

**EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS
INYECTORES EN CAMPO GUANDO**

JUAN FELIPE GARCÍA SANTAMARÍA
JUAN DIEGO ESCOBAR GÓMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

**EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS
INYECTORES EN CAMPO GUANDO**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

JUAN FELIPE GARCÍA SANTAMARÍA
JUAN DIEGO ESCOBAR GÓMEZ

**Director
Ing. Clímaco Ortega Chacón**

**Co-director
Ing. Carlos Rojas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

A Dios porque en Él está la voluntad de haber culminado esta primera etapa de mi vida profesional, y porque siempre me ha acompañado en todos mis proyectos y lo seguirá haciendo.

A mi papá, a mi mamá y a mi hermana porque siempre han estado conmigo en los buenos y en los no tan buenos momentos, y porque a su vez me han apoyado en el desarrollo y cumplimiento de todas mis metas.

A mi compañero de tesis, Juan Felipe, porque fue quien me convidó a participar en el desarrollo y elaboración de este proyecto.

A todas las personas que he conocido a lo largo de mi vida universitaria pues de cada uno de ellos he aprendido algo y llevo conmigo esas enseñanzas.

Juan Diego Escobar Gómez.

DEDICATORIA

A mi familia, esa familia dedicada y paciente, que hizo hasta lo imposible para poder darme esta oportunidad incomparable de estudiar y culminar mis estudios.

A mi hermano, una gran inspiración para mí y una gran persona en mi vida, me dio ejemplo y guió a través de mi vida universitaria.

A Juli, por aguantarse todo este trabajo y colaborar en todo lo que fue necesario.

A mi compañero de tesis, Juan Diego, porque fue él quien me daba impulso para seguir trabajando con este proyecto.

A todos mis compañeros y compañeras de la universidad, fueron unos grandiosos años, compartir alegría con ustedes, conocimiento y noches de traspaso.

Juan Felipe García Santamaría

AGRADECIMIENTOS

Gracias a todos los que nos apoyaron e hicieron parte de la elaboración de este proyecto. Deseamos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a:

Clímaco Ortega Chacón, por ser quién dirigió la elaboración de este proyecto y nos prestó su incondicional apoyo siempre que lo requerimos. Gran profesor y gran persona de quien se aprende cada vez algo nuevo.

Ingeniero Carlos Rojas, al ingeniero Hernando Ariza por todo el apoyo que nos brindaron cada vez que accedíamos a sus opiniones y experiencia. Porque cada vez que les escribíamos y los llamábamos, estuvieron siempre pendientes y con toda la disposición para colaborarnos con la información necesaria del campo Guando y de esta manera culminar el trabajo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS, a todos los profesores que hacen parte de esta, pues hicieron de nosotros excelentes profesionales.

A Dianita, que en medio de todo su arduo trabajo diario siempre estuvo pendiente de colaborarnos con todo lo que fuese necesario. Siempre que pudo estuvo dispuesta a facilitar los diferentes procedimientos de la mejor manera.

A todos aquellos amigos y allegados que nos colaboraron y nos dieron un gesto de sincero apoyo durante la vida universitaria. A nuestra analista económica y a nuestra diseñadora personal de proyectos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. CARACTERIZACION DEL CAMPO	3
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANDO	3
1.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	4
1.2.1 Estructura	4
1.3 CARÁCTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS	6
1.3.1 Rocas.	6
1.3.2 Fluidos	8
1.4 HISTORIA OPERACIONAL	9
1.4.1 Estado Mecánico De Los Pozos.	13
1.4.2 Equipo De Perforación.	15
1.4.3 Brocas.	15
1.4.4 Fluidos De Perforación.	16
1.4.5 Perforación Direccional.	17
1.4.6 Cementación.	19
1.4.7 Control de sólidos y tratamiento de fluidos.	20
2. INYECCIÓN DE AGUA	23
2.1. PRINCIPIOS BÁSICOS.	23
2.1.1. Propiedades a Tener en Cuenta en la Inyección de Agua.	25
2.1.2. Factores que Afectan la Inyección de Agua.	30
2.2. DISEÑO DE UNA INYECCIÓN DE AGUA.	33
2.2.1 Fuente De Agua.	36
2.2.2 Patrones De Inyección.	37
2.2.3. Condiciones Operacionales.	40
2.2.4. Evaluación Económica.	42
3. PRUEBAS DE CALIDAD RELACIONADAS CON EL AGUA DE INYECCIÓN	43
3.1. TEMPERATURA.	47
3.2. GRAVEDAD ESPECÍFICA.	47
3.3. CARÁCTER ACIDO –pH.	48
3.4. CONTENIDO DE ACEITE.	49
3.5. CONTENIDO DE GASES.	50
3.5.1. Contenido de O ₂ .	50
3.6. CONTENIDO DE SÓLIDOS.	53
3.6.1. Sólidos disueltos.	53
3.7. CONTENIDO BACTERIAL.	63

3.8. PRUEBAS PARA DETERMINAR CORROSIÓN	68
3.8.1. Cupones	71
3.8.2. Pruebas electroquímicas	73
3.8.3. Probadores galvánicos	74
3.8.4. Ultrasonido.	74
4. TRATAMIENTOS DE CONTROL REALIZADOS AL AGUA DE INYECCIÓN	76
4.1. REMOCIÓN DE OXIGENO.	80
4.2. REMOCIÓN DE GASES ÁCIDOS.	84
4.3. REMOCIÓN DE SÓLIDOS.	85
4.4. REMOCIÓN DE ACEITE.	90
4.5. PREVENCIÓN DE ESCAMAS.	91
4.6. CONTROL DE COLONIAS DE BACTERIAS.	92
4.7. CONTROL DE CORROSIÓN.	94
5. PRINCIPALES TIPOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA	97
5.1 ESTIMULACIÓN ACIDA.	97
5.1.1. Tipos de estimulación acida.	97
5.1.1.1. Tratamientos tipo matriz	97
5.1.1.2. Tratamientos tipo fractura.	97
5.1.2. Tipos comunes de acido.	98
5.1.2.1. Acido clorhídrico (HCl).	98
5.1.2.2. Acido acético (CH ₃ COOH).	98
5.1.2.3. Acido fluorhídrico (HF).	98
5.1.2.4. Acido sulfámico.	99
5.1.3 Aditivos de ácidos	99
5.1.3.1. Surfactantes	99
5.1.3.2. Agente de suspensión	100
5.1.3.3. Agentes Anti-lodo	100
5.1.3.4. Inhibidores de corrosión	100
5.1.3.5. Alcohol utilizado con ácido	101
5.1.4. Acidificación de areniscas.	101
5.1.4.1. Objetivo y tratamientos básicos	101
5.1.4.2. Tratamiento con acido fluorhídrico (HF) – solvente mutal para la arenisca	102
5.1.4.3. Sistema de generación de HF “in situ” (SGMA).	103
5.2. REMOCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS DE SULFURO DE CALCIO, SULFURO DE HIERRO Y SULFURO LIBRE, EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.	104
5.2.1. Introducción	104
5.2.2. Composición de las escamas.	105
5.2.2.1. Formación de escamas	106
5.2.3. Agentes de remoción y prevención de escamas	109
5.2.3.1. Remoción de escamas.	109
5.2.3.2. Prevención de las escamas	111

5.2.3.3. Procedimiento utilizado en las areniscas para la colocación de los inhibidores	111
5.2.4. Remoción del sulfuro de hierro y sulfuro libre.	112
5.2.4.1. Introducción	112
5.2.4.2. Método para la remoción de sulfuro de hierro y sulfuro libre	113
5.2.4.3. Solución lavadora de ácido – detergente.	114
5.2.4.4. Producto para cambiar la mojabilidad de la formación.	114
5.2.4.5. Lavado con un solvente para sulfuros	115
5.2.4.6. Desplazamiento	115
5.3 SOLUCIONES MICELARES UTILIZADAS PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS DE INYECCIÓN.	115
5.3.1. Introducción	115
5.3.2. Soluciones micelares con alto contenido de agua.	116
5.3.3 Soluciones micelares con contenido de agua bajo a intermedio	117
5.3.4. Resumen sobre las soluciones micelares	117
5.4. ESTABILIZACIÓN DE ARCILLAS POR MEDIO DE SOLUCIONES HIDROXI – ALUMÍNICAS.	118
5.4.2. Reacciones químicas de las soluciones hidroxí–alumínicas.	119
5.4.3. Pruebas de campo	121
5.5. INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD DE ARENAS ARCILLOSAS CON QUÍMICOS.	121
5.5.1. Introducción	121
5.5.2. Tratamiento recomendado	122
5.6. POLIMEROS UTILIZADOS EN LA ESTIMULACIÓN DE POZOS INYECTORES.	122
5.6.1. Introducción	122
5.6.2. Polímero poliacrilamida	123
5.6.3. Polímeros gelatinosos.	124
5.6.4. Utilización de polímeros para taponamiento de formaciones	127
5.7 FRACURAMIENTO.	128
5.7.1. Mecánica de fracturamiento.	128
5.7.1.1. Esfuerzos de rocas regionales	128
5.7.1.2. Distorsión de esfuerzo causado por la perforación del pozo.	128
5.7.1.3. Iniciación de la fractura.	129
5.7.1.4. Propagación de la fractura	129
5.7.2. Fluidos de fracturamiento.	129
5.7.3. Diseño de un trabajo de fracturamiento	130
5.7.4. Fracturamiento hidráulico en operaciones de inyecciones de agua.	131
6. ANÁLISIS DE PROBLEMAS Y PROPUESTAS DE ESTIMULACIÓN ASOCIADOS A LOS POZOS INYECTORES EN EL CAMPO GUANDO	133
6.1 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LOS POZOS INYECTORES EN EL CAMPO GUANDO.	133
6.2. TRABAJO Y/O ESTIMULACIÓN RECOMENDADA PARA LOS PROBLEMAS PRESENTES EN LOS POZOS INYECTORES EN EL CAMPO GUANDO.	138
6.2.1. Taponamiento de las Válvulas Reguladoras de Inyección por Sólidos.	142

6.2.2. Taponamiento de los Choques Controladores de la Inyección en el Fondo de la Sarta por Sólidos	144
6.2.3. Canalización del Agua de Inyección Hacia Algunos Pozos Productores.	146
6.2.4. Disminución en el Volumen de Inyección (Posible Afectación por Sólidos).	151
6.2.5. Corrosión en la sarta del pozo inyector GUA-012	155
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CONVENIENCIA DE CAMBIO DE VALVULAS Y CHOQUES DE FONDO PARA POZOS INYECTORES EN CAMPO GUANDO.	163
7.1. INVERSIÓN INICIAL.	163
7.2. FLUJO DE EFECTIVO.	164
7.3. EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LAS PROPUESTAS.	165
7.3.1. Valor Presente Neto (VPN).	165
7.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).	165
7.3.3. Payback Simple	166
7.3.4. Payback Ajustado	166
7.3.5. Viabilidad Campo Guando.	167
7.3.5.1. Cambio de Válvula de Cabezal de Inyección	168
CONCLUSIONES	174
RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFIA	177
ANEXOS	179

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1: Ubicación geográfica del campo	3
Figura 1-2: Tipos de trampa-Subcuenca de Girardot.	5
Figura 1-3: Información de corazones.	6
Figura 1-4: Campo Guando-Areniscas inferiores.	7
Figura 1-5: Registro tipo.	8
Figura 1-6: Permeabilidades relativas de las areniscas inferiores.	9
Figura 1-7: Presiones MDT.	10
Figura 1-8: Patrón de inyección de siete puntos	11
Figura 1-9: Fotografía aérea campo Guando.	12
Figura 1-10: Completamiento	13
Figura 1-11: Comparación motores de fondo.	18
Figura 2-1. Esquema de desplazamiento tipo pistón sin fugas.	24
Figura 2-2. Esquema de desplazamiento tipo pistón con	24
Figura 2-3. Mojabilidad de un sistema aceite-agua-roca.	26
Figura 2-4. Presión capilar Vs Saturación de agua.	27
Figura 2-5. Permeabilidades relativas.	28
Figura 2-6. Presión contra tiempo.	33
Figura 2-7. Factor volumétrico de formación.	34
Figura 2-8. Viscosidad.	35
Figura 2-9. Configuraciones de arreglos de 5 y 7 pozos.	38
Figura 2-10. Patrón de 5 puntos normal.	40
Figura 3-1. Medidor electrónico de pH (pHmetro).	49
Figura 3-2. Colores indicadores de pH.	52
Figura 3-3. Fotómetro de filtro.	54
Figura 3-4. Espectrómetro de Absorción Atómica	55
Figura 3-5. Fotómetro de llama.	56

Figura 3-6. Filtro de membrana para determinación de concentración de sólidos suspendidos.	58
Figura 3-7: Sólidos suspendidos en agua, vistos a través de un microscopio electrónico.	59
Figura 3-8: Rayos incidentes en la determinación de la turbidez del agua.	63
Figura 3-9. Celda de corrosión en una línea de flujo	69
Figura 4-1. Estrategia para seleccionar la fuente de agua y el tipo de tratamiento.	78
Figura 4-2. Torre desaireadora o de vacío.	81
Figura 4-3. Torre desaireadora empacada tipo despojadora con gas en contracorriente.	82
Figura. 4-4. Torre desaireadora de platos tipo despojadora con gas en contracorriente.	83
Figura 4-5: Corte de un filtro accionado por gravedad.	86
Figura 4-6. Corte de un filtro accionado por presión.	87
Figura 4-7. Filtro a presión tipo cartucho.	88
Figura 4-8. Filtro a presión con <i>Diatomaceous Earth</i>	89
Figura 4-9. Filtro a presión con lechos empacados.	89
Figura 4-10. Tanques de sedimentación y desnatador de aceite.	90
Figura 6-1. Ubicación y tipo de problemas durante la producción de	139
Figura 6-2. Completamiento del Pozo Inyector GUA-036	140
Figura 6-3. Completamiento del Pozo Inyector GUA-012	141
Figura 6-4. Variación de la Permeabilidad en el Campo Guando.	147
Figura 6-5. Pozos Productores Influenciados por la Inyección de Geles en GUA-012	149
Figura 6-6. Comportamiento del BSW en Pozos Influenciados por GUA-036	150
Figura 6-7. Comportamiento de BOPD en Pozos Influenciados por GUA-036	150

LISTA DE TABLAS

CAPITULO I

CAPITULO II

CAPITULO III

Tabla 3-1. Rango permisible de algunos parámetros del agua de inyección en el campo Caño-Limón.	43
Tabla 3-2. Constituyentes primarios y propiedades en el agua para inyección.	45
Tabla 3-3. Métodos de análisis del agua.	46
Tabla 3-4. Técnica de extinción de la dilución.	65
Tabla 3-5. Rangos de velocidad del sonido.	75

CAPITULO IV

Tabla 4-1. Problemas encontrados en el agua de producción y en el agua de inyección	77
---	----

CAPITULO V

CAPITULO VI

Tabla 6-1. Reporte de Análisis Físico-químico y Pozos Inyectores en el Campo Guando	158
---	-----

CAPITULO VII

Tabla 7-1. Datos Básicos Para la Evaluación Económica de Válvulas.	169
Tabla 7-2. Resultados Obtenidos para la Evaluación Económica de Válvulas.	170

Tabla 7-3. Resultados Obtenidos para la Evaluación Económica de Choques.

172

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. COMPLETAMIENTO DE POZOS INYECTORES CON
PROBLES

179

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS*
INYECTORES EN CAMPO GUANDO

AUTORES: JUAN FELIPE GRACÍA SANTAMARÍA
JUAN DIEGO ESCOBAR GÓMEZ**

PALABRAS CLAVE: Pozos Inyectores de Agua, Estimulación.

Una de las actividades que se lleva a cabo en un campo petrolero luego de su producción primaria, es la recuperación secundaria de hidrocarburos por medio de un proceso de inyección de agua. Este procedimiento de Inyección de Agua se realiza con el fin de evitar el declive de la producción del campo o, en ciertos casos, con el objeto de mantener la presión del yacimiento.

Puesto que el fluido de inyección no es 100 % compatible con la formación y los fluidos contenidos en esta, en la mayor parte de los trabajos de recuperación secundaria con agua se presentan ciertos inconvenientes o problemas, los cuales pueden estar involucrados directamente con la formación, o pueden en algunos casos, afectar el pozo inyector como tal (sarta, válvulas, choques).

Dentro de los problemas más comúnmente encontrados en campos donde se aplica el proceso de Inyección de Agua se tienen: taponamientos por sólidos en suspensión y disueltos, precipitación de escamas, población bacterial y contenido de aceite; todos estos están relacionados directamente con la calidad del agua de inyección. Cada campo tiene su índice mínimo de calidad de agua, el cual involucra las propiedades del agua que pueden tener efecto en la generación de alguno de los problemas mencionados anteriormente.

Por medio del siguiente trabajo se pretende identificar los problemas presentes en los pozos inyectores en el Campo Guando, haciendo un análisis de cuáles son las posibles causas; de esta manera se procede a hacer una evaluación de los procesos de estimulación más convenientes que se deben llevar a cabo en cada uno de los pozos inyectores, con el fin de optimizar el proceso de recobro secundario de hidrocarburos y a su vez mantener la producción que se desea en el Campo Guando.

* Proyecto de Grado

** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Ing. Clímaco Ortega Chacón

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE REQUIREMENTS OF STIMULATION IN INJECTION WELLS IN THE GUANDO FIELD.*

AUTHORS: JUAN FELIPE GARCÍA SANTAMARÍA
JUAN DIEGO ESCOBAR GÓMEZ**

KEYWORDS: Waterflooding Wells, Stimulation.

One of the activities that takes place in an Oil Field after primary production, is Hydrocarbons Secondary Recovery through a process called Waterflooding. The wells through which the fluid is injected can be drilled, or could be converted to injectors after being producers. This Waterflooding procedure is done in order to avoid the Oil Field production decline, or in some cases to maintain reservoir pressure.

Because the injection fluid is not 100 % compatible with the formation and the fluids content in it, in almost all the processes of secondary recovery with water you can have some drawbacks or problems which can be directly involved with the formation, or sometimes can affect the injection well (pipe, valves, down hole pumps).

Among the problems more commonly found in an Oil Field where Waterflooding is being applied you can find: solids, scales, bacteria and, oil content; all of them are directly related to Injection Water Quality. Each field has its minimum index of Water Quality which involves properties of the water that could have some effect leading in the appearance of any of the problems written before.

Through this work we aim to identify the problems present in the Injection Wells in the Guando Field, making an analysis on which are the possible causes; by the way we proceed on making an evaluation of the Stimulation Processes more convenient that must be done in each one of the Injection Wells, in order to optimize Hydrocarbons Secondary Recovery Processes and also maintain the production desired in the Guando Field.

* Proyecto de Grado

** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleo. Ing. Clímaco Ortega Chacón

INTRODUCCIÓN

En el proceso de explotación de hidrocarburos inicialmente se tiene un mecanismo de producción primaria durante el cual aceite y/o gas y/o agua se produce(n) gracias a la energía del yacimiento que se ve reflejada en la presión que éste tiene. Una vez esta energía no es la suficiente para aportar el caudal deseado de hidrocarburos, se procede a implementar un proceso de recobro secundario como la Inyección de Agua, que en algunos casos este proceso se implementa anticipadamente debido a la baja presión que presenta el yacimiento. Durante estos proyectos algunos pozos productores pudieron haber sido convertidos a inyectoros debido a que la producción de agua con respecto a la de aceite era de por lo menos 99 a 1; ó algunos pozos nuevos pudieron haber sido perforados con el fin de inyectar el fluido.

Debido a problemas naturales que se presentan dentro de un yacimiento, como incompatibilidad de fluidos, los procesos de inyección pueden volverse complicados lo cual disminuye la producción del campo obligando así a tener en cuenta tratamientos de estimulación en los pozos que se ven afectados.

Los problemas más frecuentes asociados a pozos inyectoros son: taponamiento, corrosión, escamas, baja inyectividad. Estos problemas están directamente relacionados con la interacción entre el fluido que se inyecta y las características geológicas del yacimiento. Las principales consecuencias son, la disminución de la permeabilidad en la cara de la formación, restricción en el flujo a través de las tuberías, daño en las facilidades de superficie, entre otras, lo cual conlleva a una disminución de la producción asociada a los pozos inyectoros afectados. En resumen estos problemas son el resultado de la relación natural entre el agua que

se inyecta, los fluidos y las características geológicas de la formación y el estado mecánico de cada uno de los pozos.

Una vez se ha detectado la presencia de problemas en los pozos inyectoros, se procede a evaluar las causas con el fin de determinar el tipo de tratamiento o estimulación que mejor puede combatir este problema. Los tratamientos pueden ser preventivos o correctivos y estos pueden ser aplicados directamente en el fondo del pozo o mejorando la calidad del agua de inyección. De esta manera se espera una optimización del proceso de inyección.

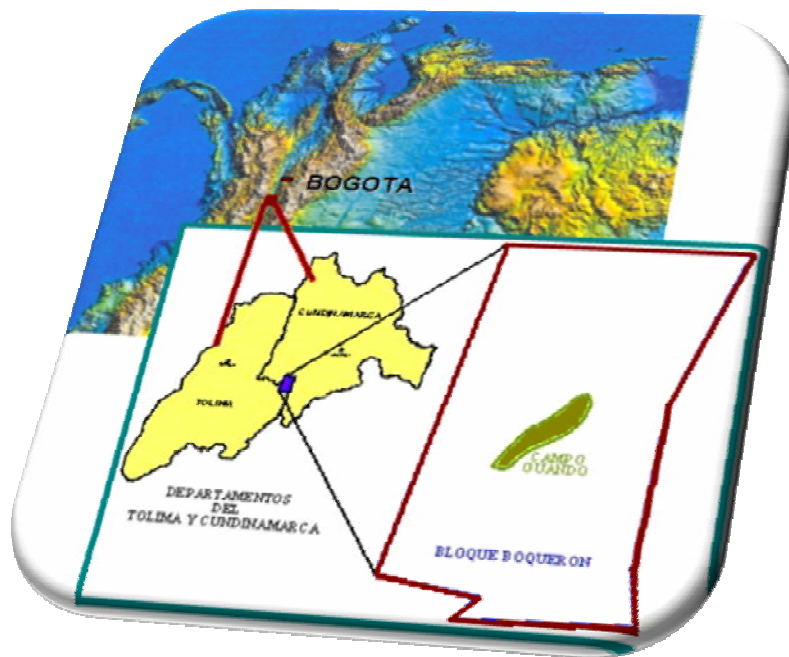
Observando el registro de oscilación del precio del barril de crudo se afirma que, una vez el precio éste lo suficientemente alto se procede a efectuar operaciones de recobro y estimulación con el fin de extraer la mayor cantidad de hidrocarburo; con los precios observados hoy en día es conveniente tener preparado un programa de estimulación para optimizar la producción en el momento requerido.

1. CARACTERIZACION DEL CAMPO ¹

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUANDO

El campo Guando se encuentra ubicado 100 km al sur-occidente de Bogotá en el departamento del Tolima, dentro del área rural del municipio de Melgar. A continuación se presenta una gráfica con la ubicación del campo Guando en el territorio colombiano.

Figura 1-1: Ubicación geográfica del campo Guando.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La principal actividad económica de la región es la agricultura (cultivos de banano, flores y caucho) y el turismo, ubicándose a 4100 ft de altura sobre el nivel del mar en un área montañosa. El clima es de montaña de selva lluviosa tropical con

¹ Petrobras Colombia Limited

presencia de bosques; gran diversidad en fauna y flora y una población rural densa que contribuye a un frágil ecosistema.

1.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

1.2.1 Estructura. El estrato productor está limitado al este por la falla de Boquerón, buzando al Oeste con presencia de fallas subordinadas. Se encuentra ubicado en la formación Guadalupe, sobre un monoclinal.

El yacimiento está por encima del nivel del mar lo que hace que el gradiente de presión es bastante subnormal, con presiones de formación muy bajas, entre 180 y 400 psi. La temperatura de fondo es de 110 °F. Los pozos atraviesan las formaciones Villeta, Guaduas y Guadalupe.

La formación Villeta corresponde al Cretáceo Medio Superior, conformada por lutitas con intercalaciones de lidita y arenisca, y está cortada por la falla de Boquerón, la cual la pone en contacto con las arcillas de la formación Guaduas.

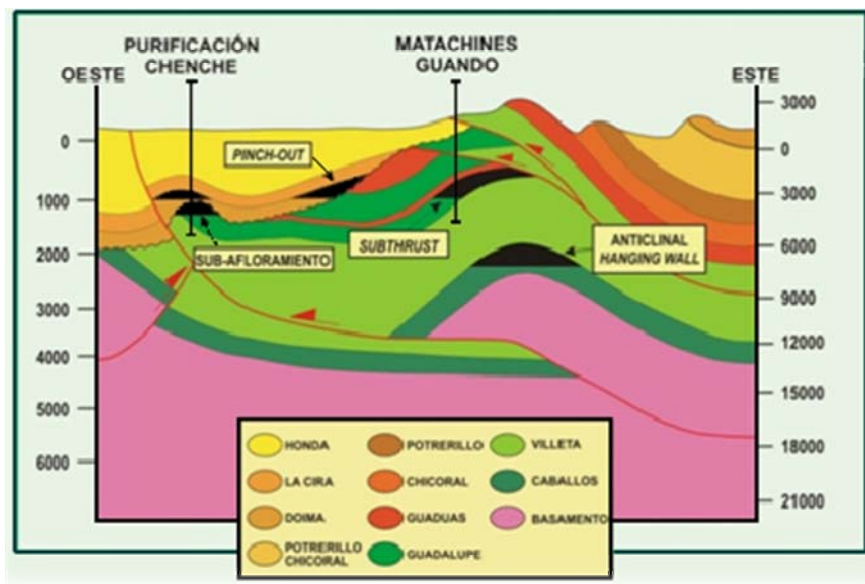
La formación Guaduas corresponde al terciario inferior. Está compuesta por arcillas y pequeñas intercalaciones de niveles arenosos y limolíticos; los cuales presentan nódulos de siderita de grano medio a grueso.

La formación Guadalupe está compuesta por dos miembros arenosos de acuerdo con sus características litológicas y electrofaciales: (arenisca superior y arenisca inferior), ubicadas a una profundidad media de 3000 pies y a una presión media de 300 psi, que requiere la implementación de recobro secundario, separados por un miembro limolítico-margoso, lidítico, denominado lidita (chert) intermedio; estos miembros arenosos desarrollan hacia la base de las areniscas inferiores un cuerpo calcáreo, el cual sirve como marcador litológico dentro de la secuencia

estratigráfica. La secuencia litológica se va tornando gradualmente más limosa-arcillosa hasta entrar en contacto nuevamente con la formación Villeta.

El yacimiento presenta un mecanismo de producción primaria por empuje de agua; sin embargo, debido a la característica de presión subnormal que presenta esta formación, fue necesario implementar de manera temprana un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, el cual se inició en el año 2003. Los pozos son estimulados con el método de fracturamiento hidráulico con el fin de sobrepasar el daño en la cara de la formación.

Figura 1-2: Tipos de trampa-Subcuenca de Girardot.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

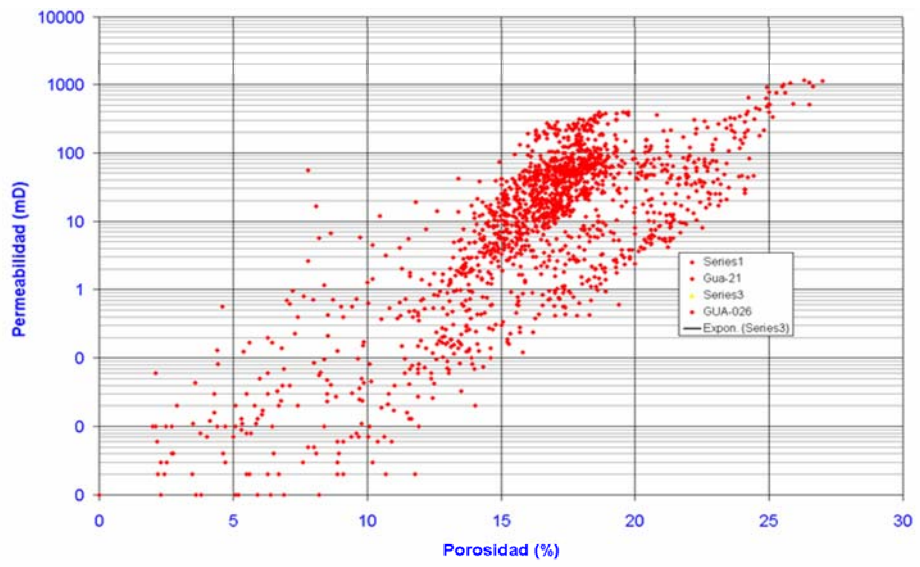
La **Figura 1-2** muestra los tipos de trampa que se encuentran en la subcuenca de Girardot, dentro de la cual se encuentra el campo Guando.

1.3 CARÁCTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS

1.3.1 Rocas. El yacimiento está dividido en cuatro bloques, el bloque Norte, el bloque Centro-norte, el bloque Centro-sur y el bloque Sur. En los bloques Centro-norte y Centro-sur, se concentra la mayor cantidad de pozos.

El yacimiento tiene un espesor medio de 750 pies, la porosidad media del campo es del orden de 16%, con valores que oscilan entre el 10% y el 25%. La permeabilidad varía con valores entre 1 y 1000 md. para el yacimiento Guadalupe inferior, mientras que para el yacimiento Guadalupe superior la permeabilidad llega hasta 7000 md. Arealmente el yacimiento presenta zonas de fracturas naturales.

Figura 1-3: Información de corazones.

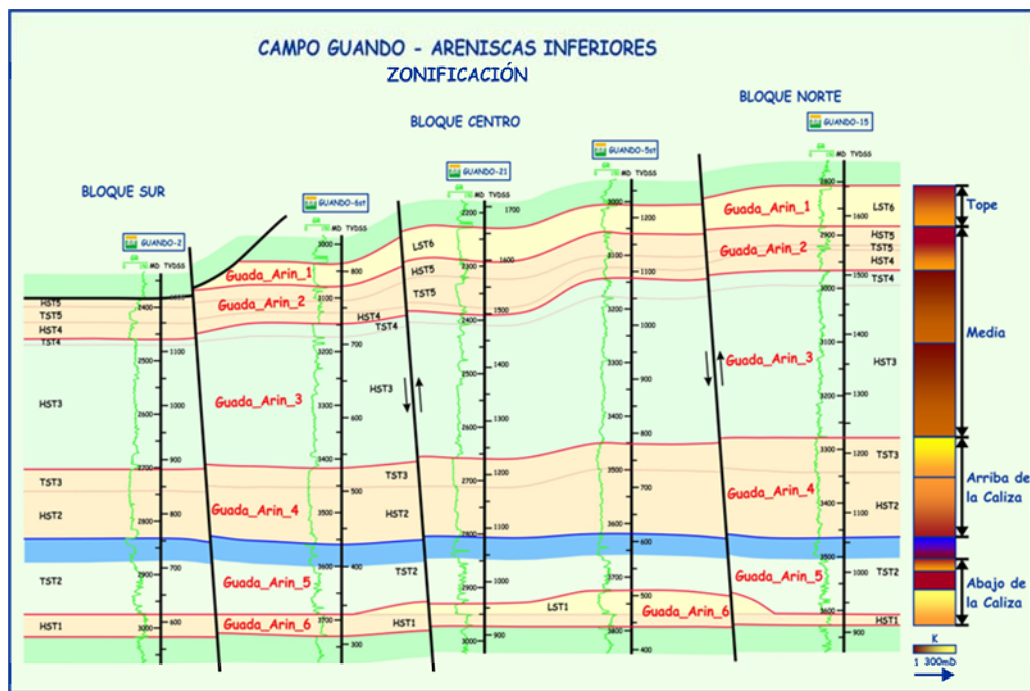


Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La **Figura 1-3** muestra la información de corazones, en donde se observa una correlación entre la porosidad y la permeabilidad.

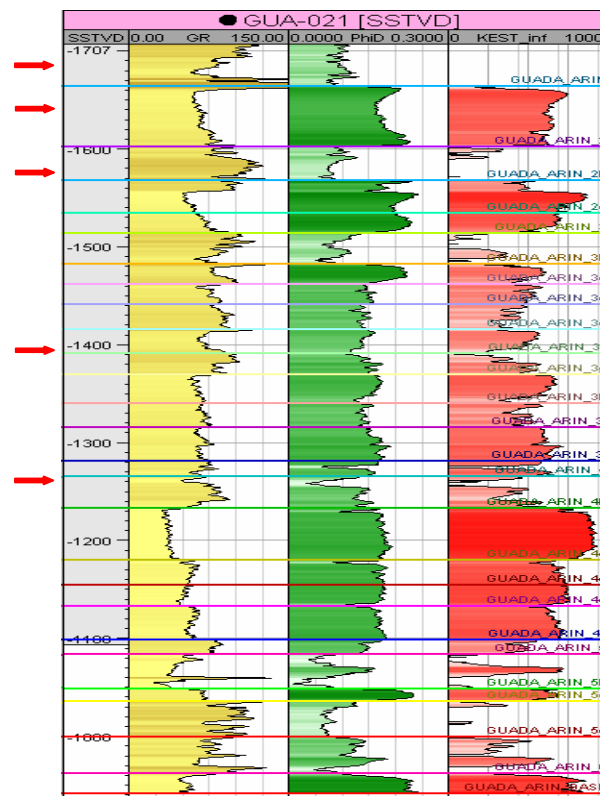
La **Figura 1-4** muestra una correlación entre algunos pozos del campo Guando, correspondiente a las areniscas inferiores. Como se observa en la gráfica las arenas tienen buena continuidad a lo largo del yacimiento.

Figura 1-4: Campo Guando-Areniscas inferiores.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

Figura 1-5: Registro tipo.

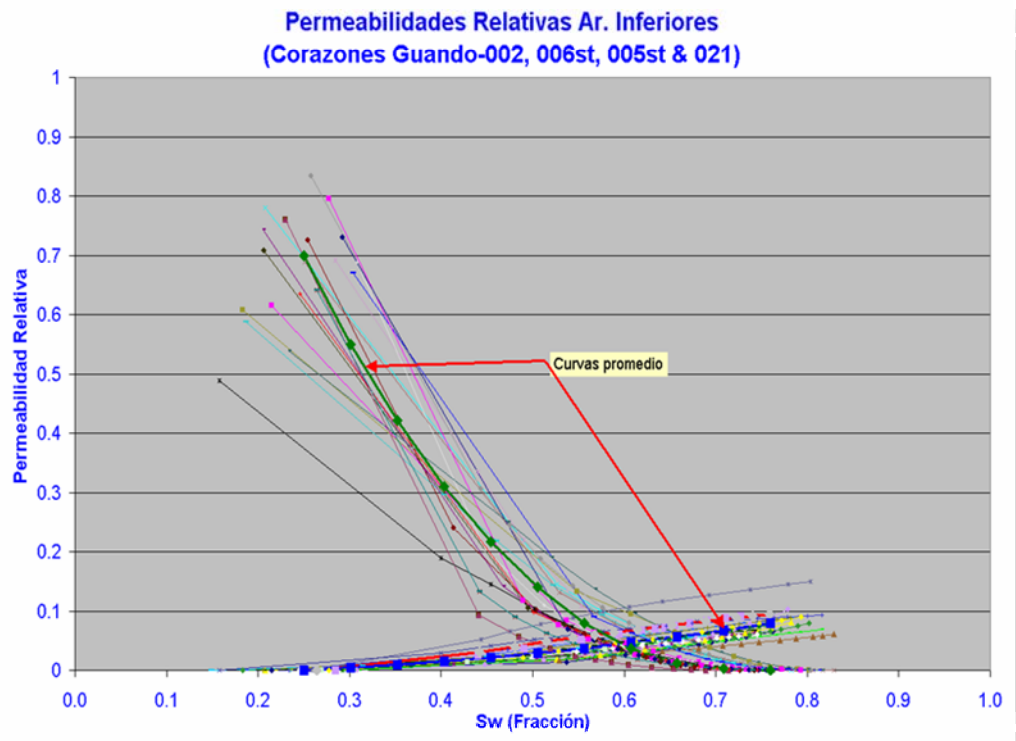


Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La **Figura 1-5** muestra el registro tipo del campo, donde se pueden observar las diferentes arenas que presenta el yacimiento.

1.3.2 Fluidos. El campo produce crudo con gravedad API entre 25-32°, con una viscosidad entre 6-12 cp., la gravedad específica del gas varía entre 0.7-0.8 y el factor volumétrico del aceite está entre 1.03 - 1.05 RB/STB. Presenta una relación de solubilidad menor de 100 ft³/bbl., y capa de gas con presión a la profundidad del contacto gas-aceite, de 107 psi. Presenta un acuífero inactivo con contenido de cloruros menor de 100 ppm.

Figura 1-6: Permeabilidades relativas de las areniscas inferiores.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La **Figura 1-6** corresponde a las permeabilidades relativas del campo Guando en función de la saturación de agua, mostrando la curva promedio de permeabilidad relativa.

1.4 HISTORIA OPERACIONAL

El campo Guando fue descubierto en el año 2000 por la compañía Petrobras Colombia Limited, en asociación con las compañías Nexen y Ecopetrol, bajo el contrato de asociación Boquerón.

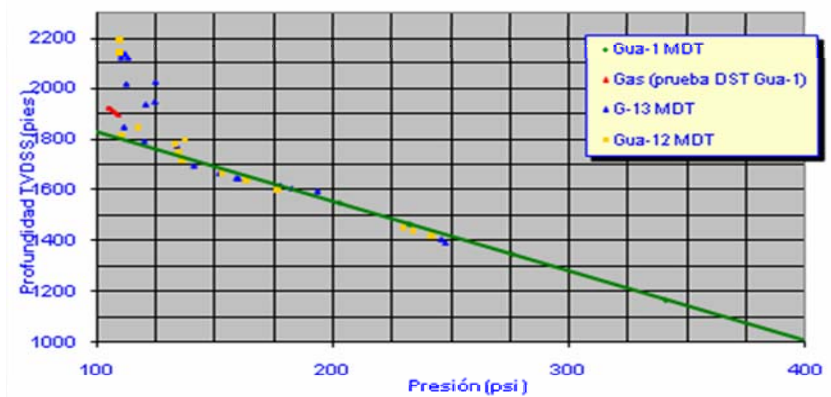
Durante la perforación de los pozos en el Campo Guando, se logró optimizar la mayor parte de las operaciones, alcanzando una reducción muy importante en los costos totales del proyecto. Cabe destacar que al reiniciar la perforación a finales

de 2005, los costos se incrementaron debido al aumento de los precios de todos los servicios con la reactivación del mercado petrolero.

El campo se descubrió con el pozo GUANDO-001, en el cual se iniciaron operaciones el 8 de enero de 2000, y se perforó hasta 3.881 pies en 39 días, luego se perforó el pozo GUANDO-002, en Mayo del mismo año. La profundidad media de los pozos es de 3500 ft; el yacimiento productor del campo Guando se encuentra sobre el nivel del mar, lo que hace que se presente una presión extremadamente baja. Fue declarado comercial en 2002 y hasta 2007 registró 110 pozos perforados en diferentes localizaciones. La búsqueda de nuevas tecnologías, procedimientos e identificación de oportunidades de mejoramiento han sido claves para mantener su dinamismo.

Al comienzo, los pozos mostraron una baja productividad debido a que la presión del yacimiento era muy reducida, por lo tanto no había flujo natural a superficie. Esto hizo necesario implementar un método de levantamiento artificial; el método seleccionado por las características del yacimiento y de los pozos fue levantamiento con bomba de cavidades progresivas, luego de haber probado con bombeo Electrosumergible.

Figura 1-7: Presiones MDT.



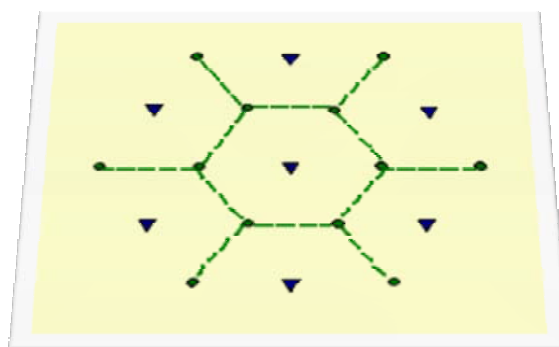
Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La **Figura 1-7** muestra las presiones tomadas de las pruebas MDT, se observan presiones muy bajas entre 100 y 120 psi.

La baja presión del yacimiento también dificulta la toma de información, específicamente la toma de registros PLT, ya que el fluido, por salir a tan baja presión no alcanza a mover las hélices de los registros de producción. Lo anterior dificulta el monitoreo del yacimiento. Adicionalmente, durante la perforación de los pozos, se efectuó un alto daño en la cara de los mismos por la alta presión hidrostática que se maneja, el daño producido por el lodo de perforación hace aun más difícil la producción de los pozos, por lo que se acostumbra a realizar fracturamientos hidráulicos para estimular la cara de la formación.

En el 2003 se inició el proceso de recobro secundario por inyección de agua, cuyo plan incluye 33 pozos inyectoros, de los cuales diez son pozos inyectoros periféricos y el resto son pozos inyectoros “in fill”. El patrón de inyección seleccionado fue el de siete puntos invertidos, con espaciamento entre pozos de 250 metros, como lo muestra la **Figura 1-8**.

Figura 1-8: Patrón de inyección de siete puntos invertido.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

La **Figura 1-8** corresponde a un patrón de inyección de siete puntos invertido, este es el patrón de inyección que se utiliza en el campo Guando.

El caudal máximo de inyección por pozo es de hasta 8600 BWPD/pozo y el caudal recomendado actualmente es de 68000 BWPD.

Actualmente el campo Guando cuenta con localizaciones (islas de pozos) en tierra desde las cuales se perforan hasta cinco pozos direccionales tipo 'S' en cada una de ellas, líneas troncales de flujo, estación de producción, separación y tratamiento de crudo, agua y gas; líneas de inyección de agua, estación de captación de agua en bocatoma del río Sumapaz, tratamiento secundario e inyección de agua, gasoducto para suministro de gas al campo en caso de necesitarse, ya que el campo se autoabastece de energía utilizando el gas producido en el mismo, oleoducto para transporte y venta, acueducto, además de casino, oficinas y áreas de vivienda para el personal que labora en dichas instalaciones.

La **Figura 1-9** corresponde a una fotografía aérea del campo Guando en la cual se observan las facilidades de producción.

Figura 1-9: Fotografía aérea campo Guando.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

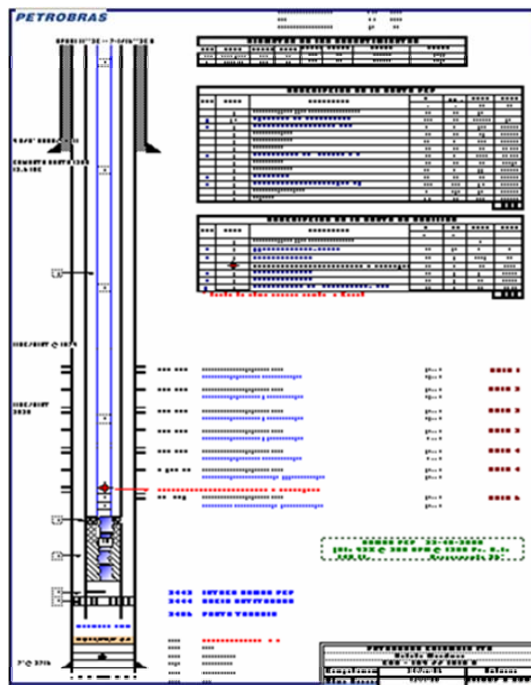
En cuanto a las facilidades de producción que tiene el campo Guando, estas se han conceptualizado de acuerdo a los planes de desarrollo y los pronósticos de producción de fluidos, inherentes a la inyección de agua.

1.4.1 Estado Mecánico De Los Pozos.

El diseño mecánico de los primeros pozos consideraba el uso de tres tamaños de brocas, definiendo tres fases por pozo: 17 ½”, 12 ¼” y 8 ½”. El pozo se iniciaba perforando con la fase de 17 ½” utilizando un tubo conductor de 20”, el cual es enterrado por obras civiles a una profundidad de 15- 20 pies. Esta fase permitía instalar un sistema Divertir de 11” x 2M.

La **figura 1-10** muestra el completamiento tipo de los pozos del campo Guando.

Figura 1-10: Completamiento tipo.



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

El completamiento tipo de los pozos del campo Guando consta de cañoneos selectivos por unidad y estimulación con fracturamiento hidráulico.

Con la experiencia del área y como un primer paso en la optimización de las operaciones, la fase de 17½" fue cancelada, con lo cual se logró una reducción importante en el tiempo y costo del pozo. Actualmente, los pozos inician directamente con la fase de 12 ¼" perforando verticalmente hasta el KOP 250 - 300 ft, aproximadamente. En este punto se arma la sarta direccional con motor de fondo y sistema MWD, para perforar direccionalmente, construyendo ángulo (BUR 5°/100') hasta aproximadamente 1000 ft, en donde se corre y cementa un revestimiento de 9 5/8". Luego se instala la sección 'A' (Casing Head Spool) y el sistema de preventoras del equipo 11" x 5M psi BOP's.

La segunda fase se perfora con broca 8 ½" y sarta direccional, tumbando ángulo (Dropping -2.5°/100') hasta lograr verticalizar el pozo al tope del yacimiento. Posteriormente se continúa la perforación vertical hasta la profundidad final. Luego de la toma de los registros eléctricos, se corre y se cementa un revestimiento de producción de 7" hasta el fondo del pozo. En la etapa exploratoria se emplearon hasta 41 días de operaciones por pozo (promedio de los cinco primeros pozos del campo). En la actualidad se perforan pozos con un promedio de 11 días.

Uno de los mayores factores de optimización ha sido la selección y diseño de brocas PDC, con durabilidad y rendimientos operacionales superiores a las brocas tricónicas. La implementación de estas brocas ha tenido gran impacto en la optimización de las operaciones de perforación en el Campo Guando por mejoramiento drástico de la ROP, la disminución de viajes adicionales para cambio de brocas y la eliminación de eventos de pesca. Se han diseñado brocas PDC especiales para este campo, considerando litología, espesores, intercalaciones, dureza de las distintas formaciones, trabajo direccional y lecciones aprendidas en general.

1.4.2 Equipo De Perforación.

Los primeros pozos en el campo fueron perforados con equipos Pride-18, Pride-22 y Pride-7, los cuales son equipos convencionales sin *top drive* y con una potencia nominal de 750 HP. Operaron desde enero de 2000 hasta noviembre de 2002.

En diciembre de 2002 se reemplazó el equipo de perforación Pride-7 por el *rig* Petreven G-102, de Soilmec. Este es un equipo hidráulico donde se resaltan los siguientes componentes: *top drive* de 220.000 libras de capacidad; antena telescópica (con gato hidráulico) que reemplaza al malacate de los equipos convencionales; sistema de control automatizado de equipos alternos con mando desde la cabina del perforador; brazo hidráulico extensible que realiza las funciones del encuellador; llave de potencia hidráulica (cuñero mecánico); cuña automática con mando a distancia para el manejo de la tubería en el pozo, y enroscador de casing diseñado y desarrollado por Drillmec. Adicionalmente, el Rig G-102 tiene la posibilidad de empujar la sarta hacia el pozo (pull down), lo que permite mejorar significativamente los parámetros de perforación al inicio del pozo.

Al tener la mayor parte de sus operaciones automatizadas, este equipo reduce el número de personas involucradas directamente en el manejo de herramientas, y disminuye así el riesgo de accidentes del personal en el rig.

1.4.3 Brocas.

En los primeros pozos, la fase de 17 ½" se perforaba con una broca tricónica (IADC 117). En la fase de 12 ¼", inicialmente se usaron brocas tricónicas, llegando a utilizarse hasta tres en un solo pozo.

El mejor resultado obtenido con estas brocas tricónicas fue la broca Smith FGSSH+ (IADC 117X), corrida en dos pozos, la cual perforó 1788 pies en 66,3 horas, consiguiendo una ROP de 27 pies/hora. Posteriormente, para esta fase, se implementaron en el campo brocas PDC, destacándose la DBS FM2565, con la

cual se ha conseguido el récord para el campo al perforar en total 15.736 pies (en 19 pozos) en 396 horas, a una ROP de 39,7 pies/hora.

En esta fase 8½” se implementaron brocas PDC, en donde se destacó la broca Smith MF10DPD, con la cual se perforaron 1282 pies en 75 horas, para un ROP 17 pies/hora. Se han probado diferentes tecnologías y diseños de las brocas de empresas como DBS, Smith y Hycalog.

Igualmente, se destaca la broca PDC de Hycalog, tipo RSX161HG de 6 aletas y con cortadores PDC de 19 mm tipo “TreX” con protección de híbridos, la cual tiene un registro de 2750’ perforados en 48 horas, ROP de 57,3 pies/hora en el pozo GUA-049.

1.4.4 Fluidos De Perforación.

Inicialmente se utilizó como fluido de perforación un sistema no disperso tipo PHPA, con el objetivo de inhibir arcillas y lutitas. Con este sistema se observaron algunos problemas de embotamiento de la broca, poca lubricación del hueco y en algunos pozos hueco apretado (*tight hole*) durante los viajes. Igualmente, en varias ocasiones se presentaron problemas de pega de la herramienta de registros eléctricos, que necesitaron realizar operaciones de pesca.

Hacia el cuarto pozo se implementó el sistema PAC/DEXTRID/GEM-GP, suspendiendo el PHPA. En un comienzo se trabajó con 3 lpb. de Glicol GEM-GP, pero estas concentraciones fueron incrementadas paulatinamente hasta 10 lpb., con base en resultados de pruebas de laboratorio y en la experiencia del campo. Esta concentración de Glicol buscaba minimizar los problemas presentados con el sistema PHPA. El sistema de lodo se utilizó desde el año 2001 hasta comienzos de 2003 con buenos resultados en la estabilidad del hueco, no presencia de embotamiento, buenas condiciones de los viajes de tubería y en las corridas de los

registros. Igualmente, este tipo de fluido se usó en pruebas de retorno de permeabilidad con corazones del campo, obteniendo retornos de 95%.

En la campaña de perforación comprendida entre los años 2003 y 2004 y buscando una alternativa amigable de bajo impacto ambiental, que permitiera un proceso de tratamiento posterior más sencillo, se cambió a un sistema de lodos no disperso llamado PAC/Clayseal/XLR Rate con propiedades de inhibición y filtración para control de lutitas y arcillas. El nuevo sistema reemplazó al inhibidor de arcillas Glicol GEM-GP por el Clayseal y mejoró el encapsulamiento de los cortes, minimizó los taponamientos del Flowline y brindó mejores condiciones de estabilidad del hueco. Adicionalmente, se incluyó el XLR Rate en 2% de volumen para mejorar la ROP, la lubricidad, el deslizamiento direccional y el embotamiento de la broca.

Debido a la presencia de algunas zonas fracturadas en el campo, se han presentado en varios pozos eventos de pérdidas de circulación y esto constituye el mayor problema operacional encontrado tanto en la fase de 12 ¼" como en 8 ½". Se han realizado pruebas con productos de última generación, como MaxSeal y X-Link.

Con los cambios realizados, se ha llegado a tener un excelente sistema de lodo para el Campo Guando, el cual garantiza buenas condiciones de estabilidad de hueco, evita el embotamiento, tiene buena lubricación y transporte de sólidos; adicionalmente, el sistema consigue mejores ROP, ha tenido buen desempeño en las corridas de registros y casing y ambientalmente es amigable.

1.4.5 Perforación Direccional.

Como se mencionó antes, para el desarrollo del Campo Guando se considera perforar pozos en un patrón de inyección de agua de siete puntos, lo cual exige





pozos perforados direccionalmente tipo 'S' desde islas multipozos por las limitaciones ambientales y topográficas del área.

En los primeros pozos para la sección de 12 ¼" se utilizaron motores de fondo estándar de 8" con Long Bearing Pack, *bend* 1,5°, con camisa estabilizada de 12" y un estabilizador de 11 ¾" encima del motor. El trabajo direccional de construcción de ángulo (BUR) era difícilmente logrado y exigía largas secciones deslizadas (*sliding*) y en algunos casos viajes para el cambio del BHA.

Posteriormente, en la fase de 8 ½" de estos primeros pozos, se utilizaron también motores de fondo estándar de 6 ¾" con Short Bearing Pack, *bend* 1,5° y estabilizador de aletas rectas de 8 ¼". El objetivo de estas sartas direccionales era tumbar ángulo a razón de -2,5°/100' hasta verticalizar el pozo. El estabilizador de 8 ¼" debía mantener una geometría de sarta empaquetada durante las secciones rotadas, evitando tendencia de levantamiento de ángulo.

En la **Figura 1-11** se observa una comparación de los motores de fondo utilizados durante las perforaciones direccionales.

Figura 1-11: Comparación motores de fondo.

Antes	Ahora
<p align="center">Fase de 12¼"</p> <p>Motores de fondo estándar de 8" Long bearing pack Bend 1,5° Con camisa estabilizada de 12"</p> 	<p align="center">Fase de 12¼"</p> <p>Motores de fondo Estándar de 8" Short bearing pack - FTC Bend 1,5° Con camisa estabilizada de 12"</p> 
<p align="center">Fase de 8¼"</p> <p>Motores de fondo performance de 6¾" Short bearing pack Bend 1,5° Con estabilizador de aletas rectas de 8¼"</p> 	<p align="center">Fase de 8¼"</p> <p>Motores de fondo performance de 6¾" Short bearing pack - FTC Bend 1,5° Con estabilizador ajustable gauge (AGS)</p> 

Fuente: Petrobras Colombia Limited.

En el proceso de optimización para la fase 12 ¼" se cambiaron los motores estándar Long Bearing Pack por motores 8" Short Bearing Pack con igual *bend*, tecnología FTC (carburo de tungsteno) y con una camisa estabilizadora de 12". Estos motores permitieron alcanzar los BUR necesarios y en algunos casos BUR mayores sin problema. Al eliminar el estabilizador encima del motor se logró una respuesta más homogénea del trabajo direccional, consiguiendo los DLS programados sin dificultad.

Estos motores tienen mejor desempeño y mejoran considerablemente la transmisión de peso a la broca en los intervalos deslizados.

Durante la perforación entre 2005 y 2007, el comportamiento de los tiempos mantiene cierta consistencia, producto de las tasas de penetración controlada, causadas por problemas particulares en algunos pozos, con pérdidas de circulación.

1.4.6 Cementación.

En los primeros pozos en donde se perforaba la fase de 17 ½" y durante el trabajo de cementación del revestimiento de 13 3/8", se empleó un diseño de una lechada de 15.8 lpg., sin aditivos y hasta superficie.

En este caso se utilizaba agua como preflujo y para el desplazamiento del cemento. La cementación del revestimiento de 9 5/8" se realiza hasta superficie. Se utilizan dos lechadas, una pesada de 15,8 lpg. a 500 ft y una liviana de 12,6 lpg. hasta superficie; se eliminó el uso de aditivos especiales para el control de gas y filtrado y el uso de espaciadores.

Finalmente, la cementación del revestimiento de producción en la sección de 8 ½", utiliza igualmente un diseño de dos lechadas de cemento. La lechada principal considera su tope 200 ft por encima de las areniscas superiores de la Formación

Guadalupe con densidad de 15,8 lpg. y con aditivos para el control de filtrado. Desde este punto y también hasta superficie se utiliza una lechada de relleno de 12,6 lpg., como una segunda barrera de protección contra la corrosión del revestimiento de producción 7”.

Para el revestimiento de 9 5/8” se resumen los cambios en reducción del volumen de cemento utilizado al trabajar con dos lechadas (principal y relleno), eliminación de aditivos para el control de gas y filtrado, eliminación del Bottom Plug, reemplazo del preflujo y del espaciador por agua y reducción del número de centralizadores utilizados.

Para el revestimiento 7” se destacan los cambios realizados diseñando una cementación hasta superficie con una lechada liviana (12,6 lpg.), la cual no necesita aditivos especiales y la reducción del volumen de espaciador utilizado de 50 bbl. a 25 bbl.

1.4.7 Control de sólidos y tratamiento de fluidos.

El servicio de control de sólidos y tratamiento de fluidos se divide básicamente en dos procesos: a) el sistema de recuperación de agua residual y b) el tratamiento de los residuos sólidos. El sistema de recuperación de agua residual consiste en un proceso de *dewatering* (deshidratación) de los sólidos, mediante un tratamiento químico con polímeros de alto y bajo peso molecular y un proceso mecánico con el uso de centrífugas de velocidad variable. Como resultado de este proceso se obtiene agua industrial, a la cual se le realizan pruebas y tratamientos químicos para ajustar sus parámetros fisicoquímicos. Una vez finalizado este tratamiento, el agua se transfiere a un tanque de almacenamiento con el fin de mantenerla aireada, en condiciones de asepsia y con parámetros fisicoquímicos adecuados y controlados.

Posteriormente, el agua se filtra en una Unidad de Ósmosis Inversa (proyecto piloto y pionero, que fue líder en la industria petrolera colombiana). En este proceso se incluyen subprocesos de ultrafiltración y adición de resinas poliméricas, para devolver al pozo un agua reutilizada de excelente calidad para la preparación de lodo nuevo.

Este sistema garantiza el suministro permanente de agua tratada con las especificaciones requeridas para la elaboración del lodo de perforación y para el uso como agua industrial. De 20% a 30% del agua utilizada en perforación proviene del sistema de recuperación implementado. Por esto, los volúmenes de captación han disminuido significativamente.

El tratamiento de los cortes de perforación (sólidos) separados en los equipos de control de sólidos (*shakers*), los desechos de la centrífuga del pozo y los sólidos del proceso de dewatering (aproximadamente 36 barriles de cortes por cada 120 barriles de lodo tratado) son recolectados en un tanque. Estos sólidos, estabilizados con y previa autorización de la interventoría ambiental, son transferidos al ZODME (Zona de Disposición Material Estabilizado) aprobado.

Antes los equipos utilizados en estos procesos de tratamiento de fluidos y cortes se trasladaban pozo a pozo con el Rig de perforación, teniendo que desarmar, movilizar y armar al mismo tiempo. Debido a la imposibilidad de hacerlo a la velocidad con que lo hace el equipo de perforación, se implementó un centro de acopio fijo en Isla 3, con todos los equipos de tratamiento, a donde llegan los fluidos y cortes provenientes de los pozos para su tratamiento, lo que ha permitido estar acorde con las operaciones y logística del campo.

Los cambios en el tipo de lodo utilizado han generado un menor consumo de productos químicos para el *dewatering* y una mayor facilidad en la disposición final del agua industrial, la cual se reutiliza, reduciendo así significativamente la

captación y el vertimiento de agua industrial al río Sumapaz, optimizando el recurso hídrico en el área.

El ahorro se representa en la disminución de la cantidad de productos químicos utilizados para el tratamiento, en la no movilización de los equipos de control de fluidos y sólidos de pozo a pozo y, finalmente, en la disminución de la captación y vertimiento de agua fresca.

2. INYECCIÓN DE AGUA ²

La producción de aceite bajo mecanismos naturales, es un proceso relativamente ineficiente y los factores de recobro no son los mejores, la falta de energía natural en muchos yacimientos acelera la implementación temprana de procesos que aumenten la energía de estos, en muchos casos el principal es la inyección de agua. La explotación de hidrocarburos por medio de este método secundario debe realizarse de acuerdo a las condiciones específicas de cada campo y a los eventos ocurridos en el yacimiento. El éxito de estos proyectos también depende de la aplicación oportuna del proceso; la planificación temprana hará posible la toma de los datos básicos en el momento adecuado para el análisis de ingeniería requerido.

Este método de recobro es el más conocido para la recuperación de aceite y a pesar de ser un método convencional, hasta entonces es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro en el mundo; se usa ampliamente debido a razones como: a) proceso relativamente fácil de aplicar, b) alta disponibilidad del fluido de inyección, c) rápida invasión a la formación por parte del fluido, d) alta eficiencia en el desplazamiento de crudos livianos y de gravedad media, e) implica bajos capitales de inversión y costos de operación comparado con otros métodos, por lo tanto, es un proceso económicamente viable.

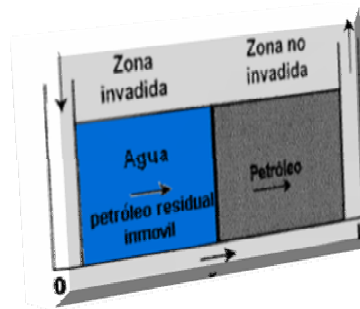
2.1. PRINCIPIOS BÁSICOS.

En la inyección de agua, se logra la producción de aceite por empuje de agua que pasa a ocupar el volumen del petróleo, entonces, el fluido inyectado actúa como desplazante y el aceite como desplazado, por lo tanto ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso; este proceso es similar al ocasionado por un pistón y se puede presentar de las siguientes maneras:

² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos.

- a) Desplazamiento tipo pistón sin fugas: El agua inyectada actúa como un pistón que desplaza todo el aceite móvil de la zona invadida, esto implica que detrás del frente de invasión la saturación de agua es máxima mientras que la saturación de aceite es residual.
- b)

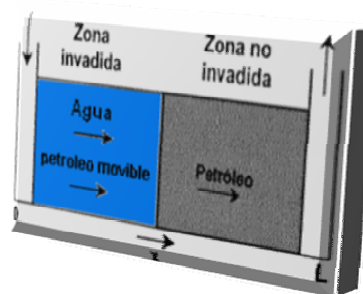
Figura 2-1. Esquema de desplazamiento tipo pistón sin fugas.



Fuente: . PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos.

- c) Desplazamiento tipo pistón con fugas: el desplazamiento efectuado por el agua no es completamente eficiente, ya que permite que parte del aceite que podría ser desplazado quede detrás del frente de invasión haciendo que la saturación de petróleo sea mayor a la residual.

Figura 2-2. Esquema de desplazamiento tipo pistón con fugas.



Fuente: . PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos.

El mecanismo de desplazamiento en un proceso de inyección de agua, presenta las siguientes etapas:

1. **Llenado.** Al inicio del proceso, el agua es inyectada con el fin de redissolver el gas libre que se encuentra en la formación, por lo tanto durante esta etapa no se apreciará una producción de aceite. Esto se debe a que el agua está reemplazando el volumen ocupado por el gas. La duración de esta etapa depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectado.
2. **Desplazamiento.** La inyección de agua está acompañada por un aumento de la presión del yacimiento desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores. Por otra parte la inyección de agua es un método de desplazamiento inmiscible por lo cual se generan bancos de agua y aceite en la formación invadida.
En esta etapa se obtiene la mayor parte de la producción de aceite y casi no se produce fluido desplazante.
3. **Ruptura.** Esta etapa se da cuando el frente de agua alcanza el pozo productor, entonces comienza a producirse el agua inyectada, por lo tanto durante este período se continuará produciendo aceite y la producción de agua aumentará bruscamente.
4. **Etapas subordinada.** en esta etapa el periodo de ruptura se sigue dando, y el fluido desplazante continúa desplazando la fase desplazada por el camino del flujo produciendo así aceite y agua. A medida que se inyecta más volumen de agua se aumenta el recobro de aceite.

2.1.1. Propiedades a Tener en Cuenta en la Inyección de Agua.

Para tener conocimiento en el comportamiento del desplazamiento inmiscible en un proceso de inyección de agua, se deben conocer las propiedades de la roca y

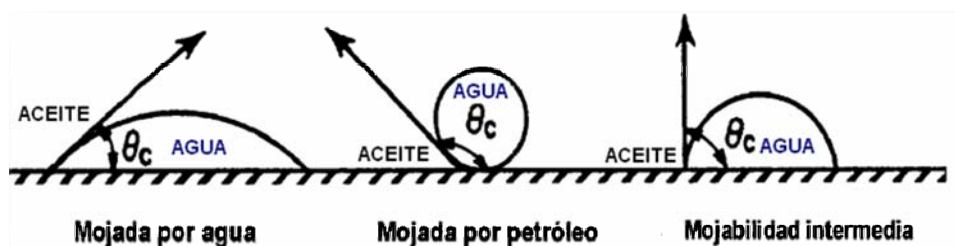
de los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de saturaciones en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado.

Los parámetros que dominan fuertemente la recuperación de aceite por medio de la inyección de agua son:

- **Mojabilidad.** Un sistema aceite-agua-roca puede ser mojado por agua o por aceite dependiendo de la tendencia de los fluidos a adherirse a la superficie de la roca, esto afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento. Cuando una fase se encuentra atrapada en los poros más pequeños, entonces, se dice que es un fluido poco móvil y moja preferencialmente la roca, llamada así fase mojannte; por otra parte la fase no mojannte es aquella que trata de ocupar los poros más grandes puesto que tiene mayor movilidad que la fase no mojannte.

La mojabilidad puede ser determinada por la medición del ángulo de contacto del líquido sobre la superficie de la roca, la **Figura 2-3** muestra gráficamente cual es el significado de un sistema mojado por agua, aceite y de mojabilidad intermedia.

Figura 2-3. Mojabilidad de un sistema aceite-agua-roca.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

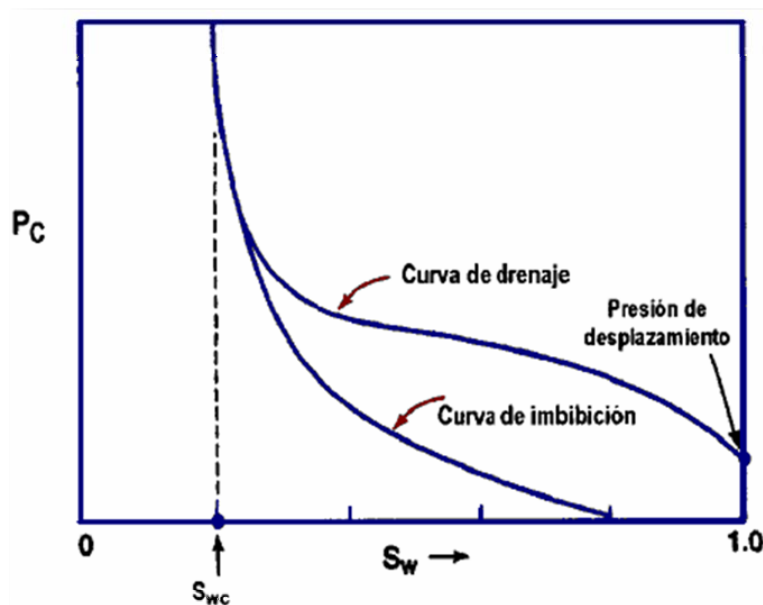
Cuando el ángulo de contacto (θ_c) entre el agua y la roca es menor de 90° , el sistema es mojado por agua, y cuando es mayor de 90° el sistema es mojado por aceite.

- **Presión capilar.** Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la fase no mojanete y la fase mojanete.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Este parámetro afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varía y se presenta el desplazamiento por imbibición y drenaje. La **figura 2-4** muestra una curva típica de presión capilar para una roca mojada por agua.

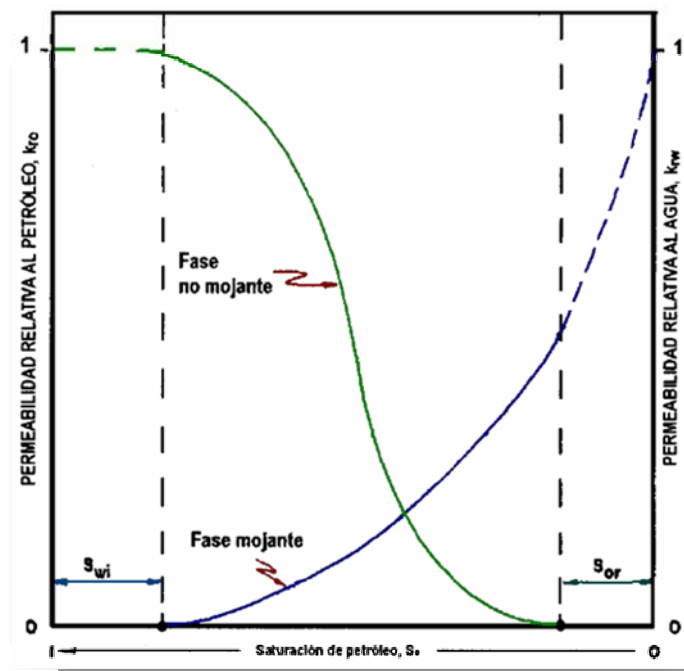
Figura 2-4. Presión capilar Vs Saturación de agua.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

- **Permeabilidad relativa.** Se define como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad absoluta se define como la capacidad de una roca a permitir el flujo de un fluido del cual esta 100% saturado, mientras que la permeabilidad efectiva es la medida de la conductancia de un fluido a través de un medio poroso cuando este se encuentra saturado con más de una fase. La **figura 2-5** muestra un diagrama típico de permeabilidades relativas para un sistema mojado por agua.

Figura 2-5. Permeabilidades relativas.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

- **Número capilar.** Se define como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso y es especialmente útil cuando las saturaciones de los fluidos se encuentran dentro del rango de las saturaciones residuales. El número capilar está dado por la siguiente ecuación.

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}}$$

A medida que aumenta el número capilar disminuye la saturación de aceite residual. Esto es un indicador del desplazamiento de fluidos en el medio poroso y un punto base para iniciar la aplicación de un proceso de recuperación secundaria.

- **Relación de movilidades.** Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada. Defínase movilidad (λ) como la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad del mismo; matemáticamente se puede representar por la siguiente ecuación:

$$\lambda_0 = \frac{K_0}{\mu_0}$$

La relación de movilidades (M) se relaciona con la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado mediante la siguiente ecuación:

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_{\square w}}{\lambda_{\square o}} = \frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_o}{\mu_o}} = \frac{K_w * \mu_o}{K_o * \mu_w}$$

Cuando la relación de movilidades es igual, las movilidades del agua y del petróleo son idénticas, los fluidos encuentran la misma resistencia a fluir dentro del yacimiento; cuando $M < 1$, el aceite fluye con mayor facilidad que el agua; por el contrario, cuando $M > 1$, el agua se mueve más fácilmente que el aceite. De acuerdo a esto es más fácil para el agua desplazar al aceite cuando la relación de movilidades es menor que 1, lo que significa una mejor eficiencia de barrido y recuperación de aceite comparado con una relación de movilidades mayor a 1.

2.1.2. Factores que Afectan la Inyección de Agua.

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- **Geometría del Yacimiento.**

Uno de los primeros aspectos a tener en cuenta para hacer un estudio de inyección, es determinar la geometría del yacimiento ya que su estructura y estratigrafía controlan la ubicación de los pozos y determinan si el yacimiento puede ser producido o no a través de procedimientos de inyección de agua; dependiendo de la geometría de la formación se define un patrón de inyección que se llevara a cabo para la explotación del yacimiento.

De igual manera es importante analizar el comportamiento pasado del yacimiento para definir la presencia, ubicación y fuerza de empuje natural de agua o la existencia de barreras estructurales como fallas o la presencia de barreras de no flujo como lutitas.

- **Litología y Propiedades de la Roca.**

La porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto, son factores litológicos y propiedades de la roca que influyen en la eficiencia de un método por recuperación secundaria. Cada yacimiento es un sistema complejo y diferente, es decir, un yacimiento el cual presenta una porosidad no muy buena pero a su vez presenta fracturas puede ser óptimo para llevar a cabo un proceso de recobro secundario por inyección de agua, proceso que no sería favorable si la porosidad del yacimiento únicamente estuviese dada por intersticios muy pequeños.

La composición mineralógica de la formación influye durante el proceso de inyección de agua ya que puede contener ciertos minerales que reaccionan al contacto con el fluido de inyección. Por ejemplo, la presencia de mineral arcilloso en algunas arenas petrolíferas puede taponar los poros por hinchamiento o floculación al entrar en contacto con el agua. Se sabe que la montmorillonita, perteneciente al grupo de arcillas, es la que más puede causar reducciones en la permeabilidad por hinchamiento, y que la kaolinita es la que menos causa este tipo de problema.

Usualmente se sustituye, como fluido de inyección, el agua fresca por salmuera con el fin de obtener una reducción en los problemas por hinchamiento, ya que esto depende de la salinidad del agua inyectada.

- **Profundidad del Yacimiento.**

Si el yacimiento se encuentra a grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la influencia de los mecanismos de empuje tales como compresibilidad de la roca y expansión de fluidos lo cual permitió su amplia explotación primaria. En yacimientos someros la máxima presión de inyección está limitada por la profundidad del yacimiento. En un proceso de inyección de agua se puede identificar una presión crítica, la

cual se podría aproximar a la presión estática de la columna de roca superpuesta sobre la arena productora. Si esta presión se supera ocasionará penetración del fluido inyectado a la formación produciendo fracturas cualquier otro plano de fallas, dando lugar a la canalización de fluido inyectado.

- **Homogeneidad de la Roca.**

Debido a que el flujo de fluidos dentro del yacimiento se da en dirección a los planos de estratificación, es de gran importancia tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca, es decir, si un estrato presenta una permeabilidad mucho más alta que otro, se puede obtener como resultado una canalización del fluido inyectado que representa un deficiente barrido de los estratos adyacentes y una relación agua aceite muy alta.

- **Magnitud y Distribución de los Fluidos.**

El primer criterio a tener en cuenta en un proceso de inyección de agua es el de el aceite remanente. Una alta saturación de este indica una cantidad de aceite recuperable económicamente viable. Si la saturación de aceite residual es pequeña, quiere decir que mayor será el recobro final. También es de gran interés conocer la saturación inicial del agua, baja saturaciones iniciales de agua connata indican altas saturaciones de aceite en el yacimiento.

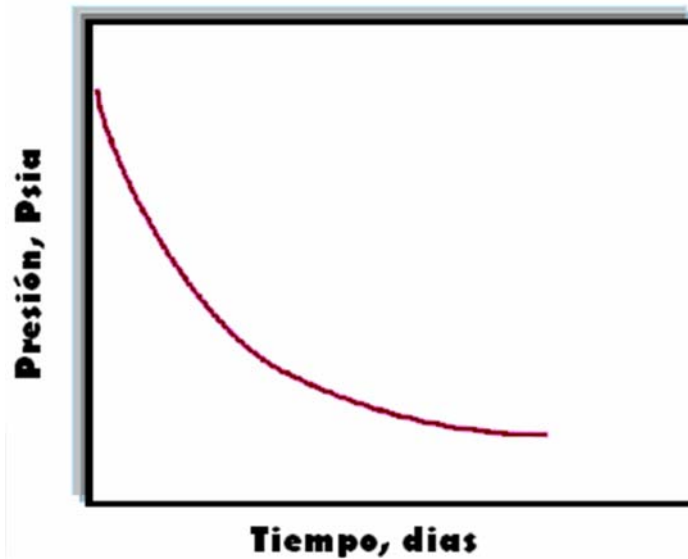
- **Propiedades de los Fluidos de Yacimiento.**

Las propiedades físicas de los fluidos tienen gran efecto en el momento del desarrollo de un procedimiento de inyección. Propiedades como la viscosidad del aceite y las permeabilidades relativas son más tenidas en cuenta. Estos dos factores están relacionados con la relación de movilidad lo cual los hace muy su estudio para proyectos de inyección.

2.2. DISEÑO DE UNA INYECCIÓN DE AGUA.

Para que un proceso de inyección de agua sea exitoso se debe aplicar el proceso oportunamente, evitando retrasos en el tiempo óptimo para iniciar la inyección, haciendo una planificación anticipada o temprana, para así poder tomar los datos básicos del yacimiento en el momento adecuado y hacerles el análisis de ingeniería requerido. El tiempo indicado para iniciar un proceso de inyección de agua depende principalmente de la presión de burbuja, aunque también está directamente relacionado con la presencia y tamaño de acuíferos, propiedades de los fluidos, los mecanismos de producción y la presión.

Figura 2-6. Presión contra tiempo.

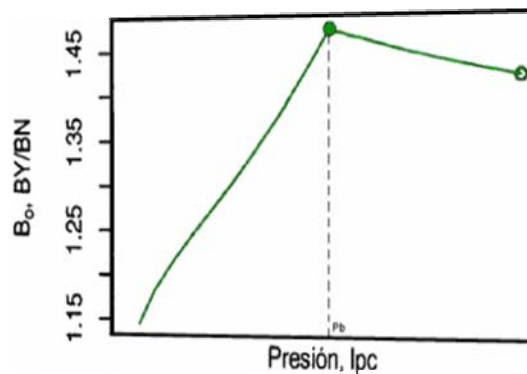


Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

Para obtener un recobro máximo al momento de hacer una inyección de agua, la presión de operación debe ser igual a la presión de burbuja, debido que se presentas las siguientes ventajas:

- A esta presión el petróleo remanente tiene la máxima cantidad de gas en solución. Esto hace que el factor volumétrico sea máximo y que el volumen de mínimo de barriles a condiciones de superficie sea mínimo, así como es mostrado en la **Figura 2-7**.

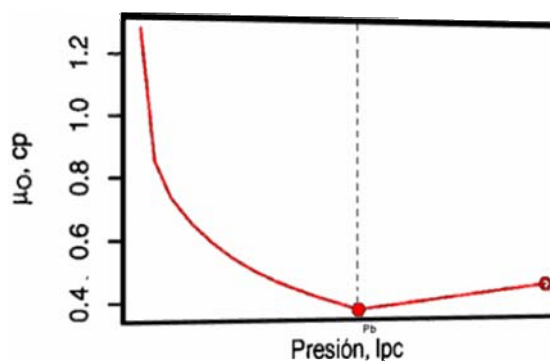
Figura 2-7. Factor volumétrico de formación.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

- La relación de movilidades depende directamente de la viscosidad de los fluidos presentes en el yacimiento. Si un proceso de inyección de agua se inicia a una presión de yacimiento cercana a la presión de burbuja, se lograra una relación de movilidades más favorable comparada con una presión más baja.

Figura 2-8. Viscosidad.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

- A esta presión de burbuja, los pozos productores tienen un índice de productividad máximo. No hay retraso en la respuesta del yacimiento a la invasión puesto que se encuentra lleno de líquido.
- A estas condiciones de presión el proceso de inyección de agua se hace más costoso, debido a que se requieren tasas mucho más altas de inyección. Esto también tiene una gran inferencia en la exigencia de grandes inversiones al comienzo de la vida productiva del yacimiento, cuando sería más económico producir por su propia energía.

Una vez se tiene en cuenta el momento en el cual se va a implementar el proceso de inyección, el equipo encargado de la administración del yacimiento debe analizar el comportamiento y comprobar la factibilidad de la aplicación de dicho proceso. Dentro de los aspectos más importantes están:

- Fuente, calidad y compatibilidad del agua de inyección.
- Posibles tipos y patrones de inyección.
- Localización del campo.
- Proyecto de vida de la inyección de agua.
- Información conocida del yacimiento, pozos y facilidades de superficie.

2.2.1 Fuente De Agua.

Cuando se piensa en un proceso de inyección de agua es muy importante también pensar en la disponibilidad del fluido que se piensa inyectar y del tratamiento que este debe recibir antes de ser inyectado y continuar con el proceso de forma permanente y a las tasas necesarias.

Este fluido inyectante tiene diversas fuentes e incluso se puede obtener de la mezcla de varias de ellas. Esto si no se pueden mantener tasas ni volúmenes requeridos para el óptimo desarrollo del proceso. Algunas de estas fuentes pueden ser:

- Aguas superficiales como lagos, ríos o mar.
- Acuíferos o zonas no productoras de aceite.
- Agua producidas por un yacimiento con propiedades similares.
- Agua producida de un yacimiento que está siendo inundado.

El agua de inyección debe mantener la misma calidad durante todo el proceso y es por esto que debe buscarse una fuente de agua que sea fácilmente tratable y con bajos costos. Antes de ser inyectado, el fluido debe ser sometido a diferentes pruebas previas que garanticen la eficiencia del proceso dentro de las que están:

- **Análisis Iónico y Mineral:** Se miden las concentraciones de materiales que puedan ser obstáculo para el avance del proceso por posibles reacciones en la formación o generación de corrosión.
- **Pruebas de Compatibilidad:** Comprobar la compatibilidad del agua de la formación con el agua de inyección garantiza la efectividad del proceso. Si estas no son compatibles, se presentaran reacciones entre estas y ocasionaran un daño en la formación.

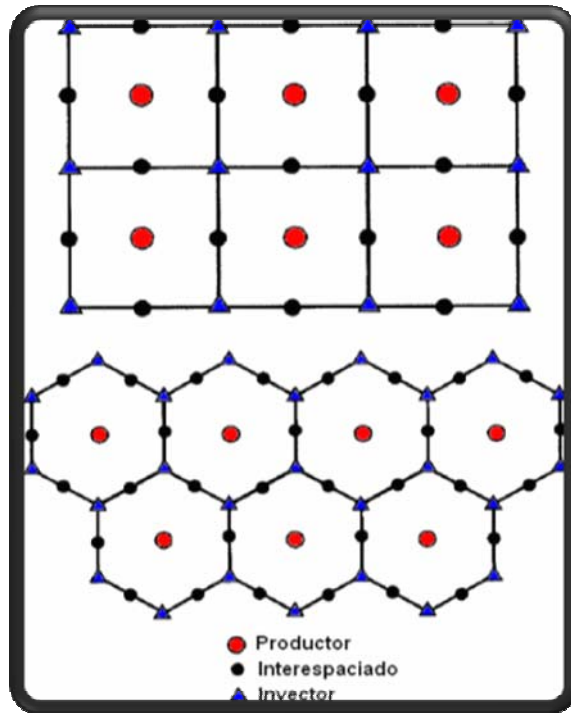
- **Pruebas de Sensibilidad de la Formación:** El agua inyectada puede reaccionar con la cara de la formación presentando daños en el caso de que las características químicas del agua sean sensibles a las de la formación. Estas pruebas se encargan de determinar el efecto causado por los elementos contenidos en el agua inyectada y los presentes en la formación.

En el caso que se presenten varias fuentes, es necesario seleccionar el mejor prospecto de fluido de inyección de acuerdo a un estudio comparativo a nivel técnico y económico que incluya tanto pruebas de inyectividad como pruebas de laboratorio, pero generalmente la mejor agua es aquella que es menos costosa y que no causa problemas mecánicos o químicos.

2.2.2 Patrones De Inyección.

Los pozos inyectores y productores se pueden ubicar de diferentes maneras con el fin de obtener una mayor eficiencia de barrido. La distribución de los pozos puede ser irregular o se pueden ordenar en patrones de inyección, donde el fluido se inyecta en la formación a través de un número apreciable de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. En la **Figura 2-9** se muestran configuraciones de arreglos de 5 y 7 pozos.

Figura 2-9. Configuraciones de arreglos de 5 y 7 pozos.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

Los diferentes arreglos geométricos dependen de las características de los yacimientos, y requieren de cierto número de pozos y a su vez, de cierto espaciamiento entre ellos; el número total de pozos es proporcional al total de aceite in situ del yacimiento y a la productividad por pozo individual, y es por esto que los yacimientos de mayor espesor deben ser desarrollados con menor espaciamiento entre pozos y si la relación de movilidades es baja el espaciamiento debe ser bajo también. Estos parámetros hacen importante el reconocimiento de

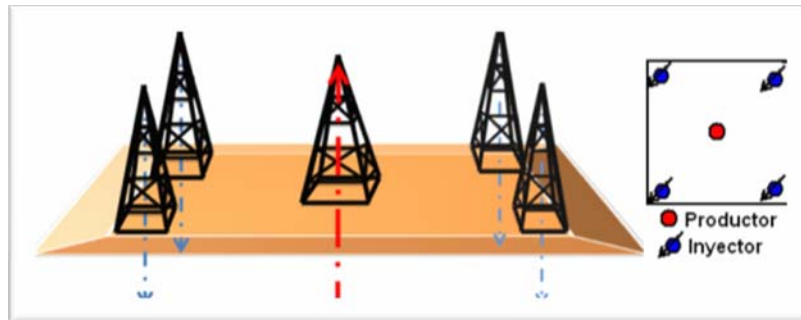
ciertos datos antes de comenzar un proceso de inyección de agua, tanto de campo como de laboratorio.

Los patrones de inyección producen una invasión rápida en yacimientos homogéneos y una buena eficiencia de barrido areal, sin embargo, debido a que un gran número de pozos inyectoros exigen un mayor seguimiento y control, se necesita una mayor inversión. La selección del arreglo depende de 5 factores importantes:

- Estructura y límites del yacimiento.
- Continuidad de las arenas.
- Permeabilidad.
- Porosidad.
- Número y posición de los pozos existentes.

La distribución geométrica para un patrón de cinco puntos normal corresponde a un cuadrado con el pozo productor en el centro y cuatro pozos inyectoros en las esquinas como se muestra en la **Figura 2-10**. Este tipo de arreglo se recomienda en yacimientos heterogéneos, o que presenten una permeabilidad y porosidad baja; en yacimientos en los cuales no se tiene continuidad entre los pozos productores e inyectoros, la distancia entre estos debe ser corta y en yacimientos con intercalaciones de estratos permeables y no permeables, como lo son las zonas de arcillas, el patrón de cinco puntos normal genera un alto gradiente de presión, el cual ayuda a que el barrido de las zonas poco permeables sea más efectivo.

Figura 2-10. Patrón de 5 puntos normal.



Fuente: Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter

La distribución geométrica puede ser como es mostrado en la **Figura 2-10**; un pozo productor en el centro y cuatro inyectores en los laterales. O puede ser invertido, un pozo inyector en el centro y cuatro productores en los laterales. Esta distribución depende de las características propias de cada yacimiento.

La selección de un patrón debe considerar la permeabilidad direccional, la existencia de fracturas en el yacimiento y la orientación de estas. El patrón debe ser orientado de tal forma, que la dirección de mayor permeabilidad o de orientación de fracturas sea la misma dirección de la línea que une los pozos adyacentes inyectores.

2.2.3. Condiciones Operacionales.

Factores como geología del yacimiento, mecanismos de producción, propiedades de la roca y fluido, presión del yacimiento, patrones de inyección, espaciamento entre pozos y factores operacionales como la presión y la tasa de inyección son de

necesario especial cuidado a la hora de hacer un óptimo diseño de un proceso de inyección de agua.

- **Tasa de Inyección:** Hay una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de la recuperación disminuye notablemente para cada saturación de aceite dada. Cuando esta velocidad crítica es superada, la relación agua-aceite aumenta rápidamente y reduce así mismo la vida económica del proyecto y la recuperación final del aceite.

La tasa de inyección inicial de un pozo depende principalmente de la permeabilidad relativa de la arena al agua, la viscosidad del agua, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo y la presión del yacimiento.

Algunos análisis efectuados a pozos inyectoros indican que altas tasas de inyección no son necesarias para obtener una recuperación máxima y que la disminución de la tasa de inyección no reducirá el recobro final del proceso. La tasa de inyección es controlada más que todo por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

- **Presión de Inyección:** La presión de inyección se puede mantener a voluntad siempre y cuando no se exceda el límite de seguridad sobre el cual ocurre un fracturamiento de la formación. Si la presión se excede y se dá un fracturamiento, se presentaran pérdidas del fluido inyectado, canalizaciones y daño a la formación, lo cual disminuye la eficiencia del proceso de inyección.

Propiedades como la viscosidad del agua y del aceite, el espesor de la arena, el radio efectivo, la presión del yacimiento, las características litológicas y estructurales, la porosidad, la permeabilidad, la profundidad del yacimiento, la temperatura y otras, son características que no se pueden controlar a voluntad, pero la presión de inyección puede ser determinada conociendo la presión en cabeza de pozo, la profundidad de la arena y la densidad relativa del agua.

La presión necesaria para que el agua penetre en la formación se mide en las pruebas de inyectividad. Cuando el agua comienza a ser inyectada, el caudal de inyección alcanzará un máximo y luego disminuirá gradualmente durante la primera fase del proceso. Finalmente, la declinación de la capacidad de inyección se va haciendo cada vez menor hasta llegar a un punto en el que esta se estabiliza y se vuelve constante.

2.2.4. Evaluación Económica.

Antes de realizar un procedimiento de inyección de agua se debe determinar si las ganancias serán lo suficientes como para pagar los gastos de inversión y por lo tanto, fijar la viabilidad económica del proceso. El objetivo de esta evaluación es estipular las facilidades de superficie, los costos de producción y tomar en cuenta los precios del crudo para así hacer una proyección del proceso y evaluar las ganancias que se obtendrán.

3. PRUEBAS DE CALIDAD RELACIONADAS CON EL AGUA DE INYECCIÓN^{3 4}

La calidad del agua se refiere a aquellas propiedades del agua que pueden causar efectos en el yacimiento, en el pozo, y facilidades de superficie. Dichas características son la causa de posibles daños, que para este estudio se enfoca a daños efectuados en los pozos inyectoros de agua.

No existe una guía definida o generalizada sobre los indicadores aceptables de calidad del agua para un proceso de inyección, esto varía con las características de cada yacimiento. Por medio de pruebas se deben establecer los índices mínimos de calidad aceptable para el campo, los cuales permitirán evaluar la calidad del agua durante el desarrollo del proceso. Por ejemplo, en la **Tabla 3-1** se muestran algunos de los parámetros medidos y su rango de tolerancia para el caso de un campo en Colombia.

Tabla 3-1. Rango permisible de algunos parámetros del agua de inyección en el campo Caño-Limón.

PARÁMETRO	RANGO DE TOLERANCIA
O/W (Aceite en agua)	< 5 ppm
SST (Sólidos Totales Suspendidos)	(0.5 – 2.5) ppm
pH	6.5 – 9
Hierro	(0.1 – 0.5) ppm
Velocidad de Corrosión	< 2 mpy
Oxígeno Disuelto	< 20 ppm

Fuente. Análisis y Evaluación del Taponamiento de Pozos Inyectoros del Campo Caño-Limón, Arauca. Luzmila Niño Hernández. Tesis de Grado. UIS. 2004.

La calidad del agua de inyección y producción se evalúa por medio de muestreo y pruebas en todo el sistema de inyección; los tratamientos aplicados varían dependiendo de la composición del agua y de las características de la formación a

³. ROCHON, J.; CREUSOT, N, M.R. Water Quality for Water Injection Wells.

⁴ THAKUR, Ganesh C. & SATTER, Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. PennWell.

la cual se va a hacer el proceso de inyección de agua. Generalmente no se realizan todos los análisis, sin embargo, mantener la calidad del agua en los topes más altos optimizará el proyecto.

El monitoreo de la calidad del agua se ha convertido a través del tiempo en el punto más importante. Durante éste período se invierte dinero, tecnología, infraestructura y recursos humanos. Los factores responsables de la disminución en la calidad del agua son los siguientes:

- **Sólidos totales.** Los sólidos suspendidos y disueltos causan precipitaciones, taponamientos y daños en el sistema (formación – pozo) por corrosión.
- **Contenido de iones y minerales.** Su efecto en el sistema de inyección es destructivo, generando corrosión gracias a la presencia de óxidos de hierro, sulfatos y carbonatos (pocos solubles en agua), también generan taponamiento en las facilidades de superficie y en los pozos inyectoros.
- **Incompatibilidad del agua.** Las diferentes fuentes de agua (formaciones diferentes, agua superficial, agua subterránea), puede generar precipitación de escamas, debido a incompatibilidades entre ellas; esto genera restricciones en las líneas de flujo, taponamiento debido a filtración de partículas de escamas suspendidas y puede acelerar los procesos de corrosión.
- **Población bacterial.** En el control de colonias animales y plantas se hace énfasis en la sulfato-reducción de las bacterias, ya que, por reacciones generadas durante su crecimiento, se crean componentes que reaccionan con el acero y pueden llegar a ser corrosivas.
- **Contenido de aceite.** La presencia de aceite en el agua genera bloques de emulsión que tienen efectos negativos en la inyectividad, puesto que actúan como pegantes para ciertos sólidos, como el sulfuro de hierro, que consiguen taponar las formaciones de interés.

En la **Tabla 3-2** se resumen los diferentes tipos de técnicas normalmente utilizadas para llevar a cabo el análisis de una muestra de agua en campos de petróleo.

Los análisis de agua son rutinarios y deben llevarse a cabo en el sitio de la muestra o en el laboratorio; la calidad del agua puede ser monitoreada con métodos de muestreo discretos, individuales o continuos; los datos recolectados usualmente incluyen análisis químico del agua (iones disueltos como sodio, calcio, magnesio, bario, hierro, cloruros, bicarbonatos y sulfatos), distribución de tamaño de sólidos suspendidos, cantidad total y tipo de sólidos, concentración de grasas y aceite, corrosividad, medidas de gravedad específica, resistividad, pH, contenido de oxígeno y gases disueltos. Todo esto se presenta en la **Tabla 3-3**.

Tabla 3-3. Constituyentes primarios y propiedades en el agua para inyección.

CATIONES	ANIONES	PROPIEDADES
Calcio – Ca	Cloro – Cl	pH
		Sólidos suspendidos – Cantidad, Tamaño, Forma, Composición química
Magnesio – Mg	Carbonato – CO₃	Turbidez
		Temperatura
Sodio – Na	Bicarbonato – HCO₃	Gravedad específica
		Oxígeno disuelto
Hierro – Fe	Sulfato – SO₄	Dióxido de carbono disuelto
		Sulfuro de hidrógeno
Bario – Ba		Población bacterial
Estroncio – Sr		Contenido de aceite

Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Tabla 3-2. Métodos de análisis del agua.

DETERMINACIÓN	MÉTODO DE ANÁLISIS
Calcio	Titulación
Magnesio	Titulación
Hierro	Colorímetro Titulación
Bario y Estroncio	Absorción atómica
Sodio	Fotómetro de llama Gravímetro
Cloruro	Titulación
Carbonato	Titulación
Bicarbonato	Titulación
Sulfato	Medidor de turbidez Gravímetro
pH	pHmetro Carta cromática Papel tornasol
Concentración	Filtro de membrana (Gravímetro)
Distribución de tamaño de partículas	Contadores tipo aleta Dispersión ligera Microscopios
Forma de las partículas	Electrón o Microscopia visual
Composición	Análisis varios
Turbidez	Medidor de turbidez
Temperatura	Termómetro
Gravedad específica	Hidrómetro
Oxígeno disuelto	Medidor de oxígeno Titulación Carta de colores
Dióxido de carbono disuelto	Titulación
Sulfuros totales	Método iodométrico Método colorimétrico Titulación
Aceite en agua	Carta de colores Espectroscopio Gravímetro

Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma, 1981.

Cada sistema de inyección requerirá un programa de monitoreo para determinar la calidad del agua, el mejor procedimiento para un proyecto individual dependerá de las características del agua, del yacimiento, y de las facilidades de producción e inyección. La selección del sistema de monitoreo más eficiente y económico puede determinarse por medio de un estudio integrado de las necesidades y de los diferentes equipos, teniendo en cuenta los puntos de muestreo a través de todo el sistema de inyección de tal manera que permitan observar cambios periódicos en la calidad del agua. A continuación se describen todas las pruebas realizadas al agua, con el fin de determinar su estado con relación a un mínimo denominado calidad del agua y cambios en su composición que puedan afectar el proceso de inyección de agua.

3.1. TEMPERATURA.

Esta propiedad del agua afecta la tendencia hacia la formación de escamas, el pH y la solubilidad de gases en ella; por otra parte un parámetro como la gravedad específica también depende de la temperatura. Su determinación en el laboratorio se realiza por medio de termómetros.

3.2. GRAVEDAD ESPECÍFICA.

Se puede definir como la relación de la densidad de un líquido con otro que sea tomado como referencia, que para el caso es el agua pura. La densidad es el peso por unidad de volumen de una sustancia; el agua pura tiene una densidad de 1 g/ml, entonces una gravedad específica mayor a uno significa que la muestra de agua es muy densa. Generalmente las aguas de interés para la inyección contienen sólidos disueltos (iones, compuestos, gases) y siempre son más densas que el agua pura.

La magnitud de una gravedad específica es un índice directo de la concentración de sólidos disueltos en el agua, por lo tanto, la comparación de su valor para diferentes muestras proporciona una idea cualitativa de la cantidad relativa de sólidos en ella. Este parámetro también es útil para comprobar los análisis realizados en laboratorio; si la cantidad de sólidos disueltos calculada en el laboratorio discrepa de la cantidad específica determinada por medio de una correlación de gravedad específica, existirá una alta probabilidad de error en la medida.

3.3. CARÁCTER ACIDO –pH.

La determinación del pH en una solución, es un indicador de la tendencia de su acidez o alcalinidad, su interés en monitoreo de procesos de inyección de agua radica en adquirir información sobre la presencia de aguas corrosivas o formadoras de escamas en el sistema.

El pH es importante por varias razones, la solubilidad de las escamas es altamente dependiente del valor del pH, a mayores valores, se tendrá una mayor tendencia a la precipitación de éstas (la presencia de carbonatos y bicarbonatos en el agua hacen que aumente el carácter básico de las aguas); por otra parte, si el pH es bajo (más ácido) se disminuye la tendencia del agua a formar escamas, pero su carácter corrosivo aumenta.

En la mayoría de los campos petroleros, las aguas tienen un pH entre 4 y 8, y es necesario mantener un equilibrio en este valor con el fin de evitar las consecuencias de la corrosión y precipitación de escamas.

Los métodos que permiten medir valores de pH son muy simples gracias a su practicidad. Dentro de ellos se tienen: papel tornasol y carta cromática, y los medidores electrónicos (pHmetros); estos últimos miden la diferencia de potencial

(en mV) entre dos electrodos (indicador y de referencia, que al ser introducidos en una soluci3n establecen una celda galv3nica) y luego es convertida en valores pH. La **Figura 3-1** muestra un medidor de pH electr3nico.

Figura 3-1. Medidor electr3nico de pH (pHmetro).



Fuente. www.radiometer-analytical.com

3.4. CONTENIDO DE ACEITE.

Pequeñas cantidades de aceite en el sistema de inyecci3n raramente ocasionan problemas de taponamiento a menos que contengan una cantidad razonable de asfaltenos, parafinas u otros hidrocarburos s3licos. Sin embargo, las gotas de aceite se encuentran usualmente adheridas a los s3licos contenidos en el agua, estas tienden a disminuir la densidad efectiva de las part3culas reduciendo la efectividad del proceso de sedimentaci3n; por esta raz3n y debido a la p3rdida de aceite, generalmente se remueve del agua que est3 siendo tratada.

El aceite contenido en el agua puede causar disminuci3n en la inyectividad gracias a varios efectos, dentro de los cuales se encuentran: causa bloques de emulsi3n en la formaci3n, all3 sirve como pegamento para ciertos s3licos (sulfuro de hierro), aumentando de esta manera la eficiencia del taponamiento. Si se est3 inyectando agua en un acuífero sin saturaci3n inicial de aceite, el aceite contenido en el agua

puede atraparse en los poros de la roca alrededor de la cara del pozo, esto crea una saturación de aceite la cual reduce la inyectividad.

Es necesario realizar pruebas de análisis para determinar el contenido de aceite en cualquier agua del sistema sin importar su origen ya que existen diversas formas por las cuales el agua puede contaminarse con aceite. Los análisis de composición química del agua descritos anteriormente permiten identificar los valores de concentración de hidrocarburos, esto con el fin de establecer el nivel de perjuicio que puede traer su presencia en el agua que fluye a través del sistema.

3.5. CONTENIDO DE GASES.

Dependiendo de la concentración de algunos gases en el agua, se generan efectos adversos en las líneas de flujo y en las facilidades de superficie en general. Se analizan a continuación las pruebas realizadas para medir el contenido de oxígeno y gases ácidos (H_2S y CO_2) en el agua de inyección y producción.

3.5.1. Contenido de O_2 . Las fuentes de agua superficiales normalmente se encuentran saturadas con oxígeno; otras fuentes pueden adquirirlo durante el proceso. Éste contribuye significativamente a la formación de aguas corrosivas, también puede implicar precipitaciones de óxidos de hierro insolubles que provocará severos taponamientos, por estos motivos es deseable contar con una técnica que permita su remoción. Las pruebas utilizadas para determinar la presencia de oxígeno en el agua incluyen: medidores de oxígeno, titulaciones y cartas de colores, con el fin de determinar el carácter básico.

- **Medidores de oxígeno.** Son instrumentos analíticos que permiten cuantificar la cantidad de oxígeno disuelto en una unidad de volumen de agua dada. Existen tres tipos diferentes de probadores: polarográficos, galvánicos y fluorescentes. Los sensores polarográficos utilizan un voltaje

externo; la diferencia de potencial entre el cátodo y el ánodo es menor a 0.5 voltios. Los probadores galvánicos no requieren ningún tipo de voltaje externo, la diferencia de potencial entre el cátodo y el ánodo es mucho mayor a 0.5 voltios. Las pruebas galvánicas son mucho más estables y más exactas a bajos niveles de oxígeno disuelto que los polarográficos, debido a su adecuado funcionamiento por varios meses sin necesidad de reemplazar el electrolito o la membrana; su aplicación es muy amplia en la industria gracias a los bajos costos de operación que requieren. Los sensores de fluorescencia no utilizan oxígeno durante el proceso de medición, por tal motivo no requieren recubrimientos. Este tipo de dispositivos es extremadamente conveniente cuando se necesitan periodos largos de exposición al agua; estos cuentan con una capa especial con propiedades de fluorescencia, cuando se expone a la luz se genera una fluorescencia, después de la exposición la capa continúa produciendo una post luminiscencia corta. El nivel de oxígeno presente en el agua determina el periodo de duración de dicha post luminiscencia. Este tipo de equipo no es sensible a los contaminantes, tales como compuestos sulfurosos o a periodos de remoción extensos.

- **Titulación.** Se adiciona un indicador a la muestra de agua y a continuación se agrega gota a gota una solución estándar con un dosificador calibrado hasta que la solución cambie de color; el punto en el cuál ocurre el cambio de la solución se determina punto final, éste indica el final de la titulación, el volumen de solución estándar utilizado para alcanzar el punto final es anotado y se calcula a continuación la cantidad de especies desconocidas de la muestra. Éste es un método que permite precisar la concentración de una sustancia particular en solución, reaccionando con un componente conocido, se utilizan reacciones químicas conocidas para completar un pH determinado. El indicador usado es una sustancia que cambia de color a un pH dado, por lo tanto, la selección de una reacción y un indicador adecuado

permitirá utilizar la titulación para determinar la concentración de varios elementos.

- **Cartas de colores.** El papel tornasol cambia de color cuando se introduce en una muestra de solución; debido al cambio de color de la tira de papel es posible atribuir un carácter ácido o alcalino al agua en estudio. Luego con el uso de cartas que indican las diferentes gamas que se pueden obtener en el color, se puede observar un valor aproximado para el pH de la solución, como se muestra en la **Figura 3-2**.

Figura 3-2. Colores indicadores de pH.



Fuente. <http://water.usgs.gov>

3.5.2. Contenido de H₂S. Su presencia en el agua incrementa su corrosividad. Puede estar presente naturalmente en el agua o ser generado gracias a la acción de bacterias sulfato-reductoras. Si un agua dulce (libre de H₂S) empieza a mostrar trazas de H₂S, indica la presencia de bacterias en alguna parte del sistema (líneas de flujo, tanques, etc.). Para determinar la concentración de H₂S en el agua se hace uso de pruebas tales como: titulación, método iodométrico, y colorimétrico.

- **Método iodométrico.** El yodo reacciona con el sulfuro en solución acida para oxidarlo a azufre; la estimación basada en esta reacción es un método seguro para determinar el sulfuro a concentraciones por encima de 1 mg/l;

también es útil para verificar los valores obtenidos con el método colorimétrico de azul de metileno.

- **Método colorimétrico de azul de metileno.** Se basa en la reacción del sulfuro, cloruro férrico y dimetil-fenilendiamina produciéndose azul de metileno. El fosfato de amonio se añade después del desarrollo del color con el fin de eliminar el color del cloruro férrico. Este procedimiento es aplicable a concentraciones de sulfuro de hasta 20 mg/l.

3.6. CONTENIDO DE SÓLIDOS.

El agua que circula por todo el sistema de facilidades de superficie y, en especial, la que proviene de los pozos productores, contienen dos tipos de sólidos, en suspensión y disueltos; su presencia en el agua puede causar problemas como:

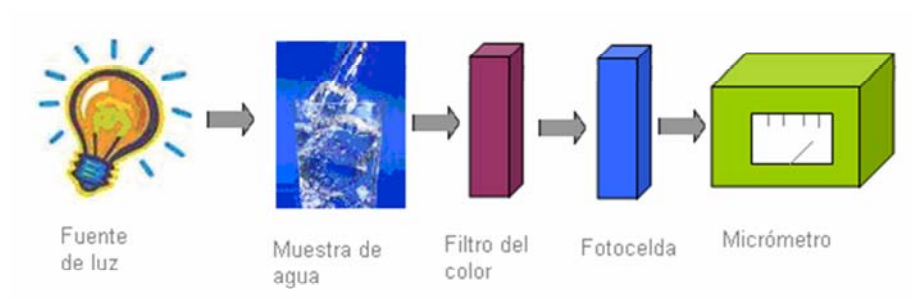
1. Taponamiento de líneas, válvulas u otras facilidades de superficie.
2. Erosión en bombas, líneas de flujo y válvulas.
3. Formación y precipitación de escamas.
4. Taponamiento de la cara de la formación.

Para determinar la presencia de estos sólidos en el agua se deben realizar diversas pruebas dependiendo del tipo de sólidos que se deseen analizar.

3.6.1. Sólidos disueltos. Son aquellos cationes y aniones que se encuentran presentes en el agua, generalmente se refieren a la suma de las concentraciones individuales de los iones (STD: sólidos Totales Disueltos) que son nombrados en la **Tabla 3-3**, siendo los más comunes: el cloro, el sodio y el hierro. Las pruebas utilizadas para determinar la concentración de iones en solución en el agua principalmente son: titulación, método colorimétrico, absorción atómica, fotómetro de llama, gravímetro y medidor de turbidez.

- **Análisis colorimétrico.** Ampliamente utilizado debido a su simplicidad; este tipo de prueba se encuentra basado en la adición de un material a la muestra de agua, el cual reacciona específicamente con los elementos de interés produciendo un cambio de color a la solución, la intensidad del color es proporcional a la cantidad de elementos presentes. La concentración de la sustancia en el agua se determina comparando el color de la muestra con el color estándar de una concentración conocida.
- **Fotómetro de filtro.** Es muy popular en la industria debido a su flexibilidad. Es un instrumento que utiliza un filtro de color y una fotocelda para convertir la intensidad del color en una corriente eléctrica, la cual es medida por un micrómetro, como se muestra en la **Figura 3-3**.

Figura 3-3. Fotómetro de filtro.



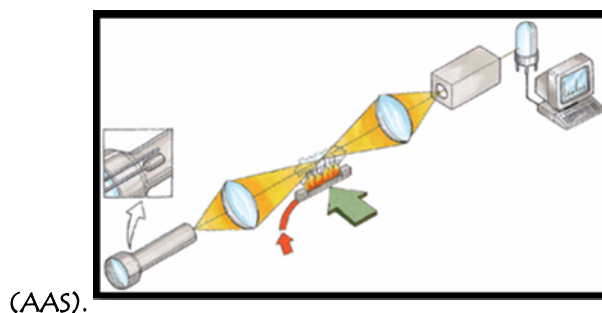
Fuente. <http://hiq.aga.com.co>

1. **Absorción atómica.** La espectroscopia de absorción atómica (AAS) se basa en el principio que los átomos libres, en estado fundamental, pueden absorber la luz a cierta longitud de onda, dicha absorción es específica, por lo que cada elemento absorbe a longitudes de ondas únicas. La AAS es un método que utiliza comúnmente un nebulizador prequemador (cámara de nebulización) para generar una niebla de la muestra y un quemador con forma de ranura que crea una llama con una longitud de trayecto más amplia. La temperatura de la llama es suficientemente baja para que la llama no excite a los átomos de la muestra de su estado fundamental.

La fuente más común para generar la luz que absorben los átomos es la lámpara de cátodo hueco; ésta consiste en un cilindro de vidrio cerrado relleno con un gas inerte (Ar, Ne), en su interior se ubica el cátodo fabricado del elemento que se analizará y un ánodo de tungsteno; el área por donde sale la luz que emite el cátodo es de cuarzo.

Se necesita calor para gasificar la muestra; el calor se genera desde una llama o un horno de grafito (AAS con llama puede solamente analizar soluciones, mientras que AAS con horno permite analizar soluciones, hidrogeles y muestras sólidas); un atomizador de llama consiste en un nebulizador el cual transforma la muestra en un aerosol que alimenta el quemador, como es mostrado en la **Figura 3-4**. La atomización ocurre en un horno cilíndrico de grafito abierto en ambos lados y con un hueco central para la introducción de muestras; se utilizan dos corrientes de gas inerte con presión positiva que evitan que el aire entre en el horno y permiten extraer los vapores generados por la combustión de la muestra.

Figura 3-4. Espectrómetro de Absorción Atómica



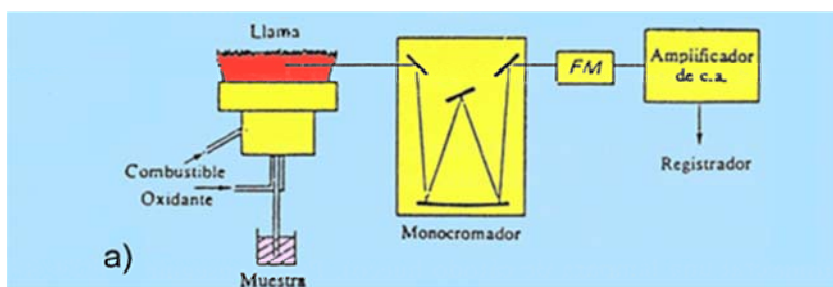
Fuente. <http://hiq.aga.com.co>

2. **Fotómetro de llama.** Se usa para determinar el contenido de elementos alcalinos (los cuales poseen un bajo potencial de ionización), tales como sodio y calcio, en una muestra de solución. Aquí se desea que el átomo a

determinar (en la forma que esté presente en la muestra) pase a estar en forma de átomo libre en fase gaseosa, por lo tanto es necesario producir la activación de ese átomo pasando el electrón de valencia de su nivel fundamental a su estado excitado; al volver de ese nivel al fundamental se emite energía; dicha intensidad de energía emitida es cuantificada.

La fotometría de llama, mostrada en la **Figura 3-5**, es una técnica de emisión que utiliza una llama como fuente de excitación y un fotodetector electrónico como dispositivo de medida. La fuente de radiación que provoca la activación de los átomos es una llama (mezcla de un gas combustible y de un gas oxidante), su temperatura va a depender del tipo de átomo que se quiera determinar y del número de átomos en la muestra; al variar la temperatura de la llama, varía el número de átomos excitados, por tal motivo es necesario mantener una llama estable.

Figura 3-5. Fotómetro de llama.



Fuente. www.xtec.net

La fotometría de llama cuantifica la intensidad emitida por los átomos a una longitud de onda determinada por los átomos excitados térmicamente debido a la acción de la llama. Su aplicación se limita únicamente a la determinación de elementos alcalinos, ya que estos poseen un bajo potencial de ionización.

3. **Análisis gravimétrico.** Es una técnica por medio de la cual la cantidad de una sustancia dada (ión analizado) puede determinarse a través de medidas de masa; este análisis depende de una comparación entre la masa de dos compuestos que contienen el ión analizado. El principio detrás de este método es que la masa de un ión en una sustancia pura puede determinarse y entonces ser utilizado para hallar el porcentaje de masa del mismo ión en una cantidad conocida de un componente impuro. Para realizar el análisis con un alto grado de certeza deben satisfacerse las siguientes condiciones: a). el ión a analizar debe estar completamente precipitado; b). el precipitado debe ser un componente puro. C). el precipitado debe ser filtrado fácilmente.

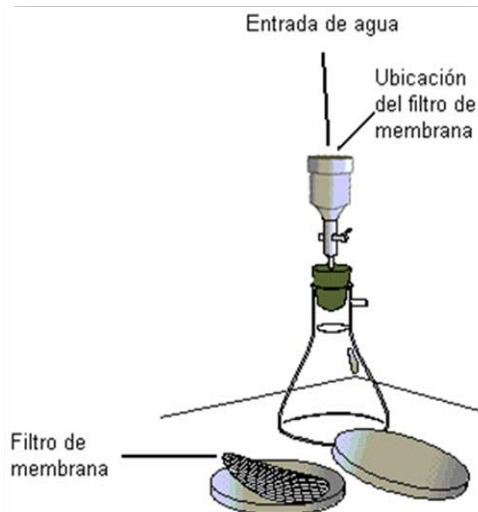
3.6.2. Sólidos suspendidos. Son agentes potencialmente desfavorables para los procesos de inyección; estos pueden ser partículas de arena, arcillas, lodo, materia orgánica y precipitados formados por reacciones químicas y los productos de corrosión, tales como el hierro o sulfuro de hierro. La concentración, distribución del tamaño de las partículas, forma, composición y turbidez de los sólidos tienen una influencia importante en la tendencia al taponamiento y de estos valores depende de la selección del equipo de filtración a ser utilizado, por tal motivo es necesario conocer las técnicas normalmente empleadas para analizar muestras de agua en procesos de inyección que permiten determinar estos parámetros. La turbidez y la medida de la concentración de partículas, se describen a continuación.

4. **Concentración de sólidos suspendidos.** Se determina por el paso de una cantidad conocida de agua a través de un filtro de membrana para calcular el peso de los sólidos recogidos allí (en mg); el peso de sólidos recolectados en el filtro dividido por la cantidad de agua que pasa por él (en litros) permite obtener la concentración de estos sólidos en mg/l.

Es recomendado que el agua fluya directamente del sistema a través de la membrana, como la mostrada en la **Figura 3-6**; esto permite eliminar los problemas de precipitación secundaria asociada con el tiempo de estancamiento del agua y al contacto con el oxígeno de la atmósfera.

La prueba se lleva a cabo utilizando una sola membrana de peso conocido, cuando la concentración de sólidos suspendidos es mayor o igual a 1 mg/l; cuando la concentración es menor a 1 mg/l, se requiere el uso de un par de membranas para tener mayor certeza en el valor determinado. El incremento en el peso de la membrana debido a los sólidos filtrados es suficiente para proveer una certeza analítica de la cantidad de sólidos suspendidos.

Figura 3-6. Filtro de membrana para determinación de concentración de sólidos suspendidos.



Fuente. www.acefesa.es

5. **Tamaño de los sólidos suspendidos.** La descripción de una partícula irregular es uno de los problemas fundamentales de la tecnología de las partículas; la aproximación más común es describir la partícula de acuerdo

a una esfera, la cual tendrá por lo menos una característica común con ésta; de este modo, una sola partícula puede tener varios tamaños de esferas equivalentes, dependiendo del método utilizado para su determinación. Existen varias técnicas utilizadas para determinar el tamaño de las partículas suspendidas en el agua.

Las *técnicas microscópicas* usan un microscopio; es quizá la técnica más antigua utilizada para examinar partículas en aguas de campos petroleros, sin embargo, se considera un procedimiento tedioso para medir la distribución del tamaño de las partículas, ya que es necesario examinar cientos de partículas y validar estadísticamente su distribución; por tal motivo, se prefiere determinar la forma y naturaleza para así generar alguna idea de cierto rango en el que se encuentran sus tamaños. La microscopia electrónica se ha constituido en recientes años como el método más usual para la evaluación de partículas; a continuación se observan fotografías de los sólidos filtrados en aguas marinas, obtenidas por medio de microscopios electrónicos.

Figura 3-7: Sólidos suspendidos en agua, vistos a través de un microscopio electrónico.



Fuente. www.scielo.cl

Con los contadores de aletas se introducen dos electrodos en un recipiente que contiene el agua de interés, la cual cuenta con una suficiente cantidad de iones disueltos que permiten la conducción de corriente eléctrica; se ubica el electrodo negativo en un tubo de vidrio el cual es sellado excepto por un minúsculo agujero ubicado a un lado del tubo, y el electrodo positivo se ubica en el recipiente que contiene la muestra de agua.

Una corriente eléctrica fluye desde el electrodo positivo hacia el negativo a través del orificio; cuando una partícula pasa por el orificio ocasiona un cambio en la resistencia eléctrica entre los dos electrodos, la cuál es proporcional al volumen de la partícula. Un volumen fijo de agua que contiene partículas suspendidas es forzado a través del orificio, a medida que cada partícula pasa por allí el incremento en la resistencia resulta en un voltaje proporcional al volumen de ésta; las series de pulsos producidos por el paso de las diferentes partículas son contadas y escaladas electrónicamente permitiendo generar una distribución de tamaño.

Los contadores de dispersión ligera son un tipo de instrumentos que utiliza el principio de absorción de luz, dispersión total, o bloqueo de luz para detectar las partículas en un fluido.

El agua fluye a través de una celda y así cada partícula pasa a través de una viga de luz inmensa en el sensor, la cuál dispersa la luz. El instrumento mide la magnitud de cada pulso de dispersión de luz, el cuál es proporcional al área superficial de la partícula. El diámetro de la partícula dado por el instrumento es el diámetro de una esfera con la misma área superficial de la partícula.

6. **Composición química de los sólidos suspendidos.** El análisis de la composición de estos sólidos en el agua es vital para definir el tipo de

tratamiento que es necesario seguir para alcanzar una calidad específica en ella. Existen varios métodos de análisis que varían ampliamente debido a las diferentes especies que se pueden encontrar en el agua. La evaluación de los hidrocarburos insolubles, ácidos solubles e insolubles debe realizarse por medio de un análisis químico con el fin de identificar los componentes principales de cada fracción, siendo de mayor interés el hierro, sulfatos, carbonatos, sílices y proteínas, complementados con calcio, bario y estroncio, según se requiera. A continuación se presentan algunos ejemplos de procedimientos utilizados para determinar la composición y características de los sólidos suspendidos.

Para los hidrocarburos solubles se usa cloroformo (USP) y éter de petróleo (86 °F – 140 °F), haciendo uso de un filtro con membrana lavada con incrementos de 5 ml de cloroformo (o tolueno) hasta que el líquido filtrado adquiera un color pálido (o incoloro), se ubica una bomba de absorción de agua con un medio adecuado para extraer el solvente de la membrana del filtro; a continuación se lava la membrana con incrementos de 5 ml de éter hasta remover completamente las trazas de cloroformo (o tolueno); luego se pesa la membrana y se calcula la concentración de sólidos suspendidos.

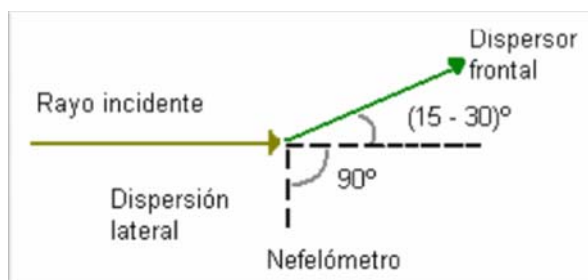
Con los ácidos solubles e insolubles el procedimiento es similar a la determinación de hidrocarburos solubles, pero en éste se hace uso de ácido nítrico. Se lava la membrana del filtro con varias porciones de 10 ml 6N de HCl caliente hasta que el filtrado permanezca transparente; Luego se limpia la membrana con agua destilada hasta que se remuevan todas las trazas de HCl (medir el pH de la solución); se seca la membrana en un horno precalentado a 194 °F (90 °C) durante 30 min; a continuación se enfría la membrana por un espacio de 15 min y se calcula la concentración de sólidos suspendidos.

7. **Turbidez.** Es una propiedad óptica de los líquidos, la cual se encuentra relacionada con la habilidad de las partículas no disueltas para dispersar la luz. La turbidez del agua es producida por materias en suspensión tales como la arcilla, lodo, o partículas finamente divididas, como plancton y microorganismos.

La medida de la turbidez se lleva a cabo utilizando técnicas como la turbidimetría o nefelometría, comparando la intensidad de la luz dispersa por la muestra con la dispersada por una suspensión de referencia en condiciones idénticas. Las medidas se realizan en un fotómetro o en un espectrofotómetro, midiendo la absorción de la suspensión a 620 nm. Los valores de turbidez dependen del tamaño, color, forma, índice de refracción de las partículas, así como del índice de refracción del medio, la longitud de onda incidente y de su orientación en un detector de luz. Es posible establecer una correlación entre turbidez y concentración de sólidos suspendidos para una muestra de agua determinada, sin embargo, puesto que los valores de turbidez son una función del tamaño de la partícula, un cambio en la distribución del tamaño alterará la medida de la turbidez.

Existen varios instrumentos de medida de turbidez en la industria; la mayoría de sistemas de inyección de agua utilizan medidas de dispersión lateral o frontal. El nefelómetro mide la dispersión lateral de la luz en un ángulo de 90° al rayo incidente. Los instrumentos de dispersión frontal usualmente miden en ángulos de 15° a 30° al rayo de luz, como se muestra en la **Figura 3-8**.

Figura 3-8: Rayos incidentes en la determinación de la turbidez del agua.



Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

La selección de un instrumento para el análisis de un agua en particular se basa en el conocimiento de la naturaleza y distribución del tamaño de las partículas suspendidas, además de la elaboración de una cuidadosa investigación que permita precisar las características de respuesta de cada instrumento considerado. Las lecturas tomadas con un instrumento en particular en un análisis de agua no pueden ser adicionadas con medidas tomadas en otro instrumento para la misma muestra de agua, aún cuando las unidades de turbidez sean las mismas; esto resulta gracias a las diferencias de las técnicas de calibración, el diseño del instrumento o el ángulo en los cuales se sitúa el sensor de dispersión de rayos.

3.7. CONTENIDO BACTERIAL.

La presencia de poblaciones bacterianas en el sistema puede generar problemas de corrosión en los equipos y taponamiento en la formación y líneas de flujo; por tal motivo, el conocimiento del comportamiento de los microorganismos en el agua es importante, así que es necesario incluir en los programas de monitoreo de agua, pruebas que permitan establecer los efectos de la presencia de poblaciones bacterianas.

El agua fresca y las salmueras pueden contener bacterias que generan problemas severos, si se sospecha de su presencia, es necesario tomar muestra de agua para analizarlas en el laboratorio y determinar su tipo.

Existen cuatro tipos de bacterias encontradas generalmente en los campos petroleros: 1. bacterias sulfato-reductoras; 2. bacterias del hierro; 3. sedimentos formadores de bacterias; 4. *clostridium*s. Además de la cantidad y tipo de bacterias, su actividad poblacional determinará la magnitud del problema operacional; ésta es proporcionada por exámenes de metabolismo bacteria de las colonias presentes en el agua.

Existen diversos procesos de laboratorio para identificar y cultivar bacterias, pero estos no permiten cuantificar su concentración en una muestra dada. En campo se utilizan técnicas que permiten cultivar muestras de agua, las cuáles se describen a continuación:

- **Técnica de extinción de la dilución.** El procedimiento realizado en este caso requiere la alineación de una serie de botellas esterilizadas conteniendo 9 ml de un medio de cultivo cada una; se inyecta 1 ml de la muestra de agua en el primer envase y se agita; luego se retira 1 ml de esta solución con una jeringa esterilizada y se inyecta en la segunda botella; se retira 1 ml de esta segunda botella con una nueva jeringa esterilizada y se inyecta en la tercera botella; este proceso puede repetirse tantas veces como se desee. El punto del procedimiento es diluir la muestra hasta que el mililitro final de solución que se inyecta en la última botella no contenga bacterias. La **Tabla 3-4** muestra el procedimiento. El efecto de desarrollar una serie de diluciones permite estimar la concentración de bacterias en el primer mililitro de la muestra de agua.

Tabla 3-4. Técnica de extinción de la dilución.

BOTELLA N°	1 ml DE MUESTRA DE AGUA	FACTOR DE DILUCIÓN	# BACTERIAS / ml DE MUESTRA
1	1 ml	0	1 a 10
2	1 ml	1 : 10	10 a 100
3	1 ml	1 : 100	100 a 1 000
4	1 ml	1 : 1000	1 000 a 10 000
5	1 ml	1 : 10 000	10 000 a 100 000
6	1 ml	1 : 100 000	100 000 a 1 000 000
7	1 ml	1 : 1 000 000	1 000 000 a 10 000 000

Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Una vez que se hayan contaminado todos los envases, se necesitan mantener en reposo por un período de incubación de 30 días; se deben preservar a una temperatura constante ya que el crecimiento es sensible a los cambios en ella (generalmente se utilizan temperaturas de 5 °C). Si se utiliza un medio API, el crecimiento se puede notar cuando el contenido en las botellas se torna turbio y nublado; ciertas modificaciones a este medio incluyen la adición de rojo de fenol que actúa como un ácido indicador. En este caso el crecimiento es indicado por un cambio en el color de la solución (de rojo a amarillo) o el desarrollo de una turbidez intensa. El cambio de color se debe a la reducción en pH causada por la producción de ácidos orgánicos generados durante el crecimiento de las bacterias.

El crecimiento de bacterias sulfato-reductoras es apreciado cuando el contenido en las botellas se torna negro, gracias a la presencia de iones ferrosos. Cuando este tipo de bacterias crece, se produce H₂S, el cual reacciona con el hierro para formar sulfuro de hierro negro. En general, el crecimiento ocurrirá en el plazo de 3 días en el caso de las bacterias más comunes y de dos semanas a un mes para el crecimiento de las bacterias

sulfato-reductoras. La cuantificación de microorganismos comunes incluye bacterias aeróbicas y formadoras primarias de capas; esta no incluye las bacterias del hierro, las cuales son difíciles de cultivar en medio artificial, para ellas se debe utilizar un análisis microscópico.

La interpretación de resultados se realiza de acuerdo a la tabla mostrada anteriormente; por ejemplo, si las botellas 1, 2 y 3 presentan turbidez pero de la 4 a la 7 permanecen claras, entonces el agua contiene 100 a 1 000 bacterias por mililitro; si solo la botella número 1 está nubosa y el resto permanecen claras, entonces el agua en estudio contiene de 1 a 10 bacterias por mililitro. Un contenido bacterial menor a 10 000 organismos por mililitro no se considera significativo en aguas sin tratamiento. En general, un contenido de 100 000 bacterias por mililitro indica una amplia posibilidad de taponamiento y la necesidad de un tratamiento biocida.

Se recomienda realizar exámenes de inyectividad para establecer alguna disminución y observar si existe evidencia de incremento en las presiones de inyección o taponamiento de filtro, con el fin de establecer si es o no necesario iniciar una acción preventiva o remedial contra las poblaciones de bacterias presentes en el pozo.

Una sola bacteria sulfato-reductora es una señal de problemas; cada uno de estos elementos encontrados en el agua tiene relación con el crecimiento de colonias de microorganismos en las paredes de la tubería del sistema; por esta razón se realiza la prueba utilizando cuatro botellas, cualquier concentración de bacterias sulfato-reductoras que se encuentre en el sistema implica un problema potencial.

Las bacterias usualmente prefieren crecer en las paredes de las líneas de flujo o, mejor aún (en el caso de las bacterias sulfato-reductoras) sobre

ciertas escamas o escombros. Para realizar el estudio de cultivo es necesario raspar estos microorganismos y analizar su crecimiento en uno o más medios líquidos, debido a esto, no se puede utilizar el método de series de dilución, ya que las botellas contiene tapones de caucho recubriendo sus cuellos y son diseñados para emplear jeringas que permiten remover o extraer su contenido.

- **Análisis ATP.** Este tipo de análisis provee un método ágil para determinar la cantidad de organismos vivos presentes en una muestra de agua; su uso ayuda en la evaluación de programas de tratamiento con biocida. El método se basa en que el ATP (Trifosfato de Adenosina) se encuentra presente en las células de todos los organismos vivos, éste se destruye en 20 segundos luego de la muerte de las células. Gracias a la presencia de enzimas destructoras del ATP, la cantidad de ATP por célula es una función lineal del volumen de la célula.

La evaluación del ATP es un método para medir su concentración en una muestra dada; cuando el ATP reacciona con una mezcla de dos enzimas, luciferinas y lucíferas, en presencia de oxígeno se produce luz (bioluminiscencia); la cantidad de luz emitida gracias a la reacción se mide en un fotómetro y se determina el número de organismos presentes a partir de la calibración de datos. Este método provee un indicio rápido de la actividad bacteriana en el sistema, no es necesario esperar largos periodos de incubación para obtener resultados, como en el caso de los métodos convencionales de cultivos, aunque su desventaja es que no provee información sobre el tipo de bacterias presente en la muestra de agua. El procedimiento llevado a cabo cuando se determinan organismos a partir del análisis ATP, tiene los siguientes pasos:

1. Filtrar la muestra en una malla de 0.45 μm .
2. Retener los organismos en la membrana.
3. Extraer rápidamente el ATP de las células.

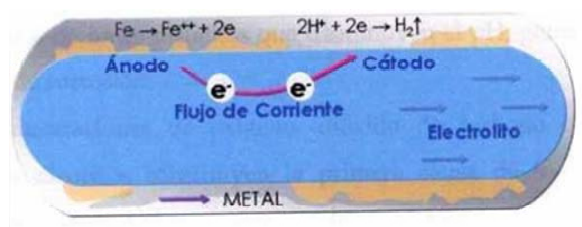
4. Sumergir la membrana en una solución 0.05 molar caliente.
5. El calor destruye las enzimas destructoras del ATP.
6. El calor elimina las bacterias, las estalla y libera su contenido celular.
7. Adicionar las enzimas (luciferinas y lucíferas) a la solución.
8. Medir la intensidad del rayo de luz con el fotómetro.
9. Determinar el número de bacterias a partir de la calibración de datos.

Varios tipos de tratamientos se encuentran disponibles para controlar las bacterias en los sistemas de agua, desafortunadamente ningún método es universalmente efectivo (ninguno destruye por completo las bacterias).

3.8. PRUEBAS PARA DETERMINAR CORROSIÓN

La mayoría de los metales se encuentran en la naturaleza como óxidos o sales metálicos, la producción de metales puros requiere la adición de gran cantidad de energía, ésta es almacenada y se encuentra disponible para suministrar la fuerza necesaria que se requiere para que el metal regrese a su estado natural. La corrosión es un proceso electroquímico, es decir que encierra el flujo de corriente eléctrica gracias a la formación de un circuito eléctrico en el sistema por donde fluye el agua, el circuito eléctrico completo de la corrosión consta de 4 componentes, tal como se observa en la **Figura 3-9**.

Figura 3-9. Celda de corrosión en una línea de flujo



Fuente. Metodología Integrada Para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollada en un Campo Petrolero. Johanna Blanco Simbaqueba. Claudia Lorena Delgado Aya. Tesis de grado. 2006

El ánodo es la porción de la superficie del metal que es corrida debido a la pérdida de electrones; el cátodo es la parte de la superficie del metal que no es disuelta, donde se lleva a cabo la reacción química necesaria para completar el proceso de corrosión. Para complementar el circuito eléctrico, la superficie del metal (ánodo y cátodo) debe ser cubierta con una solución que permita la conducción de electrones, tal solución es llamada electrolito. El agua es un electrolito que aumenta su conductividad eléctrica a medida que se incrementa la cantidad de iones y sales disueltos en ella; el electrolito conduce la corriente desde el ánodo hacia el cátodo.

El ánodo y el cátodo deben permanecer conectados por algún elemento que permita la conducción de electrones, con el fin de completar el circuito; en el caso de las superficies de metal corroídas, el metal actúa por sí mismo como conductor eléctrico.

La combinación de ánodo-cátodo-electrolito-conductor eléctrico se denomina celda de corrosión. Éste proceso puede ser llevado a cabo en puntos aleatorios de metal o en toda la superficie de él, generando grandes problemas para el proceso de inyección de agua, pues su presencia altera el adecuado desempeño de los

equipos por dónde fluye el agua. El carácter corrosivo del agua es adquirido debido a varios factores, dentro de los cuales se tienen:

10. La presencia de iones disueltos que disminuyen el pH, generan aumento en la tasa de corrosión.
11. Altas concentraciones de oxígeno, dióxido de carbono, o sulfuro de hidrógeno disueltos constituyen la primera causa de los mayores problemas de corrosión.
12. Al aumentar la temperatura del agua, se aumentan las tasas de corrosión debido a que se incrementan las velocidades de las reacciones envueltas en el proceso.
13. La presión está seleccionada con su efecto en la solubilidad de los gases disueltos; a mayor concentración de gases en solución, a medida que se incrementa la presión, aumentan las tasas de corrosión.
14. Para aguas con bajas velocidades, o estancadas, se tiene que generar bajas tasas de corrosión, pero se presenta corrosión por picadura; a altas velocidades y/o presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas, se genera corrosión por erosión.
15. Los sistemas pueden contener áreas adyacentes las cuales están expuestas a diferentes velocidades para el agua; si no existe oxígeno disuelto en ella, las áreas de alta velocidad son anódicas al área de baja velocidad y serán corroídas; pero si por el contrario, existe oxígeno disuelto en el agua, las áreas de baja velocidad que reciben menos oxígeno actuarán como ánodos y se corroerán.

El monitoreo de corrosión en los equipos que se encuentran en contacto con el agua se lleva a cabo utilizando pruebas denominadas *ensayos no destructivos* (END) y tiene por objeto el análisis de materiales y componentes sin que se vean afectadas sus propiedades físicas y químicas, permitiendo que puedan utilizarse

luego de su realización. El método más común para monitorear corrosión en los proyectos de inyección de agua es la utilización de cupones, seguidos en orden de uso por las pruebas electroquímicas y las pruebas de ultrasonido, desarrolladas últimamente.

3.8.1. Cupones. Es el método más común para monitorear, y luego controlar, la corrosión en los procesos de inyección de agua. Estas piezas de metal de varios tamaños, formas y pesos (generalmente de acero triturado), son insertadas en las líneas de flujo del agua con el fin de evaluar la corrosividad del sistema. El desempeño del material y del inhibidor (cuando se usa como método de control y prevención); éstas piezas son pesadas antes de ser insertadas en el sistema y luego se removerán con el fin de determinar la cantidad de metal perdido, que posteriormente es convertida en tasa de corrosión.

Los cupones pueden tener varias formas geométricas, dentro de las cuales se tienen: placas planas, varillas, cupones combinados y cilindros; éstos deben ser colocados en un sitio representativo de la línea de flujo y ubicados de tal manera que su presencia no induzca turbulencia en la corriente de flujo.

Si llegará a existir ataque de picadura a lo largo del fondo de la tubería, es posible que no sea detectada por un cupón ubicado en el centro de la corriente, lo mejor en este caso es ubicar un cupón de forma cilíndrica que permita identificar la corrosión.

Cuando se remueven los cupones del sistema, pueden ser analizados para examinar la formación de escamas antes de ser enviados a laboratorio para la evaluación de corrosión; allá los cupones son limpiados y pesados nuevamente; la cantidad de peso perdido es determinada mientras se remueve la superficie total del cupón y convertido en tasa de penetración promedio (μm) de pérdidas de

espesor por año ó $\mu\text{m}/\text{y}$. La unidad tradicional para reportar tasas de corrosión ha sido los mils per year o mpy, donde: 1 mil = 0.001 pulg = 25.4 $\mu\text{m}/\text{y}$.

$$\frac{\mu\text{m}}{\text{y}} = \frac{\text{PerdidasPeso}}{\text{Tiempo} * \text{AreaSuperficialCupón} * \text{DensidadMetal}} \quad (3-1)$$

$$\frac{\mu\text{m}}{\text{y}} = \frac{(\text{PesoAdentro} - \text{PesoAfuera})[\text{Gramos}] * 10^4 \frac{\mu\text{m}}{\text{cm}}}{\text{Tiempo}[\text{Días}] * \frac{\text{año}}{365\text{Días}} * \frac{7.8\text{Gramos}}{\text{cm}^3} * \text{Área}[\text{cm}^2]} \quad (3-2)$$

$$\frac{\mu\text{m}}{\text{y}} = \frac{4.68 * 10^5 * \text{PesoPerdido}[\text{Gramos}]}{\text{Tiempo}[\text{Días}] * \text{Área}[\text{cm}^2]} \quad (3-3)$$

Ésta tasa de corrosión es significativamente alta en los sistemas donde ocurre corrosión uniforme; por otra parte, es relativamente menos significativa en sistemas que presentan corrosión por picadura debido a que el proceso perdido ocurre en pocos puntos aislados del cupón. El tiempo de exposición del cupón varía dependiendo de la corrosividad del sistema; las tasas de corrosión usualmente empiezan con altos valores en la superficie del metal del cupón y a muy cortas exposiciones pueden obtenerse altas tasas que no corresponden a valores reales. El tiempo de exposición comúnmente utilizado abarca períodos de 4 a 6 semanas.

El uso de cupones también ha sido beneficioso para monitorear y controlar el desempeño de los inhibidores de corrosión, en este caso, se determina como valor base la tasa de corrosión en el sistema cuando no se ha utilizado inhibidor; una vez ha sido establecido, se inicia la adición de los inhibidores y se introduce los cupones en el sistema. El desempeño del inhibidor se mide usualmente en términos de porcentaje de protección.

$$\% \text{ Protección} = \frac{\text{TasaSinInhibidor} - \text{TasaConInhibidor}}{\text{TasaSinInhibidor}} \quad (3-4)$$

3.8.2. Pruebas electroquímicas. Se fundamentan en principios electroquímicos; utiliza picos de prueba para medir resistencia eléctrica en un alambre expuesto al agua, comparado a un alambre idéntico pero sin exposición a ella; debido a la corrosión en el alambre eléctrico, la resistencia varía. La resistencia eléctrica del alambre es inversamente proporcional a su área de sección transversal:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (3-5)$$

A medida que el alambre se corroe, su sección transversal es reducida y el valor de su resistencia se incrementa; un instrumento se une a la punta del alambre de prueba, el cual mide la relación de la resistencia del alambre expuesto al medio corrosivo y la resistencia de un alambre interno protegido de él.

La resistencia del alambre expuesto es afectada tanto por la temperatura del sistema como por su diámetro; al medir la relación de dos resistencias diferentes debidas a cambios en la temperatura, que afectan equivalentemente ambos alambres, estas son canceladas y las lecturas serán directamente proporcionales al diámetro del alambre expuesto; las lecturas del instrumento son graficadas con el tiempo y la parte recta de la curva se convierte a tasa de corrosión.

La acumulación de producto corrosivo (tal como sulfuro de hierro) en el probador puede causar una disminución en su resistencia, reportando así, una disminución aparente en la tasa de corrosión o puede generar un corto circuito; en tales casos, las puntas de prueba deben ser limpiadas y examinadas periódicamente. Los probadores de resistencia no requieren un electrolito conductivo, por tal motivo,

han sido utilizados exitosamente en la industria, tanto en sistemas de gas como en sistemas acuosos.

3.8.3. Probadores galvánicos. Cuando dos metales similares se encuentran inmersos en agua y están conectados por un alambre, fluirá corriente entre los dos debido a su diferencia de potencial natural; la cantidad de flujo de corriente es una función directa de la corrosividad del sistema.

Los probadores disponibles en el mercado utilizan un alambre de prueba de cobre y un probador de acero conectado a un microamperímetro para determinar el flujo de corriente; el uso de microamperímetros es común debido a sus bajos costos en comparación con otros instrumentos sin embargo, su medida directa no se reporta en mpy y su utilidad primaria radica en la detección de cambios en la corrosividad del sistema, por tal motivo, se recomienda el uso de un modelo de registro, cualquiera que cause un cambio en la corriente, tal como la velocidad, el pH o el oxígeno, aunque se ha comprobado que son extremadamente sensibles a la presencia del oxígeno y son más comúnmente utilizados como *detectores de oxígeno*.

3.8.4. Ultrasonido. El ultrasonido es una vibración mecánica que se encuentra en un rango mayor al audible por el oído humano; se transmite a través de un medio físico y es orientado, registrado y medido en Hertz con ayuda de un aparato creado para tal fin. Los rangos de la velocidad del sonido pueden observarse en la **Tabla 3-5**.

El uso de velocidades ultrasónicas en los materiales permite determinar los espesores de sus paredes, proporcionando un medio para establecer la extensión y el grado de corrosión (tanto uniforme como localizada), la abrasión o desgaste en los equipos expuestos al agua; con las características técnicas originales de los equipos y los valores actuales encontrados es posible determinar las tasas de corrosión. La inspección técnica consiste en realizar la medición de espesores por

ultrasonido en las paredes del tanque de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones del código ASME sección VIII, división 1 y 2, se establecen como puntos de muestreo sitios accesibles, áreas de 15 x 15 cm², las cuales serán una referencia de medición codificada en la que se reporta los espesores máximo y mínimo.

Tabla 3-5. Rangos de velocidad del sonido.

VELOCIDAD	RANGO
Infrasónica	1 – 16 (Hz)
iónica o audible	16 (Hz) a 20 (KHz)
Ultrasónica	Mayor a 20 (KHz)
Ultrasonido en materiales metálicos	0.2 a 25 (MHz)

Fuente. www.mantenimiento-predictivo.com

Con las características técnicas originales del equipo y los valores actuales encontrados se determinará la velocidad de corrosión, con los parámetros anteriores y espesores mínimos calculados, y recomendados por el código, se determinará su vida útil; el informe de inspección constará de gráficos o esquemas para identificar los puntos de medición; una tabla de valores con características técnicas del recipiente, espesores medidos, velocidades de corrosión por cada zona, espesores mínimos calculados y vida útil.

4. TRATAMIENTOS DE CONTROL REALIZADOS AL AGUA DE INYECCIÓN⁵⁶

Luego de hacer un análisis al fluido de inyección y detectar posibles aspectos negativos en la calidad del agua, el siguiente paso en el proceso es controlarlos y por supuesto mejorar la calidad del agua con el fin de optimizar el proyecto y evitar posibles problemas a futuro.

Un factor dominante en el éxito de las operaciones de inyección de agua, es contar con una cantidad suficiente de agua para inyectar en la formación de interés, pero además, esta debe tener ciertos requerimientos para que no afecte el proceso ni las arenas productoras; por lo tanto, es necesario conocer los elementos que contiene el agua y los tratamientos que existe para tratarlos con el fin de hacer más efectiva la inyección. EL agua ideal para un proceso de inyección debe contar con las siguientes características:

- No presencia de partículas sólidas en suspensión.
- No presencia de sólidos dañinos en solución que puedan generar corrosión o formación de escamas.
- No presencia de bacterias.
- No presencia de gases disueltos.
- No presente efectos negativos en la formación, como por ejemplo, arcillas hidratables.
- No efectos perjudiciales cuando se mezcla con los fluidos de la formación.
- No conductividad para prevenir corrosión galvánica.

Debido a que es casi imposible encontrar este tipo de agua en la naturaleza, es necesario realizar esfuerzos con tratamientos adecuados para proporcionar un agua con tales especificaciones.

⁵ Metodología Integrada Para El Diseño De Un Monitoreo de Inyección De Agua Desarrollado En Un Campo Petrolero. Tesis de grado, UIS.

⁶ THAKUR, Ganesh C. & SATTER, Abdus. Integrated Waterflood Asset Management.

En la **Tabla 4-1** se aprecian los tratamientos requeridos en el agua, tanto de inyección como de producción, teniendo en cuenta que dependiendo de las condiciones propias de cada campo y del agua, los procedimientos varían.

Tabla 4-1. Problemas encontrados en el agua de producción y en el agua de inyección

PROBLEMA	AGUA DE INYECCIÓN	AGUA DE PRODUCCIÓN
Contenido de sólidos (disueltos y suspendidos)	X	
Contenido de aceite		X
Gases ácidos (O ₂ , CO ₂ , H ₂ S)	X	X
Formación de escamas	X	X
Contenido bacterial	X	
Corrosión		X

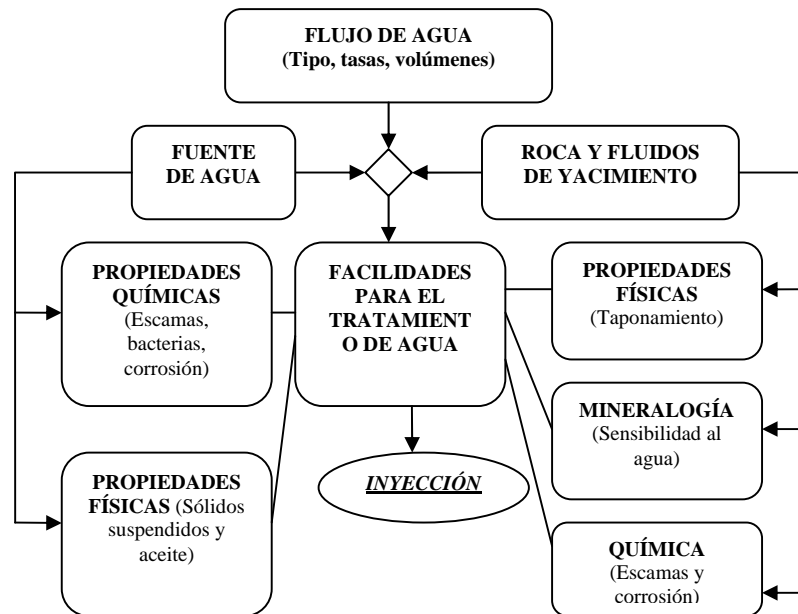
Fuente. Metodología Integrada Para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua en un Campo Petrolero. Johanna Blanco Simbaqueba. Claudia Lorena Delgado Aya. Tesis de grado. UIS. 2006.

El sistema de tratamiento para un proceso de inyección de agua considera el agua de inyección como parte integral del sistema producción-separación-descarga-inyección. Los equipos de separación y tratamiento son diseñados, construidos y operados de acuerdo a las características de los fluidos producidos, la fuente de agua y las propiedades del yacimiento que conformarán el conjunto de requerimientos para la inyección, además de las regulaciones y restricciones medio ambientales aplicadas a la descarga de fluidos al ambiente. Al comparar los requerimientos de calidad para los fluidos de inyección y de descarga con las propiedades del agua producida y/o de la fuente de agua, es posible indicar los tipos y el grado de tratamiento para el fluido de inyección.

La adición de químicos a los fluidos producidos y la operación de las facilidades de superficie, alternadamente afectarán la calidad del agua producida desde estos equipos, y será necesario un tratamiento adicional para alcanzar los requerimientos necesarios para inyección o para descarga en vertimientos. En la

Figura 4-1 se muestra una estrategia general para seleccionar el agua más adecuada y el correspondiente tratamiento durante el proceso de inyección de agua.

Figura 4-1. Estrategia para seleccionar la fuente de agua y el tipo de tratamiento.



Fuente. Integrated Waterflood Asset Management. Thakur Ganesh C. 1990

El agua que es inyectada para obtener mayor producción de crudo, eventualmente pasará a través del yacimiento y reaparecerá con los fluidos producidos, o el agua que es descargada puede reaparecer en la fuente de agua, entonces es importante recordar que cada una de las partes que conforman el sistema producción-separación-tratamiento-inyección-descarga se encuentran enlazadas en todo el sistema y no deben ser tratadas como independientes. Tres variables juegan un papel importante en el diseño y operación del equipo requerido para el tratamiento del agua:

1. Tipo de inyección de agua y propiedades de la formación a inyectar; indicar el tipo de inyección de agua en términos de volumen, tasa, y tiempo que tendrá una marcada influencia en la selección de la fuente.
2. Naturaleza del agua producida y posibles métodos para su posterior disposición; las características del yacimiento y las restricciones medio ambientales determinarán los requerimientos de calidad para el agua de inyección y para el agua de descarga.
3. Identificación y caracterización de las posibles fuentes de agua para inyección, las propiedades del agua producida y cualquier fuente adicional y los requerimientos de calidad establecerán qué proceso de tratamiento o qué opciones están disponibles para convertir o tratar el agua producida y la fuente para alcanzar la calidad requerida.

Generalmente pueden utilizarse varios tipos de equipos para tratar un componente en particular o para alcanzar la calidad requerida; es necesario seleccionar el proceso más efectivo de acuerdo a restricciones de costos, seguridad y medio ambiente; una vez se ha seleccionado, diseñado y construido el equipo para llevar a cabo el tratamiento del agua, debe operarse eficientemente y debe monitorearse su desempeño para asegurar que se alcancen los requerimientos de calidad en el agua durante toda la vida del proyecto. Todo esto puede resumirse en los siguientes pasos para seleccionar el proceso de tratamiento del agua:

1. Caracterización del yacimiento y del tipo de inyección de agua.
2. Identificación del agua producida y de los métodos para su disposición.
3. Identificación y caracterización de las fuentes alternativas de agua.
4. Especificación de los requerimientos de calidad para el agua de inyección.
5. Selección de operaciones de tratamiento para alcanzar la calidad requerida.
6. Diseño, construcción y operación del equipo de tratamiento.
7. Control permanente del equipo de tratamiento.

A continuación se describen los tratamientos más comunes asociados al agua de inyección.

4.1. REMOCIÓN DE OXIGENO.

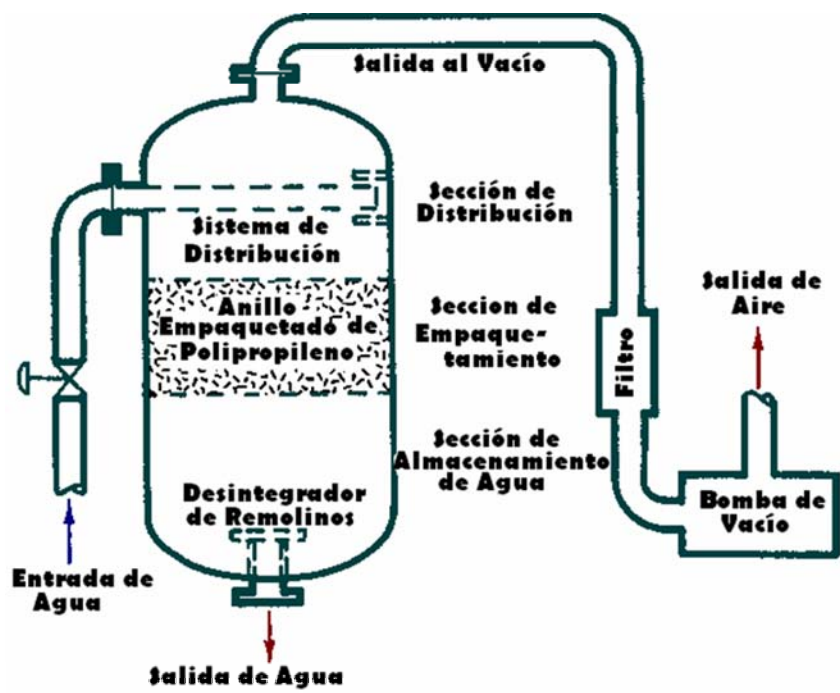
Las fuentes de agua normalmente se encuentran saturadas con oxígeno, otras fuentes pueden adquirirlo durante el proceso, por tal motivo es deseable contar con un sistema que permita su remoción; los métodos recomendados para extraerlo son:

- **Reacciones químicas.** Se remueven pequeñas cantidades de oxígeno por medio del uso de un producto químico de fácil oxidación, generalmente sulfito de sodio, sodio y bisulfato de amonio o hidracina (base altamente reactiva y un agente reductor denominada limpiadora de oxígeno). Este tipo de químicos se utilizan comúnmente después de la torre desaireadora para reducir el contenido de oxígeno a unas pocas partes por millón (1 a 3 ppm) hasta 0.05 ppm. Cuando el agua a tratar contiene CO_2 se utiliza en forma de catalizador con el fin de acelerar la reacción. En los procesos de inyección de agua se utiliza sulfito de sodio en lugar de la hidracina debido a su bajo costo.
- **Desaireación al vacío.** La remoción de oxígeno con desaireación al vacío no fue muy exitosa en los tratamientos para el agua de inyección en sus inicios, debido a su baja eficiencia, a la inexperiencia de su operación y a los altos costos de las bombas de vacío, pero, con la eficiencia y los costos de los equipos disponibles actualmente, el uso de estas ya no es desfavorable. Una típica unidad de desaireación al vacío, como lo muestra la **Figura 4-2**, puede estar formada de una o más etapas dependiendo del contenido de oxígeno disuelto en el agua a tratar; en inyección de agua generalmente se utilizan tres etapas. Debido a que la solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión del sistema, al

reducir la presión se reduce la cantidad de gas disuelto, así que el empaquetamiento en la torre y un caudal de flujo adecuado proporcionan una amplia área superficial para el agua, permitiendo que ésta alcance un equilibrio al pasar a través de la torre.

Para propósitos de diseño, la tasa de flujo de agua debe estar en el rango de 40 a 50 gal/min-ft² de área transversal; un factor importante en el diseño consiste en la ubicación de las líneas de extracción de vapor suficientemente largas para prevenir una excesiva caída de presión, ésta se convierte en una buena opción para retirar el oxígeno del agua cuando no existe la posibilidad de gas natural o gas inerte.

Figura 4-2. Torre desaireadora o de vacío.

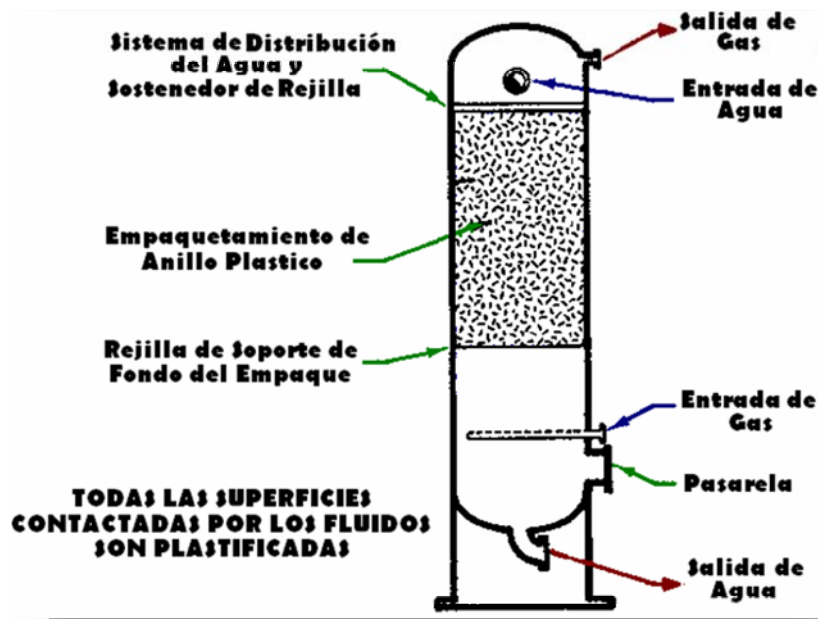


Fuente. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. SPE Henry L. Doherty SERIES

- **Despojador a contracorriente con gas natural o gas inerte.** El despojo de oxígeno por medio de un gas natural o inerte en contracorriente es otro método utilizado en procesos de inyección de agua; si se tiene un gas con una buena calidad (poco CO_2 y H_2S), este proceso puede ser atractivo ya que el gas efluente del proceso de desaireación puede utilizarse posteriormente como gas combustible en el campo.

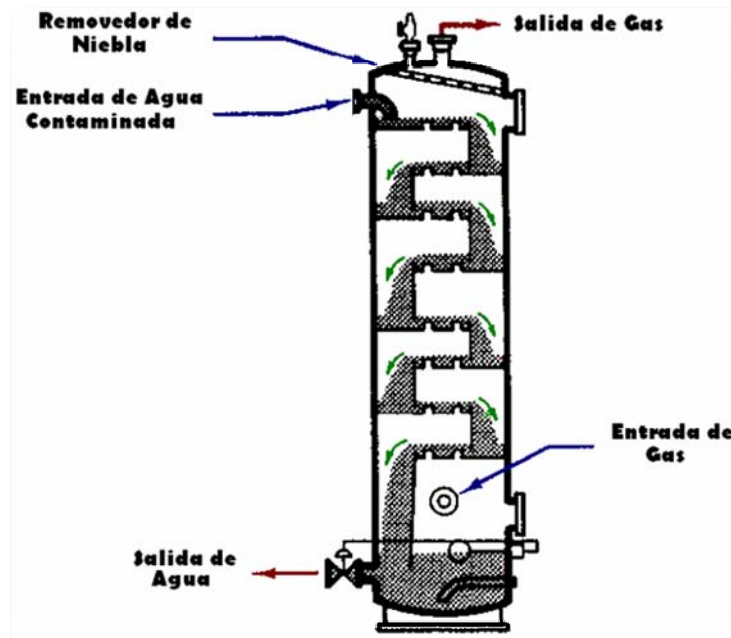
En la **Figuras 4-3** y en la **Figura 4-4** puede observarse la simplicidad del proceso, la operación depende del balance de la tasa de flujo de agua (abajo); la tasa de agua no debe ser tan alta para que no disminuya la eficiencia de remoción del oxígeno.

Figura 4-3. Torre desaireadora empacada tipo despojadora con gas en contracorriente.



Fuente. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. SPE Henry L. Doherty SERIES

Figura. 4-4. Torre desaireadora de platos tipo despojadora con gas en contracorriente.



Fuente. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. SPE Henry L. Doherty SERIES

Si existe CO_2 en el agua a tratar, éste también será expulsado a medida que se extrae el oxígeno al sistema de vacío, pero si el gas natural es rico en CO_2 , el agua lo absorberá en la torre de despojo de oxígeno; cualquiera de estos procesos puede ser bueno o malo dependiendo del agua que se desea tratar. La remoción de CO_2 causa un aumento en el pH del agua, el cual puede significar la precipitación de escamas de carbonato; la absorción de CO_2 disminuirá el pH y se reducirá la posibilidad de formación de escamas, pero si se absorbe mucho CO_2 pueden aparecer los efectos de la corrosión. Todos estos efectos deben preverse antes de utilizar este método para la remoción del oxígeno presente en el agua.

4.2. REMOCIÓN DE GASES ÁCIDOS.

Los gases ácidos, H_2S y CO_2 , usualmente resultan de la producción de aceite, aunque el CO_2 puede ser absorbido por el agua desde el aire a unas condiciones específicas. No existe un tratamiento químico simple que permita remover estos gases, aunque el uso de la acroleína (líquido incoloro o amarillo de olor desagradable, utilizado principalmente como un químico intermedio en la producción de ácido acrílico y sus ésteres) ha sido utilizada exitosamente en varios casos, por tanto, se utilizan preferiblemente algunos métodos mecánicos.

El manejo de estos gases después de su remoción puede ser complicado y costoso, por ejemplo, la emisión de H_2S es perjudicial para el medio ambiente y no está aprobada por las entidades reguladoras; la solución más común es incorporar en las facilidades de superficie equipos que minimicen el efecto de los gases disueltos (esta opción es más económica que la remoción de los gases, especialmente si el proceso de remoción es aireación).

Un sistema para la remoción de gases ácidos es la aireación del agua, el cual entonces conduce al problema posterior de remover el oxígeno; éste proceso también causa la oxidación y precipitación del hierro y del magnesio. Los tres aireadores más comunes utilizados en inyección de agua son: 1. el de platos – coke (Coke – Tray); 2. el de platos-vigas de madera (Wood – Slat – Tray); y el de tipo aireador forzado (Forced – Draft aerators). En cada uno de estos el principio básico es asegurar el contacto entre el agua y el aire. La más baja concentración de H_2S y CO_2 alcanzada con aireación depende de las solubilidades relativas de estos gases en el aire y de las características del agua a tratar.

4.3. REMOCIÓN DE SÓLIDOS.

Los sólidos suspendidos presentes en el agua pueden causar problemas como: taponamiento de las líneas de flujo, válvulas, u otras facilidades de superficie; erosión en válvulas, bombas y líneas de flujo; taponamiento de la pared del pozo y de la formación, y precipitación de escamas. Estos agentes dañinos para los procesos de inyección de agua pueden ser en primera instancia, partículas de arena, arcillas, lodo y materia orgánica; los precipitados formados por reacciones químicas y los productos de corrosión, tales como óxido de hierro y/o sulfuro de hierro son también posibles agentes taponantes; los agentes biológicos como colonias de bacterias, algas y plancton, también pueden presentar problemas, particularmente en las aguas superficiales.

Cuando se encuentran concentraciones de sólidos que exceden de 1 – 5 ppm (dependiendo de las características de la formación en la que se va a inyectar) es necesario implementar un proceso que permita su remoción, éstos generalmente corresponden a métodos mecánicos. El método más simple para la eliminación de sólidos en el agua es la sedimentación; éste utiliza un tanque de tamaño y capacidad suficiente que permita un tiempo de retención largo para que la mayor cantidad de sólidos vayan al fondo de él, donde son recogidos por una placa estratégicamente ubicada en forma inclinada; generalmente se utiliza un sistema doble con el fin de continuar con el proceso de sedimentación mientras se realizan procesos de mantenimiento y limpieza.

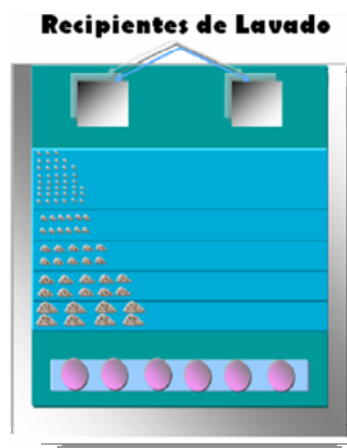
El tiempo de retención requerido se establece de acuerdo a la tasa a la cual las partículas sólidas viajan hacia el fondo del tanque, dicha tasa está dada por la ley de Stokes; se han establecido tiempos de retención de 2 – 4 horas y velocidades de flujo promedias de 1 ft/min para proveer una sedimentación adecuada. Para lograr una mayor efectividad del proceso, se adicionan químicos que provocan la floculación de las partículas más pequeñas, estos incluyen floculantes como

sulfato de aluminio, alumbre de potasio, sulfatos férrico y ferroso, alumbre de aluminio y varios polímeros; la selección de uno de ellos debe fundamentarse en pruebas en el sitio para determinar su efectividad.

$$v = \frac{gD^2(\rho_w - \rho_o)}{\mu_w}, \text{ LEY DE STOKES} \quad (4-1)$$

Existen varios equipos de filtros disponibles para remover las sustancias sólidas presentes en el agua. En la industria se encuentran dos tipos básicos de filtros, accionados por gravedad y activados por presión; como su nombre lo indica, los primeros permiten que el agua fluya hacia abajo impulsada por la fuerza de la gravedad, la tasa de filtración en ellos es muy lenta y tienden a tener longitudes muy largas, este tipo de filtro es raramente utilizado en las operaciones de inyección de agua (**Figura 4-5**).

Figura 4-5: Corte de un filtro accionado por gravedad.

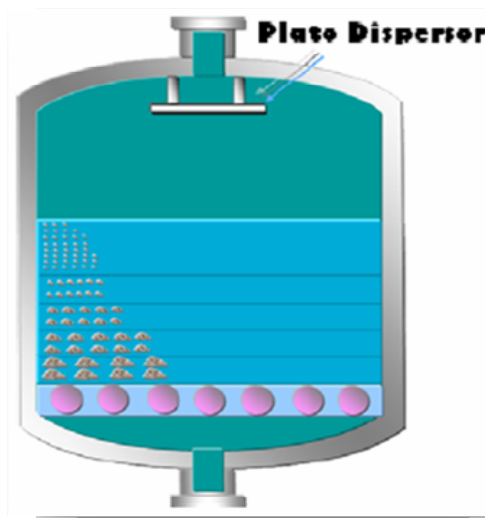


Fuente. A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

Los filtros de presión son utilizados comúnmente en los proceso de inyección de agua; éstos operan bajo presión, normalmente en el rango de 2 – 40 psia. Estos

filtros (**Figura 4-6**) pueden ser utilizados en sistemas cerrados, es posible operarlos normalmente en el caso que existan incrementos en las tasas, y además manejan altos volúmenes de agua. Según el contenido de sólidos suspendidos en el agua a tratar, los filtros a presión se pueden dividir en dos tipos: baja capacidad (utilizados en aguas con poco contenido de sólidos) y alta capacidad (utilizados en agua con un alto contenido de sólidos).

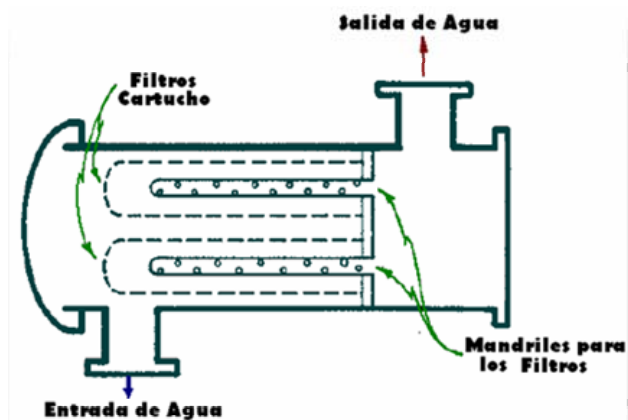
Figura 4-6. Corte de un filtro accionado por presión.



Fuente. A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

- **Filtros de cartucho.** Son recipientes que contienen elementos que pueden ser regenerados de acuerdo al tamaño de partícula que pasará a través de ellos; en el caso de contar con agua que contiene una alta cantidad de sólidos suspendidos (mayor a 2 mg/l) es improcedente utilizar un filtro de este tipo debido a los altos costos de mantenimiento y operación que se tendrían si llegará a presentarse una falla (**Figura 4-7**).

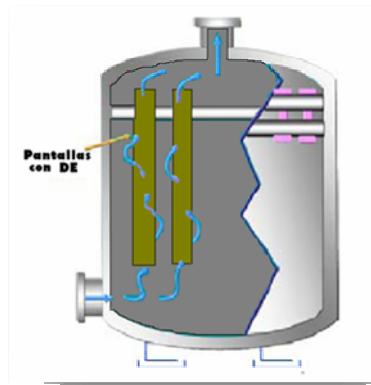
Figura 4-7. Filtro a presión tipo cartucho.



Fuente. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. SPE Henry L. Doherty SERIES

- **Filtros de Diatomaceous Earth-DE.** Utiliza una torta de *Diatomaceous Earth* (sustancia no tóxica formada de organismos fósiles de agua dulce o de mar, utilizada como medio filtrante) aplicada sobre pantallas de varios tamaños, formas y materiales que se encuentran contenidas dentro de un tanque a presión a través del cual fluye agua; maneja aguas con un alto contenido de sólidos totales disueltos (superior a 20 mg/l), entregando un agua con una excelente calidad. La aplicación más común de los filtros DE. es en la preparación de aguas para inyectar en formaciones de baja permeabilidad en las cuales la remoción de partículas muy finas es necesaria (**Figura 4-8**).

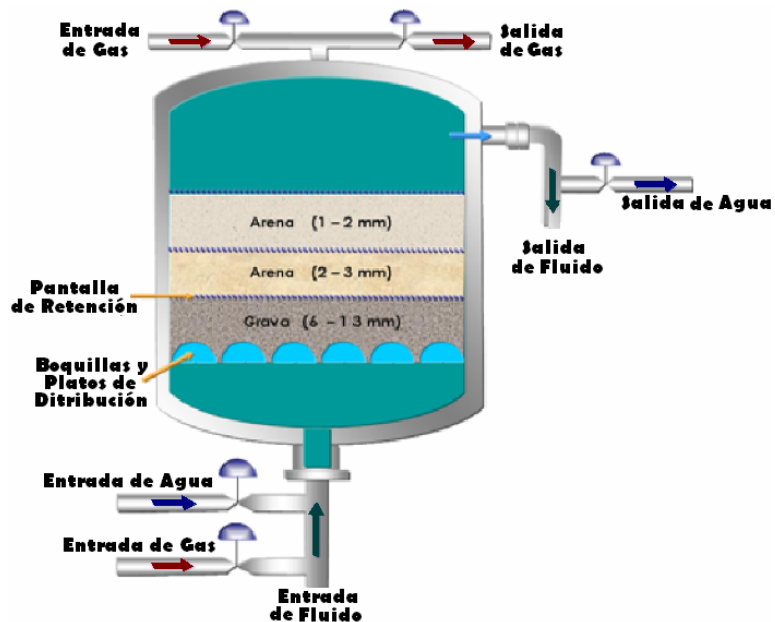
Figura 4-8. Filtro a presión con *Diatomaceous Earth*



Fuente. A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

- **Filtros de lecho empacado.** Éstos permiten la filtración de una gran cantidad de sólidos suspendidos en el agua; el agua fluye hacia arriba o hacia abajo a través de uno o múltiples medios filtrantes dentro de un tanque como el mostrado en la **Figura 4-9**.

Figura 4-9. Filtro a presión con lechos empacados.

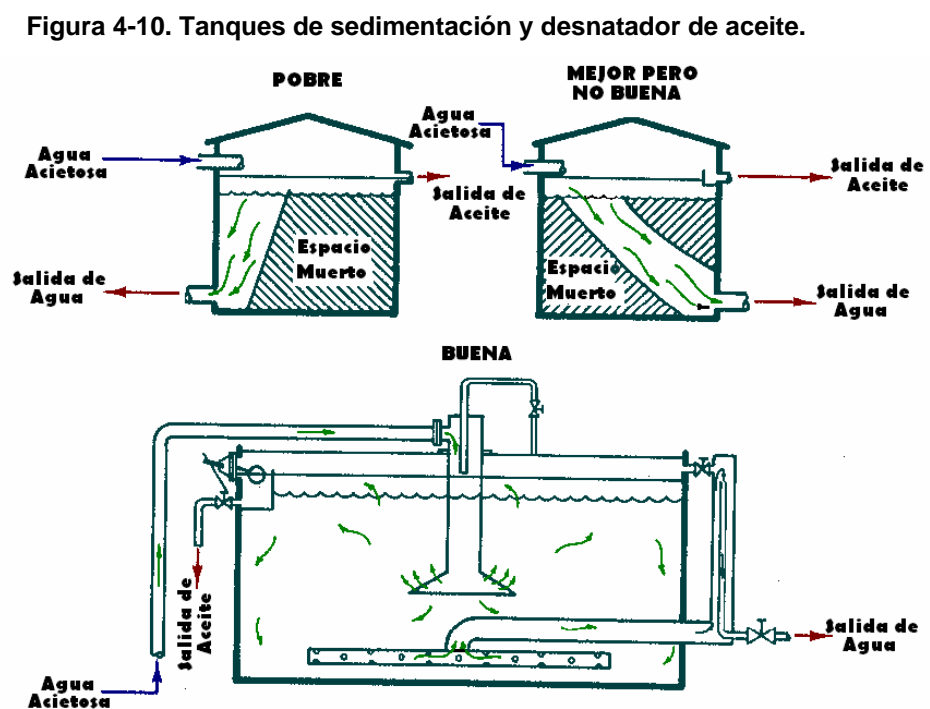


Fuente. A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

La selección de uno u otro tipo de filtro para un determinado proyecto debe realizarse en base a una serie de pruebas piloto que permitan identificar el más beneficioso, tanto a nivel técnico como económico, donde se incluyan factores tales como: calidad del agua a tratar, calidad deseada para el agua de inyección; ubicación, tanto de los pozos inyectoros y productores, como de la fuente de agua; costos de instalación y mantenimiento, entre otros.

4.4. REMOCIÓN DE ACEITE.

En la **Figura 4-10** se observa un tanque (*Oil Skimmer*) utilizado para remover el aceite del agua y su diseño también se basa en la ley de Stokes, pero aquí las gotas de aceite flotan hacia la superficie. Existen diversos equipos comerciales, dentro de los cuales se encuentran: torre de platos corrugados, separadores API, celdas de flotación de gas disuelto y de gas inducido.



Fuente. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. SPE Henry L. Doherty SERIES

Pequeñas cantidades de aceite en el sistema de inyección raramente ocasionan problemas de taponamiento a menos que contengan una cantidad razonable de asfaltenos, parafinas u otros hidrocarburos sólidos. Sin embargo, las gotas de aceite se encuentran usualmente adheridas a los sólidos contenidos en el agua, estas tienden a disminuir la densidad efectiva de las partículas reduciendo la efectividad del proceso de sedimentación. Por esta razón y debido a la pérdida de aceite, generalmente se remueve del agua que está siendo tratada.

4.5. PREVENCIÓN DE ESCAMAS.

Cuando se forman componentes insolubles en el agua a partir de reacciones de constituyentes asociados a ella, pueden depositarse en tuberías y otros equipos por donde fluya el agua; dependiendo de los componentes presentes en el agua, las sustancias que pueden formar escamas en operaciones de inyección de agua son: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y compuestos de hierro tales como óxido férrico y sulfuro ferroso. La formación de escamas reduce el diámetro interno (ID) de las líneas de flujo, extendiéndose por varios metros convirtiendo estas zonas en inutilizables debido a los taponamientos que incluso pueden ocurrir en los pozos inyectoros; de acuerdo a esto, una parte importante en el tratamiento del agua es el control de escamas.

Este es un gran problema, los químicos que requiere, la realización de pruebas piloto que proporcionen el mejor tratamiento a implementar (tipo de químico, cantidad y manera de uso). Los agentes de captura o los inhibidores de escamas son utilizados para prevenir su formación; los inhibidores detienen el crecimiento de los cristales antes que estos lleguen a convertirse en grandes precipitados; no es recomendable esperar hasta que la precipitación de escamas se convierta en un gran problema, por lo tanto es indispensable seleccionar un inhibidor en base a un análisis químico del agua para evitar su formación.

4.6. CONTROL DE COLONIAS DE BACTERIAS.

Los lodos y las bacterias son controlados por químicos que destruyen las bacterias o que detienen su crecimiento, estas bacterias pueden taponar los pozos inyectoros, líneas de distribución de agua y equipos, además, contribuyen al aumento de los problemas de corrosión; generalmente todas las aguas contienen población bacteriana en donde la cantidad, tipo y actividad de las bacterias determinarán si ellas son un problema para el proyecto.

El agua fresca y las salmueras pueden contener bacterias que generan problemas adversos; si se sospecha de su presencia, es necesario tomar muestras de agua para analizarlas en el laboratorio y determinar su tipo. Existen cuatro tipos de bacterias encontradas generalmente en los campos petroleros: bacterias sulfato-reductoras, bacterias del hierro, lodos formadores de bacterias y *clostridium*s; el API ha establecido una prueba estándar para analizarlas. Además de la cantidad y tipo de bacterias, su actividad poblacional determinará la magnitud del problema operacional, ésta es proporcionada por exámenes de metabolismo bacteriano de las colonias presentes en el agua.

Varios tipos de tratamiento se encuentran disponibles para controlar las bacterias en los sistemas de agua, desafortunadamente ningún método es universalmente efectivo (ninguno destruye por completo las bacterias)

El método más empleado consiste en procesos de raspado y acidificación seguidos por humectación y baños con solventes o detergentes; los materiales utilizados varían de un sistema a otro, así que los procesos de limpieza también varían de una operación a otra. Biocidas tales como clorina (sustancia sintética formada a partir del ión cloro adicionada al agua en su proceso del tratamiento para matar bacterias, virus, parásitos, algas y hongos) e hipoclorito de sodio son utilizados frecuentemente en el tratamiento de aguas que contienen una relativa

poca cantidad de bacterias, algas y hongos, como en el caso de aguas marinas, pero debido a sus excesivos costos, su utilización no ha sido masificada en el tratamiento de aguas que contienen una elevada concentración de estos organismos; estos biocidas se adquieren a través de un proveedor y su presentación aparece en bultos, aunque también se pueden generar en el sitio utilizando electrólisis para desasociar la clorina del agua salada.

Otros biocidas efectivos incluyen aminas, diaminas, compuestos cuaternarios del amonio y formaldehídos, que pueden aplicarse por baches o tapones en tratamientos periódicos o ser adicionados continuamente al sistema; su inyección en la corriente de agua del sistema se lleva a cabo a través del uso de bombas o alimentadores disponibles en la industria; los puntos de ubicación de estas bombas son los más críticos en todo el sistema de inyección; el producto químico debe unirse al agua en los puntos donde ella fluye activamente y no en los puntos muertos, con el fin de incorporarlo totalmente y aumentar su efectividad en el tratamiento por un tiempo adecuado tal que garantice la destrucción de las bacterias. En algunos casos, el mejor procedimiento consiste en llenar el sistema con biocida cerrándolo posteriormente por algún período de tiempo para que éste actúe mucho mejor.

Para llevar a cabo un mejor control de las poblaciones bacterianas, se ha masificado en los procesos de inyección de agua el uso de combinaciones de los métodos y tratamientos químicos. Por ejemplo, el uso continuo de clorina o hipoclorito de sodio y la adición de baches de gluteraldehído ha sido utilizado exitosamente en los proyectos de inyección de agua en los yacimientos del mar del norte.

Para un sistema de inyección dado, el tratamiento más efectivo incluirá un químico económico, que sea compatible con el agua a tratar y con otros químicos contenidos en ella; que no se convierta en un agente taponante y que no sea

tóxico, ni que ocasionen problemas en su manejo; para seleccionarlo es necesario llevar a cabo pruebas de compatibilidad en un laboratorio especializado que permitan definir el tipo, la periodicidad y el sitio de su aplicación.

4.7. CONTROL DE CORROSIÓN.

Un camino para definir la corrosión es analizar la interacción entre el material de los equipos y el medio ambiente; existen dos caminos para controlar la corrosión, uno de ellos corresponde a la selección o modificación del material de los equipos y el otro consiste en el cambio del medio ambiente. Un buen diseño y operación correcta de un sistema de inyección de agua pueden eliminar o controlar el costoso problema de corrosión. La primera causa de corrosión en inyección de agua es la interacción entre el acero y el agua. Los principales métodos que controlan sus efectos son:

- **Control del medio ambiente.** En este caso se aplican prácticas tales como: mantener el agua fuera de contacto con el aire o extraer el oxígeno que se encuentra en solución, tal como se explicó en la remoción de oxígeno anteriormente. Por otro lado, los procedimientos empleados para remoción de gases ácidos y control bacterial no son aplicables en el control del medio ambiente.
- **Tratamiento químico.** La adición de inhibidores químicos de corrosión es la práctica más comúnmente utilizada en los proyectos de inyección de agua debido a factores económicos y operacionales; los químicos que más se usan en la industria son los de tipo formadores de laminas protectoras, tales como diaminas y aminas, aunque los componentes cuaternarios de amonio también suelen utilizarse en el tratamiento de aguas superficiales; estos químicos se inyectan en la corriente de agua en puntos apropiados tal que se forme una película para proteger el material de las tuberías, tanques, pozos y otros elementos que constituyen el sistema. Esta

protección aísla el acero del agua previniendo la corrosión, pero su duración no es permanente, por esto es necesario realizar adiciones periódicas de inhibidores al sistema; el tiempo de duración de la película es función del tipo de inhibidor utilizado, velocidad de flujo, temperatura y tipo de superficie entre otros. La selección del inhibidor se realiza en base a diferentes pruebas de laboratorio con muestras de agua, aunque también se realizan pruebas de ensayo y error para escogerlo.

- **Protección catódica.** Éste es otro método para modificar el entorno; esta técnica utiliza ánodos de sacrificio y/o corrientes inducidas para todo el sistema y entonces prevenir la corrosión. La protección catódica es más aplicable en donde existen grandes áreas compuestas por metal.

En algunas circunstancias es recomendable reemplazar el acero por un polietileno de alta densidad de esta manera los efectos de la corrosión se reducen.

Si se tienen sistemas de alta presión, la fibra de vidrio o el plástico pueden llegar a ser ineficientes y presentar graves problemas de seguridad para el personal y para las operaciones, ya que un sistema sobre-presionado puede estallar; los sistemas de alivio de presión y el enterramiento de las líneas generalmente reducen al mínimo este problema.

Un método similar para cambiar los materiales expuestos de las líneas de lujo y de tanques, consiste en la adición de capas de cemento o plástico; varios tipos de capas se encuentran disponibles en la industria, pero han presentado limitaciones debidas a resistencia química y a temperatura, entre otras.

Para el control de corrosión en bombas, válvulas, ajustes de válvulas y otras pequeñas partes en las facilidades de inyección de agua, se emplean

materiales resistentes a la corrosión, tales como acero inoxidable, aluminio, bronce y otros materiales sintéticos; la especificación de estos materiales debe preverse cuidadosamente en la etapa de diseño para asegurar que su funcionamiento sea el más adecuado.

Con el fin de definir cuál será el método más adecuado para prevenir y controlar la corrosión es necesario realizar estudios detallados (análisis de aguas, materias, medio ambiente, etc.) que permitan identificar el tipo y la naturaleza del mecanismo de corrosión en un determinado sistema, con el fin de establecer el esquema más apropiado para el tratamiento de este problema, logrando un mejor desempeño en el proceso de inyección de agua.

5. PRINCIPALES TIPOS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA⁷

5.1 ESTIMULACIÓN ACIDA.

5.1.1. Tipos de estimulación acida. Los dos tipos básicos de acidificación se caracterizan por las velocidades de inyección y las presiones. La estimulación cuyas velocidades de inyección inferiores a la presión de fractura se denomina “Acidificación de Matriz” en tanto que aquella estimulación por encima de la presión de fractura se denomina “Acidificación de Fractura”.

5.1.1.1. Tratamientos tipo matriz. Se aplican sobre todo para eliminar los daños a la capa superficial (en la cara del pozo) causados por la perforación, cementación, reacondicionamiento o fluidos para matar el pozo, y por la precipitación de depósitos de agua.

Debido a que el área de la superficie que entra en contacto con el ácido en un tratamiento de este tipo es extremadamente grande, el tiempo de consumo es muy corto. Por ello es difícil afectar la formación hasta más de unos pocos pies de la cara del pozo. La eliminación del taponamiento en la arenisca, caliza o dolomita puede resultar en un aumento muy considerable de la productividad o inyectividad del pozo, respectivamente.

5.1.1.2. Tratamientos tipo fractura. Están diseñados para afectar formaciones que contengan caliza y dolomita, a una distancia considerable de la cara del pozo. Si la superficie de fractura tiene una solubilidad no uniforme, el ataque con ácidos de la superficie de fractura puede producir buenos canales de escurrimiento. Por

⁷ Estimulación En Pozos Inyectores De Agua. Tesis de grado, UIS

otro lado, si la superficie de fractura es uniformemente soluble, se podrán necesitar agentes propulsivos para mantener abierto los canales de escurrimiento. Si el ácido se limita a la fractura y no entra a la matriz, el área de la superficie contactada es considerablemente menor y la velocidad de reacción del ácido es más lenta.

5.1.2. Tipos comunes de ácido. Los ácidos más comúnmente usados son:

- Acido clorhídrico.
- Acido fluorhídrico.
- Acido acético.
- Acido sulfámico.

5.1.2.1. Acido clorhídrico (HCl). El HCl disolverá la caliza y la dolomita, siendo la reacción con la dolomita más lenta. La principal desventaja de éste ácido es su efecto de alta corrosividad; ésta corrosividad es especialmente significativa y costosa para controlar a temperatura mayor de 250 °F. Las concentraciones utilizadas en campo pueden variar desde un 5% hasta un 37%.

5.1.2.2. Acido acético (CH₃COOH). Es un ácido orgánico débilmente ionizado de reacción lenta; su uso ha aumentado debido a que se retarda inherentemente y es fácil de inhibir contra la corrosión facilitando que se pueda dejar por muchos días en contacto con la tubería sin que se dañe seriamente el “casing” o el “tubing”.

Debido a su retardo inherente, éste ácido debería considerarse para la acidificación de pozos que tienen temperaturas de fondo superiores a 250 °F.

5.1.2.3. Acido fluorhídrico (HF). Éste ácido, cuando es usado en pozos petroleros, como en este caso, es combinado con HCl generalmente al 12%.

Se usa exclusivamente en tratamientos de matriz de arenisca para eliminar daños por partículas de arcilla o aumentar la permeabilidad de la formación en arenas con cierto contenido de arcilla.

El HF deberá normalmente ir precedido del HCl; rápido tiempo de reacción y los precipitantes hacen que el HF sea indeseable en arenas que contengan carbonatos y con una solubilidad superior al 20% en HCl.

5.1.2.4. Acido sulfámico. Es un material granular que reacciona aproximadamente a la misma velocidad que el HCl. Su ventaja primordial consiste en la reducción de costos de transporte en áreas aisladas.

Este ácido no se recomienda para temperaturas superiores a 180 °F debido a que se hidrolizará para formar ácido sulfúrico (H_2SO_4); si el H_2SO_4 reacciona con alguna caliza o escamas de carbonato de calcio ($CaCO_3$), se precipitará como sulfato de calcio.

5.1.3 Aditivos de ácidos. Se requieren aditivos para cada tipo de ácido y la concentración utilizada deberá ser diferente dependiendo de la clase de roca que se desea tratar.

Los principales aditivos de ácidos son:

- Surfactantes.
- Agentes de suspensión.
- Agentes anti-lodo.
- Inhibidores de corrosión.
- Alcohol utilizado con ácido.

5.1.3.1. Surfactantes. Se requiere de esta clase de aditivos para reducir la tensión superficial o tensión interfacial tanto en soluciones ácidas crudas, como gastadas, y para impedir emulsiones de ácido gastado y petróleo. Si la tensión superficial al

15% es de 72 dinas/cm² esta puede reducirse aproximadamente a 30 dinas/cm² agregando un surfactante eficaz.

El tipo y concentración del surfactante deberá escogerse con base en pruebas que utilicen muestras del crudo de la formación.

5.1.3.2. Agente de suspensión. La mayoría de las formaciones de carbonatos contienen materiales insolubles que pueden causar un bloqueo en los poros o fracturas de la formación, si se permite que los granos finos despejados por el ácido se asienten y formen puentes.

Un agente de suspensión puede suspender finos por más de 24 horas y posiblemente por 7 días; la suspensión debería diferenciarse de la dispersión; las partículas dispersas se asientan en poco tiempo. Normalmente se requiere de agentes de suspensión cuando se acidifiquen formaciones sucias; así mismo se impedirá la formación de emulsiones y efectuar una tensión superficial más baja tanto del ácido crudo como del gastado.

5.1.3.3. Agentes Anti-lodo. Los ingredientes principales de un lodo son generalmente asfaltenos; los lodos pueden contener además resinas, ceras, parafinas, hidrocarburos de alto peso molecular y partículas finas de la formación o arcillas.

La adición de ciertos surfactantes solubles en aceite puede impedir la formación de lodo al mantener disperso el material coloidal; la formación de lodo es más grave con ácidos de alto grado de concentración; en muchos casos, estos surfactantes inhibidores de lodo funcionan también como inhibidores de emulsiones.

5.1.3.4. Inhibidores de corrosión. Un inhibidor de ácido desacelera temporalmente la reacción del ácido con el metal; el tiempo de inhibición varía con

la temperatura, con la concentración del ácido, con el tipo de acero y la concentración del inhibidor. Los inhibidores se clasifican en orgánicos e inorgánicos.

Algunos inhibidores orgánicos son eficaces hasta 300 °F, sin embargo por encima de 200 °F las concentraciones requeridas son grandes y el tiempo de protección es corto.

El inhibidor arsénico orgánico se puede utilizar hasta 450 °F y es más eficaz que los inhibidores inorgánicos a todas las temperaturas. Su uso se ve limitado debido a que es incompatible con el H₂S.

5.1.3.5. Alcohol utilizado con ácido. Normalmente la concentración de alcohol metílico o isopropílico es de un 5% a un 20% por volumen de ácido. La ventaja primordial del uso del alcohol en el ácido reside en la velocidad y grado de limpieza.

5.1.4. Acidificación de areniscas.

5.1.4.1. Objetivo y tratamientos básicos. La acidificación de las areniscas tiene por objeto primordial aumentar la permeabilidad del pozo al disolver las arcillas presentes en la formación, cerca de la cara del pozo. La arcilla puede estar inherente en la formación o puede migrar en los poros de la formación durante la perforación u operaciones posteriores como inyección de agua.

Puede utilizarse el análisis radiográfico de los núcleos o corazones con el fin de determinar el tipo y porcentaje de arcilla de ocurrencia natural.

EL HF puede disolver carbonato de calcio, arena, arcilla, bentonita, lutita, y feldespato. Los tratamientos con éste ácido son una mezcla de HF y HCl. Este ácido reacciona mucho más rápido con carbonato de calcio que con arcilla; deberá

utilizarse siempre un primer ataque con HCl para reaccionar con la caliza antes de inyectar el HF en la formación. El ataque previo con HCl impide también la mezcla de HF con agua connatada (NaCl) o fluidos del pozo tales como NaCl, CaCl₂, o KCl; esto impide la formación de precipitaciones insolubles.

Las posibles causas de daños a la formación al utilizarse HF son:

1. La reacción del HF con carbonato de calcio puede resultar en una precipitación secundaria de fluoruro de calcio.
2. La mezcla de HF con agua connata de una alta concentración de cloruro de sodio, cloruro de calcio o cloruro de potasio, formará precipitados insolubles y causará taponamiento de la formación.
3. No deberá utilizarse agua con más de 1.000 mg/lit de iones de sodio para preparar el HF debido a la precipitación secundaria de fluosilicato de sodio (Na₂SiF₆).
4. Las emulsiones formadas con ácido agotado y partículas finas de la formación liberadas por el ácido, pueden causar taponamiento.

5.1.4.2. Tratamiento con ácido fluorhídrico (HF) – solvente mutuo para la arenisca. Los beneficios primordiales del enfoque del surfactante (ácido HF) solvente mutuo, son los siguientes.

Elimina los bloqueos cerca del fondo del pozo que se deben a invasión de partículas de lodo sólido, esponjamiento, dispersión, movimiento o floculación de arcillas de formación y sólidos de lodo y bloqueo por emulsiones.

Humecta con agua la arena, arcilla y otras partículas finas, y con ellos aumenta la permeabilidad relativa al aceite y al gas.

La humectación por agua de la arcilla, partículas de lodo y otras partículas finas previamente mojadas en aceite reduce su tamaño y permite su eliminación.

El procedimiento de tratamiento con solvente mutual – ácido HF impide daños a las arcillas de formación debido a cambios abruptos en la salinidad del agua o intercambio iónico durante los tratamientos de la arenisca con ácidos.

El solvente mutual se adsorbe sobre las partículas de arena y la arcilla, facilitando con ellos la adsorción de los surfactantes utilizados para impedir emulsiones y reducir la corrosión; así los solventes mutuales ayudan a impedir las emulsiones y aumentan la eficacia de los inhibidores de corrosión.

El solvente mutual puede ayudar a disolver los asfáltenos, parafinas y otras ceras. El solvente mutual más comúnmente usado es el éter etilen-glicol monobutílico (EGMBE).

Para pozos en general, un proceso de tres fases con ácido HF – solvente mutual debería incluir: Un prelavado con HCl más surfactante e inhibidor, ácido HF mas surfactante y un post-lavado de solvente mutual en un vehículo limpio de hidrocarburo y un surfactante.

Para pozos de inyección de agua o gas, el solvente mutual se coloca en el ácido HF junto con un surfactante. Una hora después del tratamiento se reanuda la inyección en el pozo tratado.

5.1.4.3. Sistema de generación de HF “in situ” (SGMA). El sistema de generación de HF in situ se desarrolla para permitir la limpieza de daños profundos a las arcillas en formaciones de areniscas. En tratamientos normales con HF, las arcillas se disuelven hasta una profundidad de quizás 6” a 12” alrededor del fondo del pozo, de acuerdo con el contenido de arcillas.

Este método implica el bombeo a la formación de una solución acuosa de fluoruro-amoníaco y un éster orgánico tal como el formiato metílico. Con el tiempo el éster se hidroliza para producir un ácido orgánico tal como el ácido fórmico.

El ácido orgánico se convierte casi instantáneamente en ácido HF el cuál disuelve rápidamente las partículas finas de arcilla o sílice presente en los poros. El sistema es aplicable desde 100 °F hasta 255 °F y se pueden generar soluciones de HF hasta concentraciones de 3.5%.

5.2. REMOCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS DE SULFURO DE CALCIO, SULFURO DE HIERRO Y SULFURO LIBRE, EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.

5.2.1. Introducción. Los problemas con escamas tienen un gran impacto sobre la economía de las operaciones de inyección de agua cuando los poros están sujetos a la depositación de sulfatos inorgánicos y depósitos carbonatados.

El control de escamas usualmente involucra tratamientos de completamiento que primero remueven el depósito de escamas, luego previenen químicamente su recurrencia. No es efectivo un único tratamiento para remover e inhibir los depósitos de escamas. En la mayoría de los casos, el control de escamas debe empezar con un programa de inhibición debido a que algunas escamas son dificultosas, casi imposibles de remover por tratamiento químico cuando ellas se forman. Estas escamas, usualmente contienen bario o estroncio que puede ser prevenida su formación por el uso de un apropiado inhibidor. Afortunadamente, la mayoría de escamas que ocurren en formaciones productoras son sulfato de calcio o carbonato de calcio. Estos depósitos normalmente pueden ser removidos químicamente antes de tratamientos posteriores para prevenir los depósitos de escamas recurrentes. La composición de las escamas frecuentemente cambia

durante la historia de producción de un pozo, causando que la mayoría de escamas estén inicialmente sujetas a tratamientos de remoción llegando a ser inefectivo a tratamientos subsecuentes. Esto hace imperativo el obtener el mejor tratamiento de remoción de escamas posible antes de que el programa de inhibición empiece.

Muestras de los depósitos se deben recolectar y analizar para determinar el apropiado tratamiento.

Dos técnicas han sido usadas para situar el inhibidor de escamas en la formación. Una técnica consiste en la colocación de cristales de polifosfatos solubles en agua dentro de la formación por fracturamiento hidráulico. Los inhibidores líquidos fosfonatados también han sido colocados durante las operaciones de fracturamiento con el fin de que ellos tomen lugar y se absorban a la matriz de la roca. Usando inhibidores químicos en tratamientos de fracturamiento prevendrá la depositación de escamas, pero este es un método comparativamente costoso como reemplazo del inhibidor debido a que los trabajos de fractura son planeados para estimulaciones remediales. El segundo método de colocación es una técnica de forzamiento de la matriz en el cual un inhibidor químico es inyectado dentro de la formación a presiones inferiores a la presión de fractura. Este método es el más frecuentemente usado a causa de que es indeseable fracturar la formación en una operación de inyección de agua. Adicionalmente, esta técnica es más barata que el fracturamiento.

La mayoría de químicos prevendrá los depósitos de escamas, sin embargo, no permanecen dentro de la formación por largo tiempo para hacer de ellos económicamente factibles como inhibidores.

5.2.2. Composición de las escamas. Los principales componentes, en la mayoría de los campos de petróleo, de los depósitos de escamas son carbonatos

de calcio, sulfato de calcio y/o sulfato de bario. Otros componentes que ocasionalmente son hallados incluyen sulfato de estroncio, carbonato de estroncio, carbonato de bario y carbonato de magnesio. Los productos de corrosión son óxido de hierro, sulfuro de hierro, y ocasionalmente, pirita; sin embargo, estos depósitos no ocurrirán sino debido a cambios en el equilibrio del sistema a un medio corrosivo. Las bacterias residuales también son halladas en conjunto con escamas inorgánicas en los pozos inyectoros de agua.

Los depósitos en campos de petróleo son sulfato de calcio puro o carbonato de calcio, pero son comúnmente una mezcla de uno o más de los principales componentes inorgánicos además de productos de la corrosión, parafinas, silicatos y otras impurezas. En la mayoría de los casos, las impurezas deberán ser removidas primero para incrementar la eficiencia del tratamiento.

5.2.2.1. Formación de escamas. Los depósitos de escamas resultan primariamente de los cambios en el medio durante la producción de los fluidos del pozo. Estos cambios causan desequilibrio. Antes de la producción los fluidos del pozo permanecen en un estado estático, tranquilo. Cuando la producción empieza, los cambios en el medio tales como la caída de presión que ocurre en las vecindades del fondo del pozo, permitirá que los gases disueltos escapen de la solución. La combinación de estos cambios destruye el estado de equilibrio, y los depósitos ocurren cuando las sales restablecen el equilibrio bajo las nuevas condiciones. Por ejemplo, trazas de CO₂ pueden causar carbonatos, presentes en forma de iones carbonatados para depositarse como una sal insoluble.



Por cada mol de CO₂ liberado debido a la pérdida de la presión de formación, un mol de CaCO₃ es formado, teniendo una baja solubilidad en la salmuera y por lo tanto es rápidamente depositada.

La disminución de la presión de vapor de la salmuera causa que el agua se vaporice.

La concentración de iones no comunes, tales como el cloruro, pueden causar depositación de un sulfato de calcio o un carbonato de calcio. Esta expansión y evaporización de gases y vaporización de agua disminuyen el volumen total de la solución, lo que incrementa la concentración de iones presentes, incluyendo los iones de cloruro. Bajas concentraciones de iones no favorece la estabilidad del sulfato de calcio en la solución; altas concentraciones de ión pueden causar la depositación del CaSO_4 . Por ejemplo, la máxima solubilidad del CaSO_4 , en presencia de iones cloruro, ocurre con 50000ppm de cloruro a 123 °F. Debido a esto, bajo estas condiciones, un incremento en la concentración de cloruro podrá causar la depositación del sulfato de calcio.

La depositación también puede ocurrir por la mezcla de aguas incompatibles, ocasionalmente la mezcla de aguas de diferentes zonas en el fondo del pozo; las aguas de inyección se pueden mezclar con las aguas de la formación. Las salmueras mezcladas llegan a ser incompatibles si el agua contiene una alta concentración de calcio o iones de bario y las otras aguas contienen una alta concentración de carbonato o iones sulfato. Cuando las aguas de mezcla llegan a estar saturadas con sulfato de calcio o carbonato, la depositación ocurre.

La depositación de escamas que resulta de las aguas incompatibles usualmente ocurre en varillas, tubería o líneas de flujo. Toda agua usada en proyectos de inyección de agua deberá ser cuidadosamente chequeada para determinar la compatibilidad con otras aguas y con la salmuera de formación antes de que la inyección comience.

Las escamas no se precipitan espontáneamente como sulfato de calcio o carbonato estas se forman en tres etapas.

Primero, los iones de calcio se combinan con carbonato o iones sulfato en solución para formar moléculas. Segundo, estas moléculas crearán núcleos microcristalinos que actuarán como sitios de crecimiento. Ellos se agrupan creciendo y desarrollándose en estos sitios para formar un gran grupo de cristales. Tercero, cuando los grupos de cristales llegan a ser tan grandes para permanecer en solución, ellos se precipitarán o depositarán.

La forma final de los depósitos de escamas dependerá del método y tiempo requerido para la construcción de la escama.

Algunos depósitos pueden ser blandos y esponjosos, mientras que otros pueden ser densos y duros. Esto ocurre a causa de que los cristales que crecen lentamente contienen pocas imperfecciones y su estructura reticular es muy compacta. Entonces, bajo estas condiciones se desarrollan escamas duras, densas e impermeables. Los depósitos inorgánicos usualmente aparecen en una de estas tres formas:

- Como escamas delgadas.
- Depósitos laminados.
- Depósitos altamente cristalinos.

Las escamas delgadas son permeables y de fácil remoción. Los depósitos laminados, tales como cristales de *Gypsum* ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) son depositados como capas cristalinas. Escamas altamente cristalinas tales como la barita (BaSO_4) y anhidrita (CaSO_4) son muy densas, duras e impermeables. La barita es tan densa e impenetrable que no puede ser removida del pozo con químicos.

La causa específica de la depositación de escamas en un pozo no es siempre singular. Se conoce que las escamas frecuentemente resultan de cambios en el equilibrio o en el medio corrosivo. La interacción de estos cambios con otras condiciones ambientales existentes pozo abajo resultará en depositación total. Por

ejemplo, por influencia del pH, concentración del ión y otras variables que pueden existir hueco abajo, como las condiciones corrosivas. Además, es prácticamente imposible indicar una causa directa de la depositación de escamas separada de todas las otras en un pozo en particular. Las interacciones físico-químicas existentes hueco abajo puede estar influenciada por fuentes externas. Por ejemplo, las escamas inorgánicas algunas veces se forman en depósitos de núcleos de corrosión causados por fenómenos microbiológicos.

Las bacterias y las algas, particularmente, afectarán las escamas halladas en las aguas de los pozos de inyección. Clostridia y desulfovidrio son bacterias conocidas como sulfato reductoras en los pozos que afectan el medio corrosivo hueco abajo. Los metabolizantes de hierro tales como la Gallionela puede extraer hierro ferroso del agua de inyección y convertir hidróxido férrico y posteriormente crear depósitos de escamas de cantidades imponentes. Las bacterias pueden aumentar a tasas tan rápidas que frecuentemente causan daño a la formación tanto como las escamas inorgánicas. En muchos casos, se pueden remover las escamas por uso de una solución inhibida de 5% de hipoclorito de sodio que tiene control sobre las escamas y de la inyectividad en los pozos inyectoras de agua.

5.2.3. Agentes de remoción y prevención de escamas. Hay tres formas de tratamientos de las escama: con los agentes químicos removedores y su ataque a los depósitos de escamas existentes, los inhibidores de escamas; y el medio más efectivo de prevenir la redepositación de escamas.

5.2.3.1. Remoción de escamas. Existen dos métodos generales de remoción del sulfato de calcio. El primero de ellos es: conversión de escamas con su subsecuente remoción por ácido; y el segundo es: tratamiento de canalización.

Hay dos tipos generales de agentes de conversión comúnmente usados para la remoción de escamas: soluciones carbonatadas y soluciones hidróxidas. Las

soluciones carbonatadas son moderadamente efectivas para depósitos de escamas permeables. Ellas atacarán la escama por una reacción de superficie. La solución carbonatada se intercambiará con los iones sulfato depositados y permitirá la depositación de carbonatos, el cual es luego removido por un ácido. Este tipo de tratamiento es barato y ha sido exitosamente usado en muchos pozos. Sin embargo, no es efectivo en la mayoría de escamas laminadas densas con poca permeabilidad y porosidad. Mucho más efectivo para estas escamas menos permeables *Gypsum* son soluciones convertidoras de hidróxidos, porque penetran únicamente a la superficie, causando la desintegración física del cristal latítico, y exponiendo a continuación una nueva superficie para el químico.

Debido a que las escamas se reforman rápidamente, las soluciones convertidoras de carbonatos no darán resultados satisfactorios la segunda vez. Por ello las soluciones cáusticas son más efectivas en la penetración y desintegración de las escamas poco permeables y densas.

Los agentes canalizantes, como las sales de EDTA (Ácido Etilénico Diamida Tetraacético), suministran el método más universal de remoción de escamas de sulfato de calcio densas y laminadas. Los agentes canalizantes remueven el CaSO_4 por extracción. Esta acción canalizante incrementa la solubilidad de las escamas por cambio en el equilibrio, dirigido a la disolución de escamas. Esta reacción de canalización es lenta pero es el único método efectivo de remoción de depósitos laminados hueco abajo.

Los métodos de remoción química para el sulfato de bario son inefectivos, debido a que esta escama es altamente compacta. Las escamas de sulfato de bario son normalmente laminadas, formando una estructura muy impermeable que resiste la penetración de la mayoría de los químicos conocidos. El tratamiento del sulfato de bario puede ser mejor logrado por métodos como perforación o por fracturamiento a través del depósito.

5.2.3.2. Prevención de las escamas. El más efectivo y económico tratamiento es la inhibición. El químico cubre el núcleo microcristalino e inhibe su crecimiento, impidiendo que grandes partículas se formen y mantienen las partículas en solución en concentraciones arriba del nivel normal de precipitación. Algunos de los químicos que exhiben este efecto son los polifosfatos, fosfanatos orgánicos y el alquilan y sulfonato.

Un buen inhibidor deberá estar capacitado de simultáneamente adsorber y prevenir la depositación de escamas como un fosfanato orgánico; químicamente modificado dará las propiedades adsorbentes.

El inhibidor fosfonatado dará al BaSO_4 una inhibición más efectiva que para el CaSO_4 o el CaCO_3 , y se utiliza en concentraciones de 10ppm a 20ppm de fosfanato.

5.2.3.3. Procedimiento utilizado en las areniscas para la colocación de los inhibidores. Calcular la presión de fracturamiento, asegurándose que la presión de superficie este lo suficientemente debajo de la presión de fractura para asegurar que el material sea empujado dentro de la formación a tasa de subfracturamiento. Con las tasas y presiones adecuadas se hacen “mini” fracturas.

El inhibidor diluido es colocado dentro de la formación, luego el sobreflujo con la cantidad deseada de salmuera o algo de salmuera. El adecuado volumen de sobreflujo es crítico para el éxito del tratamiento.

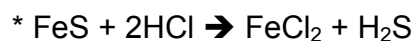
Luego del tratamiento, el pozo debe cerrarse por 24 horas, y luego retornarse a la inyección. Se ha hallado que la efectiva colocación de la solución inhibidora dentro de las partes productoras de agua de la formación es esencial para el éxito del trabajo. Es imperativo además, que las tasas y presiones de inyección sean lo suficientemente altas para que la solución inhibidora entre a todas las partes de la

formación que estén abiertas, pero la tasa debe permanecer baja para no abrir cualquier nueva zona.

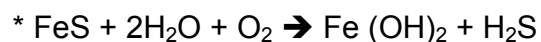
5.2.4. Remoción del sulfuro de hierro y sulfuro libre.

5.2.4.1. Introducción. El contenido de sulfuro en las aguas de inyección produce taponamiento. Las medidas más comunes para prevenir estos problemas han sido: acidificación, fracturamiento, recompletamiento, retrolavado.

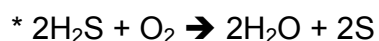
Estos tratamientos son parcialmente exitosos. Aparentemente una porción del material taponante permanece en el fondo del pozo después de estos tratamientos, debido a esto, cada tratamiento sucesivo llega a ser menos efectivo. Esta restricción de la inyectividad crea una disminución en la producción. Se estudiará la química de las reacciones para determinar el proceso de daño y su posible solución. Al hacer un tratamiento con HCl, si el material taponante encontrado en las aguas es sulfuro de hierro y debido a que éste es normalmente considerado soluble en ácido, la siguiente será la reacción:



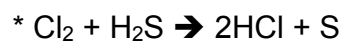
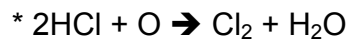
Si el oxígeno está presente en el sistema, algo de sulfuro de hierro puede ser convertido a óxido de hierro hidratado,



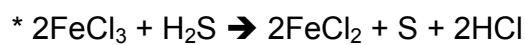
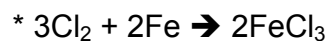
Sin embargo, el sulfuro de hidrogeno puede formar sulfuro libre por reacción con el oxígeno, el cual puede estar disuelto en el agua, entonces la reacción será:



Otras reacciones menores pueden tomar lugar, las cuales también forman sulfuro libre.



Otra reacción posible es:



En cada una de estas reacciones uno de los productos finales es el sulfuro libre, por consiguiente el sulfuro libre se libera durante la acidificación de un pozo si el material taponante contiene sulfuro de hierro. También la precipitación de sulfuro libre ocurre cuando las aguas que contienen sulfuros están clorificadas.

El sulfuro libre no es soluble en ácidos y es un sólido que puede taponar una formación fácilmente, esto explica porqué los métodos de acidificación son inefectivos.

5.2.4.2. Método para la remoción de sulfuro de hierro y sulfuro libre. El método para remover el sulfuro de hierro y el sulfuro libre podría ser el siguiente:

1. Lavar la cara de la arena con una solución de ácido detergente.
2. Lavar la cara de la arena con un material para cambiar la humectabilidad de la roca, haciéndola mojada por aceite.
3. Lavar la cara de la formación con un solvente de sulfuros.
4. Desplazar químico de tratamiento dentro de la formación.

Estos pasos deberán ser seguidos tal como están si el material taponante predominante es el sulfuro de hierro, aplicándolo especialmente a la mayoría de pozos de inyección.

5.2.4.3. Solución lavadora de ácido – detergente. Los ácidos disolverán las sales de hierro sin ninguna dificultad, a menos que ellas contengan algo de petróleo. La película de petróleo puede ser removida por lavado de la cara de la formación con un agua que contenga un detergente no iónico antes de la acidificación. La experiencia muestra que resultados satisfactorios pueden ser obtenidos por la mezcla de detergente ácido (una parte de detergente por 100 partes de ácido).

La selección del ácido dependerá de la composición química del material taponante de la formación. Para formaciones taponadas con material tales como sulfuro de hierro, óxido de hierro y/o escamas carbonatadas, ácidos tales como clorhídrico o sulfhídrico serán satisfactorios. Si la arenisca o la arcilla están en el material taponante en cualquier cantidad un ácido que contenga un cloruro deberá ser usado.

Estos ácidos deberán ser inhibidos con un apropiado inhibidor a la corrosión, ácido tipo orgánico. Inhibidores de tipo arsénico no se deberán usar a causa de que ellos reaccionan con el H_2S para formar polisulfuros de arsénico, lo cual podría taponar la cara de la arena. Estos polisulfuros únicamente pueden ser removidos con ácido nítrico o un álcalis como hidróxido de sodio.

5.2.4.4. Producto para cambiar la mojabilidad de la formación. Durante la acidificación, el detergente puede hacer que el sulfuro libre llegue a ser mojado por agua. Los solventes del sulfuro no penetrarán la barrera opuesta por la película de agua, ellos únicamente disolverán en seco o a sulfuros humectados por petróleo. No es práctico o económico secar el sulfuro de la cara de la arena, por lo tanto se necesita de un material que haga al sulfuro humectado por petróleo. Los mejores materiales para hacer que las superficies sean humectadas por petróleo son los inhibidores de la corrosión solubles en aceite.

Su composición es una sal acida sulfatada, de una amina inorgánica (25%) más un dispersante consistente de nonylfenol con 13 a 15 moles de óxido de etileno (10%) y con un solvente aromático (65%). Deberá estar diluido en un solvente tal como keroseno, varsol o benceno para hacer que la cara de la arena sea preferencialmente mojada por petróleo. La concentración del inhibidor debe ser de un 10%.

5.2.4.5. Lavado con un solvente para sulfuros. El disulfuro de carbono disuelve el sulfuro libre rápidamente. Los solventes de hidrocarburos cíclicos como el benceno, xileno, tolueno, etc., tienen una más limitada solubilidad, pero esto no es factor crítico. La acción de disolución entonces será lenta.

5.2.4.6. Desplazamiento. Es una práctica común en muchas arenas, el retrolavar un pozo de inyección después de un tratamiento o una limpieza. Con la aplicación de este método el pozo no deberá ser retrolavado. Si se empujan químicos y solventes dentro de la formación, tendrá un mayor efecto puesto que cualquier partícula diminuta de material taponante será forzada dentro de la formación en cambio de ser disuelta. El retrolavado hará que ellos tiendan a regresar a los alrededores del pozo y cuando ellos se consoliden en grandes masas contribuirán a su subsecuente taponamiento.

5.3 SOLUCIONES MICELARES UTILIZADAS PARA LA ESTIMULACIÓN DE POZOS DE INYECCIÓN.

5.3.1. Introducción. Para conseguir un aumento en la inyectividad de algunos pozos se debe hacer remoción de depósitos orgánicos y petróleo residual en los alrededores de la cara de la formación. Un tratamiento potencialmente efectivo es la inyección de un solvente de alcohol o con la inyección de una solución micelar.

La solución micelar está compuesta de un solvente hidrocarbónico (usualmente keroseno), un surfactante sulfonatado, un cosurfactante (usualmente un alcohol o un alcohol modificado) y agua, la cual contiene adicionalmente cantidades de electrolitos tales como cloruro de sodio. Las soluciones micelares son frecuentemente transparentes y están en una fase simple. Pruebas de laboratorio han demostrado que un pequeño tapón de una solución micelar conducida por agua puede desplazar todo el petróleo de la matriz de la roca; la solución micelar actúa como si fuera un solvente. El surfactante y cosurfactante actúan como un agente de unión para crear una solución de una fase simple para dos fluidos inmiscibles. El tipo y cantidad de ingredientes deberán ser cuidadosamente seleccionados para crear una solución micelar estable.

El contenido de cloruro de sodio recomendado para las soluciones micelares es de 6000ppm a 12000ppm en las aguas de mezclas. Para formaciones con arcillas sensibles se debe utilizar la sal de cloruro de potasio porque previene la disminución de la permeabilidad debida a la dispersión de arcillas, y esta sal es compatible con las soluciones micelares.

El sulfonato preferido para las soluciones micelares son aquellos que tienen un peso molecular de 430 a 465. El cosurfactante indicado es el alcohol soluble en petróleo como lo es el alcohol etoxilado. Las soluciones micelares preparadas con estos cosurfactantes poseen aceptable estabilidad a la temperatura, y no permiten un gran aumento de la viscosidad o formación de emulsiones cuando el agua es adicionada a la solución micelar.

5.3.2. Soluciones micelares con alto contenido de agua. Estas soluciones pueden ser efectivas en la remoción del petróleo residual pero relativamente inefectiva en la disolución de depósitos orgánicos.

Una solución de este tipo, con un 92% de agua, un sulfonato de petróleo e isopropanol como cosurfactante, se ha probado en areniscas y efectivamente mejora la permeabilidad relativa al agua pero es poco estable con la temperatura.

5.3.3 Soluciones micelares con contenido de agua bajo a intermedio. Las soluciones micelares con un contenido de agua del 22% al 50% has resultado satisfactorias en yacimientos con alta permeabilidad. Estas soluciones micelares exhiben un alto grado de miscibilidad al petróleo y como consecuencia, ellas son muy efectivas en el desplazamiento de petróleo residual en yacimientos con alta y baja permeabilidad; también tiene alguna habilidad para disolver depósitos orgánicos, tales como parafinas y asfaltenos. Pero esta solución tiene una permeabilidad limitante de 20 md. a la cual el mejoramiento de la inyectividad puede ser alcanzada por una solución de este tipo.; por lo tanto, en yacimientos de muy baja permeabilidad no es recomendado el uso de esta solución.

Una solución micelar típica sería la siguiente: 6% de sulfonato de petróleo sódico (patronato K), 6% de sulfonato de petróleo sódico (pironato 50), 40% de keroseno, y 47% de agua, y cerca de 1% de amyl alcohol.

El amyl alcohol es utilizado para obtener una solución micelar de inferior viscosidad. En pozos inyectoros que han sido taponados con escamas, sulfuro de hierro y otros sólidos, se han utilizado con éxito soluciones micelares que tienen una viscosidad de aproximadamente 30 cp., y un volumen de tratamiento de 3 bbl. por pie de arena.

5.3.4. Resumen sobre las soluciones micelares. Las soluciones micelares limpian la cara del pozo y reducen el factor de daño, incrementando la permeabilidad relativa al agua cercana a la cara del pozo.

Las soluciones micelares son muy versátiles y se utilizan para desplazar petróleo de varios tipos de yacimientos en un amplio rango de estabilidad a la temperatura, y tolerancia a la variación en la salinidad del agua a utilizar en la solución.

El alcohol etoxilado se desempeña como un buen cosurfactante en la creación de soluciones micelares estables, y reduce además la viscosidad de la solución.

5.4. ESTABILIZACIÓN DE ARCILLAS POR MEDIO DE SOLUCIONES HIDROXI – ALUMÍNICAS.

5.4.1. Introducción. Para proteger las formaciones sensitivas al agua debido al daño producido a la permeabilidad por el agua fresca, se utilizan soluciones hidroxi–alumínicas para estabilizar yacimientos con alto contenido de arcillas, disminuyendo la dispersión y expansión estructural. Las soluciones se adhieren muy fuertemente a las superficies externas y entre capas de los minerales arcillosos, evitando así su migración e hinchamiento.

La expansión estructural ocurre cuando el agua adicional es absorbida entre las capas arcillosas. La montmorillonita bajo condiciones de salinidad del yacimiento tiene dos o tres capas de agua dentro de las superficies de las intercalas, esto da un espaciamiento basal de 15 a 18 Armstrong. Si la salmuera de formación es diluida con agua fresca, agua adicional es absorbida entre las capas hasta que el espaciamiento basal llega a ser de 30 Armstrong o más. Si gran cantidad de arcilla expandible está presente, una muy significativa fracción de los canales de flujo pueden ser obstruidos por el incremento en volumen arcilloso.

Una causa de la expansión de las arcillas, es la afinidad de los cationes de las capas y las superficies arcillosas por el agua. Un mecanismo lógico de disminución de esta tendencia a expandirse en agua fresca es reemplazar los cationes intercambiables por cationes menos inclinados a atraer el agua en las

intercalas. Otra causa de la expansión estructural y dispersión de partículas resulta de la carga negativa inherente de casi todos los minerales arcillosos. Utilizando cationes multivalentes que se enlacen firmemente tenderán a disminuir las tendencias de las partículas a dispersarse (montmorillonita). Los cationes multivalentes tales como calcio, magnesio, y aluminio previenen el daño de las arcillas mientras que ellos permanezcan en el sitio y han sido usados exitosamente para atraer formaciones sensibles al agua.

5.4.2. Reacciones químicas de las soluciones hidroxialumínicas. Cuando las sales de aluminio están disueltas en agua, ellas se hidrolizan para formar soluciones ácidas. La acidez se debe a la alta afinidad por el metal de los iones OH. Esto dará una solución en equilibrio de bajo OH y alta concentración de iones H; de aquí la alta acidez (bajo pH).

La reacción de cloruro de aluminio (AlCl₃) con agua es la siguiente:



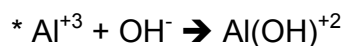
Esta reacción es limitada por las propiedades básicas relativamente débiles al agua. Cuando una base fuerte tal como el hidróxido de sodio (NaOH) es añadido a la solución, el Al continúa reaccionando con la base hasta que los iones OH son repletados o hasta que 3 iones son asociados con cada átomo de Al. El hidróxido de aluminio resultante Al(OH)₃ es totalmente insoluble y entonces precipita. La siguiente es la reacción:



El precipitado (Al(OH)₃) a los rayos X es amorfo, pero a veces se cristaliza para formar bayerita, gibsita o mezcla de las dos. Estos dos minerales son químicamente similares pero difieren ligeramente en su estructura.

Si menos de 3 iones de OH por ión de Al son adicionados al sistema, especies iónicas solubles en agua comúnmente conocidas como polímeros OH-Al son formados.

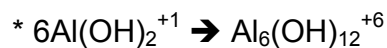
Cuando el NaOH es añadido a la solución de AL, su reacción inicial es:



y esta es seguida por,



Estos iones son inestables y polimerizan para formar cationes polinucleares como el siguiente:



Si más hidróxido de sodio es añadido, las unidades de anillos de seis miembros se desarrollan para formar unidades de anillos múltiples. El crecimiento durante las primeras etapas de polimerización es bidimensional, esto es, que la adición se realiza únicamente por los lados. Debido a que la carga positiva por unidad es relativamente alta (+6) se espera que ellos sean absorbidos ligeramente en las superficies cargadas negativamente de las arcillas. También, la estructura polimérica es casi idéntica con las láminas octaedrales entre las capas de arcilla. Esta característica hace que el polímero sea absorbido virtualmente, haciendo que las arcillas sean totalmente resistentes a la expansión y dispersión.

Durante el periodo inicial el polímero crece hasta formar grandes y casi perfectas láminas cristalinas e la superficie externa y entre las capas de arcillas en el caso de arcillas expandibles. Debido a que las arcillas tratadas con OH-Al tienen una disminución efectiva en la carga electrostática, y los espacios en las intercalas está llenos de cationes bien enlazados que atraen poco agua, la arcilla es

totalmente estable estructuralmente y tiene poca tendencia a dispersarse y causar daño a la permeabilidad. Las soluciones hidroxialumínicas pueden ser fácilmente preparadas en el campo en grandes cantidades, por la reacción del cloruro de aluminio y el hidróxido de sodio en un mecanismo de mezcla.

5.4.3. Pruebas de campo. En aplicaciones a campo, la inyectividad de un pozo tratado con soluciones OH-Al antes de la inyección de agua para inhibir el daño causado a la permeabilidad por el agua fresca, se puede llegar a obtener que los pozos tratados tendrán hasta 2 veces la inyectividad promedio de los pozos similares (del mismo campo), pero no tratados.

5.5. INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD DE ARENAS ARCILLOSAS CON QUÍMICOS.

5.5.1. Introducción. Con el fin de proporcionar a los yacimientos sometidos a inyección de agua de un sistema esterilizante biológicamente que alcance un mínimo de saturación residual de hidrocarburos, y que inhiba cualquier hinchamiento de arcillas, se requiere de la combinación de un aditivo inorgánico y dos orgánicos.

El hinchamiento de arcillas es económicamente controlable por la salmuera de cloruro de potasio. En concentraciones significativas es un efectivo inhibidor de arcillas, pero no posee la habilidad bactericida o detergente. La eficiencia de barrido o detergencia será mejor lograda por un polyoxyetileno parafínico de *triethylenidiamina* (ED T/25). Este es un surfactante catiónico de alto peso molecular y que también actúa como inhibidor de arcillas, pero que no tiene poder bactericida. La amina "O", un ácido oléico derivado de la *imidazyolina*, también es un surfactante catiónico de alto peso molecular, pero tiene menor habilidad de detergencia y como inhibidor de arcillas; sin embargo, es un efectivo bactericida y también provee un moderado grado de protección a la corrosión.

5.5.2. Tratamiento recomendado. El área más crítica de una inyección es la región alrededor de la cara de la formación del pozo inyector. Cualquier tratamiento para mantener o incrementar la permeabilidad deberá ser muy efectivo aquí o los resultados totales serán deficientes. Por esta razón, altas concentraciones de tratamiento químico deberán ser colocadas como “preflujo” precediendo a la inyección continua.

El tratamiento recomendado consiste de una solución concentrada como “preflujo” que contenga 50000ppm de KCl, 1000ppm de ED T/25 y 10ppm de amina “O”. Estas concentraciones deberán ser ajustadas por la cantidad, mayor o menor, de arcillas hinchables, así como del espesor neto de la formación a tratar. Se recomienda pruebas hínceles de laboratorio.

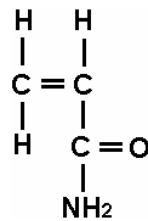
5.6. POLIMEROS UTILIZADOS EN LA ESTIMULACIÓN DE POZOS INYECTORES.

5.6.1. Introducción. Varios polímeros están disponibles para el uso en el tratamiento de pozos inyectoros. Generalmente, la efectividad de los polímeros se incrementa con el aumento en el tamaño molecular; si se incrementa la permeabilidad, un mayor tamaño molecular se requiere para reducir efectivamente la permeabilidad a la salmuera. El tamaño molecular de los polímeros aumenta con un mayor grado de hidrólisis, pesos moleculares mayores, y bajas concentraciones de sal. La selección de un buen tamaño molecular puede estar limitada por la compatibilidad del polímero disponible para mezclarse con el agua o las restricciones de la permeabilidad en la inyectividad a causa de que el intervalo vertical es pequeño. En algunos casos, sales (cloruro de potasio o cloruro de sodio) son adicionadas para reducir la viscosidad y mejorar la inyectividad.

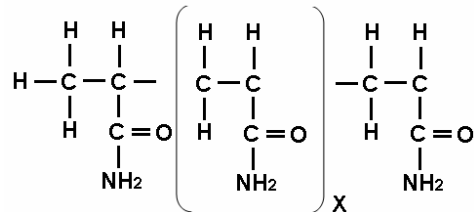
El oxígeno libre en el agua de mezcla puede causar detrimento al polímero por reducción de su peso molecular. El hierro soluble incrementa la acción del

oxígeno, por lo tanto, un secuestrante de oxígeno debe ser adicionado al agua de mezcla para prevenir la degradación del polímero.

5.6.2. Polímero poliacrilamida. Pueden ser utilizados para ajustar los perfiles de permeabilidad de los pozos en inyección de agua. Una poliacrilamida consiste en una unidad básica de:



Que se repite 50000 o más veces, obteniéndose una molécula de polímeros de larga cadena, de la siguiente manera:

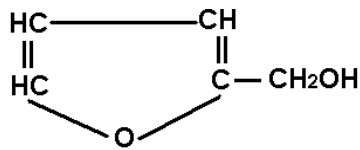


Este polímero puede ser modificado químicamente por cambios de algunos grupos amidas o carboxilos.



Este proceso es llamado hidrólisis y el porcentaje de hidrólisis representa el número de grupos amida que han sido reemplazados por grupos carboxil. Ambos grupos son altamente polares lo cual le da al polímero una alta afinidad al agua pero no al petróleo. Además de ser solubles en agua, estos grupos tienen una fuerte atracción a las superficies de areniscas.

5.6.3. Polímeros gelatinosos. La heterogeneidad de las formaciones en los pozos inyectores lleva rápidamente a la aparición de agua en los pozos productores, a una pobre eficiencia de barrido, y a una menor recuperación de las reservas recuperables. Cuando un polímero gelatinoso se coloca en una zona de alta permeabilidad, el flujo subsiguiente del agua de inyección es hacia las zonas no barridas.



Cuando se inicia la inyección de agua en un yacimiento se supone el desarrollo de un patrón de flujo uniforme y una alta eficiencia de barrido. Dos mecanismos pueden desempeñar un papel importante en la reducción de la efectividad de barrido. Uno de ellos se registra si la movilidad relativa al agua es superior a la del petróleo. En cualquier yacimiento cuanto mayor sea la relación de movilidad, menor será la eficiencia de recobro. Esto se debe a la diferencia de viscosidades entre el agua y el aceite. Se pueden usar polímeros para aumentar la viscosidad del agua o disminuir su permeabilidad relativa, reduciendo así la razón de movilidad.

Por otra parte, si la heterogeneidad del yacimiento es alta, a juzgar por un alto coeficiente de *Dykstra-Parsons*, la eficiencia de recobro también disminuye. Las gelatinas polímeros colocadas en las zonas de alta permeabilidad del yacimiento reducen su permeabilidad relativa al agua, así como el coeficiente de *Dykstra-Parsons* de toda la formación. Un ligero cambio en el coeficiente de *Dykstra-Parsons* es aún mucho más significativo que un mayor cambio en la relación de movilidad.

Para pozos inyectores, un factor crítico es el de la habilidad de penetrar la formación lo suficientemente lejos para minimizar los efectos de flujo cruzados. La

casa *Pfizer* que distribuye varios tipos de gelatina polímera ha encontrado que una penetración de 50ft a 100ft es suficiente para reducir los efectos de cruce de flujos a niveles prácticos ya que para entonces se ha obtenido suficiente reducción en la presión del yacimiento a profundidad con una mínima fuerza impelente en el flujo cruzado.

Obviamente alcanzar tan profunda penetración se requiere de la inyección de una gelatina fácilmente bombeable de baja viscosidad. La gelatina Xanthan/Cr⁺³ es altamente pseudoplástica, capaz de adelgazarse hasta viscosidades tales como la del agua cuando se expone a fuerzas de cizallamiento en el hueco del pozo. Cuando se completa la inyección y se cierra el pozo, la solución vuelve a desarrollar sus características de gelatina de muy alta viscosidad. Las gelatinas combinadas por covalencias no desarrollan las características de viscosidad sino hasta que hayan sido emplazadas en el sitio y activadas. La viscosidad de dichas soluciones pregelatinosas es de menos de 2 cp.

Las gelatinas por covalencia y la Xanthan/Cr⁺³ muestran una gran selectividad por las zonas de alta permeabilidad. Disminuyendo esta permeabilidad relativa al agua, sin causar su completo bloqueo.

La estabilidad de las gelatinas es importante, pruebas de laboratorio han demostrado que las de tipo covalente en empaque de arena han permanecido estables por casi un año, y las pruebas de flujo en corazones han demostrado una reducción en la permeabilidad al agua hasta de un 77% y para el aceite en únicamente un 6% por el uso de polímeros; lo cual significa que este polímero es selectivo en la reducción del flujo de salmuera sin reducir mayormente el flujo de petróleo. Se ha demostrado también que cerca de la misma reducción en la permeabilidad relativa a la salmuera puede ser restablecida después para el flujo de petróleo. Este comportamiento no ha sido completamente explicado. La afinidad del polímero por el agua y no al petróleo está sin duda involucrada.

La resistencia para fluir de soluciones de polímeros en roca ha sido atribuido principalmente a los siguientes mecanismos: viscosidad, efectos de viscoelasticidad, y resistencia residual. La viscosidad del polímero decrece con mayores tasas de flujo o velocidades y con menores tamaños de los poros. Los efectos de viscosidad son más pronunciados lejos del fondo del pozo en flujo radial. La razón para el decremento de la viscosidad con el incremento de la velocidad es que los polímeros tienden a alinearse por sí mismos longitudinalmente con la dirección de flujo. El incremento del alineamiento con la velocidad dará menor resistencia a fluir.

Los mecanismos que han sido utilizados para explicar la resistencia a fluir de la salmuera, después de la introducción de un polímero, son: adsorción o el polímero se adhiere a las paredes de los poros, entrapamiento y taponamiento físico. Todos estos mecanismos operan en algún grado. La adsorción ocurre en las poliacrilamidas.

El entrapamiento de las moléculas de polímero dentro de los poros de las rocas es un resultado de la reducción en el diámetro de los poros, o efecto de orificio, cuando el polímero pasa a través del poro. Esto es algunas veces referido como efecto de "válvula cheque". El entrapamiento difiere del taponamiento físico en que el polímero atrapado en la cavidad es móvil y no es lo suficiente como para impedir el flujo de petróleo o de material no acuoso, pero puede reducir el flujo de agua.

Mientras que el taponamiento físico deberá ser considerado como una reducción irreversible en el flujo de petróleo en el pozo, así como de agua. Este es el tipo de taponamiento que ocurre con los sólidos inertes. Para la mayoría de formaciones, la reducción en el flujo de petróleo podrá explicar que el taponamiento físico sea alrededor de un 15% de la reducción de la permeabilidad.

5.6.4. Utilización de polímeros para taponamiento de formaciones. Este proceso está basado en la polimerización catalizada por ácido de la resina del furfuryl alcohol. Esta es aplicada por la inyección de una solución ácida dentro del intervalo a ser taponado, seguida por la solución de resina. Las dos soluciones se mezclan en la formación para empezar una rápida, vigorosa, reacción exotérmica que formará un sólido duro que llena el espacio poroso, o fractura. Una ventaja de esta técnica sobre otras, como forzamiento de cemento, empaques mecánicos, polimerización de geles, es que en pruebas de laboratorio de areniscas taponadas con resina de furfural alcohol son efectivas bajo condiciones de altas temperaturas.

Es un líquido de color ámbar de gravedad específica 1.13 y una viscosidad de 5 cp a 68 °F. Puede ser almacenado en tanques de acero ordinario por un periodo mayor de 6 meses sin un apreciable cambio químico.

En la presencia de un ácido fuerte, el furfural alcohol reacciona hasta formar homopolímeros o correacciona con aldehídos para formar copolímeros. Este es un polímero duro, negro, químicamente resistente y térmicamente estable.

El ácido más utilizado en las aplicaciones de campo es el ácido fosfórico como la solución ácida para mezclar con la resina del furfural alcohol.

El fluido utilizado como preflujado o para separar la solución de furfural alcohol de la solución ácida durante el bombeo deberá ser químicamente inerte y preferiblemente inmisible con las soluciones reactivas. Un fluido que tiene estas características es el combustible Diesel de automóvil.

Cuando una solución de furfural alcohol es mezclado con ácido fosfórico, una reacción vigorosa ocurre, acompañada por la presencia de gases y la generación de calor. El producto, un polímero tridimensional que llena la matriz con

compuestos de aluminio y sólidos carbonáceos. Es un sólido voluminoso, duro y negro, sin aparentemente ninguna líquido remanente.

El volumen del producto se incrementa durante la reacción de polimerización lo cual asegurará que el volumen poroso a ser taponado sea completamente llenado. Este método es efectivo para prevenir el movimiento de fluidos en el “wellbore”. Este proceso da un taponamiento durable y fuerte a temperatura normal de formación.

5.7 FRACURAMIENTO.

5.7.1. Mecánica de fracturamiento.

5.7.1.1. Esfuerzos de rocas regionales. Normalmente las rocas de subsuelo están en un estado de esfuerzo de compresión debido al peso de la sobrecarga. Esta sobrecarga crea esfuerzos en dirección tanto vertical como horizontal. Las rocas sedimentarias tienen muy poca resistencia a la tensión y más bien se mantienen juntas por los esfuerzos compresivos.

Una fractura se extiende cuando la presión hidráulica diferencial que se aplica es lo suficiente como para superar estos esfuerzos compresivos.

5.7.1.2. Distorsión de esfuerzo causado por la perforación del pozo. Como consecuencia de la presencia de una perforación del pozo, se distorsiona el campo de esfuerzo preexistente en la roca a una corta distancia de la perforación del pozo y puede afectar críticamente la presión que se necesita para iniciar la fractura.

5.7.1.3. Iniciación de la fractura.

- Fractura horizontal: suponiendo que se ejercen componentes verticales de fuerza contra la formación, la condición necesaria para la iniciación de la fractura horizontal es que la presión de fondo de pozo exceda el esfuerzo vertical más la resistencia de tensión vertical de la roca.
- Fractura vertical: Las condiciones para la iniciación de una fractura vertical depende de la resistencia relativa de los dos esfuerzos horizontales principales para que falle la formación; la presión de fondo de pozo debe ser un pozo mayor que el esfuerzo mínimo del fondo de pozo y debe también superar la resistencia de tensión de la roca.

5.7.1.4. Propagación de la fractura. La presión de propagación de la fractura puede obtenerse durante la operación de fracturación anotando la presión del cabezal inmediatamente después de que se han cerrado las bombas después de la iniciación de la fractura. Esta presión de cierre instantánea del cabezal, corregida al fondo de pozo, es la presión de propagación de la fractura.

5.7.2. Fluidos de fracturamiento. Los fluidos de fracturamiento generalmente se clasifican en base aceite y base agua. Se utilizan diversas modificaciones con cada tipo para lograr el resultado deseado. Tales modificaciones pueden ser:

- Adición de un agente de control de pérdida de fluido.
- Gelificación o espesamiento.
- Materiales de gelificación de enlace cruzado.
- Emulsificación.

La selección del fluido es una parte importante del diseño de fracturamiento; entre los factores que deben considerarse están:

- Capacidad de crear vacío, esto es función de las pérdidas de fluido y la viscosidad.
- Reología, viscosidad y pérdida de fricción.

- Compatibilidad con los constituyentes de la formación y los fluidos del yacimiento.
- Limpieza de la fractura después del tratamiento.
- Disponibilidad y costo.

5.7.3. Diseño de un trabajo de fracturamiento. El diseño correcto implica un proceso de optimización para obtener un aumento en la eficiencia del pozo con respecto al costo del trabajo.

El costo del tratamiento depende de:

- El tipo y volumen del fluido de fracturación, de los gelatinizantes y de los agentes de control de pérdida de fluido.
- Cantidad y tipo del agente apuntalante.
- Cantidad requerida del caballaje hidráulico.

La eficiencia del trabajo depende de:

- Grado de daño presente en la formación.
- Cobertura obtenida en secciones de zonas múltiples.
- Conductividad de la fractura; esto es función de la geometría de la fractura, la tasa de inyección, el volumen de tratamiento y arreglo del agente apuntalante.

El diseño del tratamiento debe especificar los siguientes parámetros:

- El tipo de fluido de fracturación, cantidad de agente gelatinizante, cantidad de aditivo de pérdidas de fluido.
- Volumen del fluido de fracturación.
- Régimen de inyección o caballaje hidráulico.
- Tipo, tamaño y cantidad del agente apuntalante.

5.7.4. Fracturamiento hidráulico en operaciones de inyecciones de agua. El proceso de fracturamiento hidráulico en operaciones de recuperación secundaria ha tenido varias dificultades. En pozos de profundidades someras, normalmente no pueden ser usados debido a las limitaciones de presión y el factor inherente de que las fracturas inducidas por el proceso podrían causar severas canalizaciones del agua de inyección.

El uso extensivo del método de “fractura” en pozos inyectoros ha sido benéfico como técnica de recuperación de petróleo con poco o ningún efecto en el detrimento de la eficiencia de barrido.

Los parámetros generales utilizados en la selección del tamaño del trabajo son: tasas de inyección, presión máxima de inyección, tipo de trabajo de fractura. Habrá que tener en cuenta la selección de los parámetros más adecuados, las condiciones y propiedades de cada yacimiento antes de su aplicación. A continuación se presentará una guía general para estos trabajos:

Basados en los espesores de arena y especialmente de 10 acres a 20 acres entre pozos, un volumen máximo de fluido de 50 gal/pie para la zona de interés tratada no podrá ser excedida. La relación de volumen de fluidos usada con más frecuencia es de 25-35 gal/pie.

Un sistema de fracturamiento múltiple puede ser más fácilmente obtenido por uso de fluidos de fracturas, altas pérdidas de fluidos y/o agentes taponantes selectivos (resinas poliméricas y arenas de llenado).

Una fórmula derivada de la ecuación de Darcy para la longitud de fractura relacionada con el flujo para tasas de inyección, viscosidad del fluido de tratamiento, permeabilidad de la formación y tiempo de fracturamiento puede ser usada en el planeamiento de los trabajos.

Bajas tasas de inyección y medianas, volúmenes o altas tasas de inyección y muy bajos volúmenes de inyección de fluido de fracturamiento de los resultados deseados.

Los resultados más benéficos son notados cuando se ha usado agua o un gel basado en agua en los pozos de inyección.

Se ha comprobado que los trabajos de fracturamiento se deben hacer por separado para cada intervalo de interés, esto debido a la variación de la permeabilidad entre los intervalos.

6. ANÁLISIS DE PROBLEMAS Y PROPUESTAS DE ESTIMULACIÓN ASOCIADOS A LOS POZOS INYECTORES EN EL CAMPO GUANDO

El proceso de inyección de agua en el Campo Guando se inició tempranamente (año 2003), 3 años después de su descubrimiento, debido a que el sistema presenta una presión extremadamente baja por lo que la formación productora se encuentra por encima del nivel del mar, a una profundidad media de los pozos de 3500'. Inicialmente se implementó un método de levantamiento artificial, aplicando bombeo electro sumergible y posteriormente cavidades progresivas. Estos mecanismos no fueron suficientes para mantener la productividad del campo por lo cual se estableció un plan de inyección de agua el cual incluye 33 pozos inyectores 10 de los cuales son periféricos y los demás son "infill".

El patrón de inyección que se utiliza actualmente en el Campo Guando, es un patrón de siete puntos invertidos. Cabe tener en cuenta que todos los pozos inyectores fueron convertidos para nunca más ponerse en producción de nuevo, la conversión de cada pozo costó US \$450.000. El fluido que abastece los pozos inyectores proviene de la bocatoma del río Sumapaz.

6.1 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LOS POZOS INYECTORES EN EL CAMPO GUANDO.

Dentro de los 33 pozos inyectores encontrados en el plan de inyección, 20 de ellos presentan actualmente problemas semejantes como: taponamiento de las válvulas reguladoras de inyección por sólidos, taponamiento de los choques controladores de la inyección en el fondo de la sarta por sólidos, canalización del agua de inyección hacia algunos pozos productores, disminución en el volumen de inyección (posible afectación por sólidos) y corrosión, la cual se ha observado

únicamente en el pozo GUA-012 el cual fue uno de los primeros pozos convertidos.

Algunos pozos han sido intervenidos con el fin de correr el registro ILTS para determinar si se está llevando a cabo para determinar la cantidad de fluido de inyección que cada intervalo esta tomando.

Es imposible hablar de otros problemas como tal, en Guando, ya que no se han recuperado sargas de inyección para verificar el estado de las mismas.

Esta es la historia de los pozos en que ha habido operaciones posteriores al completamiento como inyectoras.

Como se mencionó anteriormente ninguna sarga de los pozos inyectoras ha sido recuperada impidiendo así la identificación de algún otro problema asociado a cada pozo; este procedimiento no se ha llevado a cabo puesto que en el AFE (Authorization For Expenditure) no se estipuló, por lo tanto las propuestas de estimulación presentadas estarán asociadas únicamente a los problemas identificados, los cuales ya han sido mencionados.

Como anexo se presentan los completamientos de cada uno de los pozos inyectoras con problemas, con el fin de tener una información detallada del BHA (Bottom Hole Assembly), donde se encuentran los choques que presentan taponamientos y los intervalos atravesados por cada uno de estos pozos dentro de los cuales en algunos está presente ARIN-3, el cual es el estrato que se ve afectado por disminución en el volumen de inyección. En cada uno de estos completamientos se encuentra una breve descripción de los equipos que componen la sarga de inyección actualizada a la última fecha, la cual se encuentra en la esquina inferior derecha del documento.

Partiendo que los problemas identificados en los pozos inyectoros son:

- Taponamiento de las válvulas reguladoras de inyección por sólidos.
- Taponamiento de los choques controladores de la inyección en el fondo de la sarta por sólidos.
- Canalización del agua de inyección hacia algunos pozos productores.
- Disminución en el volumen de inyección (posible afectación por sólidos).
- Corrosión.

Se puede realizar un breve análisis de las posibles causas de estos efectos negativos.

El agua de inyección es tomada del río Sumapaz y luego debe ser tratada hasta obtener una mínima compatibilidad con las formaciones en el Campo Guando, esto es, hasta alcanzar ciertos valores en las propiedades del agua de tal manera que ésta sea lo más compatible posible con la formación y los fluidos presentes en esta.

Los sólidos totales, ya sean suspendidos o disueltos, causan precipitaciones y por lo tanto taponamientos. Esta podría ser una de las causas asociadas al taponamiento de las válvulas reguladoras de inyección y de los choques controladores de la inyección en el fondo de la sarta. También se puede tener en cuenta como causa para estos dos primeros problemas el contenido de iones y minerales los cuales a determinada concentración en el agua y debido a los cambios de presión y temperatura no pueden mantenerse disueltos y se precipitan generando escamas que con el paso del tiempo van disminuyendo el diámetro interno de la tubería generando una restricción en el flujo y afectando así el caudal de inyección. De igual manera estos factores están asociados con una disminución en el volumen de inyección, no solo por los taponamientos presentes

en válvulas y choques, sino porque especialmente, se ha visto una reducción en la inyectividad del intervalo ARIN-3, perteneciente a la formación Guadalupe.

Los sólidos totales y contenido de iones y minerales pueden ser la causa de la corrosión presente en el pozo GUA-012 debido a que estos parámetros tienen un efecto destructivo en el sistema de inyección gracias a la presencia de óxidos de hierro, sulfatos y carbonatos, los cuales son corrosivos. De igual manera se debe tener en cuenta que la población bacteriana a través de su crecimiento genera reacciones en donde se crean componentes que reaccionan con el acero de las tuberías y pueden llegar a ser corrosivos. Estos productos de la corrosión se disuelven en el agua y, posteriormente por cambios termodinámicos en el medio y debido a su alta concentración en el agua, se precipitan taponando la tubería o partes de esta (válvulas, codos, choques), y de esta manera se reduce el diámetro interno de la misma dando como resultado una restricción en el flujo que pasa a través de ella.

Teniendo en cuenta que el agua de inyección no es propiamente 100 % compatible con la formación, es decir hay incompatibilidad entre el agua y la formación con sus fluidos, las diferentes fuentes de agua puede generar precipitación de escamas debido a las consecuencias que trae la incompatibilidad entre ellas; esto genera restricciones en las líneas de flujo, taponamiento debido a filtración de partículas de escamas suspendidas y puede acelerar los procesos de corrosión.

El contenido de aceite en el agua de inyección genera bloques de emulsión que tienen efectos negativos en la inyectividad (disminución en el volumen de inyección), puesto que actúan como pegantes para ciertos sólidos, como el sulfuro de hierro, que consiguen taponar las formaciones de interés.

Los taponamientos, ya sean por algunas de las causas anteriormente mencionadas, traen consigo una relación directa con una disminución en el volumen de inyección. Las válvulas y choques, al igual que la cara de la formación, al estar taponadas restringen el caudal de inyección disminuyendo así el volumen de agua que entra a la formación, por lo tanto el proceso de inyección de agua se ve afectado y por ende se da una disminución en la producción de aceite.

La canalización del agua de inyección hacia algunos pozos productores puede estar únicamente relacionada a la heterogeneidad del estrato donde se está inyectando, puesto que la variación en la permeabilidad va a crear canales preferenciales de flujo para el agua por lo tanto el barrido vertical y areal en la inyección de agua no va a ser muy bueno permitiendo que gran parte del volumen de hidrocarburo no sea arrastrado por el agua. Para esto se ha realizado inyección de gel en dos de los pozos con el fin de taponar esos sectores preferenciales y hacer que el agua inunda y desplace el espacio que aún queda.

La salinidad del agua de inyección está dada por la concentración de ciertos elementos en el agua, como cloruros. Si esta concentración no es reducida por debajo de los estándares del campo se va a dar la situación en la que se depositan estas sales, en la tubería o en la cara de la formación, de una manera más acelerada. Estos depósitos generan taponamiento, restricción en el flujo y en ciertos casos disminución de la permeabilidad en la cara de la formación, cuando los depósitos se generan allí.

Dentro de los factores que más tienen influencia sobre el agua son: la presión y la temperatura, esto es la termodinámica del medio. Puesto que a determinadas condiciones el agua puede mantener disuelto cierta cantidad de sólidos, iones, minerales, sales, etc.; si estas condiciones en el medio son cambiadas, se permite que este material que se encuentra en el agua se deposite, puesto que para

determinada presión y temperatura existe una sola concentración de determinado elemento en el agua.

Cabe resaltar que la detección de los problemas de taponamiento en las válvulas (cabeza de pozo) y en los choques (fondo de la sarta) se debe gracias a un registro de aumento de presión en el manómetro que está en cabeza de pozo y a un delta de presión generado antes y después del choque, respectivamente.

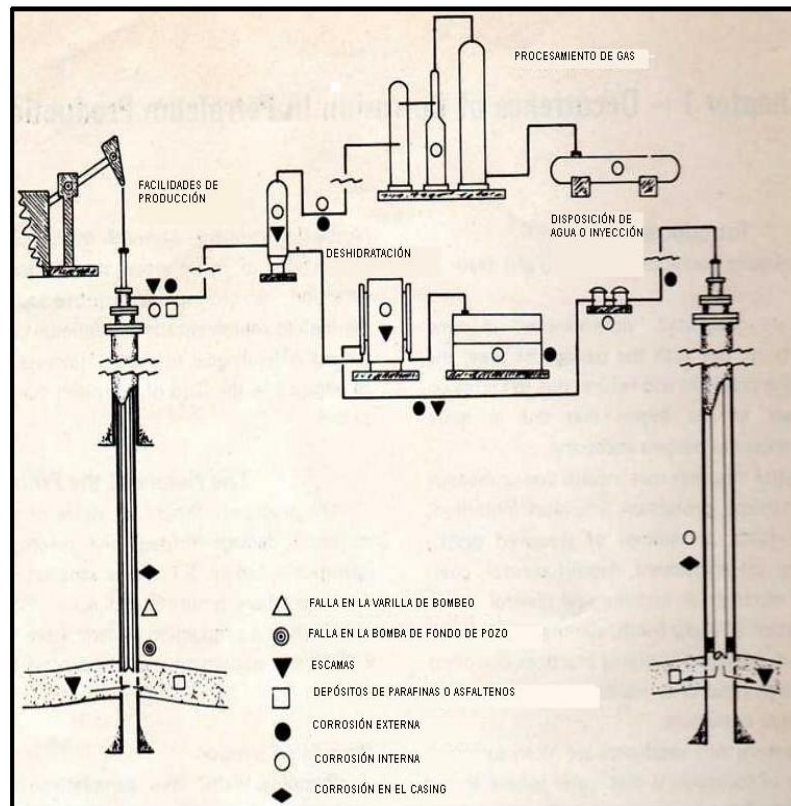
El aumento de la presión se debe a que se quiere mantener un caudal de inyección para cada uno de estos pozos, pero al haber restricción de flujo debido al taponamiento por sólidos, esto se refleja en un aumento en la presión de inyección.

6.2. TRABAJO Y/O ESTIMULACIÓN RECOMENDADA PARA LOS PROBLEMAS PRESENTES EN LOS POZOS INYECTORES EN EL CAMPO GUANDO.

Una vez se tiene identificado cada uno de los problemas que afectan a los pozos inyectoros, con sus respectivas causas de origen y descripción, se procede a plantear los trabajos que mejor se prestan a cada uno de estos planteamientos, teniendo en cuenta la facilidad del trabajo, la optimización en el proceso de inyección y la inversión requerida.

En la **Figura 6-1** se muestra a manera general los puntos críticos donde se pueden presentar problemas tanto en pozos productores como inyectoros, y en las facilidades de superficie.

Figura 6-1. Ubicación y tipo de problemas durante la producción de petróleo.

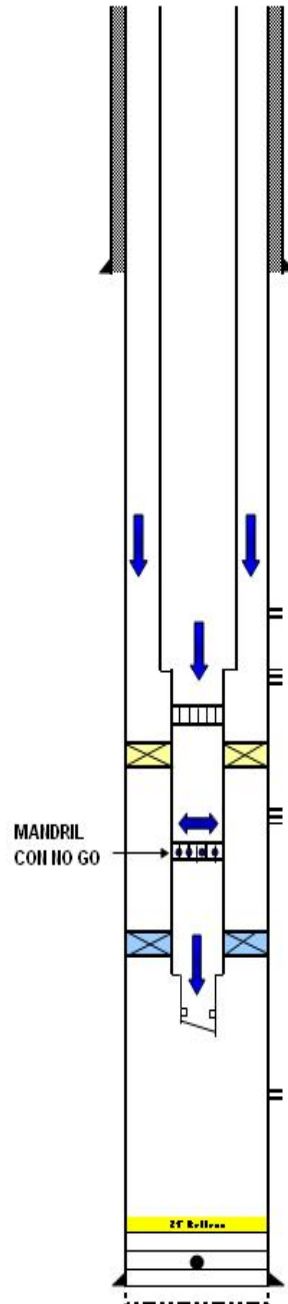


Fuente: "Corrosion Control in Petroleum Production"

En la **Figura 6-2** y en la **Figura 6-3** se muestran el completamiento de uno de los pozos afectado por taponamiento en los choques controladores de la inyección en el fondo de la sarta por sólidos y el completamiento del pozo GUA-012, afectado por corrosión, respectivamente.

Figura 6-2. Completamiento del Pozo Inyector GUA-036

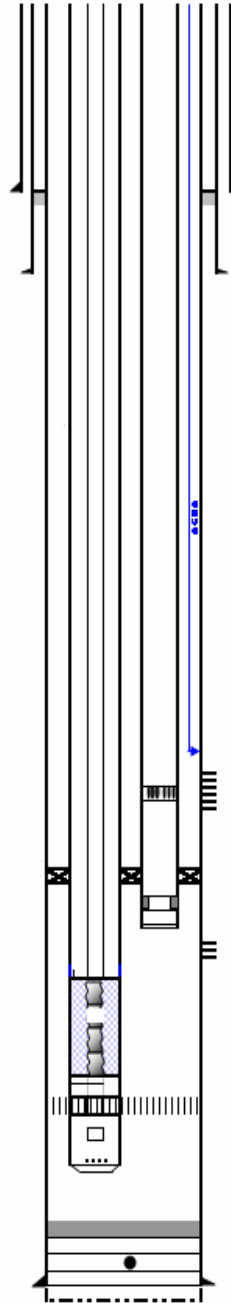
PETROBRAS



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

Figura 6-3. Completamiento del Pozo Inyector GUA-012

PETROBRAS



Fuente: Petrobras Colombia Limited.

De manera individual se presentan a continuación las soluciones que se plantean para cada uno de los problemas asociados a los pozos inyectoros en el Campo Guando. Estas soluciones se aplican de igual manera a los pozos con problemas semejantes en el Campo.

6.2.1. Taponamiento de las Válvulas Reguladoras de Inyección por Sólidos.

Es uno de los primeros problemas que se encuentran en el Campo Guando. El taponamiento en estos pozos se puede dar debido a la precipitación y depositación de sólidos, escamas provenientes de iones y minerales y, en menor grado, a la presencia de aceite en el agua lo cual facilitaría la conglomeración de las partículas sólidas suspendidas en ella para luego adherirse a las paredes de las válvulas, en este caso.

Para los problemas de taponamiento en las válvulas reguladoras de inyección se recomienda como única alternativa el cambio de dichas válvulas por unas nuevas. Puesto que las válvulas se encuentran en superficie, en cabeza de pozo, ésta es la solución más viable.

En el momento en que el cambio de válvulas se efectúa el caudal de inyección aumenta, permitiendo así el flujo de agua hacia el pozo sin restricciones que hagan aumentar la presión de inyección en cabeza, puesto que siempre se quiere mantener un control de la presión de fractura de la formación.

Luego de realizar el cambio de válvulas se recomienda un método preventivo de control para éste problema.

En primera instancia se debe realizar un seguimiento al pH del agua que se inyecta, pues éste nos da un indicativo de la presencia de aguas formadoras de escamas en el sistema. El pH es importante por varias razones, la solubilidad de las escamas es altamente dependiente del valor del pH, a mayores valores, se

tendrá una mayor tendencia a la precipitación de éstas (la presencia de carbonatos y bicarbonatos en el agua hace que aumente el carácter básico de las aguas). Para tener un control de ésta propiedad se puede emplear un pHmetro.

Por otra parte se recomienda hacer seguimiento, al agua que se va a inyectar, en cuanto al contenido de aceite en ésta. Puesto que el agua que se inyecta, luego de un tiempo es producida en los pozos afectados por el inyector, esta agua puede contener cierta cantidad de aceite en emulsión. Luego de ser tratada para ser reinyectada se puede dar el caso en donde aún queden pequeñas partículas de aceite las cuales van a adherir a las partículas sólidas ocasionando así la precipitación de estas partículas y por ende el taponamiento de las válvulas.

El agua que circula por todo el sistema de facilidades de superficie y, en especial, la que proviene de los pozos productores, contiene dos tipos de sólidos, en suspensión (arena, arcilla, lodo) y disueltos (iones y minerales). Se debe controlar la concentración de iones mediante procedimientos de titulación, gravímetros y medidores de turbidez; y por otra parte se debe controlar la concentración de partículas en suspensión mediante el paso de una cantidad conocida de agua a través de un filtro de membrana. Esto se debe realizar con el fin de evitar futuros problemas tales como: taponamientos de líneas, válvulas, u otras facilidades de superficie; erosión en bombas, líneas de flujo y válvulas; formación y precipitación de escamas; y taponamiento en la cara de la formación.

La población bacteriana debe ser controlada mediante alguna técnica disponible como lo puede ser el Análisis ATP, a través del cual se estima la actividad bacteriana en el agua; si ésta no se controla y se permite el aumento de las bacterias en el agua se presentará taponamiento en la formación y líneas de flujo.

Por último se debe tener un control del contenido de oxígeno en el agua que se va a inyectar debido a que éste puede implicar precipitaciones de óxidos de hierro

insolubles que provocará severos taponamientos en cualquier parte del sistema, desde las líneas en superficie hasta la cara de la formación. Con el fin de determinar el contenido de oxígeno en el agua se emplean diferentes pruebas como: medidores de oxígeno, titulaciones, cartas de colores.

6.2.2. Taponamiento de los Choques Controladores de la Inyección en el Fondo de la Sarta por Sólidos. Al igual que en el taponamiento en las válvulas, éste problema presenta causas similares tales como: precipitación y depositación de sólidos, escamas formadas por la precipitación de iones y minerales y, en menor instancia, contaminación del agua de inyección con aceite siempre y cuando contengan parafinas, asfaltenos u otro hidrocarburo sólido los cuales en el momento de su agregación son los causantes de taponamientos tanto en válvulas como en choques; por otra parte una pequeña concentración de aceite en el agua puede servir de adherente para las partículas pequeñas de arenas u otro sólidos, aumentando de esta manera la eficiencia de taponamiento.

De ante mano cabe recalcar que únicamente se ha encontrado corrosión en el pozo GUA-012, por lo tanto los productos de la corrosión no son considerados causa de taponamiento, ni en válvulas ni en choques, para ninguno de los otros pozos.

Como solución a este problema se plantean dos opciones dependiendo de la ubicación del choque, que en última instancia en ambas se recurre a la extracción de la pieza.

- Si el choque se encuentra ubicado dentro del niple con “No Go”, se procederá a bajar con wireline una herramienta de pesca mediante la cual se retirará el choque. Posteriormente si aún se desea mantener el caudal de inyección regulado en fondo de pozo se procede a instalar mediante wireline un nuevo choque el cual no tendrá ninguna restricción por taponamientos.

- Si el choque es fijo a la sarta, se procederá a sacar toda la tubería hasta que la pieza pueda ser retirada en superficie y cambiada por otra nueva si aún se quiere mantener regulado el caudal de inyección en el fondo del pozo.

Para ambos casos las soluciones planteadas son las únicas mediante las cuales se obtendrá una optimización del proceso de inyección de agua puesto que se eliminará cualquier restricción que disminuya la inyektividad de estos pozos.

El no haber restricción por taponamiento en los nuevos choques, permitirá que entre a la formación el caudal de agua deseado para así obtener un aumento en la producción en los pozos que hacen parte del arreglo de inyección.

Siendo ésta la única solución encontrada a este problema no se puede hacer comparación con ningún otro método correctivo, la inversión requerida está directamente relacionada con el costo del trabajo planteado anteriormente.

De ante mano se debe tener en cuenta si el caudal de producción de los pozos afectados son lo suficientemente altos en comparación con el caudal que se tenía antes del cambio de choques, para determinar si es o no rentable dicho trabajo.

Una vez resuelto el problema se recomienda mantener un método preventivo a lo largo del proyecto de tal manera que se minimice la depositación de sólidos, escamas, minerales y, presencia de aceite en el agua evitando así posibles taponamientos futuros.

Este método preventivo implica tener control mediante un monitoreo de las siguientes propiedades del agua: pH, aceite en agua, sólidos en suspensión y disueltos, población bacteriana y contenido de oxígeno.

Las consecuencias que implica el no monitorear estas propiedades, y el mejor método de tener un control de éstas, son planteadas de la misma manera que para el taponamiento en las válvulas reguladoras en el cabezal del pozo.

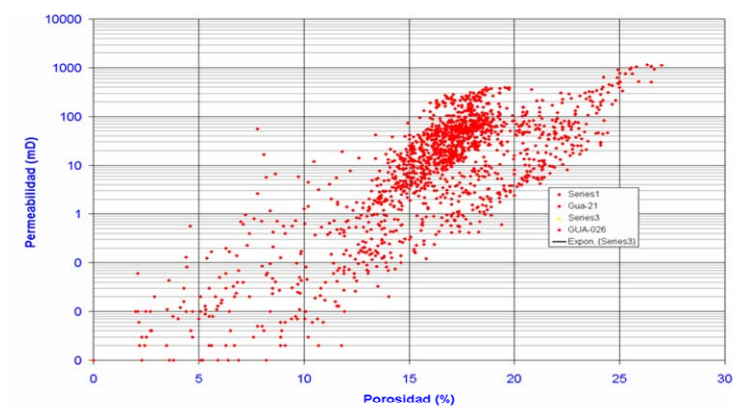
La forma de mantener un control de prevención, tanto en válvulas de superficie como en choque en fondo de pozo, es la misma puesto que para ambos casos el causante de dichos taponamientos son los sólidos presentes en el agua. No obstante este taponamiento, en algún momento de la vida del pozo, no se va a ver afectado únicamente por sólidos, sino que también puede verse afectado por precipitación de minerales, agregación de fracciones pesadas del crudo y/o presencia de oxígeno en el agua.

6.2.3. Canalización del Agua de Inyección Hacia Algunos Pozos Productores.

Este problema pudo ser ocasionado debido a dos razones: 1. Variación de la permeabilidad en la formación, lo cual crea canales preferenciales de flujo para el agua de inyección, por lo tanto el agua va a irrumpir más rápido en los pozos productores causando así una ineficiencia en el barrido, dejando atrás zonas con alta saturación de aceite que no han sido desplazadas. 2. Otra causa para este problema pudo ser debido a los trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico realizados anteriormente. Dichos trabajos fueron realizados con el fin de estimular la producción mediante una disminución en el daño causado por el fluido de perforación y completamiento.

Estas fracturas pueden ser canales de flujo preferenciales a través de las cuales el agua fluirá hasta el punto de encontrar anticipadamente los pozos productores que son afectados.

Figura 6-4. Variación de la Permeabilidad en el Campo Guando.



Fuente: Petrobrás Colombia Limited

Como se puede apreciar en la figura 6-4, El Campo Guando posee gran variación en la permeabilidad con valores entre 1 y 1000 md para el yacimiento Guadalupe Inferior mientras que para el yacimiento Guadalupe Superior la permeabilidad llega hasta 7000 md; esto para la formación Guadalupe, la cual es una de las tres formaciones atravesadas por los pozos en el Campo Guando.

Una vez ocurre la canalización del agua de inyección hacia algunos pozos productores, el nivel del agua aumenta en estos pozos tapando los niveles superiores y anulando considerablemente la producción de aceite en esos intervalos. Por lo tanto en los pozos donde ocurre esta canalización de agua se aumenta considerablemente el BSW, RAP y por ende la producción de agua; estos fueron los fundamentos a partir de los cuales se decide implementar una técnica con el fin de evitar que siga ocurriendo la canalización de agua en algunos pozos productores.

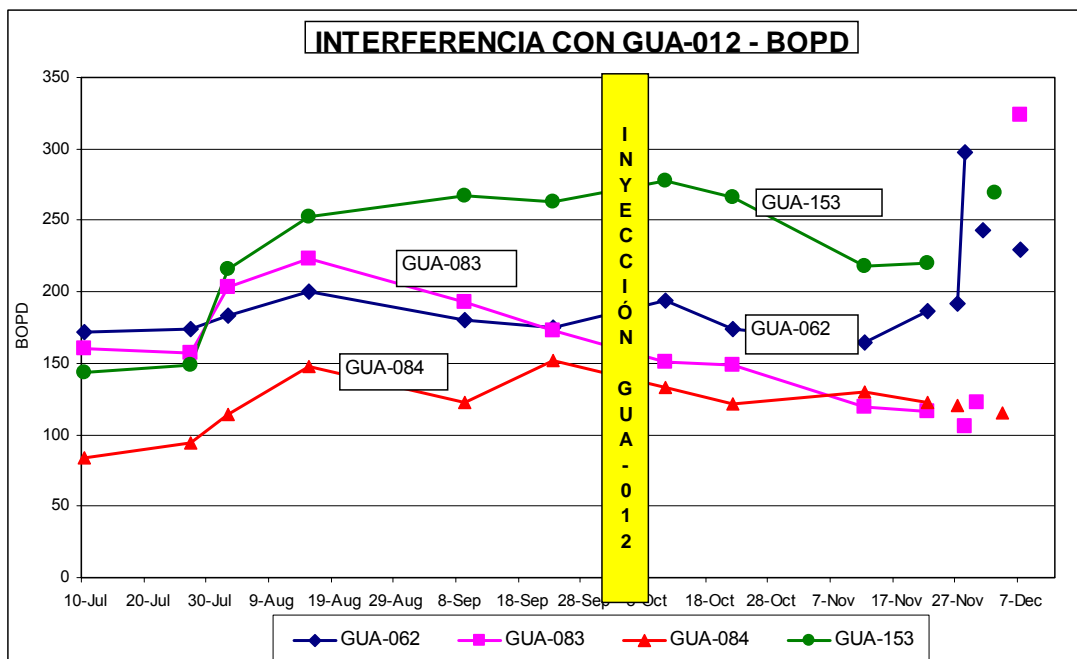
Los pozos productores en los cuales se presentó problemas de canalización de agua estaban influenciados directamente por los pozos inyectoras: GUA-012 y GUA-036, por lo tanto se procedió a realizar un proceso de inyección de geles en

estos dos pozos, buscando eliminar la canalización del agua de inyección hacia los pozos influenciados por cada uno de ellos. El tratamiento usado se denomina: MARCIT Polymer Gel Treatment realizado por la compañía TIORCO (The Improved Oil Recovery Company).

Mediante el tratamiento por Inyección de Geles se busca cerrar ciertas zonas en la formación que está siendo inyectada con agua, a través de las cuales el agua de inyección fluía preferencialmente, de tal manera que el agua es obligada a tomar otros caminos de flujo y así aumentar la eficiencia en el barrido, inundando y desplazando mayor cantidad de aceite, el cual aún quedaba en el yacimiento. De esta manera se optimiza el proyecto de Inyección de Agua, aumentando el recobro secundario de hidrocarburos, mediante una mejora en la eficiencia de barrido por parte del agua hacia el aceite.

Luego de la inyección de Geles se espera un aumento en la producción en los pozos afectados por la inyección, tal cual como se puede apreciar en el pozo GUA-083, donde se observa un incremento en la producción de aceite, de más de 100 BOPD. **Figura 6-5.**

Figura 6-5. Pozos Productores Influenciados por la Inyección de Geles en GUA-012



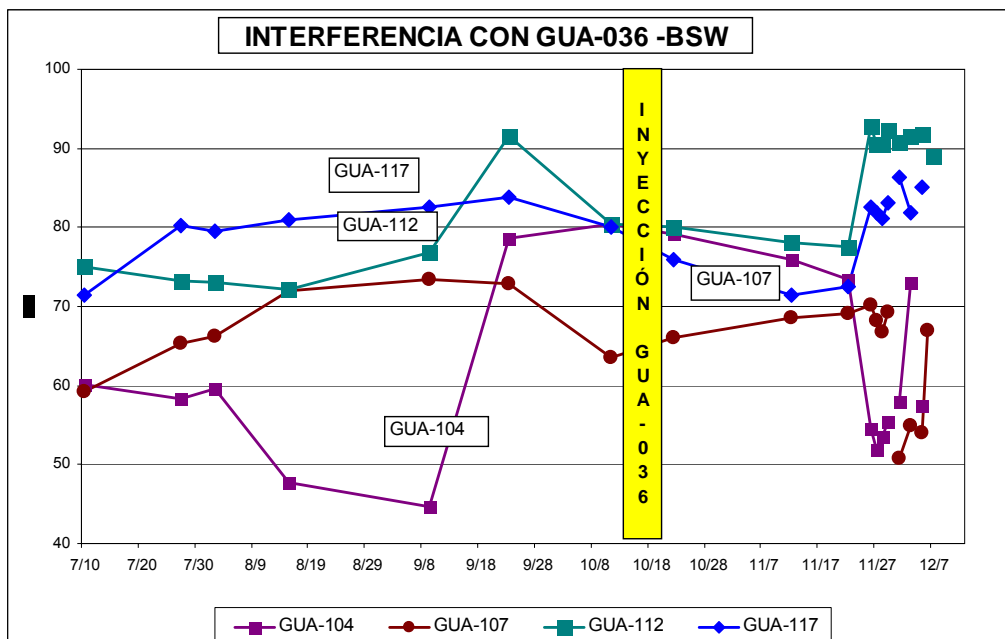
Fuente. Petrobrás Colombia Limited

De igual manera se puede apreciar que en el pozo GUA-153 posterior a la Inyección de Geles, hay un aumento en la producción de aceite.

Lo anterior corresponde a los resultados obtenidos en los pozos productores influenciados por el pozo inyector GUA-012.

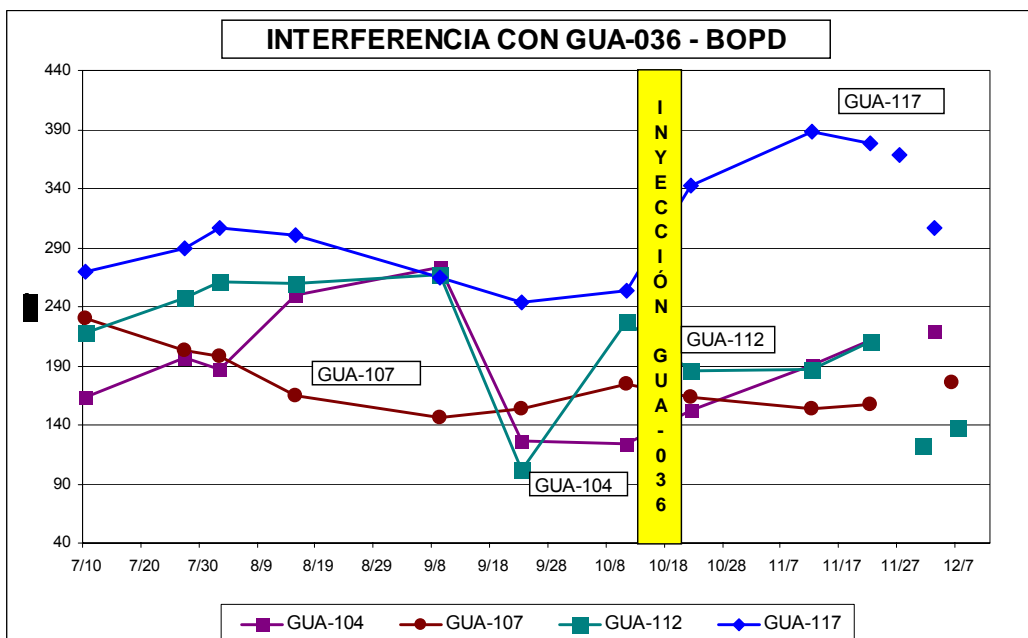
A continuación se presenta una breve descripción de lo que ocurre luego de la Inyección de Geles en el pozo GUA-036. En las **Figura 6-6** y **Figura 6-7** se muestra el comportamiento del BSW y BOPD respectivamente, para los pozos productores influenciados por el pozo inyector GUA-036.

Figura 6-6. Comportamiento del BSW en Pozos Influenciados por GUA-036



Fuente. Petrobrás Colombia Limited

Figura 6-7. Comportamiento de BOPD en Pozos Influenciados por GUA-036



Fuente. Petrobrás Colombia Limited

Como se observa en las **Figuras 6-6** y **Figura 6-7**, en dos de los pozos influenciados por el pozo GUA-036 se aprecia una disminución en el BSW así mismo que una recuperación en la producción de aceite, la cual venía siendo afectada debido al aumento en el nivel de agua en estos pozos productores, lo que ocasionaba que los estratos productores superiores quedarán cerrados por el nivel de agua en el pozo, impidiendo así la producción por parte de estos. Una vez se procede a realizar el tratamiento mediante la inyección de gel en el pozo GUA-036 se observa, tal como se dijo anteriormente, una recuperación de la producción y una disminución del BSW lo cual refleja que la eficiencia de barrido en la formación está mejorando y el agua ya no está tomando esos canales preferenciales de flujo (fracturas o canales de alta permeabilidad), por lo tanto menos agua está siendo producida, restaurando así la producción de aceite.

Se espera una respuesta positiva en los otros dos pozos más adelante.

Como se pudo analizar anteriormente, la solución planteada, para el problema de canalización del agua de inyección hacia algunos pozos productores, mediante la inyección de geles con el fin de restringir el flujo del agua a través de ciertos canales preferenciales y así forzarla a inundar volúmenes del yacimiento que aun estaban vírgenes, fue óptima; esperando una mejora en la respuesta de algunos pozos afectados por este tratamiento, dejando ver de esta manera que se está obteniendo una optimización en el proceso de Inyección de Agua, restaurando la producción de petróleo, y posiblemente aumentarla en días futuros.

La Inyección de Geles en estos dos pozos fue la única solución que se planteó para atacar el problema de canalización de agua, siendo esta la única manera de combatir la canalización de fluidos a través de canales preferenciales.

6.2.4. Disminución en el Volumen de Inyección (Posible Afectación por Sólidos). Este problema se ve causado por los taponamientos que se están presentando en las válvulas reguladores de inyección y en los choques

controladores de la inyección en el fondo de la sarta. Como un caso especial, en el intervalo ARIN-3, se están presentando los inconvenientes de mayor afectación para el proceso de inyección en los pozos que atraviesan dicho intervalo, por lo tanto se pudo concluir que la causa de este problema estaba relacionado con una disminución de la permeabilidad en la cara de éste intervalo, lo cual reduce el volumen de fluido inyectado. Ambas fuentes de taponamiento ya fueron analizadas previamente según la información registrada por el Campo Guando y una profundización de la teoría de posibles taponamientos realizada por los autores de este trabajo.

Al tener taponados las válvulas y/o los choques, que en ambos casos regulan el caudal de inyección, se va a tener una restricción en el flujo de agua hacia el pozo, y posteriormente hacia la formación. Esta restricción se relaciona con una disminución en el diámetro interno de las válvulas y/o de los choques permitiendo así que menor flujo de agua circule a través de estos, dando como resultado un aumento en la presión de inyección (manómetro en cabeza de pozo). Si esta presión sigue aumentando es posible que ocurra un problema aún más grave, como puede ser rotura de la tubería; por lo tanto, es necesario disminuir el caudal de inyección de tal manera que la presión de inyección, en cabeza, se vea reducida al mismo tiempo.

Debido a que menor cantidad de agua está entrando a la formación, es decir hay una disminución en el volumen de inyección, menor cantidad de aceite está siendo desplazado, lo cual repercute en una menor producción de petróleo. Esto quiere decir que el proyecto está presentando una baja en su eficiencia.

Como un ejemplo sencillo para realizar un pequeño análisis con respecto a lo que está ocurriendo, se tiene:

Se tiene un yacimiento el cual está saturado con aceite y el cual posee una saturación residual de agua. Luego de cierto tiempo se implementa un proceso de recobro por medio de inyección de agua con el fin de aumentar la producción de crudo. Para tener un control de la cantidad de crudo que se desea producir, aparte de tener en cuenta el manejo de válvulas en el pozo productor, se debe tener en cuenta el caudal de inyección; esto quiere decir que, antes de ruptura, el volumen de agua inyectado va a ser igual al volumen de aceite que se está produciendo, teniendo en cuenta de igual manera que el yacimiento no posee capa de gas. Este fue un pequeño análisis para demostrar que de una u otra forma al haber una disminución en el volumen de inyección, va a haber una disminución en la producción de aceite en los pozos productores influenciados por el pozo inyector.

Para los casos donde se tiene taponamiento en la cara de la formación Guadalupe, especialmente intervalo ARIN-3, la solución planteada a este problema es la implementación de un proceso de acidificación con el fin de eliminar los daños generados en la capa superficial del intervalo.

Teniendo en cuenta que la litología de la formación Guadalupe está compuesta principalmente por arenisca tornándose gradualmente más limosa-arcillosa, el mejor procedimiento a seguir es una estimulación ácido por medio de un tratamiento tipo matriz. Éste se aplica para eliminar los daños a la capa superficial (en la cara del pozo) causados por la perforación, cementación, reacondicionamiento o fluidos para matar el pozo, y por la precipitación de depósitos de agua.

Debido a que el área de la superficie que entra en contacto con el ácido en un tratamiento de este tipo es extremadamente grande, el tiempo de consumo es muy corto. Por ello es difícil afectar la formación hasta más de unos pocos pies de la cara del pozo. La eliminación del taponamiento en la arenisca puede resultar en un aumento muy considerable de la inyectividad del pozo.

El ácido más adecuado para realizar un tratamiento de acidificación en el Campo Guando, es el ácido fluorhídrico (HF). Éste ácido, cuando es usado en pozos petroleros, como en este caso, es combinado con HCl generalmente al 12%.

Se usa exclusivamente en tratamientos de matriz de arenisca para eliminar daños por partículas de arcilla o aumentar la permeabilidad de la formación en arenas con cierto contenido de arcilla.

El HF deberá normalmente ir precedido del HCl; rápido tiempo de reacción y los precipitantes hacen que el HF sea indeseable en arenas que contengan carbonatos y con una solubilidad superior al 20% en HCl.

De igual manera se recomienda que éste ácido sea inyectado junto con un agente de suspensión, con el fin de evitar que los granos finos se asienten y formen puentes. Un agente de suspensión puede suspender finos por más de 24 horas y posiblemente por 7 días; la suspensión debería diferenciarse de la dispersión; las partículas dispersas se asientan en poco tiempo. Normalmente se requiere de agentes de suspensión cuando se acidifiquen formaciones sucias; así mismo se impedirá la formación de emulsiones y efectuar una tensión superficial más baja tanto del ácido crudo como del gastado.

Debido a la alta corrosividad del HCl, es recomendable añadir un inhibidor de corrosión junto con el ácido debido a que desacelera temporalmente la reacción del ácido con el metal; el tiempo de inhibición varía con la temperatura, con la concentración del ácido, con el tipo de acero y la concentración del inhibidor.

Se podría también inyectar alcohol metílico o isopropílico con el ácido, con el fin de aumentar la velocidad y el grado de limpieza. La concentración que se recomienda varía de un 5% a un 20% por volumen de ácido.

Con el fin de obtener un proceso óptimo de acidificación el mejor procedimiento a seguir para pozos inyectoros de agua es colocar un solvente mutual (éter etilenglicol monobutílico, EGMBE) junto con el ácido HF. Para pozos en general, un proceso de tres fases con ácido HF – solvente mutual debería incluir: Un prelavado con HCl mas agente de suspensión e inhibidor, acido HF mas surfactante y un post-lavado de solvente mutual en un vehículo limpio de hidrocarburo y un surfactante.

Una vez sean aplicadas las soluciones propuestas a los problemas de taponamiento en las válvulas, choques, y cara de la formación se espera que el problema de disminución en el volumen de inyección sea resuelto. Esto se da gracias a que la restricción al flujo del agua de inyección se ha eliminado, por lo tanto el caudal de inyección va a ser el deseado obteniendo así un aumento en la producción de aceite, en comparación con la producción que se tiene con los problemas de taponamiento actuales. De esta manera se obtiene una mejora y posible optimización en el proyecto de inyección de agua.

6.2.5. Corrosión en la sarta del pozo inyector GUA-012. EL pozo GUA-012 es el único pozo inyector en el que se han identificado problemas de corrosión. Este problema se ocasionó debido a que el agua que se inyecta pudo haber adquirido cierto carácter corrosivo, el cual tiene su origen por la captación de ciertos elementos (Fe, Cl, iones, minerales, sólidos) a lo largo de todo el sistema de inyección.

El carácter corrosivo del agua es adquirido debido a varios factores, dentro de los cuales se tienen:

- La presencia de iones disueltos que disminuyen el pH, generan aumento en la tasa de corrosión.

- Altas concentraciones de oxígeno, dióxido de carbono, o sulfuro de hidrógeno disueltos constituyen la primera causa de los mayores problemas de corrosión.
- Al aumentar la temperatura del agua, se aumentan las tasas de corrosión debido a que se incrementan las velocidades de las reacciones envueltas en el proceso.
- La presión está relacionada con su efecto en la solubilidad de los gases disueltos; a mayor concentración de gases en solución, a medida que se incrementa la presión, aumentan las tasas de corrosión.
- Para aguas a bajas velocidades, o estancadas, se tiene que generar bajas tasas de corrosión, pero se presenta corrosión por picadura; a altas velocidades y/o presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas, se genera corrosión por erosión.
- El crecimiento de la población bacteriana, sobre las paredes de la tubería o sobre algunos depósitos de escamas, hace que ocurran reacciones durante su crecimiento que crean componentes reactivos con el acero y pueden llegar a corroer la tubería.

Una vez teniendo presente las posibles causas de corrosión en la sarta de inyección del pozo GUA-012, se procede a hacer un análisis de la **Tabla 6-1**, la cual es un reporte basado en los datos tomados a las 0:00 del día 22 de Diciembre de 2008.

Como se observa en la **Tabla 6-1**, para el pozo GUA-012 ubicado en la Isla 3, la posible causa de corrosión está relacionada al contenido de hierros totales los cuales son altos en comparación con los demás pozos, con un valor de 4.2 ppm.

En menor instancia también se tiene como causante el contenido total de sólidos suspendidos (TSS) con un valor de 3.3 mg/L.

De igual manera se puede analizar que el pH del agua inyectada en este pozo se mantiene en un valor de carácter básico (7.5), y la presión de inyección que se está manejando en este pozo es relativamente baja en comparación con las demás (250 psi); esto nos da un indicativo que ninguno de estos dos factores son responsables de la corrosión pues el hecho de mantener el carácter básico del pH y una presión de inyección baja, disminuye la tasa de corrosión de la tubería.

De ante mano se puede descartar la posibilidad de que la corrosión sea causada por presencia de oxígeno en el agua y/o por altas concentraciones de cloros en el agua, esto gracias a que en la **Tabla 6-1** se observa que el contenido de oxígeno para el pozo GUA-012 es de cero (0), y que la concentración de cloros en el agua inyectada en este pozo (134 ppm) es relativamente baja en comparación con los otros pozos inyectores, en los cuales en ninguno de estos se ha presentado problemas de corrosión.

Tabla 6-1. Reporte de Análisis Físico-químico y Pozos Inyectores en el Campo Guando

PARA EL DIA		22		BASADO EN LOS DATOS TOMADOS A LAS 0:00 DEL DIA										23 DE DICIEMBRE DE 2008						
POZO	ISLA	ACU. AYER	ACU. HOY	RATA			INYECC.		TIEMPO	P. LINEA	PRESION		ANALISIS FISICO-QUIMICO							
				RECOM	RECOM	0.00	DIA	INYECC.			ANT.CHK.	INYECCION	RECOMEN	CL-	TSS	w/o	TURB	Fe T	O ₂	pH
				Bbls.	MAXIMO	Bbls														
GUA-001 T		1278532	1282078	3000	3300	3000	3546	24.00	1890	610		219	3.50	0.00	28.0	3.93	0.00	7.00		
GUA-003A	1	2085904	2086580	600	660	600	676	24.00	1870	430		222	3.70	0.00	29.0	3.92	0.00	7.00		
GUA-003T		8072834	8078315	5000	5500	4944	5481	24.00	1870	1420										
GUA-009A	11	414944	415714	900	900	696	770	24.00	1900	1800		234	2.20	0.00	31.0	3.00	0.00	7.00		
GUA-009T		1778501	1782626	4500	4500	3720	4125	24.00	1900	1840										
GUA-012	3	2373668	2375858	2000	2000	1968	2190	24.00	1820	250		134	3.30	0.0	35.0	4.20	0.00	7.50		
GUA-013	1	3551631	3551631	3000	3400	0	0	0.00	0	0		219	2.60	0.00	35.0	3.80	0.00	7.00		
GUA-015	10	551774	555248	3200	3520	3072	3474	24.00	1900	1330		220	2.50	2.00	3.0	2.65	0.00	7.00		
GUA-016 A		679114	679536	400	550	384	422	24.00	1800	1700		145	2.70	0.00	25.0	3.50	0.00	7.20		
GUA-016 T		4111521	4115073	4500	5170	3192	3552	24.00	1700	1600										
GUA-017 A	8	10841	10841	0	0	0	0	0.00	0	0		223	3.20	0.00	26.0	3.45	0.00	7.00		
GUA-017 T		561985	563802	1900	1900	1560	1817	24.00	1680	1680										
GUA-022	7	932453	936749	4000	4000	3864	4296	24.00	1880	970		221	3.70	0.00	33.0	4.10	0.00	7.00		
GUA-023	10	1044802	1048759	3900	4290	3552	3957	24.00	1750	1750		221	2.80	0.00	33.0	4.00	0.00	7.20		
GUA-024A		979324	980022	1500	1500	624	698	24.00	1950	1950										
GUA-024T		1776019	1777890	1800	2800	1656	1871	24.00	1950	1880		215	2.90	0.00	28.0	3.29	0.00	7.00		
GUA-026	11	586023	589397	3200	3520	3048	3374	24.00	1930	1620		215	3.60	0.00	28.0	3.40	0.00	7.00		
GUA-026		1078336	1081428	2800	3080	2784	3092	24.00	1750	1720		225	3.40	0.00	26.0	3.45	0.00	7.10		
GUA-028	7	726136	729675	3200	3520	3168	3539	24.00	1870	900		213	4.50	0.00	42.0	3.79	0.00	6.80		
GUA-030 A	11	678084	678469	400	400	336	385	24.00	1900	1530		218	3.30	0.00	25.0	3.40	0.00	7.00		
GUA-030 T		3420523	3422020	2000	2000	1392	1497	24.00	1900	1500	1500									
GUA-032 A	7	930870	931964	1000	1000	1008	1094	24.00	1980	600		145	3.60	2.00	13.0	2.57	0.00	7.10		
GUA-032 T		3625145	3629432	3500	4400	3864	4287	24.00	1980	1710										
GUA-036 A	14	991463	992018	500	500	504	555	24.00	2080	1500		215	3.60	0.00	28.0	3.96	0.00	7.10		
GUA-036 T		3117665	3120460	2500	3000	3000	2795	24.00	1930	400										
GUA-040 A	10	1413313	1413313	0	0	0	0	0.00	0	0		185	4.60	0.00	35.0	3.73	0.00	7.00		
GUA-040 T		7179318	7184292	7600	8360	4464	4974	24.00	1800	1700										
GUA-041 A	13	2793275	2793275	0	0	0	0	0.00	0	0		198	4.50	0.00	35.0	3.75	0.00	7.10		
GUA-041 T		7534007	7537362	3000	3000	3000	3355	24.00	2500	1600										
GUA-042 A	17	731314	731314	0	0	0	0	0.00	0	0		228	3.60	0.00	28.0	3.95	0.00	7.00		
GUA-042 T		7770087	7774700	3000	4400	4152	4613	24.00	1870	1470										
GUA-043 A	16	1767218	1767232	200	660	24	14	24.00	2050	1990		36	2.70	0.00	26.0	2.00	0.00	7.00		
GUA-043 T		2034358	2035476	1200	1320	1008	1118	24.00	1030	976										
GUA-044 A	18	156659	156734	100	100	72	75	24.00	2050	2030		32	2.70	0.00	29.0	4.00	0.00	7.10		
GUA-044 T		134770	134770	100	100	0	0	24.00	2050	2030										
GUA-047	8	1174943	1182033	6300	6930	6384	7090	24.00	1650	1130		154		2.00	13	2.57	0.00	7.10		
GUA-051	12	216211	216891	1500	1650	600	680	24.00	2200	2200		231	3.50	0.00	32.0	3.30	0.00	7.00		
GUA-053 A	17	1528790	1529698	900	900	816	908	24.00	2100	1320		240	3.80	0.00	29.0	3.96	0.00	7.00		
GUA-053 T		7473795	7477352	3000	4400	3216	3557	24.00	2050	2000										
GUA-054A	12	962023	962603	400	500	672	580	24.00	2200	2000	2000	240	3.50	0.00	32.0	3.20	0.00	7.20		
GUA-054T		1754963	1757153	2000	2000	1968	2190	24.00	2200	2000	2000									
GUA-057	19	1569219	1570724	2000	2000	1272	1505	24.00	2150	2140		150	2.90	0.00	26.0	3.47	0.00	7.00		
GUA-072 A	16	1088723	1088915	400	440	168	192	24.00	1990	1990		34	2.60	0.00	28.0	3.50	0.00	7.10		
GUA-072 T		4755768	4758769	2800	3920	2712	3001	24.00	1990	1850										
GUA-075A	19	115359	115791	600	660	480	432	24.00	2200	2200	2000	226	3.60	0.00	29.0	4.20	0.00	7.10		
GUA-075T		409826	410438	1300	1430	576	612	24.00	2200	2200										
GUA-078		241264	241264	1500	1500	0	0	0.00	0	0		225	2.90	0.00	31.0	3.50	0.00	7.20		
GUA-091A	9	429959	430052	100	100	72	93	24.00	1700	1700	2000	220	3.60	0.00	26.0	3.45	0.00	7.00		
GUA-091T		4098744	4101563	3000	3000	2544	2819	24.00	1700	1600										
GUA-092 A		387787	387854	100	110	48	67	24.00	1700	1700		228	3.50	0.00	25.0	3.42	0.00	7.00		
GUA-092 T		3286955	3288264	1200	1200	1080	1309	24.00	1700	1570	2000									
GUA-095 A	19	619021	619292	400	400	240	271	24.00	2250	2200	2500	166	4.40	0.00	41.0	3.80	0.00	7.10		
GUA-095 T		1176443	1180499	3000	3000	4080	4056	24.00	2250	2100										
TOTAL	27	108162204	108263208	105000	117490	91584	101004													

Fuente. Petrobrás Colombia Limited

Para comenzar a plantear propuestas de solución a los problemas de corrosión presentes en este pozo se puede iniciar identificando la tasa de corrosión en la tubería mediante el método más comúnmente usado en la industria.

Cupones: Es el método más común para monitorear, y luego controlar, la corrosión en los procesos de inyección de agua. Estas piezas de metal son insertadas en las líneas de flujo del agua con el fin de evaluar la corrosividad del sistema, el desempeño del material y del inhibidor (cuando se usa como método de control y prevención); éstas piezas son pesadas antes de ser insertadas en el sistema y luego se removerán con el fin de determinar la cantidad de metal perdido, que posteriormente es convertida en tasa de corrosión. Éstos deben ser colocados en un sitio representativo de la línea de flujo y ubicados de tal manera que su presencia no induzca turbulencia en la corriente de flujo. Si llegará a existir ataque de picadura a lo largo del fondo de la tubería, es posible que no sea detectada por un cupón ubicado en el centro de la corriente, lo mejor en este caso es ubicar un cupón de forma cilíndrica que permita identificar la corrosión. Cuando se remueven los cupones del sistema, pueden ser analizados para examinar la formación de escamas antes de ser enviados a laboratorio para la evaluación de corrosión; allá los cupones son limpiados y pesados nuevamente; la cantidad de peso perdido es determinada mientras se remueve la superficie total del cupón y convertido en tasa de penetración promedio (μm) de pérdidas de espesor por año ó $\mu\text{m}/\text{y}$. La unidad tradicional para reportar tasas de corrosión ha sido los mils per year o mpy, donde: 1 mil = 0.001 pulg = 25.4 $\mu\text{m}/\text{y}$.

$$\frac{\mu\text{m}}{\text{y}} = \frac{\text{PerdidasPe so}}{\text{Tiempo} * \text{AreaSuperficialCupón} * \text{DensidadMe tal}} \quad (6-1)$$

$$\frac{\mu\text{m}}{\text{y}} = \frac{(\text{PesoAdentro} - \text{PesoAfuera})[\text{Gramos}] * 10^4 \frac{\mu\text{m}}{\text{cm}}}{\text{Tiempo}[\text{Dias}] * \frac{\text{año}}{365\text{Dias}} * \frac{7.8\text{Gramos}}{\text{cm}^3} * \text{Área}[\text{cm}^2]} \quad (6-2)$$

$$\frac{\mu m}{y} = \frac{4.68 * 10^5 * \text{PesoPerdido}[\text{Gramos}]}{\text{Tiempo}[\text{Días}] * \text{Área}[\text{cm}^2]} \quad (6-3)$$

El tiempo de exposición comúnmente utilizado abarca períodos de 4 a 6 semanas. El uso de cupones también ha sido beneficioso para monitorear y controlar el desempeño de los inhibidores de corrosión, en este caso, se determina como valor base la tasa de corrosión en el sistema cuando no se ha utilizado inhibidor; una vez ha sido establecido, se inicia la adición de los inhibidores y se introduce los cupones en el sistema. El desempeño del inhibidor se mide usualmente en términos de porcentaje de protección.

$$\% \text{ Protección} = \frac{\text{TasaSinInhibidor} - \text{TasaConInhibidor}}{\text{TasaSinInhibidor}} \quad (6-4)$$

Una vez determinada la tasa de corrosión, mediante un análisis al cupón utilizado, se procede a estudiar la cantidad de material perdido y el tiempo de exposición, de tal manera que se determine el inhibidor más adecuado para aplicarse. Las ecuaciones presentadas anteriormente son las que se utilizan con el fin de encontrar el término: pérdidas de espesor por año, lo cual nos indica que tan rápido se corroe la tubería.

Posteriormente se procederá a realizar un control para evitar el avance de la corrosión en este pozo. El método más viable tanto económicamente como favorable para llevarse a cabo en el Campo Guando será el tratamiento químico mediante la adición de inhibidores. La función de estos químicos es retardar la reacción a través de la cual se da la corrosión en el material

- **Tratamiento químico.** La adición de inhibidores químicos de corrosión es la práctica más comúnmente utilizada en los proyectos de inyección de agua debido a factores económicos y operacionales; los químicos que más

se usan en la industria son los de tipo formadores de laminas protectoras, tales como diaminas y aminas, aunque los componentes cuaternarios de amonio también suelen utilizarse en el tratamiento de aguas superficiales; estos químicos se inyectan en la corriente de agua en puntos apropiados tal que se forme una película para proteger el material de las tuberías, tanques, pozos y otros elementos que constituyen el sistema los cuales ya pueden estar afectados. Esta protección aísla el acero del agua previniendo el avance de la corrosión, pero su duración no es permanente, por esto es necesario realizar adiciones periódicas de inhibidores al sistema; el tiempo de duración de la película es función del tipo de inhibidor utilizado, velocidad de flujo, temperatura y tipo de superficie entre otros. La selección del inhibidor se realiza en base a diferentes pruebas de laboratorio con muestras de agua, aunque también se realizan pruebas de ensayo y error para escogerlo. La selección del inhibidor también se basa en la prueba de cupones explicada anteriormente a través de la cual se estipuló que tan rápido afecta el agua a la tubería.

Como método alternativo podría emplearse la protección catódica, lo cual implica un reemplazo de la sección de la sarta metálica por sarta de material sintético, tal como fibra de vidrio y/o plástico. Este procedimiento podría llevarse a cabo en este pozo debido a que la presión de inyección que se maneja es de 250 psi, lo cual es un valor permisible para el uso de estos materiales. Sin embargo el proceso de retirar la sarta para el cambio de la sección de tubería requerirá de determinado tiempo durante el cual se va a ver afectada la producción debido a que el proceso de inyección de agua se verá frenado.

Igualmente se podría hacer un cambio en la sección de la sarta corroída por una sección de acero inoxidable, pero debido al costo de este material y el tiempo que su operación requerirá, no se recomienda.

Como resultado del análisis, en el Campo Guando pozo GUA-012, se usa un inhibidor de corrosión como método para controlar el avance de este problema. Llegado el caso en el cuál la tubería se encuentre rota debido al avance de la corrosión se debe proceder a realizar un cambio de la totalidad de la tubería.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CONVENIENCIA DE CAMBIO DE VALVULAS Y CHOQUES DE FONDO PARA POZOS INYECTORES EN CAMPO GUANDO.

La evaluación económica de un proyecto es el estudio detallado de todos los factores que afectan la economía de éste, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis implica el estudio o el conocimiento de los costos para poner en marcha un proyecto y mantenerlo en las mejores condiciones de operación, analiza cual será la posible ganancia que se obtendrá del mismo y por lo tanto si es o no conveniente lleva a cabo el proyecto.

El principal objetivo de realizar una evaluación de este tipo analizar cuál será la rentabilidad del proyecto y si es viable ponerlo en marcha. Con el fin de lograr éste análisis es recomendable desarrollar las siguientes fases:

- Estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto.
- Estimar el flujo de caja generados durante la vida del proyecto.
- Evaluar la conveniencia del proyecto de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivos y el uso de los métodos establecidos para ello.

7.1. INVERSIÓN INICIAL.

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: la primera es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado. Para el caso de la evaluación de los requerimientos de estimulación u otras propuestas de mejora a los pozos inyectoros en Campo Guando el escenario

que se va a tener en cuenta es el primero de estos dos pues las soluciones planteadas a los problemas son las que se plantean para llevarse a cabo.

Para el cálculo de la inversión inicial se tiene en cuenta los siguientes costos: costos de desarrollo, costos de promoción, costos de construcción, costos de instalación, gastos de entrenamiento y a la suma de éstos se le debe restar la ganancia neta por la venta del bien usado.

Para los problemas presentes en Guando a los que se desea realizar la evaluación económica (problemas por taponamiento en las válvulas de cabezal de pozo, problemas por taponamiento en los choques en el fondo de la sarta de inyección y corrosión) se tendrán en cuenta para la inversión inicial el costo de cada válvula, choque e inhibidor de corrosión respectivamente, así como del costo de la mano de obra o equipo de workover necesario para llevar a cabo la operación (proyecto).

7.2. FLUJO DE EFECTIVO.

El flujo de efectivo es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación del flujo de efectivos deben considerarse factores tales como los ingresos, gastos generados por la inversión, costos de operación, egresos en general. Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

Para el caso presentado en las operaciones que se desean realizar en el Campo Guando la ecuación que mejor representa un flujo de efectivo es la siguiente: Flujo de Caja = Ingresos – Egresos.

7.3. EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LAS PROPUESTAS.

Luego de conocer la inversión inicial y los flujos de efectivo anual del proyecto, se determina la conveniencia de este, utilizando alguno de los siguientes métodos.

7.3.1. Valor Presente Neto (VPN). Se halla el valor presente neto de los flujos de efectivo para una tasa de interés (ésta es conocida), mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FlujoDeCaja}{(1+i)^n} \quad (7-1)$$

Esto proporciona una medida inicial de que tan aceptable es el proyecto, si según la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar el proyecto; si el VPN es negativo no es una buena opción aceptar el proyecto porque estaría generando pérdidas y; si el VPN = 0, se incurre en un punto riesgoso, ya que es incierto si en un futuro, el proyecto generara ganancias o pérdidas.

7.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR). Después de haber hallado el VPN, y con los flujos de caja del proyecto, se procede a calcular el valor del TIR mediante la siguiente ecuación:

$$0 = -C + \sum_{n=1}^N \frac{FlujoDeCaja}{(1+i)^n} \quad (7-2)$$

En la **Ecuación 7-2** el valor de "C" es el valor de la inversión inicial.

Calculando el TIR se dice que ésta es la tasa de interés en la cual se equilibrarían los ingresos con los egresos a lo largo del proyecto, es decir, una tasa de interés en la que el VPN sea cero. Éste valor se compara con la tasa de oportunidad del

proyecto anual; si el TIR es mayor el proyecto es viable económicamente hablando.

7.3.3. Payback Simple. Hallar éste valor nos muestra los años que tomará la inversión en ser recuperada, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Su metodología de cálculo consiste en comparar directamente los flujos de efectivos netos generados por el proyecto con la inversión inicial, con el fin de determinar el número de años que se requiere para que los ingresos sean iguales al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando éste.

La siguiente ecuación muestra la manera de calcular el Payback Simple.

$$PaybackSimple = \frac{InversiónInicial}{FlujoDeEfectivoAnual} \quad (7-3)$$

7.3.4. Payback Ajustado. Es el que más conviene al proyecto y se halla mediante la **Ecuación 7-4**. Éste considera el valor que van adquiriendo tanto los ingresos como los egresos con el tiempo. Éste método compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo netos con el valor presente de la inversión inicial requerida, es decir, este método calcula el tiempo necesario para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

$$PaybackAjustado = \frac{VP_{InversiónInicial}}{VP_{FlujoDeEfectivoAnual}} \quad (7-4)$$

Debido a que las propuestas realizadas para el Campo Guando se van a evaluar en forma aislada, o independiente, el criterio de decisión que debe seguirse a partir del “Payback” es el siguiente: se acepta como viable el proyecto si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. De igual manera se aplica el

mismo criterio para el “Payback” ajustado, teniendo en cuenta que éste tiempo depende de la tasa de interés usada para el cálculo del valor presente, ya que a mayor tasa de interés, mayor será el tiempo de recuperación ajustado.

A partir de estos cálculos se puede determinar la conveniencia del proyecto, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de evaluación.

7.3.5. Viabilidad Campo Guando. Basados en los conceptos mencionados anteriormente y en una información muy menuda que se nos envió por parte de la empresa operadora del Campo Guando, Petrobras Colombia Limited, se pretende mostrar a continuación la viabilidad económica para las propuestas de cambio de válvulas y cambio de choques. No se presentará la viabilidad económica para el proyecto de estimulación planteado para el estrato ARIN-3 de la formación Guadalupe (Acidificación tipo matriz por medio de HF con solvente mutual éter etilen glicol monobutílico – EGMBE) debido a que la información necesaria para el análisis económico de esta estimulación es difícilmente concebible, de igual manera para el problema por corrosión; cabe recalcar que los procedimientos que se presentarán a continuación para los trabajos propuestos son análogos para ser aplicados en la evaluación económica de la estimulación por acidificación, teniendo en cuenta que para esta estimulación los factores que intervienen en la inversión y en el flujo de caja son otros.

Hay que tener en cuenta que la evaluación económica que se presentará a continuación, se realizó para cada problema por separado y tomando como referencia un único pozo inyector el cual afecta a 6 pozos productores, de acuerdo con el patrón de inyección presente en Guando. Por lo tanto si el análisis se quiere extrapolar para más de un pozo los valores de la inversión neta, flujo de caja y demás serán mayores puesto que ya no va a ser una sola válvula ni una sola cuadrilla lo que se debe pagar, de igual manera para los choques y para pozos

con problema de corrosión. El precio del dólar a tener en cuenta, con el fin de que el lector pueda hallar los precios en pesos Colombianos, será de: \$2310.83; fuente de ECOPETROL, a la fecha de 28/01/2009.

Como información base para el desarrollo de la evaluación económica que se presentara a continuación se tiene: la producción promedio del campo es de: 29000Bls/día; el numero de pozos productores en el Campo es de 125; por lo tanto, la producción promedio de cada pozo es de: 232 BLS/día. Estos fueron los únicos valores otorgados por la compañía. No se tuvo disposición de curvas de producción, únicamente una tasa de declinación mensual del 2%, por lo tanto la evaluación económica realizada fue en base a esto.

7.3.5.1. Cambio de Válvula de Cabezal de Inyección. Para la evaluación económica de efectuar este proyecto los únicos factores que intervienen en la inversión neta son:

- Precio de la Válvula Nueva = USD \$5500.
- Pago a la Cuadrilla (Mano de Obra) = USD \$100.
- **Inversión Neta = USD \$5600.**

Los datos que se tienen en cuenta para el cálculo de los ingresos, egresos por regalías, egresos por impuestos, flujo de caja, y valor presente neto son mostrados en la **Tabla 7-1**:

Tabla 7-1. Datos Básicos Para la Evaluación Económica de Válvulas.

Precio Barril	USD \$40	Periodos durante el año de vida útil	12
Regalías	32%	Pozos productores afectados	6
Impuesto	10%	Tasa de depreciación	2%

Fuente. Autores del Proyecto.

Cabe recalcar que la tasa efectiva periódica es del 0.797%, y su equivalente anual que es la tasa de oportunidad, es del 10%. La tasa de depreciación empieza a aplicar desde que se alcanzan los 58 barriles de producción incremental por pozo, antes de cumplirse el primer mes de haber instalado la válvula.

La **Tabla 7-2**. muestra los resultados obtenidos para cada uno de los 12 periodos donde el valor resaltado con morado es el valor obtenido para VPN (aplicando **Ecuación 7-1**) de todo el año, en el cual se tuvo en cuenta los ingresos mensuales, egresos mensuales, y la inversión inicial.

Tabla 7-2. Resultados Obtenidos para la Evaluación Económica de Válvulas.

VALVULAS	HOY	1	2	3	4	5
	58	56,84	55,7032	54,589136	53,4973533	52,4274062
58*6*30*40	plata ingresos	409248	401063,04	393041,779	385180,944	377477,325
	regalias	130959,36	128340,173	125773,369	123257,902	120792,744
	impuestos	40924,8	40106,304	39304,1779	38518,0944	37747,7325
	flujo de caja	237363,84	232616,563	227964,232	223404,947	218936,848
	VPN	\$235.487,01	\$228.952,52	\$222.599,35	\$216.422,48	\$210.417,00
	TOTAL	\$2.426.475,52				

6	7	8	9	10	11	12
51,3788581	50,3512809	49,3442553	48,3573702	47,3902228	46,4424183	45,51357
369927,778	362529,223	355278,638	348173,065	341209,604	334385,412	327697,704
118376,889	116009,351	113689,164	111415,381	109187,073	107003,332	104863,265
36992,7778	36252,9223	35527,8638	34817,3065	34120,9604	33438,5412	32769,7704
214558,111	210266,949	206061,61	201940,378	197901,57	193943,539	190064,668
\$204.578,17	\$198.901,37	\$193.382,08	\$188.015,96	\$182.798,73	\$177.726,28	\$172.794,58

Fuente. Autores del Proyecto.

- **VPN = USD \$2426475.52**

Todos los valores monetarios de la tabla están en USD \$.

El valor de los ingresos se cálculo teniendo en cuenta que actualmente (con el problema en el pozo inyector del patrón) un pozo influenciado por el inyector con problema, produce en promedio 232 Bls/día, y por información directa del Campo se nos informó que al cambiar válvulas, en menos de un mes la producción aumenta en un 25% más de lo que produce un pozo influenciado por un inyector con problema por taponamiento en válvula; luego comienza la declinación de un 2% mensual (a partir de los 58 barriles de más por pozo por día).

Estos datos tiene que ver con la tasa de formación de escamas y se estima que al año de instalar una válvula ésta este taponada en un 50 %.

El valor del TIR, mediante la **Ecuación 7-2**, para que los flujos de caja sean igual al valor de la inversión, es:

- **TIR = 45525%.**

Para éste se tuvo en cuenta el flujo de caja acumulado, es decir la producción incremental anual menos el 10% y 32% de éste valor a su vez restando el valor de la inversión inicial. El valor del TIR obtenido se compara con el 10% anual de tasa de oportunidad ya planteada anteriormente.

Por último el valor del Payback Simple se obtiene mediante la **Ecuación 7-3**.

- **Payback Simple = USD \$5600 / USD \$2555023.26 = 0.0022 años.**

Analizando cada una de las tres metodologías se puede observar que el proyecto es económicamente viable puesto que el VPN obtenido es mayor a cero, el TIR obtenido es mayor a la tasa de oportunidad y el tiempo de recuperación de la inversión es mucho menor al tiempo de vida del proyecto que es de un año.

7.3.5.2. Cambio de Choque en Fondo de la Sarta. Para el análisis económico de llevar a cabo este proyecto los factores que intervienen en la inversión neta son:

- Precio de un Choque Nuevo = USD \$7000
- Equipo de Workover = USD \$15000/día.
- Tiempo de workover = 2 días
- **Inversión Neta = USD \$37000**

Para éste caso se tuvo en cuenta que al cambiar un choque se espera que la producción, en menos de un mes, aumente en un 15% más, por pozo, de lo que venía produciendo un pozo influenciado por un inyector con el choque taponado. A partir de éste aumento se tiene en cuenta la declinación del 2% mensual hasta cumplirse el año de vida útil. Teniendo en cuenta esto, la inversión y egresos se cubre con los barriles adicionales producidos mensuales. El precio del barril de crudo se tomo a USD \$40. Tener en cuenta que en el primer mes hay pérdidas por producción, además del 10% y 32% que se debe restar a la producción incremental mensual por cargos de impuestos y regalías, respectivamente.

Para el cálculo de los ingresos (por producción incremental), egresos por regalías e impuestos, flujo de caja y VPN se tuvo en cuenta los datos tabulados en la **Tabla 7-1**.

Cabe recalcar que la tasa efectiva periódica es del 0.797%, y su equivalente anual que es la tasa de oportunidad, es del 10%. La tasa de declinación empieza a aplicar desde que se alcanzan los 34.8 barriles de producción incremental por pozo, antes de cumplirse el primer mes de haber instalado el choque.

Tabla 7-3. Resultados Obtenidos para la Evaluación Económica de Choques.

CHOQUES	HOY	1	2	3	4	5
	34,8	34,104	33,42192	32,7534816	32,098412	31,4564437
34,8*6*30*40	plata ingresos	245548,8	240637,824	235825,0675	231108,566	226486,395
	regalías	78575,616	77004,1037	75464,02161	73954,7412	72475,6464
	impuestos	24554,88	24063,7824	23582,50675	23110,8566	22648,6395
	perdida primer mes	111360				
	flujo de caja	31058,304	139569,938	136778,5392	134042,968	131362,109
	VPN	30812,72657	137371,51	133559,6098	129853,485	126250,202
	TOTAL	\$1.311.765,83				
	6	7	8	9	10	11
	30,8273149	30,2107686	29,6065532	29,0144221	28,4341337	27,865451
	221956,667	217517,534	213167,183	208903,839	204725,762	200631,247
	71026,1334	69605,6108	68213,4985	66849,2286	65512,244	64201,9991
	22195,6667	21751,7534	21316,7183	20890,3839	20472,5762	20063,1247
	128734,867	126160,169	123636,966	121164,227	118740,942	116366,123
	122746,905	119340,82	116029,251	112809,573	109679,238	106635,767

Fuente. Autores del Proyecto.

Para el VPN calculado para la solución al problema de taponamiento en Choques es el valor que se encuentra en morado, en la **Tabla 7-3**.

- **VPN = USD \$1311765.83**

El valor del TIR, mediante la **Ecuación 7-2**, es:

- **TIR = 3742.31%**

Por último el cálculo del Payback Simple se hace mediante la **Ecuación 7-3**.

- **Payback Simple = USD \$37000 / USD \$1421653.95 = 0.026 años.**

Como se puede apreciar en el análisis realizado para el Choque, éste de igual manera que con la válvula, cumple con los 3 requisitos económicos para calificar la viabilidad económica como positiva.

CONCLUSIONES

- En un proceso de inyección de agua uno de los factores más importantes a tener en cuenta es la compatibilidad que debe haber entre el agua de inyección y la formación con sus fluidos, pues si esta se mantiene con determinada calidad la precipitación de impurezas va a ser mínima reduciendo así el taponamiento en válvulas, tuberías y líneas de superficie. De igual manera se disminuye la depositación de escamas.
- Se debe tener en cuenta en un proyecto de inyección de agua el valor de la tasa de inyección, puesto que hay una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de la recuperación disminuye notablemente para cada saturación de aceite dada. Cuando esta velocidad crítica es superada, la relación agua-aceite aumenta rápidamente y reduce así mismo la vida económica del proyecto y la recuperación final del aceite.
- De igual manera se debe tener en cuenta un valor de la presión máxima de inyección sin exceder el límite de seguridad sobre el cual ocurre un fracturamiento de la formación. Si la presión se excede y se genera un fracturamiento, se presentarán pérdidas del fluido inyectado, canalizaciones y daño a la formación, lo cual disminuye la eficiencia del proceso de inyección. Las canalizaciones de las que se habló en este trabajo fueron la causa de la irrupción temprana de agua en los pozos productores, por lo que se procedió a inyectar gel en los pozos inyectoros GUA-012 y GUA-036.
- La mejor forma para disminuir problemas de taponamientos es comenzar con la aplicación de los métodos preventivos, presentes en el trabajo, una vez comenzado un proyecto de inyección; como se vio en el trabajo los

problemas están presentes tanto en superficie como en subsuelo y fueron causados gracias a la presencia de impurezas presentes en el agua de inyección.

- Los problemas de taponamientos en cualquier parte de la sarta de la tubería desde subsuelo hasta superficie, se van a ver reflejados en una disminución del volumen de agua inyectada, lo cual afecta directamente el recobro secundario de hidrocarburo. Por otra parte, si el caudal de inyección se desea mantener en determinado valor, bajo estas circunstancias, se va a ver la necesidad de aumentar la presión de inyección lo cual podría sobre pasar la presión de fractura creando así canales a través de los cuales se perderá el agua.
- La formación de canales preferenciales de flujo, ya sea por heterogeneidad en la formación o por fracturas hidráulicas realizadas en trabajos anteriores, ocasiona una pérdida considerable de hidrocarburo s debido a que el agua irrumpe en los pozos productores aumentando el nivel de ésta en los pozos e impidiendo que los demás estratos aporten crudo. Esta situación está siendo controlada mediante la inyección de geles (MARCIT Polymer Gel) taponando estos canales preferenciales y conduciendo al agua a barrer las zonas que aún no habían sido inundadas.
- La corrosión puede ser ocasionada por diferentes elementos tales como: sólidos (por erosión), componentes resultantes de las reacciones que se generan en el crecimiento bacterial, escamas, oxígeno, hierro, entre otros elementos. Para este caso el factor principal causante de la corrosión en el pozo GUA-12 fue la presencia de hierro en el agua y como una segunda causa la presencia de sólidos en suspensión.

RECOMENDACIONES

- Para la corrección del taponamiento de válvulas reguladoras y choques se sugiere como única solución el cambio de éstos equipos con el fin de eliminar la restricción de flujo y así restaurar la producción en el campo, optimizando el proceso de Inyección de Agua. De igual manera al dar solución a estos problemas se reduce la disminución de los volúmenes de inyección.
- Una vez se estén usando nuevas válvulas y nuevos choques se recomienda aplicar métodos preventivos, los cuales incluyen controlar ciertas propiedades del agua tales como: pH, contenido de aceite, contenido de oxígeno, contenido de sólidos en suspensión y disueltos, contenido de iones y minerales, y contenido bacteriano. De esta manera se evita futuros inconvenientes de taponamiento en cualquier parte del sistema de inyección (formación – tubería).
- Teniendo en cuenta el reporte físico-químico y de pozos inyectoros es recomendable hacer una revisión a los pozos GUA-022 y GUA-075 puesto que estos pozos pueden ser posiblemente atacados por corrosión ya que presentan un contenido de hierro semejante al pozo GUA-012 y adicionalmente presentan altos contenidos de cloruros y el contenido de sólidos, en comparación con el GUA-012, es tal que puede provocar erosión en el sistema.

BIBLIOGRAFIA

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Data S.A. Segunda Edición, 2001.

ROCHON, J.; CREUSOT, N, M.R. Water Quality for Water Injection Wells. SPE. 31122, 1996.

STEPHEN, C. Rose. et al. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. SPE. Richardson Texas, 1989.

THAKUR, Ganesh C. & SATTER, Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. PennWell. Tulsa (Oklahoma), 1998.

TIAB, Djebbar. & DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Gulf Professional Publishing. Second Edition, 2004.

LATIL, Marcel. & BARDON, Charles. Enhanced Oil Recovery. Imprimerie Louis-Jean, 05002 Gap, 1980.

http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_64075_HTML.html?idDocumento=6407.

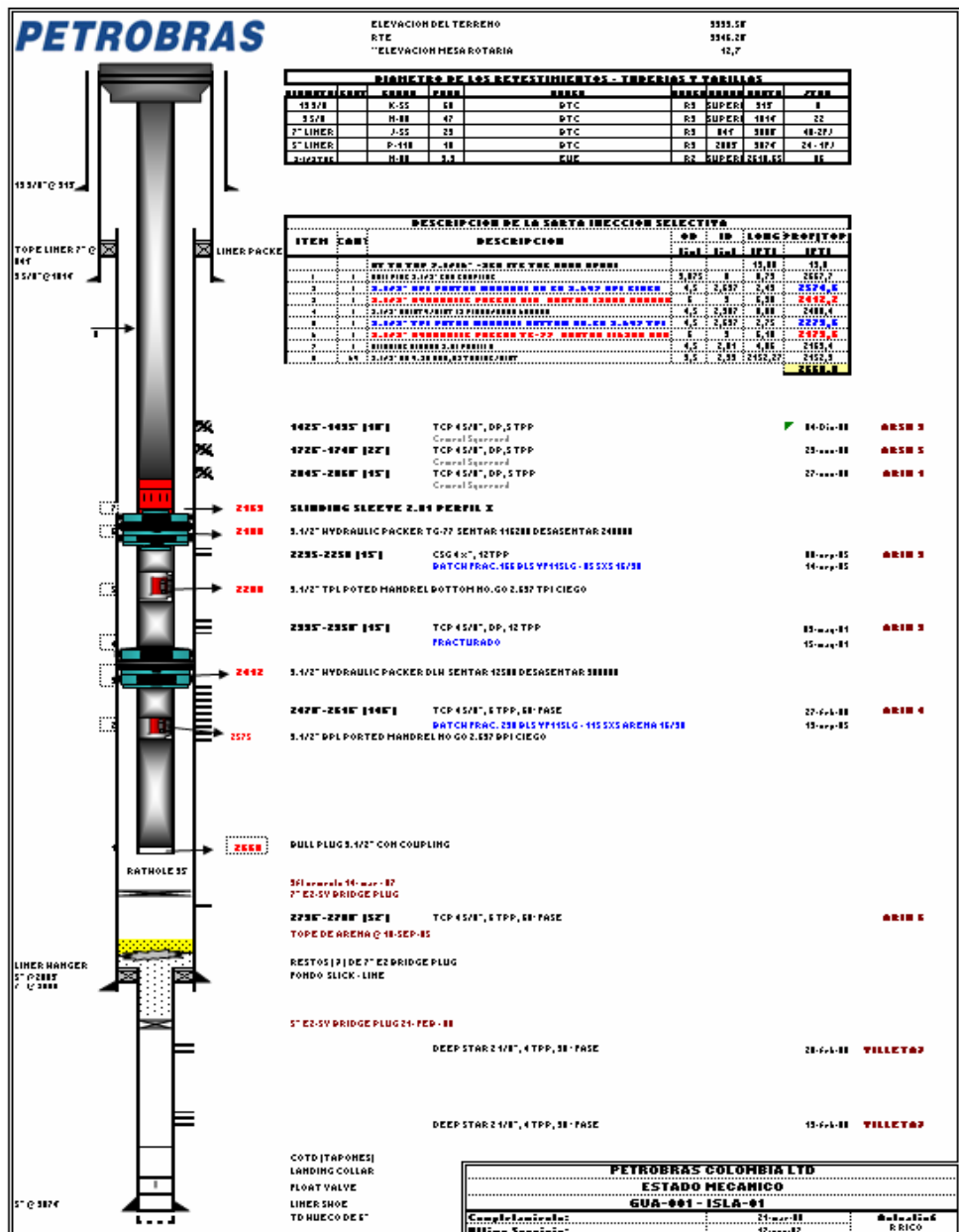
http://www.unisabana.edu.co/pregrado/ciencias_administrativas/administracion_negocios/docs/petrobras.ppt.

DUARTE LOZANO, Jorge Enrique. & RUEDA SARMIENTO, Josue. Estimulación En Pozos Inyectores De Agua. Tesis de grado, UIS, Director: GOMEZ, Gonzalo. 1988.

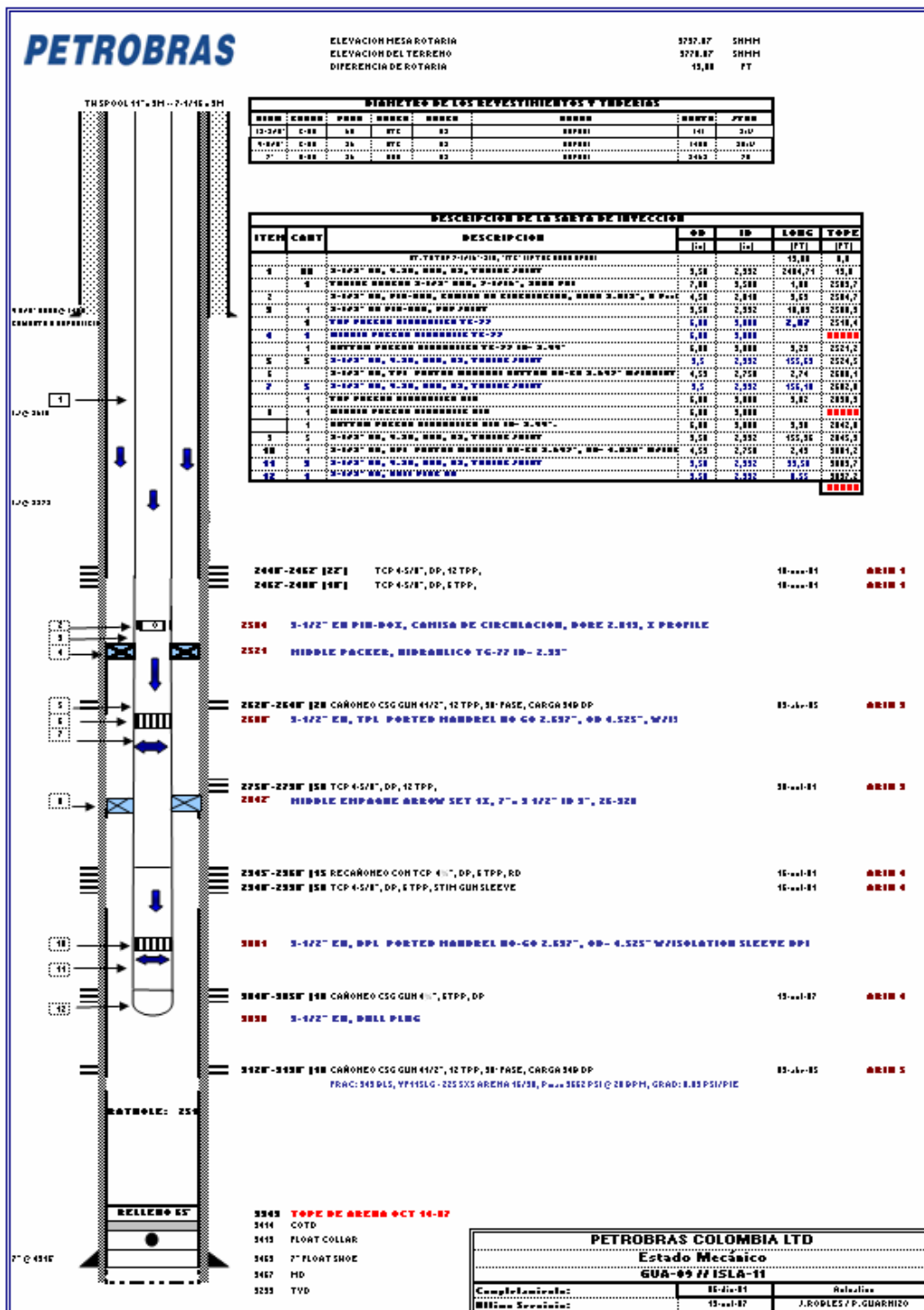
BLANCO SIMBAQUEBA, Johanna. & DELGADILLO AYA, Claudia Lorena. Metodología Integrada Para El Diseño De Un Monitoreo de Inyección De Agua Desarrollado En Un Campo Petrolero. Tesis de grado, UIS, Director: Msc. MUÑOZ, Samuel Fernando. 2006.

ANEXOS

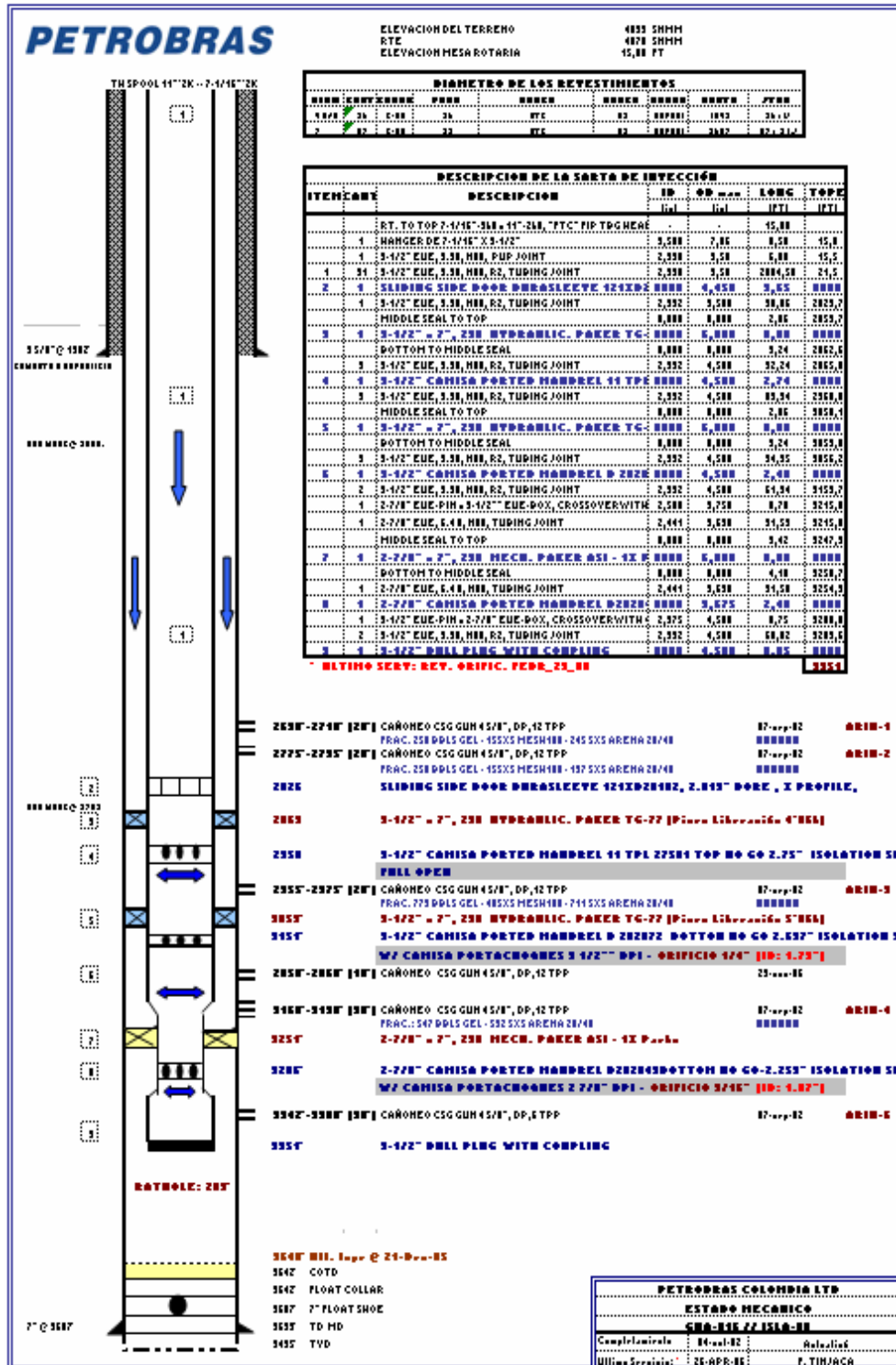
GUANDO-001



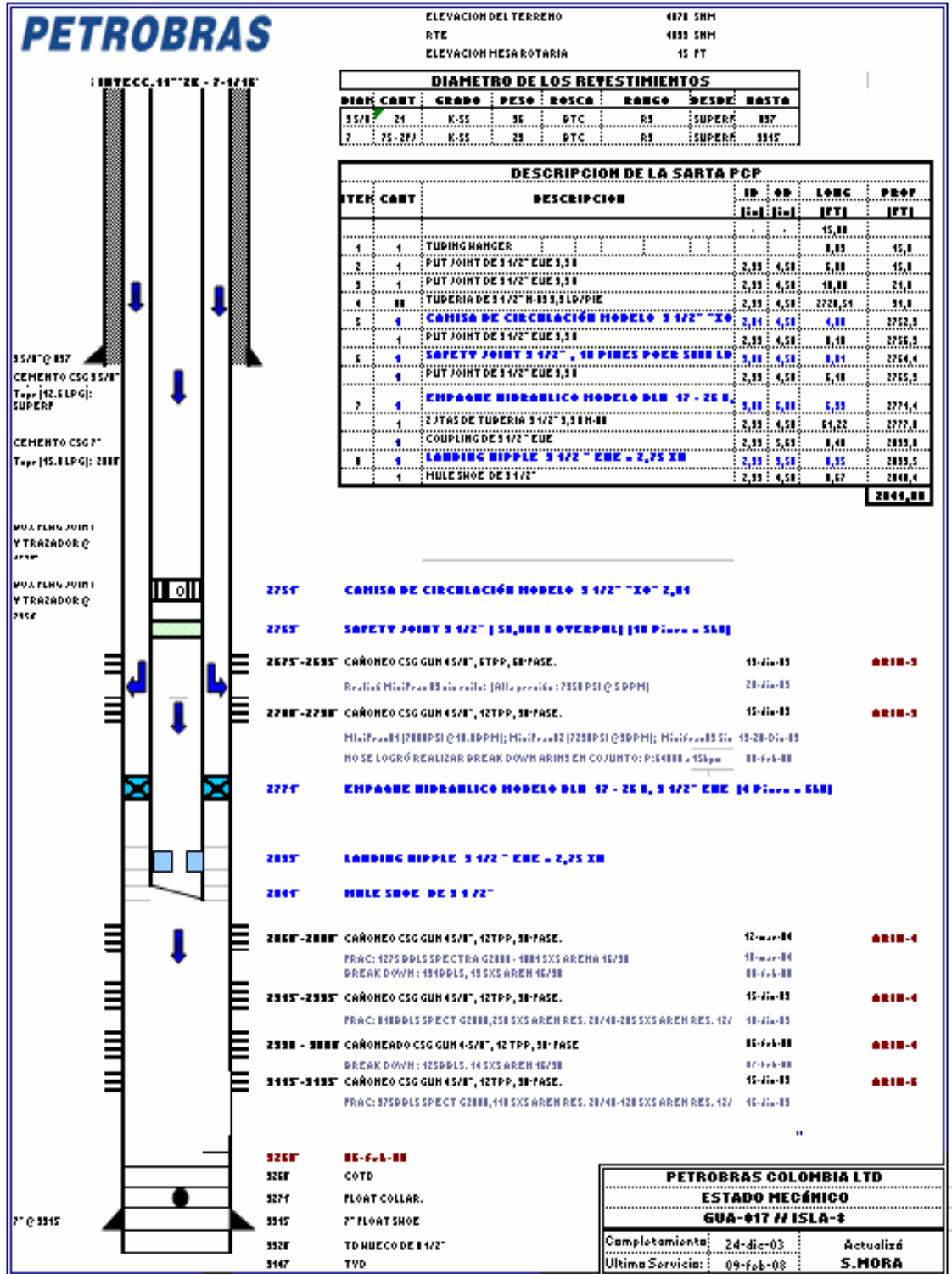
GUANDO-009



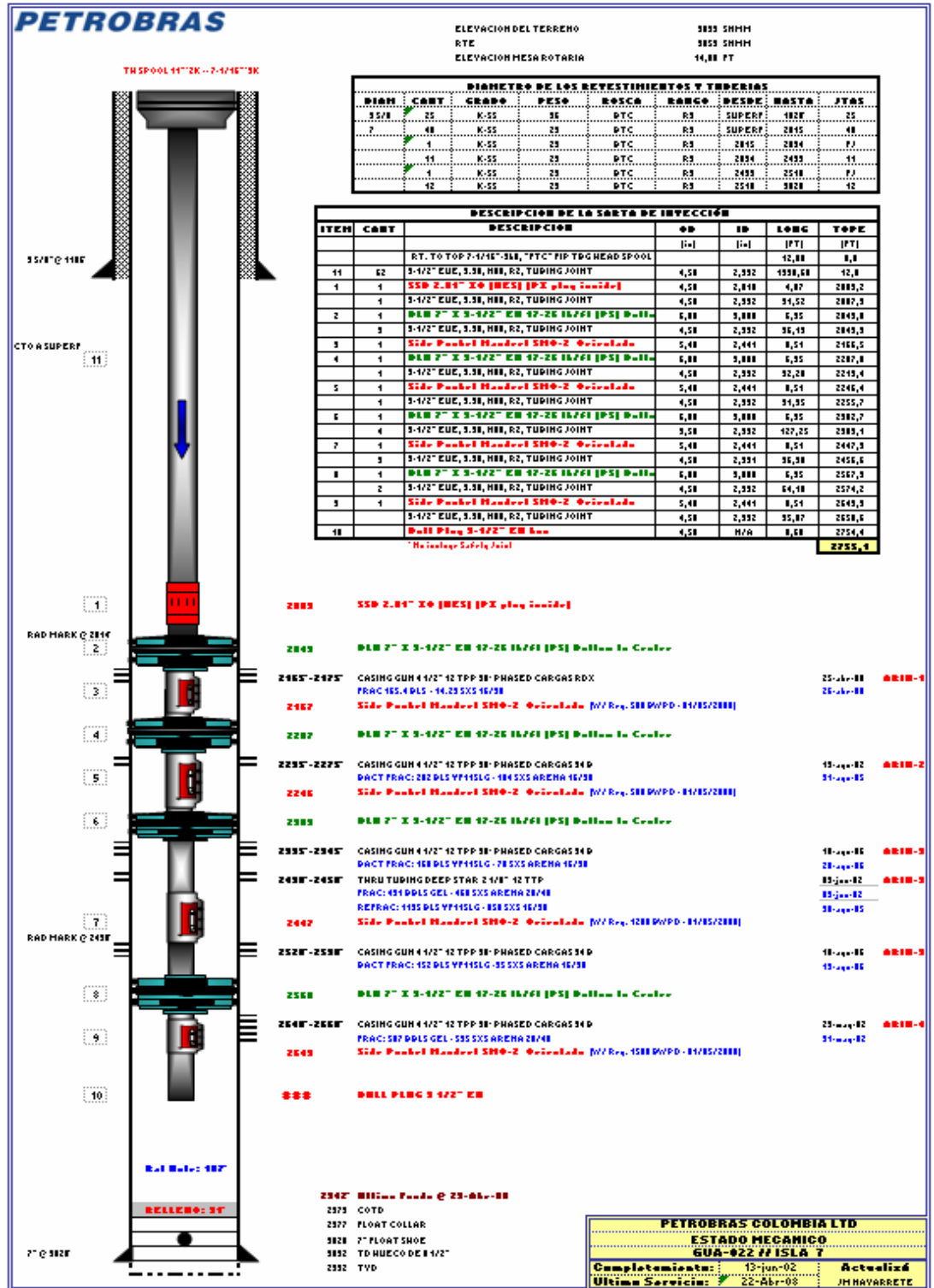
GUANDO-016



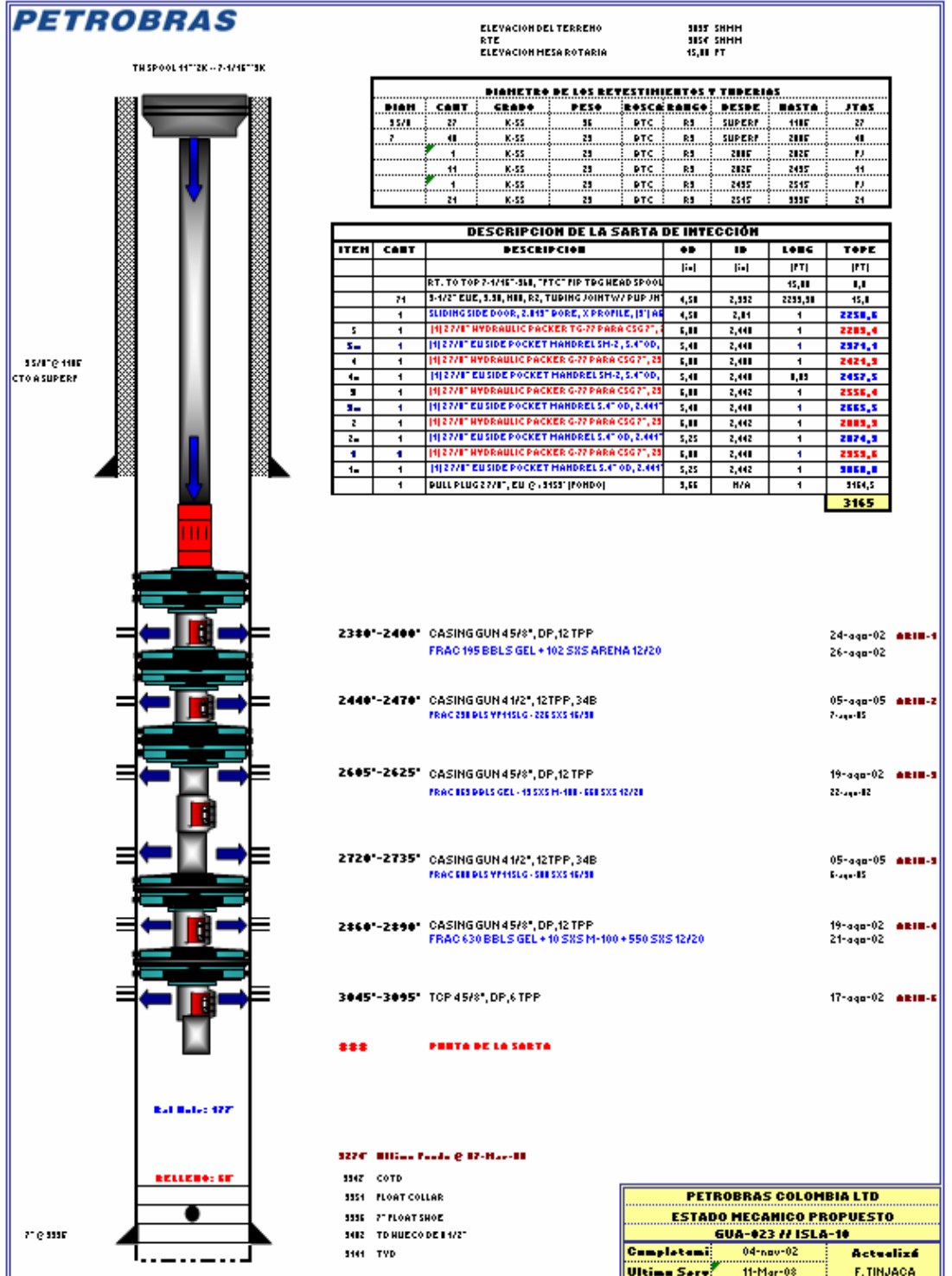
GUANDO-017



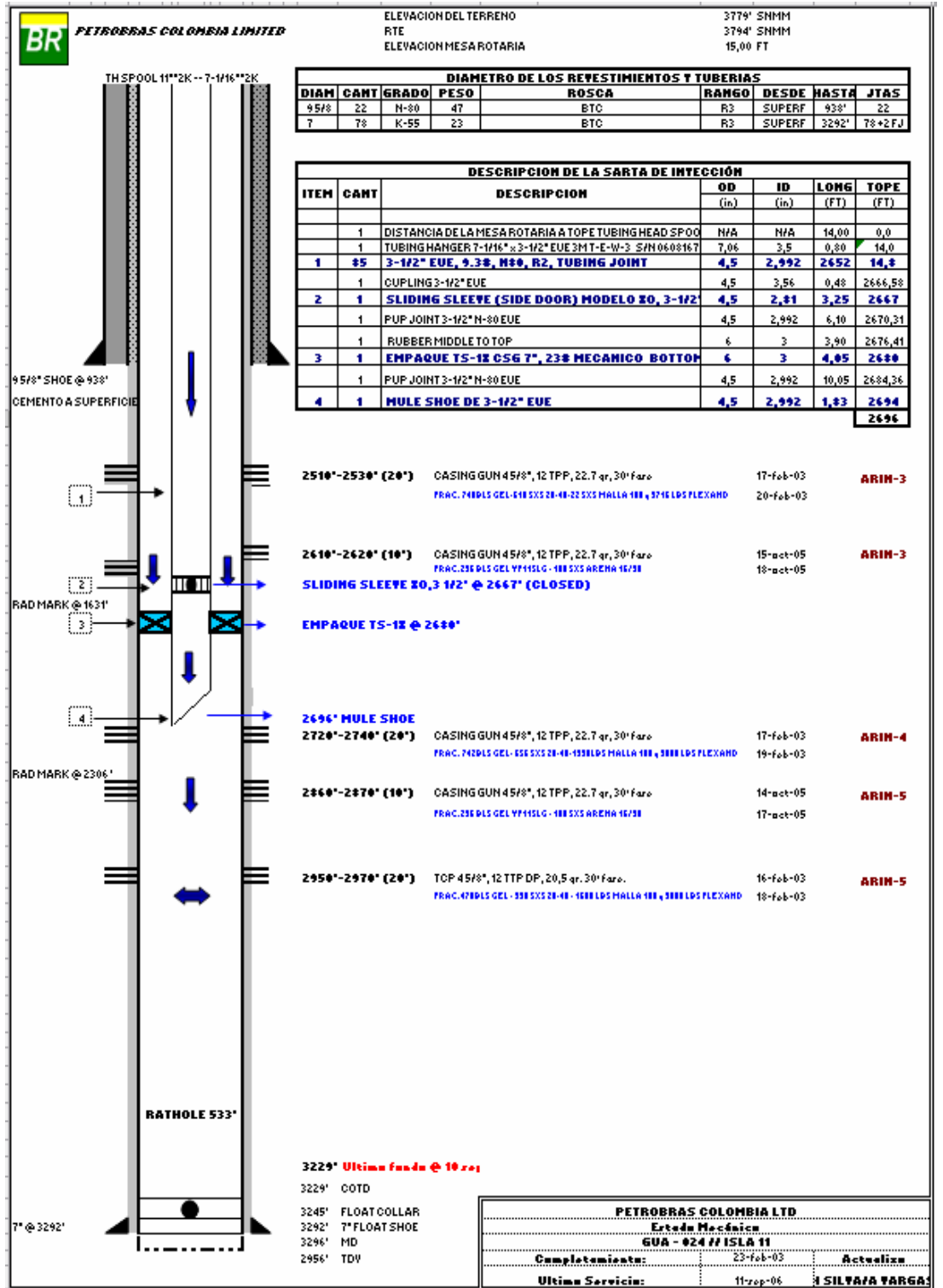
GUANDO-022



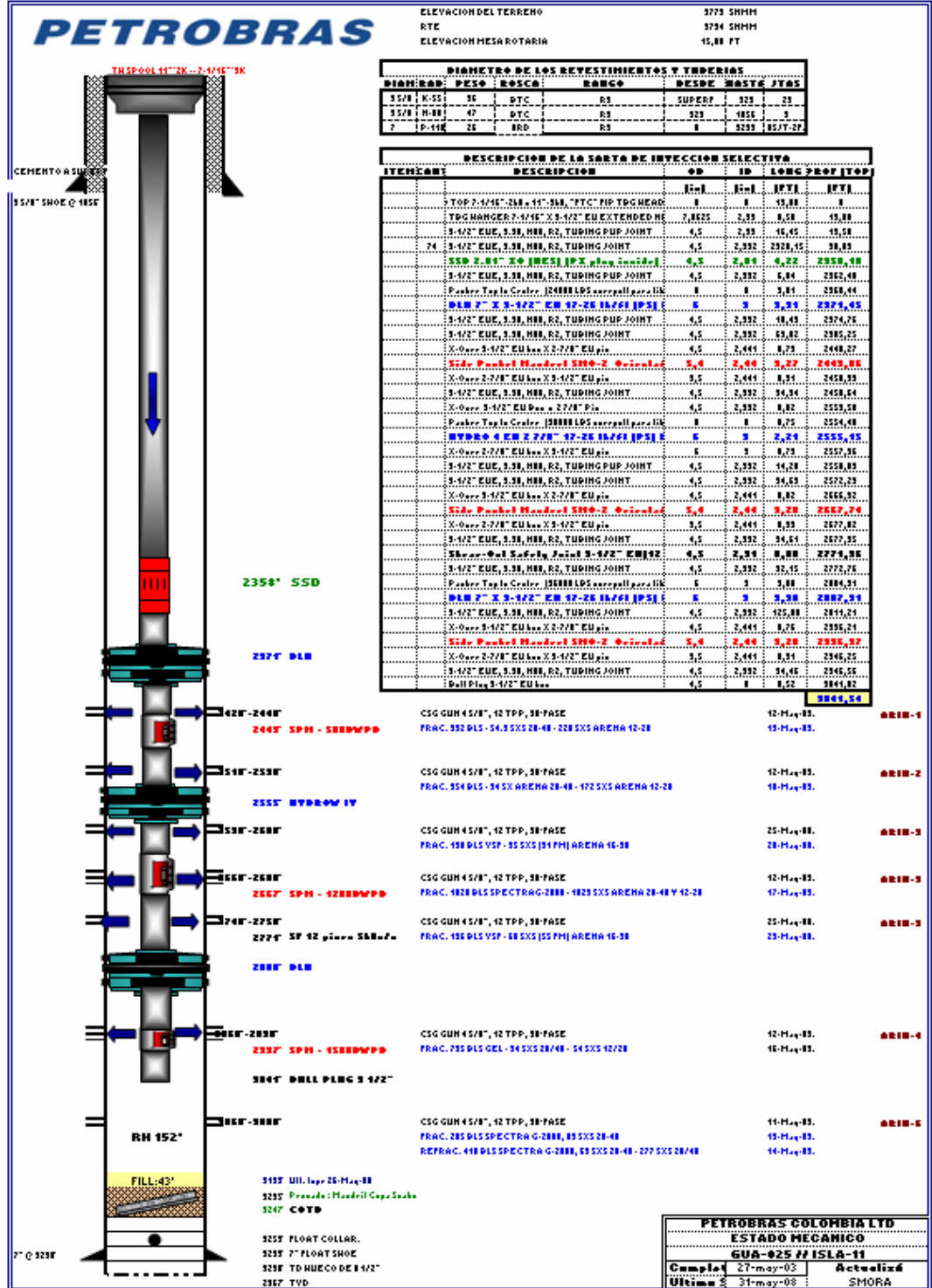
GUANDO-023



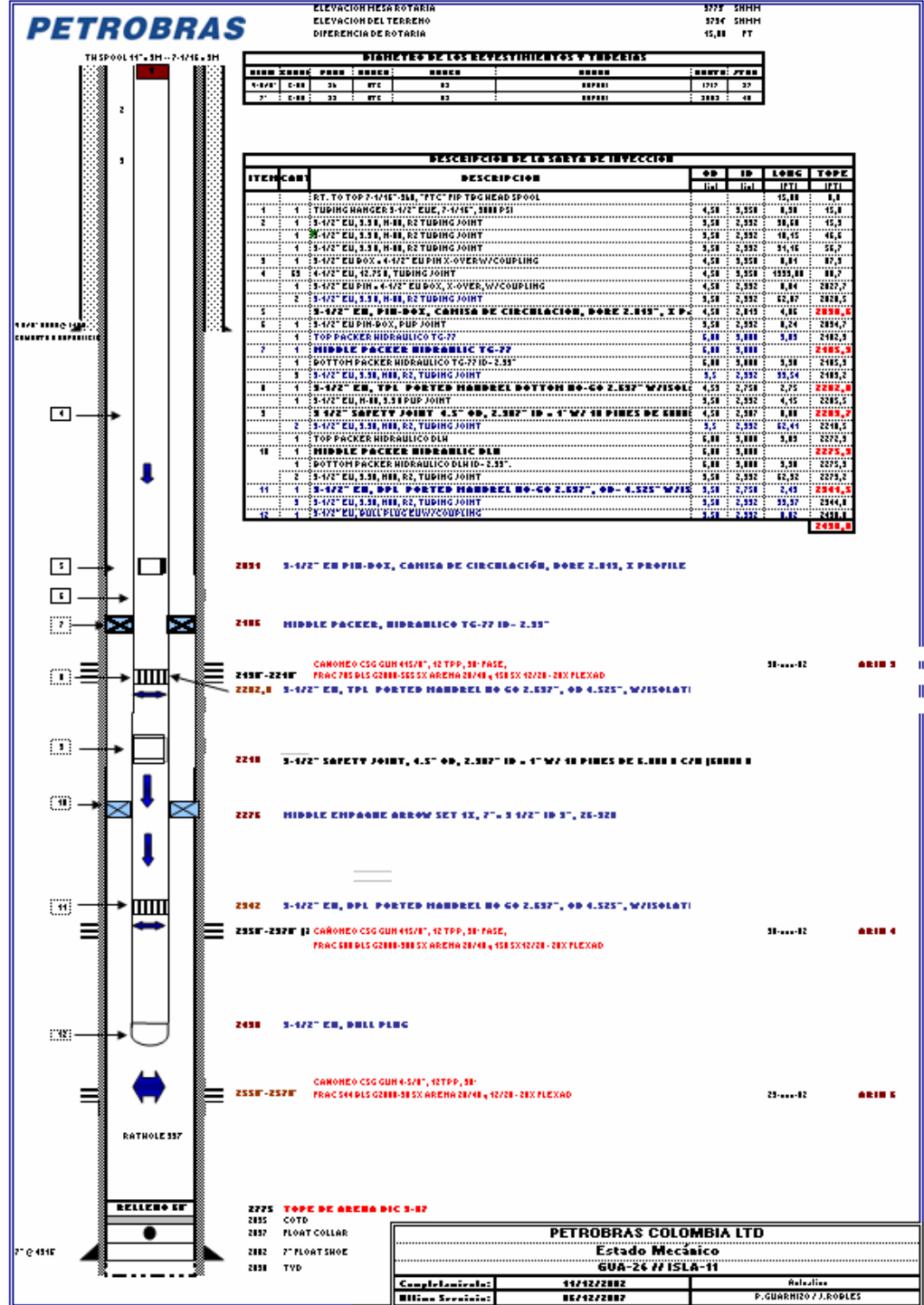
GUANDO-024



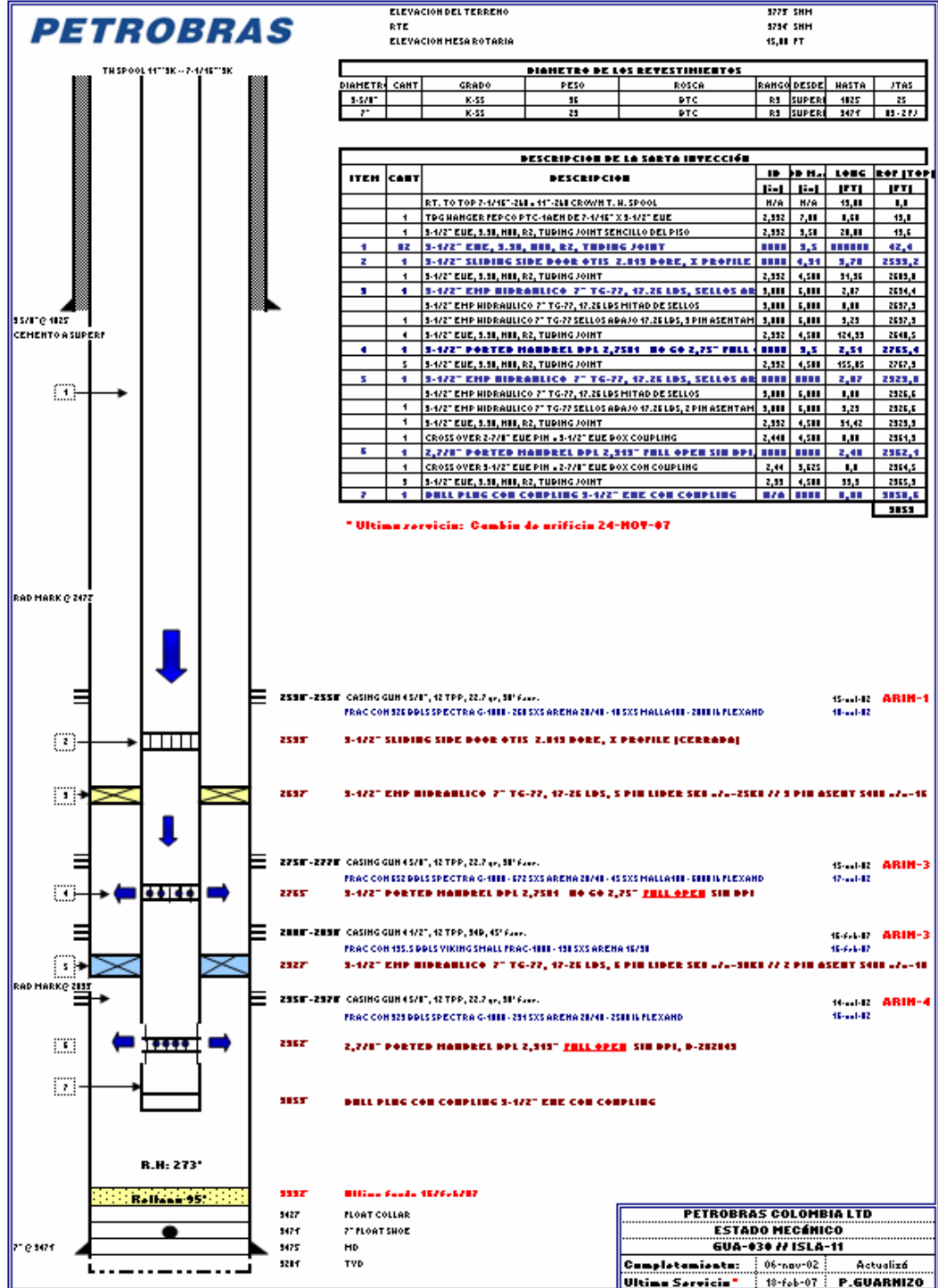
GUANDO-025



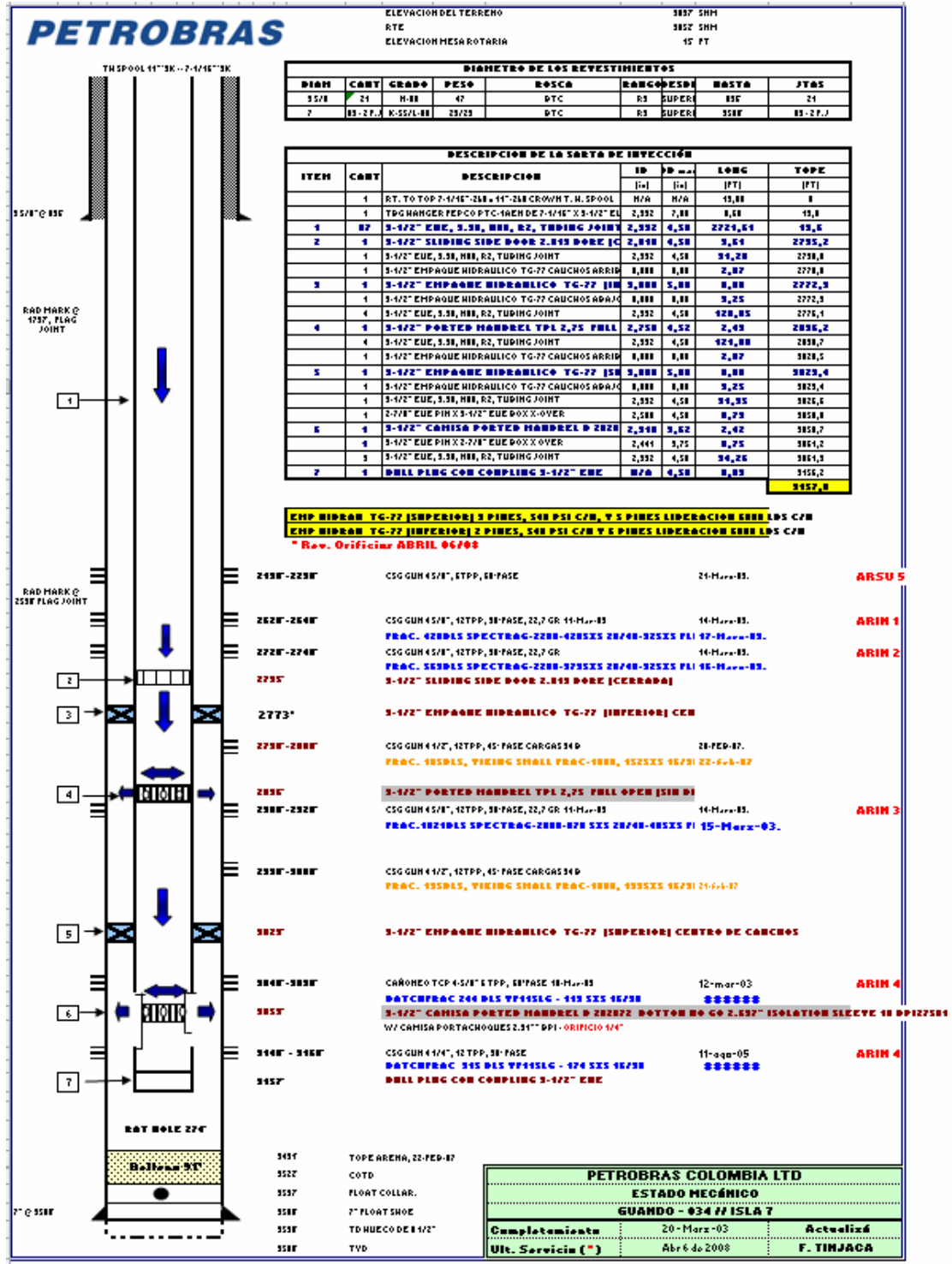
GUANDO-026



GUANDO-030



GUANDO-034



PETROBRAS

ELEVACION DEL TERRENO 3837 SHM
 RTE 3852 SHM
 ELEVACION MESA ROTARIA 15 FT

DIAMETRO DE LOS REVESTIMIENTOS							
DIAM	CANT	GRABO	PESO	ROSCA	RANGOS	TIPO	JTAS
3 1/8	24	H-88	47	DTC	R3	SUPER	24
7	85-27.4	K-55/L-88	29/23	DTC	R3	SUPER	85-27.4

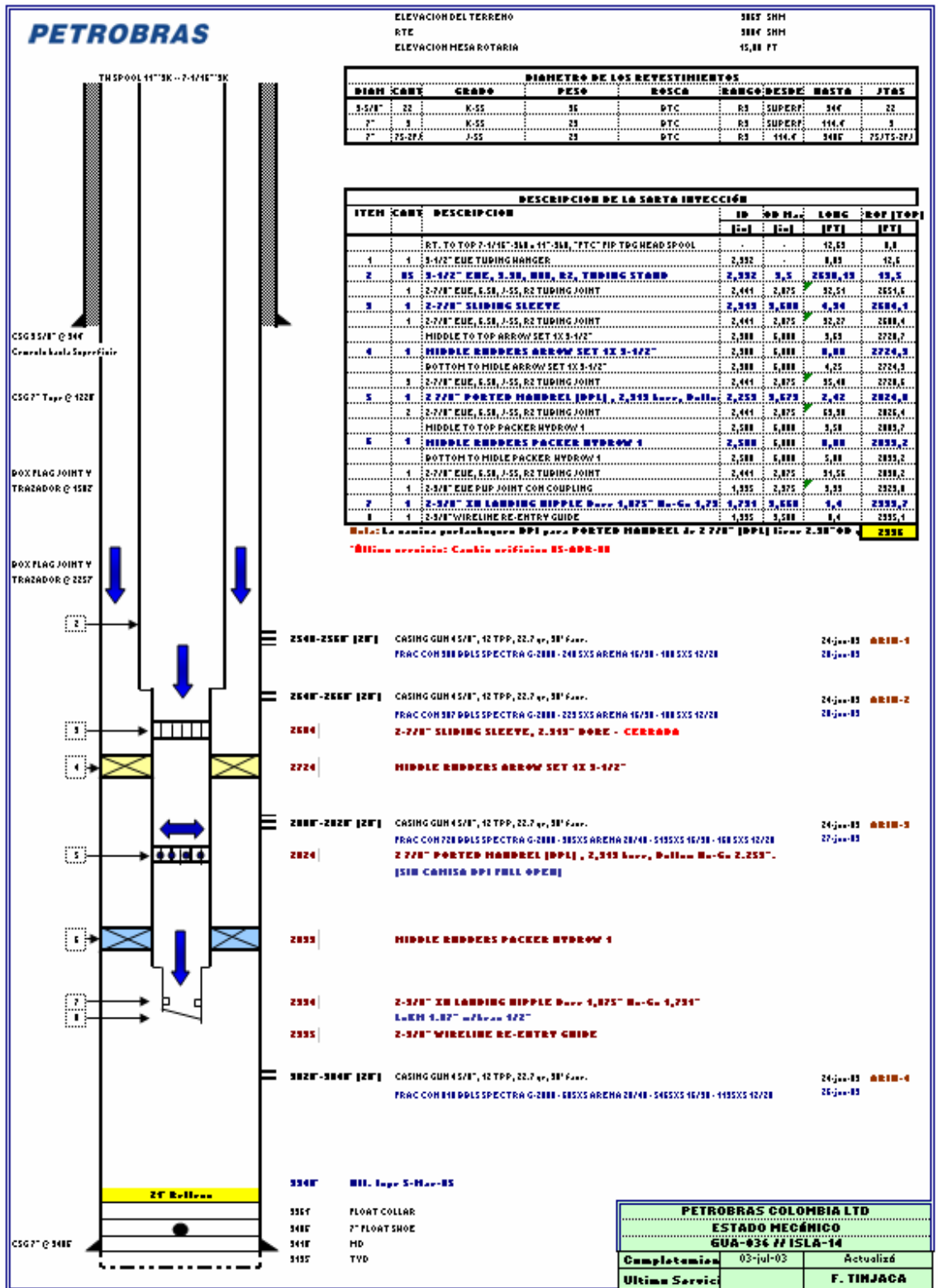
DESCRIPCION DE LA SARTA DE INYECCION							
ITEM	CANT	DESCRIPCION	ID		LONG	TOPE	
			[In]	[In]		[FT]	[FT]
1	1	RT. TO TOP 7-1/4" 2 1/4" 11" 2 1/4" CROWN T. H. SPPOOL	N/A	N/A	15.88		1
	1	TBG HANGER TPCO PTC 4WCH DZ 7-1/4" X 3-1/2" EL	2.332	7.88	1.58		15.8
1	87	3-1/2" EMB, 3.38, H88, R2, TUBING JOINT	2.332	4.58	2724.54		15.5
2	1	3-1/2" SLIDING SIDE DOOR 2.815 BORE TC	2.818	4.58	3.54		2735.2
1	1	3-1/2" EUE, 3.38, H88, R2, TUBING JOINT	2.332	4.58	34.28		2738.8
1	1	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 CAUCHOS ARRIB	1.888	1.88	2.87		2738.8
3	1	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 [IN]	3.888	5.88	1.88		2772.3
1	1	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 CAUCHOS ABAJO	1.888	1.88	3.25		2772.3
4	4	3-1/2" EUE, 3.38, H88, R2, TUBING JOINT	2.332	4.58	128.85		2772.3
4	1	3-1/2" PORTED HANDBREL TPL 2.75 FULL	2.758	4.52	2.43		2836.2
4	4	3-1/2" EUE, 3.38, H88, R2, TUBING JOINT	2.332	4.58	124.88		2836.2
1	1	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 CAUCHOS ARRIB	1.888	1.88	2.87		2836.5
5	1	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 [5H]	3.888	5.88	1.88		3822.4
1	1	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 CAUCHOS ABAJO	1.888	1.88	3.25		3822.4
1	1	3-1/2" EUE, 3.38, H88, R2, TUBING JOINT	2.332	4.58	34.28		3826.6
1	1	2-7/8" EUE PIN X 3-1/2" EUE BOX X-OVER	2.588	4.58	8.75		3826.6
6	1	3-1/2" CAMISA PORTED HANDBREL D 2828	2.318	3.62	2.42		3828.7
1	1	3-1/2" EUE PIN X 2-7/8" EUE BOX X-OVER	2.444	3.75	8.75		3841.2
1	1	3-1/2" EUE, 3.38, H88, R2, TUBING JOINT	2.332	4.58	34.28		3841.2
7	1	DRILL PLUG COB COMPLING 3-1/2" EMB	N/A	4.58	3.85		3852.8

EMP HIDRAU TG-77 [SUPERIOR] 3 PINES, 548 PSI C/FM, Y 5 PINES LIBERACION ENB LOS C/FM
 EMP HIDRAU TG-77 [INFERIOR] 2 PINES, 548 PSI C/FM Y 5 PINES LIBERACION ENB LOS C/FM
 * Rev. Oficiaria ABRIL 06/05

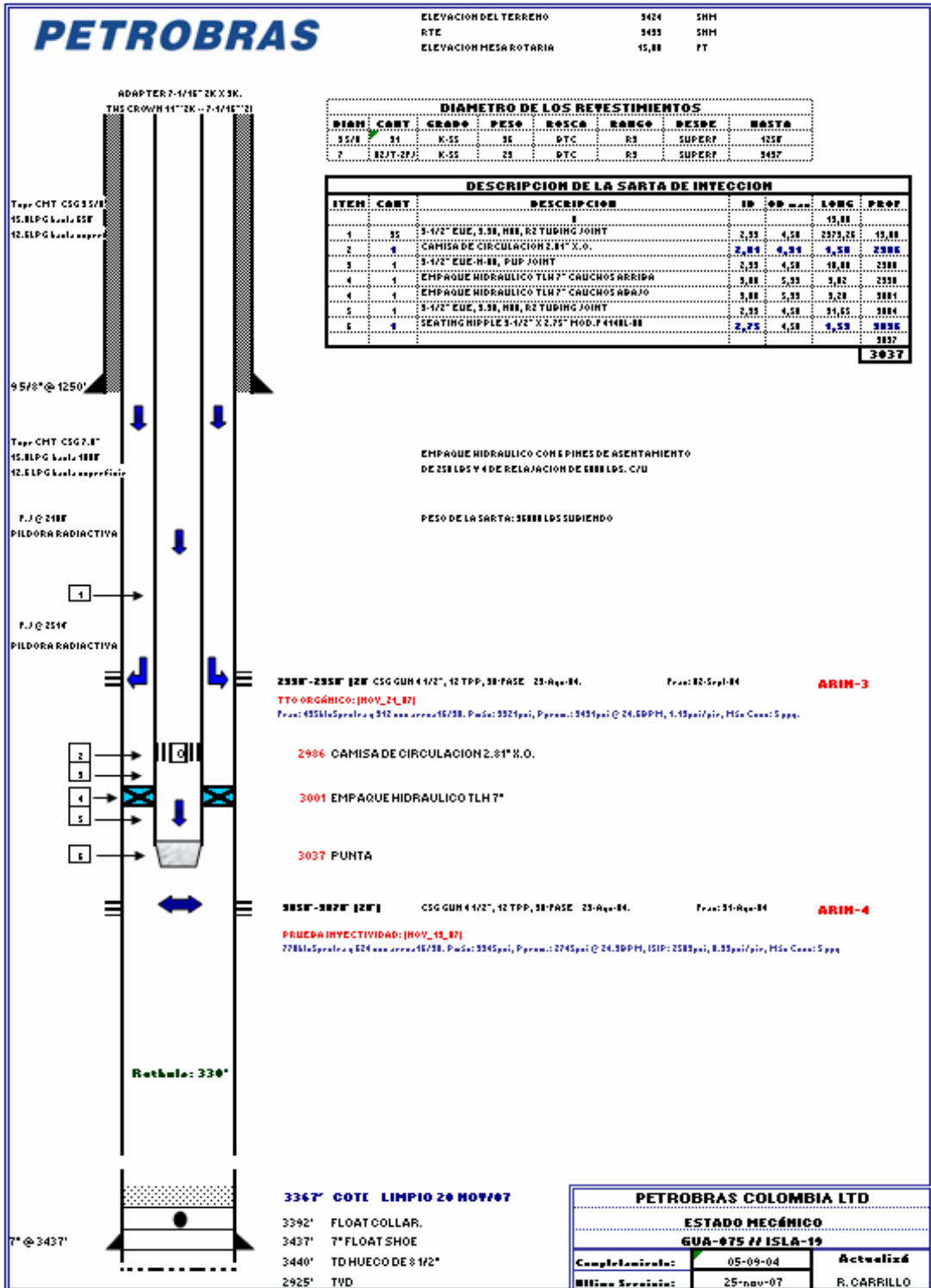
2498'-2528'	CSG GUN 4 5/8", 8TTP, 88-FASE	24-Mar-03.	ARSU 5
2628'-2648'	CSG GUN 4 5/8", 12TTP, 88-FASE, 22,7 GR 14-Mar-03	14-Mar-03.	ARIN 1
2728'-2748'	FRAC. 428DL5 SPECTRAC-2288-4285XS 28/48-325XS FLI 17-Mar-03.		
	CSG GUN 4 5/8", 12TTP, 88-FASE, 22,7 GR	14-Mar-03.	ARIN 2
2795'	FRAC. 385DL5 SPECTRAC-2288-3755XS 28/48-325XS FLI 16-Mar-03.		
	3-1/2" SLIDING SIDE DOOR 2.815 BORE [CERRADA]		
2773'	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 [INFERIOR] CEN		
2798'-2808'	CSG GUN 4 1/2", 12TTP, 45-FASE CARGAS 349	28-FEB-07.	
	FRAC. 485DL5, VIBING SHALL FRAC-1888, 4555XS 16231 21-6-07		
2836'	3-1/2" PORTED HANDBREL TPL 2.75 FULL OPEN [5IN DI]		
2888'-2928'	CSG GUN 4 5/8", 12TTP, 88-FASE, 22,7 GR 14-Mar-03	14-Mar-03.	ARIN 3
	FRAC. 485DL5 SPECTRAC-2888-878 5XS 28/48-485XS FLI 15-Mar-03.		
2938'-3008'	CSG GUN 4 1/2", 12TTP, 45-FASE CARGAS 349		
	FRAC. 455DL5, VIBING SHALL FRAC-1888, 4555XS 16231 21-6-07		
3025'	3-1/2" EMPAQUE HIDRAULICO TG-77 [SUPERIOR] CENTRO DE CAUCHOS		
3048'-3058'	CAÑONCO TCP 4-5/8" 8TTP, 88-FASE 18-Mar-03	12-mar-03	ARIN 4
	DATCHFRAC 244 DL5 VP45SLC - 143 5XS 16738	*****	
3055'	3-1/2" CAMISA PORTED HANDBREL D 2828/2 BOTTOM HO CO 2.837 ISOLATION SLEEVE 18 DP1275H		
	W/ CAMISA PORTACHOQUES 2.31" DPI -ORIFICIO 1/4"		
3148' - 3168'	CSG GUN 4 1/4", 12TTP, 88-FASE	11-aug-05	ARIN 4
	DATCHFRAC 345 DL5 VP45SLC - 174 5XS 16738	*****	
3157'	DRILL PLUG COB COMPLING 3-1/2" EMB		
343F	TOPE ARENA, 22-FEB-87		
352F	COTD		
353F	FLOAT COLLAR.		
358F	7" FLOAT SHOE		
353F	TD-NUECO DE 8 1/2"		
358F	TVD		

PETROBRAS COLOMBIA LTD		
ESTADO MECANICO		
GUANDO - 034 // ISLA 7		
Completamiento	20-Mar-03	Actualizad
Ult. Servicio (*)	Abr 6 de 2008	F. TINJACA

GUANDO-036



GUANDO-075



GUANDO-079

ELEVACION DEL TERRENO	4241	SNH
RTE	4226	SNH
ELEVACION MESA ROTARIA	45,88	FT

DIAMETRO DE LOS REVESTIMIENTOS						
DIAM	GRABO	PESO	BOSCA	BANCO	DEBDE	HASTA
3 1/2"	K-55	36	BTC	R3	SUPERF	547
7	H88-J55-K55	23-23-33	BTC	R3	SUPERF	381F

DESCRIPCION DE LA SARTA (PCP)						
ITEM	CANT	DESCRIPCION	OD [in]	ID [in]	LONG [FEET]	LONG [M]
1	1	RT. TO TOP 7-1/4" - 3 1/2" - 11" - 3 1/2", "FTC" FIP TDG HEAD SPO	N/A	N/A	15,88	4,83
2	1	HALF TUBING HANGER 2-3/8" TWO STEP-HP BOX	2,86	2,86	8,38	2,55
3	1	2-3/8" TWO STEP-HP, DOUBLE PIN	2,86	2,86	8,65	2,63
4	1	X/OVER 2-7/8" EU PIN - 2-3/8" TWO STEP-HP BOX	2,45	1,94	8,81	2,68
5	1	2-7/8" EU COUPLING SPECIAL CLEARANCE	2,88	2,44	8,65	2,63
6	1	PUP JOINT 2-7/8" EUE - 4.5 8/PT, N-88	2,88	2,44	5,62	1,71
7	1	2 7/8" INTEGRAL EXTENSION	2,45	2,44	5,74	1,75
8	1	STATOR HYDROW II PACK SETBACK 7 PINES - BOX	5,88	5,88	17,23	5,25
9	1	YAC BAR SSB 2-7/8" EU PIN - PIN (BACK STG)	5,88	5,88	5,88	1,80
10	1	2-7/8" EU COUPLING SPECIAL CLEARANCE	2,48	2,44	8,65	2,63
11	1	SWAGE HIPPLE 2-3/8" EU PIN X 2-3/8" EUE PIN	2,48	1,94	8,65	2,63
12	1	2-3/8" EU, 4.7 8/PT, J55, R2, TDC PUP JNT	2,48	1,94	8,86	2,69
13	1	MIDDLE TO TOP HYDROW II, 7" PACKER	5,88	5,88	1,75	0,53
14	1	CENTER HYDROW II PACK SETBACK 7 PINES -	5,88	5,88	8,88	2,70
15	1	BOTTOM TO MIDDLE HYDROW II, 7" PACKER	5,88	5,88	8,65	2,63
16	1	BULL PLUG 2-3/8" NU BOX	2,88	N/A	8,61	2,62
					8,88	2,70

DESCRIPCION DE LA SARTA DE INYECCION						
ITEM	CANT	DESCRIPCION	OD [in]	ID [in]	LONG [FEET]	LONG [M]
1	1	RT. TO TOP 7-1/4" - 3 1/2" - 11" - 3 1/2", "FTC" FIP TDG HEAD SPO	N/A	N/A	15,88	4,83
2	1	HALF TUBING HANGER 2-3/8" EUE BOX	2,86	2,86	8,38	2,55
3	1	HIPIPLE 2-3/8" CS HYD PIN - PIN	2,88	2,88	8,65	2,63
4	1	SLIDING SLEEVE, 2-3/8" CS HYD IN: 1.8" PIN	2,88	2,88	3288,558	1002,3
5	1	2-3/8" TWO STEP-HP, 4.7 8/PT, J55, R2, TUBING JOINT	2,875	2,87	5,67	1,72
6	1	X/OVER 1.3" NU BOX X 2-3/8" CS HYD BOX	2,88	2,88	39,84	12,14
7	1	X/OVER 1.3" HOLLOW ROD BOX - 1.3" NU PIN	2,75	1,65	8,61	2,62
8	1	CONNECTOR HOLLOW ROD 1888 PIN X PIN	1,98	1,94	8,84	2,69
9	1	HOLLOW ROD 1.3" NU PIN X HOLLOW ROD 1888 BOX	1,98	1,98	8,75	2,67
10	1	CONNECTOR HOLLOW ROD 1888 PIN X PIN	1,98	1,98	35,81	10,92
11	1	HOLLOW ROD 1.3" NU PIN X HOLLOW ROD 1888 BOX	1,98	1,98	8,16	2,49
12	1	CONNECTOR HOLLOW ROD 1888 PIN X PIN	1,98	1,98	35,88	10,94
13	1	X/OVER 1.3" HOLLOW ROD BOX	1,98	1,98	8,16	2,49
14	1	SAFETY JOINT 1.3" NU PIN - BOX W/FS EA, SS	2,45	1,62	8,72	2,65
15	1	X/OVER 1.3" NU PIN - 1.3" NU BOX	2,45	1,98	8,88	2,70
16	1	X/OVER 2-3/8" EU PIN - 2-3/8" NU BOX	2,98	1,62	1,18	0,36
17	1	MIDDLE TO TOP HYDROW II, 7" PACKER	5,88	5,88	8,28	2,52
18	1	CENTER HYDROW II PACK SETBACK 7 PINES -	5,875	2,41	1,75	0,53
19	1	BOTTOM TO MIDDLE HYDROW II, 7" PACKER	5,875	2,41	4,82	1,47
20	1	2-3/8" EU, 4.7 8/PT, J55, R2, TUBING PUP JOINT	2,975	1,97	3,17	0,97
21	1	BULL CATCHER 2-3/8" EU PIN - BOX 3488 PSI	3,863	8,88	8,36	2,55
22	1	ENTRY GUIDE EU 2 3/8" BOX	3,862	2,88	8,48	2,58

NOTA: EL EMPAQUE SIENTA Y LIBERA POR LA SARTA DE INYECCION, WEATHERFORD LE MANIFIESTO A IPCE, QUE SI SE LA SARTA DE INYECCION POR LA JUNTA DE SEGURIDAD, EL EMPAQUE LIBERA TENSIONANDO LA SARTA DE PRO

238F-238F 12F	CSG GUN 4-1/2", 12TPP, Carqar 34B	*****	ARIM 1
Gel Pill: 3816Gel, 155x16/38 (1)pt, 2378pt@28kpa, 875pt/gir, PCreado:2264pt.			
315F-317F 12F	CSG GUN 4-1/2", 12TPP, Carqar 34B	*****	ARIM 3
F.azo: 4680Gel-Gel-5285x16/38, 1628@ 23kpa, PCreado: 1355pt, 8.64pt/gir, 1.111Caso: 4.5			
328F-328F 12F	CSG GUN 4-1/2", 12TPP, Carq ARIM-3	*****	ARIM 3
F.azo: 4550Gel-Gel-4875x16/38, P.azo: 3228pt@1.5kpa, 1628pt@23kpa, P.Cazo: 835pt, 8.55p			
**** CENTER HYDROW II PACK SETBACK 7 PINES - 258,pt@C/FB; LIDERAR: 6 PINES X 4258, pt@ C/FB			
338F-348F 12F	CSG GUN 4-1/2", 12TPP, Carqar 34B	*****	ARIM 4
F.azo: 336 Gel-Gel-332 5x16/38 (36 case total), P.azo: 1423pt, 333pt@ 28kpa, G.az: N/A Caso 07-fob-05			

3746	H88-J55-18-85-88
3747	COTD
3818	FLOAT COLLAR.
3819	7" FLOAT SHOE
3825	HD TOTAL DEEP
388F	TVD

PETROBRAS COLOMBIA LTD	
ESTADO MECANICO	
GUANDO - 079	
A. YARGAS	28-jun-05
J.M NAVARRETE	16-jun-08