución tratante de acido y el crudo puro. El preflujo de solvente comúnmente usado es diesel, kerosén, xileno y tolueno. Se suele usar también un petróleo crudo de alta gravedad. Cuando se tratan formaciones sensibles a la acidificación, los agentes estabilizadores (aditivos anti-sludge) se agregan al acido para prevenir el sludge asfáltico. Estos aditivos son afectivos para estabilizar las suspensiones coloidales, que ayuda a disminuir o prevenir la precipitación de sólidos de asfalteno cuando el petróleo se contacta con la solución de acido.

Figura 2.16 Slug (Interfase Agua - Petróleo)

2.3.9. Métodos de eliminación del sludge ácido

2.3.9.1. Tratamientos solventes

Los solventes son más efectivos contra este tipo de depósitos que con ceras, aun a temperatura ambiente. El único punto a observar siempre es el utilizar un solvente con alto contenido de aromático. Resultara en más daño al pozo si se utilizara diesel, nafta, gasolina o kerosén.

El tratamiento con solventes altamente aromáticos puede ser continuo o en etapas. La adición de una cantidad pequeña de un solvente aromático a una corriente de crudo en forma continua es con frecuencia una solución a un problema serio de deposición de asfalteno.

Como ya se ha indicado, la mayoría de los sludges resultantes de la incompatibilidad ácido-crudo tienen una solubilidad limitada. Sin embargo, los solventes que contienen surfactantes se han estado usando para eliminar estos problemas en el pozo.

2.3.9.2. Métodos mecánicos

- La limpieza, suabeo y los lavados siguen siendo usados para eliminar el sludge
- Tratamientos de estimulación mediante fracturas

2.4. Daño de formación [8]

2.4.1. Definición

El daño de formación se define como la reducción del flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo debido a la disminución de la permeabilidad original de la formación, este daño puede ocurrir de manera natural o puede ser provocado artificialmente; normalmente una formación sufre daños por la migración de finos, la acumulación de incrustaciones, la acumulación de parafinas, asfaltenos y otros materiales orgánicos, o por la acumulación combinada de material orgánico e inorgánico. También puede ser producido por el taponamiento ocasionado por la presencia de partículas extrañas en los fluidos inyectados al pozo, cambios en la mojabilidad de la roca reservorio, por hinchamiento de arcillas, aparición emulsiones, precipitados o barros resultantes de reacciones ácidas, por la actividad bacteriana o el bloqueo por agua.

El daño de formación es un factor adimensional, cuyo valor cuantifica el nivel de daño producido en la formación. A seguir se detalla la expresión matemática que nos permite calcular dicho factor:

$$S = \frac{K \cdot h}{141{,}2 \cdot q \cdot \beta \cdot \mu} P_S$$

Donde;

S: daño de formación

K: permeabilidad de la formación

h: profundidad del pozo

P_s: presión estática del reservorio

q: caudal de producción

β: factor volumétrico del petróleo

μ: viscosidad del petróleo

El daño de formación ha llegado a ser una frase muy conocida en la industria petrolera, pues, es una de las principales razones junto a la baja transmisibidad de una roca reservorio por la que muchos pozos de petróleo, pozos de gas e inyectores de agua tienen baja productividad o baja inyectividad. A menudo este daño es expresado como “skin” o daño “zonal” que resulta cuando la permeabilidad original de la formación productora es alterada. El resultado total de este daño es una disminución de la capacidad de flujo del pozo.

La causa del daño de formación esta dada por muchos factores que van desde el mismo momento en que las formaciones son perforadas, hasta cualquier momento en la vida productiva del pozo donde pueden ocurrir cambios en las propiedades petrofísicas de la roca matriz, puntualmente hablamos de su permeabilidad y porosidad, afortunadamente en la actualidad existen un sinnúmero métodos, los cuales, mediante el uso de ácidos se logra restablecer la productividad de las formaciones dañadas de una manera eficaz desde el punto de vista económico.

2.4.2. Origen del daño de formación

Los daños de formación se pueden originar durante varias etapas de la vida de un pozo.

2.4.2.1. Perforación

Muchas formaciones pueden ser dañadas en la etapa de perforación debido al lodo de perforación ya que este tiende a filtrarse en mayores proporciones en las zonas de mayor porosidad y permeabilidad, originando gruesos revoques, la migración de finos del lodo como la bentonita taponan los espacios porales reduciendo la permeabilidad, es decir la comunicación que existente originalmente entre los poros de la formación.

Si el lodo de perforación no esta correctamente diseñado, al momento de atravesar una formación demasiado porosa, éste perderá gran parte de su fase líquida, puesto que la consistencia de la costra de lodo (mud cake) no será la adecuada para impedir dicha pérdida de fluido, este filtrado invade la formación alterando su permeabilidad original.

Existen dos tipos de invasión que ocasionan serios daños al yacimiento, estos son:

a) Invasión de sólidos de perforación.

Se produce cuando al momento de perforar se utiliza un lodo mal acondicionado o muy pesado a base de bentonita, esta arcilla produce serios daños de formación ya que debido al tamaño de sus partículas, estas pueden invadir sin problemas las formaciones, depositándose en el espacio poral y reduciendo considerablemente la porosidad y permeabilidad.

Los factores que favorecen a este tipo de daño son:

- Formaciones de alta porosidad (poros de gran tamaño).
- Presencia de fisuras y fracturas naturales (fallas grandes).
- Baja velocidad de perforación (rata de penetración).
- Alta presión hidrostática de fondo (lodo demasiado pesado).

b) <u>Invasión de fluidos de perforación.</u>

Debido a la heterogeneidad y de la mineralogía de las formaciones productoras, en el momento en que los fluidos de perforación (fase líquida) se filtran dentro del yacimiento, este líquido puede producir serios daños, puesto que, las formaciones presentan dentro de la matriz una variedad de arcillas que en contacto con el agua se “hinchan”, esto es, cuando las partículas de arcilla se hidratan, estas aumentan su tamaño considerablemente, provocando una reducción de los espacios porosos de la roca.

Los factores que favorecen este tipo de daño son:

- Alta permeabilidad del revoque.
- Alta presión diferencial (hidrostática – reservorio).

2.4.2.2. Cementación

Debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas se pueden producir serios daños a las formaciones productoras intervenidas en estas operaciones, ya que estas por ser porosas y permeables permiten la filtración de ciertos productos químicos de la lechada de cemento que pueden influir en la composición de las aguas de formación, provocando precipitaciones que van taponando los poros hacia el interior de la formación reduciendo su permeabilidad.

2.4.2.3. Cañoneo o punzados

Debido a que las formaciones productoras son porosas, permeables y además no consolidadas, en la operación de cañoneo se pueden producir serios daños en la formación, debido a que si se realizan los disparos cuando la presión hidrostática es mayor que la presión del yacimiento (Overbalance), se puede reducir la permeabilidad de la roca por el taponamiento de los poros con finos triturados de la misma formación, por residuos del cañoneo y contaminantes del fluido de “matado” utilizado durante el cañoneo, pues demasiada presión hidrostática haría ingresar los residuos resultantes de la operación hacia el interior de la formación.

2.4.2.4. Producción

En la etapa de producción de un pozo, se producen también daños a la formación, puesto que la arena productora es débil y sus granos se desmoronan por el flujo de los fluidos hacia el pozo, provocando migración de finos, los que se mueven a través de los poros del yacimiento y van taponando los espacios porales, reduciendo así la capacidad de aporte de fluidos hacia el pozo, ocasionada por la reducción de permeabilidad.

2.4.2.5. Daños por acidificación

Para un eficiente tratamiento de acidificación se debe conocer la mineralogía de la formación y el tipo de daño que la afecta, pues si se inyectan los ácidos de tratamiento sin conocer estos parámetros, pueden provocarse daños más severos a la formación intervenida.

Si se inyecta el tratamiento por una tubería de producción sucia, los ácidos irán lavando la tubería, liberando las partículas de óxido de hierro, éstas partículas ingresarán en la formación taponando el espacio poral. El uso inadecuado de los ácidos para el tratamiento también puede crear precipitaciones indeseadas de algunos minerales dentro de la matriz provocando un daño más severo y a veces irreversible. Para prevenir estos problemas en la actualidad se utiliza una tubería flexible concéntrica especial denominada Coiled Tubing, la cual puede lavarse en superficie antes de los tratamientos ácidos para reducir al mínimo reacciones indeseadas durante las operaciones de acidificación.

2.4.2.6. Reacondicionamiento de pozos

Cuando se repara o se reacondiciona un pozo se puede dañarse la formación productora debido al uso inadecuado de aguas de matado, las mismas que sirven para controlar la presión en el pozo, si este fluido no esta acondicionado, puede contener partículas en suspensión, las cuales pueden ocasionar taponamiento en la comunicación de los poros de la roca reservorio. Además, los residuos de productos químicos anteriores, pueden cambiar la mojabilidad. En operaciones con cable también se liberan partículas taponantes de óxido de hierro de la tubería y el bombeo de aguas frías precipita indeseadas parafinas y/o asfaltenos, que con el tiempo producirán taponamientos en el yacimiento. Para evitar estos daños se debe usar un fluido de matado bien acondicionado, que tenga las mismas características de los fluidos de formación.

2.4.2.7. Tratamientos químicos.

El uso inadecuado de productos químicos como demulsificantes, antiparafínicos, antiescala, tienen también su nivel de daño a la formación, estos productos pueden afectar la mojabilidad que tiene originalmente la roca cambiándola de mojabilidad al agua a óleo humectarla, dando como resultado el incremento de la producción de agua, debido a que el fluido humectante de la roca es ahora el petróleo y la fase que fluye con mayor saturación es el agua.

Para superar estos problemas existen tratamientos de limpieza de pozos, estimulaciones en la matriz, fracturamiento hidráulico con ácido o agua, para eliminar o aliviar el daño en la región vecina al pozo. Es muy importante conocer, antes de comenzar el análisis de los efectos producidos por las causas mencionadas anteriormente, que existen otros factores relacionados con la calidad de las propiedades del reservorio y el estado potencial de energía del mismo, los cuales incidirán en mayor o menor medida el resultado de dichos análisis.

Lo que significa que deberemos analizar:

- Si el reservorio es de baja, media o alta transmisibidad
- Si el reservorio es de baja, media o alta presión poral

- Si el reservorio se encuentra originalmente en el rango de los “Geopresurizados”

2.4.3. Causas principales del daño de formación

2.4.3.1. Invasión de partículas

El rango del tamaño crítico para la contaminación con sólidos implica un básico entendimiento de la teoría del “puente de partícula”

- Estudios de permeabilidad en coronas confirmaron que las partículas con rangos de diámetro entre $^1/_3$ y $^1/_7$ del tamaño de las gargantas porales taponaran las mismas.
- Partículas más pequeñas de $^1/_7$ del tamaño de las gargantas porales migraran libremente por la matriz de la formación.

En el caso de una mezcla, las partículas mas pequeñas tienden a llenar los espacios vacíos existentes entre las partículas mas grandes, de modo que la permeabilidad de la mezcla es casi siempre menor que la permeabilidad que generaría la partícula mas pequeña.

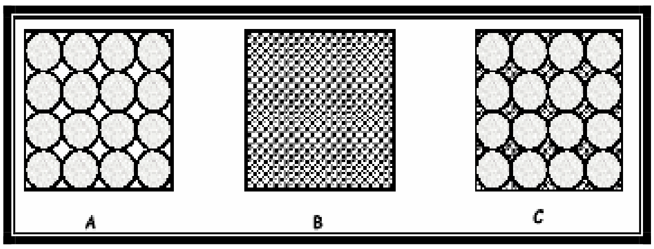


Figura 2.17 (A) arreglo de granos con espacios intersticiales vacíos.

(B) partículas con rangos de diámetro entre $^1/_3$ y $^1/_7$ del tamaño de las gargantas porales.

(C) las partículas taponan los intersticios y afectan la permeabilidad original de la matriz.

2.4.3.2. Hinchamiento y dispersión de arcillas

Las formaciones sensibles al agua se caracterizan por su reducida permeabilidad cuando entran en contacto con líquidos extraños a la formación.

Arcillas nativas.- La mayoría de las formaciones de arenisca contienen típicamente un cierto porcentaje de arcillas antigénicas en su composición mineral. Estas arcillas pueden estar presentes formando parte de la matriz, revistiendo las paredes de los poros o yaciendo en los poros. Las partículas de arcilla a menudo son encontradas en las uniones de los granos de arena, y en particular se concentran cercanas a las lentes de esquistos.

Arcilla.- Es cualquier número de minerales hidratados de aluminosilicatos con estructura de cristales en forma de hoja, formados por intemperismo o hidratación de otros silicatos; también de cualquier fragmento de mineral más pequeño que $^{1}/_{256}$ mm.

Hay dos categorías principales en que pueden clasificarse las arcillas:

- *Arcillas Detríticas* son sedimentadas por un proceso físico.
- *Arcillas Diagenéticas son* sedimentos de arcilla que experimenta cambios físicos y químicos durante la 104itificación y compactación.
- *Montmorillonita (esmectita, bentonita)* es una arcilla abundante encontrada en rocas terciarias. Es menos común en rocas más profundas del mesozoico y es muy rara debajo de estas profundidades.

- *Illita y clorita* son los minerales de arcilla más abundantes y se encuentran generalmente en rocas de todas las edades. La illita es una arcilla diagenética que se forma por la diagénesis de la montmorillonita.
- La *caolinita* es una arcilla detrítica formada por el intemperismo de feldespatos en ambientes típicamente noáridos. El agua es esencial para la reacción química del cambio de feldespato a caolinita.
- La *clorita* es también considerada una arcilla diagénica semejante a la illita; sin embargo, el metamorfismo que creó la clorita es una extensión más severa de la diagénesis típica normalmente asociada con sedimentos enterrados más tarde. A continuación se aprecia en la grafica el tipo de depositación que tienen estos tipos de arcillas dentro del

espacio poral entre los granos de una matriz cualquiera:

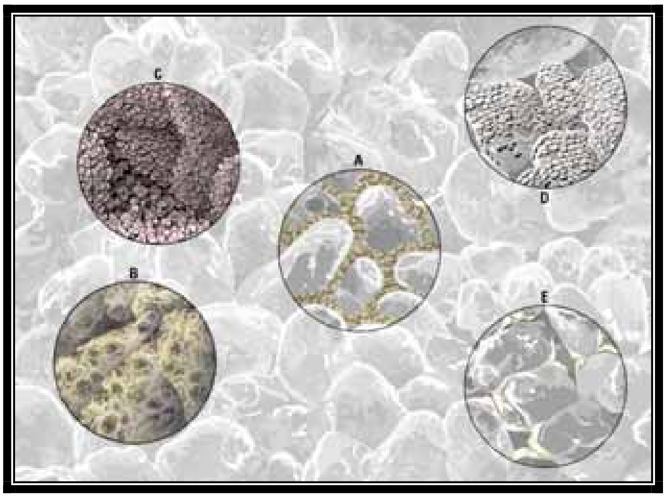


Figura 2.18 (A) láminas de caolinita agrupadas como libros que rellenan los pozos,

(B) ilita fibrosa,

(C) sobre-crecimiento de carbonatos,

(D) sobre-crecimiento de feldespatos,

(E) cemento de cuarzo

2.4.3.3. Hidratación de la arcilla

El hinchamiento de las arcillas con agua se debe a la hidratación de los cationes conectados a la arcilla. Hay dos tipos de mecanismos de hinchamiento que pueden ocurrir debido a la interacción de arcilla e invasión del filtrado:

- Hidratación Cristalina (hidratación de superficie)
- Hinchamiento Osmótico

2.4.3.4. Migración de arcillas

Todos los tipos de arcilla son capaces de migrar cuando se contactan con aguas que trastornan el equilibrio iónico dentro de la formación. La montmorillonita y las arcillas de capas mezcladas tienen una alta probabilidad de migración debido al hinchamiento y a la retención de agua. Debe tenerse presente que los altos caudales de flujo por sí mismos pueden ser la causa suficiente para la migración de las partículas. El efecto de un fluido acuoso en contacto con las arcillas dependerá principalmente de los siguientes factores:

- La estructura química de la arcilla
- La diferencia entre la composición del fluido nativo (de formación) y del inyectado
- El arreglo de la arcilla en la matriz (en los poros)
- Forma en que la arcilla está cementada en la matriz
- La abundancia de arcilla (partículas) presente

El movimiento de partículas dentro de un sistema poral está afectado por la humectabilidad de la formación, por las fases de fluido presente en los espacios porales; y, por el caudal a través de los espacios porales. Bajo circunstancias normales una zona petrolífera contiene tanto petróleo como agua dentro de los espacios porales. Cuando la formación está mojada por agua (acuohumectada), el agua está en contacto con la superficie del mineral, y el petróleo fluye por el centro del espacio poral.

Cuando las arcillas y otros finos están acuohumectados, estas partículas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua que rodea las partículas de la arenisca. En este caso las partículas de arcilla sólo se moverán con el flujo de agua, y donde la saturación de agua sea baja estas partículas no tenderán a causar problemas de movilidad.

2.4.3.5. Efecto del pH

La dispersión de las arcillas está influenciada por el pH, esto se refiere a que el pH afecta el equilibrio de intercambio de la base, pero su efecto a sistema en particular depende de las condiciones electroquímicas de ese sistema. Sin embargo, generalmente la dispersión de la arcilla está perjudicialmente afectada por aguas alcalinas con un pH mayor que 7.0 provocando mayor movilidad a las arcillas. En pH 4.0 no existe prácticamente perturbación.

El pH del filtrado puede ser otro mecanismo de deterioro si el cemento de la matriz es sílice amorfo. Filtrados con un pH muy alto disolverán este elemento, liberando partículas finas, que entonces pueden bloquear los poros. Una vez que una arcilla es dispersada, sus partículas llegan a moverse libremente o de flocularse y pueden causar taponamiento de las gargantas porales.

2.4.3.6. Bloqueo por emulsión

Las emulsiones pueden ocurrir dentro de una formación entre dos líquidos inmiscibles tales como petróleo y agua. Para entender los efectos del daño que las emulsiones pueden crear, es importante entender qué son las emulsiones.

Se requiere energía para hacer una emulsión, y estabilizadores que se deben juntar en la interfase entre ambos líquidos para mantener la emulsión unida o estable. Los estabilizadores más comunes son: partículas finas de arcilla u otros materiales, asfaltenos y surfactantes.

Se ha demostrado que si existe un bloqueo por emulsión, el promedio de permeabilidad calculada en un test de inyectividad, suele ser superior a la determinada en pruebas de producción. Este test provee una herramienta creíble para predecir el bloqueo que se llama *"efecto válvula"*.

Normalmente, las formaciones dañadas por un bloqueo por emulsión aceptarán fluidos de tratamiento inyectados pero no producirán este fluido de vuelta.

2.4.3.7. Aumento de la viscosidad del fluido

La reducción en la productividad, causada por la emulsión, está directamente relacionada con el incremento de viscosidad, creado por la emulsión y el radio del área afectada.

Las emulsiones petróleo-agua tienden a exhibir mayores viscosidades que las de agua-petróleo. El efecto en el aumento de viscosidad debido a la emulsión se puede ver en la ecuación:

Viscosidad (ideal) $\mu = \mu_o(1 + 2,5\varphi)$

Cuanto mayor es el porcentaje de fase interna dispersa, mayor la viscosidad resultante. La viscosidad de la emulsión será siempre mayor que la viscosidad de los componentes.

Teniendo presente la ecuación de Darcy para flujo radial, el caudal es inversamente proporcional a la viscosidad, por lo que si la viscosidad aumenta, el flujo decrece.

Generalmente los surfactantes catiónicos tienden a estabilizar las emulsiones de agua en petróleo. Los limos y los finos acuohumectados tienden a reducir la estabilidad de la emulsión, mientras que las formaciones fuertemente óleohumectadas tienden a generar emulsiones de mayor estabilidad y viscosidad.

2.4.3.8. Bloqueo por agua

Un bloqueo por agua se define como una disminución en la permeabilidad relativa al petróleo en una formación debida a las altas presiones capilares resultantes de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo. Estos bloqueos a menudo están acompañados por un incremento en la saturación de agua en reservorios de baja a mediana permeabilidad.

2.4.3.9. Depositaciones orgánicas.

Los petróleos crudos son capaces de depositar dos clases de sólidos orgánicos durante su producción y transporte, las parafinas y los asfaltenos. Muy comúnmente, ambos son suaves y negros, y con frecuencia aparecen juntos en el mismo reservorio. Por lo tanto, es necesario poder identificar y diferenciar bien entre parafinas y asfaltenos, para elegir el tratamiento apropiado para este problema.

2.4.3.10. Bacterias

Hay muchas fuentes de contaminación bacteriana en los tratamientos de pozos de petróleo, de gas y de agua. Los portadores primarios de bacterias son los fluidos de fractura, la inyección de agua, los fluidos de perforación, de completación y el filtrado de cemento. Quizás la fuente mas grande es el agua base de los fluidos utilizados en el fracturamiento hidráulico. Estos problemas pueden ser prevenidos tratando los posibles líquidos portadores con un bactericida eficiente. Si no se añaden bactericidas a los fluidos de fractura podrán ocasionar daños de contaminación. Poco después que un pozo es tratado con un fluido contaminado de bacterias, los pozos contiguos pueden también llegar a contaminarse, estando sujetos a la corrosión por sulfuro de hidrogeno. Las colonias de bacterias se adaptan a numerosas condiciones. El petróleo del reservorio puede servir como fuente de energía y acelerar su adaptación al medio ambiente.

Aunque estas bacterias son muy pequeñas (de 1,0 a 3,0 micrones), la gran cantidad de colonias de bacterias presentes en un líquido pueden causar problemas de taponamiento de químicos de ciertos organismos. La mayoría de las aguas de los pozos de petróleo contienen bacterias aeróbicas o anaerobias.

Algunas de las bacterias que causan problemas son:

- Bacterias sulfato reductoras
- Bacterias formadoras de barro o limo
- Bacterias del hierro

Las bacterias sulfato reductoras son bacterias del género *"desulfovibrio",* anaeróbica (requiere un ambiente libre de oxígeno) y digiere los iones sulfato disueltos en el agua para producir gas sulfuro de hidrógeno (H_2S). La corrosión y el limo resultantes, reducen los caudales de flujo en la inyección del pozo y en las formaciones productoras.

Durante el proceso de corrosión, se produce sulfuro de hierro (FeS). Este material es insoluble en el agua y actuará como un agente que tapona. El familiar término *“agua negra”* se refiere a la suspensión de sulfuro de hierro en el agua.

Estos microorganismos pueden prosperar en casi cualquier clase de agua, fresca o salmuera, y en las zonas estancadas y agua subterránea de la formación. Una vez que se ha introducido, se encontrará generalmente en las áreas estancadas del sistema, en el de los tanques de almacenamiento y depositado debajo de las incrustaciones que le proporcionan un ambiente aerobio. En el reservorio se adapta rápidamente al medio y empieza a corroer el equipo y tapar la formación.

Las bacterias formadoras de Barros o Limos requieren de un ambiente rico en oxígeno (aeróbicas) para existir, capaces de producir grandes masas de limo que causan severos problemas de taponamiento. Estas bacterias se encuentran generalmente cuando el agua fresca o de superficie se pone en contacto con agua producida.

Las Bacterias del Hierro es un tipo de Una bacteria muy común que puede causar problemas es la bacteria del hierro. Esta bacteria también es aeróbica (requiere un ambiente rico en oxígeno) y en su proceso metabólico tiene la habilidad de oxidar el hierro ferroso soluble en agua hierro férrico insoluble en agua. Los problemas a los que lleva este tipo de bacterias es el taponamiento de fuentes de agua, filtros y líneas de superficie.

CAPÍTULO 3

2. TIPOS DE ESTIMULACIONES ÁCIDAS Y BOMBEO DE ÁCIDOS

Los tratamientos de estimulación requieren de una selección apropiada tanto del ácido como de la técnica de acidificación, para lo cual debemos considerar tres factores químicos correlacionados al seleccionar el ácido apropiado: La estequeometría, el equilibrio termodinámico y la velocidad de reacción.

La estequeometría de una reacción ácida con los materiales de la formación relaciona la proporción molecular entre reactivos y productos de reacción, y una vez conocida se puede calcular fácilmente la cantidad de formación disuelta por un volumen del ácido. Un parámetro útil que relaciona la estequeometría del ácido es el poder disolvente.

Se establece un equilibrio termodinámico en muchas reacciones ácidas antes que el ácido haya reaccionado totalmente. En particular en el equilibrio alcanzado en la reacción de ácidos orgánicos (tal como el acido acético o fórmico) con formaciones de piedra caliza o dolomitas. Las consideraciones del equilibrio controlan también la precipitación de los productos de la reacción que puede anular los beneficios del tratamiento en formaciones carbonáticas o areniscas.

La velocidad de reacción entre un determinado ácido y el material de la formación fija el tiempo requerido para que el ácido reaccione. Al evaluarlo junto con la geometría dentro de cual ocurre la reacción, se puede estimar la distancia que el ácido penetra lejos del pozo (y con ello la estimulación esperada).

3.1. Tipos de Estimulaciones ácidas [9]

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, incrementarla por encima de su capacidad natural.

Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a las necesarias para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

3.1.1. Estimulación Matricial

Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción. La estimulación matricial se lleva a cabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original.

3.1.2. Fracturamiento ácido

Consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción, eliminando el daño y parte de la matriz de roca calcárea. En el fracturamiento ácido, los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación.

3.1.3. Fracturamiento hidráulico

Un fracturamiento hidráulico es la superposición de una estructura de muy alta conductividad en el yacimiento, de modo que exista un gran contraste entre la permeabilidad de éste y la de la fractura, y el aporte de fluidos sea desde el yacimiento a la fractura y de ésta al pozo. En general se fracturan yacimientos de arenisca de baja permeabilidad natural, o aquellos que han sufrido daño que no puede ser eliminado por medios químicos.

Nuestro estudio se basa específicamente en la estimulación matricial, que es un tipo de tratamiento para restaurar la permeabilidad eliminando el daño, por lo que mejora la productividad en areniscas y en rocas carbonáticas.

Aunque los sistemas de ácido son diferentes para cada uno de estos tipos de roca, los principios que rigen son los mismos; así, si no hubiese daño, el volumen de ácido requerido para mejorar la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo sería muy grande, especialmente en areniscas, y no podría justificarse el gasto con el pequeño aumento en la producción.

En rocas carbonáticas, el ácido pasa a través del daño, formando túneles. Así, el incremento en la permeabilidad será mucho mayor en carbonatos que en areniscas.

3.2. Tipos de ácidos [10]

La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonatos o areniscas. Durante la etapa de perforación o culminación diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado provocando daños que resultan en una caída de presión y por lo consiguiente una disminución de la producción de hidrocarburos. El tratamiento en general para este tipo de formaciones puede clasificarse en la siguiente forma: Reactivas y No reactivas, así mismo, se usan combinaciones de ellos, y el uso de aditivos, para diversas aplicaciones.

- REACTIVAS
  - Acido Clorhídrico, HCl
  - Acido Fluorhídrico, HFl
  - Acido acético $CH_3 - COOH$
  - Acido fórmico $HCOOH$
- NO REACTIVAS
  - Solvente Mutuos
  - Solventes Aromáticos

El ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico son ácidos minerales, mientras que el ácido acético y el ácido fórmico son ácidos orgánicos. También encontramos sistemas de ácidos retardados como ácido gelificado, ácido químicamente retardado y ácido emulsionado.

3.2.1. Tratamientos de estimulación por combinaciones de ácidos (Reactivas)

Se utilizan combinaciones de estos ácidos mezclados con aditivos para diferentes aplicaciones. Entre las combinaciones mas utilizadas en la industria petrolera tenemos:

3.2.1.1. Mud Acid

Su nombre se debe a su uso durante muchos años para eliminar el daño causado por lodos de perforación. Consiste en una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, siendo la mas usual 12% HCl- 3% HF a la cual se conoce RMA o Regular Mud Acid. Esta clase de ácido reacciona rápidamente con los minerales arcillosos y lentamente con los feldespáticos y cuarzo. Las reacciones pueden dar lugar a la precipitación de productos insolubles y a la pérdida de la resistencia mecánica de la matriz de la arenisca, por lo que se recomienda hacer pruebas previas de laboratorio para determinar la concentración óptima del HF.

Recientes investigaciones han demostrado que, para evitar la precipitación de compuestos de aluminio durante la estimulación con este tipo de ácido se requiere que la relación HCl sea de un mínimo de 6-1, y de un máximo 9-1, de modo que se mantenga el pH ácido al máximo mientras se gasta el HF.

3.2.1.2. HCl

La mayoría de los tratamientos de formaciones carbonáticas emplean ampliamente el ácido clorhídrico, generalmente usado al 15% de la solución en agua. Con el desarrollo de inhibidores para prevenir la corrosión en las tuberías, mejoraron las concentraciones usadas (más altas) y aumentar la eficacia. Concentraciones diluidas son utilizadas en donde el poder disolvente del ácido no es la única necesidad. Así, en la acidificación de areniscas donde el HCl al 5% y 7.5% se utiliza a menudo para desplazar agua congénita delante de mezclas ácidas Clorhídrico – Fluorhídrico.

3.2.1.3. Acido Fluorobórico (HBF4)

Es un tratamiento de estimulación para los reservorios formados por areniscas que generalmente están compuestos de cuarzo con varios materiales de arcilla, incluso feldespato, carbonatos y otros. Surge de la necesidad de generar lentamente el HF a condiciones de yacimientos, dada a la rápida reacción del HF puro con las arcillas lo cual hace que tenga poca penetración antes de gastarse. Tiene la propiedad de estabilizar las partículas finas y se lo conoce comercialmente como Clay Acid o **<u>Sandstone Acid</u>**. Es un tipo de ácido que surgió como una alternativa del Mud Acid y genera HF por hidrólisis a medida que se consume en su reacción con las arcillas y en algunos casos se puede inyectar como una etapa del tratamiento después del Mud Acid para penetrar profundamente. Se recomienda especialmente en arenas con alto contenido de caolinita, porque la estabiliza, igualmente, es adecuado en arenas con contenido de minerales potásicos, ya que evita la precipitación de compuestos dañinos.

3.2.2. Tratamientos no reactivos

Son utilizados en aquellos pozos que presentan daño de deposición de asfáltenos o parafinas, se trataran con mezclas de solventes aromáticos, surfactantes y solventes mutuos que en algunos casos podrán contar con ácido anhídrido (glacial), para reducir el agua presente en los alrededores del pozo, por ejemplo un tratamiento especial a los pozos inyectores de agua que presentan taponamiento por bacterias sulfato reductoras;

este consiste en inyectar al pozo una solución concentrada de HIPOCLORITO DE SODIO, pero antes es necesario realizar pruebas de laboratorio para determinar la posible reacción del hipoclorito u otro oxidante fuerte con los minerales, en general, se recomienda que los oxidantes no penetren mucho en el medio poroso, sino que sólo limpien la cara de la formación.

Las soluciones acuosas, solventes mutuos y estabilizadores de arcillas pueden ser utilizadas en formaciones muy sensibles al HCl (contenido de clorita), este puede ser usado pero solo después de haber inyectado un volumen de agua para evitar el contacto con el hipoclorito con el ácido, lo cual genera cloro gaseoso con grave peligro para la seguridad. Los daños ocasionados por el bloqueo de agua se pueden tratar también con solventes y surfactantes para así poder reducir en lo mas mínimo la tensión interfacial.

3.3. Tipos de aditivos [11]

Un aditivo es un material agregado a un ácido para modificar su comportamiento, o ajustarlo a las condiciones del yacimiento.

La primera necesidad que nació con el uso de ácidos para tratar pozos, en 1932, fue la de desarrollar inhibidores de corrosión para proteger las tuberías del contacto con el ácido. Otras propiedades que deben mantenerse son: la mojabilidad de la formación al agua, prevenir la formación de emulsiones, controlar precipitados, prevenir bloqueos por agua y estabilizar arcillas. Para todas ellas existen aditivos:

Encontramos diversos tipos de aditivos disponibles para ácidos, pero sólo son indispensables tres:

- Inhibidores de corrosión
- Agente para el control de hierro
- Surfactantes

3.3.1. Inhibidores de corrosión

Son polímeros que poseen la propiedad de adsorción en las superficies sólidas, son muy necesarios y tienen como propósito único la protección de la tubería más que modificar el comportamiento del ácido, formando una delgada cubierta protectora en el interior de la tubería a medida que el ácido es bombeado y debe ser usado en todas las etapas del ácido (pickling, preflujo ácido, tratamiento principal y postflujo ácido). Su función es la de reducir la velocidad de reacción del ácido con el acero ya que los inhibidores no eliminan la corrosión. Contienen una fuerte carga catiónica y dejan las superficies mojables al petróleo, mecanismo mediante el cual se adsorben y recubren la superficie de la tubería con una película mojable al petróleo para proteger la tubería de la exposición del ácido, la misma forma una barrera que dificulta a los iones de hidrógeno alcanzar la superficie de la tubería y causar la corrosión. Debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa causado por un cambio de mojabilidad (recubrir las superficies con una película mojable al petróleo). El inhibidor puede tardar varios días en perder su efectividad y en algunos lugares la perderá antes que en otros dando lugar a la corrosión puntual o localizada *pitting*, también puede ocasionarse por haber puesto cantidades insuficientes de inhibidor así como las impurezas en el metal pueden acelerar su paso.

Debajo de 200° – 250° F, la apropiada concentración de un inhibidor de corrosión es el 0,1 – 1%, en temperaturas más altas será necesario incluir más inhibidor o un intensificador. La mayoría de los intensificadores efectivos de inhibidor están en la familia de los yoduros, y el que mejora la capacidad de los inhibidores de corrosión es la solución de yoduro cuproso en ácido acético (85%) y fórmico (15%).

Figura 3.1 Muestra de Inhibidor de Corrosión

TABLA 9

LIMITES ACEPTABLES DE INHIBICION DE CORROSIÓN – 24hr

TEMPERATURA (°F)	**LIMITE DE CORROSIÓN (lb/ft^2)**
<200	0,2
200 – 275	0,05
275 - 300	0,09

Para aleaciones pueden ser de 0,05 lb/ft^2 o menos, los rangos de concentración de inhibidores de corrosión recomendados son 0,1 – 2% (dependiendo de la temperatura y del metal). Los rangos de concentración de intensificadores de inhibidores de corrosión recomendados dependen del tipo (la sal de yoduro puede ser 0,2 – 3%; el ácido fórmico 0,05 – 5%), los valores son para 24 horas de tiempo de contacto metal/ácido.

3.3.2. Agente para control de hierro

Muchas formaciones contienen siderita (carbonato de hierro), hematina, y otros minerales ricos en hierro, además del hierro que puede ser desprendida de las mismas tuberías del pozo, equipo de fondo, líneas de superficie durante el bombeo del ácido.

La química de los componentes de incrustaciones de hierro es mas compleja que las de otro tipo, ya que existen dos formas de hierro en la formación, ferroso y férrico (este último de mayor riesgo y el primero que se forma en las estimulaciones); en solución la forma ferrosa puede ser oxidada a férrico en presencia de oxígeno. La mayoría de las aguas de formación contienen menos de 100 ppm de hierro, que puede verse incrementada substancialmente por corrosión o por contacto de magnetita o hematina. Los agentes de control de hierro no reducen la cantidad de hierro disuelto, ni reducen o previenen la reacción ácida con compuestos de hierro, estos previenen la precipitación de los compuestos de hierro manteniendo los cationes de hierro en la solución.

La precipitación de hidróxido férrico y otros compuestos que contengan hierro puede causar graves daños bloqueando los canales de permeabilidad de la formación, incluso en el proceso de acidificación dañando en forma permanente la permeabilidad que se había querido restaurar.

Esta precipitación ocurre cuando se gasta el ácido aumentando su pH por encima de 2,5 y totalmente con pH 3,5 para el ión férrico y 5 para el ión ferroso por lo cual es importante contar con secuestrantes de hierro adecuados e inducir el pozo a producción tan rápido como sea posible.

TABLA 10

FUENTES DE HIERRO POR MINERALES PRESENTES EN LA FORMACIÓN

Mineral	Estado de Oxidación	Ambiente
Pirrotita, Sulfuro ferroso	Ferroso + 2	Sedimentario, calizas
Siderita, Carbonato ferroso	Ferroso +2	Calizas
Magnetita, Oxido ferroso férrico	Ferroso +2 y férrico +3	Tubería
Hematita, Oxido férrico	férrico +3	Tubería y arenisca
Clorita, Ferro silicato (arcilla)	férrico +3	Areniscas sucias

Existen otras fuentes secundarias de ión férrico como por ejemplo la corrosión por acción de bacterias sulfatos reductores, que utilizan el hidrógeno molecular como nutriente y oxidan el hierro de las tuberías.

Los agentes secuestrantes de hierro son un aditivo común en los tratamientos ácidos, para prevenir la precipitación de hidróxido férrico de las soluciones del ácido clorhídrico gastado, sin embargo los productos existen en dos categorías generales.

- Acomplejantes de hierro o agentes secuestradores de hierro
- Agentes reductores de hierro

Como un principal agente reductor de hierro tenemos al ácido eritórbico, este ácido es un enántiomero del ácido ascórbico (Vitamina C), además presenta ventajas muy importantes como su efectividad ya que es que capaz de reducir el ión férrico a ferroso con una efectividad nueve veces mayor que la del ácido cítrico, es estable hasta los 400° F y no forma compuestos que puedan precipitar, a su vez es económico y no tóxico, también especialmente efectivo en el sludging de control de hierro (previene la formación de sludge). La limitación del ácido eritórbico es que no es un aditivo multifuncional, sino solamente un reductor de ión férrico, no rompe emulsiones ni como disolvente de carbonatos o sulfatos como lo hacen otros estabilizadores.

TABLA 11

TIPOS Y RANGOS DE CONCENTRACIONES DE AGENTES DE CONTROL DE HIERRO

Agente	Concentración pptg	Temperatura °F	Aplicación
Acido eritórbico	10 - 100	350+	Agente Reductor. Usar en solubilidades <20% HCl; HCl - HF
Acido eritórbico (sal de Na)	8 - 80	350+	Igual, excepto que no se debe usar con HF
Acido Cítrico	25 - 200	150 – 200+	Agente secuestrante, puede utilizarse en todos los ácidos
EDTA (forma ácida)	30 - 60	350+	HCl; HCl – HF limitada solubilidad
EDTA (sal di sódica)	40 – 80	350+	Sólo HCl, no usar en HF
EDTA (sal tetrasódica)	50 - 100	350+	Sólo HCl, no usar en HF
NTA (forma ácida)	25 - 350 50 – 100	350+	Puede usarse en todos los ácidos, tiene baja solubilidad en ácidos débiles
NTA (sal trisódica)	25 - 350 50 – 100	350+	Igual, excepto que n se debe usar en HF

Como observamos en la tabla algunos agentes de control de hierro están disponibles en sus estados ácidos o como sales de sodio, ácido etilendiaminotetraacético $C_{10}H_{16}N_2O_8$ (EDTA – ácido débil formado por complejos) y ácido nitrilo acético (NTA) las concentraciones diferirían dependiendo de si los agentes de control de hierro están en la forma de ácido libre o uno de las formas de sal de sodio (EDTA) y del contenido de hierro que se desee reducir. El EDTA en ácido libre (YH4) no se utiliza con frecuencia debido a su limitada solubilidad en el agua, del mismo modo la sal tetrasódica (YNa4) no se utiliza debido a su externa hidrólisis en la solución y a su elevada alcalinidad resultante. La más útil para la mayoría de las aplicaciones es la sal di sódica (Y2Na2) de alta pureza obtenida como dihidrato cuyas soluciones son estables durante meses, en recipientes de plástico o vidrio borosilicatado, obviamente a todo este se debe mantener el pH.

La sal de sodio no debe ser usada en mezclas ácidas de HF, ya que el ácido gastado formará precipitados insolubles con los iones de sodio, además tener cuidado de no exceder la concentración necesaria de ácido cítrico apara reaccionar con el hierro ya que cuando termina este hierro, el ácido cítrico reacciona con el calcio, bario, o cualquier otro ión divalente o trivalente presente para formar citratos insolubles que precipitan la formación, dañando la permeabilidad. Este problema no se presenta con el ácido eritórbico, ni con la sal de EDTA ya que el primero no reacciona con el calcio, y la segunda forma compuestos de calcio solubles, la sal EDTA es un producto multifuncional, que además de estabilizar hierro puede usarse como auxiliar de los rompedores de emulsiones que han sido estabilizadas por la presencia de ión férrico y como disolvente de depósitos de carbonato y/o sulfato de calcio en las tuberías de producción de los pozos, en soluciones de baja concentración de HCl (no debe intentarse disolver depósitos de barita con EDTA, ya que el sulfato de bario es insoluble).

El más efectivo de los agentes es el ácido eritórbico ($C_6H_8O_6$), reductor, aunque sal tetrasódica de EDTA es también efectiva, pero en menor escala que el ácido eritórbico, presentando la ventaja de ser rompedora de emulsiones estabilizadas por hierro, y de disolver carbonatos y sulfatos de calcio o magnesio. El lineamiento de diseño actual es considerar un máximo de ión férrico a disolverse de 5000 ppm, y agregar el estabilizador de acuerdo a ello, excepto cuando se trata de ácido cítrico, por el peligro que representa.

Para diseños subsiguientes en una misma área, se recomienda tomar muestras del efluente del pozo después del tratamiento ácido, y analizar en busca de ión férrico disuelto, y pH del ácido de retorno.

Figura 3.2 Agente de Control de Hierro (EDTA)

3.3.3. Surfactantes

Son sustancias químicas de uso común en todas las ramas de la industria petrolera, como por ejemplo tenemos que en refinación se usan como detergentes y dispersantes en gasolinas y aceitas lubricantes, emulsionantes para asfaltos, antiespumantes en varios procesos inhibidores de corrosión en varios procesos de transporte y almacenamiento. En producción se utilizan como agentes de deshidratación, tenso-activos o de estimulación, para recuperación mejorada como emulsionantes, espumantes para distribución de inyectividad y en lodos de perforación como emulsionantes y dispersantes.

Los surfactantes tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial cuando se adsorben en la interfase entre un líquido y un gas, la tensión interfacial cuando se adsorben en la interfase entre dos líquidos inmiscibles, y el ángulo de contacto cuando se adsorben en la interfase entre un líquido y un sólido. Los surfactantes son capaces de actuar de la manera descrita por su estructura molecular, ya que están compuestos de un grupo apolar y un grupo polar. La parte polar se denomina generalmente hidrofílica, por ser a fin a los solventes polares particularmente el agua, contiene heteroátomos tales como: oxígeno, azufre, nitrógeno y fósforo, los cuales aparecen en grupos funcionales como alcohol, tiol, éster, éter, ácido, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, etc. La parte apolar se denomina lipofílica o hidrofóbica, por tener afinidad por solventes orgánicos como hidrocarburos, aceites y grasa. Esta compuesta en general por un hidrocarburo parafínico, cicloparafínico o aromático.

Las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: la desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento. Los surfactantes más utilizados en estimulación de pozos se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 12

TIPOS DE SURFACTANTES MÁS UTILIZADOS EN ESTIMULACIÓNES DE POZOS

Operación	Función	Compuesto químico
Acidificación	Dispersantes (anti-sludge, preventor de emulsiones w/o). Inhibidores de corrosión	Alquil fenoles y alquil amonios etoxilados
	Emulsificantes de ácido en hidrocarburos Espumantes N2 en ácidos	Alquil piridinos disueltos en mezclas de ácido acético/fórmico Cinamoaldehido Sulfonatos de petróleo, sales de ácido carboxílico. Alquil éster sulfatos Etoxilados y fluorocarbonados
Fracturamiento	Dispersantes (anti-sludge, preventor de emulsiones w/o)	Alquil fenoles y alquil amonios etoxilados
Estimulación no reactiva	Rompimiento de emulsiones w/o Restauración de mojabilidad	Alquil fenoles etoxilados

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a su tipo de molécula y mas particularmente con base en el tipo de disociación de su molécula en solución, así:

- No iónicos
- Aniónicos
- Catiónicos
- Anfotéricos

3.3.3.1. Surfactantes no iónicos

En solución acuosa no forman iones, ejemplos: alcoholes o fenoles etoxiliados.

3.3.3.2. Surfactantes aniónicos

En solución acuosa se disocian en un anión anfifilo y un catión el cual es generalmente un metal o un amonio, ejemplos: benceno sulfonatos, sales de ácidos carboxílicos, lauril ester sulfato.

3.3.3.3. Surfactantes catiónicos

En solución acuosa se disocian en un catión anfililo y un anión generalmente de tipo halogenado, ejemplo: compuesto de amina como el cloruro de amonio cuaternario.

3.3.3.4. Surfactantes anfotéricos

Son moléculas orgánicas cuyo grupo hidrófilico puede estar cargado positivamente, negativamente o sin carga dependiendo del pH del medio, ejemplo: botainas.

3.3.4. Daños de formación susceptibles de ser tratados con surfactantes

- Formación mojada por crudo
- Bloqueo por agua
- Bloqueo por emulsiones viscosas
- Bloqueo por membranas interfaciales
- Restricción al flujo debido a altas tensiones entre los fluidos

3.4. Otros aditivos

Son opcionales y no debe usarse a menos que las condiciones del pozo o del yacimiento indiquen su necesidad, y debe probarse su compatibilidad con los fluidos de la formación.

3.4.1 Solventes Mutuos

Poseen solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite por eso son aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, especialmente en las areniscas donde es muy importante mantener mojados por agua todos los sólidos. El solvente mutuo mas usado en los sistemas ácidos es el EGMBE (Ethylene glycol monobutyl ether) conocidos comercialmente como Musol, U-66, Butil Oxitol o Butil Cellosolve, es muy beneficioso porque es miscible en hidrocarburos y en agua, ayudando a mantener la formación acuohumectada, tienen la propiedad de mantener en solución los inhibidores de corrosión y garantizar la compatibilidad de los inhibidores con los rompedores de emulsiones y otros aditivos. Su propiedad mas importante es la de reducir la adsorción de los inhibidores de corrosión en partículas de arcilla no disueltas por ácidos, lo cual podría causar estabilización de emulsiones, bloqueo por agua y otros daños por partículas finas móviles al finalizar el tratamiento por ácido. También ayuda a mantener la formación mojada por agua, ya que mantienen los surfactantes catiónicos en solución, pero transportan los surfactantes aniónicos hacia la formación.

El solvente mutuo reduce la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo. Debido a sus propiedades, mantiene en solución al inhibidor de corrosión, que es un surfactante catiónico, y le impide adsorberse sobre la superficie de la tubería por lo cual tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de estos últimos debe ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan solventes mutuos.

Los solventes mutuos se usan normalmente en el preflujo de hidrocarburos antes del ácido y siempre que se vayan a inyectar mezclas de hidrocarburos al pozo, en concentraciones del 5 al 10% del volumen del ácido (lo que incrementa el costo del tratamiento) pero las concentraciones de 3 al 5% son mas que adecuadas, y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento, si el pozo lo amerita, ya que en exceso pueden precipitarse las sales que se hallan solubilizadas en el ácido gastado, también puede generar la separación de los aditivos del ácido en las cisternas , puede usarse en todas las etapas del tratamiento en las que no haya que usar agentes desviadores, ya que garantiza la recuperación de los fluidos inyectados y mejora muchas otras propiedades.

3.4.2 Alcoholes

Las mezclas de alcoholes, como el metanol o el isopropanol pueden ayudar a recuperar el ácido en la estimulación de pozos gasíferos, especialmente para eliminar bloqueos por agua. Esto se debe a que el alcohol disminuye la tensión superficial de los fluidos ácidos sin que se adsorban en la formación como un surfactante.

Los alcoholes reaccionan con el HCl por encima de los 185° F para producir cloruros orgánicos, que envenenan los catalizadores de la refinería en operaciones de down stream, por lo tanto los alcoholes deben usarse sólo como aditivos en la acidificación de pozos gasíferos y debe restringirse a la estimulación de pozos por debajo de esta temperatura.

Figura 3.3 Metanol

El metanol puede agregarse a las etapas del ácido en pozos gasíferos, donde se formarán hidratos de gas en el fondo. Este es un problema potencial en completaciones profundas, donde puede ocurrir gas que se enfría en el wellbore, así como en pozos de almacenaje de gas.

La concentración máxima recomendada de alcohol para estimulación es: metanol, 25% e isopropanol, 20% del volumen del ácido. En general, el metanol no es muy seguro, su uso debe considerarse sólo cuando es absolutamente necesario. El metanol es un solvente mutual inferior. Por lo tanto, puede ser prudente combinarse con EGMBE o similar. El isopropanol es un solvente mutual efectivo.

Para pozos petrolíferos sólo deben usarse surfactantes, solvente mutual o gas (N_2 o CO_2) como recuperadores de ácidos gastados.

3.4.3 Estabilizadores de Arcillas

Los estabilizadores de arcillas son normalmente recomendados para prevenir la migración y/o hinchamiento de arcillas posteriormente al ácido. Los estabilizadores de arcillas comunes son las aminas policuaternarias (PQA) o poliaminas (PA). Las aminas policuaternarias son consideradas muy efectivas y deben inyectarse con el preflujo antes de la inyección del HF, porque éste lo destruye, y además para proteger las arcillas de los intercambios iónicos iniciales. La concentración efectiva recomendada es de 0.1 al 2% (0.1 al 0.4% es la mas correcta).

3.4.4 Agente Fijador de Finos (FFA)

En las areniscas, los finos silícicos más migrables no son las arcillas. El problema con la migración de finos en areniscas ha sido extensamente estudiado por Sharma y Fogler en particular. Los estabilizadores de arcillas no controlan la migración de finos no-arcillosos como cuarzo, feldespato y mica.

Existen al menos un aditivo comercial que previene efectivamente la migración y/o hinchamiento de arcillas y la migración de finos silícicos no-arcillosos. Un agente fijador de finos (FFA) es un organoxilano, que reacciona in situ para formar un polisiloxano de longitudes variadas, manteniendo los finos de formación silícicos en su lugar. Los finos de formación se logran así estabilizar, previniendo la migración y subsecuentes taponamientos de las gargantas polares. Los FFA pueden ser usados en tratamientos de acidificación o en tratamientos no ácidos utilizando salmuera como fluido de transporte.

Los aditivos FFA han sido ampliamente usados como un aditivo más en el postflujo de cloruro de amonio, particularmente en tratamientos de terminación de gravel pack en los que la migración de finos es un problema. El xilano FFA puede también combinarse con estabilizadores de arcilla convencionales (ej: 0,5% FFA, 0,1% estabilizador) para asegurar la estabilización de los finos arcillosos y los silícicos no-arcillosos. Los FFA pueden utilizarse como un aditivo para mezclas de ácidos, incluyendo HF, generando la dualidad estabilización de los finos y retardo de la reacción HF-roca.

La concentración recomendada de un agente FFA es 0,5% - 1%.

Figura 3.4 Químico Agente Fijador de Finos

3.4.5 Agente Antisludging

El agente antisludging es una clase especial de no-emulsionante. Los ácidos generalmente reaccionan con el crudo, en particular con los de baja gravedad y alto contenido de asfaltenos, para formar sludge; las altas concentraciones del ácido agravan el problema.

Desafortunadamente, los tratamientos subsecuentes con solvente aromático no son eficientes, ya que el sludge es bastante estable. Junto con esto, el sludge es generalmente estabilizado por hierro, que por lo general esta presente en abundancia en el ácido gastado parcial o totalmente. Ayudara mucho en la prevención o disminución del sludge un agente para el control del hierro (agente reductor) que pueda ser incluido en el sistema ácido con un surfactante adecuado.

La evaluación de la compatibilidad ácido/crudo debería indicar la necesidad de la inclusión de un antisludging y una manera de reducir apropiadamente la formación de sludge es utilizar un desplazamiento de crudo luego del tratamiento ácido.

La concentración recomendada de agente es 0,1 al 1% (dependiendo del test de laboratorio).

3.4.6 Agente Espumante

El uso de nitrógeno y de un agente espumante ayuda en la recuperación del ácido gastado en pozos gasíferos reduciendo la densidad del fluido y la tensión superficial de los fluidos inyectados. El nitrógeno solo (300 – 1.500 pies cúbicos Standard (scf/bbl) de solución inyectada) pueden también mejorar el retorno del fluido y acelerar la vuelta a la producción. Un ácido conteniendo un agente espumígeno en pequeñas concentraciones y nitrógeno continuamente mezclados se usa cotidianamente en la estimulación de pozos gasíferos. Ya que la espuma es una técnica de colocación del ácido, el ácido puede también espumarse para mejorar la ubicación.

Se cree que cuanto mayor la calidad de espuma (65 – 80%), mayor la colocación del tratamiento o la diversión del ácido. Sin embargo esta relación no es necesariamente cierta.

La calidad óptima de espuma es una función de la permeabilidad, porosidad y propiedades del fluido del reservorio.

La concentración recomendad de un agente espumante es 0.3% - 0.8%.

3.4.7 Inhibidor de Incrustaciones de Sulfato de Calcio

Se debe tener presente la posibilidad de incluir un inhibidor de incrustaciones de sulfato de calcio ($CaSO_4$) en las etapas de ácido o en el postflujo si se sabe que el pozo a ser tratado posee altas concentraciones de sulfato de calcio (> 1000 ppm) en el agua de formación, y es necesario evitar el contacto de esta agua con el HCl, ya que éste producirá cloruro de calcio en su reacción, y el calcio será tomado por el sulfato de calcio, el cual se precipitará. Este tipo de inhibidor es típicamente un ácido fosfórico, EDTA tetrasódica, o un polímero poliacrilato, sin embargo el EDTA es el mas recomendado, ya que es efectivo y tiene preferencia para reaccionar con el calcio antes que el sulfato y sus compuestos no se precipitarán. Existen también algunos sistemas ácidos con propiedades especiales que permiten inhibir la formación de scales. Debe probarse la compatibilidad química de los inhibidores antes de ser usados.

Los inhibidores de incrustaciones de carbonotao de calcio ($CaCO_3$) para tratamientos de squeeze deben ser llevados a cabo a parte de la acidificación. Se recomendará su uso después de un tratamiento ácido o de una limpieza ácida de la formación. A diferencia de los inhibidores de incrustaciones de sulfato de calcio, los inhibidores de incrustaciones de carbonato de calcio no son compatibles como aditivos para etapas de tratamientos ácidos.

La concentración recomendada para un inhibidor de $CaSO_4$ varia dependiendo del tipo y severidad de la potencial incrustación.

3.4.8 Reductor de Fricción

La fricción en las cañerías puede aumentar la presión de inyección de un tratamiento ácido, disminuyendo así los caudales de inyección, lo que puede ser imprudente. Esto es especialmente cierto en líneas de inyección de pequeño diámetro, como el coiled tubing. La presión de fricción representa un incremento de la energía de bombeo lo que resulta en un arrastre de fluido en las cañerías. Largas cadenas de polímeros (Ej.; poliacrilamida) usados como agentes gelificantes se usan para viscosificar el ácido especialmente en tratamientos de carbonatos.

Estos gelificantes también actúan como reductores de fricción cuando se usan en pequeñas concentraciones, pudiendo utilizarse en cualquier ácido. En efecto, los reductores de fricción "mojan" el movimiento del fluido en flujo turbulento, reduciendo así el arrastre por la fricción (y consiguientemente la presión de inyección) cercano al régimen de flujo laminar.

Los reductores de fricción deben usarse en tratamientos de pozos profundos y en los de altos caudales. Las compañías de servicio poseen curvas de presiones de fricción o tablas para el cálculo de excesos en la presión de inyección para diferentes fluidos, incluyendo solventes, salmueras y ciertas mezclas ácidas.

La concentración recomendada para un reductor de fricción es 0,1 – 0,3%.

3.4.9 Agentes desviadores de ácido

El objetivo de estos aditivos es asegurar que el ácido se distribuya en toda el intervalo a ser tratado. Su uso se describirá extensivamente cuando se discuta la colocación de los ácidos en la formación.

3.5. Estimulación Matricial en Carbonatos

Este tipo de estimulaciones, ya sea en formaciones calizas o en dolomitas, nos da la oportunidad no tan solo de remover el daño sino de mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo debido a la generación de canales por la disolución de material que genera el ácido. Acidificando la matriz, el área de contacto entre el fluido y la formación es muy grande, por lo tanto la presión de fricción aumenta rápidamente a medida que el régimen de bombeo aumenta. Debido a que la acidificación de la matriz debe hacerse a bajos regímenes de bombeo, se limita generalmente a remover el daño superficial de la formación (trabajos de lavado). Ensanchando los canales de flujo, los materiales causantes del daño pueden ser eliminados de la formación, tratándolos, tales como revoque de lodo e incrustaciones, debe tenerse cuidado de hacer el tratamiento a presiones inferiores que la de fractura, para evitar la misma más allá del área dañada.

La permeabilidad de la formación determinará cuán rápido se podrá inyectar el tratamiento en la formación. Como regla general, se requerirá una tasa de inyección mínima al final del tratamiento de 1/4 de barril por minuto. Si no se puede inyectar a esta tasa sin sobrepasar la presión de fractura, la permeabilidad es demasiado baja como para aplicar un tratamiento matricial con éxito, y posiblemente se requiera un fracturamiento.

La mineralogía es importante para poder responder a estas tres preguntas:

- ¿Qué volumen de formación se disolverá en ácido clorhídrico?
- ¿Qué volumen de formación se disolverá en ácido fluorhídrico?
- ¿Precipitarán productos de la reacción?

Para obtener una máxima penetración acidificando la matriz, el ácido debe poseer baja viscosidad y baja tensión superficial. Los ácidos gelificados y emulsionados no deben ser usados, ya que su viscosidad y tensión interfacial aumentan considerablemente la presión de inyección.

La acidificación matricial en carbonatos puede considerarse como un proceso mucho más sencillo que una acidificación en formaciones areniscas, esto es debido a que la mayoría de los productos de reacción tanto en calizas como en dolomitas son solubles en el ácido gastado. El primer paso en planificar un tratamiento ácido es seleccionar la correcta solución ácida de tratamiento. De los varios ácidos disponibles, sólo algunos pocos resultan económicamente efectivos en la estimulación de pozos petrolíferos, y para las formaciones de carbonatos los que pueden usarse son: Clorhídrico (ácido inorgánico), Acético y Fórmico (ácidos orgánicos).

3.5.1 Reacciones del HCl en Calizas

El ácido HCl reacciona con calizas de siguiente manera:

$$2HCl + CaCO_3 \Leftrightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2$$

En otras palabras, el ácido HCl reacciona con calizas para formar cloruro de calcio (en solución), agua y dióxido de carbono (gas).

TABLA 13

REACCIÓN DEL HCL CON CALIZAS A DIFERENTES PORCENTAJES

Porcentaje de HCl	**Libras de $CaCo_3$ disuelto por galón de ácido**	**Pies Cúbicos Estándar (SCF) de CO_2 formado por galón**
5	0.586	2.221
7 ½	0.890	3.367
10	1.201	4.551
15	1.844	6.991
28	3.659	13.850

3.5.2 Reacción del ácido HCl con Dolomitas

La ecuación aproximada de la reacción del HCl con dolomitas es la siguiente:

$$4HCl + CaMg(CO_3)_2 \Leftrightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$$

Esta ecuación es aproximada debido a que la relación de carbonato de calcio al carbonato de magnesio no es constante en las dolomitas.

3.5.3 Reacción con compuestos de Hierro

El ácido clorhídrico disolverá los óxidos de hierro presentes en la tubería del pozo, y los minerales que contengan hierro en la formación, tales como pirita, ankerita, clorita y siderita.

Los iones de hierro disueltos en el ácido serán férricos y ferrosos. Al gastarse el ácido, cuando el pH sube por encima de 2,2, el hierro III formará precipitados insolubles. Para evitar este efecto se necesita usar agentes estabilizadores de hierro, de los que ya se ha hablado anteriormente. El ácido clorhídrico no reacciona con el sulfato de calcio, ni con el de bario, pero sí con el de hierro.

Con el petróleo, el ácido clorhídrico puede formar interfases de muy alta viscosidad, por precipitación de asfáltenos.

3.5.4 Reacciones de Calizas utilizando ácidos orgánicos

El Acético y el Fórmico son otros dos ácidos que llegan a utilizarse, solos o con el HCL. Son mucho más débiles que el HCL y por lo tanto reaccionarán más lentamente con la mayoría de los minerales en el pozo y por lo tanto permiten una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones.

3.5.4.1 Ácido Acético

Este ácido orgánico incoloro es soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de los solventes orgánicos, generalmente se usa en tratamientos de pozos de temperaturas anormalmente altas, que harían poco efectivo el HCl. Aunque las mezclas de ácido acético con agua (tal como se usa en la estimulación de pozos) son consideradas corrosivas para la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la de los ácidos HCl y HF. Por consiguiente el ácido acético es empleado donde las superficies de aluminio, magnesio o cromo deben ser protegidas. También se recomienda su uso cuando el ácido debe permanecer en contacto con el casing por muchas horas, como cuando se utiliza como fluido de desplazamiento en un trabajo de cementación. Una solución de ácido acético al 10% de concentración disolverá la misma cantidad de carbonatos que una de HCl al 6%. El ácido acético puro (conteniendo menos del 1% de agua) es conocido como acético glacial, debido a la apariencia de hielo de los cristales ácidos, y puede usarse mezclado con solventes aromáticos y mutuos para remover bloqueos por agua, por su gran afinidad con esta.

3.5.4.2 Ácido Fórmico

Siendo el más simple de los ácidos orgánicos, el ácido fórmico es completamente miscible (capaz de ser mezclado) con agua. En solución forma un ácido más poderoso que el acético. En la estimulación de pozos petrolíferos es más frecuente utilizar en combinación con el ácido HCl como un ácido "retardador" para pozos con altas temperaturas, lo que permite mayor penetración en la formación. A pesar de estas ventajas, su costo es muy elevado. Un 10% de solución de ácido fórmico disolverá la caliza tanto como un 8% de solución de HCl.

El porcentaje de ácido fórmico usado en tales aplicaciones normalmente es de 8% - 10%.

3.5.4.3 Reacciones del ácido acético y fórmico en calizas

Los ácidos acético y fórmico reaccionan con calizas de la siguiente manera:

Acido Acético

$$2CH_3COOH + CaCO_3 \Leftrightarrow Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2$$

En otras palabras, el ácido acético reacciona con la caliza para formar acetato de calcio, agua, dióxido de carbono.

Ácido Fórmico

$$2CHOOH + CaCo_3 \Leftrightarrow Ca(CHOO)_2 + H_2O + CO_2$$

En otras palabras, el ácido fórmico reacciona con la caliza para formar formato de calcio, agua y dióxido de carbono.

TABLA 14

REACCIÓN DE TRES ÁCIDOS EN CALIZAS A DIFERENTES PORCENTAJES

Tipo de Acido	Concentración	Lbs. de $CaCO_3$ disueltas por galón de agua	Pies Cúbicos Estándar (SCF) de CO_2 formado por galón	Lbs. de Cloruro de Ca formado por galón
Clorhídrico	15	1,84	6,99	2,04
Acético	15	1,08	4,09	1,71
Fórmico	15	1,42	5,38	1,84
Clorhídrico	20	2,50	9,47	2,75
Acético	20	1,43	5,41	2,25
Fórmico	20	1,90	7,20	2,47

Clorhídrico	25	3,22	12,20	3,57
Acético	25	1,80	6,82	2,84
Fórmico	25	2,40	9,09	3,12

3.6. Estimulación Matricial en Areniscas

Anteriormente dijimos que las calizas y dolomitas reaccionan a altas velocidades con el ácido HCl, y a moderadas velocidades con los ácidos fórmico y acético, pero las formaciones de areniscas poco o nada con estos tres ácidos.

Para las formaciones de areniscas el tipo de ácido que puede usarse es ácido fluorhídrico (HF), mezclados con ácido clorhídrico (HCl) o con ácidos orgánicos para disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas, debido a que los minerales arcillosos y los feldespatos tienen mayor área de contacto, la mayoría del HF se gastará más rápido en estos materiales que en el cuarzo o en las arenas.

Las areniscas generalmente están compuestas de cuarzo o sílice (SiO_2), feldespato, caliza o dolomita, arcillas (caolinita, illita, montmorillonita), clorita, o mezclas, y otros minerales como pirita (sulfuro de hierro), siderita (carbonato de hierro), hematita o limonita (óxidos de hierro), mica, y otros menos comunes. El orden de reactividad con el HF es el siguiente:

1. Calcita o caliza y dolomita, reacción instantánea
2. Arcillas
3. Feldespatos
4. Cuarzo o sílice, muy lenta

La reacción del ácido fluorhídrico con calizas dará lugar a la precipitación de fluoruro de calcio insoluble que dañará la permeabilidad. No se debe usar nunca este ácido si se sospecha la presencia de carbonato de calcio. La práctica común es usar ácido clorhídrico en primer lugar, para disolverlos, seguido del fluorhídrico, en cualquiera de sus variantes, para reaccionar con minerales silíceos.

3.6.1. Reacciones del HF con las areniscas y sus diferentes compuestos

3.6.1.1. Reacción del HF en arenas limpias

Se presentan dos reacciones consecutivas en arenas limpias que son las siguientes:

$$4HF + SiO_2 \Leftrightarrow SiF_4 + 2H_2O$$

$$6HF + SiO_2 \Leftrightarrow H_2SiF_6 + H_2O$$

La primera reacción es muy rápida, agotando el HF disponible; luego se forma el ácido fluorosilícico en la segunda, y éste comienza a reaccionar con los iones disponibles en la formación. En presencia de calcio, sodio o potasio, forma sales insolubles que precipitan. Esta es la razón por lo que no se deben usar fluidos de estas sales cuando se va a acidificar con variantes de HF en un pozo, sino fluidos a base de cloruro de amonio como espaciadores, antes y después del ácido.

3.6.1.2. Reacción del ácido fluorhídrico con arcillas/aluminosilicatos

La reacción del HF y una arcilla como la bentonita viene dada por:

$$36HF + Al_2SiO_{10}(OH)_2 \Leftrightarrow 4H_2SiF_6 + 2H_3AlF_6 + 12H_2O$$

3.6.1.3. Reacción del ácido fluorhídrico con carbonatos

El HF reaccionará con minerales calcáreos como la caliza, sin embargo producirá precipitados insolubles de fluoruro de calcio:

$$2HF + CaCO_3 \Leftrightarrow CaF_2 + H_2O + CO_2$$

Las reacciones del ácido fluorhídrico con carbonatos pueden dar lugar a la precipitación de fluoruro de calcio o magnesio que son insolubles. Debe usarse un lavado previo con ácido clorhídrico para disolver estos carbonatos y evitar los precipitados.

Los compuestos de hierro son solubles también en HCl, por lo que el preflujo es siempre aconsejable.

El ácido fluorhídrico es causante de muchos precipitados al reaccionar con otros minerales, como el hidróxido de silicio, fluorosilicatos de metales alcalinos como calcio, sodio o potasio, lo cual se evita separando las aguas saladas del ácido por medio de espaciadores de cloruro de amonio.

Los precipitados no son muy problemáticos mientras se les mantiene en movimiento. Por eso es importante diseñar un sobre desplazamiento detrás del ácido fluorhídrico, para llevarlos a más de 3 pies de radio de distancia del pozo, donde el área de flujo ya no es crítica y puede permitirse su deposición, así como su reacción con más arcillas por el camino.

Si una arenisca contiene más del 15% de carbonatos, puede tratarse solamente con HCl, sin necesidad de usar HF, con lo que se evitan precipitados; si se disuelve el 15% de la matriz, podemos estar seguros de que se va a eliminar el daño.

3.7. Componentes de un tratamiento ácido

En las estimulaciones matriciales, especialmente en las areniscas existen tres etapas básicas de bombeo.

- Preflujo
- Tratamiento principal
- Sobredesplazamiento

3.7.1. Preflujo

El preflujo siempre es el primer fluido a bombear el cual proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo y gastado y los fluidos de la formación. El objetivo de los preflujos en tratamientos ácidos es evitar el contacto de:

- Cualquier ácido con el petróleo de la formación
- El ácido fluorhídrico con compuestos de sodio, potasio o calcio.

En el primer caso los preflujos deben ser mezclas de hidrocarburos livianos, con solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes, tales que garanticen la mínima tensión interfacial, de modo que se reduzca al mínimo la saturación de petróleo residual en la zona a ser tratada por el ácido, evitando la formación de emulsiones, y al mismo tiempo aseguren el rápido retorno de los fluidos inyectados, al disminuir la presión capilar.

El segundo caso, el preflujo es de ácido clorhídrico, para eliminar carbonatos, o de cloruro de amonio, para evitar el contacto del HF con salmueras de calcio, sodio o potasio.

3.7.2. Tratamiento principal

Consiste en mezclas de ácidos que contienen HF y aditivos para controlar sus funciones. Esta diseñado para eliminar el daño que ha sido diagnosticado.

3.7.3. Sobre desplazamiento

Tiene por objeto desplazar el ácido hasta el límite del área crítica alrededor del pozo, permitiéndole gastarse completamente, y alejando los precipitados secundarios de las reacciones. Los sobredesplazamientos pueden ser:

- Soluciones de cloruro de amonio con solvente mutuo y estabilizador de arcillas
- HCl débil

- Gasoil con solvente mutuo (sólo pozos de petróleo)
- Solvente mutuo con surfactantes
- Nitrógeno, para facilitar el retorno a producción

3.8. Bombeo de ácido

La inyección de los diferentes tipos de ácidos que existen para tratamientos en los pozos, se la hace mediante bombeo ya sea con tubería flexible (bombeo con coiled tubing) o directamente en el cabezal del pozo (bombeo sin coiled tubing) ya sea con camión bomba o con bombas manuales las cuales son empleadas para bombeo de aditivos preventores de corrosión, parafinas y escala.

Una de las principales causas de falla de los tratamientos ácidos es el no haber cubierto toda la zona dañada con el tratamiento. Los fluidos bombeados a la formación toman el camino de menor resistencia, que generalmente es el intervalo menos dañado, o el que no está dañado en absoluto. Entonces el tratamiento no cumple con su objetivo.

Algunos factores que afectan la colocación y distribución de un tratamiento químico son: la permeabilidad y grosor de la formación, presión de yacimiento, zonas múltiples, profundidad por debajo de las perforaciones.

3.8.1. Permeabilidad de la formación

Las formaciones de alta permeabilidad son las que necesitan mayor control, ya que el fluido seguirá la trayectoria de menor resistencia, que es la zona menos dañada, o donde el primer tratamiento ya eliminó el daño. En este caso se necesitarán grandes cantidades de agentes desviadores o un aislamiento mecánico positivo. Las formaciones de baja permeabilidad necesitan que la primera colocación de fluido sea buena, o sea, que éste entre por todas las perforaciones. En este caso, se necesitan bajas tasas de inyección y pequeños volúmenes. Si el daño va mucho más allá de las perforaciones, la solución será fracturar.

3.8.2. Grosor de la formación

Generalmente, las arenas de buen desarrollo y grosor tienen grandes variaciones de permeabilidades en sentido vertical, por lo que, cualquier fluido que se les inyecte creará un camino de menor resistencia. Para desviar el flujo del fluido inyectado, se necesitarán agentes desviadores.

3.8.3. Presión del yacimiento

Los yacimientos agotados de baja presión, presentan dificultades para la colocación y distribución del tratamiento, ya que a menudo la columna hidrostática de éste es suficiente para inyectarlo en la formación, y no hay control de donde se inyecta. En estos casos se recomienda el uso de ácidos espumados, que tienen poca columna hidrostática, con la ventaja de poder recuperar el ácido gastado rápidamente con la ayuda del gas.

3.8.4. Zonas múltiples

Dependiendo de la separación de las zonas entre sí, puede usarse selectividad mecánica para inyectar el tratamiento, o agentes desviadores mezclados con el ácido.

3.8.5. Profundidad por debajo de las perforaciones

Si hay una gran profundidad por debajo de las perforaciones a ser tratadas, será necesario aislar esa sección del pozo por medios mecánicos, ya que generalmente, el ácido es más pesado que los fluidos presentes en el pozo, y descenderá a lugares no deseados, donde podrá producir corrosión en la tubería de revestimiento.

3.9. Bombeo con tubería flexible

La tubería flexible también es conocida como “coiled tubing” y es una especie de manguera reforzada que por su poco diámetro externo y flexibilidad puede ingresar por la tubería de producción y dirigirse hacia la zona donde se necesita hacer el tratamiento de acidificación, esto nos permite enfocar el tratamiento en el área de interés.

Figura 3.5 Unidad de Coilded Tubing

Como generalmente se desconoce al estado de las tuberías, es importante, al diseñar un tratamiento ácido para un pozo, incluir una etapa de limpieza con circulación de la tubería de producción, aprovechando la presencia de la unidad de coiled tubing. Esta limpieza podría hacerse con ácido clorhídrico a baja concentración (5%), que contuviera un agente estabilizador de hierro.

En los últimos años se ha perfeccionado el uso de la tubería flexible, para trabajar en los pozos sin necesidad de mover un taladro de reacondicionamiento ni sacar la tubería de producción, esto reduce muchísimo los costos que produciría la movilización de la torre, el tiempo que toma sacar la tubería de producción y bajar la tubería que se va a utilizar en el tratamiento.

La tubería flexible permite colocar fluido frente a las perforaciones cubriendo todo el intervalo, y permite un período de remojo y ablandamiento mientras se saca del pozo la tubería continua, ya que no se pueden aplicar muy altas presiones a través de la misma.

Sin ser un mecanismo sofisticado de desviación del flujo, mejora notablemente la distribución de la inyección y ha incrementado el éxito de los tratamientos químicos. Esta técnica ha mejorado mucho en los últimos años con el desarrollo de conjuntos de tapón y obturador (*straddle*), que permiten tratar varias zonas en secuencia.

Debe tomarse en cuenta la gran ventaja de poder colocar el fluido frente al intervalo a ser tratado, sin necesidad de arrastrar todos los residuos que contiene la tubería de producción. Este es el mayor beneficio de la tubería flexible.

3.10. Bombeo sin tubería flexible

Existen dos problemas principales al momento de hacer un tratamiento sin tubería flexible. El primer problema que se presenta es la necesidad de limpiar las impurezas adheridas a la tubería dentro del pozo, el segundo problema que se afronta es la de buscar la manera de enfocar el tratamiento que hemos diseñado a la zona que necesita incrementar la productividad; para lograr este propósito existen algunas técnicas de colocación del tratamiento detalladas a continuación.

Figura 3.6 Unidad Camión Bomba

3.10.1. Técnicas mecánicas.

Existe una gran variedad de obturadores o empacaduras de trabajo que permiten inyectar fluidos selectivamente, en pequeños intervalos y en forma sucesiva. La herramienta más usada es el obturador de copas de goma opuestas, separadas entre sí por 1 pie; en el espacio entre las copas hay una salida para los fluidos que van a inyectarse. La herramienta se coloca frente a las perforaciones a tratar, y como las copas se ajustan al diámetro interno de la tubería, el aumento de la presión al inyectar las expande logrando el sello. Así, después de tratar el primer intervalo, al desahogar la presión las copas se retraen permitiendo mover la herramienta al próximo intervalo.

Con esta herramienta debe inyectarse a bajas tasas, para evitar dañar las copas durante el trabajo.

Otro método consiste en usar un conjunto de obturador de forzamiento y tapón puente recuperable, que se bajan al pozo unidos. El tapón se asienta entre dos secciones perforadas y el obturador sobre la sección a tratar, comenzando siempre por el intervalo inferior. Las tasas de inyección pueden ser mayores que en el método anterior. El conjunto de obturador y tapón puede moverse de intervalo cuantas veces sea necesario.

El uso de pelotas selladoras de perforaciones ha tenido resultados diversos en tratamientos matriciales. Cuando se usan las de alta densidad, se requiere usar más del doble de pelotitas que el número de punzados que tenemos en el pozo, ya que, debido a la baja tasa de inyección las pelotitas pasan de largo y no se pegan a los cañoneos. Cuando se usan livianas, hay que tener equipos especiales en superficie para recuperarlas al poner el pozo en producción. En general, las pelotas sellantes son más efectivas en trabajos de fracturamiento, ya que necesitan altas tasas de flujo para introducirse en las perforaciones.

Los métodos mecánicos de desviación del flujo requieren un taladro de reparación, sacar la tubería de producción y utilizar una sarta de tubería de trabajo, lo cual implica altos costos. El caso más frecuente es que se necesite estimular un pozo en el cual haya que utilizar el arreglo mecánico que se tenga, y sin disponer de taladro. Siempre será posible conectarse a las entradas del pozo en la superficie e inyectar fluidos, pero en este caso, la desviación del flujo hay que hacerla por medios químicos, como los que se explican a continuación.

3.10.2. Agentes desviadores de partículas

El uso de estos desviadores de flujo se basa en su capacidad para construir un revoque temporal frente a las zonas permeables, reduciendo su capacidad para recibir fluidos. Las partículas crean puentes, y no sellan por completo el paso de fluidos, sino que incrementan la caída de presión a través del revoque creado, obligando al fluido a buscar caminos alternativos y este revoque ha se ser fácilmente eliminado para permitir la producción o inyección posterior del pozo.

Una familia de agentes desviadores son las resinas solubles en hidrocarburos OSR (Oil Soluble Resins), las cuales se dispersan fácilmente en fluidos acuosos como el ácido, y se disuelven en tolueno, petróleo, condensado, xileno, y EGMBE (solvente mutuo). Las resinas OSR deben mezclarse en el sitio de trabajo e inmediatamente deben ser bombeadas al pozo, no deben tener tiempo de residencia en el ácido, ya que tienden a flocular, y a causar cavitación de las bombas y taponamiento de las perforaciones.

La concentración de estas resinas varía entre 0,5 y 5 galones por cada 1000 galones en el ácido. Deben agregarse a todo el volumen de ácido bombeado por medio de un dosificador, y no agregarlas entre etapas del ácido. No deben agregarse a ácidos en los que haya solventes mutuos, ya que se disuelven. Al poner el pozo en producción, los hidrocarburos disolverán completamente estas resinas. El ácido benzoico en escamas o en polvo también puede agregarse en forma continua al ácido mientras se bombea, y será disuelto por el petróleo al producir el pozo. Tiene el inconveniente de formar agregados que pueden impedir el buen funcionamiento de las bombas de inyección, o tapar por completo las perforaciones.

Otros agentes desviadores son: sal en grano grueso (nunca debe usarse con HF), grumos de cera (parafinas), y escamas de naftalina.

3.10.3. Otros métodos de distribución de flujo

El aumento de la viscosidad de los fluidos inyectados puede obligar al flujo a distribuirse cuando se incrementa la presión de inyección a través de una zona. Esto se logra por medio del aumento de viscosidad de los fluidos por medio de polímeros solubles, generación de espuma o emulsificación del ácido con hidrocarburos.

En los últimos años se ha comenzado a usar la inyección de espuma en el yacimiento, previa a la inyección de un tratamiento. La espuma se distribuye uniformemente en todo el intervalo a ser tratado, e impide la entrada de otros fluidos detrás de ella. A causa de las presiones capilares que son muy altas en las zonas de baja permeabilidad, la espuma se degrada rápidamente en éstas, permitiendo la entrada del tratamiento en ellas, y al irse degradando la espuma, la inyección de fluido entrará por último en las zonas de mayor permeabilidad.

CAPÍTULO 4

4. SELECCIÓN DE CANDIDATOS

4.1. Pozos seleccionados para estimulaciones ácidas.

A continuación se tabulan los pozos seleccionados para el posterior análisis técnico-económico, de acuerdo al método de estimulación matricial empleado, estos pozos pertenecen en su totalidad al Campo Sacha.

TABLA 15

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS POZOS SELECCIONADOS

CAMPO SACHA					
Fecha	**Pozo**	**ºAPI promedio**	**Salinidad**	**BSW**	**Arena**
13-Ene-08	14	24,9	3750	66,9	Hi
22-Ene-08	145	24,6	1350	8,7	Hs

4.2. Análisis de pozos seleccionados

Se hace el análisis de producción histórica de cada uno de los candidatos, así como de las pruebas de restauraciones de presión, tratamientos químicos realizados.

4.3. Historia de producción de pozos seleccionados

Los historiales de producción de cada pozo seleccionado se construyeron a partir de las pruebas de forecast mensuales en el periodo desde que se inicia a producir el pozo hasta el paro de producción por tratamiento de estimulación matricial. Los datos de producción se expresan en las siguientes tablas a continuación donde se pueden observar la tasa de fluido dada BFPD, la tasa de petróleo dada en BPPD, el BSW, la tasa de inyección dada por BIPD, la arena de la cual se esta produciendo y el tipo de Bomba que utiliza el pozo para producir.

TABLA 16
HISTORIAL DEL POZO SACHA 14

SACHA 14						
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**BIPD**	**ARENA**	**BOMBA**
25-Ene-99	300	**258**	14,0	850	Hi	B1xA
22-Jul-99	490	**488**	0,4	550	Hi	PLI 2 1/2x 1 5/8
19-Nov-99	374	**226**	39,5	560	Hi	B2xA
22-Mar-00	438	**258**	41,0	870	Hi	B2xA
20-Jul-00	375	**197**	47,6	760	Hi	B2xA
26-Dic-00	385	**251**	34,7	590	Hi	B2xA
18-Mar-01	333	**203**	39,1	620	Hi	B2xA
26-Jun-01	400	**243**	39,3	750	Hi	B2xA
10-Sep-01	359	**229**	36,3	760	Hi	B2xA
09-Dic-01	281	**173**	38,6	980	Hi	B2xA
24-Mar-02	423	**272**	35,7	680	Hi	B2xA
20-Jun-02	419	**301**	28,2	810	Hi	B2xA
20-Sep-02	421	**292**	30,7	820	Hi	B2xA
13-Oct-02	433	**294**	32,1	820	Hi	B2xA
30-Oct-02	651	**500**	23,2	760	Hi	B2xA
17-Ene-03	728	**73**	90,0	2050	Hi	JET-9A
25-Ene-03	687	**462**	32,7	960	Hi	B2xA
24-Feb-03	566	**433**	23,5	1940	Hi	JET-9A
19-May-03	526	**353**	32,8	2090	Hi	JET-9A
20-Ago-03	518	**372**	28,2	2130	Hi	JET-9A
15-Oct-03	930	**399**	57,1	2080	Hi	JET-9A
21-Dic-03	685	**453**	33,9	2010	Hi	JET-9A
09-Mar-04	670	**492**	26,6	2120	Hi	JET-9A
23-Jun-04	677	**489**	27,7	2160	Hi	JET-9A
06-Oct-04	734	**476**	35,2	2260	Hi	JET-9A
13-Dic-04	469	**371**	20,8	2250	Hi	JET-9A
01-Ene-05	478	**379**	20,7	2280	Hi	JET-9A
02-Feb-05	464	**368**	20,6	2270	Hi	JET-9A
26-Mar-05	451	**355**	21,2	2220	Hi	JET-9A
22-Abr-05	423	**335**	20,9	2240	Hi	JET-9A
10-May-05	370	**278**	24,9	2270	Hi	JET-9A
02-Jun-05	224	**139**	37,9	2250	Hi	JET-9A
08-Jun-05	205	**122**	40,3	2230	Hi	JET-9A
29-Jun-05	312	**196**	37,2	1800	Hi	JET-9A
25-Jul-05	505	**379**	25,0	1780	Hi	JET-9A

18-Oct-05	513	**378**	26,3	1930	Hi	JET-9A
09-Dic-05	491	**358**	27,1	1920	Hi	JET-9A
25-Ene-06	441	**368**	16,6	820	Hi	PIST(3x48)
17-Abr-06	465	**321**	31,0	1190	Hi	PIST(3x48)
30-May-06	553	**322**	41,8	2110	Hi	JET 9A
08-Ago-06	427	**306**	28,3	960	Hi	PIST(3x48)
05-Sep-06	362	**250**	30,9	930	Hi	PIST(3x48)
24-Nov-06	466	**342**	26,6	960	Hi	PIST(3x48)
27-Dic-06	582	**375**	35,6	1800	Hi	JET 9A
29-Ene-07	568	**369**	35,0	1780	Hi	JET 9A
25-Feb-07	586	**379**	35,3	1810	Hi	JET 9A
16-Mar-07	471	**352**	25,3	900	Hi	PIST(3x48)
06-May-07	475	**357**	24,8	890	Hi	PIST(3x48)
14-May-07	454	**262**	42,3	1800	Hi	JET 9A
21-Jun-07	512	**324**	36,7	1750	Hi	JET 9A
21-Jul-07	454	**260**	42,7	1800	Hi	JET 9A
29-Ago-07	469	**276**	41,2	1800	Hi	JET 9A
23-Sep-07	466	**271**	41,8	1780	Hi	JET 9A
18-Oct-07	485	**290**	40,2	1800	Hi	JET 9A
20-Nov-07	460	**275**	40,2	1770	Hi	JET 9A
10-Dic-07	439	**252**	42,7	1870	Hi	JET 9A
16-Dic-07	305	**126**	58,8	1830	Hi	JET 9A
19-Dic-07	304	**129**	57,6	1800	Hi	JET 9A
24-Dic-07	247	**84**	66,0	1810	Hi	JET 9A
27-Dic-07	239	**73**	69,6	1810	Hi	JET 9A
29-Dic-07	251	**85**	66,1	1790	Hi	JET 9A
30-Dic-07	Con BJ se realiza limpieza a la tubería y a camisa de "Hi" con HCl al 7.5 % con CTU, se pasa obstrucción a 9821', se cierra con W.L. camisa de "Hi". Se chequea completación con Blanking, presión sube hasta 3200 psi y al cerrar inyección cae 1500 psi en un minuto Se chequea el anular hasta primer packer con 600 psi y presión se mantiene, Pkr Ok. Se probó tubería hasta la cavidad Ok. Existe Comunicación Tubing - casing bajo el primer packer					

Figura 4.1 Cuva del Comportamiento Historial de Producción del Pozo Sacha 14

TABLA 17
HSTORIAL DEL POZO SACHA 145

SACHA 145					
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**ARENA**	**BOMBA**
22-Mar-96	**Perforación**				
16-Abr-96	**Completación y pruebas iniciales.**				
12-May-96	**Inicia producción con Jet-10A.**				
12-May-96	978	**972**	0,6	HI	JET-10A
12-May-96	**Toman B'up a Hi**				
13-May-96	1270	**1264**	0,5	HI	JET-10A
13-May-96	1328	**1321**	0,5	HI	JET-10A
25-May-96	683	**680**	0,4	HI	3x54
18-Jun-96	835	**673**	19,4	HI	3x54
24-Jul-96	1691	**703**	58,4	HI	3x54
24-Sep-96	1757	**782**	55,5	HI	3x54
23-Dic-96	1838	**676**	63,2	HI	3x54
12-Ene-97	1801	**576**	68,0	HI	3x54
15-Feb-97	1681	**671**	60,1	HI	3x54
01-Mar-97	1959	**715**	63,5	HI	3x54
12-Abr-97	1928	**278**	85,6	HI	3x54
21-May-97	1976	**320**	83,8	HI	3x54
14-Jun-97	1727	**311**	82,0	HI	3x54
26-Jul-97	1901	**388**	79,6	HI	3x54
17-Ago-97	1874	**495**	73,6	HI	3x54
06-Sep-97	1884	**330**	82,5	HI	3x54
05-Oct-97	1857	**494**	73,4	HI	3x54
04-Nov-97	1896	**537**	71,7	HI	3x54
22-Dic-97	1993	**534**	73,2	HI	3x54
05-Ene-98	2037	**452**	77,8	HI	3x54
08-Feb-98	2029	**572**	71,8	HI	3x54
16-Mar-98	2050	**617**	69,9	HI	3x54
06-Abr-98	2089	**666**	68,1	HI	3x54
21-May-98	2060	**620**	69,9	HI	3x54
15-Jun-98	2196	**685**	68,8	HI	3x54
10-Jul-98	2192	**434**	80,2	HI	3x54
16-Ago-98	2070	**491**	76,3	HI	3x54
05-Sep-98	1995	**403**	79,8	HI	3x54
18-Oct-98	2060	**358**	82,6	HI	3x54
14-Nov-98	1985	**439**	77,9	HI	3x54
28-Nov-98	**C/B, mismo tipo, intentan pescar Std-valve sin éxito (se quedan las patas del pescante).**				

04-Dic-98	2328	**687**	70,5	HI	3x54
14-Ene-99	2101	**708**	66,3	HI	3x54
07-Feb-99	2159	**434**	79,9	HI	3x54
15-Mar-99	2054	**452**	78,0	HI	3x54
19-Abr-99	2898	**548**	81,1	HI	3x54
06-May-99	2897	**739**	74,5	HI	3x54
20-Jun-99	2849	**672**	76,4	HI	3x54
10-Jul-99	2870	**677**	76,4	HI	3x54
25-Ago-99	2779	**609**	78,1	HI	3x54
15-Sep-99	3037	**638**	79,0	HI	3x54
14-Oct-99	3046	**765**	74,9	HI	3x54
09-Nov-99	3314	**676**	79,6	HI	3x54
18-Nov-99		**0**			
17-Jun-04	**Sale de W.O. # 01: Aislar Hi con CIBP. Disparar Hs,T y U. Evaluar**				
22-Jun-04	3013	**452**	85,0	Hs	JET-10A
03-Ago-04	2974	**449**	84,9	Hs	JET-10A
17-Oct-04	2976	**491**	83,5	Hs	JET-10A
04-Nov-04	2024	**599**	70,4	Hs	B2X2
08-Dic-04	2184	**607**	72,2	Hs	B2X2
24-Ene-05	2283	**594**	74,0	Hs	B2X2
09-Feb-05	2508	**587**	76,6	Hs	B2X2
17-Feb-05	2388	**229**	90,4	Hs	B2X2
25-Feb-05	1040	**520**	50,0	T	JET-11K
03-Mar-05	1028	**584**	43,2	T	D1X1
15-Abr-05	942	**513**	45,5	T	D1X1
17-May-05	879	**460**	47,7	T	D1X1
16-Jun-05	890	**460**	48,3	T	D1X1
28-Jul-05	994	**226**	77,2	T	B2XA
09-Ago-05	742	**56**	92,5	T	B2XA
11-Sep-05	764	**50**	93,4	T	B2XA
22-Sep-05	772	**56**	92,8	T	B2XA
12-Oct-05	830	**22**	97,3	U	JET-9A
14-Oct-05	**Cierran pozo por alto BSW, sacan bomba y Std/Valve**.				
23-Oct-05	**Asientan Std/V de 2 7/8" de camisa, prueban BHA,OK sacan Std/V, Abren camisa de U, desplazan bomba JET-9A**				
24-Oct-05	414	**0**	100,0	U	JET-9A
24-Oct-05	**Pozo cerrado por alto BSW.**				
01-Mar-06	**Pescan Jet-9A + Std-valve, cierran U, abren Hs, bajan Jet-9A.**				
06-Mar-06	2320	**353**	84,8	Hs	JET-9A
24-Abr-06	2309	**369**	84,0	Hs	JET-9A
13-May-06	2335	**360**	84,6	Hs	JET-9A
13-Jun-06	2330	**363**	84,4	Hs	JET-9A
15-Jul-06	2318	**329**	85,8	Hs	JET-9A
01-Ago-06	2290	**321**	86,0	Hs	JET-9A
06-Sep-06	2320	**350**	84,9	Hs	JET-9A
10-Oct-06	2374	**347**	85,4	Hs	JET-9A

30-Nov-06	2265	**304**	86,6	Hs	JET-9A
03-Dic-06	2318	**345**	85,1	Hs	JET-9A
12-Ene-07	2241	**298**	86,7	Hs	JET-9A
03-Feb-07	2171	**256**	88,2	Hs	JET-9A
14-Mar-07	2176	**270**	87,6	Hs	JET-9A
25-Mar-07	2148	**129**	94,0	Hs	JET-9A
01-Abr-07	1985	**85**	95,7	Hs	JET-9A
02-Abr-07	**Pozo cerrado por comunicación Tbg-Csg E.W.O.**				
22-May-07	**En W.O. # 02 : Realizar SQZ a Hs, correr registro CBL-VDL-GR, repunz. Hs, punzonar Ts.**				
08-Jun-07	**Sale de W.O. # 02.**				
08-Jun-07	759	**38**	95,0	T	JET-9A
09-Jun-07	815	**20**	97,5	T	JET-9A
10-Jun-07	**Pozo cerrado por alto BSW.**				
15-Jun-07	**Se C/B, mimo tipo Jet-9A, se recupera Std-valve, se cierra T, se abre U.**				
16-Jun-07	374	**0**	100,0	U	JET-9A
17-Jun-07	464	**0**	100,0	U	JET-9A
21-Jun-07	311	**0**	100,0	U	JET-9A
21-Jun-07	**Pozo cerrado por alto BSW.**				
04-Nov-07	**En W.O. #3: Aislar arenas U y T con CIBP, punzonar Us y BT, evaluar.**				
30-Nov-07	**Con cañones de alta penetración se repunzona Hs en el intervalo 9828 - 9844 (16')**				
07-Dic-07	**Sale de W.O. #3 : Bomba desplazada Jet-9A, produce de Arena Hs.**				
08-Dic-07	292	281	3,8	Hs	JET-9A
24-Dic-07	128	127	0,78	Hs	JET-9A
10-Ene-08	40	36	10	Hs	JET-9A
14-Ene-08	34	31	8,82	Hs	JET-9A

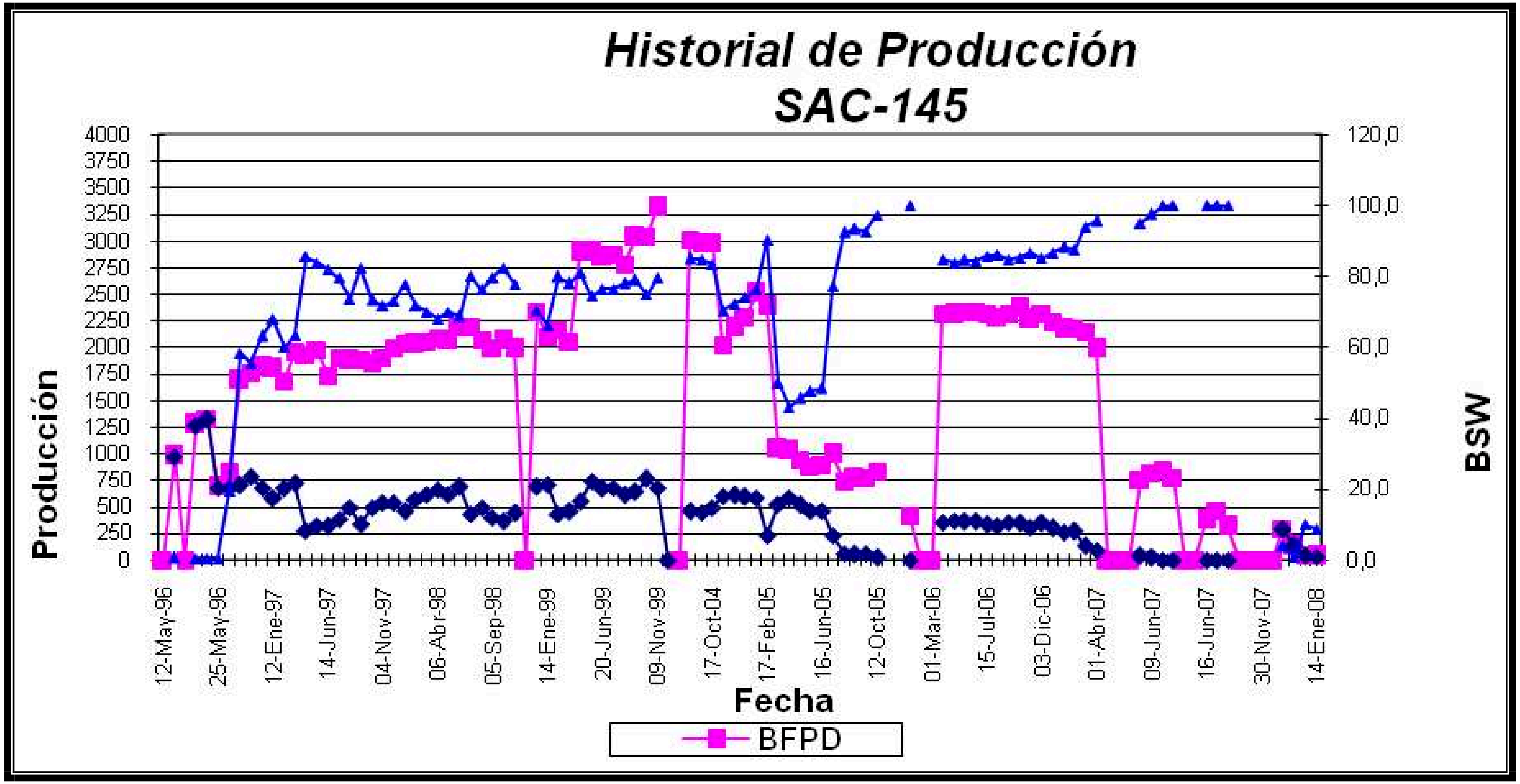


Figura 4.2 ***Curva del Comportamiento Historial de Producción del Pozo Sacha 145***

4.4. Historial de reacondicionamientos y estimulaciones realizadas a los pozos seleccionados

A continuación se presentará una tabla resumida de todos los trabajos de reacondicionamientos realizados en los pozos seleccionados. Esta tabla muestra el número de Workover (W.O), la fecha de realización, una breve descripción del objetivo del W.O y también algunas observaciones del mismo.

TABLA 18

HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS DEL

POZO SACHA 14

SACHA 14					
W.O	**Arena**	**Fecha**	**Método**	**Pozo Cerrado por**	**Objetivo del W.O**
1	HI	03-Ene-73	Con Torre	Alto BSW	Realizar Squeeze a H; Punzonar T y U; Bajar completación para tres zonas.
2	T y U	28-Ago-73	Sin Torre	Bajo Aporte	Inyectar HCl a T y U
3	HI	04-Oct-73	Sin Torre	Bajo Aporte	Acidificar HI para remover daño producido por fluido de perforación y por cementación.
4	HI	20-Feb-74	Con Torre	Bajo Aporte debido a escala y taponamiento en los punzonados	Realizar Squeeze a Hi, Repunzonar T y U; Completar para tres zonas
5	HI	11-Mar-74	Con Torre	Bajo Aporte	Repunzonar H para incrementar producción.
6	HI	16-Jul-80	Con Torre	Alto BSW	Eliminar corte de agua con empac. Permat. “F-1” en la formación H; correr registro de cementación; Probar Hi y Hs
7	HI	04-Dic-80	Con Torre	Alto BSW	Correr registro de cementación; Probar Hi y Hs;

8	HI	26-Feb-84	Con Torre	Alto BSW	Aislar entrada de agua en Hi con zonetrol.
9	HI	06-May-84	Con Torre	Alto BSW	Bajar empacadura R-3 para realizar tratamiento con zonetrol pero sin torre.
10	HI	08-Ago-84	Con Torre	Alto BSW	Realizar Squeeze en H; completar para bombeo hidráulico.
11	HI	10-Abr-85	Con Torre	Alto BSW	Realizar Squeeze en H; completar para bombeo hidráulico.
12	HI+S	24-Feb-87	Con Torre	Bajo Aporte	Recuperar bomba atascada; Acidificación a Hs.
13	HI+S	06-Sep-90	Con Torre	Cavidad en malas condiciones	Cambio de completación.
14	HI	16-Ene-03	Coiled Tubing	Obstrucción en tubería.	Limpieza de tubería con HCl.
15	HI	24-Jun-05	Con Torre	Cavidad en malas condiciones	Cambio de BHA por cavidad dañada.
16	HI	30-DIc-07	Coiled Tubing	Obstrucción en BHA	Limpieza a la tubería usando HCl y tratamiento BJS3
17	HI	05-Ene-08	Con Torre	BHA defectuoso	Cambio de BHA por hueco en tubería bajo la cavidad y/o camisa defectuosa.
18	HI	12-Ene-08	Sin Torre	Bajo Aporte	Realizar estimulación a Hi

TABLA 19

HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS DEL

POZO SACHA 145

SACHA 145					
W.O	Arena	Fecha	Método	Pozo Cerrado por	Objetivo del W.O
1	**HI**	**08-Jun-04**	**Con Torre**	**Alto BSW**	**Aislar Hi, Punzonar Hs y U, Evaluar Por Separado**
2	**HS**	**21-May-07**	**Con Torre**	**Alto BSW**	**Realizar Squeeze a Hs, correr registros CBL-VDL-GR, repunzonar Hs y punzonar Ts, completar para bombeo hidráulico.**
3	**HS**	**07-Dic-07**	**Con Torre**	**Alto BSW**	**Aislar U y T con CIBP; Punzonar Us y BT; Evaluar.**
4	**HS**	**19-Ene-08**	**Coiled Tubing**	**Bajo Aporte**	**Tratamiento Sandstone Acid a la arena Hs**

4.5. Tendencias de problemas de los pozos seleccionados

Los pozos seleccionados para nuestro análisis y diseño de estimulación matricial presentan las siguientes tendencias mostradas en la tabla a continuación, las cuales son nuestras pautas a seguir para el momento de realizar la receta correspondiente al diseño de estimulación para cada pozo, tomando en cuenta los parámetros correspondientes involucrados y por supuesto los resultados en las pruebas de compatibilidad.

TABLA 20

TENDENCIAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Pozo	Análisis	Arena	Tendencia	Observaciones
SAC 14	05-Feb-06	Hi	Corrosivo	Problemas de parafina
SAC 145	17-Sep-06	Hs	Incrustante	

4.6. Historial de Build Ups realizados a los pozos seleccionados

El historial de presiones restauradas que se muestra a continuación en forma de tablas, muestra parámetros fijos de consideración al momento de realizar un diseño de estimulación tales cuales: fecha en que fue tomada la prueba, la arena que fue motivo de análisis, los valores del intervalo en las pruebas de producción para el Build up, se señala Qo para la tasa de petróleo, Qw para la tasa de agua, se han considerado los valores de presiones de reservorio y presión fluyente en unidades psi, los cuales nos proporcionan una idea clara del estado del reservorio, también se menciona el grado API, Permeabilidad k y Porosidad Φ, así como los índices de Productividad ideal y real para cada arena.

TABLA 21

HISTORIAL DE BUILD UPS REALIZADOS AL POZO SACHA 14

SACHA 14														
B'up No.	*Fecha*	*Arena*	*Intervalo*	Q_o	Q_w	*BSW*	P_{wf}	P_{ws}	*Sf*	*S Total*	*IP Ideal*	*IPA*	K_o	Φ
1	***20-Sep-91***	***HI***	***9814-9816 9822-9840***	***347***	***11***	***3,1***	***325***	***3673***	***0,00***	***11,40***	***0,11***	***0,11***	***7,0***	***0,17***
2	***22-Sep-91***	***HS***	***9775-9777 9784-9788 9792-9800***	***138***	***8***	***5,5***	***185***	***2366***	***0,00***	***29,20***	***0,07***	***0,07***	***7,0***	***0,12***
3	***24-Abr-96***	***HI***	***9814-9816 9822-9840***	***232***	***37***	***13,8***	***298***	***3107***	***20,40***	***21,77***	***0,37***	***0,10***	***38,0***	***0,17***
4	***10-Jul-95***	***HI***	***9814-9816 9822-9840***	***147***	***110***	***42,8***	***126***	***3625***	***18,15***	***18,15***	***0,26***	***0,07***	***10,1***	***0,17***

TABLA 22

HISTORIAL DE BUILD UPS REALIZADOS AL POZO SACHA 145

SACHA 145														
B'up No.	*Fecha*	*Arena*	*Intervalo*	Q_o	Q_w	*BSW*	P_{wf}	P_{ws}	*Sf*	*S Total*	*IP Ideal*	*IPA*	K_o	Φ
NO EXISTEN DATOS SOBRE BUILD UP EN ARCHIVO PARA ESTE POZO														

4.7. Diagramas de completación de los pozos seleccionados

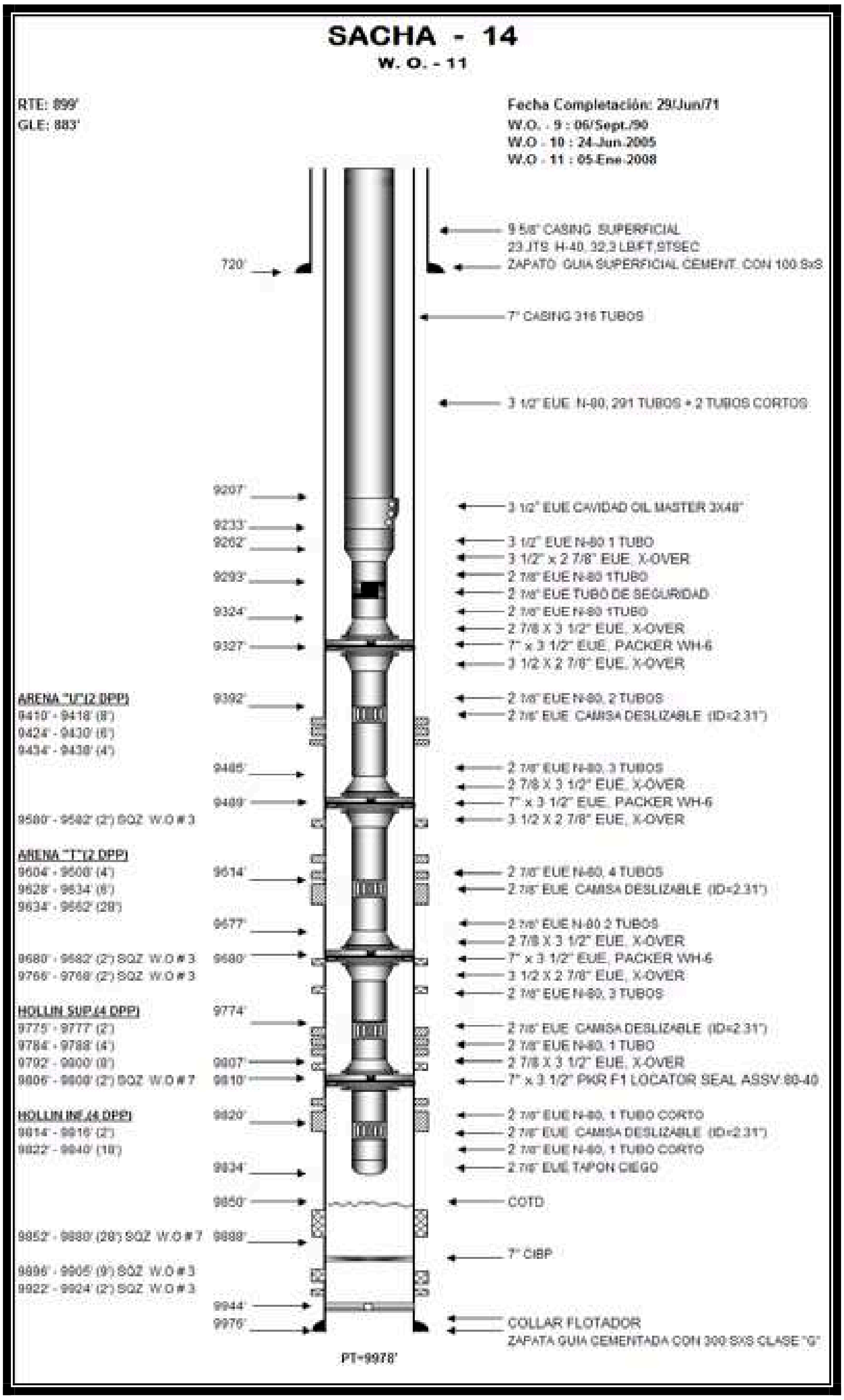


Figura 4.3 ***Diagrama de Completación del Pozo Sacha 14***

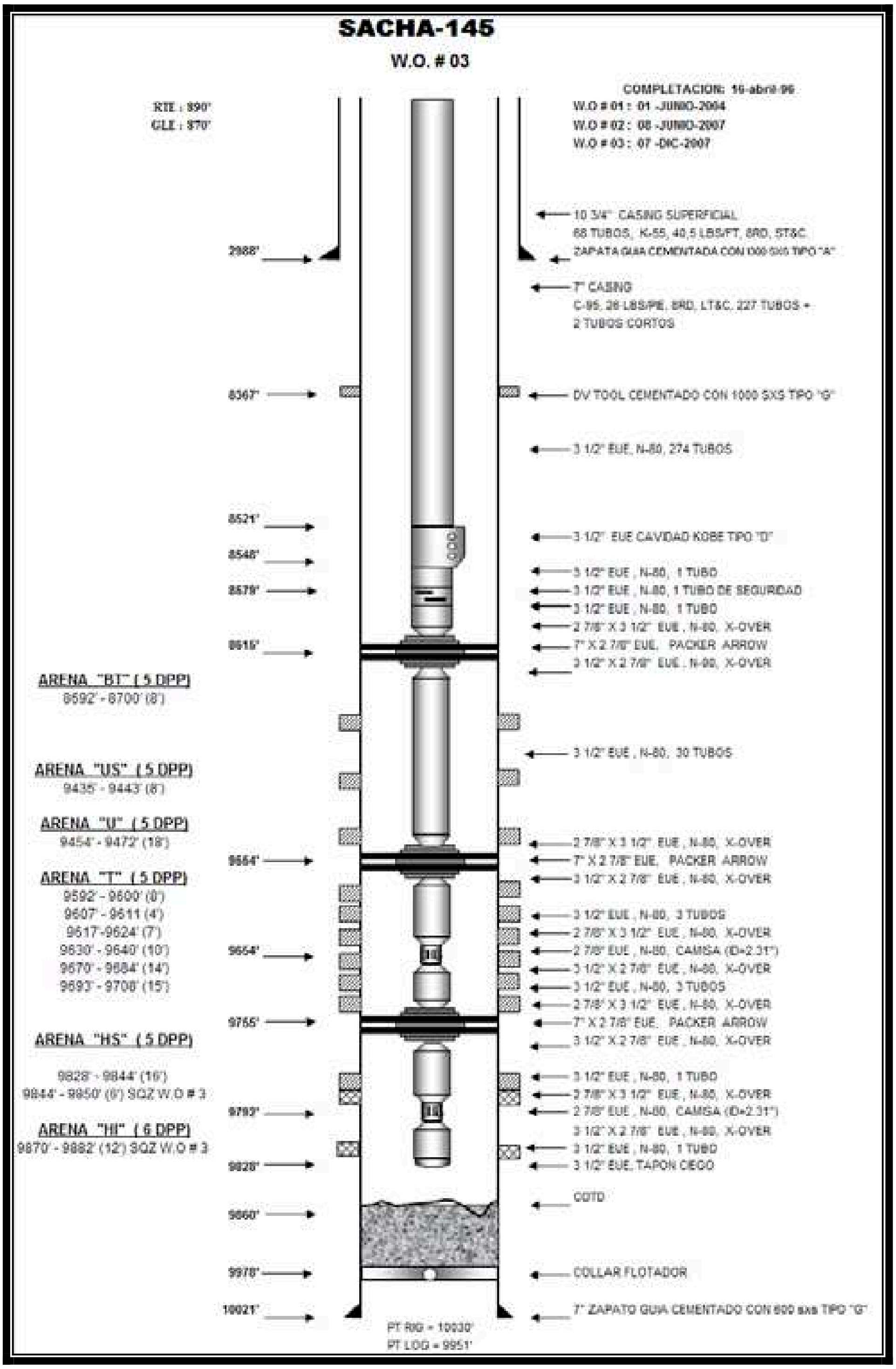


Figura 4.4 Diagrama de Completación del Pozo Sacha 145

4.8. Parámetros empleados para determinar la formulación y volumen de tratamiento

4.8.1. Presiones

Inyectar a presiones por debajo de la presión de fracturamiento. Para lograr esto, hay que determinar cuál es el gradiente de presión de fractura de la formación a la que se va a inyectar. El gradiente de fractura puede hallarse de una prueba de inyectividad a tasas crecientes (step rate test), en el cual la presión aumentará linealmente con la tasa hasta el punto de fractura. Este tipo de prueba se puede hacer con el preflujo de solventes antes del tratamiento. La presión que se desea determinar es la máxima permisible en superficie. Debe tomarse en cuenta, así mismo, que para las tasas de inyección utilizadas en este tipo de tratamiento, las pérdidas por fricción en la tubería son muy bajas.

Una vez determinada la presión de fractura, durante el tratamiento se deberá mantener la presión de inyección entre 300 y 500 psi por debajo de este valor, como medida de seguridad.

$$P_i = \frac{142.1 q \beta_o \mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]}{kh} + P_e$$

Donde P_i es la presión de inyección a condiciones de fondo, P_e es la presión del yacimiento y q es la tasa de inyección.

Se realizó la prueba de admisión en el campo para los pozos seleccionados antes de realizarse el tratamiento donde obtuvimos los siguientes valores de presión admisible antes de llegar a la de fractura.

Pozo Sacha 14 P_i = 3750 psi.

Pozo Sacha 145 P_i = 3300 psi.

4.8.2. Tasas

De la misma prueba de inyectividad se puede determinar la máxima tasa de inyección sin fracturar. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que generalmente, cuando el ácido llega a la formación se observa un descenso de la presión de inyección por efecto de la eliminación del daño. En este caso, es conveniente aumentar la tasa de inyección para mantener la presión constante, y obligar al ácido a abrirse caminos nuevos; si no se hace esto, el ácido entrará por la vía de menor resistencia, y no actuará sobre todo el intervalo dañado.

Se realizó la prueba de admisión para los pozos seleccionados antes del tratamiento donde obtuvimos las siguientes tasas de admisión.

Pozo Sacha 14 $q_i = 0,3$ *BPM.*

Pozo Sacha 145 $q_i = 0,5$ *BPM.*

4.8.3. Posibles etapas del tratamiento

- Desplazamiento del petróleo con un hidrocarburo compatible, o solvente aromático, para prevenir precipitación asfalténica.
- Desplazamiento del agua de formación por medio de una salmuera compatible

para evitar el contacto de HCl gastado, que contiene $CaCl_2$, con el agua de formación. (nota: las aguas de formación incompatibles son las que tienen bicarbonato o sulfatos).

- Etapa de ácido acético al 10%, para disolver carbonatos en una formación que contiene mucho hierro antes de que la alcance el HCl.
- Preflujo de HCl, para disolver carbonatos que precipitarán con HF, y alejar las aguas de formación del alcance del HF.
- Tratamiento con variantes del HF, para disolver minerales de silicato en la arenisca, arcillas, feldespatos, finos de cuarzo, etc.
- Etapa de sobre desplazamiento con cloruro de amonio al 3%, HCl del 5 al 15%, diesel o nitrógeno para desplazar el HF gastado lejos del radio crítico alrededor del pozo, y evitar que precipiten allí los subproductos de la reacción.

4.8.4. Volúmenes requeridos

En la Fig. 4.6 puede verse un cálculo del volumen por pie de espesor que se necesita para llenar en forma radial el volumen poroso, dependiendo de la penetración deseada. Esta figura es una representación gráfica de la expresión $V = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot \varphi$, para $h = 1$. Hay que tener en cuenta que este volumen es función del cuadrado del radio, por lo tanto hay que balancear cuidadosamente la conveniencia de eliminar daño hasta muy lejos del pozo, contra el costo del volumen de tratamiento necesario para ello. En la Fig. 4.7 se ve que eliminando el daño a corta distancia del pozo, se recupera más del 90% de la permeabilidad original de la formación.

En la práctica se calculan las etapas del tratamiento de igual volumen, y cada una de un volumen poroso a tres o cuatro pies de penetración, así tendremos que el único valor que se necesita para calcular un volumen de tratamiento es la porosidad actual de la arena a ser tratada. Lastimosamente muchos de los pozos del campo SACHA no tienen Build Up's actualizados, por este motivo se debe utilizar la porosidad promedio de la arena a ser tratada, de este modo tenemos:

TABLA 23
POROSIDADES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Pozo	Arena	Porosidad
SAC 14	Hi	0,17
SAC 145	Hs	0,14

4.8.4.1. Cálculo del volumen de tratamiento para los pozos seleccionados.

SAC 14:

$$V = 7{,}4805\pi 2\left[(3{,}29)^2 - (0{,}29)^2\right](18)(0{,}17)$$

$$V = (7{,}4805)(3{,}1416)(21{,}40)(0{,}17)(18)$$

$$V = 1613 Gal$$

SAC 145:

$$V = 7{,}4805\pi 2\left[(3{,}29)^2 - (0{,}29)^2\right](16)(0{,}14)$$

$$V = (7{,}4805)(3{,}1416)(21{,}40)(0{,}14)(16)$$

$$V = 1130 Gal$$

Se debe tomar en cuenta que estos volúmenes son los mínimos que deben ser inyectados directamente a la arena, pero en los tratamientos con bomba falsa el fluido inyectado debe recorrer un buen tramo de tubería antes de llegar a la cara de la arena, de este modo mientras el tratamiento es bombeado y avanza en la tubería, los fluidos del pozo y las incrustaciones en la tubería hacen que la concentración del tratamiento disminuya, para contrarrestar esto se deben inyectar volúmenes mayores de los que se calcula deben actuar en la arena que va a ser sometida a tratamiento.

En el caso de nuestros pozos seleccionados, se tomó un “factor de seguridad” para evitar esta disminución de concentración, y que el tratamiento que llegue finalmente a la arena limpie y actúe como se espera, de este modo se avanzará prácticamente 4ft dentro de la arena, pero realmente serán 3ft en los que actúe el tratamiento con toda su concentración.

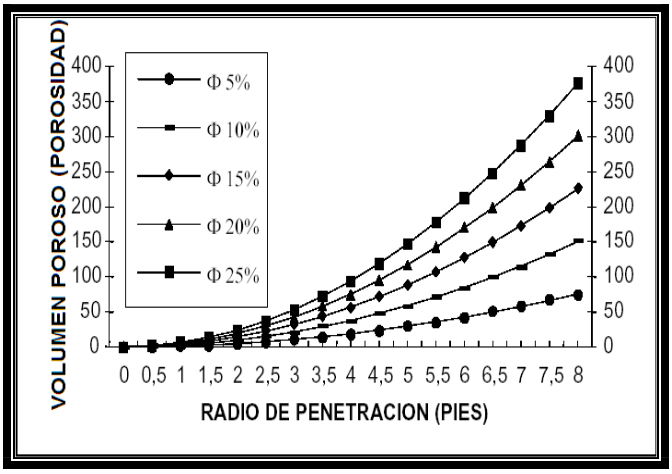


Figura 4.5 Cálculo del Volumen de Tratamiento

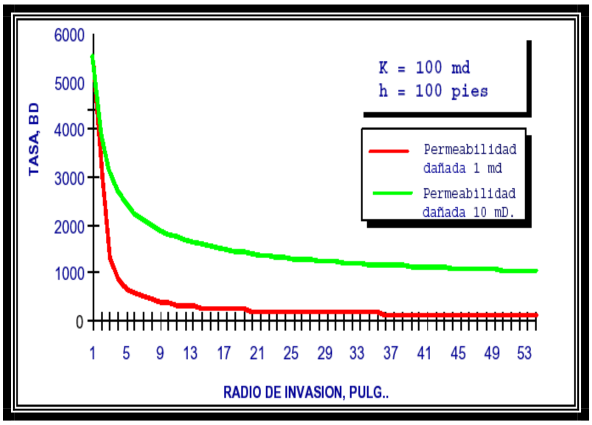


Figura 4.6 Influencia del Radio de Daño de la Producción

4.8.4.2. Concentraciones requeridas

En la acidificación de carbonatos se usan los fluidos que se muestran en la tabla siguiente, en orden de preferencia.

TABLA 24
CONCENTRACIONES REQUERIDAS PARA LA ACIDIFICACION DE CARBONATOS

Concentraciones Requeridas	
Como fluido de cañoneo	Acético al 5%
Para punzonados tapados	**1.** Fórmico al 9%
	2. Acético al 10%
	3. Clorhídrico al 15%
	1. Clorhídrico al 28%
	2. Clorhídrico al 15%
	Clorhídrico emulsificado

En acidificación de areniscas, si no hay núcleos disponibles para pruebas de flujo, se siguen los siguientes pasos:

a) Si la solubilidad en HCl es mayor del 15%, usar sólo HCl y preflujo de HCl al 15%.

Menos del 5% de arcillas y más del 80% de cuarzo	18% HCl – 3% HCl
Más del 20% de feldespato	13.5% HCl – 1.5% HF
Más del 10% de arcilla	9% HCl – 1.5% HF
Alto contenido de clorita	3% HCl – 0.5% HF

b) Si la permeabilidad es mayor de 100 md, preflujo con HCl al 15%.

c) Si la permeabilidad es menor de 10 md, preflujo con HCl al 5% y estabilizador de hierro.

d) Menos del 5% de arcilla, utilizar 9% HCl – 1.5% HF y preflujo con HCl al 7.5% o acético al 10%.

e) Alto contenido de clorita, usar 3% HCl – 0.5% HF y preflujo con ácido acético al 5%.

4.9. Consideraciones del diseño

4.9.1. Tasas de inyección permisibles

La permeabilidad de la formación determina la tasa de inyección en la formación. Como regla general, se requiere que al final del tratamiento, la tasa de inyección sea de 0,25 BPM como mínimo. Si la permeabilidad no permite esta tasa sin llegar a la presión de fractura, entonces el pozo es candidato para fracturamiento y no se puede asegurar un buen resultado por acidificación matricial.

4.9.2. Presión de formación

Las presiones anormalmente altas limitarán la presión de inyección. Las presiones anormalmente bajas obligarán a seleccionar fluidos espumados para reducir la columna hidrostática.

4.9.3. Compatibilidad de Fluidos

Es importante considerar que los fluidos que se van a inyectar al pozo debido al tratamiento no deben provocar ningún tipo de reacción con los fluidos de yacimiento (agua, gas y petróleo). Para evitar cualquier situación adversa se toma una muestra de petróleo del pozo que se va a someter a tratamiento y se realizan pruebas de emulsificación, de esta manera se evita que los componentes que se van a inyectar en el tratamiento produzcan reacciones indeseables con los fluidos del pozo. En el laboratorio se prueban distintas concentraciones de reactivos hasta encontrar la dosificación más adecuada para el pozo a tratarse.

Para el pozo SAC-145 tenemos a continuación las pruebas de laboratorio que se realizaron en nuestra presencia:

ENVIROSOL

ACIDO ACETICO

4.5% BJ SANDSTONE ACID

SOLUCION NH4CL

Figura 4.7 Pruebas de Compatiblidad de Fluidos del Pozo Sacha 145

TABLA 25

TIEMPO ACTUACIÓN DEL LOS COMPONENTES DEL TRATAMIENTO DEL POZO SACHA 145 EN LA SEPARACIÓN DE LA INTERFASE AGUA-PETROLEO

		Separación (Tiempo en Minutos)							
Tratamiento	Concentración (%)	5	10	15	20	25	30	Agua	Interface
ENVIROSOL	50/50	30	60	90	98	98	98	AC	BI
ACICO ACETICO	50/50	20	90	100	100	100	100	AC	BI
4.5% BJ SANDSTONE ACID	50/50	50	85	100	100	100	100	AC	BI
SOLUCION NH4CL	50/50	40	70	80	90	100	100	AC	BI

INTERFACE	AGUA-FASE
B = Bueno	AC = Agua Clara
R = Regular	AT = Agua Turbia
TB = Tipo Bolsa	
BI = Buena Interface	

Formulaciones:

Envirosol: Agua 838 gpt + 2 gpt Clay Master 5C + 100 gpt US-40 + 10 gpt + NE-940 + 50 gpt Paravan-25

Acido Acético: Agua 812gpt + 3gpt CI-11 + 15gpt Fe-300L + 2gpt

Clay Master 5C + 50 gpt US-40 + 8 gpt NE-940 + 110 gpt Acido Acético.

4.5% SST Acid: Agua 870gpt + 6gpt CI-11 + 10gpt Fe-300L + 10gpt Ne-940 + 45gpt HV-Acid + 555gpt ABF + 48gpt Acido Acético.

Solución NH4CL: Agua 870gpt + 250pptg NH4CL + 4gpt NE-940 + 7gpt FSA-a +110gpt US-40.

Conclusiones:

- La compatibilidad del crudo con cada sistema-tratamiento no presenta ninguna incompatibilidad como podemos observar en el gráfico adjunto.
- Tampoco hay presencia de Sludge.

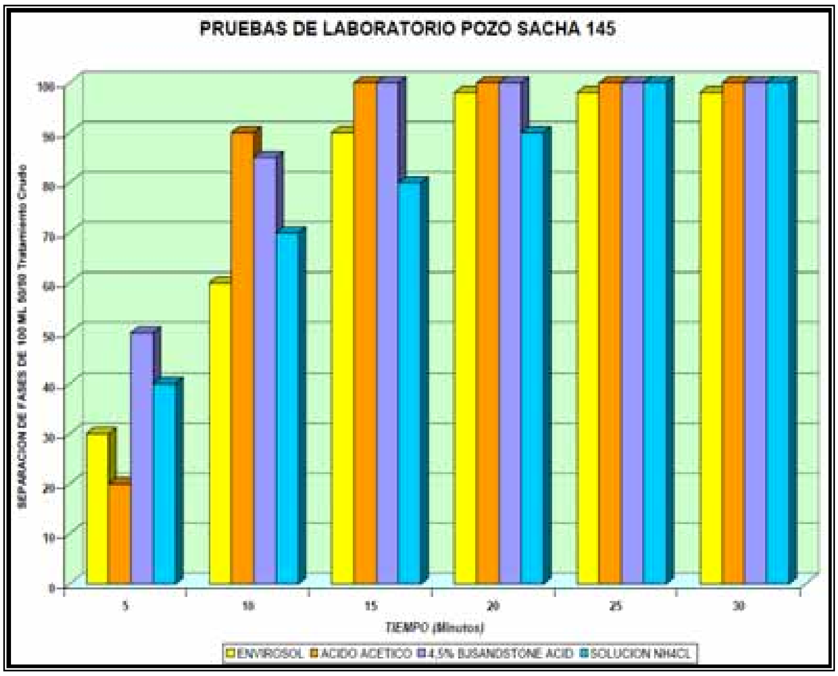


Figura 4.8 Pruebas de Laboratorio del Pozo Sacha 145

4.9.4. Restricciones económicas

Un pozo con bajo potencial de producción puede limitar las opciones de técnicas de colocación de ácidos. Estará limitado el tipo de ácido a usar y los aditivos costosos. Por ejemplo, una opción a usar en estos casos sería la colocación del ácido mediante tubería continua, y el uso de desviadores de partículas para no incurrir en grandes gastos.

4.9.5. Restricciones de seguridad

Los pozos que producen H_2S deben trabajarse con precauciones especiales, ya que aparte del riesgo para las personas, suelen tener tuberías de aleaciones especiales, que no se comportan como los aceros corrientes ante la corrosión por ácidos. Para estos pozos se necesitan formulaciones especiales de ácidos y de inhibidores de corrosión.

Además de las condiciones inseguras que pueda presentar el pozo, hay que dar a conocer a todas las personas involucradas en la ejecución del tratamiento las precauciones de seguridad que hay que tomar con los productos utilizados, y las medidas de emergencia que deben tomarse en caso de contacto de las personas con los productos. Antes de conectarse al equipo de superficie de un pozo, hay que comprobar cuáles son las presiones máximas de trabajo permisibles del mismo. La conexión debe hacerse siempre por medio de uniones de tubería del tipo integral, en las cuales la conexión y el cuerpo del tubo están fabricados en la misma pieza, y no enroscados.

4.9.6. Pozo nuevo o viejo

Los pozos viejos presentan complicaciones operacionales, ya que no se debe inyectar ácido a través de la tubería vieja por el arrastre de hierro y depósitos de todo tipo que puede presentar. Los pozos nuevos son más sencillos para trabajar, y la colocación de ácidos en ellos es poco problemática.

4.9.7. Integridad del revestidor y del cemento

Antes de bombear un ácido debe comprobarse el estado del revestidor, ya que si hay fugas, el ácido puede ser inyectado en una zona diferente de donde se desea. Asimismo, el estado del cemento detrás de la zona en que se desea inyectar, debe garantizar el aislamiento de la zona respecto a otras, para que el ácido no trate zonas no programadas.

4.9.8. Ejecución y evaluación de una estimulación ácida

La clave del éxito en la ejecución de un tratamiento químico es la supervisión efectiva y exhaustiva. El pozo debe ser preparado y entregado a la compañía de servicio que ejecutará el tratamiento, pero éste debe ser seguido en todas sus etapas, y sus resultados deben ser evaluados.

Las operaciones pueden clasificarse así:

- Supervisión del trabajo
  - Preparación del pozo
  - Preparación de la locación
  - Limpieza del pozo
  - Limpieza de la tubería con ácido
- Control de calidad
  - Antes
  - Durante

- Después

• Lista de comprobación

4.9.9. Supervisión del trabajo

Preparación del pozo

La locación del pozo y sus accesos deben estar en buen estado, de modo que permitan la entrada, colocación y salida de los equipos de bombeo en forma segura.

Los fluidos de inyección deben pasar por tanques en la superficie, líneas de bombeo, tubería del pozo, y punzonados, antes de entrar a la formación y reaccionar con el daño presente. Cada uno de estos componentes, a través de los cuales debe pasar el fluido debe haberse previamente limpiado, antes de bombear ácido a la formación. Los tanques más apropiados son los que están forrados de caucho o plástico, y libres de lo que hayan contenido anteriormente. Las líneas de superficie deben limpiarse con ácido antes del tratamiento, y este ácido recogido en un tanque especial, para llevarlo al lugar de tratamiento de desechos; los químicos nunca deben desecharse en el lugar de trabajo, deben cumplirse las regulaciones de protección ambiental.

Siempre que sea posible, debe circularse la tubería del pozo con solventes seguidos de ácido, por medio de coiled tubing, para eliminar petróleo, incrustaciones orgánicas e inorgánicas, así como óxido de hierro. Se aprovechará para detectar filtraciones en el equipo de fondo.

Por último, debe probarse el cabezal del pozo, y corregir cualquier filtración, antes de entregarlo a la compañía de servicio que hará el tratamiento.

4.9.10. Diseño de estimulaciones ácidas.

El proceso de diseño es una aproximación sistemática para la estimación y cálculo de la presión de inyección, volúmenes y concentraciones.

Estimulación matricial es el proceso de inyectar ácido en la formación en flujo radial, a presiones por debajo de la presión de fracturamiento para eliminar el daño y restaurar la permeabilidad a su valor original, o mayor si es posible.

4.10. Diseños de estimulaciones ácidas para los pozos seleccionados

Luego de las pruebas realizadas en el laboratorio se formuló la receta para los pozos que son objeto de nuestro estudio, de este modo tenemos:

4.10.1. SACHA 14

El 12 de enero del 2008 la compañía seleccionada realiza el tratamiento de estimulación ácida a la arena productora “Hi” de este pozo. La descripción del tratamiento y materiales utilizados en el mismo se muestran a continuación en la siguiente tabla:

TABLA 26

TRATAMIENTO ÁCIDO PARA APLICARSE AL

POZO SACHA 14

SACHA 14		
Cantidad	**Unidad**	**Material**
SOLVENTE (1000 GLS)		
165	GLS	Xileno
642	GLS	JP-1 (Proporcionado por Petroproducción)
16	GLS	Demulsificante Aniónico
12	GLS	Surfactante no iónico
165	GLS	Solvente Mutual
PREFLUJO: HCl 7,5% (1000 GLS)		
275	GLS	HCl @ 34%
694	GLS	Agua fresca
7	GLS	Inhibidor de Corrosión
7	GLS	Estabilizador de Arcillas
90	LBS	Secuestrante de Hierro
7	GLS	Agente Anti Sludge
10	GLS	Surfactante no Iónico
TRATAMIENTO: HCl 9% - 1,5% HF (1000 GLS)		
330	GLS	HCl @ 34%
646	GLS	Agua Fresca Filtrada
6	GLS	Inhibidor de Corrosión
390	LBS	Bifloruro de Amonio
8	GLS	Agente Anti Sludge
10	GLS	Surfactante No Iónico
120	LBS	Secuestrante de Hierro
POSTFLUJO: HCl 5% (1000 GLS)		
165	GLS	HCl @ 34%
801	GLS	Agua Filtrada
8	GLS	Inhibidor de Corrosión
8	GLS	Estabilizador de Arcillas
90	LBS	Secuestrante de Hierro
8	GLS	Agente Anti Sludge
10	GLS	Surfactante no Iónico
POST FLUJO: NH4Cl (500 GLS)		
380	GLS	Agua Filtrada
120	LBS	Cloruro de Amonio
6	GLS	Surfactante no Iónico
4	GLS	Estabilizador de Arcillas
110	GLS	Solvente Mutual

4.10.2. SACHA 145

El 17 de enero del 2008 la compañía seleccionada realizada la operación de tratamiento a la arena “Hs” fue. El tipo de tratamientos aplicados a este pozo, así como la cantidad de materiales utilizados en cada uno de los baches detallamos a continuación:

TABLA 27

TRATAMIENTO ACIDO A APLICARSE AL POZO SACHA 145

SACHA 145		
Cantidad	**Unidad**	**Material**
ENVIROSOL (Solvente Biodegradable 800 GLS; 19 BLS)		
718	GLS	Agua Fresca
2	GLS	Inhibidor de Arcillas
40	GLS	Solvente Aromático
8	GLS	Anti Emulsionante
40	GLS	Solvente Mutual
ACIDO ACETICO (800 GLS; 19 BLS)		
648	GLS	Agua Fresca
2	GLS	Inhibidor de Arcillas
2	GLS	Inhibidor de Arcillas
8	GLS	Anti Emulsionante
40	GLS	Solvente Mutual
12	GLS	Secuestrante de Hierro
88	GLS	Acido Acético
SANDSTONE ACID 4,5% (1000 GLS; 24 BLS)		
850	GLS	Agua Fresca
6	GLS	Inhibidor de Arcillas
10	GLS	Secuestrante de Hierro
10	GLS	Anti Emulsionante
45	GLS	HV Acid

555	LBS	Bifluoruro de Amonio
48	GLS	Acido Acético
SOLUCION NH_4Cl (1000 GLS; 24 BLS)		
250	LBS	NH_4Cl
4	GLS	Anti Emulsionante
110	GLS	Solvente Mutual
7	GLS	Estabilizador de Finos
SOLUCION NH_4Cl (1050 GLS; 25 BLS)		
1046	GLS	Agua Fresca
2	GLS	Anti Emulsionante
2	GLS	Controlador de Arcillas

4.10.3. Tasa de Producción de los pozos luego de los tratamientos.

A continuación tabulamos la tasa de producción mensual que tuvieron los pozos luego del tratamiento ácido a cada uno de ellos.

TABLA 28

TASA DE PRODUCCION MENSUAL DEL POZO SACHA 14

SACHA 14					
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**ARENA**	**BOMBA**
Enero 2008	900	**324**	64,0	Hi	JET-8A
Febrero 2008	893	**318**	64,4	Hi	JET-8A
Marzo 2008	846	**270**	68,1	Hi	JET-8A
Abril 2008	834	**247**	70,4	Hi	JET-8A
Mayo 2008	758	**235**	69,0	Hi	JET-8A

TABLA 29

TASA DE PRODUCCION MENSUAL DEL POZO

SACHA 145

SACHA 145					
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**ARENA**	**BOMBA**
Enero 2008		275	9,66	Hs	JET-8A
Febrero 2008		147	9,40	Hs	JET-8A
Marzo 2008		135	10,30	Hs	JET-8A
Abril 2008		131	8,75	Hs	JET-8A
Mayo 2008		191	7,74	Hs	JET-8A

CAPÍTULO 5

5. Análisis técnico económico

5.1. Descripción de los costos del tratamiento.

Para realizar el análisis técnico económico en los pozos en los que se realizó el tratamiento químico, además de las pruebas de producción, se debe disponer de resultados de pruebas de restauración de presión tomados antes y después del tratamiento, para poder estimar el incremento de la producción, comprobar la remoción del daño de formación o estimulación. Además, se debe calcular el tiempo de recobro de la inversión y demás parámetros económicos del proyecto.

El análisis técnico de los pozos seleccionados, se hace en base al incremento de producción que se logra mediante la aplicación de tratamientos de estimulación a la formación con solo unidad de bombeo y/o tubería flexible. Se realiza una proyección de producción, considerando el potencial de los pozos sin daño de formación.

Se realizó el análisis de costos del tratamiento químico de los pozos considerando los químicos, servicio y tratamiento utilizando Coiled Tubing y sin el uso del mismo.

5.2. Análisis Económico

Debemos justificar el uso de solo una unidad de bombeo y/o tubería flexible, evaluar económicamente el proyecto para determinar si es viable o no, y cual será el beneficio económico que genera el mismo. Además, se debe considerar varios parámetros para la evaluación económica de los tratamientos, tales como el costo de los productos químicos utilizados, costos de la renta de los equipos, incluyendo los accesorios y transporte. La asistencia técnica no tiene costo para Petroproducción.

5.2.1. Costos de los químicos.

Tabulamos los costos de los químicos usado en los pozos donde se aplicó la estimulación matricial con y sin tubería flexible, donde constan el químico con su nombre genérico, la cantidad, costo unitario y total, por pozo.

TABLA 30

COSTOS DE LOS QUÍMICOS PARA EL POZO

SACHA 14

SACHA 14				
COMPAÑÍA SALECCIONADA				
Cant.	**Unid.**	**Descripción Del Material**	**Costo Unit.**	**Costo Final**
16	GLS	Demulsificante Aniónico	45,74	731,84
50	GLS	Demulsificante no Iónico	30,14	1.507,00
275	GLS	Solvente Mutual	15,50	4.262,50
23	GLS	Inhibidor de Corrosión	58,77	1.351,71
19	GLS	Estabilizador de Arcillas	27,76	527,44
355	LBS	Controlador de Hierro	2,79	990,45
23	GLS	Agente Antibarro Aniónico	28,65	658,95
390	LBS	Bifloruro de Amonio	4,42	1.723,80
120	LBS	Cloruro de Amonio	0,95	114,00
			TOTAL USD:	**11.867,69**

TABLA 31

COSTOS DE LOS QUÍMICOS PARA EL POZO

SACHA 145

SACHA 145				
COMPAÑÍA SELECCIONADA				
Cant.	**Uni.**	**Descripción del Material**	**Costo Unit.**	**Costo Final**
550	Lib	Bifloruro de Amonio	5,71	3.140,50
275	Lib	Cloruro de Amonio	0,96	264,00
190	Gal	Solvente Mutual	20,16	3.830,40
165	Gal	HCl @ 34%	4,75	783,75
136	Gal	Acido Acético	23,58	3.206,88
45	Gal	HV-Acid (Acido Fosfonico)	89,08	4.008,60
40	Gal	Solvente Aromático	51,74	2.069,60
32	Gal	NE-940	46,45	1.486,40
28	Gal	Acido Cítrico	18,23	510,44
10	Lib	Agente Reductor de Hierro	29,69	296,90
08	Gal	CI-11	72,62	580,96
06	Gal	Anti Emulsionante	28,85	173,10
04	Gal	Controlador de Arcillas	64,21	256,84
03	Gal	Agente Quelante de hierro	86,73	260,19
03	Gal	Estabilizador de Finos	554,78	1.664,34
02	Gal	Clay Treat 3C	31,09	62,18
			TOTAL USD:	**22.598,08**

5.2.2. Costos del servicio.

Debemos tabular los costos del servicio con y sin tubería flexible

TABLA 32

COSTOS DE LOS SERVICIOS PARA EL TRATAMIENTO POZO SACHA 14

SACHA 14				
SAN ANTONIO INTERNACIONAL				
Cant.	**Unid.**	**Descripción Del Servicio**	**Costo Unit.**	**Costo Total**
28,58	Km	**Viaje de ida por unidad de bombeo**	2,84	81,17
1	Und	Cargo básico primeras 4 horas o fracción	718,00	718,00
2	Horas	Cada hora adicional o fracción	55,96	111,92
1.506	GLS	Mezcla de materiales suministrados por la contratista	0,13	195,78
3.368	GLS	Mezcla de materiales no suministrados por la contratista	0,32	1.077,76
3.374	GLS	Cargo por bombeo de ácido de 2001 a 4000 GLS	0,50	1.687,00
1.500	GLS	Bombeo de fluidos no corrosivos los primeros 2000 GLS	0,40	600,00
6	Und	Tanque de mezcla 1000 GLS por trabajo	459,47	2.756,82
1	Und	Registrador electrónico de presión, rata y densidad	297,30	297,30
1	Und	Adaptador Swage hasta 7"	53,58	53,58
1	Und	Medidor de flujo por trabajo	211,00	211,00
171,48	Km	Transporte de tanques solo ida	1,85	317,24
			TOTAL USD:	**8.107,57**

TABLA 33

COSTOS DE LOS SERVICIOS PARA EL TRATAMIENTO POZO

SACHA 145

SACHA 145				
COMPAÑÍA SELECCIONADA				
Cant.	**Unid.**	**Descripción Del Servicio**	**Costo Unit.**	**Costo Total**
65,57	Km	Viaje de ida por unidad de tubería continua	2,811	184,31
1	Und	Primeras 8 horas o fracción	2.118,008	2.118,01
6,	Hrs	Cada hora adicional o fracción	98,512	591,07
8.509	Pies	Profundidad por pie	0,150	1.276,35
1	Und	Stripper Rubber	73,884	73,88
1	Und	Conector unión rápida	98,512	98,51
1	Und	Cabeza control de flujo	123,610	123,61
1	Und	Rotowash tool	566,444	566,44
1	Und	Tubing disconect por corrida	197,024	197,02
65,57	Km	Vehículo de soporte (Winche)	2,002	131,27
3.272	GLS	Bombeo fluido corrosivo inyectado por galón	0,498	1.629,46
1.858	GLS	Bombeo sol. aromático con o sin empacadura inflable	0,498	925,28
65,57	Km	Viaje ida por unidad de bombeo	2,811	184,31
1	Und	En operación cargo básico primeras 4 horas o fracción	1.030,108	1.030,11
8	Hrs	Hora adicional o fracción	80,793	646,34
662	GLS	Materiales suministrados por BJ Services	0,122	80,76
4.468	GLS	Materiales suministrados por Petroproducción	0,329	1.469,97
3.272	GLS	Bombeo ácido de 2001 a 4000 galones	0,498	1.629,46
1.858	GLS	Bombeo de fluido no corrosivo	0,498	925,28
3	Und	Tanques para ácido de 1000 a 2000 galones	454,631	1.363,89
1	Und	Swage por trabajo	53,486	53,49
1	Und	Medidor de flujo	160,458	160,46
1	Und	Unidad COMPU-VANN o equivalente	1.068,420	1.068,42
196,70	Km	Kilometraje numero de tanques; solo ida (3)	2,002	393,80
			TOTAL USD:	**16.921,52**

5.2.2.1. Servicio de la unidad de bombeo con tubería flexible

Se presenta una tabla con los costos de bombeos, coiled tubing, químicos y servicio de bombeo hidráulico para servir de comparación con el tratamiento solo usando unidad de bombeo.

TABLA 34

COSTOS DEL SERVICIO DE BOMBEO

SACHA 145			
Compañía	**Servicio**	**Material**	**Costo ($)**
Compañía A	Unidad de Bombeo		9008
Compañía A	Unidad de Coiled Tubing		7915
Compañía A		Químicos	22595
Compañía X	Inyección. de Ácido y Supervisión de Bomba Jet		1609
TOTAL			**41127**

5.2.2.2. Servicio de la unidad de bombeo sin tubería flexible.

TABLA 35

COSTOS DEL SERVICIO DE BOMBEO

SACHA 14			
Compañía	**Servicio**	**Material**	**Costo ($)**
Compañía B	Unidad de Bombeo		8108
Compañía B		Químicos	11867
Compañía X	Inyección. De Ácido y Supervisión de Bomba Jet		1609
	TOTAL		**21584**

5.3. Análisis Costo-Beneficio

El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación costo beneficio (RCB); parámetros que nos permitirá determinar si el proyecto es o no rentable. En nuestro caso el flujo de caja será proyectado sólo a un año, debido a la rápida recuperación de la inversión en el tratamiento.

5.4. Criterios para la evaluación económica

5.4.1. Valor Actual Neto (VAN)

Conocido como Valor Presente Neto VPN, es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy, que corresponde a la sumatoria de los flujos de caja neto actualizados.

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

$$VAN = \sum_{k=o}^{n} \frac{FNC_K}{(1-r)^k}$$

5.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

$$\sum_{k=o}^{n} \frac{FNC_K}{(1-TIR)^k} = 0 = VAN$$

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

5.4.3. Relación Costo Beneficio (RCB)

La relación Costo-Beneficio (RCB), en un método de evaluación de proyectos, la cual nos da una visión clara de la rentabilidad de un proyecto, considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión. Todos los calculados en el periodo de la inversión tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{Ingresos(actualizados)}{Costos(actualizados) + Inversión}$$

- Si **RCB > 1** Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)
- Si **RCB = 1** Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)
- Si **RCB < 1** Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

5.4.4. Flujo Neto de Caja

El flujo neto de caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación del Flujo Neto de Caja solamente se deben determinar los egresos realizados en el proyecto, el cual se puede expresar de la siguiente manera:

$$FNC_K = R_K - D_K$$

Donde:

FNC_K: Flujo neto de caja correspondiente al año k

R_K: Monto de ingresos correspondientes al año k

D_K: Monto de la inversión previsto.

5.5. Inversión del Proyecto

Para la realización de este diseño de estimulación se toma en cuenta los siguientes rubros: Costos del trabajo de diseño por parte de las compañías seleccionadas, ya sea con tubería flexible o sin ella, y el costo de la inyección y supervisión de la bomba como se muestra detallados en las tablas 37 y 38.

TABLA 36

COSTOS DEL TRATAMIENTO DEL POZO SACHA 14

SACHA 14			
Compañía	**Servicio**	**Material**	**Costo (USD.)**
Compañía Seleccionada	Unidad de Bombeo		8107,57
Compañía Seleccionada		Químicos	11867,69
Compañía X	Inyección de Químico		1609,00
		TOTAL	**21584,26**

TABLA 37

COSTOS DEL TRATAMIENTO DEL POZO SACHA 145

SACHA 145			
Compañía	**Servicio**	**Material**	**Costo (USD.)**
Compañía Seleccionada	Unidad de Bombeo		9008
Compañía Seleccionada	Unidad de Coiled Tubing		7915
Compañía Seleccionada		Químicos	22595
Compañía X	Inyección de Ácido y Supervisión de Bomba Jet		1609
	TOTAL		**41127**

5.6. Resultado del Análisis Económico

Para realizar nuestro análisis económico debemos considerar los siguientes datos: Costos de producción por barril de petróleo, en el cual esta incluido el costo operativo y el costo de producción.

Para el caso del campo Sacha el costo de producción es de $ 10 dólares por cada barril producido (Fuente Petroproducción).

La taza de actualización que se utiliza en los cálculos es del 12%. El análisis económico que se realizo a cada pozo seleccionado en esta tesis se lo detalla en el Anexo C.

5.6.1. Sacha 14

Los resultados obtenidos del análisis económico del pozo Sacha 14 son los siguientes:

TABLA 38

RESULTADOS ANALISIS ECONOMICO POZO SACHA 14

SACHA 14	
VAN	$ 2.428.232
TIR	1877,03%
RCB	8,63

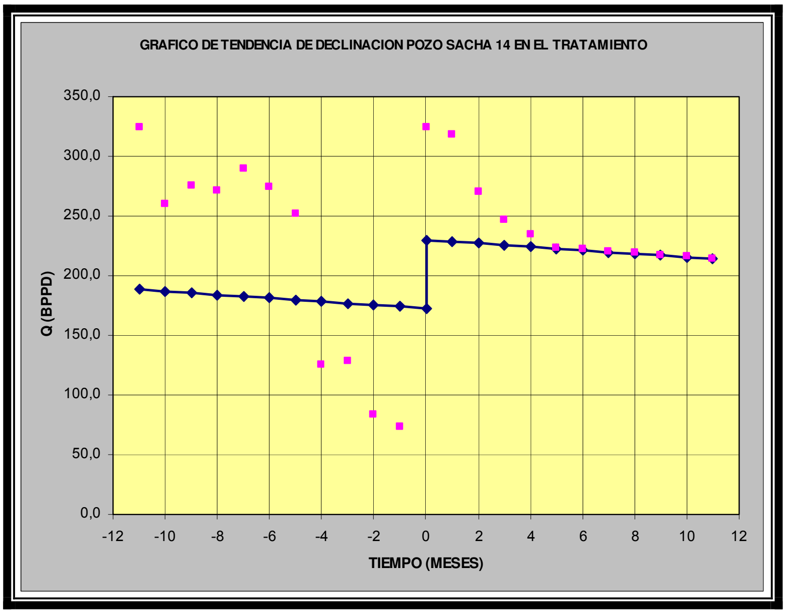


Figura 5.1 Tendencia de Declinación Pozo Sacha 14 en el Tratamiento

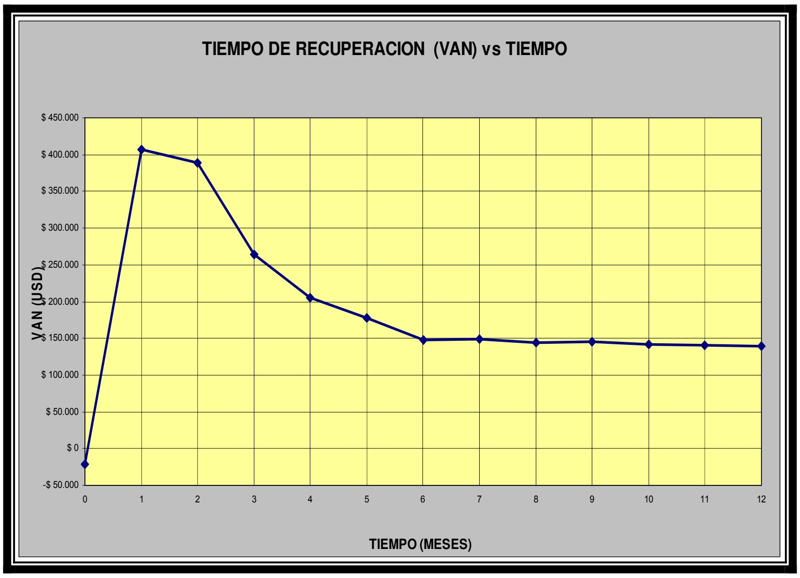


Figura 5.2 VAN vs Tiempo Pozo Sacha 14

Para el análisis económico se utilizó el modelo de declinación lineal del pozo, que es el que mejor se ajusta a los datos históricos del campo para obtener los caudales de los 7 últimos meses de evaluación.

El modelo de declinación lineal se lo representa con la siguiente expresión:

$$q = -mt * q_1$$

Donde:

q = Caudal esperado a cierto periodo de tiempo BPPD.

q_1 = Caudal inicial de petróleo BPPD.

m = Porcentaje de declinación del pozo (1,14%).

t = Tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal.

Analizando los resultados de la tabla 39 determinamos que el tratamiento efectuado en este pozo, es altamente rentable.

En la figura 5.1 se observa el comportamiento de la producción antes y después del tratamiento. Antes de iniciar el tratamiento se tenía una tasa de 172 BPPD, realizado el tratamiento se logró llegar a una producción de 324 BPPD lo que corresponde a un incremento de 152 BPPD, estabilizandose la producción en un promedio de 200 BPPD a la fecha. El incremento en la producción sostenida es de 58 BPPD, obteniéndose el ajuste de la curva de declinación a partir del quinto mes.

En la figura 5.2 se observa que el tiempo en que se recupera la inversión (Costo del Tratamiento) es de aproximadamente 1,5 días.

5.6.2. Sacha 145

Los resultados obtenidos del análisis económico del pozo Sacha 145 son los siguientes:

TABLA 39

RESULTADOS DEL ANALISIS ECONOMICO

DEL POZO SACHA 145

SACHA 145	
VAN	$ 2.545.229
TIR	882,98%
RCB	7,77

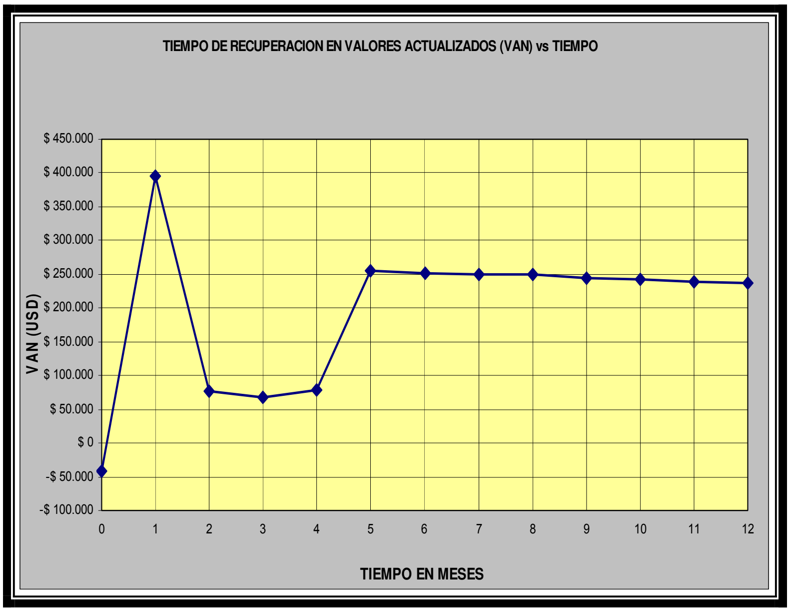


Figura 5.3 VAN vs Tiempo Pozo Sacha 145

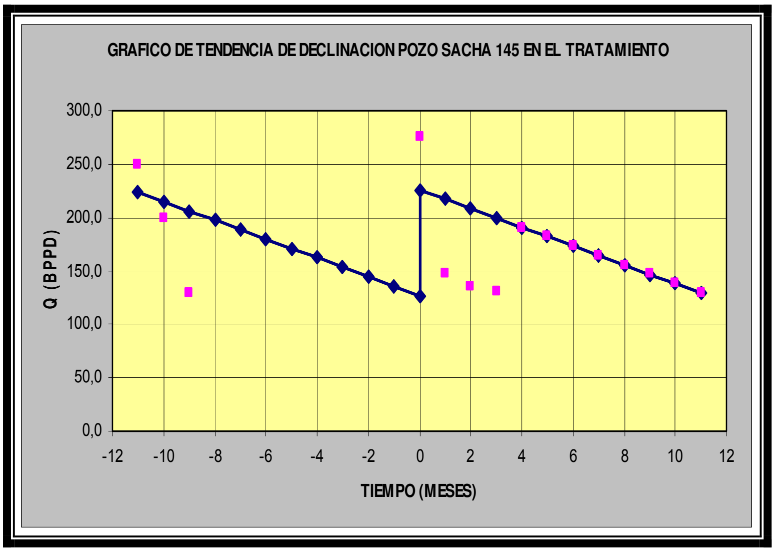


Figura 5.4 Tendencia de Declinación Pozo Sacha 145 en el Tratamiento

Analizando los resultados de la tabla 39 determinamos que el tratamiento efectuado en este pozo, es altamente rentable.

En la figura 5.4 se observa el comportamiento de la producción antes y después del tratamiento. Antes de iniciar el tratamiento teníamos una producción de 127 BPPD, realizado el tratamiento se logró llegar a una producción inicial de 275 BPPD lo que corresponde a un incremento de 148 BPPD, estabilizandose la producción en un promedio de 150 BPPD a la fecha. Obteniendo un valor incremento sostenido de 23 BPPD, ajustándose a la curva de declinación a partir del quinto mes.

En la figura 5.3 se observa que el tiempo en que se recupera la inversión (Costo del Tratamiento) es de aproximadamente 3 días.

CAPÍTULO 6

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

Luego de aplicado el tratamiento a los pozos seleccionados, constatar los resultados del mismo y hacer el respectivo análisis económico, concluimos que:

- Para el pozo Sacha 145 la tasa de producción se estabilizó en 150 barriles de crudo por día, con un incremento en la producción de 23 barriles diarios.
- El periodo de recuperación de la inversión en el pozo 145 fue de 3 días.
- Se realizó el tratamiento ácido debido a que el pozo presentaba problemas de incrustaciones, siendo el ácido acético recomendable cuando se trata de tratamientos a la arena Hollín. Si utilizamos HCl se corre el riesgo de formar precipitados de clorita o ceolitas formando geles de hierro que ocasionan taponamiento a la formación. Además, el HCl es 1,8 veces más fuerte que el ácido acético, por lo que su reacción

- es mucho más rápido para formar estos precipitados.
- Para el pozo Sacha 14 la tasa de producción se estabilizó en 200 barriles de crudo por día y el corte de agua en 68%, con un incremento en la producción sostenida de 58 barriles diarios en la actualidad.
- El periodo para recuperar la inversión en este pozo fue de 1,5 días.
- El daño del Pozo Sacha 14 se produjo por el fluido de completación durante el reacondicionamiento, obteniendo bajo aporte al entrar a producción. Se obtuvo una admisión antes del tratamiento con 3750 psi de 0,3 BPM de la arena Hollín inferior. Al realizar el tratamiento de estimulación, la presión bajó a 1400 psi y 0,6 bpm.
- El análisis costo-beneficio nos indica que es muy rentable aplicar este tipo de tratamiento ya que la recuperación de la inversión es de un lapso bastante corto de tiempo.
- Los tratamientos utilizando Coiled Tubing pueden dar buenos resultados cuando la geometría del pozo permite que la cabeza rotatoria del Coiled

Tubing acceda a la altura misma de la cara de arenisca para aplicar presión directamente a la zona que se desea estimular, y cuando no deseamos que el ácido este mucho tiempo en contacto con la tubería de producción.

- Cuando se utiliza camión bomba se debe emplear un volumen mayor de tratamiento para que nos garantice que los reactivos que van a entrar a la arena, lleguen con la concentración adecuada y efectúen su trabajo de manera correcta.

6.2. Recomendaciones

Para obtener mejores y más prolongados resultados en los tratamientos que se aplican a los diferentes pozos del campo SACHA, se recomienda lo siguiente:

- Realizar pruebas de restauración de presión para tener datos reales de la permeabilidad, factor de daño, presión de fondo fluyente y estática.
- Recurrir al análisis de núcleos de la arena para contar con la verdadera porosidad y litología de las arenas sometidas a tratamiento.
- Después de realizado un tratamiento ácido, y de haber evaluado su comportamiento de admisión y

resultados, debe realizarse un análisis que incluya los aspectos siguientes:

- Procurar información más confiable de los pozos.
- Uso de mayor o menor volumen de tratamiento.
- Desechar o incluir aditivos.
- Modificar concentraciones de productos.
- Modificar los procedimientos de inyección.

- Existen métodos de evaluación del tratamiento mientras éste se está realizando. Estos son: Método de Paccaloni y el Método de Prouvost y Economices, los cuales permiten el seguimiento de los tratamientos en tiempo real, se pueden adaptar a las computadoras de campo de las compañías de servicio, lo que haría más fácil su aplicación.
- Se recomienda siempre hacer una prueba de inyectividad para conocer exactamente la tasa de admisibilidad de fluidos al pozo, de esta manera sabremos como comenzar el bombeo de los tratamientos hacía la arena y no correr riesgos de fracturar la formación.

ANEXO A

RESUMEN DE LAS PRINCIPALES INCRUSTACIONES GENERADAS EN LA INDUSTRIA Y SUS CAUSAS PROBABLES

Incrustación	Fórmula	Causa Típica
Carbonato de calcio	$CaCo_3$	*Cambios de presión, temperatura, mezclas de dos aguas incompatibles*
Sulfato de calcio	$CaSO_4$	*Cambios en presión, temperatura, mezclas de dos aguas diferentes, evaporación.*
Sulfato de bario	$BaSO_4$	*Mezclas de dos aguas diferentes, una conteniendo sales solubles de bario y otra conteniendo sulfatos solubles*
Sulfato de estroncio	$SrSO_4$	*Mezclas de sales de estroncio*
Carbonato de Hierro (Carbonato Ferroso)	$FeCO_3$	*Hierro disuelto en agua y corrosión de hierro y acero*
Sulfuro de Hierro (Sulfuro Ferroso)	FeS	*Corrosión del equipo del pozo en presencia de sulfuro de hidrógeno*
Oxido de Hierro (Oxido Férrico)	Fe_2O_3	*Oxígeno*
Cloruro de Sodio	NaCl	*Evaporación de agua*
Hidróxido de Magnesio	$Mg(OH)_2$	*Excesiva cantidad de oxígeno penetra al pozo o fluidos alcalinos en el pozo. Alta temperatura*
Silicatos		*Cambios variables en la solubilidad causada por disminución de la temperatura y presión*

RESUMEN DE TEST PARA IDENTIFICAR CERAS Y ASFALTENOS

TEST	CERAS	ASFALTENOS
Calentamiento momentáneo, enfriamiento rápido	*Fundición instantánea y re-armado dando un aspecto de superficie congelada o moteada*	*Se derrite poco, con cualquier material derretido se endurece lentamente para dar una superficie como de espejo de vidrio*
Calentamiento prolongado	*Rápida fundición, se quema una llama humeante, como liquido delgado, dejando poco o nada de residuo*	*Ablandamiento, chisporroteo, quemándose con burbujas, formación de bolitas de fuego, dejando mucho residuo*
Cloruro de metileno, cloroformo, benceno, tolueno, xileno a temperatura ambiente	*Posible decoloración, sin disolución*	*Disolución completa, dejando solo residuos inorgánicos, si los hubiera*
Kerosén a temperatura ambiente	*Posible decoloración, sin disolución*	*Posible decoloración, sin disolución*
Kerosén caliente	*Disolución completa*	**Nada de disolución**

ANEXO B

Evaluación de los tratamientos ácidos

El medio definitivo de evaluar un tratamiento químico es la prueba de producción/inyección del pozo después de realizado el trabajo. Sin embargo, existen métodos que permiten la evaluación del tratamiento mientras éste se está llevando a cabo.

Método de Paccaloni

Este método calcula el daño a la formación durante la inyección de fluidos en la misma. Se basa en la ecuación de flujo radial para estado estabilizado, de fluidos incompresibles que se inyectan a través de un medio homogéneo horizontal.

$$P_i = \left(P_e - P_h + P_{fr}\right) + \left(141.7\frac{q\mu}{kh}\right)\ln\left(\frac{r_b}{r_w^{-S}}\right)$$

Donde:

P_i = Presión de inyección (psi)

P_e = Presión del yacimiento (psi)

P_h = Presión hidrostática (psi)

P_{fr} = Pérdidas de presión por fricción (psi)

q = Tasa de inyección (BPD)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

k = Permeabilidad de la formación (md)

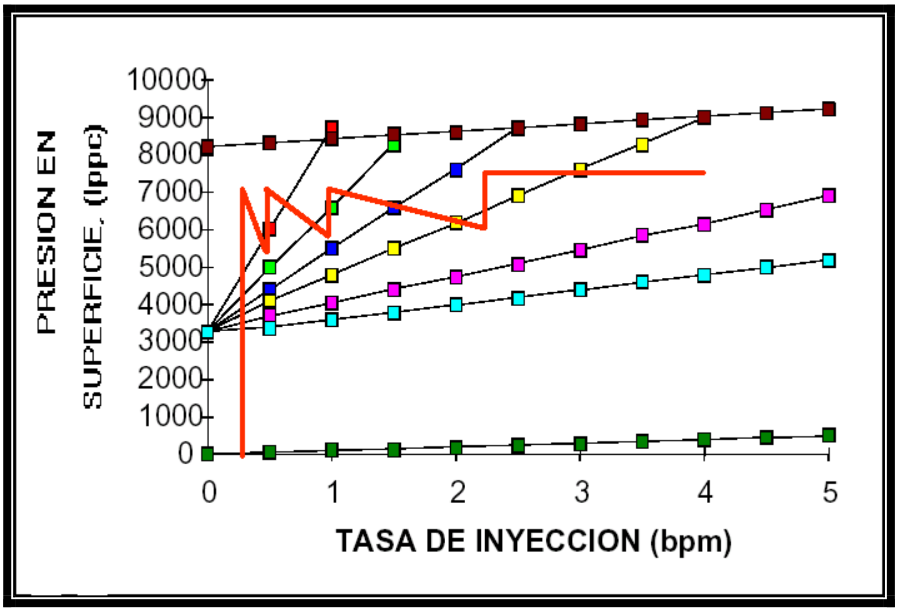
h = Grosor efectivo de la formación (ft)

r_b = Radio del banco de fluido inyectado (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

S = Factor de daño (adimensional)

El procedimiento consiste en preparar, antes del trabajo, un gráfico de P_i contra q, para diferentes valores de S, como puede verse en la Fig. 4.1.2.5. Es importante representar la curva de presión de fractura, para saber el límite de presión en el que se puede trabajar.



Seguimiento en tiempo real de una Estimulación ácida

A medida que se va realizando el trabajo, se representará puntos leídos de P y Q sobre el gráfico construido, y se verá sobre qué curva de S se está trabajando. Si para un valor de Q, la presión disminuye, debe aumentarse la tasa de inyección, para que los puntos se desplacen hacia la derecha en el gráfico, de modo que el valor de S disminuya. Si no se aumenta la tasa, se estará sobre el mismo valor del factor de daño, y el tratamiento no será efectivo.

El método de Paccaloni fue desarrollado en 1979, y tiene el mérito de que es el primero que permite el seguimiento de los tratamientos en tiempo real, y ha sido adaptado a las computadoras de campo de las compañías de servicio, lo que hace más fácil su aplicación.

Las limitaciones del método son sus suposiciones, esto es, supone estado estable, y no toma en cuenta los estados transitorios; además, no se puede trabajar con flujo de dos líquidos diferentes al mismo tiempo. Esto trae como consecuencia que sobreestima el valor del factor de daño y obliga a gastar cantidades de ácido mayores que las necesarias.

Método de Prouvost y Economides

Para la aplicación de este método es necesario obtener valores confiables de S y K de pruebas de restauración de presión. El método está incorporado a las computadoras de las compañías de servicio, ya que no es práctico hacerlo a mano, porque se simula el comportamiento de presión de un pozo ideal, igual que el que se está tratando, pero con un factor S = 0; después el método mide, por medio de los sensores conectados a la computadora, la respuesta de presión que está dando el pozo mientras se le inyecta el tratamiento.

El método compara la respuesta real con la ideal calculada y, cuando la diferencia disminuye, calcula la disminución del factor de daño. Este método no está afectado por flujo bifásico ni por efectos de flujo transitorio no estabilizado.

TENDENCIAS DE LA TECNOLOGÍA DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA

En las secciones que anteceden, se ha visto lo que puede hacerse con las herramientas de que disponemos, para seleccionar pozos, identificar su daño, y diseñar tratamientos de estimulación matricial.

Cuando esto se convierte en el trabajo diario de un ingeniero, sobre todo si se ocupa de un área determinada, al cabo de algún tiempo adquiere el ''toque'', o la experiencia que tienen los estimuladores, y que es una gran ayuda para este trabajo. Sin embargo, esa misma experiencia hace que, posiblemente, la persona se estanque, y ponga en práctica procedimientos rutinarios, sin progresar técnicamente.

Hay en el mercado tecnológico de la estimulación química cuatro grandes retos tecnológicos que hay que afrontar, que ya están aquí, y son:

- Desarrollo de algoritmos genéticos y redes neurales, para la selección de pozos candidatos, y aplicación de mejores prácticas y lecciones aprendidas.
- Uso de modelos químicos y geoquímicos, en combinación con sistemas expertos para determinar el daño a la formación.

- Uso de modelos geoquímicos para diseñar tratamientos y predecir las reacciones de la formación con los reactivos que se le vayan a introducir, así como la evolución de la permeabilidad de la formación sometida al tratamiento.
- Diseño de estimulaciones químicas en pozos horizontales, problemas de distribución de flujo en grandes secciones horizontales.
- Entendimiento de los mecanismos de la distribución de la inyección de fluidos, y desarrollo de agentes desviadores más eficientes que los actuales.

ANEXO C

CALCULOS PARA EL ANALISIS ECONOMICO- POZO SACHA 14

PRECIO BL	100
COSTO OPE	10
FACTOR DE DECLI.	1,4
TASA DE ACTUALIZACIÓN %	12%
TASA EFECTIVA MENSUAL	0,01

Periodo	Qi	Q post Tratamiento	Incremento de produccion (bppd)	Barriles Producidos por periodo (bppm)	Ingreso por venta (USD 100)	Inv(USD)	Costo Operativo (USD 10/bl)	Egreso Total (Oper + rep)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso total actualizado (USD)	Egreso total actualizado (USD)	Flujo de caja actualizado (USD)
0			0		0	21584,00	0	21584	-21584	$ 0	$ 21.584	-$ 21.584
1	172	324	152	4560	$ 456.000	0	45600	45600	410400	$ 451.485	$ 45.149	$ 406.337
2	171	318	147	4410	$ 441.000	0	44100	44100	396900	$ 432.311	$ 43.231	$ 389.080
3	169	270	101	3030	$ 303.000	0	30300	30300	272700	$ 294.089	$ 29.409	$ 264.680
4	168	247	79	2370	$ 237.000	0	23700	23700	213300	$ 227.752	$ 22.775	$ 204.977
5	166	235	69	2070	$ 207.000	0	20700	20700	186300	$ 196.953	$ 19.695	$ 177.258
6	165	223	58	1740	$ 174.000	0	17400	17400	156600	$ 163.916	$ 16.392	$ 147.524
7	163	222	59	1770	$ 177.000	0	17700	17700	159300	$ 165.091	$ 16.509	$ 148.582
8	162	220	58	1740	$ 174.000	0	17400	17400	156600	$ 160.686	$ 16.069	$ 144.617
9	160	219	59	1770	$ 177.000	0	17700	17700	159300	$ 161.838	$ 16.184	$ 145.654
10	159	217	58	1740	$ 174.000	0	17400	17400	156600	$ 157.520	$ 15.752	$ 141.768
11	158	216	58	1740	$ 174.000	0	17400	17400	156600	$ 155.960	$ 15.596	$ 140.364
12	156	214	58	1740	$ 174.000	0	17400	17400	156600	$ 154.416	$ 15.442	$ 138.975
										$ 2.722.018	$ 293.786	$ 2.428.232

VAN	$ 2.428.232
TIR	1877,03%
BEN/COST	8,63

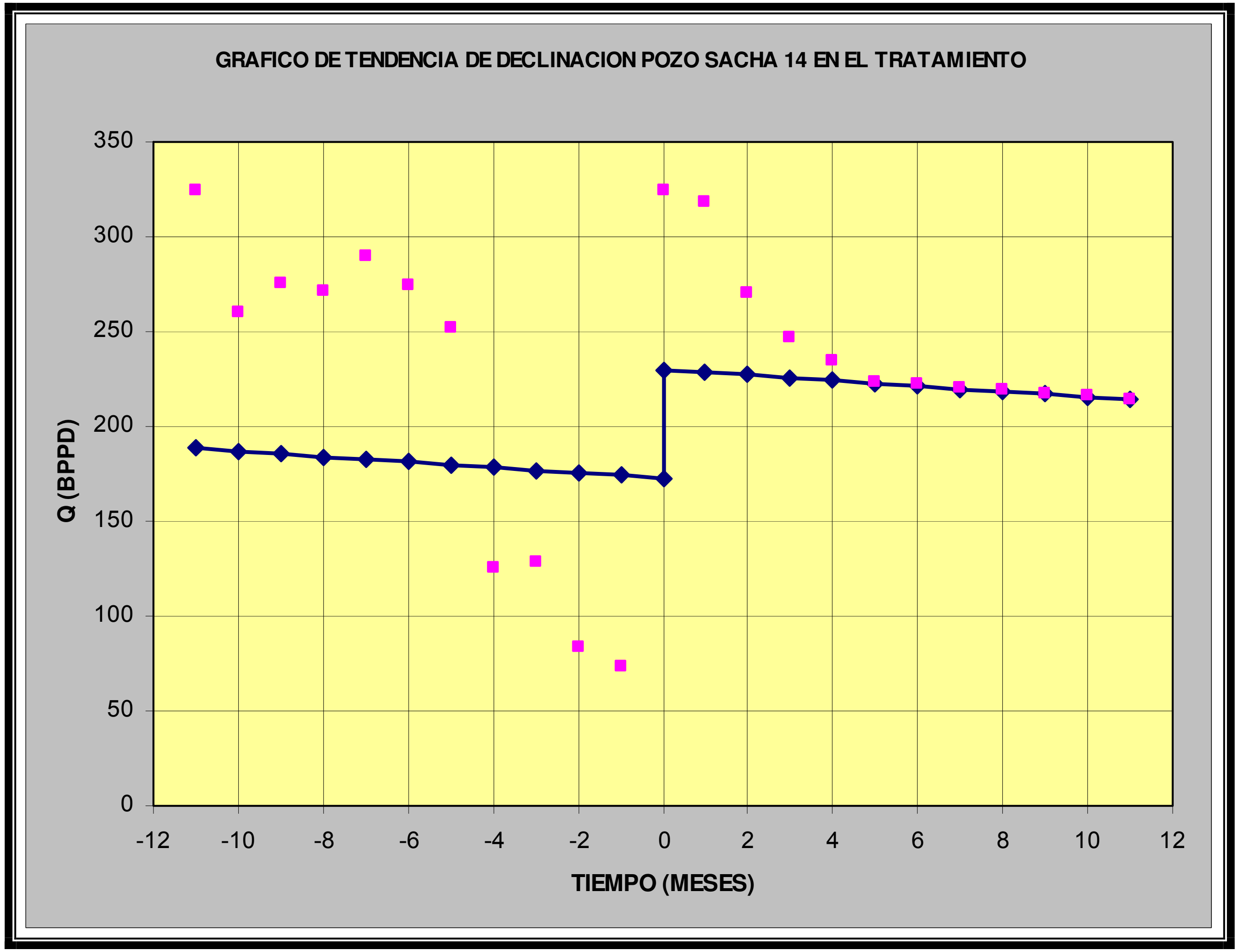
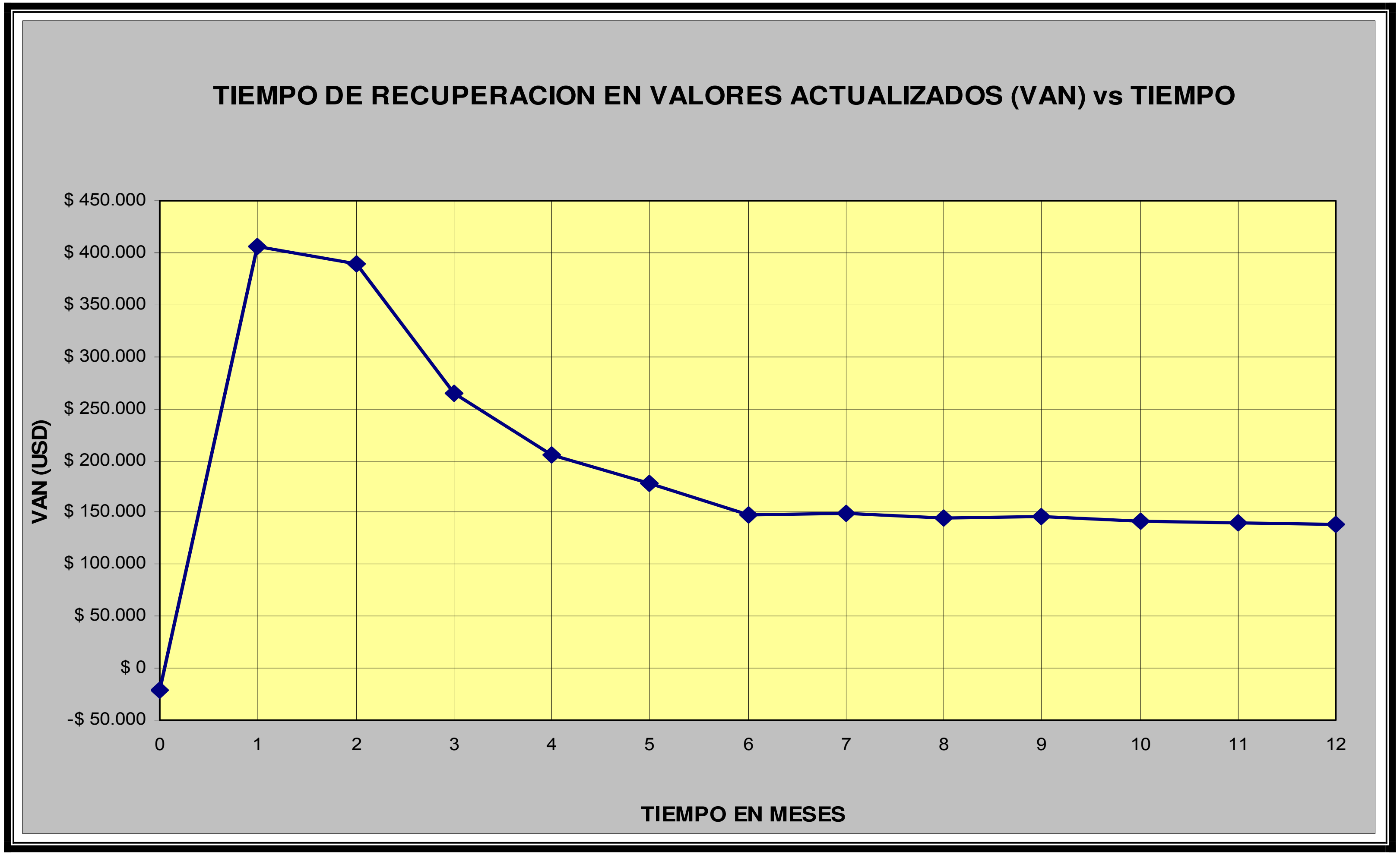


GRAFICO DE TENDENCIA DE DECLINACION POZO SACHA 14 EN EL TRATAMIENTO
Q (BPPD)
350
300
250
200
150
100
50
0
-12
-10
-8
-6
-4
-2
0
2
4
6
8
10
12
TIEMPO (MESES)


TIEMPO DE RECUPERACION EN VALORES ACTUALIZADOS (VAN) vs TIEMPO
$ 450.000
$ 400.000
$ 350.000
$ 300.000
$ 250.000
$ 200.000
$ 150.000
$ 100.000
$ 50.000
$ 0
-$ 50.000
VAN (USD)
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
TIEMPO EN MESES

CALCULOS PARA EL ANALISIS ECONOMICO- POZO SACHA 145

PRECIO BL	100
COSTO OPE	10
FACTOR DE DECLI.	8,8
TASA DE ACTUALIZACIÓN %	12%
TASA EFECTIVA MENSUAL	0,01

Periodo	Qi	Q post Tratamiento	Incremento de produccion (bppd)	Barriles Producidos por periodo (bppm)	Ingreso por venta (USD 100)	Inv(USD)	Costo Operativo (USD 10/bl)	Egreso Total (Oper + rep)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso total actualizado (USD)	Egreso total actualizado (USD)	Flujo de caja actualizado (USD)
0			0		0	41127,00	0	41127	-41127	$ 0	$ 41.127	-$ 41.127
1	127	275	148	4440	$ 444.000	0	44400	44400	399600	$ 439.604	$ 43.960	$ 395.644
2	118	147	29	870	$ 87.000	0	8700	8700	78300	$ 85.286	$ 8.529	$ 76.757
3	109	135	26	780	$ 78.000	0	7800	7800	70200	$ 75.706	$ 7.571	$ 68.135
4	101	131	30	900	$ 90.000	0	9000	9000	81000	$ 86.488	$ 8.649	$ 77.839
5	92	191	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 282.585	$ 28.259	$ 254.327
6	83	182	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 279.787	$ 27.979	$ 251.809
7	74	173	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 277.017	$ 27.702	$ 249.316
8	65	165	100	3000	$ 300.000	0	30000	30000	270000	$ 277.045	$ 27.704	$ 249.340
9	57	156	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 271.559	$ 27.156	$ 244.403
10	48	147	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 268.870	$ 26.887	$ 241.983
11	39	138	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 266.208	$ 26.621	$ 239.587
12	30	129	99	2970	$ 297.000	0	29700	29700	267300	$ 263.572	$ 26.357	$ 237.215
										$ 2.873.729	$ 328.500	$ 2.545.229

VAN	$ 2.545.229
TIR	882,98%
BEN/COST	7,77

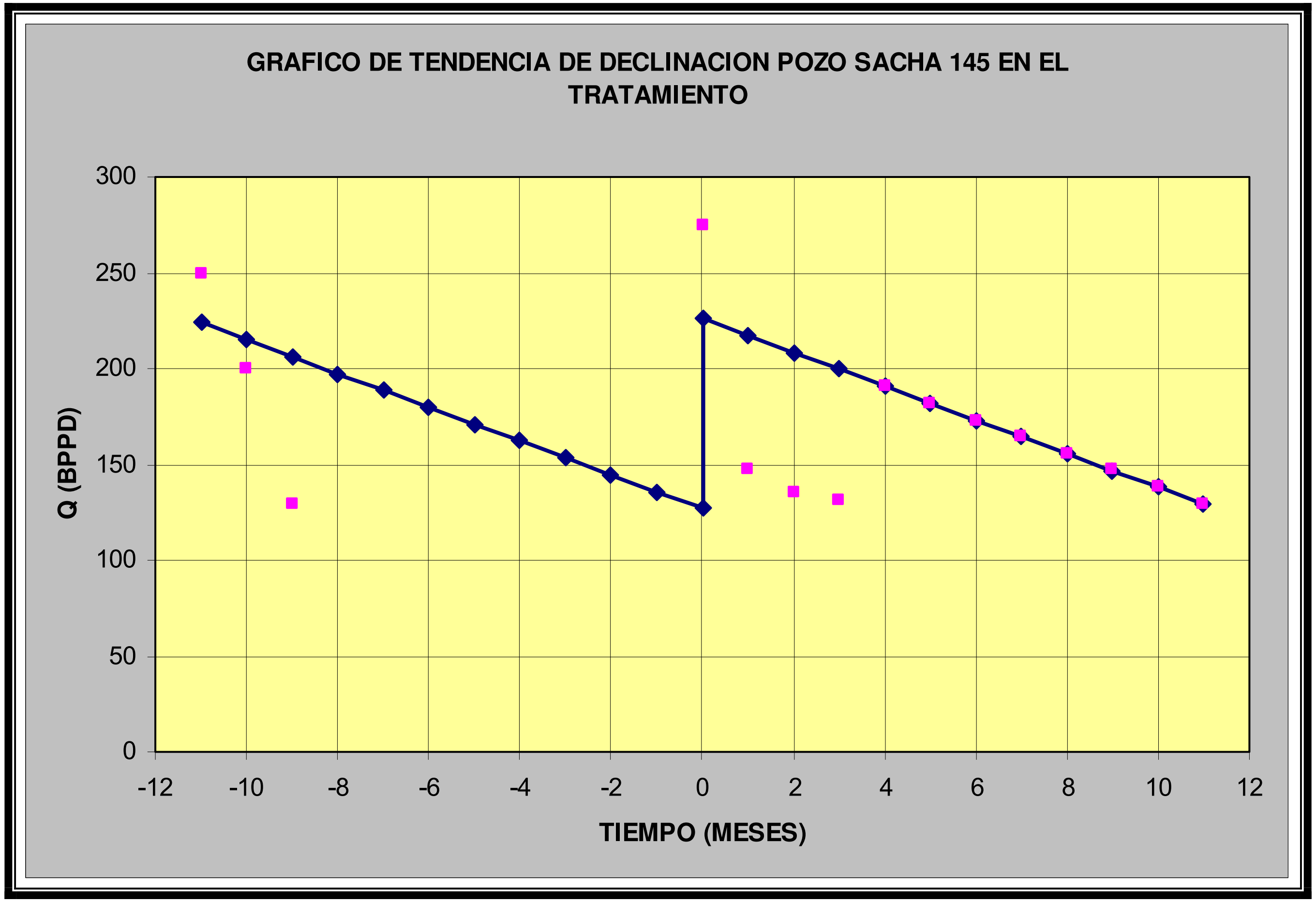
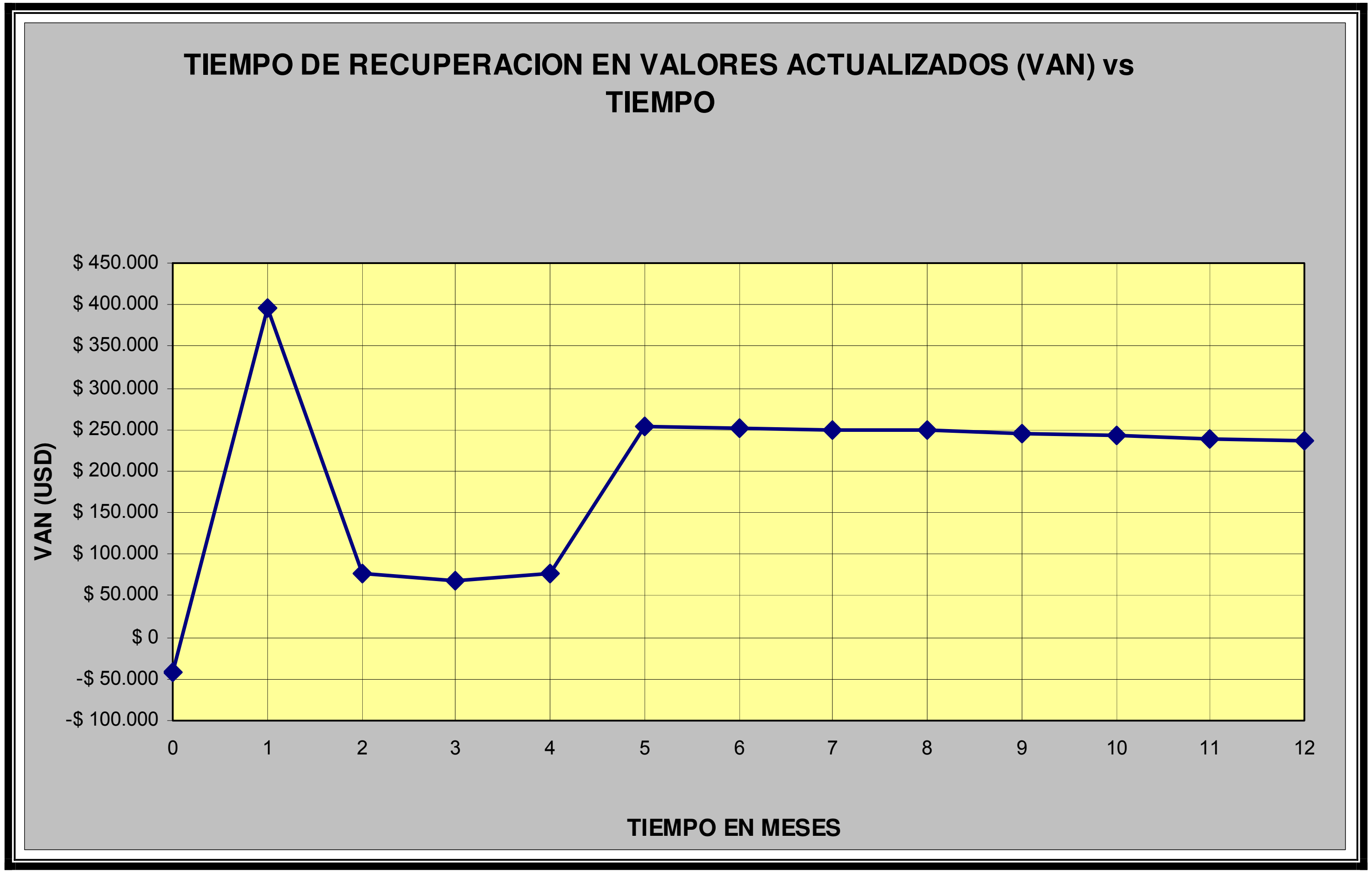


GRAFICO DE TENDENCIA DE DECLINACION POZO SACHA 145 EN EL TRATAMIENTO
300
250
200
150
100
50
0
Q (BPPD)
-12
-10
-8
-6
-4
-2
0
2
4
6
8
10
12
TIEMPO (MESES)


TIEMPO DE RECUPERACION EN VALORES ACTUALIZADOS (VAN) vs TIEMPO
VAN (USD)
$ 450.000
$ 400.000
$ 350.000
$ 300.000
$ 250.000
$ 200.000
$ 150.000
$ 100.000
$ 50.000
$ 0
-$ 50.000
-$ 100.000
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
TIEMPO EN MESES

BIBLIOGRAFIA

(1) Patice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán La Cuenca Oriente Geología y Petróleo, tomo 144 de la colección “Travaux de l’ Institud Francais d’ Etudes Andines” 1a edición, octubre 2004, 247-251 p.

(2) S. Quiroga, Propiedades físicas de los fluidos y las rocas, 3a edición octubre 1992, 18-26 p.

(3) Ernesto Hurtado Domínguez, Simulación de las Redes de producción del CPF y EPF del Bloque 15, Tesis de Grado ESPOL, noviembre 2007, 2-4p.

(4) Sergio Ciguela, José Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones, PetroEnergy, julio 2004, 196 p.

(5) Sergio Ciguela, Jose Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petroenergy, julio 2004, 201 – 204 p.

(6) Sergio Ciguela, Jose Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petroenergy, julio 2004, 222 – 224 p.

(7) San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulaciones ácidas, edición 2008, 72 – 76 p.

(8) San Antonio Pride, Introducción al Daño de Formación y Estimulación ácida, edición 2008, 7 – 10 p.

(9) San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 215 – 229 p.

(10) San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 107 – 114 p.

(11) San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 237 – 250 p.