



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**PLANIFICACIÓN Y EJECUCIÓN DE UN PROGRAMA DE
BOMBEO DE SOLVENTES, ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y
REDISEÑO DE EQUIPO ESP PARA EL POZO PITÓN 1.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

AUTOR:

KLEVER FIDEL ÁLVAREZ CORRALES

DIRECTOR DE TESIS:

ING. BOLÍVAR HARO

QUITO, MARZO 2012

© Universidad Tecnológica Equinoccial.2012

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo, **KLEVER FIDEL ÁLVAREZ CORRALES**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Klever Álvarez
C.I. 0501654453

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**PLANIFICACIÓN Y EJECUCIÓN DE UN PROGRAMA DE BOMBEO DE SOLVENTES, ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y REDISEÑO DE EQUIPO ESP PARA EL POZO PITÓN 1.**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero DE Petróleos** fue desarrollado por **Klever Álvarez**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Bolívar Haro

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I.1700156399



Baker Hughes Services International INC
Ave. Manuel Cordova Galarza S/N
Quito - Ecuador
Telfs: +593 2-2494417

BHI-13988792 BIS

3 de Enero de 2012.

A quien interese:

Por medio de la presente certifico que el Señor Klever Fidel Alvarez Corrales con C.I. 050165445-3 trabaja para Baker Hughes Services International INC desde el 30 de Marzo de 2011 ocupando a la fecha el puesto de ESPECIALISTA DE CAMPO IV - ALS .

Es todo cuanto puedo decir en honor a la verdad. El interesado puede hacer uso del presente como a bien tuviere.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Vania Vivas'.

Vania Vivas

Carolina Cevallos
HR Representative

DEDICATORIA

A mis padres quienes con su cariño y enseñanzas fueron ejemplo a seguir, supieron sembrar en mi sus principios y el respeto y solidaridad hacia los demás.

A mi esposa MARCIA JANETH RUIZ RODRÍGUEZ, a mis hijos KLEVER FIDEL Y ANDY JOE ÁLVAREZ RUIZ

A mis familiares, por la confianza y el cariño que me demuestran siempre.

Klever Fidel Álvarez Corrales

AGRADECIMIENTO

A mi Dios por darme la vida y sabiduría para cumplir mis propósitos.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial y a sus Docentes, a las Autoridades Académicas de la Universidad Tecnológica Equinoccial, por el espacio que se me ha brindado en la realización de mis anhelos investigativos y de conocimiento técnico.

Al Ing. Bolívar Haro por su espíritu de formar profesionales que aportan al desarrollo del país.

Al Ing. Marco Corrales Palma que con su aporte técnico-intelectual impulsó y compartió conmigo la realización de este proyecto.

Klever Álvarez

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xiii
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN	1
1.2 LIMITACIONES DE ESTUDIO	2
1.3 OBJETIVO GENERAL	2
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.5 IMPACTO ACADÉMICO	3
1.6 IMPACTO AMBIENTAL	3
1.7 HIPÓTESIS	4
1.8 METODOLOGÍA	4
CAPÍTULO II	5
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO	5
2.1.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS	5
2.1.2.1 Cuencas de Sedimentación	5
2.1.2.2 Formación de la Cuenca Oriental Ecuatoriana	6
2.2 LOS DAÑOS DE FORMACIÓN	6
2.2.1 Elementos del Daño	7
2.2.1.1 Daño durante la Perforación	8
2.2.1.2 Daño por Filtrado	8
2.2.1.3 Daño por Sólidos del Fluido de Perforación	8
2.2.1.4 Daño durante la Cementación	9
2.2.1.5 Daño durante el Punzonado	9
2.2.1.6 Daño durante la Producción	10

2.3.1.6.1	Deposición de escalas Inorgánicas	10
2.3.1.6.2	Deposición de Escalas Orgánicas	11
2.3.1.6.3	Problemas de Corrosión	12
2.3.1.6.4	Problemas de Agua de Formación	13
2.3.1.7	Daños durante el Reacondicionamiento (Workover)	14
2.3.2	LOS ORÍGENES DE DAÑOS OPERATIVOS MÁS COMUNES	14
2.3.2.1	Daño durante la Acidificación	14
2.3.2.2	Daño por incompatibilidad Química	16
2.3.2.3	Daño durante el Fracturamiento Hidráulico	16
2.3.2.4	Daño durante el Control de Arenas	17
2.3.3	OTROS DAÑOS DE FORMACIÓN	17
2.3.3.1	Bloqueo por Agua	18
2.3.3.2	Bloqueo por Emulsiones	18
2.3.4	DETECCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	18
2.3.4.1	Los Síntomas más comunes del Daño de Formación	18
2.3.5	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	19
2.3.5.1	Análisis de Laboratorio	19
2.3.5.2	Análisis Químico Elemental	19
2.3.5.2.1	Análisis Químico Elemental de Rocas	20
2.3.5.2.1.1	Identificación de Escalas Inorgánicas	20
2.3.5.2.1.2	Análisis para Identificación de Escalas Orgánicas	21
2.3.5.3	Análisis para Identificación de Corrosión	22
CAPÍTULO III		24
3. METODOLOGÍA		24
3.1 POTENCIAL DE HIDRÓGENO		24
3.1.1	FUERZA DEL ÁCIDO Y VELOCIDAD DE REACCIÓN	25
3.1.2	FLUIDOS DE TRATAMIENTO ÁCIDO	25
3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS ÁCIDOS SEGÚN BJ SERVICES		26
3.2.1 ÁCIDOS INORGÁNICOS		26
3.2.1.1	Ácido Clorhídrico (HCl)	26
3.2.1.2	Ácido Fluorhídrico (HF)	26

3.2.2	ÁCIDOS ORGÁNICOS	27
3.2.2.1	Ácido Acético (CH_3COOH)	27
3.2.2.2	Ácido Fórmico	28
3.2.3	VISCOSIDAD	29
3.2.4	PRESIÓN DE FRICCIÓN	29
3.2.5	PENETRACIÓN DEL ÁCIDO	29
3.2.6	TENSIÓN SUPERFICIAL	30
3.2.7	CORROSIÓN	30
3.3	ADITIVOS PARA LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO	31
3.3.1	AGENTES TENSO ACTIVOS	31
3.3.2	AGENTES SURFACTANTES	32
3.3.2.1	Agentes Surfactantes de Tipo Aniónico	32
3.3.2.2	Agentes Surfactantes de Tipo Catiónico	32
3.3.2.3	Agentes Surfactantes de Tipo Noiónico	33
3.3.2.4	Agentes Surfactantes de Tipo Anfotéricos	33
3.3.3	AGENTES INHIBIDORES DE CORROSIÓN	33
3.3.4	LOS INHIBIDORES MÁS INDISPENSABLES SEGÚN SERVICES	BJ 33
3.3.4.1	Agentes Inhibidores Orgánicos	33
3.3.4.2	Agentes Inhibidores Inorgánicos	34
3.3.5	AGENTES SECUESTRANTES	34
3.3.6	AGENTES SECUESTRANTES ORGÁNICOS	35
3.3.7	AGENTES SECUESTRANTES REDUCTORES	35
3.4	AGENTES REDUCTORES DE FRICCIÓN	35
3.5	AGENTES DE SUSPENSIÓN	36
3.6	AGENTES DE CONTROL DE PÉRDIDA DE FLUIDO	36
3.7	CLASIFICACIÓN DE LOS ÁCIDOS	36
3.8	SISTEMAS DE ÁCIDOS	38
3.8.1	ÁCIDOS FLUORHÍDRICO Y CLORHÍDRICO (HCL : HF)	38
3.8.2	ÁCIDOS ORGÁNICOS Y CLORHÍDRICOS	38
3.8.3	ÁCIDOS CLORHÍDRICOS Y METANO	39
3.9	SISTEMAS ESPECIALES DE ÁCIDOS	39

3.9.1 SISTEMAS SA – 10	39
3.9.2 SISTEMAS NO – ÁCIDOS	40
3.9.3 SISTEMA HSSA	40
3.10 PREPARACIÓN DEL POZO	41
3.11 EL ÉXITO O FRACASO DE LA ACIDIFICACIÓN POR LA COLOCACIÓN Y COBERTURA	42
3.12 TIPOS DE COMPLETACIÓN	42
3.12.1 COMPLETACIONES MÁS COMUNES	42
3.12.1.1 Completación en Hueco Abierto	42
3.12.1.2 Completación con Liner Ranurado	43
3.12.1.3 Completaciones con Empaquetamiento de Grava	43
3.12.1.4 Completación Con Revestimiento Perforado	43
3.13 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DEL ÁCIDO	43
3.13.1 CONCENTRACIÓN DEL ÁCIDO	44
3.13.2 PRESIÓN	44
3.14 TRATAMIENTOS DE REACONDICIONAMIENTO	44
3.15 PRODUCTOS DE BJ SERVICES USADOS EN OPERACIONES EN POZOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO	45
3.15.1 PARA REMOCIÓN DE ESCALAS ORGÁNICAS	45
3.15.2 REMOCIÓN DE ESCALAS INORGÁNICAS	46
3.15.3 CONTROL DE CORROSIÓN	46
3.15.4 ADICIÓN DE AGENTES SURFACTANTES	46
3.15.5 DESMULSIFICANTES	47
3.15.6 PARA SUSPENSIÓN DE FINOS	47
3.15.7 BACTERICIDAS	47
3.15.8 ESTABILIZACIÓN DE ARCILLAS	47
3.15.9 CONTROL DE SEDIMENTOS	47
3.16 AGENTES DE CONTROL DE HIERRO	48
3.17 CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS	48
3.18 EL DISEÑO DE PRUEBAS DE INYECCIÓN	50
3.18.1 PARÁMETROS DE BOMBEO	50

3.19 EQUIPOS Y PERSONAL PARA OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN	51
3.19.1 EQUIPOS PARA ESTIMULACIÓN	51
3.19.2 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD	51
3.19.2.1 Equipo Adicional	52
3.20 TRANSPORTE DE ÁCIDO	52
3.20.1 UNIONES, TES, YES, SWIVELSY OTRAS CONEXIONES	52
3.20.1.1 Líneas de Baja Presión	53
3.21 CONEXIONES VARIAS PARA OPERACIONES EN SUPERFICIE	54
3.22 PERSONAL OPERATIVO	57
3.23 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE UN PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN	58
3.23.1 REFERENTE A LA APLICACIÓN:	58
3.23.2 REFERENTE A LOS PRODUCTOS:	58
3.23.3 REFERENTE AL TIEMPO DE CONTACTO:	59
3.24 CASO PRÁCTICO	59
3.24.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y LIMPIEZA DE PERFORACIONES EN EL POZO	59
3.24.1.1 Escenario	59
3.25 ANÁLISIS EN EL LABORATORIO	59
3.26 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO	60
3.27 ASPECTOS IMPORTANTES QUE SE DEBE REALIZAR PARA EL ÉXITO DEL TRABAJO DE ESTIMULACIÓN	60
 CAPÍTULO IV	 62
4. RESULTADOS	62
4.1 DATOS DEL POZO	62
4.2 OBJETIVO DE LA OPERACIÓN	63
4.2.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA	63
4.2.2 RECOMENDACIONES TÉCNICAS PRE-OPERATIVAS	64
4.2.3 PICADURAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	64

4.3 FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN	64
4.3.1 RECOMENDACIONES DEL LABORATORIO DE ESTIMULACIÓN	65
4.3.1.1 Tratamiento Químico:	65
4.3.2 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA	66
4.3.2.1 Desplazamiento	68
4.3.3 CAPACIDADES DE LOS EQUIPOS	68
4.3.4 PRODUCTOS QUÍMICOS	69
4.4 RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO OPERACIONAL	69
RESULTADOS:	71
4.5 COSTOS	71
4.6 COSTO POR SERVICIOS Y EQUIPOS	72
4.7 COSTO DEL PERSONAL	72
4.8 REDIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP	75
4.8.1 INTRODUCCIÓN	75
4.9 EJEMPLO DE UN DISEÑO	77
4.10 DESARROLLO DEL PROGRAMA ESP	78
4.10.1 MENÚ PRINCIPAL	78
4.10.1.1N/1Cálculo del IPR – IP	78
4.10.1.2N/2Cálculo del Gas Libre	80
4.10.1.3Tubtable	81
4.10.1.4 Pump and Motor Diameters in inches	82
4.10.1.5 Cable	83
4.10.1.6 Friction loss Calculator	84
4.10.1.7Poettmann&Carpenter Flowing Gradient Calculator	84
4.10.1.8N/5Total Dynamic Head (TDH) Required	85
4.10.1.9N/6CatalogPump Curve Calculator	86
4.10.1.10 Motor Loading, Running Amps, Power Factor, Efficiency, Input KW and KVA	87
4.10.1.11 Fluid Velocity past the Motor	88

4.10.1.12 Temperature Rise of the Fluid at the Discharge of Th Pump	89
4.10.1.13 Temperature of the Cable	89
4.10.1.14 A. Cable Power Cost Calculator	90
4.10.1.15B. Pump Power Cost - Based On Pump Efficiencies	90
4.10.1.16 D. Cable Clearance Calculator	91
4.10.1.17 C.	92
4.10.1.18F. PI/IPR - Plotting Data	92
4.10.1.19 H. Fluid above the Pump 'FAP' Calc	93
4.10.1.20 I. Z - Factor Calculator	93
4.10.1.21 J. Fluidlevel to Psp Calculator	94
CAPÍTULO V	95
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
5.1 CONCLUSIONES	95
5.2 RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98
GLOSARIO	101
ANEXOS	104

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Fig. 3.1 Equipo de Acidificación	51
Fig. 3.2 Unidad para Transporte de Ácido	52
Fig. 3.3 Línea de alta presión	53
Fig. 3.4 Unión Giratoria	55
Fig. 3.5 Uniones Giratorias	55
Fig. 3.6 Configuraciones Chiksan	56

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 3.1 Clasificación potencial de hidrógeno PH	24
Tabla 3.2 Tipos de Ácidos	28
Tabla 4.1 Datos del Pozo	62
Tabla 4.2 Datos de perforación	63
Tabla 4.3 Químicos	66
Tabla 4.4 Químicos	66
Tabla 4.5 Químicos	67
Tabla 4.6 Químicos	67
Tabla 4.7 Químicos	68
Tabla 4.8 Productos Químicos, diesel y agua filtrada	69

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1. División textural de las areniscas	104

RESUMEN

Los trabajos de estimulación como parte de las operaciones de reacondicionamiento, tiene el propósito de mejorar las condiciones de las formaciones productoras cuya producción no es la suficiente. Para recuperar la producción del pozo, un método es la acidificación de la formación, fundamentado en las propiedades del ácido clorhídrico y un grupo de productos químicos seleccionados para limpiar la formación.

Los daños ocasionados en el pozo por el influjo de lodos de perforación, por la lechada de la cementación y programas de cañoneo, así como el depósito de parafinas y finos en fondo del pozo, por el arrastre de las partículas en los fluidos desplazantes, los cuales generan la alteración en las condiciones de la formación. La reducción del espacio poral por la obstrucción de las partículas desplazadas a lo largo de los canales existentes, disminuye la permeabilidad, por el taponamiento de los espacios porosos intercomunicados entre sí y también por los depósitos de entre otros.

En las formaciones petrolíferas pueden producirse daños, tanto superficiales como profundos que afectan la producción; con las soluciones ácidas en la mayoría de casos mejoran la permeabilidad original, optimizando el flujo de fluidos a la zona productora.

Las concentraciones de soluciones ácidas, se agregan al agua en las proporciones necesarias para obtener las concentraciones adecuadas, además se agregan inhibidores de corrosión, agentes demulsificantes, y otros productos químicos para controlar los problemas de escala y deposición de parafinas.

El equipo utilizado para el proceso consiste en unidades de bombeo, tanques de mezcla para soluciones ácidas y demás fluidos.

Analizando los datos obtenidos de la prueba de producción, el caudal de petróleo es 795 BPPD ocasionando un aumento de 465, por lo cual se puede decir que se cumplió con el primer objetivo del tratamiento de estimulación matricial, por lo que se concluye que se cumplió con el objetivo, resultado que es satisfactorio.

En conclusión, el resultado del tratamiento es satisfactorio por que se cumplieron los objetivos propuestos para el trabajo de estimulación, además en la evaluación de la operación, normas y procedimientos se dieron resultados satisfactorios.

ABSTRACT

Stimulation work as part of workover operations, intended to improve conditions of producing formations whose production was not enough. To retrieve the production from the well, a method is the formation stimulation, based on the properties of the hydrochloric acid and a group of selected chemicals for cleaning the formation. Any damage caused in the well by the influx of drilling muds, the cement slurry and perforate programs as well as the deposit of paraffin and fines at bottom of the well, by dragging the particles in desplazantes fluids, which generate the alteration in the conditions of the pay zone. Poral space reduction for obstruction of particles displaced in existing channels, space reduction reduces permeability, plugging porous spaces interconnected among them and also deposits of among others.

In oil production formations damages can occur, both surface and deep that affect production; acidic solutions in most cases improves the original permeability by optimizing the flow of fluids to the producing area in oil formations. Concentrations of acid solutions, are added to the water in the proportions necessary for appropriate concentrations, also adds desmulsificantes, agents, corrosion inhibitors and other chemicals to control the problems of scale and paraffin deposition.

The equipment used for the process consists of pumping units, fluids tanks to blend acid and other solutions.

Analyzing the obtained data from production test, oil flow is 795 BPPD causing an increase in 465, which can be said that you met the first objective of the treatment of matricial stimulation, therefore concludes that it was met with the objective, which is satisfactory.

In conclusion, I can say that the treatment is successful by that met the objectives proposed for the work of stimulation, also in the assessment of the operation, rules and procedures gave satisfactory results.

1. INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Cuando el problema en el pozo es claramente entendido, antes de comenzar el diseño de la estimulación para garantizar la efectividad del tratamiento, primeramente hay que identificar la causa del problema por lo que el tratamiento es más simple, y menos costoso.

Al mismo tiempo es importante diagnosticar que mecanismos de daño son los más frecuentes, para prevenir el daño de la permeabilidad en la formación durante las operaciones de campo.

El pozo pitón 1 muestra una pérdida de producción de 690 BPD con respecto a la producción anterior de 1020 BFPD. La declinación de la producción ocurre como consecuencia de la profundización del pozo (perforado de 10072 a 10077 pies). Por consiguiente, la bomba sumergible tuvo problemas por falta de fluido y pudo quemarse, por lo que de inmediato es apagada y deciden mover la torre de reacondicionamiento para extraer la tubería del pozo con la ESP y realizar un reacondicionamiento para solucionar el problema de aporte de producción y bajar un nuevo equipo ESP.

1.1 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN

La estimulación de una formación es importante para restablecer y mejorar la producción de un pozo, cuando este ha declinado su índice de producción. El uso de la tecnología permite optimizar la limpieza de la formación por tal motivo es utilizado en operaciones reacondicionamiento de pozos.

Para lograr el cumplimiento de los objetivos de este trabajo teórico-práctico, recurrimos a los análisis de laboratorio para el diseño del programa, los cuales nos proporcionan datos para su análisis y toma de decisiones. El diseño del programa de estimulación, tiene una aplicación concreta y puede mostrar resultados a los problemas ocasionados en el pozo, permitiendo la medición de la eficacia del tratamiento.

1.2 LIMITACIONES DE ESTUDIO

Los resultados que se obtengan a partir del presente trabajo, serán dirigidos exclusivamente a los técnicos del área petrolera, ya sean éstas privadas o estatales, pues la información obtenida se refiere a un programa de ingeniería de servicios, y de los beneficios que éste puede presentar si es correctamente ejecutado.

La información requerida para este trabajo resulta ser de tipo confidencial y, en muchas ocasiones no estará disponible para todas las personas, excepto aquellas que se desempeñen en el área petrolera.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Diseñar y escoger los componentes de los fluidos de estimulación para inyectar a la formación para remover y eliminar las obstrucciones que se estiman pudiese estar presente en la formación y las perforaciones.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar los datos del pozo con el objeto de diseñar el tratamiento de estimulación.
- Realizar un bombeo para Estimulación Matricial

- Limpiar con solventes las perforaciones del pozo.
- Evaluar el resultado del tratamiento de estimulación para confirmar que los cálculos efectuados y los modelos utilizados fueron los correctos.
- Realizar un análisis costo-beneficio del trabajo de la estimulación ejecutada.
- Dimensionar el equipo de levantamiento artificial ESP.

1.5 IMPACTO ACADÉMICO

Este documento podría ser una Guía de Consulta y de Referencia para los Operadores, Estudiantes de Petróleos y Técnicos Petroleros, que deseen profundizar sus conocimientos en el mencionado tema.

1.6 IMPACTO AMBIENTAL

Todas las empresas que se dedican a la explotación hidrocarburífera tienen presente el control ambiental para ello tienen destinado un presupuesto para desarrollar la política ambiental ya que es la preocupación de las gerencias y todo el personal que labora en estas actividades, la protección del medio ambiente siguiendo o cumpliendo con el reglamento ambiental pertinente.

En el departamento de yacimientos y reacondicionamiento trabaja un equipo de personas con una vasta experiencia para desarrollar, este tipo de sistema que ya son usados en otros proyectos de campo petroleros.

1.7 HIPÓTESIS

Si la formulación química es la adecuada, el trabajo de estimulación a la matriz de la formación y a las perforaciones será positivo consecuentemente, se logrará remover los materiales taponantes que obstruyen el flujo y recuperar considerablemente la producción del pozo mediante el sistema ESP.

1.8 METODOLOGÍA

Este documento se enfoca dentro de un diseño explicativo-observacional. Se realizará basándose en estudios bibliográficos, investigativos y de campo.

2. MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

Aquí se especifica las características para el estudio del reservorio.

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

Se considera a un reservorio como un cuerpo de roca porosa y permeable, que contiene petróleo, agua y gas, a través del cual los fluidos pueden moverse hacia las perforaciones de recuperación, bajo la presión existente.

Todos los espacios porales intercomunicados dentro de la formación productiva son propiamente una parte de la roca que puede incluir varios estratos individuales. La mayoría de los reservorios son hallados en rocas de areniscas o carbonatos, aunque los conocedores del tema, revelan que ha habido una limitada producción en esquistos y rocas ígneas.

El estudio del reservorio para este trabajo, se limita a las características físicas relacionadas a la constitución de las mismas y sus relaciones con los fluidos que las mojan.

2.1.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS

De entre las características litológicas se tiene:

2.1.2.1 Cuencas de Sedimentación

Se define una cuenca como depresiones extensivas donde admiten la deposición de sedimentos en superficie, las cuales pueden alojar grandes

espesores de sedimentos. Los sedimentos son fragmentos de roca disgregada en pequeños fragmentos de roca clásticos por efectos mecánicos, como el viento o el agua y químicos por minerales solubles; transportados a la cuenca por efecto de la gravedad, agua o viento, los cuales se sientan en el piso de la cuenca formando lechos de agua saturada de arena y arcilla.

En el país, tenemos cinco cuencas sedimentarias, así: Cuenca del Pacífico, del Azuay, del Guayas, de Esmeraldas y la del Oriente.

2.1.2.2 Formación de la Cuenca Oriental Ecuatoriana

Por importancia, tenemos las siguientes formaciones:

Orteguaza

Tiyuyacu

Basal Tena

Napo y

Hollín.

2.2 LOS DAÑOS DE FORMACIÓN

Las operaciones de campo, como la perforación, completación, reacondicionamiento, producción y estimulación, son los orígenes del daño a la formación y en consecuencia la disminución parcial y a veces total de la producción del pozo.

El diagnóstico de los problemas de daño, están comúnmente asociados al movimiento y taponamiento por finos (sólidos), reacciones químicas del fluido con subproductos de la misma formación y asociadas con la presión y temperatura de la formación del pozo.

El control del daño de formación, requiere oportunos diseños de fluidos de tratamiento por compatibilidad química y estricto control de calidad, de las propiedades físicas y químicas del fluido durante el tratamiento. Una zona de permeabilidad reducida de unas pocas pulgadas, es llamada como poco daño o pozo dañado, y es originado durante la perforación de pozos nuevos, u operaciones de reacondicionamiento; de igual manera, una zona de permeabilidad reducida de algunos pocos pies, es llamado como daño moderado o daño profundo, y es originado por la invasión de fluidos durante la cementación o completación; la zona de permeabilidad alterada o reducida es comúnmente referida como factor de skin. Para efecto de cálculos de daño de formación.

Como consecuencia de una reducción de la permeabilidad en el contorno del pozo, ocasiona una baja presión de flujo en el fondo del pozo que causa los siguientes fenómenos:

- (a) baja permeabilidad natural alrededor del intervalo considerado.
- (b) caminos de comunicación inadecuados desde el interior de las paredes del pozo a la formación productora.
- (c) obstrucciones por sólidos insolubles.
- (d) baja permeabilidad efectiva debido a bloques de agua o bloque de emulsión y,
- (e) baja permeabilidad absoluta debido a la presencia de material precipitado cementador dentro del espacio poral.

2.2.1 Elementos del Daño

Los daños pueden presentarse solos o combinados; y se pueden originar en distintas formas: (a) taponamiento por sólidos; (b) bloqueo de agua; (c) hinchazón de las arcillas; y (d) migración de finos.

2.2.1.1 Daño durante la Perforación

Durante la perforación, las formaciones están expuestas a una serie de fluidos y operaciones que afectara fuertemente la capacidad de producción del pozo. Durante la perforación, el fluido de perforación contiene fluido contaminado o un alto contenido de arcilla bentonitica y por la alta presión en la columna del fluido de perforación, produce una enorme filtración al reservorio que puede tener los efectos de daño por filtrado y daño por sólidos del fluido de perforación

2.2.1.2 Daño por Filtrado

Ocurre por el hinchamiento o migración de las arcillas; las arcillas, esquistos y matrices arcillosas son más estables cuando son expuestas a iones de potasio; los fluidos de perforación base agua con potasio, son menos sujetos al daño de filtrado por agua fresca; cuando hay formaciones extremadamente sensibles al agua; los fluidos de perforación base aceite son los mejores fluidos.

2.2.1.3 Daño por Sólidos del Fluido de Perforación

La penetración de sólidos del fluido de perforación dentro de los poros de la formación es usualmente menos profundo que la penetración por filtrado; el daño por sólidos del fluido de perforación depende de la distribución del tamaño del poro en la formación, la distribución del tamaño de las partículas en el fluido de perforación, y a la sobre presión en el borde del pozo.

Los técnicos en la materia, recomiendan que para evitar estos daños, se debe diseñar fluidos de perforación que los sólidos se depositen en el frente de la formación como una costra, con un poco de invasión en los intersticios de la roca por partículas del fluido para formar una costra interna, de tal forma que si la costra del borde de pozo es removida por medios mecánicos

o hidráulicos, esta costra interna restringe el ingreso de fluidos o sólidos o una pequeña fracción de la roca.

2.3.1.4 Daño durante la Cementación

Al ingresar la parte líquida de la lechada se produce un daño por filtrado del cemento, que afecta la permeabilidad de la formación por: (a) hidratación del cemento a la súper saturación de cal seguida por re cristalización, depositándose en los espacios porosos; (b) reacción de la cal en los filtrados con silicio en la formación, precipitando como hidróxido de calcio o formas de silicato de calcio, un componente cementante.

Cuando se usa agentes de control para pérdida por filtrado en la lechada, reduce el filtrado y por ende el daño de formación durante las operaciones de cementación.

2.3.1.5 Daño durante el Punzonado

También llamado cañoneo, provoca la apertura de la roca de la formación al reservorio; el uso de un cañón débil para cañonear un intervalo productor, puede resultar un fracaso en el intento de la apertura de la zona productiva, si el disparo es hecho en un fluido conteniendo sólidos, como los fluidos de perforación; o con una presión alta en el borde de pozo que la presión de formación, debido al fluido de matado, los cuales ingresarán y taponarán los punzonados.

La densidad de disparos, es el número de punzonados por pie de arena productora; los efectos de penetración y densidad de disparo en la formación son a una baja densidad de disparo tiene pocos punzonados pero profundos, ocasionando una zona de daño de unas pocas pulgadas; por otra parte, una alta densidad tiene mayor punzonados, poco profundos o superficial disminuyendo la zona de daño.

2.3.1.6 Daño durante la Producción

Aunque las tasas de producción, normalmente declinan con la delegación natural del yacimiento; la declinación acelerada por taponamiento de la formación durante la producción, puede ocurrir cuando se utiliza sistemas de levantamiento artificial como el bombeo electro-sumergible donde podemos incrementar la tasa de recuperación; una alta tasa de producción produce daño porque la movilidad de los fluidos arrastra los finos taponando el espacio poral.

Otros inconvenientes son ocasionados debido a las características del fluido producido y a condiciones secundarios del yacimiento así:

2.3.1.6.1 Deposición de escalas Inorgánicas

Las restricciones de la productividad del pozo por deposición de escala puede ocurrir en los poros de la formación en el borde del pozo o en el equipo de producción; cuando dos fluidos contienen varios aniones y cationes mezclados, pueden vincular juntamente sustancias que son insolubles resultando en un precipitado sólido que cae fuera de la solución, ocurrido en los espacios porales. Información técnica de BJ SERVICES COMPANY señala que la composición química de los depósitos de escala, son depósitos de carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4). Explica que los mencionados depósitos se forman principalmente por el cambio de condiciones en el reservorio, durante la producción o inyección de fluidos en el pozo (recuperación secundaria), la variación de la presión y temperatura o por la mezcla de diferentes salmueras.

Cuando los depósitos de escalas inorgánicas ocurren en la cara de la formación no solo reduce la producción, pierden su eficiencia y eventualmente determinan sus fallas.

Las incrustaciones se forman en la tubería de producción, cabezal de pozo y líneas de flujo; reduciendo considerablemente el diámetro interior de la tubería de producción.

El tratamiento para la eliminación de las escalas, es elegido luego de haber tomado una muestra de la incrustación, y haberla identificado, se selecciona un tratamiento químico de acuerdo a la muestra.

2.3.1.6.2 Deposición de Escalas Orgánicas

BJ SERVICES menciona, que los llamados depósitos de parafina, son mezclas de hidrocarburos saturados de alto peso molecular; normalmente consiste de la mezcla de hidrocarburos saturados de alto peso molecular; normalmente consiste de la mezcla de hidrocarburos de cadenas largas y ramificadas, resinas y materiales asfálticos, su consistencia está entre blandos y pegajosos a duros y quebradizos, son generalmente de color negro a colores más claros.

Las parafinas no son solubles ni dispensables por la mayoría de hidrocarburos crudos, y son resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes; estas pueden precipitar en el pozo, cerca de la cara del borde de pozo, o en los espacios porosos de la formación; además de acumularse en tuberías de producción, líneas superficiales de flujo y equipos de almacenamiento.

Las causas para el daño orgánico insoluble en ácido, son: (a) El enfriamiento termodinámico donde los fluidos de formación llegan al punto de rocío con insuficiente temperatura de fondo; (b) El uso de fluidos de perforación a base de hidrocarburos alifáticos. Pueden producir precipitación de asfáltenos; (c) Los filtrados de alto potencial de hidrógeno (PH) pueden alterar el electrolito de doble ligadura que estabiliza a los asfáltenos; (d) Las salmueras con alto

contenido de cloro pueden producir ramificación de parafinas y asfáltenos. (HOUCHIN, 1992).

Bajo las condiciones de presión, temperatura y composición del crudo, la parafina permanece en solución, pero a medida que el crudo se dirige a la superficie, puede disminuir la solubilidad de la parafina, debido al cambio de temperatura del crudo; su punto de escurrimiento sube y continúa así hasta el límite de la capacidad de solución del crudo; cuando el crudo se enfría más bajo que el punto de fusión de la parafina, esta se cristaliza y forma una cera sólida, este cambio ocurre a una temperatura aproximada de (124°F) grados Fahrenheit; aunque puede variar con amplitud en diferentes yacimientos.

Los métodos comúnmente conocidos, en la eliminación y control de los depósitos de parafina son (a) térmicos, mediante la utilización de vaporizadores portátiles los cuales calientan parcialmente el crudo; (b) mecánicos, usando raspadores para limpiar la tubería de producción generalmente se baja con cable; (c) Solventes, que se inyectan en el pozo, líneas de flujo para evitar que la cera se deposite.

2.3.1.6.3 Problemas de Corrosión

La producción de muchos pozos de petróleo, presentan características corrosivas; que no se debe solo a la composición química de los fluidos producidos, sino también a los trabajos de reacondicionamiento en los que intervienen ácidos, agua salada; que contribuyen a corroer o acelerar el deterioro de tuberías, además de la oxidación ambiental a la que están sometidas.

La presencia de un alto contenido de agua en un pozo y su rango de salinidad en el agua; con más de cincuenta mil partes por millón (ppm) es

moderada a altamente corrosiva, además si se tiene un corte de agua (BSW) sobre el 45% aumenta la corrosión.

2.3.1.6.4 Problemas de Agua de Formación

La producción de agua de formación conjuntamente con la producción de petróleo es costosa, debido al tratamiento para su reinyección a una arena.

El agua que fluye hacia el yacimiento de petróleo está regida por algunos factores:

(a) Diferencia de presión entre yacimiento y el acuífero, (b) espesor y permeabilidad de arena; (c) fracción del yacimiento que está a la entrada del agua. Si el caudal del yacimiento es más grande que la rata de avance del agua, la presión del yacimiento disminuye; creando caídas de presión en la arena uniforme, ocasiona conificaciones del agua hacia el intervalo de completación, en arenas estratificadas, en la entrada de agua a través de las fajas de alta permeabilidad hacia el pozo, aunque este lejos del contacto agua-petróleo, entonces la producción del agua continua por la reducida permeabilidad relativa al petróleo creada por la saturación de agua.

Visto desde el punto económico, la producción de agua prematura, obliga el uso de un sistema de levantamiento artificial con la cantidad de grandes volúmenes de agua para obtener la misma cantidad de petróleo, incrementando los costos.

El uso de aditivos químicos a base de polímeros puede reducir efectivamente la permeabilidad al agua, mientras la permeabilidad relativa al petróleo es aumentada, restringiendo el flujo de agua en cualquier tipo de formación.

2.3.1.7 Daños durante el Reacondicionamiento (Workover)

Los trabajos de reacondicionamiento tienen el propósito de rehabilitar y mejorar las condiciones de las formaciones productoras cuando estas han dejado de producir o su producción es escasa.

Los trabajos de reacondicionamiento se clasifican en:

- (a) trabajos de estimulación, como la codificación matricial y el fracturamiento hidráulico.
- (b) trabajos de reparación, como cementaciones forzadas, empaques de grava, re cañoneo.
- (c) trabajos mecánicos, como operaciones de pesca, y completaciones.

Los trabajos de reacondicionamiento, utilizan fluidos para control del pozos, usualmente a base de salmueras; pero la calidad de los fluidos de matado, son extremadamente variables debido a que los fluidos de limpieza tienen que ser transportados de una locación o campo a otro en carro-tanques, mezclándose con sólidos finos, crudo emulsionado, aditivos químicos, compuestos precipitados orgánicos e inorgánicos y agua que es incompatible con la formación; todos ellos son orígenes de daño de la permeabilidad de la formación, además que tienden a óleo humectar la formación.

2.3.2 LOS ORÍGENES DE DAÑOS OPERATIVOS MÁS COMUNES

2.3.2.1 Daño durante la Acidificación

El taponamiento de los poros de las areniscas al acidificarlas con productos a base de flúor, reaccionan con los minerales producto de calcio y sodio, en forma de precipitados insolubles, además la reacción con las arcillas y el

sílice del material cementante después de la disolución por la acidificación tiende a precipitar en los espacios porales; se debe usar pre flujos para remover el calcio y otras sales que son solubles al ácido a base de flúor, con ácidos a base de cloruros; de similar forma al final del tratamiento se debe fluir similar fluido de ácido para mantener un potencial de hidrogeno (Ph) bajo, para prevenir la precipitación.

La liberación de sólidos durante la acidificación puede originar dos potenciales daños de formación, (a) movimiento de los finos desprendidos en las paredes del pozo y su posterior taponamiento en la formación; (b) estabilización de las emulsiones agua-petróleo mediante un post-flujo, que limpie solo los hidrocarburos; la estabilización de los finos se lo realiza con agentes químicos que puedan ser usados después del tratamiento para ayudar al retorno de los finos liberados.

Las consideraciones por la temperatura, en general pozos de alta temperatura mayor a ciento ochenta grados Fahrenheit en el fondo pueden ocasionar:

(a) Potencial ataque de ácido.

(b) Daño de la humectabilidad por los químicos surfactantes.

(c) Reducción de la permeabilidad cerca del borde de pozo, debido a la disminución de la resistencia la compresión; por la alta velocidad de reacción del ácido debilita el cemento de la matriz.

(d) La proliferación de bacterias por uso de salmueras como fluido de matado.

2.3.2.2 Daño por incompatibilidad Química

Conociendo que la compatibilidad química de los aditivos, es una consideración importante, en los tratamientos químicos a la formación; como los inhibidores de corrosión, reductores de fricción, retardadores de fraguado, desinfectantes, entendedores, entre otros químicos; que puedan estar presentes al mismo tiempo, entonces para el diseño de un tratamiento es importante, la profundidad temperatura y compatibilidad del químico a un fluido dado.

Las precipitaciones causadas por incompatibilidad química, es un origen de daño, si colocamos en un tratamiento de acidificación un aditivo para inhibir la corrosión catiónica; y un aditivo retardador aniónico, combinado con un ácido a base de cloruros, los cuales reaccionan y forman unas gomas, precipitando y acumulándose en los espacios porales; además de la pérdida de las propiedades de los aditivos. Este problema se debe evitar por medio de un análisis de laboratorio bajo condiciones de yacimiento; otro problema es cuando el equipo de tratamiento y la tubería esta sucia con grasas, solventes, entre otros; cuando se está circulando el flujo de tratamiento se mezclan acarreado sedimentos y sólidos.

2.3.2.3 Daño durante el Fracturamiento Hidráulico

La teoría del fracturamiento hidráulico, es forzar un fluido denso a presión superior del punto de fractura de la roca, con el propósito de crear fisuras o fracturas para incrementar la producción; en las fisuras se coloca un material de sostén, el cual evita que la fisura se cierre; podemos tener un potencial daño, si se descuida la calidad del fluido de fracturamiento; debido a los sólidos y sedimentos suspendidos en el fluido; para fluidos a base de agua-gel, el flujo de residuos de gel, aditivos químicos, finos desprendidos por la fractura, se pueden depositar en el espacio intersticial del agente sostén, taponando los canales de flujo.

El diseño del fluido de fracturación puede ocasionar, incompatibilidad con los fluidos del pozo, y formar emulsiones estables con los fluidos de tratamiento; que no sea fácilmente recuperable cuando se termine la operación.

2.3.2.4 Daño durante el Control de Arenas

Estas arenas producen problemas específicos como llenado del pozo, taponando el hueco completamente, reduciendo los espacios porosos y la migración de granos de arena que pueden taponar los poros de la formación, reduciendo la permeabilidad efectiva.

Problema ocasionado por la falta de compactación y cementación entre los granos de arena existentes en la formación; producida por el paso del fluido a través de ellos, se pueden considerar las siguientes causas; (a) fluido altamente viscoso y con elevadas tasas de flujo; (b) disolución del cemento intersticial entre los granos de la matriz; (c) reducción de la fuerza capilar; todas las causas están relacionadas con daños ocasionados a la permeabilidad original.

2.3.3 OTROS DAÑOS DE FORMACIÓN

Determinado como el daño que no taponar, el cual se genera por el cambio de permeabilidad relativa o por cambio de las condiciones entre las interfaces entre dos fluidos; este tipo de daño puede estar a varios pies del borde del pozo, y usualmente es menos grave que el daño por taponamiento de sólidos, por lo tanto los productos químicos de tratamiento pueden alcanzar fácilmente la zona afectada. Según BJ SERVICES (14) cita como los más representativos:

2.3.3.1 Bloqueo por Agua

También denominado como bloqueo acuoso, debido a la elevada tensión superficial del agua y puede ser muy difícil de romper, se presenta en formaciones de baja permeabilidad en donde el flujo de fluidos es restringido; estos bloqueos ocurren cerca del borde de pozo y solo se extienden a unas pocas pulgadas en la formación.

2.3.3.2 Bloqueo por Emulsiones

Es una mezcla forzada de dos líquidos inmiscibles, en el cual un líquido permanece disperso en el otro; la viscosidad de la emulsión está determinada por el porcentaje reactivo de la fase dispersada y la viscosidad de la fase externa; a la mayor viscosidad de la emulsión puede bloquear el flujo de fluidos en la zona permeable.

2.3.4 DETECCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

La primera indicación que un pozo, necesita atención se refleja en la producción diaria del mismo; una caída de la rata de producción diaria del mismo; una caída de la rata de producción indica que se presenta un problema en pozo, una determinación de la naturaleza del problema debe tomarse después de haber estudiado los registros de pozo y realizado los análisis de laboratorio.

2.3.4.1 Los Síntomas más comunes del Daño de Formación

Los síntomas más comunes son los siguientes:

Disminución en la producción de petróleo crudo, la disminución es más significativa si es repentina y substancial.

Presencia de parafinas o incrustaciones de carbonatos en la tubería de producción, el cabezal del pozo y la línea de flujo hacia la estación.

El aumento de la producción de gas (GOR) con respecto al volumen de petróleo producido.

El aumento de la relación agua – petróleo (WOR)

Cambio de la gravedad específica del petróleo (SG)

Producción de cantidades grandes de arena en el petróleo.

2.3.5 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El análisis del sistema productivo real se completa con la descripción de caída de presión desde el fondo de pozo, hasta la superficie, el propósito es interpretar los datos del pozo y efectuar un pronóstico del potencial del mismo con el fin de diseñar un tratamiento de estimulación adecuado, para esto se involucra el uso de técnicas de análisis de presión transitoria.

2.3.5.1 Análisis de Laboratorio

Los análisis de laboratorio según TASSBENDER, son análisis cualitativos y cuantitativos de la composición de una muestra, permite su descripción y caracterización (TASSBENDER, 1982), así como para la identificación de sus propiedades, podemos citar los siguientes análisis:

2.3.5.2 Análisis Químico Elemental

El análisis químico elemental se practica a fin de caracterizar químicamente una roca. Para calcular cantidades totales de elementos; de manera general se determina en el análisis químico total los siguientes elementos o valores; Óxido de silicio (SiO_2), Óxido de Aluminio (Al_2O_3); Óxido de Calcio (CaO); óxido de Potasio (K_2O); Óxido de Sodio (Na_2O).

2.3.5.2.1 Análisis Químico Elemental de Rocas

Los valores se calculan referidos generalmente a una muestra seca, no incluye humedad (H_2O)⁻, en agua de constitución (H_2O)⁺.

Casi todos los componentes de las areniscas son silicatos insolubles y a través de su fusión con el carbonato forman silicatos solubles de sodio y/o potasio lo que factible la determinación de cada uno de los elementos de la muestra.

TASSBENDER describe estos métodos que se basan en que cada elemento químico al ser activado por rayos de luz, emiten rayos secundarios, cuya longitud de onda es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del número atómico del elemento; los rayos secundarios producidos; se registran electrónicamente, después de pasar por un cristal analizador y de acuerdo a valores encontrados en sustancias patrón, se determina las cantidades totales de los elementos constituyentes de una roca.

En el cálculo de la composición se hacen correcciones considerando los valores de emisión de las sustancias de impregnación de la muestra, y el tamaño de las partículas.

2.3.5.2.1.1 Identificación de Escalas Inorgánicas

El análisis químico a base de una solución se ácido hidroclicóric (HCl) donde se coloca la muestra, y la escala es descompuesta y disuelta con una reacción efervescente, luego puede ser determinado por métodos de precipitación, sin embargo este análisis es para cada componente químico específico. (BJ Services, 1993)

El método más rápido de identificación es la difracción de rayos X, donde una emisión de rayos X sobre la muestra y cada componente químico en la

muestra refracta el rayo, lo que permita calcular la distancia entre los planos atómicos; la cual es una manera característica que permite la identificación de la deposición inorgánica.

2.3.5.2.1.2 Análisis para Identificación de Escalas Orgánicas

El análisis se realiza para determinar el contenido de asfáltenos, resinas asfálticas y concentraciones de parafinas; para la identificación de muestras de campo, una corriente de flujo de crudo la cual deposita el 0,001% de su volumen como un sólido puede rápidamente, taponar la tubería de producción, los ensayos de laboratorio en el petróleo crudo no pueden detectar confiablemente esta inestabilidad; Sin embargo, la exanimación de los depósitos, inmediatamente identifica el problema como ceras, asfáltenos; usualmente dos ensayos son suficientes para hacer una identificación positiva del depósito orgánico; según (BJ SERVICES, 1993), Estos son el ensayo de ignición sobre una llama abierta, el ensayo de solubilidad, el ensayo de ignición es usualmente el mejor de los dos métodos.

En el ensayo de ignición, se coloca sobre una placa de porcelana una muestra del depósito, la placa se coloca bajo el mechero, se ajusta la llama a una pequeña flama suave y azul, luego se pasa la flama atravesando una vez la parte superior de la muestra rápidamente; si la muestra es predominante cera, instantáneamente se disolverá y rápidamente se re-solidificará; si la muestra es predominantemente asfáltenos retenido juntamente con crudo pesado, habrá mucho menos escurrimiento, en los bordes de la muestra se disolverá y se re-solidificará a una superficie pulida como un espejo de color negro.

En el ensayo de solubilidad, se coloca una muestra del depósito en un solvente como Clorito de metileno ó xileno, si la muestra va dentro de la solución rápidamente, no es cera; si el solvente oscurece su color, con un pequeño cambio que es visto en la muestra, se debe intentar una segunda

prueba en kerosene, al calentarla debe dar una disolución entonces la muestra es cera.

2.3.5.3 Análisis para Identificación de Corrosión

El análisis (BJ SERVICES, 2003), para determinar el grado de corrosión en la tubería de producción, el revestimiento u otro equipo, se lo realiza, cortando una parte de la tubería o equipo, como muestra, la cual podemos determinar sus medidas, para realizar el análisis del grado de corrosión mantenida por ácidos u otros fluidos, según CASTRO (20) podemos realizar una prueba colocando la muestra en el fluido corrosivo presente en el pozo como Dióxido de carbono (CO_2) o sulfuro de hidrógeno (H_2S), preferible trabajar con el dióxido de carbono, ya que el sulfuro de hidrógeno es altamente peligroso; o el sistema de ácido a ser usado es un tratamiento, junto con un inhibidor de corrosión.

Determinando la rata de corrosión en libras masa por pie cuadrado (lb / ft^2) por día; esta unidad describe que está pasando en un instante o determinado tiempo, esta medida usualmente no es igual durante un tratamiento de estimulación ácida; por lo tanto esta medida no puede ser usada para predecir cuánto peso perderá durante un tratamiento.

Conociendo las dimensiones de la muestra, se pesa y coloca dentro de la solución ácida de prueba, la reacción química entre la solución y el material de la muestra hace que se desprendan pequeñas partículas del material, la cual es directamente proporcional al tiempo; el peso perdido medido en libras por pie cuadrado (lb/ft^2) se controla diariamente, determinando la rata de corrosión; la pérdida de peso por corrosión normalmente aceptada es $0,05 \text{ lb}/\text{ft}^2$.

Debido a que incrementa la reacción se realizan correcciones en los cálculos de la rata de corrosión por altas temperaturas en el fondo de pozo, sobre los 200°F,

Las concentraciones del ácido, debido a que un ácido con fuerza superior al cinco por ciento, incrementa la rata de corrosión sobre el treinta por ciento.

3. METODOLOGÍA

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

De entre las propiedades de los fluidos de tratamiento se puede detallar:

3.1 POTENCIAL DE HIDRÓGENO

El potencial de hidrogeno (pH) es una medida del grado de acidez de un líquido en solución acuosa, permite medir la concentración de los protones transferidos desde el ácido al agua (base); el equilibrio de una reacción depende de la temperatura, a cada temperatura le corresponde un grado de disociación o diferentes concentraciones de protones, por ende diferente valor de pH.

Halliburton, BJ Services yDowell – Schlumberger, coinciden y mencionan que en la estimulación de pozos, es importante mantener el grado de acidez o pH bajo para evitar los precipitados de sedimentos orgánicos insolubles, además inversamente al mantener un pH bajo genera un ataque corrosivo; por esta razón el diseño del sistema de ácido, debe ser controlado el grado de acidez según el trabajo y la condición del pozo.

Tabla 3.1 Clasificación potencial de hidrógeno PH

CONCENTRACIÓN HIDROGENIÓNICA PH	POTENCIAL
0 - 3	Fuertemente Ácida
4 – 6	Débilmente Ácida
7	Neutra
8 – 10	Débilmente Básica
11 – 14	Fuertemente Básica

(BJ SERVICES COMPANY)

3.1.1 FUERZA DEL ÁCIDO Y VELOCIDAD DE REACCIÓN

La fuerza del ácido concentrado, puede ser exactamente conocida en comparación con la concentración de otros ácidos preparados; usualmente el ácido clorhídrico está disponible a veinte grados Baume, otros ácidos están disponibles en concentraciones sobre los veinte y tres grados Baume. La gravedad Baume es un sistema de medida en peso de un fluido sobre la gravedad específica; la gravedad específica (SG) puede ser transformada a grados Baume (Be°).

La velocidad de reacción significa el tiempo que debe transcurrir para que la reacción química se haya completado. Se considera completa la reacción cuando se debe por una parte a que la reacción progresa muy lentamente cuando la concentración llega a un grado muy bajo, y por otra porque es deseable que la solución se mantenga con un pH bajo; la temperatura y la presión son factores que afectan la velocidad de reacción, la velocidad aumenta con la temperatura y disminuye con la presión, excepto con el ácido fluorhídrico, en que la velocidad de reacción aumenta con la presión; según la aplicación que se le dará a la solución ácida se necesita mayor o menor velocidad de reacción. (ROSS , 1997)

3.1.2 FLUIDOS DE TRATAMIENTO ÁCIDO

Todo ácido al disociarse lo hace total o parcialmente; este fenómeno de disociación, puede crear tres tipos de acidez; (a) acidez real o la cantidad de iones de hidrógeno (H_2) disociado; (b) acidez potencial o la cantidad de iones que permanecen en la estructura molecular del ácido; (c) acidez total o cuando se neutraliza el ácido con una base.

Se debe mantener la compatibilidad entre la solución de tratamiento y los fluidos de formación, para no generar más daño a la misma, hay que

comprobar la solubilidad del ácido en la formación para determinar su efectividad.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS ÁCIDOS SEGÚN BJ SERVICES

3.2.1 ÁCIDOS INORGÁNICOS

Compuestos que son imposibles obtener un estado libre, aunque pueden obtenerse disoluciones concentradas de los mismos, se obtiene quemando hidrogeno en atmósfera de cloro o flúor, o destilándolos con ácido sulfúrico (H_2SO_4) concentrado, teniendo:

3.2.1.1 Ácido Clorhídrico (HCl)

También llamado ácido muriático, gas incoloro, muy ácido, de olor irritante y muy soluble en agua; aunque el gas seco de ácido clorhídrico no es corrosivo, la solución acuosa del mismo reacciona con todos los metales comunes y compuestos de hierro, compuestos de carbonato de calcio y magnesio; el ácido clorhídrico se torna en un tono amarillento cuando se contamina con compuestos de hierro o sustancias orgánicas.

Entre sus características posee una alta velocidad de reacción en formaciones de caliza y dolomita; no forma precipitaciones insolubles; debido a su forma de obtención puede derivar en otros dos ácidos que raramente son usados, el ácido sulfúrico (H_2SO_4) que precipita sulfatos insolubles y ácido nítrico (HNO_3) que forma gases venenosos durante la reacción.

3.2.1.2 Ácido Fluorhídrico (HF)

Se presenta como un líquido incoloro, ya sea en forma anhidra donde es fumante y corrosivo, o en solución acuosa como es usado actualmente; a causa de su bajo punto de ebullición, setenta grados Fahrenheit, en la forma

anhidra, que generalmente es inferior a las temperaturas a la cual es transportado y bombeado; debe mantenerse en container especiales presurizados cuando es usado en esta forma.

El ácido fluorhídrico, ataca sílice y silicatos, tales como vidrio y concreto, también ataca caucho, cuero, ciertos metales tales como hierro fundido y varios materiales orgánicos; además se utiliza para el análisis químico de rocas y minerales.

En la estimulación de pozos, el ácido fluorhídrico es comúnmente usado en combinación con el ácido clorhídrico; las mezclas de los dos ácidos pueden ser preparados diluyendo mezclas de los ácidos concentrados con agua o agregando sales de flúor al ácido clorhídrico, las sales de flúor dejan libre el ácido fluorhídrico cuando son disueltas en ácido clorhídrico.

Las concentraciones de ácido fluorhídrico en soluciones de ácido clorhídrico, pueden variar del 0,5% al 9%; el ácido fluorhídrico es venenoso, solo o mezclado debe ser manejado con sumo cuidado.

3.2.2 ÁCIDOS ORGÁNICOS

Son compuestos de carbono, hidrogeno y oxigeno en donde el hidrogeno presenta propiedades ácidas, obteniendo por la oxidación aldehídos (-CHO), al sustituir el hidrogeno por el grupo oxidrilo (OH), obteniendo el grupo carboxilo (COOH), teniendo.

3.2.2.1 Ácido Acético (CH₃COOH)

Este ácido orgánico incoloro y soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de los solventes orgánicos, aunque mezclas de ácido acético con agua son corrosivas para la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la de ácidos clorhídrico y fluorhídrico (HCL:

HF); considerablemente el ácido acético es usado en superficies de aluminio, magnesio o cromo deben ser protegidas.

También recomiendan su uso cuando el ácido debe permanecer con la tubería de revestimiento por varias horas, como cuando el ácido se utiliza como fluido de desplazamiento en un trabajo de cementación; el ácido acético puro, conteniendo menos del 1% de agua es conocido como ácido acético glacial, debido a la apariencia de hielo de los cristales ácidos.

3.2.2.2 Ácido Fórmico

Siendo el más simple de los ácidos orgánicos, el ácido fórmico (CHOOH); (Z-5), es completamente miscible en agua; en solución forma un ácido más poderoso que el ácido acético.

En la estimulación de pozos petroleros, es más frecuente usarlo en combinación con el ácido clorhídrico, como un ácido retardador para pozos de alta temperatura; el porcentaje de ácido fórmico usado en tales aplicaciones normalmente es del 8% al 10% debido a que el ácido fórmico es versificante, debe ser manipulado con cuidado.

Tabla 3.2 Tipos de Ácidos

NOMBRE DEL ÁCIDO	FÓRMULA	TIPO	PODER REACTIVO
Fluorhídrico	HF	Inorgánico	Fuerte
Clorhídrico	HCL	Inorgánico	Fuerte
Acético	CH ₃ COOH	Orgánico	Débil
Fórmico	CHOOH	Orgánico	Débil

(BJ SERVICES COMPANY, 1993)

3.2.3 VISCOSIDAD

La viscosidad como la propiedad de un fluido para resistir la fuerza tendiente a causar el movimiento del fluido. Debido a que los sistemas de ácido son a base de agua, su viscosidad es generalmente un centi – poise y su comportamiento reológico es como fluidos Newtonianos, con propiedades de flujo fáciles de predecir; cuando son alterados por el agregado de aditivos gelificantes o polímeros, además de combinaciones con hidrocarburos para formar emulsiones viscosas, con el fin de retardar la velocidad de reacción, se transforman en fluidos no – newtonianos cuyo comportamiento reológico es más complejo., (CORRALES, 2008).

3.2.4 PRESIÓN DE FRICCIÓN

Se define como la pérdida de presión o carga por el flujo de agua u otro fluido de tratamiento como resultado de la fricción entre el fluido en movimiento y las paredes del conducto.

La presión de fricción (P_{fa}) de un ácido base agua, como su viscosidad es aproximada a la del agua. Se corrige la desviación con respecto al agua en tratamientos ácidos. Un factor igual al peso específico (S_{Wa}) del ácido y la presión de fricción (P_{fw}) del agua.

$$P_{fa} = S_{wa} * P_{fw} \quad \text{psi}$$

3.2.5 PENETRACIÓN DEL ÁCIDO

La distancia que penetra el ácido en la formación, está determinada por la velocidad del flujo del ácido, el régimen de pérdida de fluido en la formación y el régimen de reacción del ácido con la formación.

La máxima penetración del ácido activo se logra cuando el primer incremento del ácido inyectado ha sido completamente consumido o deja de reaccionar a medida que posteriores incrementos de ácido activo continúan su reacción con la formación no penetra más allá, desde el borde del pozo que el primer incremento de ácido.

3.2.6 TENSIÓN SUPERFICIAL

Todas las moléculas de un líquido, excepto las que están en la superficie, son atraídas entre sí por atracción molecular, desde todos los costados, las moléculas de superficie, estando en contacto con aire, gas, vapor, u otros líquidos, están solo parcialmente rodeados por las moléculas del líquido; por lo tanto son atraídos por una sola dirección, hacia el líquido.

En la estimulación es importante debido a la influencia en la formación de emulsiones agua – petróleo, en la remoción de bloques por agua, en la penetración del ácido en materiales porosos como incrustaciones en la dispersión y suspensión de fluidos y en la resistencia de la recuperación del ácido gastado.

Debido a que esto es un fenómeno de la superficie del líquido, puede ser modificado por moléculas de algunos productos químicos orgánicos o agentes tenso activos, los cuales reducen la tensión superficial.

3.2.7 CORROSIÓN

BJ SERVICES Señala que la corrosión de metales del y en el pozo, es un fenómeno que se origina durante el tratamiento ácido, el cual es aceptado siempre y cuando se controle para que no pase de los valores mínimos estándar (0,05 lb/ff²) por día.

En la estimulación con ácido clorhídrico no inhibido, es el más corrosivo y solo unos pocos metales son resistentes a la acción del ácido. Para controlar esta complicación se efectúa mezclas con inhibidores de corrosión.

3.3 ADITIVOS PARA LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO

Habitualmente los fluidos para un tratamiento ácido son modificados mediante otros compuestos químicos que le dan alta viscosidad, baja pérdida de filtrado, baja tensión interfacial, prevención de emulsiones, acciones de retardo, control de las precipitaciones, y otras características que les permite cumplir con ciertas condiciones especiales del pozo en tratamiento.

3.3.1 AGENTES TENSO ACTIVOS

Cuando se unen los líquidos inmiscibles como el agua y el petróleo, se crea una interface que actúa como una película que previene la mezcla de los líquidos; la fuerza necesaria para romper esta película molecular es una medida de la resistencia de la interface o tensión interfacial; generando una emulsión de elevada viscosidad.

Cuando se inyecta una solución ácida en un formación, el movimiento de un fluido a través del otro, hace posible una emulsión, en donde la viscosidad reduce la posibilidad de fluir la solución a la formación, en función de la permeabilidad de la roca, para que esto no suceda se debe agregar reductores de la tensión superficial a la solución ácida el cual disminuye la estabilidad de la emulsión; incrementa la separación entre los fluidos, con ello se reduce la viscosidad a los valores originales; estos productos reductores de la tensión según BJ SERVICES (4) se pueden nombrar:

3.3.2 AGENTES SURFACTANTES

Son productos químicos que tienen la propiedad de disminuir la tensión superficial o interfacial y permite controlar la formación de emulsiones o destruir las que están formadas.

La mayoría de surfactantes pueden estar constituidos en dos partes una parte está hecha de hidrocarburos solubles e insolubles en agua, la otra parte es un grupo soluble en agua; al seleccionarse el tipo y la cantidad del agente surfactante esta determinado para cada caso en particular, porque su acción depende de la características de cada petróleo crudo, en general los surfactantes se dividen en:

3.3.2.1 Agentes Surfactantes de Tipo Aniónico

Son químicos orgánicos cuyas moléculas se ionizan al contacto con el agua, estos surfactantes están siempre en solución acuosa con un ion positivo como, sodio (Na^+), calcio (Ca^{2+}), o potasio (K^+); en donde desempeña la función del fenómeno de tensión superficial; la partícula cargada negativamente o superficie activa es la parte que se orienta a la superficie del líquido o a la interfase entre el agua y el petróleo. Con una terminación soluble en agua.

3.3.2.2 Agentes Surfactantes de Tipo Catiónico

Son químicos orgánicos cuyas moléculas se ionizan en contacto con el agua, sin embargo los cambios son vertidos; la parte cargada negativamente se encuentra dentro de la solución acuosa con un ion negativo como, cloro (Cl^-), grupos oxidrilos (OH^-), yodo (I^-), la partícula cargada positivamente consiste de una parte soluble de petróleo en agua, conteniendo la superficie activa, orientado a la superficie de la interfase.

3.3.2.3 Agentes Surfactantes de Tipo Noiónico

Son químicos orgánicos, cuyas moléculas no ionizan en contacto con el agua, estos surfactantes no poseen carga, por lo tanto tienen terminaciones solubles en agua y solubles en petróleo, obteniendo su solubilidad en agua por la ramificación de una cadena larga de hidrocarburos.

3.3.2.4 Agentes Surfactantes de Tipo Anfotéricos

Este tipo de surfactante puede tener cambios, si la solución es ácida, el Surfactante actúa como un surfactante catiónico. Si la solución es básica, el surfactante actúa como un surfactante aniónico. El uso de este tipo de surfactantes son limitados a inhibidores de corrosión.

3.3.3 AGENTES INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Un tratamiento de estimulación ácida se diseña usando un inhibidor que proteja la tubería. Los inhibidores retardan la velocidad de reacción del ácido con el acero, determinándola en los límites permisibles, los inhibidores actúan interfiriendo la producción de hidrógeno en la región catódica, en vez de ejercer una acción directa con la solución del metal.

3.3.4 LOS INHIBIDORES MÁS INDISPENSABLES SEGÚN BJ SERVICES

Existen varios tipos siendo los siguientes:

3.3.4.1 Agentes Inhibidores Orgánicos

Los inhibidores orgánicos, (BJ SERVICES, 2002), son usualmente una mezcla de uno o más químicos activos; además de algunos químicos auxiliares, como agentes de humectabilidad y solventes, comúnmente consiste de aminas, aminas cuaternarias, sales sulfonatadas, alcohol acetilénico, compuestos de nitrógeno cíclicos; pozos con petróleo agrio y en acidificación

en pozos de petróleo y gas; los inhibidores son largas cadenas de componentes de nitrógeno, que forman una película en las superficies de metal, creando una barrera para la corrosión; la eficiencia de la película depende de la concentración de inhibidor y el tiempo de contacto de la superficie con el metal.

3.3.4.2 Agentes Inhibidores Inorgánicos

Son usados en sistemas de enfriamiento cerrado; solamente un inhibidor inorgánico puede ser usado en la acidificación para humectar la superficie del hierro, una pequeña cantidad de metal de arsénico es depositado como una película porosa, reemplazando a la cantidad de hierro correspondiente que va mezclado en la solución, por lo tanto la superficie del arsénico concentra la reacción y produce el hidrogeno.

3.3.5 AGENTES SECUESTRANTES

Los agentes secuestrantes son usados para controlar la precipitación de depósitos de hierro a partir de la solución del ácido gastado; los secuestrantes previenen la reacción por un determinado periodo de tiempo, estos químicos se pueden clasificar.

Los tratamientos ácidos pueden precipitar hidróxidos de hierro insolubles al agua, producidos a partir de las incrustaciones de sulfuro, hierro, carbonato de hierro, y óxido de hierro, que se encuentran en la tubería de producción y revestimientos; cuando se inyecta una solución ácida disuelve parcialmente cualquiera de las incrustaciones y las transporta a la formación como nuevos compuestos o minerales de hierro.

3.3.6 AGENTES SECUESTRANTES ORGÁNICOS

Los agentes secuestrantes orgánicos, (BJ SERVICES, 2002), son compuestos de iones de hierro ferroso y hierro ferrítico, los cuales son estables y solubles en agua, por composición del hierro.

La reacción hierro – ácido es reducida y su precipitado normal insoluble son inhibidos en la solución del ácido gastado, previniendo la formación de hidróxido férrico sobre los valores de pH aproximados a siete.

Los ácidos orgánicos usualmente son ácidos cítricos, ácidos acéticos, ácidos lácticos, o la mezcla de estos ácidos.

3.3.7 AGENTES SECUESTRANTES REDUCTORES

La función de los agentes secuestrantes reductores es convertir el hierro férrico en solución a hierro ferroso y mantenerlo en estado de oxidación, la eliminación de los iones de hierro previene la precipitación de los hidróxidos férricos; removiendo los iones de hierro, se reduce el riesgo de la floculación y precipitación de asfáltenos. Estos materiales actúan para mantener el pH bajo y retardar la precipitación de componentes de hierro insolubles.

3.4 AGENTES REDUCTORES DE FRICCIÓN

Estos químicos actúan minimizando la cantidad de turbulencias de los fluidos que se desplazan por la tubería. Cuando los polímeros están en estado seco se asemejan a espirales comprimidos, cuando se humectan los espirales se estiran, entonces los polímeros en la solución ácida actúan como una multitud de capas elásticas que suprimen la turbulencia.

La clasificación de los reductores de fricción se lo realiza por su fluido base, usados en la estimulación, así:

- (a) Hidrocarburos, como kerosene, diesel o petróleos crudos, son polímeros no iónicos y geles jabonosos formados en el lugar.
- (b) los acuosos, como agua, salmuera, o soluciones de ácido clorhídrico, los agentes son gomas.

3.5 AGENTES DE SUSPENSIÓN

Estos químicos según BJ SERVICES conservan las partículas finas de arcillas y compuestos silicios, que luego de permanecer taponando la permeabilidad de la formación son removidos después de un trabajo de estimulación ácido efectuado en calizas y dolomitas con impurezas y para posteriormente ser eliminadas de la formación mediante flujo del pozo o bombeo jet. Estos aditivos pueden ser agregados a la mayoría de los tratamientos de solución ácida.

3.6 AGENTES DE CONTROL DE PÉRDIDA DE FLUIDO

Un aditivo controla la pérdida de fluido y confina el ácido activo en los canales de flujo, reduciendo su pérdida por filtrado; esto resulta en una penetración más profunda en la formación con un determinado volumen de solución de tratamiento. Un tratamiento ácido matricial posee una baja viscosidad y un alto régimen de reacción con la mayoría de las formaciones productivas. El ácido por si solo es un fluido muy poco eficaz para obtener una penetración profunda.

3.7 CLASIFICACIÓN DE LOS ÁCIDOS

Los ácidos se clasifican, (ROSS, 1997), de acuerdo a su aplicación y concentración así:

Ácido normal.- El ácido normal está constituido por un 15% de ácido clorhídrico y un agente inhibidor, utilizado en calizas y dolomitas.

Ácido limpiador.- Sirven para limpiar el pozo después de haber terminado la perforación para remover los fluidos de perforación, o después de acidificar el pozo limpiarlo de los ácidos utilizados; usualmente son ácidos clorhídricos o sistemas de ácidos HCL: HF.

Ácido retardado.- Son aquellos en que la reacción del ácido demora un tiempo prudencial en la formación, para aumentar la penetración del ácido no gastado, es recomendado para el tratamiento de formaciones altamente soluble; existen varios tipos de ácidos retardados como:

Ácido retardado gelatinoso. Este ácido tiene una alta viscosidad, debido a esto se necesita mayor presión de inyección, además de mayor tiempo de operación.

Ácido retardado emulsificado. (SRA – 2 Y SRA – 3).- Este tipo de ácido se emulsiona con el agua de inyección o con el agua de formación, permitiendo de esta forma una mayor penetración del ácido en la formación.

Ácido químicamente retardado (SRA – 1).- Es una mezcla de diesel o kerosene, ácido clorhídrico al 15% y un inhibidor de corrosión: Este ácido utiliza químicos que hace que la reacción del ácido se retarde un tiempo específico, usado en acidificaciones matriciales en donde el volumen del tratamiento es grande.

Ácido emulsificado.- son utilizados para que el tiempo de reacción supere al tiempo de desplazamiento debido a su alta viscosidad el régimen reflujo es turbulento y su comportamiento es NO – NEWTONIANO, por este motivo necesita mayor presión de inyección, entre estos está el ácido de lata viscosidad, el cual tiene una baja pérdida de fluido y permite la penetración del ácido no gastado.

Otros ácidos.- Estos tipos de ácidos por su forma de acción no se pueden clasificar en los anteriores. Estos son ácidos no emulsificantes en donde el petróleo no se mezcla con el agua; ácido penetrante o ácido de baja tensión superficial, este ácido contiene surfactante monogámico que logra una tensión superficial, igual a la del hidrocarburo.(B J SERVICES, 1993).

3.8 SISTEMAS DE ÁCIDOS

Los sistemas de ácidos, son mezclas especiales de ácidos requeridos para estimular formaciones; se lo realiza para modificar algunas propiedades de los fluidos de tratamiento.

3.8.1 ÁCIDOS FLUORHÍDRICO Y CLORHÍDRICO (HCL: HF)

Los ácidos son preparados por mezclas de diluentes de los ácidos concentrados con agua o añadiéndoles sales de flúor al ácido clorhídrico; el ácido fluorhídrico reacciona con areniscas, arcillas, limos y fluidos de perforación.

El ácido clorhídrico en estas formulaciones tiene tres propósitos, (ROSS, 1997): Actuar como un convertidor para producir ácido fluorhídrico del cloruro de amonio. Disolver el material del ácido hidroclorhídrico soluble y prevenir el desgaste prematuro del ácido fluorhídrico. Prevenir la precipitación del cloruro de calcio.

3.8.2 ÁCIDOS ORGÁNICOS Y CLORHÍDRICOS

Los ácidos acético (Z-1) y fórmico (Z-5) con el ácido clorhídrico, se utiliza como alternativa entre la gran capacidad de disolución del ácido como una acción retardada (DR).

El ácido acético es utilizado en concentraciones del 5 al 20% el ácido fórmico se encuentra entre los ácidos acético y clorhídrico, normalmente se usa en concentraciones menores del 10%.

3.8.3 ÁCIDOS CLORHÍDRICOS Y METANO

Es una mezcla de baja tensión superficial, esto permite al ácido empleado limpiar la matriz de la formación en una forma rápida y completa en la mayoría de los casos, que cuando son usados agentes activos de superficie convencional.

La mezcla metanol o isopropílico es retenido en el ácido y mantiene una tensión interfacial baja entre el fluido de tratamiento y el fluido de formación.

La técnica alcohol – ácido es particularmente recomendada para formaciones productoras de gas y para lagunas áreas problema en formaciones productoras de petróleo.

3.9 SISTEMAS ESPECIALES DE ÁCIDOS

Estos sistemas son diseñados por las empresas de servicios para satisfacer las necesidades del cliente en cuanto a costos de los tratamientos. BJ SERVICES, describe algunos sistemas de ácidos los cuales pueden cambiar en su formulación, concentración y nombre. A continuación mencionamos los más importantes.

3.9.1 SISTEMAS SA – 10

Llamado también sistemas de ácidos secuestrantes son usados durante la acidificación para el control de la precipitación de depósitos de hierro provenientes de las soluciones de ácido gastado o en ambientes con sulfuro de hidrogeno (H_2S); estos sistemas son adicionados al ácido clorhídrico o

sistemas HCL : Hf el SA – 10 está compuesto de los diferentes agentes quelantes.

3.9.2 SISTEMAS NO – ÁCIDOS

Los sistemas no – ácidos usan agentes quelantes, para remover el daño de fluido de perforación base agua, además de remover escalas inorgánicas de sulfato de calcio o sistemas Gypsol; el sistema no – ácido son fluidos base agua conteniendo surfactantes que dispersan las escalas inorgánicas, dentro de un ácido soluble simple constituido por un proceso de disociación o disolución del ion de calcio y reteniéndolo en solución en su estado iónico.

El versol es un solvente reactivo no ácido, que son usados en la remoción de daños causados por fluidos de perforación, bloqueo por agua y/o emulsiones; la ventaja de estos sistemas no ácidos, son los tratamientos a formaciones sensibles al ácido o pozos profundos con alta temperatura de formación, donde la corrosión de la tubería puede ser un problema. Este tipo de ácido reacciona lentamente en la formación, con presiones de ruptura en donde se producen nuevas fisuras, además de agrandar las existentes.

3.9.3 SISTEMA HSSA

También llamado ácido scavenger sulfuro de hidrogeno, es un sistema de ácido especial para usarse en pozos agrios, ayuda al control de la re – precipitación del sulfuro de hierro, hidróxido de hierro y la formación de sulfuros. (H_2S) elementales durante la estimulación ácida; el uso recomendado es en temperaturas hasta 180°F, sobre esta temperatura requiere un 25% más de inhibidor de corrosión. Este sistema utiliza formulaciones de inhibidores de corrosión tales como:

Ferrotrol HS – A / HS – B

Ferrotrol 300 - 300L - 800

Sus concentraciones están determinadas por el diseño del tratamiento ácido.

3.10 PREPARACIÓN DEL POZO

Los fluidos deben viajar a través de los punzonados hacia la formación, en forma que la solución ácida pueda reaccionar con los sólidos que ocasionan el daño; cada componente como tuberías, tanques de almacenamiento de ácido, bombas, deben estar completamente limpios antes de bombear el ácido a la formación.

De acuerdo a BJ SERVICES determina que los contenedores de ácido en superficie, las líneas de superficie y la tubería se pueden bombear una pequeña cantidad de ácido para la limpieza de la misma antes de la conexión final; El bombeo de ácido a través de la tubería remueve los sólidos depositados en la superficie de la tubería.

Los sólidos insolubles en ácido como la grasa de tubería, parafina, incrustaciones de yeso o baritina pueden taponar los punzonados; los sólidos solubles al ácido como el carbonato de calcio puede gastar el ácido, además el ácido de hierro y sulfuro de hierro pueden precipitar en la formación a medida que el ácido se gasta en otros minerales. Por este motivo se debe realizar una limpieza ácida luego reversando a la pileta de tierra para completar la limpieza.

Para yacimientos de alta presión se puede bombear el ácido por tubería hasta el fondo y luego reversar a superficie; en yacimientos de baja presión, donde la columna hidrostática del ácido es mayor, se puede usar ácido espumado y luego reversar a superficie.

3.11 EL ÉXITO O FRACASO DE LA ACIDIFICACIÓN POR LA COLOCACIÓN Y COBERTURA

Tiene éxito una acidificación cuando el ácido entra en contacto con la zona dañada y es un fracaso cuando los fluidos bombeados a la formación toman el camino de menor resistencia, en el tratamiento normal el ácido penetra a la formación por los punzonados menos o no dañados, cuando esto sucede la acidificación no obtiene buenos resultados; un tratamiento ácido bien diseñado no será efectivo a menos que se lo coloque apropiadamente.

3.12 TIPOS DE COMPLETACIÓN

Es importante identificar el tipo de completación a ser estimulada antes de diseñar un tratamiento, el tipo de completación determina la geometría del borde de pozo y como el tratamiento será colocado, ayuda a una precisa colocación y desviación del ácido de estimulación, (JAWORSKY, 1993).

3.12.1 COMPLETACIONES MÁS COMUNES

Según HILIS, los tipos más comunes de completación son:

3.12.1.1 Completación en Hueco Abierto

Ofrece un mínimo control de flujo en borde de pozo, las superficies son irregulares, dificulta hacer corridas con el Coiledtubing y herramientas de estimulación, para este tipo de completación es necesaria técnicas de desviación del ácido, además de la utilización de empaquetaduras o tapones puente para la aislamiento de la zona a tratar.

3.12.1.2 Completación con Liner Ranurado

No ofrece un aislamiento entre el revestimiento y borde de pozo, las empaquetaduras en liners ranurados no provee un control de flujo del ácido, debido a que el ácido sale por el ranurado y busca las zonas de más baja presión; en este tipo de completación es necesario técnicas de colocación y divergentes fluidizados del ácido.

3.12.1.3 Completaciones con Empaquetamiento de Grava

También ofrece mínimo la formación; por la comunicación de la base de la tubería y la grava empaquetada: en este tipo de completación son frecuentemente usadas técnicas de divergencia con espuma.

3.12.1.4 Completación Con Revestimiento Perforado

Con un adecuado aislamiento de cemento son completaciones para un adecuado control del flujo del ácido con algunas divergentes mecánicas o fluidizados, las empaquetaduras transportables del Coiled Tubing pueden ser usadas para el aislamiento de las perforaciones, para un máximo control del ácido dentro de la formación; mecánicamente aisladas las perforaciones con intervalos mayores que diez pies (10 ft), requiere usar desviaciones adicionales.

3.13 TÉCNICAS DE COLOCACIÓN DEL ÁCIDO

Hay numerosas técnicas que ayudan a controlar la colocación del ácido en la zona a tratar, de las características de la formación y la experiencia de campo. Estos métodos son enumerados así:

3.13.1 CONCENTRACIÓN DEL ÁCIDO

Al aumentar la concentración del ácido clorhídrico en la mezcla provoca que aumente la velocidad de reacción del ácido fluorhídrico, manteniendo el pH del sistema bajo y manteniendo los subproductos disueltos en solución.

3.13.2 PRESIÓN

La velocidad de reacción aumenta con la presión, pero en la mayoría de reacciones donde se libera gas como en la reacción de silicatos con el ácido fluorhídrico sufre retardo con la presión.

3.14 TRATAMIENTOS DE REACONDICIONAMIENTO

La selección del sistema de ácido se determina con la incorporación de otros aditivos de acuerdo a las condiciones a tratar. Siempre se debe incorporar un inhibidor de corrosión adecuado, de acuerdo a la temperatura y duración del tratamiento.

Siempre se necesita asegurar la compatibilidad de los fluidos de tratamiento con el petróleo de formación, debido al uso de surfactantes se debe verificar el potencial de formación de sedimentos para incorporar los inhibidores adecuados. Otros aditivos y productos deberán incorporarse para situaciones específicas como secuestrantes de hierro, inhibidores de arcilla, divergentes, siempre debe verificar la mutua compatibilidad de la formulación final, (BJ SERVICES, 1997).

3.15 PRODUCTOS DE BJ SERVICES USADOS EN OPERACIONES EN POZOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO

3.15.1 PARA REMOCIÓN DE ESCALAS ORGÁNICAS

Los productos usados para los tratamientos de parafina son:

Producto: Paravan – 18

Principio activo: hidrocarburos orgánicos líquidos.

Tipo: solvente de parafina. (No iónico).

Formulación: 10 – 15 gal en tratamiento principal.

Producto: Paravan – 19.

Principio activo: surfactantes de base aromática.

Tipo: dispersante de parafina. (Aniónico)

Formulación: 55 gal en tratamiento principal.

Producto: Paravan – 22

Principio activo: surfactantes de base aromática

Tipo: solvente de asfaltenos y sedimentos (aniónico)

Formulación: 10 – 20 gal por pie tratad

Mezcla de paravan – 22 y xileno.

Producto: Paravan – 24.

Principio activo: hidrocarburos aromáticos y sulfonatos.

Tipo: dispersante y detergente de parafina con propiedades no emulsificantes.

(Levementeaniónico)

Formulación: 25 – 250 gal bombeado a la formación

1 – 5 gpt en tratamiento ácido o preflujo.

3.15.2 REMOCIÓN DE ESCALAS INORGÁNICAS

Producto: GUIPSOL I – IV.

Principio Activo: Tratamiento no-ácido usando agentes quelantes.

Tipo: remoción sulfato de calcio (CaSO_4).

Formulación: 100 – 200 gal por pie.

Producto: Scaterol – 2

Principio activo: inhibidor químico

Tipo: remoción carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio.

Formulación: 0,3 – 0,6% por galón de tratamiento.

3.15.3 CONTROL DE CORROSIÓN

Los productos usados para el control de corrosión son:

Producto: CI – 15, CI – 12, CI – 21, CI – 23, CI – 25

Principio activo: Inhibidor orgánico.

Tipo: Inhibidor de corrosión en rangos (225 – 350)°F

Formulación: 1 – 10% por galón de tratamiento.

Producto: CI – 8

Principio activo: Inhibidor inorgánico

Tipo: Inhibidor de corrosión, anti – emulsionante.

Formulación: 1 – 10% por galón de tratamiento.

3.15.4 ADICIÓN DE AGENTES SURFACTANTES

Producto: Inflo – 40, EGMBE, A – Sol, A – 28, Checkersol.

Principio activo: Solvente natural.

Tipo: Reduce saturación de agua, de humectabilidad a formación.

Formulación: 5 – 10% por galón de postflujo. 10% en solución HCl 28%

3.15.5 DESMULSIFICANTES

Producto: NE – 10, NE – 32

Principio activo: Surfactante reductor de tensión superficial.

Tipo: Removedor de bloqueo por emulsión, por agua

Formulación: 100 – 200 gal por pie tratado.

3.15.6 PARA SUSPENSIÓN DE FINOS

Producto: Inflo – 40

Principio activo: Solvente mutual.

Tipo: Control de finos, insolubles al ácido.

Formulación: 10 gpt de tratamiento.

3.15.7 BACTERICIDAS

Producto: Biocida

Principio activo: Surfactante aniónico.

Tipo: Control de bacterias en rango (80 – 185)°F

Formulación: 50 gpt de tratamiento.

3.15.8 ESTABILIZACIÓN DE ARCILLAS

Producto: Clatrol

Principio activo: Surfactante aniónico.

Tipo: Control de formaciones sensitivas al agua.

Formulación: 0,1 – 1% por galón.

3.15.9 CONTROL DE SEDIMENTOS

Producto: NE – 32

Principio activo: Surfactante aniónico.

Tipo: Previene precipitaciones de resinas.

Formulación: 0,3 – 0,6% por galón.

3.16 AGENTES DE CONTROL DE HIERRO

Cuando se diseñan acidificaciones nitrificadas se reduce la corrosión de la tubería y equipo causada por el sulfuro de hidrógeno (H₂S), el agua salada, el dióxido de carbono (CO₂) y los productos químicos inyectados al pozo, la forma usual de cubrir la tubería es el método de mezcla en baches, al mezclar el nitrógeno con los otros fluidos y bombearlos a la formación.

3.17 CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS

A continuación, las características de los productos químicos a ser utilizados en la estimulación y la limpieza con solventes.

CL-25

(Inhibidor de corrosión) - un inhibidor de corrosión ácido para todas las temperaturas hasta 250 F. Eficaz en todas las concentraciones de ácido formulaciones.

FERROTROL – 210C

(AcidoEritórbico) - un producto de control de hierro libre de sodio utilizado como un agente reductor de hierro férrico en trabajos de acidificación. Muy efectivo en la prevención de sludging de asfaltenos y el interior del pozo emulsiones. Especialmente útil cuando se realizan trabajos de ácido de arenisca utilizando ácido HF (fluorhídrico) porque minimiza secundaria precipita en combinación con ácido HF. También se puede utilizar en HCl, HF-HCl y acético ácidos. Sigue siendo efectiva por encima de 200 °F. Puede ayudar a reducir flowback emulsión trastorna.

FERROTROL - 300L

(Ácido cítrico) - un agente de control de hierro libre de sodio utilizado como un hierro quelante agente en ácido puestos de trabajo. Forma un complejo soluble en agua con hierro. Ácido cítrico es el agente quelantes de hierro más económica y eficiente.

PARAVAN 25

(Disolvente Base Agua) - una alternativa a los disolventes biodegradable, esencialmente no tóxicos diseñada específicamente para quitar asfaltenos y depósitos de minerales de superficies en el embalse de cera y dejar atrás un entorno de agua-húmedo, que no contiene solventes de petróleo, cloro o metales pesados y por lo tanto, es mucho más ecológica que disolventes convencionales como xileno. También es útil en emulsiones existente de agua y aceite de demulsificante y prevenir la generación de emulsiones entre el líquido de tratamiento y el petróleo crudo.

NE – 18LB

(Anti-emulsionante)-no-emulsionante (no iónico) utilizado en fluidos de estimulación para ayudar a reducir las tendencias de emulsión y/o romper emulsiones que pueden ocurrir cuando ácido y aceite entran en contacto unos con otros.

FRW14

(Reductor de fricción) - un reductor de fricción de co-polímero elevado peso molecular utilizado en el agua, salmuera y ácido que puede reducir la fricción tanto como el 85 % en comparación con el agua dulce. Es compatible con todos los aniónicos y no iónicos tenso activos.

SODA ASH

(Carbonato de sodio) - un producto industrial económica se utilizan habitualmente para neutralizar el ácido soluciones.

Reacciona con ácido HCl dar dióxido de carbono, cloruro de sodio y agua.

3.18 EL DISEÑO DE PRUEBAS DE INYECCIÓN

3.18.1 PARÁMETROS DE BOMBEO

Una correcta estimación anticipada de los parámetros de bombeo garantizará que se disponga de la cantidad apropiada de potencia hidráulica en la locación, y de que esta potencia hidráulica se use en su totalidad; frecuentemente el análisis y la interpretación es un proceso post – operativo.

Los parámetros de bombeo (caudales y presiones) se pueden expresar como una función del factor skin o la relación de daño. Este método ofrece información del daño de formación por medio de un ensayo de inyectabilidad, los parámetros de bombeo se pueden predecir al comienzo y durante la estimulación, (PACCALONI, 1997).

3.19 EQUIPOS Y PERSONAL PARA OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN

A continuación se mencionan los distintos equipos, así como el personal para operaciones de estimulación.

3.19.1 EQUIPOS PARA ESTIMULACIÓN

Después de realizar el diseño de una operación, se escogen los equipos que se requieren para la operación.

3.19.2 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD

Esta unidad está compuesta por dos motores a diesel que accionan dos bombas triples (de tres pistones cada una) que pueden dar hasta 15.000 psig de presión cada una, con dos tanques donde se almacenan los químicos que se van a inyectar al pozo.



Fig. 3.1 Equipo de Acidificación

(BJ SERVICES COMPANY S.A., 1997)

Para los trabajos de estimulación se usa bombas de flujo intermitente que permite corto tiempo de operación con bajos caudales y altas presiones.

3.19.2.1 Equipo Adicional

La unidad de estimulación dispone de lo siguientes medidores:

Contador de barriles

Registrador de presión de 1.000 hasta 15.000 Psi

Medidor de presión, bomba de aceite, de aire, aceite.

Medidor de temperatura desde 60° C hasta 120° C.

3.20 TRANSPORTE DE ÁCIDO

Tanque diseñado para transporte de ácido, es un equipo adicional a la unidad bombeadora de ácido.



Fig. 3.2 Unidad para Transporte de Ácido

(BJ SERVICES COMPANY S.A., 1997)

3.20.1 UNIONES, TES, YES, SWIVELSY OTRAS CONEXIONES

Para las operaciones en el pozo se utilizan conexiones de baja y alta presión; estas conexiones se unen mangueras o tuberías, tanques y bombas con el pozo.



Fig. 3.3 Línea de alta presión

(BJ SERVICES COMPANY S.A., 1997)

La línea de alta presión al pozo que tiene libertad de movimiento en todos los planos, estas líneas son usadas para el bombeo de fluidos de todo tipo.

3.20.1.1 Líneas de Baja Presión

Son aquellas cuyos trabajos son menores de 500 Psig, y son de 3y 4 Pulgadas. Estas líneas están generalmente asociadas con la unión para la alimentación de los mezcladores, transporte de químicos o ácidos; usualmente son mangueras de goma o plástico o materiales combinados y reforzados a veces con una estructura de metal en forma y mantener la resistencia, en este tipo de líneas se debe tener cuidado de no sobre presurizar las mangueras.

3.21 CONEXIONES VARIAS PARA OPERACIONES EN SUPERFICIE

Uniones.- Son las conexiones entre tuberías, las cuales pueden ser de alta presión entre 6.000 – 15.000 Psig, de baja presión hasta 500 Psig, estas conexiones son rígidas y Son las siguientes: Niple, extremos macho – macho, Cuplas, extremos hembra – hembra, Uniones, extremos hembra – macho.

Las uniones de baja presión en las mangueras tienen los extremos roscados y se aprieta la manguera con el niple de la unión con abrazaderas y no utilizan sellos de presión.

Las uniones de alta presión son de armado rápido requieren de anillos de goma o elastómetros en las conexiones que resisten un mínimo de 10.000 Psig. Sus uniones se ajustan a golpe de maza. La unión se hace ajustando un rosca hembra que tiene tres orejas con una rosca macho que tiene un extremo cónico convexo que ajusta con la cavidad de la rosca hembra; esta unión es metal – metal o metal – elastómetro.

Uniones giratorias.- Son uniones de alta presión que permite girar la unión en 360 grados, constan básicamente de tres pistas donde hay rodamientos en cada una, tiene sellos de alta presión y deben ser engrasadas y mantenidas.

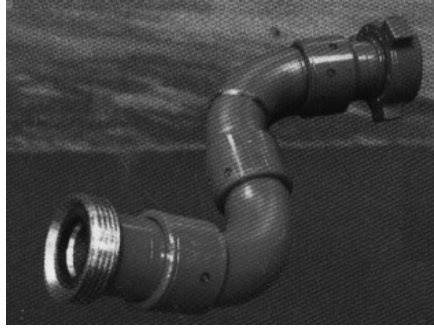


Fig. 3.4 Unión Giratoria

(BJ SERVICES COMPANY S.A., 1997)

Codos.- Son cañerías de alta presión con uniones macho – hembra, macho – macho, o hembra – hembra que permite direccionar el flujo en un ángulo generalmente de 90 grados.

Uniones Giratorias.- Son uniones giratorias especiales de alta presión combinadas con codos y con medias uniones en cada extremo, combinaciones de una o más secciones que permite el giro de la tubería bajo la presión de operación.



Fig. 3.5 Uniones Giratorias

(BJ SERVICES COMPANY S.A., 1997)

Chiksan.- Son conjuntos ya armados de tubos y uniones constituidas de cuatro codos, cuatro uniones y una unión doble integrado en una sola unidad que permite conectar líneas entre camiones bombeadores y el pozo.



Fig. 3.6 Configuraciones Chiksan

(BJ SERVICES COMPANY S.A., 1997)

Válvulas.- Son componentes regulan y se utilizan las válvulas de acuerdo a la presión. Se clasifican de acuerdo al uso y características, así:

Válvulas alta presión.- Son instaladas en las líneas de alta presión, describe a las siguientes:

Tipo esclusa.- Consta de un macho cónico que cierra u obtura el flujo del fluido, normalmente se cierra en sentido horario (a la derecha) y se abren en sentido anti horario (a la izquierda); el vástago accionado por el volante, sube o baja obturando con el macho cónico el fluido, unos retenes impiden que el fluido de alta presión pase de un lazo al otro de la línea.

Tipo tapón.- Son las más usuales en los casos que haya que trabajar con alta presión, se usan en todas las líneas de estimulación y cementación, en todo servicio en el cual intervenga una bomba de alta presión. Acciona con un cuarto de vuelta. El tapón cilindro o cónico tiene un agujero central de un diámetro igual al del paso del cuerpo de la válvula.

Tipo aguja. - Es una válvula de bajo caudal y alta resistencia a la presión, utilizada en las líneas de venteo para descargar la presión contenida en un determinado volumen de línea, acciona con un cuarto de vuelta y consta de un macho cónico que obtura el fluido.

Tipo Retención (Check).-Son válvulas que permiten el flujo en un único sentido, retienen el flujo en sentido contrario al indicado, el sentido del flujo está indicado con una flecha grabada en el cuerpo de la válvula, estas válvulas se colocan en todas las líneas de alta presión o baja presión.

Válvulas de baja presión.- Válvulas que están instaladas en las líneas de baja presión o en mangueras de servicio. Son: Tipo Mariposa, Tipo Esférica.

Sensores electrónicos.- Son sensores que miden parámetros de bombeo de fluidos, así, en trabajos de estimulación se instalan transductores de presión, los cuales se ubican en las líneas de alta presión, después de las válvulas de retención. También se instalan densímetros de alta presión, para controlar la densidad del fluido y que son colocados en las líneas de tratamiento a las salidas de las bombas.

3.22 PERSONAL OPERATIVO

El equipo humano está directamente relacionado con los programas y operación de una de una estimulación, es la parte más importante del proceso, puesto que son los que planifican y elaboran los programas; compuesto por un grupo de ingenieros en petróleo, técnicos y personal de campo quienes ejecutan los programas, siendo los elementos de apoyo en una operación.

3.23 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE UN PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN

La efectividad de su programa se basa en el estudio de la formación, en la selección apropiada de los productos, la técnica de aplicación y el análisis y conveniencia económica para el dueño del pozo.

Muy a menudo la intuición decidirá cómo se puede hacerlo. Por ejemplo, si se tiene un problema en el pozo, inyectarla el producto a través de la tubería de producción, el espacio anular o tubería CTU.

A continuación se especifican algunos puntos calificadores para bosquejar un programa:

3.23.1 REFERENTE A LA APLICACIÓN:

Conseguir el producto apropiado para el tipo de problema

Tiempo de contacto y agitación

Dosis del producto

Combinación de aplicaciones

Frecuencia de la aplicación

3.23.2 REFERENTE A LOS PRODUCTOS:

Objetivos del tratamiento

Naturaleza del crudo

Compatibilidad

Pruebas de campo

Experiencia

Clima

3.23.3 REFERENTE AL TIEMPO DE CONTACTO:

Cuando se usan solventes o dispersantes se permite al menos 4 a 6 horas de tiempo de contacto. En general, si el tiempo de contacto es mayor y hay agitación y circulación, su tratamiento es más efectivo.

PRUEBAS DE CAMPO.- es importante comprobar los productos con muestras o depósitos de parafina.

3.24 CASO PRÁCTICO

3.24.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y LIMPIEZA DE PERFORACIONES EN EL POZO

3.24.1.1 Escenario

El pozo Pitón 1, es un pozo inyector del cual se ha observado de acuerdo a los datos de inyección y de muestras obtenidas por el cliente que existe presencia de sedimentos en la cara de la formación lo que da a entender que las perforaciones están obstruidas.

3.25 ANÁLISIS EN EL LABORATORIO

En el laboratorio de no disponer de muestras, nos valemos de datos anteriores de producción del pozo, consideran que las posibles causas del problema; los depósitos del carbonato de calcio por los finos que se aglutinan en la cara posterior del pozo que se pudieron originar por mezcla de aguas incompatibles; otro motivo son los cambios de temperatura en fondo de pozo y el cambio de presión en la cara de la formación, lo cual es lo más probable.

Tomando en cuenta la historia de reacondicionamiento, y los dos últimos trabajos de estimulación fueron realizados por BJ Services, además del éxito del último tratamiento, Ingeniería y laboratorio de estimulación decidieron utilizar la misma formulación química para este trabajo.

3.26 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

La Compañía de Servicios entrega un programa a los representantes de la empresa operadora. Copias del programa con las secuencias operativas, son entregados por Jefe de Operaciones de la Compañía de servicios, a todo el personal envuelto en la operación para el estudio, planificación y si hay comentarios y/o observaciones, para ser discutido y obtener solucionados con el ingeniero de servicios.

3.27 ASPECTOS IMPORTANTES QUE SE DEBE REALIZAR PARA EL ÉXITO DEL TRABAJO DE ESTIMULACIÓN

Las predicciones de un trabajo de estimulación están establecidas en el cumplimiento de normas básicas de ingeniería y control de calidad de la compañía de servicios. Los aspectos más importantes son:

Revisar la correcta mezcla de los químicos a utilizar.

Controlar la calidad del agua a utilizar en el fluido de matado de pozo.

Inspección de la correcta adición y mezcla de los aditivos al ácido.

Circulación del tanque de almacenamiento de ácido antes de inyectar el ácido al pozo para evitar la separación por densidad.

Verificar las concentraciones de ácido y tomar muestras de todos los ácidos y fluidos que se van a bombear para posteriores análisis.

Verificar que los instrumentos de presión operen correctamente.

Al verificar todos los puntos anteriores se está realizando un control de calidad y así estaremos evitando posibles problemas por contaminación de fluidos a la formación.

Una forma de pronosticar el éxito de la operación es observar la respuesta a la presión cuando el ácido alcance la formación; en el caso de estimulación de las areniscas se debe mantener constante el caudal y la presión de inyección por debajo de la presión de fractura, al introducir el ácido a la formación la presión de superficie debe disminuir lentamente, así el caudal permanece constante.

Si la presión de superficie aumenta rápidamente o en forma continua durante varios barriles de ácido, el ácido no está removiendo el daño y puede estar dañando la formación; en este caso se debe terminar la inyección de ácido y lavar el pozo inmediatamente con agua fresca, además se debe tomar muestras de ácido y sólidos retornados, enviándose de inmediato al laboratorio de estimulación para ser analizados.

4. RESULTADOS

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS

El programa es elaborado por la compañía de servicios y aprobado por la compañía dueña del pozo. La información relevante que menciona el documento es la siguiente:

4.1 DATOS DEL POZO

En la presente tabla se muestran los datos del pozo.

Tabla 4.1 Datos del Pozo

Formación	Hollín
Fluido en el pozo	Petróleo/agua
Temperatura formación	220 ° F (104, ° C)
Presión de reservorio	4200 Psi
Gradiente fracturación	0.7 Psi/ft
Porosidad	12 %
Permeabilidad	N/A
Gravedad del petróleo	27 ° API
Viscosidad petróleo	N/A
Producción actual	300 BOPD

(BJ Services Co.)

Nota: las profundidades medidas están con referencia al kellybushing.

Casing Superficial

10-3/4", K-55, BTC 40.5 #/ft, 10.050" I.D., 0.0981 bbl/ft

Profundidad alcanzada:2905 ft MD

Casing de Producción

7", 26 #/ft, N-80, BTC, 6.276" I.D., 0.0383 bbl/ft

PBTD: 10.080 ft MD

Tubería de Cementación

3 ½", 9.3 #/ft, 2.992" I.D., 0.00870 bbl/ft

Tabla 4.2 Datos de perforación

Formación	Intervalo de perforación /ft	Profundidad media de perforación/TVD
Hollín	10072 – 10077 (5)	10074 ft MD/10074 ft TVD

(BJ Services Co.)

4.2 OBJETIVO DE LA OPERACIÓN

Realizar un trabajo de solvente y un tratamiento de estimulación ácido, para remover el fluido de perforación. Recuperar la producción mediante levantamiento con ESP.

4.2.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA

Desde que el pozo fue perforado entre 10072 a 10077 pies, muestra una declinación de producción de 1010 a 320 BOPD. Por consiguiente la bomba sumergible tiene problemas por falta de fluido y puede quemarse por lo que

de inmediato y es necesario mover la torre de reacondicionamiento para extraer la tubería del pozo con la ESP.

4.2.2 RECOMENDACIONES TÉCNICAS PRE-OPERATIVAS

Primero se sugiere dirigir una prueba en el laboratorio con petróleo para evaluar la concentración de parafinas y asfaltenos presentes.

Otra prueba se ha realizado con una muestra de sólidos recogida de la bomba sumergible que estuvo en el pozo.

4.2.3 PICADURAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

De acuerdo a BJ Services, Guía de productos para cementación y estimulación Boletín técnico de ingeniería (3), recomienda un solvente/ácido antes de bombear el tratamiento ácido, reduce la introducción de más contaminantes en el pozo. Esta propuesta usa un 7.5 % de HCl con un tratamiento inhibidor de corrosión para el tubingpickle recomienda tratar un volumen de 75 gal/1000 pies.

4.3 FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN

Solvente: 25 LB de Paravan; ha demostrado ser eficaz quitando la deposición orgánica y dejando el agua de formación. También es conocido para no despojar los asfaltenos del petróleo y reducir el potencial de emulsiones. Nosotros recomendamos usar 25 LB de Paravan en todos los tratamientos.

El Ferrotrol 210 es bastante eficaz manteniendo el hierro en el estado de oxidación férreo. La eliminación del hierro férrico previene la precipitación del hidróxido férrico cuando el ácido se gasta y pH se incrementa a 2.5. Además,

al quitar el ion férrico reduce el riesgo de floculación de los asfáltenos o su precipitación.

4.3.1 RECOMENDACIONES DEL LABORATORIO DE ESTIMULACIÓN

De acuerdo a las pruebas de laboratorio, se recomienda el siguiente tratamiento químico.

4.3.1.1 Tratamiento Químico:

- Preflujo 1
25% Paravan- 25 LB / 75% Diesel
- Tratamiento Principal
7.5% HClS³ Fluido Acido con Paravan 25 y Ferrotrol 210C
- Post flujo
3% Solución de Cloruro de Amonio

VOLÚMENES

BJ Services recomienda el siguiente tratamiento en volumen:

Pre flujo	50 gal/ft
Tratamiento Principal	50 gal/ft
Sobre flujo	80 gal/ft

El agua es proporcionada por la compañía para preparar el tratamiento. Es muy importante que esté limpia, fresca y se filtre el agua a 2 micras, para preparar los fluidos de estimulación.

Químicos

Nombre: 7.5 % HCl con 25 LB de Paravan
Fluido base: Agua fresca filtrada a 2 micras
Volumen: 630 gal(15bbls)

Tabla 4.3 Químicos

Concentración por cada 1000 gals	Descripción	Cantidad total
753 gal	Agua fresca filtrada	474 gals
195 gal	34% Acido clorhídrico	123 gals
2 gal	CI-25 Inhibidor de corrosión	1 gals
50 gal	25 LB Paravan Solvente	32 gals

(BJ Services Co)

Tratamiento con Solvente

Fluido base: Diesel

Volumen: 420 gals(10bbbls)

Tabla 4.4 Químicos

Concentración por cada 1000 gals	Descripción	Cantidad total
745 gal	Diesel	188 gals
250 gal	25 LB Parav Solvente	63 gals
5 gal	NE-110 Non emulsificante	1 gals

(BJ Services Co.)

4.3.2 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA

7.5% HClS³ Fluido Ácido con Paravan 25 LB y Ferrotrol 210C

Fluido base: Agua fresca filtrada a 2 micras

Volumen: 420 gals(10bbbls)

Tabla 4.5 Químicos

Concentración por cada 1000 gals	Descripción	Cantidad total
718 gal	Agua filtrada	181 gals
195 gal	34% Acido clorhídrico	49 gals
8 gal	HV Fluido Acido	2 gals
2 gal	CI-25 Inhibidor corrosión	1 gals
2 gal	RNB 60703 Estabilizador de arcilla	1 gals
20 gal	F-300L	5 gals
5 gal	NE-118 Non emulsificante	1 gals
30 lbs	Ferrotrol 210C Hierro reducido	8 lbs

(BJ Services Co.)

Nombre: 3% Solución de Cloruro de Amonio con Inflo-150

Fluido base: Agua fresca filtrada a 2 micras

Volumen: 420 gals (10 bbls)

Tabla 4.6 Químicos

Concentración por cada 1000 gals	Descripción	Cantidad total
990 gal	Agua filtrada	416 gals
250 lbs	NH Cl estabilizador de arcilla	105 lbs
2 gal	Inflo – 1 Surfactante	1 gals

(BJ Services Co.)

4.3.2.1 Desplazamiento

Nombre: 3% Solución de Cloruro de Amonio con Inflo-150

Fluido base: Agua fresca filtrada a 2 micras

Volumen: 840 Gals

Tabla 4.7 Químicos

Concentración por cada 1000 gals	Descripción	Cantidad total
990 gal	Agua filtrada	832 gals
250 lbs	NH Cl estabilizador de arcil	210 lbs
2 gal	Inflo – 150 Surfactante	2 gals

(BJ Services Co.)

4.3.3 CAPACIDADES DE LOS EQUIPOS

Unidad de bombeo (capacidad 1000 gal)

Transportador de ácido (capacidad de cada uno 2000 gal)

Tanque para mezcla del ácido (capacidad 7000 gal)

Tanque de almacenamiento (capacidad 140 bbl)

Unidad de filtrado

4.3.4 PRODUCTOS QUÍMICOS

Tabla 4.8 Productos Químicos, diesel y agua filtrada

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
150	bbls	Agua fresca filtrada a 2 micras
188	gals	Diesel
172	gals	34% Acido HCl
2	gals	HV Acido
2	gals	Cl-25 Inhibidor de corrosión
1	gals	RNB 60703 Estabilizador de arcilla
5	gals	F-300L
95	gals	25 LB Paravan Solvente
1	gals	NE-118 Non – emulsificante non - iónico
1	gals	NE-110W Non – emulsificante
315	lbs	NH Cl Cloruro de amonio
8	lbs	Ferrotrol 210C Hierro reducido
3	gals	Inflo 150 Surfactante

(BJ Services Co.)

Nota: Los volúmenes no incluyen excesos.El diesel es proporcionado por la Compañía dueña del pozo.

4.4 RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

Revisión del plan de actividades con el Departamento de ingeniería - Producción.

Reunión sobre el tema de seguridad con todo el personal involucrado.

Los tanques deben estar limpios.

Filtran toda el agua requerida, aproximadamente 500 bbls.

Realizan la preparación de operación del pozo.

Equipo de BJ Services en la locación.

Levantán líneas de BJ Services y hacen pruebas de presión a 5000 psi por alrededor de 10 minutos.

Antes de realizar cualquier bombeo en la formación, mojan la tubería del taladro con ácido HCl a 7.5% con 0.2% de Cl y 25 LB de Paravan como sigue:

Orientan la herramienta en ON-OFF.

Bombean 20 bbls de ácido para tratamiento a 0.75 bpm.

Cambian de sitio con 80 bbls de agua a 0.75 bpm (ácido dentro de 3 bbls de sobre desplazamiento).

Circulan en reversa del tratamiento. El personal de servicio de la compañía que está a cargo de neutralizar el ácido a superficie usa Soda Ash.

Con la tubería desconectada:

Bombean 10 bbls de pre flujo.

Bombean 10 bbls para el tratamiento principal.

Bombean 20 bbls de agua tratada + 60 bbls de agua filtrada.

Cuando el Pre flujo está con 5 bbls en el inicio de la tubería, se conecta la tubería y se pone la herramienta en ON –OFF.

Continúan inyectando el tratamiento en la perforación. Bombee a la máxima rata posible, pero no exceda la presión de fracturación. Monitoree y grabe todas las presiones y ratas durante el trabajo.

Las presiones en superficie y abajo en el equipo.

Continúan con las operaciones de workover.

RESULTADOS:

Después del tratamiento el pozo muestra una recuperación de la producción cercana a 800 BOPD. Antes del tratamiento se registro declinación de producción de 1020 BOPD a 300 BOPD. Posteriormente se bajará una nueva bomba electro sumergible al pozo para un caudal de 800 BFPD. En resumen, se puede señalar que la estimulación fue exitosa, el volumen de ácido fue el adecuado y la supervisión técnica de la operación de estimulación fue efectiva.

BALANCE DE LA OPERACIÓN DE ACIDIFICACIÓN.

La operación se llevó a cabo de acuerdo al programa desarrollado por la compañía de servicios, no se presentó ningún problema operativo durante la operación.

4.5 COSTOS

En los tickets de Servicio es elaborado por la Compañía de servicios, consta toda la secuencia operativa y otro ticket por los materiales usados. Los costos del trabajo se desglosan los costos.

4.6 COSTO POR SERVICIOS Y EQUIPOS

QTY.	UNID	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNIT	P. TOTAL
		USD	USD	
1	c/u	CB.Camión Bombeador, 1st 4 hrs,		2.006,00
				2.006,00
2	hora	Bombeo, en exceso de 4 hrs o fracción	401,20	802,40
943	gal	Mescla de Fluidos y Químicos.	0,12	113,16
200	km.unit	Camioneta, Viaje ida y vuelta	1,70	340,00
200	km.unit	Pump Unit, round trip	4,20	840,00
400	km.unit	Transportación, AcidTanks	4,20	1.680,00
Subtotal		Servicios		de
Equipos.....		5.781,56		
Total		por	Servicios	de
Equipos.....		5.781,56		

4.7 COSTO DEL PERSONAL

QTY.	UNID	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
		USD	USD	
1	Hombre/día	Operador de Bombeo	525,00	525,00
1	Hombre/día	Ingeniero de servicios	875,00	875,00
1	Hombre/día	Supervisor	875,00	875,00
2	Hombre/día	Ayudante	200,00	400,00
Personal.....		2475,00		
Total Personal.....		2675,00		
MATERIALES				

CANT	UNIDAD	PRODUCTOS	P.UNITARIO USD	P. TOTAL USD
1,00	Galón	CI-25	103,25	103,25
8,00	libra	FERROTROL-210C	35,35	282,80
5,00	Galón	FERROTROL-300L	23,52	117,60
2,00	Galón	HV ACID	106,05	212,10
51,00	Galón	33 % HCl	4,97	253,47
6,00	Galón	NE-18 LB	35,00	210,00
2,00	Galón	INFLO 150	28,35	56,70
200,00	Galón	PARAVAN 25	16,83	3366,00
3,00	Galón	RNB-60703	58,55	175,65
1,00	Galón	FRW-14	70,00	70,00
200,00	libra	SODA ASH	0,56	112,00

Total Productos.....

4959,57

RESUMEN COSTO TOTAL DEL TRABAJO

Equipo y servicio..... 1 9.705,60

Personal 2.240,00

Productos..... 4.959,57

TOTAL TRABAJO.... 20.412,21

SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN

El objetivo de los procedimientos de seguridad es minimizar los actos inseguros y condiciones peligrosas, en las operaciones de manejo, bombeo, mezcla y transporte de productos químicos (secos o líquidos) o sustancias especiales; ejecutados en las instalaciones o en las locaciones. Además hicieron un reconocimiento de riesgos de seguridad y control ambiental, previa inspección a la locación donde se realizó la operación.

EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

Durante la operación de estimulación ácida, el personal involucrado utilizó el equipo de protección personal, adecuado para la operación que se ejecutó y se registro en las respectivas MSDS (Hoja de datos de seguridad).

4.8 REDIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP

4.8.1 INTRODUCCIÓN

El diseño de un sistema de bombeo eléctrico sumergible, bajo la mayoría de las condiciones, es una tarea difícil, sobre todo cuando los datos disponibles no son lo suficientemente confiables. Datos equivocados producen a menudo una mala utilización de la bomba y significan costos operacionales.

Una bomba usada en una forma equivocada puede funcionar sobre los rangos recomendados produciéndose una carga excesiva en el motor y baja extracción de fluidos que rápidamente pueden significar daños a la formación y por lo tanto la bomba no suministrara el promedio de producción deseado.

A menudo se usan datos de otras formaciones del mismo campo o de áreas cercanas asumiendo que los pozos del mismo horizonte productor poseen las mismas características.

El procedimiento de selección puede ser muy significativo ya que dependerá de las propiedades de los fluidos.

La siguiente es una lista de los datos requeridos:

1.- Datos de pozo:

- ✓ Medidas y peso del casing
- ✓ medida, tipo e hilos (condiciones)
- ✓ hueco perforado o intervalos de hueco abierto
- ✓ profundidad de la bomba (medidas y verticalidad)

2.- Datos de producción:

- ✓ presión de la tubería en el cabezal del pozo
- ✓ presión de elcasing en el cabezal del pozo
- ✓ promedio de producción actual
- ✓ nivel de fluido y/o presión de la toma de la bomba
- ✓ nivel de fluido estático y/o presión hueco abajo
- ✓ punto de datos
- ✓ temperatura hueco abajo
- ✓ promedio de producción deseado
- ✓ proporciones de aceite-gas
- ✓ corte de agua

3.- Condiciones de los fluidos en el pozo

- ✓ gravedad especifica del agua
- ✓ gravedad especifica del petróleo API
- ✓ gravedad especifica del gas
- ✓ punto de burbuja
- ✓ viscosidad del petróleo
- ✓ datos de PVT

4.- Fuentes de Poder

- ✓ voltaje primario
- ✓ frecuencia
- ✓ capacidades de las fuentes de poder

5.- Problemas Posibles

- ✓ problemas de arena
- ✓ problemas de deposición

- ✓ problemas de corrosión
- ✓ problemas con parafinas
- ✓ emulsiones
- ✓ gas
- ✓ temperatura

4.9 EJEMPLO DE UN DISEÑO

Se dispone de un pozo productor de la siguiente características detallado a continuación y que se va a completar con levantamiento artificial eléctrico ESP, por lo que se ha escogido en simular el dimensionamiento de equipos con un programa (software SUBMERSIBLE PUMP PROGRAMS By Electric Submersible Pumps Inc Copyright 1992) computarizado.

Datos del Pozo:

Ps = 3241 psi

Pwf1 = 2500 psi

Q1 = 489bfpd

Pwf2 = 1160 psi

Q2 = 720bfpd

Pfw4 = 900 psi

SGg = 0.7

°API = 27

GSw = 1.04

Temperatura de fondo del pozo BHT = 220°

Temperatura del fluido en el cabezal = 120°

GOR = 300scf/BI

BS&W = 43%

Profundidad de las perforaciones = 10072 ft

Casing = 7"

Tubing = 3 1/2" usado

4.10 DESARROLLO DEL PROGRAMA ESP

4.10.1 MENÚ PRINCIPAL (Software ESP Inc. SUBMERSIBLE PUMP PROGRAMS By Electric Submersible Pumps Inc Copyright 1992)

- | | |
|--|--|
| 1. Cálculo del IPR – IP | A. Costo del cable de poder |
| 2. Cálculo del Gas Libre | B. Costo de la bomba |
| 3. Pérdida de Fricción den la Tubería | C. Dimensiones de los cables y de las tuberías API |
| 4. Presión de Flujo | D. Cálculo del espacio libre del cable |
| 5. Cálculo de la TDH en la Bomba | F. Datos del IP/IPR |
| 6. Catalogo para calcular la curva de la bomba | G. Curva de la bomba/IP/IPR |
| 7. Motor HP, RPM, y AMPS | H. Cálculo del fluido sobre la bomba |
| 8. Velocidad del fluido por el motor | I. Cálculo del Factor – Z |
| 9. Temperatura de la bomba y el motor | J. Cálculo del nivel de fluido |
| 10. Temperatura del cable | K. Información del programa |

4.10.1.1N/1Cálculo del IPR – IP

This program calculates the production of a well given the flowing bottom olepressure. You select the PI or IPR mode. The IPR mode requires a bubble pointpressure, P_b . Entering 0 for P_b allows the program to calculate P_b usingStandings Correlation.

INPUT P_{wf} , $Q_o = 0$, $PI=1$, $IPR=2$, PROGRAM TYPE = PI

If the average reservoir pressure is set to 0 then the program will calculate the PI from the two well test points. If the average reservoir pressure is entered with two test points then the program calculates the PI using the average reservoir pressure and the test at the lowest psi (highest flow rate)

- AVERAGE RESERVOIR PRESSURE, Pr = 3241
- FLOWING PRESSURE, PWF1 = 2500
- FLOWING STBPD, Q1 = 489
- FLOWING PRESSURE, PWF2 = 1160
- FLOWING STBPD, Q2 = 720
- CALCULATE RATE FOR, PWF4 = 900

PI = 0,34 B/D/PSI

Q4 = 795 BPD

- ENTER DATA AGAIN (Y/N)

Press C to calculate the pump suction pressure (Psp) or any other key to exit.

This program calculates the pump suction pressure 'Psp' and the average specific gravity 'SpGr' of the fluids through the pump.

- DEPTH TO THE PERF'S 'Dperf' ft. = 10072
- DEPTH TO THE PUMP 'Psd' ft. = 8220
- =
- GAS GRAVITY Yg = .7
- API OIL GRAVITY = 27
- WATER SPECIFIC GRAVITY Yw = 1.04
- BOTTOM HOLE TEMPRATURE, DEG F. = 220
- FLOWING WELLHEAD TEMP., DEG.F = 120
- GOR SCF/STB = 300
- WATER CUT IN DECIMAL = .43
- AVERAGE SpGr THROUGH THE = .912

PUMP

- PUMP SUCTION PRESSURE 'Psp' = 332 PSI
- PUMP RATE AT INTAKE CONDITIONS = 833 BLPD
27
- GLR THROUGH THE PUMP = SCF/STB

GLR = 171

WOR = .754

The above rate, SpGr and Pump GLR assumes no free gas through the pump.

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.2N/2Cálculo del Gas Libre

FREE GAS CALCULATOR AT PUMP INTAKE CONDITIONS
USING STANDING'S CORRELATIONS

Ø GAS GRAVITY Yg = .7

Ø API OIL GRAVITY = 27

Ø PUMP INTAKE TEMPERATURE DEG.
°F = 201

Ø GOR SCF/STB = 300

Ø PRODUCTION RATE IN BPD = 795

Ø WATER CUT IN DECIMAL = .43

Ø PUMP INTAKE PRESSURE PSIG = 332

Rs = 30 SCF/BBL SOLUTION GOR = 36 SCF/BBL SOLUCION

Ø OIL VOLUME = 491 BOPD Bo = 1.084

Ø GAS VOLUME = 9-303 1112 BGPD Bg =

Ø WATER VOLUME = 341 BWPD

TOTAL = 1945 BFPD

% FREE GAS INTO THE PUMP = 0

VAPOR LIQUIDO = 1.33 BGPD/BLPD

VAPOR DEL FLUIDO = 0.32 BGPD/BLPD

4.10.1.3 Tubtable

Page 1 Press E to exit,

Press U for page-up,

Press D for page-down

Press I to enter dimensions

Nominal Inches	OD In.	Thread	LB/FT	OD In.	ID In.	Drift In.	Coupling OD In.
API Tubing (Non Upset)							
1-1/2		10 Rd	2.75	1.900	1.610	1.516	2.200
2	2-3/8	10 Rd	4.00	2.375	2.041	1.947	2.875
2-1/2	2-7/8	10 Rd	6.40	2.875	2.441	2.347	3.500
3	3-1/2	10 Rd	7.70	3.500	3.068	2.943	4.250
3-1/2	4	8 Rd	9.50	4.000	3.548	3.423	4.750
4	4-1/2	8 Rd	12.60	4.500	3.958	3.833	5.200
API Tubing (External Upset)							
1-1/2		10 Rd	2.90	.900	1.610	1.516	2.500
2	2-3/8	8 Rd	4.70	2.375	1.995	1.901	3.063
2-1/2	2-7/8	8 Rd	6.50	2.875	2.441	2.347	3.668
3	3-1/2	8 Rd	9.30	3.500	2.992	2.867	4.500
3-1/2	4	8 Rd	11.00	4.000	3.476	3.351	5.000
4	4-1/2	8 Rd	12.75	4.500	3.958	3.833	5.563

PIPE ID IN INCHES = 2.441

COUPLING O.D. inches = 3.50

Page 2 Press E to exit,

Press U for page-up,

Press D for page-down

Press I to enter dimensions

API Regular Casing

Nominal OD Inches	Thread	LB/FT	OD	ID	Drift In.	Coupling In.	OD In.
4-1/2	8 Rd	9.50	4.500	4.090		3.965	5.000
4-1/2	8 Rd	11.60	4.500	4.000		3.875	5.000
4-1/2	8 Rd	13.50	4.500	3.920		3.795	5.000
5-1/2	8 Rd	14.00	5.500	5.012		4.887	6.050
5-1/2	8 Rd	15.50	5.500	4.940		4.825	6.050
5-1/2	8 Rd	17.00	5.500	4.892		4.767	6.050
5-1/2	8 Rd	20.00	5.500	4.778		4.653	6.050
5-1/2	8 Rd	23.00	5.500	4.670		4.545	6.050
6-5/8	8 Rd	17.00	6.625	6.135		6.010	7.390
6-5/8	8 Rd	24.00	6.625	5.921		5.796	7.390

Page 5 E to exit, U for page-up, D for page-down, I to enter dim

4.10.1.4 Pump and Motor Diameters in inches

PUMPS				MOTORS		
MFG.	SERIES	OD	HEAD OFFSET	SERIES	OD	
REDA	338 (A)	3.38	000	375	3.75	
REDA	400 (D)	4.00	000	456	4.56	
REDA	540 (G)	5.13	000	540	5.43	
REDA	562 (H)	5.62	000	738	7.38	
REDA	675 (J)	6.75	000			

CENT.	338	3.38	000	375	3.75
CENT.	400 (FC)	4.00	375	450	4.50
CENT.	513 (GC)	5.13	000	544	5.44
CENT.	562	5.62	000	562	5.62
CENT.	675	6.75	000	725	7.25
ODI	55 (R)	4.00	220	55	4.50
ODI	70 (K)	5.375	000	70	5.625
ODI	86	6.750	000	86	5.625
ESP	300	3.38	000	375	3.75
ESP	400	4.00	000	TR4	4.56
ESP	500	5.13	000	TR5	5.40

PUMP O.D. inches = 5.62

MOTOR O.D. inches = 7.38

DISCHARGE HEAD OFFSET IN inches = 0

CASING DRIFT DIA. inches = 4.767

Page 8 Press E to exit, Press U for page-up, Press D for page-down

Press I to enter dimensions

REDA CABLE DIAMETERS in nominal inches

4.10.1.5 Cable

ROUND CABLE

AWG No.	REDALENE 3KV	REDALENE 5KV	REDAHOT 4KV	REDAHOT 5KV	REDABLACK
1		1.36	1.36	1.38	1.36
2		1.28	1.29	1.30	1.29
4		1.09	1.16	1.11	1.16
6		1.00	1.02		

FLAT CABLE

AWG REDALENE REDALENEREDAHOTREDABLACKREDALEAD

No.	3KV	5KV	4KV	5KV	4KV
1	.70 x 1.88	.72 x 1.90	.75 x 2.00	.81 x 1.81	.67 x 1.76

2	.68 x 1.79	.69 x 1.79	.71 x 1.89	.78 x 1.72	.63 x 1.65
4	.59 x 1.53	.62 x 1.62	.63 x 1.63	.71 x 1.53	.53 x 1.33
6	.55 x 1.40		.58 x 1.50		

CABLE O.D. inches = 1.36

4.10.1.6 Friction loss Calculator

For water only - Hazen and Williams formula power cost is based on a spgr=1.00 fluid, default motor efficiency is 84%.

Use a roughness factor of 100 (10 year old pipe) to 140 (new pipe)

Ø ROUGHNESS FACTOR = 140
 Ø TUBING LENGTH IN FT. = 8220
 Ø PIPE ID IN INCHES = 2.992
 Ø PRODUCTION RATE IN BPD = 795
 Ø EFFICIENCY OF PUMP 1 IN % = 80
 \$ PER KWH = .12

Ø POWER COST PER YEAR = \$ 95.5
 Ø TOTAL FRICTION LOSS Tf = 14 FT
 ENTER DATA AGAIN (Y/N)

N/4

4.10.1.7 Poettmann&Carpenter Flowing Gradient Calculator

Correlations based on field data for 2, 2-1/2, and 3 inch nominal diameter tubing, gas-liquid ratios up to 1500 scf/stb, oil gravities from 30 to 56 deg API, and depths to 11,000 ft. These limits are in the program.

These programs are for vertical strings only.

TUBING LENGTH IN FT. = 8220
 PIPE ID IN INCHES = 2.992

<input type="checkbox"/> API OIL GRAVITY	=	27
<input type="checkbox"/> WATER SPECIFIC GRAVITY Yw	=	1.04
<input type="checkbox"/> GAS GRAVITY Yg	=	.7
<input type="checkbox"/> PRODUCTION RATE IN BPD	=	795
<input type="checkbox"/> WATER CUT IN DECIMAL	=	.43
<input type="checkbox"/> % FREE GAS INTO THE PUMP	=	0
<input type="checkbox"/> GLR through the pump SCF/STB	=	21
<input type="checkbox"/> FLOWING WELLHEAD PRES., PSIG	=	150
<input type="checkbox"/> FLOWING WELLHEAD TEMP., DEG.F	=	120
<input type="checkbox"/> PUMP DISCHARGE TEMP, DEG.°F	=	225

DEPTH = 8220 FT. PRESSURE = 3450 PSI
 ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.8N/5Total Dynamic Head (TDH) Required

This program calculates the total dynamic head (tdh) required to lift the produced fluid. If the gas/liquid ratio (glr) through the pump is greater than 15 or you have free gas entering the pump, then the flowing pressure gradient calculations should be used. Enter 0 to go to a calculation screen from a data entry point.

Press 1 for a static calculation. Press 2 for a flowing gradient calculation

<input type="checkbox"/> The Average Specific Gravity	=	.912
<input type="checkbox"/> FLOWING WELLHEAD PRES., PSIG	=	150
<input type="checkbox"/> DEPTH TO THE PUMP 'Psd' ft.	=	8220
<input type="checkbox"/> TUBING FRICTION LOSSES in ft	=	14
<input type="checkbox"/> PUMP INTAKE PRESSURE PSIG	=	332
<input type="checkbox"/> TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)	=	7773

4.10.1.9N/6CatalogPump Curve Calculator

This program uses the published coefficients to calculate the Head, BHP, and the efficiency of an impeller given the flow rate in BPD. The coefficients are stored in the file named COEFFICIENT and may be read or edited with most Text Editing programs. The ranges are stored in a file named RANGES.PMP

- A. Select the pump & Calculate Head, BHP, Efficiency
 - B. List impellers to select from
 - C. Display the coefficients
 - D. List the impellers on file
 - E. RETURN TO THE MAIN MENU
- ENTER YOUR SELECTION

Program 5 should be run 1st in order to determine the total dynamic headrequired. This is also where you select either a static head calculation ora flowing gradient calculation. If you want to enter a tdh on this screenand it prints 'flowing calculation' then return to program 5 and select 1.

IMPELLER SELECTED	=	DN800D
MINIMUM BPD	=	500
BEST EFFICIENCY BPD	=	800
MAXIMUM BPD	=	950
MAX. BPD FOR CALCULATION	=	1271
NOMINAL CASING DIAMETER	=	7.0

You may want to input the calculated BLPD
1271 through the pump.

<input type="checkbox"/> PRODUCTION RATE IN BPD	=	795
	=	
<input type="checkbox"/> HEAD/STAGE		23.77

<input type="checkbox"/> BHP/STAGE	= .236
<input type="checkbox"/> EFFICIENCY	= 58.8
	=
<input type="checkbox"/> TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)	7773
<input type="checkbox"/> STAGES	= 327
<input type="checkbox"/> ACTUAL STAGES SELECTED	= 327
	=
The Average Specific Gravity	.912
TOTAL BHP	= 70

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.10 Motor Loading, Running Amps, Power Factor, Efficiency, Input KW and KVA

This program will calculate the motor loading, running amps, power factor, efficiency, input KW and KVA using approximations of the composite motor curves published in Centrifliff's Submersible Pumping Handbook. If the pump's BHP is entered then the running amps will be calculated, if the running amps are entered then the pump's BHP will be calculated.

Press A to enter the running amps, B to enter the pump's BHP

PUMP BHP REQUIREMENT.	=	70
MOTOR NAME PLATE HP	=	100
<input type="checkbox"/> MOTOR NAME PLATE VOLTAGE	=	1355
<input type="checkbox"/> MOTOR NAME PLATE AMPS	=	23
<input type="checkbox"/> PUMP BHP	=	70
<input type="checkbox"/> % MOTOR LOAD	=	69.9
<input type="checkbox"/> MOTOR RPM	=	3515

<input type="checkbox"/> RUNNING AMPS	=	16.9
<input type="checkbox"/> POWER FACTOR	=	77.4
	=	82.9
<input type="checkbox"/> EFFICIENCY		
KVA	=	39.6
<input type="checkbox"/> KW	=	30.6

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.11 Fluid Velocity past the Motor

This program calculates the velocity of the fluid by a submersible motor. The program will estimate the pressure drop across the motor, assuming the motor is centered in the casing.

<input type="checkbox"/> GAS GRAVITY Y_g	=	.7
<input type="checkbox"/> API OIL GRAVITY	=	27
<input type="checkbox"/> PUMP INTAKE TEMPERATURE DEG. F	=	201
GOR SCF/STB	=	300
<input type="checkbox"/> PRODUCTION RATE IN BPD	=	795
<input type="checkbox"/> WATER CUT IN DECIMAL	=	.43
<input type="checkbox"/> PUMP INTAKE PRESSURE PSIG	=	332
CASING DRIFT DIA. inches	=	6.151
<input type="checkbox"/> MOTOR O.D. inches	=	4.56
<input type="checkbox"/> MOTOR LENGTH IN FEET	=	12.3
<input type="checkbox"/> Actual Fluid Velocity, ft/sec	=	1.361

Estimated Pressure Loss, psi = 0.9

Spec Ht of the fluid by the motor = 0.582

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.12 Temperature Rise of the Fluid at the Discharge of Th Pump

This program calculates the temperature rise of the fluid at the discharge of th pump due to the losses in the motor and pump. The temperature calculated should be used in program 0 to calculate cable operating temperature. Program 8 will calculate the average Spc. Heat of the fluids.

<input type="checkbox"/> BOTTOM HOLE TEMPERATURE, DEG F.	=	220
<input type="checkbox"/> TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)	=	7773
<input type="checkbox"/> MOTOR EFFICIENCY IN %	=	82.9
<input type="checkbox"/> EFFICIENCY OF PUMP 1 IN %	=	80
<input type="checkbox"/> Average Specific Heat	=	.301
<input type="checkbox"/> DELTA DEG. F.	=	17
<input type="checkbox"/> PUMP DISCHARGE DEG F	=	237

4.10.1.13 Temperature of the Cable

This program calculates the temperature of the cable given the type, size, and ambient well temperature. Heating due to motor and pump losses are not included but should be added to the ambient using program 9.

The formula is $T_c = a (\text{amps})^2 + T_w$. This will only 'approximate' the API and ODI curves, and will give conservative answers.

Types are 1 = API, 2 = ODI, 3 = Redalene, 4 = Redablack, 5 = Redahot, and 5 = Redalead. Configurations are 1 = round, 2 = flat. AWG's are 6, 4, 2, & 1

THE CABLE TYPE = REDALENE

THE CONFIGURATION = ROUND = 2

<input type="checkbox"/> CABLE CONDUCTOR AWG SIZE	=	2
<input type="checkbox"/> PUMP DISCHARGE TEMPERATURE, °F	=	237
<input type="checkbox"/> MEASURED OR RUNNING AMPS	=	16.9

a	=	.0012
<input type="checkbox"/> CABLE TEMP, °F.	=	237

4.10.1.14 A. Cable Power Cost Calculator

AWG SIZES = 1, 2, 4, OR 6

<input type="checkbox"/> CABLE CONDUCTOR AWG SIZE	=	2
<input type="checkbox"/> MOTOR NAME PLATE VOLTAGE	=	1355
<input type="checkbox"/> CABLE LENGTH IN FT.	=	8320
<input type="checkbox"/> CABLE TEMPERATURE IN DEG. F.	=	237
<input type="checkbox"/> MEASURED OR RUNNING AMPS	=	16.9
<input type="checkbox"/> \$ PER KWH	=	.12
<input type="checkbox"/> POWER COST PER YEAR	=	\$ 1679.1
		54 VOLT
<input type="checkbox"/> VOLTAGE DROP	=	3.8%
<input type="checkbox"/> % MOTOR VOLTS AT START	=	74%
<input type="checkbox"/> % MOTOR AMPS AT START	=	581%
<input type="checkbox"/> SURFACE VOLTAGE	=	1409
<input type="checkbox"/> SURFACE KVA	=	41

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.15B. Pump Power Cost - Based On Pump Efficiencies

Cable Losses are Included in Pump1 Total

<input type="checkbox"/> PRODUCTION RATE IN BPD	=	795
<input type="checkbox"/> TOTAL DYNAMIC HEAD (TDH)	=	7773

<input type="checkbox"/> The Average Specific Gravity	=	.912
<input type="checkbox"/> EFFICIENCY OF PUMP 1 IN %	=	80
<input type="checkbox"/> EFFICIENCY OF PUMP 2 IN %	=	80
<input type="checkbox"/> MOTOR EFFICIENCY IN % = 82.8	=	82.9
<input type="checkbox"/> \$ PER KWH	=	.12
<input type="checkbox"/> PUMP1 POWER COST PER YEAR	=	\$ 48999.46
<input type="checkbox"/> PUMP2 POWER COST PER YEAR	=	\$ 48999.46
<input type="checkbox"/> DELTA POWER COST PER YEAR	=	\$ 0
<input type="checkbox"/> PUMP1 TOTAL POWER COST PER YEAR	=	\$ 50678.56

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.16 D. Cable Clearance Calculator

This program calculates the clearance between the power cable, tubing coupling, and casing. These calculations are from the Oil Dynamics Inc. 'ODI' catalog.

Clearances of less than .05 inches should be used with extreme caution.

<input type="checkbox"/> COUPLING O.D. inches	=	4
<input type="checkbox"/> CABLE O.D. inches	=	1
<input type="checkbox"/> PUMP O.D. inches	=	4
<input type="checkbox"/> MOTOR O.D. inches	=	4.56
<input type="checkbox"/> COATING THICKNESS IN inches	=	.1
<input type="checkbox"/> DISCHARGE HEAD OFFSET IN inches	=	3.5
<input type="checkbox"/> CASING DRIFT DIA. inches	=	6.151
<input type="checkbox"/> CLEARANCE AT THE TUBING COUPLING	=	.651 inches
<input type="checkbox"/> CLEARANCE AT THE COUPLING ABOVE THE	=	5.021 inches

PUMP

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.17 C.

<input type="checkbox"/> TUBING LENGTH IN FT.	=	2.882
<input type="checkbox"/> PIPE ID IN INCHES	=	4.5
<input type="checkbox"/> API OIL GRAVITY	=	6.151

4.10.1.18F. PI/IPR - Plotting Data

VARIABLE FREQUENCY PUMP PERFORMANCE CURVE PLOTTER

This program will ask for an impeller type, the stages, and the hertz range that you would like to plot over. The program will also ask for up to three IPR and/or PI curves. The output is placed in a ASCII data file named VSDCRV.PLT. The program then calls GRPH.EXE to do the graphics and plotting.

You may enter the file name of a composite pump at the impeller prompt. Be sure to include the .PMP extension.

<input type="checkbox"/> STAGE TYPE	=	DN800D
<input type="checkbox"/> NUMBER OF STAGES	=	327
<input type="checkbox"/> LOWEST HERTZ TO PLOT	=	60
<input type="checkbox"/> HIGEST HERTZ TO PLOT	=	85
<input type="checkbox"/> HERTZ INCREMENTS	=	5
<input type="checkbox"/> DEPTH TO THE PUMP 'Psd' ft. = 8220.	=	8220
<input type="checkbox"/> DEPTH TO THE PERF'S 'Dperf' ft.	=	10072
<input type="checkbox"/> FLOWING WELLHEAD PRES., PSIG	=	150
<input type="checkbox"/> PIPE ID IN INCHES	=	2.992
The Average Specific Gravity	=	.912

<input type="checkbox"/> FLOWING WELLHEAD PRES., PSIG	= 150
<input type="checkbox"/> PIPE ID IN INCHES	= 2
The Average Specific Gravity	= 3241

WOULD YOU LIKE TO REVIEW AND/OR CHANGE YOUR DATA? Y/N

4.10.1.19 H. Fluid above the Pump 'FAP' Calc

Application of GILBERT'S-curve using log y interpolation to determine The feet of fluid above the pump 'FAP' for a given pump suction pressure Program 2 'Free Gas Calculator' will solve for the gas up the casing-tubing annulus. The correction factor is the ratio of the (oil+gas) grav/oil grav.

CASING DRIFT DIA. inches = 6.151
 TUBING O.D. IN inches = 2.375
 GAS RATE UP THE ANNULUS IN MCF/D = 119
 FLOWING WELLHEAD PRES., PSIG = 150
 API OIL GRAVITY = 27
 PUMP INTAKE PRESSURE PSIG = 332
 DEPTH TO THE PUMP 'Psd' ft. = 8220

S-CURVE CORRECTION FACTOR = .4657786
 WORKING FLUID LEVEL = 7209 FEET
 FLUID ABOVE PUMP 'FAP'= 1010 FEET

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.20 I. Z - Factor Calculator

This program calculates a Z-factor for miscellaneous gases using the method developed by Dranchuk, Purvis, and Robinson @1999 BY ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS INC.

Gas gravity Yg = .7
 Pump intake pressure Psig = 332
 Pump intake temperature deg. °F = 201

Z = .9662846

ENTER DATA AGAIN (Y/N)

4.10.1.21 J. Fluidlevel to Psp Calculator

Application of GILBERT S-CURVE using log y interpolation to determine The pump suction pressure for a given feet of fluid above the pump 'FAP'.

The correction factor is the ratio of the (oil+gas) grav/oil grav.

CASING DIAMETER inches = 6.151
 TUBING O.D. IN inches = 2.375
 GAS RATE UP THE ANNULUS IN MCF/D = 119
 FLOWING CASING PRES., PSIG = 150
 API OIL GRAVITY = 27
 DEPTH TO FLUID = 0
 DEPTH TO THE PUMP 'Psd' ft. = 8220

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El propósito principal de este trabajo de bombeo de solventes y estimulación acida fue limpiar las perforaciones y el contorno del pozo de las parafinas y posteriormente eliminar en lo posible el daño de formación mediante la estimulación matricial acida.

El uso de programas (software), que incluyen el conocimiento de reglas y normas para acidificación de areniscas, ayuda a mejorar la operación, debido a que se eliminan diseños inapropiados y tratamientos estandarizados.

La acidificación matricial de una formación, como se menciona en el Capítulo 3, es el método más económico y efectivo para mejorar la producción de petróleo en reservorios de areniscas.

Como se menciona en el Capítulo 4, cada operación tiene un cronograma establecido y un costo aproximado. La demora o la dificultad alteran el programa general y dependiendo de la complicación, los técnicos de las compañías, de inmediato ponen en marcha un programa alternativo para poder continuar con el proyecto.

La verdadera evaluación de la estimulación, son los resultados del trabajo. Existen varias formas de evaluar el resultado de un tratamiento ácido; por ejemplo realizar ensayos de build – up después de la limpieza con ácido y una vez que se estabiliza la producción, para determinar el nuevo factor de daño. Actualmente, se prefiere realizar las pruebas de producción con bomba hidráulica Jet, debido a la versatilidad del equipo.

Estas pruebas permiten determinar los porcentajes de petróleo y de agua producido, grado API del crudo, salinidad promedio del agua de formación, presión de cabeza de pozo. Esta prueba se realiza después de la acidificación matricial y por varias horas. En el pozo SA- 20 se realizó la prueba de producción con una bomba hidráulica Jet y con un registrador de presión electrónico para medir las presiones de fondo de pozo fluyente (P_{wf}).

5.2 RECOMENDACIONES

Nunca se debe bombear una solución ácida o de solventes químicos al pozo, hasta que no se haya definido la causa del daño y de haber escogido los productos químicos adecuados para resolver el daño o daños de formación.

La formación de emulsiones se debe evaluar en laboratorio con muestras representativas de crudo y de los fluidos empleados en el pozo para seleccionar el surfactante más óptimo.

Antes de iniciar el trabajo de estimulación se debe revisar los tanques de agua y ácido no estén sucios, ya que puede ocasionar daños en la formación. También, se recomienda verificar el retorno de ácido midiendo el Ph para analizar posibles problemas que se puedan ocasionar después del tratamiento como presencia de sedimentos, emulsiones, formación de precipitados.

En las formaciones petrolíferas pueden producirse daños, tanto superficiales como profundos que afectan la producción; con las soluciones ácidas en la mayoría de casos mejoran la permeabilidad original, Por lo mencionado es menester una limpieza con soluciones químicas de modo que mejore el flujo de fluido hacia well bore.

Las concentraciones de soluciones ácidas, se agregan al agua en las proporciones necesarias para obtener las concentraciones adecuadas, además se agrega inhibidores de corrosión, agentes desmulsificantes, y otros productos químicos para controlar los problemas de escala y deposición de parafinas.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- B J Services, (1993), *Seminario técnico de estimulación ácida*, BJ Services, p.p. 12 – 13; 16 – 23; 29, 30. Quito.
- BJ Services, (1992), *Organización de posición*, Boletín técnico de ingeniería, BJ Services capacitación, pp. 2,3; 14,16.
- BJ Services,(1997), *Manual de Tubulares y Conexiones*, Quito, BJ Services Capacitación, 1997, p.p. 9, 18,26.
- BJ Services, (2001), *Mixing Manual*, Houston, BJ Stimulation Lab Services, p.p. 35 – 39; 45.
- BJ Services, *Guía de productos para cementación y estimulación* Boletín técnico de ingeniería, BJ Services Company.
- BJ Services, (1993), *Surfactantes*, Boletín técnico de ingeniería, BJ Services Capacitación, p.p. 3, 5 – 15.
- BJ Services,(1993), *Scale & Precipitate damage*, Boletín técnico de Ingeniería. BJ Services capacitación, p.p. 2,8,10,12.
- BJ Services, (2002) *Iron control agents*, Boletín técnico de Ingeniería, BJ Services Capacitación, p.p. 4,5,7,16.
- BJ SERVICES, (2003), *Corrosión* Boletín técnico de Ingeniería, BJ Services capacitación, p.p. 10,14,16.
- CORRALES PALMA Marco, (2008), *Manual de Diseño de Bombas ESP*, Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito

- HOUCHIN, L. R., (1992), *Guía para la acidificación de areniscas*, Mendoza, BJ Services Ingeniería y Capacitación, p.p. 2-10
- HILIS, Robert, *Stimulation with Coiled Tubing*, (1993), Houston, Halliburton Services, p.p. 34, 38, 46.
- JAWORSKY, Alexander, Coiled tubing, (1993), *stimulation operations & services*, Word Oil Publishing, p.p. 88, 89.
- KRUEGER, Roland, (1979), *An Overview of formation damage, and well productivity in oilfield operations*, Society Petroleum Engineering Publishing, p.p. 7, 10, 12 – 16, 18.
- MACLEOD, Harry, (1992), *Acidificación matricial*, Society Petroleum Engineering Publishing, p.p. 2 – 8; 11 – 26.
- NIND, T. E. W., (1987), *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos*, 2da. Ed., Notario, Ed. Limusa, p.p. 14-16, 38, 40 – 44.
- PACCALONI, Giovanni, (1997), *Matriz stimulation Planning*, Oil & Gas Journal, p.p. 2 – 9; 12, 15.
- ROSS, David, (1997), *Estimulación de areniscas con BJ sandstone Acid*, Ojeda, III Jornadas técnicas regionales de la sociedad de ingenieros de petróleo, seccional costa oriental del lago de Maracaibo, p.p. 2, 3, 8.
- TASSBENDER, Hans, (1982), *Química de suelos*, 3ra. Ed., San José de Costa Rica, IICA, p.p. 7 – 15; 23 – 25; 41 – 51; 120 – 124; 168, 169.

- WILLIAMS, E. A., (1992), *Acidificación matricial de areniscas y carbonatos*, mendoza, BJ Services Ingeniería y Capacitación, p.p. 3, 4, 6, 10.

GLOSARIO

GLOSARIO

Agua Fresca: Agua tomada de los ríos u otro lugar para fluido de desplazamiento o fluido de Control de pozos.

Adsorción: Adhesión o concentración de sustancias disueltas en la superficie de un líquido o gas alrededor de los cuerpos.

Absorción: Retener un cuerpo entre sus moléculas, las de otro en estado líquido o gaseoso.

Anodo: Átomo que posee una carga eléctrica positiva.

Alkali: Una base o hidróxido teniendo las siguientes propiedades, (1) Solubilidad en agua, (2) poder neutralizante de ácidos.

Build-up: Registro que se corre en los pozos para obtener datos de reservorio.

Bactericida: Compuesto químico que destruye los microorganismos que degradan al petróleo.

Barita: Sulfato de bario ($BaSO_4$), un mineral frecuentemente usado para incrementar la densidad del lodo de perforación.

Clásticos: Fragmentos de cualquier tamaño, forma o composición originado por desintegración de otras rocas.

Conglomerado: Roca formada por acumulación de granos primarios de guijarros y partículas de tamaño grande.

Capilaridad: Capacidad para dejar subir, los fluidos entre los poros de las rocas a las zonas de menor presión.

Costra de lodo: Revoque de fluido de perforación que protege las paredes de la formación contra el ingreso de agua.

Colchón: Columna de agua o de fluido de perforación que se ubica dentro de la Tubería para evitar que la presión hidrostática del fluido en el espacio anular colapse la tubería.

Carey: Unidad CGS y define la permeabilidad de un medio de poroso atravesando por un flujo monofásico.

Depletación: Estado donde el reservorio ha perdido su energía natural de producción.

Densidad: Peso de una sustancia por unidad de volumen.

Estratos: Masa mineral en forma de capa que constituye los depósitos sedimentarios.

Estratigrafía: Describe la estructura de las formaciones en una cuenca sedimentaria.

Filiformes: Formaciones de arena de forma lenticular.

Factor de daño: Relación matemática de la permeabilidad después de daño dividido por la permeabilidad original.

Fluido de desplazamiento: Usualmente agua salada que se bombea al pozo a continuación de un fluido de tratamiento para forzarlo fuera del espacio anular.

Fluido de matado: Fluido usado para mantener bajo control el pozo durante las operaciones de reacondicionamiento.

Gradiente: Cambio o variación en medición de una cantidad física.

Hidrocarburos: Compuesto de hidrógeno y carbono, gas líquido o sólido.

Isotérmico: Condición termodinámica en donde la temperatura permanece constante durante un proceso.

Ígneas: Roca formada por el enfriamiento de magma fundido.

Ion: Átomo que posee una carga eléctrica positiva o negativa por haber perdido o ganado electrones extras.

Isomorfo: Minerales que poseen cuerpos de diferentes composición química e igual forma cristalina y que pueden cristalizar asociados.

Intersticio Pequeño espacio vacío que media entre dos masas de roca. (sinónimo de poro)

Litificado: Fenómeno cuando la arena es comprimida y consolidada por el peso de los sedimentos superiores.

Limos: Sedimentos formados por arcilla y restos de materia orgánica.

Limonita: Roca formada por la acumulación de granos minerales de cuarzo.

Morfología: Aspecto externo de la constitución de una roca.

Marga: Roca formada por acumulación de minerales de arcilla y carbonato de calcio.

Petrofísica: Estudio del espacio poral y de sus características.

Petrografía: Estudio de la composición química, mineralogía, y génesis de las rocas.

Potencia: Espesor de los estratos medido perpendicularmente a los límites de los mismos.

Plasticidad: Propiedad que presentan algunos minerales, de mantener la deformación producida por una fuerza exterior.

Presión crítica: Es la presión necesaria para condensar un gas a su temperatura crítica.

Preflujo: Es la cantidad de fluido usada delante de una solución ácida que se bombea dentro del pozo, también llamado fluido de cabeza.

Punto crítico: Es el punto de presión y temperatura donde no se puede distinguir si un fluido es gas o líquido.

Saturación: Contenido de fluidos que existen en los espacios porosos de la roca.

Temperatura crítica: Temperatura a la cual un fluido puede existir como líquido o gas.

Vaporización: Es el proceso para convertir una sustancia en estado gaseoso.

Viscosidad: Es la capacidad de flujo de un fluido.

Zeolitas: Grupo de silicatos similares a los feldespatos con notable capacidad de intercambio iónico.

ANEXOS

Anexo 1. División textural de las areniscas

Roca Sedimentaria	Código Geológico	Consideración	Composición	Tamaño Partícula
Conglomerados (Rocas Sefíticas)		Normal Fino Arenoso Arcilloso	4 – 64 mm < 4 mm > 20% arena > 20% arcilla	2 - > 256
Areniscas (Rocas Semíticas)		Conglomerático Guijarros Normal Lodoso Arcilloso	> 20% Guijarro > 10% Guijarro > 20% Lodo > 20% Arcilla	$\frac{1}{16} - 2$
Esquistos (Rocas Pelíticas)		Limonita arenosa Limonita Esquito lodoso Esquisto	> 20% arena > 10% lodo	$\frac{1}{256} - \frac{1}{16}$