

**EVALUACION Y PRUEBAS DE ASEGURAMIENTO PARA FLUIDOS
DE COMPLETAMIENTO EN EL PIEDEMONTA LLANERO**

FARID ABOUZELOF CUELLAR

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

SANDRA MILENA GORDILLO ORTIZ

Universidad Surcolombiana

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2008**

**EVALUACION Y PRUEBAS DE ASEGURAMIENTO PARA FLUIDOS
DE COMPLETAMIENTO EN EL PIEDEMONTE LLANERO**



FARID ABOUZELOF CUELLAR

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

SANDRA MILENA GORDILLO ORTIZ

Universidad Surcolombiana

Trabajo dirigido de grado para optar por el título
de Ing. de Petróleos

Asesores

JOSE DARIO REYES

Especialista de Fluidos - NALCO

CARLOS MARIO SIERRA

Ingeniero de Petróleos

Escuela de Procesos y Energía – UNAL

INGENIERO HUGO OSORIO

Especialista de Fluidos – BP Colombia

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD INGENIERIA

INGENIERIA DE PETRÓLEOS

NEIVA - HUILA

2008

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a Dios por darnos la oportunidad de seguir creciendo en nuestro camino como profesionales. A nuestras familias, amigos y compañeros.

Al excelente recurso humano y profesional de Drilling & Completion de *BP* Colombia, que nos hicieron sentir como parte del equipo de trabajo y que compartieron con nosotros algo más que sus conocimientos.

A los ingenieros: Hugo Osorio especialista en fluidos de *BP* y José Darío Reyes representante de Nalco para *BP*, por su compromiso y colaboración con el proyecto.

A los profesores de las universidades Nacional: Carlos Mario Sierra, Abel Naranjo, Marco Antonio Ruiz, Sergio Lopera; y Surcolombiana: Freddy Humberto Escobar, Ervin Aranda, Haydee Morales, Orlando Mayorga y en general a todos los profesores de las facultades de Minas e Ingeniería de Petróleos.

Farid Abouzelof Cuellar
Sandra Milena Gordillo Ortiz

DEDICATORIA

Quiero agradecer a DIOS por colmarme de bendiciones y permitirme estar aquí obteniendo un logro más en mi vida. Por supuesto a mi MAMÁ que me cuida desde el cielo intercediendo por mí y guiándome por el camino del bien, ese camino que ella siempre quiso que yo siguiera y por el que algún día llegaré a ser el hombre que ella siempre quiso que fuese.

A mi mejor amigo: mi papá; y la mujer de mis ojos: mi hermana, que todo me lo han dado, pero sobretodo por su amor, dedicación y entrega incondicional.

A Natalia quien ha sido 'mi todo' en los últimos años.

A mis compañeros, a todos y cada uno de ellos que hicieron posible este sueño.

Farid Abouzelof Cuellar

Quiero dedicar este logro a Dios por derramar siempre sus más generosas bendiciones sobre mí. A mis padres Evelio Gordillo y María Victoria Ortiz por enseñarme siempre que en la vida las grandes metas se logran con esfuerzo, por su amor, apoyo y dedicación. A mis hermanitos Nataly y Emilio, que son una razón más en mi vida.

A mis tías Rosalba y Luz Mariela, a mi abuelita Mariela quienes me han visto crecer y me han acompañado incondicionalmente.

A quienes han estado presente en mi vida enriqueciendo cada momento, especialmente a mis AMIGOS: Mario, Alex, Luis Eduardo y Fredy, por cuidarme y consentirme tanto...

Sandra Milena Gordillo Ortiz

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE TABLAS.....	6
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE ANEXOS	8
RESUMEN.....	9
ABSTRACT	10
1 INTRODUCCIÓN	11
2 GENERALIDADES DEL CAMPO	12
2.1 ESTRATIGRAFÍA.....	12
3 MARCO TEORICO	15
3.1 GENERALIDADES.....	15
3.2 FLUIDOS DE CONTACTO.....	15
3.2.1 Densidad.....	17
3.2.2 Temperatura de Cristalización.	17
3.2.3 Daño de Formación	17
3.2.4 Componentes de los Fluidos de Contacto.....	21
3.3 FLUIDOS DE NO CONTACTO O DE EMPAQUE	22
3.3.1 Corrosión	22
3.3.2 Componentes de los Fluidos de No Contacto o Fluidos de Empaque:	24
3.4 SELECCIÓN DE LA SALMUERA	25
4 PRUEBAS DE ASEGURAMIENTO Y RESULTADOS	27
4.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO	28
4.2 PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	34
4.3 PRUEBAS DE TENSIÓN INTERFACIAL	36
4.4 PRUEBAS DE AUTOCLAVE (CORROSIÓN DE LARGO ALIENTO).....	37
5 CONCLUSIONES	51
6 RECOMENDACIONES.....	52
7 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Aspectos referentes a la planeación y diseño del fluido de completamiento.	16
Tabla 2. Principales componentes de los fluidos de completamiento.	26
Tabla 3. Pozos elegidos	27
Tabla 4. Pozos completados antes del 2005 e intervenidos entre el 2005-2007	27
Tabla 5. Formulaci3n Salmuera DL-XA	28
Tabla 6. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relaci3n A	28
Tabla 7. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relaci3n B	29
Tabla 8. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relaci3n C	29
Tabla 9. Formulaci3n Salmuera Inhibida CP-XC	30
Tabla 10. Formulaci3n Salmuera Sin Inhibir CP-XC	30
Tabla 11. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relaci3n A	30
Tabla 12. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relaci3n B	31
Tabla 13. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relaci3n A	31
Tabla 14. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relaci3n B	32
Tabla 15. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relaci3n C	32
Tabla 16. Formulaci3n Salmuera BR-XJ	33
Tabla 17. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relaci3n A	33
Tabla 18. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relaci3n B	33
Tabla 19. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relaci3n C	34
Tabla 20. Resultados Pruebas Tensi3n Interfacial	37
Tabla 21. Fluidos Probados En Autoclave	38
Tabla 22. Características de los Cupones de Prueba	39
Tabla 23. Condiciones de Prueba	40
Tabla 24. Velocidades de corrosi3n	41
Tabla 25. Observaciones importantes luego del retiro de los cupones	43
Tabla 26. Perfiles de Anclaje	44
Tabla 27. Resumen Resultados Prueba de Autoclave	45
Tabla 28. Parámetros de Formiato de Sodio, Potasio, Cesio	48
Tabla 29. Biodegradaci3n Aer3bica de Formiatos	48
Tabla 30. Pruebas de Corrosi3n electroquímica. Acero	50

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Zona de Estudio – Piedemonte Llanero.	12
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero	14
Figura 3. Hinchamiento de arcillas	18
Figura 4. Migración de finos	19
Figura 5. Distribución de fluidos en el medio poroso.	19
Figura 6. Bloqueo por incremento en la saturación.	20
Figura 7. Corrosión.	23
Figura 8. Densidades máximas de trabajo para salmueras comunes de completamiento.....	25
Figura 9. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación A.....	28
Figura 10. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación B	29
Figura 11. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación C	29
Figura 12. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relación A.....	30
Figura 13. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relación B.....	31
Figura 14. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación A.....	31
Figura 15. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación B.....	32
Figura 16. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación C.....	32
Figura 17. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación A	33
Figura 18. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación B.....	33
Figura 19. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación C.....	34
Figura 20. Prueba de retorno de permeabilidad para Formiato de Sodio	35
Figura 21. Prueba de retorno de permeabilidad para Cloruro de Amonio.....	36
Figura 22. Equipos empleados en preparación de Fluidos	38
Figura 23. Registro Fotográfico de cupones previo a la prueba.	39
Figura 24. Retiro de Cupones del Autoclave.	40
Figura 25. Cupones del sistema B después de ser retirados	42
Figura 26. Cupones del sistema C después de ser retirados	42
Figura 27. Cupones después de limpieza química	44
Figura 28. Pesos relativos de las salmueras.....	47
Figura 29. Temperatura de Transición de un Polímero (Goma Xántica)	47
Figura 30. Polímeros sin Temperatura de Transición.	48
Figura 31. Perfil de Biodegradación Referido al Formiato de Sodio	49

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Contaminantes comunes en los fluidos de completamiento.	53
ANEXO B. Control de pérdidas dentro del pozo.....	54
ANEXO C. Fluidos de completamiento en operaciones especiales.....	57
ANEXO D. Glosario	60

RESUMEN

Palabras Claves: Fluidos de Completamiento, daño de formación, fluidos de empaque, salmueras, formiatos, pruebas de aseguramiento.

Los fluidos de completamiento juegan un importante papel en la industria petrolera, debido a que son empleados durante la etapa de terminación de un pozo siendo fundamentales para la productividad del mismo. Es por eso que la definición de características adecuadas mediante la realización de pruebas, procedimientos correctos de aplicación y monitoreo constante, permiten optimizar los resultados y estar a la vanguardia de las tecnologías empleadas a nivel mundial.

Así, es posible realizar una caracterización de los fluidos e implementar las mejores prácticas que serán aplicadas a nuevos proyectos, en busca de un incremento en los estándares de calidad lo que incluye eficiencia en las operaciones, reducción de costos y mejoramiento de las competencias del personal implicado.

El presente trabajo muestra cuáles son los fluidos que mejor desempeño presentan en operaciones de completamiento y que se recomiendan para las operaciones de BP Colombia. Se trabaja con base en los pozos del Piedemonte Llanero, especialmente aquellos completados en el período 2005-2007, ya que en este lapso de tiempo han ocurrido cambios de los fluidos convencionales y se han implementado nuevas propuestas a nivel internacional por parte de las compañías especialistas en el tema.

ABSTRACT

Keywords: Completion fluids, formation damage, packer fluids, brines, formates, assurance tests, BP.

The completion fluids have an important role in the oil industry, because they are used during the well completion operation being critical for its productivity. That's why the definition of appropriate characteristics through testing, correct procedures for implementation and ongoing monitoring, allow for optimum results and be in the forefront of the technologies used worldwide.

Thus, it is possible to characterize the fluids and implement best practices that will be applied to new projects, looking for an increase in the quality standards which includes efficiency in operations, reducing costs and improving the skills of the staff involved.

This investigation shows what are the highest performance fluids in completion operations and why we recommended it for BP Colombia operations. This investigation is based in all the wells in Piedemonte field, especially those completed between 2005-2007, owing to the fact that on this time period, fluid changes have been implemented in the referred field and new proposals have been developed worldwide by specialists in fluid service companies.

1 INTRODUCCIÓN

Durante varios años los pozos fueron completados en sobrebalance con lodo, o en el mejor de los casos con salmuera sucia o salmuera contaminada. Muchos pozos sufrieron graves daños con este proceso, usualmente superados mediante cañoneo. Hoy en día los completamientos en hueco abierto son muy comunes. En tales operaciones cualquier daño que ocurra durante la perforación o el completamiento no puede ser mitigado mediante el cañoneo e intentar removerlo requiere costosos tratamientos remediales. Obviamente se prefiere que el daño nunca ocurra. Esto ha dado lugar a los fluidos conocidos como “drill-N” y fluidos “limpios” ó salmueras para completamiento que están siendo considerados más y más cada día por su impacto en la productividad del pozo. Si los fluidos y procedimientos correctos son utilizados durante la perforación del yacimiento y el completamiento del pozo, el daño puede ser controlado a valores aceptables.

En un sentido más amplio, cualquier fluido que entre en contacto con la zona productora o que permanezca durante un período considerable de tiempo en el anular tubing-casing en un pozo, es considerado un fluido de completamiento. Sin embargo, en esta categoría se incluyen aquellos fluidos usados en operaciones de cañoneo, empaques de grava, tratamientos químicos, fracturamiento hidráulico, limpieza del hueco, operaciones en zonas selectivas, y de reemplazo de tubería y/o accesorios de fondo.

Esta investigación pretende mediante las diferentes pruebas a las que se someten los fluidos de completamiento utilizados en los pozos del Piedemonte Llanero, hacer un análisis comparativo entre los resultados de estas obtenidos y los estándares exigidos por la operadora, para así tener un indicativo de cuáles han sido los mejores fluidos, lo que ayudará a hacer una planeación y ejecución más efectiva de futuros proyectos.

Para proporcionar una idea del área de ubicación de los pozos, en la primera parte del documento se encuentran algunas generalidades del campo como ubicación, características geológicas, entre otras.

En la segunda sección se presentan las principales consideraciones para seleccionar un fluido de terminación y asegurar una instalación exitosa del equipo y/o herramientas de completamiento. Además, se describen los mecanismos potenciales de daño de formación por exposición a dichos fluidos y la planeación, selección y preparación de los mismos.

Finalmente se hace una breve descripción de las pruebas de aseguramiento referenciándolas a su correspondiente norma ASTM ó API practicadas a los fluidos para luego verificar que los fluidos empleados en los pozos han cumplido con los estándares y así seleccionar aquellos que han tenido mejor desempeño.

Nota: Las pruebas de aseguramiento aquí descritas, sólo evalúan el fluido de completamiento en cuanto a su potencial de daño y sus características de corrosión.

2 GENERALIDADES DEL CAMPO

El Departamento de Casanare está ubicado en la zona oriental de Colombia, al noroccidente de la Orinoquía, abarcando una amplia faja de la cordillera Oriental de los Andes, donde se localiza el campo en estudio (Figura 1). Los campos fueron descubiertos en la década de 1990 por la compañía inglesa British Petroleum Exploration (BP)^[1].



Figura 1. Zona de Estudio – Piedemonte Llanero.

2.1 ESTRATIGRAFÍA

La Cordillera Oriental de Colombia, se funda sobre un basamento precámbrico, afectada por eventos orogénicos en el proterozoico y el paleozoico, eventos ígneos y procesos sedimentarios en el Mesozoico y procesos sedimentarios en el Terciario. La Cuenca presenta estilos tectónicos bien definidos, que separan o ponen en contacto unidades estratigráficas a lo largo de un tren estructural que sigue un patrón regional NE-SW.

El Piedemonte de los Llanos corresponde fisio-gráficamente a las estribaciones orientales de la cordillera conocida como el cinturón plegado, correspondiente a un frente de cabalgamiento limitado por dos grandes fallas inclinadas al oeste. El lado este del Macizo de Quetame y de la Cordillera, está limitado por un cinturón de fallas cabalgantes a lo largo de las cuales rocas del Cambro Ordovísico, Devónico y Cretáceo, han sido cabalgadas hacia el este sobre rocas del Mioceno, así como rocas Cretáceas sobre rocas del Plioceno. Este cinturón plegado está limitado en el sur por las fallas de Santa María y Guaicaramo y hacia el norte por las Fallas de Guaicaramo y Yopal.

Rocas sedimentarias marinas del Cretáceo ocupan extensas zonas de la Cordillera Oriental, las cuales se manifiestan en algunos sitios de la Serranía del Perijá como conglomerados basales y en otros como capas de calizas o lutitas, las cuales reposan discordantemente sobre rocas del Grupo Quetame y del Grupo Farallones. Estas secuencias litológicas que comienzan con conglomerados, areniscas y limolitas fluviales y deltáicas, también cuenta con areniscas, calizas y limolitas marinas. La sedimentación continúa con lutitas, calizas, areniscas e intercalaciones locales de limonitas silíceas, mantos de carbón, evaporitas y rocas fosfóricas.

En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica del Campo en estudio. Puede observarse que las formaciones productoras son Mirador, Barco y Guadalupe, mientras que las formaciones sellos son Los Cuervos y Carbonera; la formación generadora es Gachetá, de 1000 pies de espesor. De igual forma se identifican las formaciones que supereyacen al yacimiento, denominadas como Guayabo y León. A continuación se realiza una breve descripción de los aspectos generales más importantes de las formaciones que comprenden la columna estratigráfica.

Formación Guayabo: Representa la última sedimentación de la cuenca. Esta formación es de edad Plioceno-cuaternaria. Constituida por una alternancia de material detrítico, fino y grueso. Esta dividida en dos miembros, superior e inferior, siendo más arcilloso el inferior.

Formación León: Pertenece al Terciario -Mioceno medio- y constituye el único sello eficaz de la cuenca. Compuesta por shales y arcillas, con delgadas inter-estratificaciones, de granos finos poco consolidados. Además se encuentran intercalados lentes de dolomita oolítica.

Formación Carbonera: Desarrollada desde el Oligoceno al mioceno temprano. Consiste en una alternancia de rocas arcillo-limosas, limonitas, limonita arenosa y areniscas. La formación Carbonera se divide en 8 miembros, llamados C-1, C-2, C-3, C-4, C-5, C-6, C-7 y C-8. Las unidades del C-1 al C-6 se desarrollaron como consecuencia de transgresiones y regresiones oligocenas-miocenas, mientras que la unidad C-7 y C-8 se depositaron durante el Oligoceno.

Formación Mirador: Esta es la formación productora más importante de la cuenca con aproximadamente el 50 % de los hidrocarburos del yacimiento. La formación Mirador es de edad Eoceno tardío. Se encuentra dividida en dos miembros, denominados Inferior y Superior. La formación Mirador tiene un espesor promedio de 400 pies.

Formación Los Cuervos: Es la formación sello que separa las formaciones productoras Mirador y Barco. La formación Los Cuervos es del Paleoceno tardío. Constituida por areniscas cuarzosas separadas por arcillolitas. Esta formación consiste principalmente de lodolitas moteadas, arcillolitas, limonitas y en menor proporción areniscas de grano fino.

Formación Barco: Esta formación es almacenadora –productora-. Corresponde al Terciario -Paleoceno tardío-. Descansa sobre la discordancia que está relacionada con procesos tectónicos -orogénia pre-Andina-. La formación Barco tiene un espesor promedio de 300 pies.

Formación Guadalupe: La Formación Guadalupe corresponde al Cretáceo –Campaniano- y está limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. La discordancia de la base pone en contacto lodolitas de plataforma o areniscas de shoreface de la Formación Gachetá con areniscas de canales estuarinos del Guadalupe. La superficie de inconformidad del tope pone en contacto esta formación con rocas del Paleoceno tardío o del Eoceno tardío; el origen de esta discordancia está relacionado con procesos tectónicos. La formación Guadalupe tiene un espesor promedio de 2000 pies.

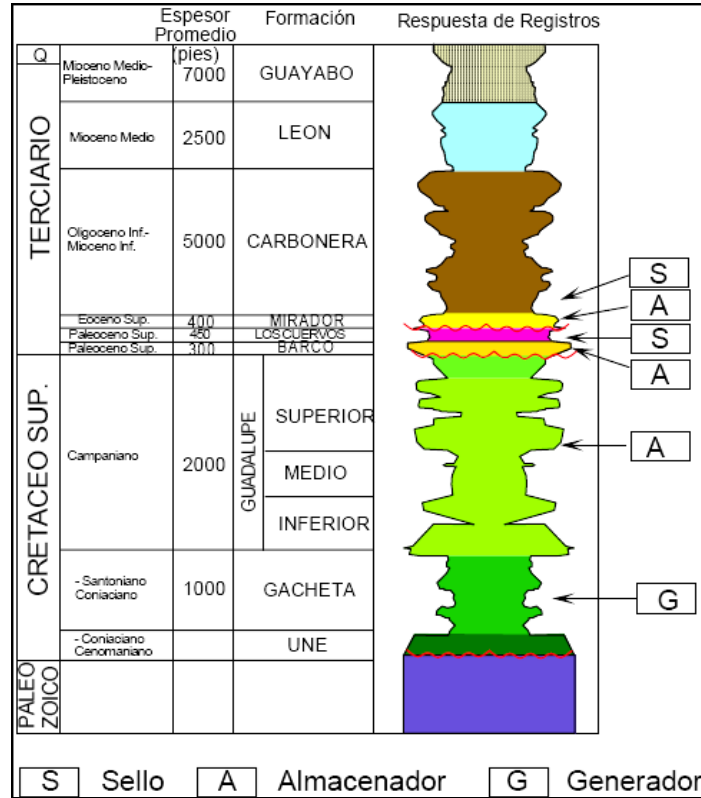


Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero

Formación Gacheta: Esta es la formación generadora. Esta conformada por conjunto medio arcilloso, intercalado con niveles pequeños de calizas finamente arenosa con contenido variable de Glauconita. Corresponde al Cretáceo -Coniaciano-Santoniano-, esta delimitada en la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión.

3 MARCO TEORICO

Introducción

Este capítulo describe los principales factores que deben ser considerados al seleccionar un fluido de completamiento de bajo potencial de daño. Debería, sin embargo, notarse que no importa cuánto cuidado se tenga al optimizar las operaciones de completamiento en hueco abierto, esto no evitará el daño durante la fase de perforación. La misma atención debe tenerse al seleccionar el fluido “drill-N” para el yacimiento en los completamientos planeados en hueco abierto. En términos de productividad de pozo, la mayoría de aspectos relacionados con los fluidos de completamiento pueden aplicarse por igual a los fluidos “drill-N”.

A continuación se presenta una breve discusión teórica que envuelve los aspectos concernientes en la correcta selección de un fluido de completamiento, refiriéndose a *fluidos de completamiento de Contacto y de No Contacto* para identificar los que en algún momento entran en contacto con el yacimiento y los que no, respectivamente.

3.1 GENERALIDADES

Las propiedades específicas requeridas para un fluido de completamiento varían con el tipo de formación, presión de poro y tipo de operación. Los factores que son críticos durante una operación de completamiento no siempre son importantes en una operación de perforación en donde la costra de filtrado puede prevenir pérdidas significantes de fluidos a la formación. Similarmente, un fluido puede causar un daño severo en un tipo particular de formación y ser totalmente benigno en otro.

La principal función de un fluido de completamiento es controlar la presión de formación mientras exhibe, principalmente, un bajo potencial de daño de formación y una corrosividad aceptable. En determinadas operaciones aquí denominadas operaciones especiales, el fluido debe, además de las anteriores, tener la habilidad de transportar sólidos (Ver Anexo C).

En la tabla 1 se presenta un resumen con todos los aspectos que se tratan en la planeación y diseño del fluido de completamiento.

3.2 FLUIDOS DE CONTACTO

Los fluidos de completamiento de Contacto son aquellos que entran en contacto con la formación y/o los fluidos allí contenidos. Por esta razón, es de vital importancia garantizar que los fluidos que ingresen al pozo no alteren la estabilidad química de las arcillas y no generen ni fortalezcan emulsiones existentes. De ahí la importancia de las pruebas de Retorno de Permeabilidad y de Compatibilidad de Fluidos detalladas y estandarizadas en las normas API-RP 40 y API-RP 42^[2] respectivamente. En el Capítulo 4 se muestra una breve descripción de estas pruebas.

A continuación se presenta la descripción e importancia de la densidad, temperatura de cristalización y daño de formación en los fluidos de Contacto así como de sus principales componentes.

Tabla 1. Aspectos referentes a la planeación y diseño del fluido de completamiento.

Parámetro	Aspectos importantes	Datos Requeridos
Densidad	La densidad del fluido debe ser suficiente para proveer la presión hidrostática requerida por el yacimiento. Los efectos de la temperatura y presión en la densidad deben ser considerados.	BHP, BHT y la presión de sobrebalance requerida.
	No seleccionar una salmuera que supere el límite de la densidad máxima, ej. No seleccionar cloruro de sodio si la salmuera requerida de 10 ppg, a menos que una más soluble (Bromuro de sodio) este a la mano y que permita incrementar la densidad.	Máximo margen de seguridad requerido
Temperatura de Cristalización	Asegurar que la salmuera tenga una temperatura de cristalización inferior a la más baja temperatura a la que se prevé será expuesta.	La temperatura más baja prevista
Química	Para evitar el daño de formación, la salmuera debe ser compatible químicamente con el agua de formación.	Análisis de agua de formación, BHT, BHP.
	Para evitar el daño de formación, la salmuera debe ser compatible con las arcillas	Información sobre el tipo de arcillas en el yacimiento. Si no está disponible se requerirá un corazón con una muestra representativa.
	Estabilidad de las arcillas expuestas contenidas en las secuencias del yacimiento	Muestras representativas de arcillas y muestra de salmuera.
Metalurgia	La corrosión de los tubulares de fondo particularmente a condiciones de alta temperatura y/o gases ácidos	BHT, BHP, tipo de salmuera propuesta, examen de metalurgia, naturaleza de los fluidos de yacimiento.
Limpieza	Los sólidos en la salmuera pueden causar daño de formación o impedir operaciones de corrida de herramientas de fondo.	
Control de Arena / Malla de Bloqueo	Mallas de control de arena corridas en fluidos cargados de sólidos pueden taponarse o atascarse.	Muestras de lodo y características de las mallas.
Pérdidas en fondo	Pérdidas descontroladas de fluido completamiento. Comúnmente asociado a daño mecánico de la costra de filtrado cuando se corre el liner/malla	Distribución del tamaño de poro de formación, tipo e indicador de malla de arena muestra de corazón representativa.
Compatibilidad de elastómero	Fluidos de completamiento, salmueras notablemente divalentes, pueden causar que los componentes elastómeros de las herramientas se deformen.	Muestras de elastómeros, BHT, BHP a una profundidad relevante. Muestra de fluido de completamiento.
Lubricación	En trayectorias de pozos altamente desviadas o tortuosos la pobre lubricación intrínseca de muchas de las salmueras pueden impedir que el completamiento alcance la profundidad deseada.	Datos de la geometría del pozo, muestra de salmuera, muestra de lubricante.

3.2.1 Densidad

La densidad es la propiedad más crítica de un fluido de completamiento dado que la columna de fluido en el pozo es el mecanismo principal para el control del mismo. La densidad del fluido debe ser cuidadosamente seleccionada para proveer la suficiente cabeza hidrostática controlando así la presión de formación. Las salmueras son la opción preferida como fluidos de completamiento porque no interactúan con las arcillas de formación y porque la densidad requerida puede lograrse sin la adición de sólidos insolubles.

Los fluidos libres de sólidos son preferidos ya que proveen una densidad estable, evitan la invasión de sólidos en la formación y reducen el potencial de acumulación de sólidos al tope de las herramientas de fondo.

La densidad es una función de la presión y la temperatura. Como la temperatura de la salmuera se incrementa, el volumen incrementa y es ahí donde la densidad falla. En cambio una disminución en la temperatura causa un incremento en la densidad. El efecto de la presión es proporcional, es decir, la densidad aumenta con el incremento de la presión, y en cierta medida, tiende a compensar el efecto de la temperatura, aunque en la mayoría de las aplicaciones dentro del pozo el efecto de la temperatura es el dominante.

Ignorando los efectos de la temperatura y presión y empleando simplemente la densidad medida en superficie, generalmente se tendrá una presión hidrostática menor en el fondo del pozo que la predicha. Los especialistas en fluidos de *BP* y las compañías de servicios utilizan programas de computación para estipular los efectos de la presión y temperatura sobre la salmuera. Estos programas pueden calcular la densidad de la salmuera en superficie que proporcionará la presión hidrostática requerida para una situación en particular.

3.2.2 Temperatura de Cristalización.

Tres valores son empleados para describir la tendencia a cristalizar:

- Primer cristal en aparecer (PCEA)
- Temperatura real de cristalización (TRC)
- Ultimo cristal en disolverse (UCED)

La temperatura real de cristalización de la salmuera es hallada por medio del método API ^[3]. Así la temperatura específica de cristalización de la salmuera debe ser cercana a la mínima temperatura esperada en superficie para evitar una reducción de la densidad ya que así se forman cristales en superficie lo que puede provocar problemas en control de presión. Cuando la sal empieza a cristalizarse, puede taponar las válvulas y líneas dejando como resultado retrasos y altos costos.

3.2.3 Daño de Formación

El daño de formación que ocurre durante las operaciones de completamiento y workover es particularmente crítico en el sentido de que no puede ser mitigado mediante cañoneo y los tratamientos remediales pueden ser difíciles y costosos. La selección, preparación y manipulación correcta del fluido de completamiento son por lo tanto fundamentales en el éxito productivo del pozo.

Formaciones con buena permeabilidad, no tendrán sólo buena productividad sino también libertad de tomar fluidos del pozo. Si el fluido que entra al espacio poroso no es compatible con las arcillas y fluidos de formación, la formación se deteriorará.

Si la formación tiene una permeabilidad extremadamente pobre, la selección del fluido de perforación no es tan crítica, entonces es poco probable que se produzca un daño considerable, haciendo innecesario algún trabajo de estimulación como fracturamiento hidráulico. Sin embargo, la selección de los fluidos de fractura es tan importante como en el caso de los de completamiento ya que estos fluidos, en algún momento, también entran en contacto con el yacimiento.

3.2.3.1 Mecanismos de Daño de Formación

Algunos factores que causan daño de formación son descritos a continuación. Para asegurar que el daño se limite a niveles aceptables todos estos aspectos deben ser tratados al seleccionar el fluido de completamiento y las píldoras asociadas. La planeación debe empezar en una etapa temprana para permitir hacer pruebas como la de Retorno de Permeabilidad. De esta manera, se debe reconocer que la prueba de daño de formación es un proceso largo que puede tomar de dos a tres meses para arrojar resultados completos.

3.2.3.1.1 Taponamiento de poros por Arcillas y/o migración de finos.

Hinchamiento de arcillas: Arcillas sensibles al agua como la montmorillonita y capas intercaladas de arcillas pueden expandirse al exponerse al agua fresca o agua de baja salinidad. Los cambios en la salinidad traerán cambios en la hidratación y en las fuerzas entre las partículas de las arcillas. Los cationes, dependientes de su carga, pueden alterar las características de unión y de expansión de las arcillas. Por lo tanto, es de esperar que cualquier cambio en la composición del fluido, cause un cambio en la disposición física de las partículas de las arcillas ya sea a través efectos físicos o físico-químicos.

Cuando el hinchamiento ocurre, la arcilla ocupa más espacio en la garganta del poro o puede llegar a ser frágil y propensa a la migración y, por cualquiera de estos fenómenos taponar la garganta de los poros. Este tipo de daño es irreversible.

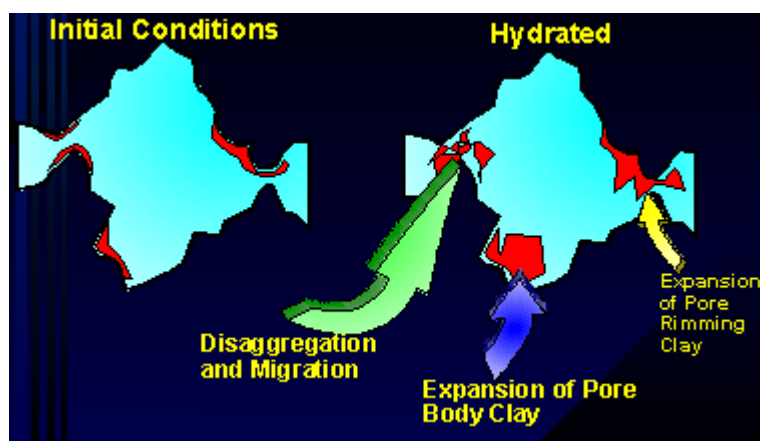


Figura 3. Hinchamiento de arcillas

Trabajos de laboratorio han mostrado que una gran variación en la salinidad puede causar que cualquier tipo de arcilla se hinche o migre. El filtrado de agua fresca en muchos de los casos causa daños en rocas que contengan arcillas hinchables. Sin embargo, salmueras con salinidad extremadamente alta también pueden causar problemas en rocas que tienen agua de formación

con una salinidad baja. Por otro lado, si el fluido que invade tiene una composición iónica correcta, es decir cerca de la salinidad del agua de formación, las arcillas permanecerán en equilibrio y la probabilidad de que se presente migración será reducida.

Migración de finos: Partículas finas dentro de la estructura de poro de las rocas en el yacimiento, pueden ser movidas por el flujo de fluido cuando la Velocidad Crítica de Migración de Finos^[4] es excedida. La fuerza ejercida sobre las partículas por la velocidad del fluido y la viscosidad puede causar que partículas agregadas lleguen a ser mecánicamente separadas. Las partículas son entonces libres y migran hacia la garganta del poro lo que puede provocar la disminución de la permeabilidad de la roca.

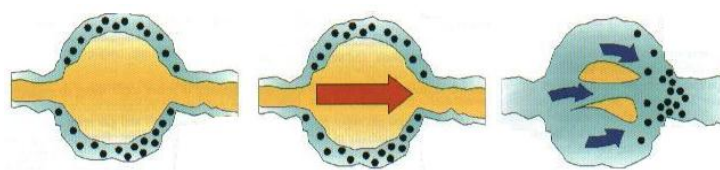


Figura 4. Migración de finos

3.2.3.1.2 Cambios en la humectabilidad de la roca

La humectabilidad o mojabilidad es la tendencia de una superficie sólida a dejarse mojar preferiblemente por un fluido en presencia de otros fluidos con los cuales es inmisible. El fluido que se adhiere sobre la superficie se denomina fase humectante.

La humectabilidad es una propiedad que modifica los resultados de cualquier estudio de flujo multifásico incluyendo medidas de presión capilar, permeabilidad relativa, saturaciones residuales de aceite y agua, comportamiento de la inyección de agua, propiedades eléctricas y simulaciones de recobro mejorado. Para el caso de estudio, son relevantes los efectos sobre la permeabilidad relativa y el incremento en la saturación del agua.

Efectos sobre permeabilidad relativa: Muchas formaciones de arenisca en su estado natural son humectadas por agua, es decir, la superficie de los granos es cubierta con una capa de agua y el hidrocarburo se encuentra en el espacio poroso en equilibrio con el agua que reviste los granos.

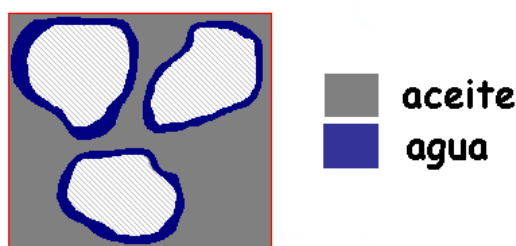


Figura 5. Distribución de fluidos en el medio poroso.

Como el fluido se mueve, la fase aceitosa tiende a deslizarse a lo largo de los límites del agua dejando que esta se quede en la superficie de la arena. Sin embargo, si los fluidos contienen surfactantes humectados por aceite (surfactantes en lodos aceitosos, inhibidores de corrosión,

inhibidores de emulsión, solventes mutuales, etc.) ó reductores de tensión superficial invaden la formación, la humectabilidad natural – al agua – de la roca puede cambiarse reduciendo la eficiencia del flujo del aceite a través del medio poroso.

Incremento en la saturación de agua: Cuando el filtrado de agua o salmuera traspasa la cara de la formación, la saturación de agua se incrementa. Esto puede reducir bastante la permeabilidad relativa al hidrocarburo. Generalmente este efecto es temporal ya que el filtrado muchas veces es retirado de la zona cuando el flujo de hidrocarburo se inicia. Sin embargo, pueden resultar daños permanentes si:

- El filtrado invasor contiene algunos productos que puedan causar cambios de humectabilidad.
- La presión de formación es baja o la permeabilidad es muy baja. Las fuerzas capilares pueden ser superadas lo que no permite que el filtrado pueda ser limpiado. Las fuerzas capilares son inversamente proporcionales al radio del poro, entonces en formaciones apretadas altas presiones se requieren para desplazar el filtrado que está cerca de la cara de la formación. Este efecto es conocido como bloqueo de agua. Este se puede evitar con el uso de lodos base aceite; sin embargo los efectos potenciales adversos de los surfactantes de lodos base aceite tienen que considerarse. Otro enfoque que se ha propuesto es reducir la tensión superficial del filtrado base agua o salmuera con la adición de fluoro-surfactantes, ya que se ha demostrado que una reducción de la tensión interfacial favorece la producción del yacimiento.



Figura 6. Bloqueo por incremento en la saturación.

3.2.3.1.3 Invasión De Polímero

Hay tres mecanismos principales relacionados con la invasión de polímeros que pueden resultar en daño de formación:

- Algunos polímeros incluidos en el fluido que al hacer contacto con el yacimiento son atrapados por las paredes del poro reducen la permeabilidad absoluta de la roca.
- Los polímeros son adicionados para incrementar la viscosidad de la salmuera por varias razones operacionales. (Estos fluidos viscosos son más difíciles de limpiar mediante la producción de hidrocarburos y a largo plazo pueden ser perjudiciales.)
- Cualquier polímero poco hidratado, comúnmente conocido como *fish-eye* u ojo de pescado, puede entrar en los espacios de los poros e hincharse con el tiempo a tal punto que pueden darse drásticas reducciones de la permeabilidad.

3.2.3.1.4 Escamas

La composición de la salmuera de formación puede variar significativamente y si la salmuera de completamiento contiene iones incompatibles, la mezcla de los dos fluidos puede resultar en la

precipitación de sales insolubles en agua. El grado del daño resultante de esto depende de la naturaleza y tamaño de las partículas precipitadas y del tipo de formación.

Las incompatibilidades más comunes ocurren entre especies de carbonatos en aguas de formación y cationes divalentes, particularmente calcio, en salmueras de completamiento. Otra forma común de escama insoluble es la reacción entre el calcio en salmueras de formación y sulfatos presentes cuando el agua de mar es empelada como salmuera de completamiento.

3.2.3.1.5 Bloqueo Por Emulsión

El filtrado perdido en la formación puede formar emulsiones. Esto ocurre con filtrado base agua, base aceite y con salmuera de formación. Las emulsiones generalmente se forman si algunos surfactantes están presentes en el sistema. Surfactantes naturales pueden estar presentes en el crudo y surfactantes manufacturados *siempre* están presentes en el filtrado de lodo base aceite. Se pueden hacer pruebas de laboratorio para evaluar el riesgo de bloqueo por emulsión.

3.2.3.2 pH

Altos valores de pH pueden afectar la estabilidad de las arcillas generando migración o hinchamiento, bloqueando las gargantas de los poros. Por ejemplo, las rocas que tienen sílice amorfo como cemento de la matriz pueden verse afectadas por altos valores de pH. La sílice es disuelta y los finos son liberados y dispuestos para migrar hacia las gargantas de los poros.

Sin embargo para reducir las tasas de corrosión es recomendable incrementar los valores de pH en los fluidos de empaque, ya que estos no entran en contacto con el yacimiento.

3.2.4 Componentes de los Fluidos de Contacto.

Entre los componentes básicos de los fluidos de contacto usados en el Piedemonte llanero, se listan:

- Agua: Fluido base
- Estabilizador de arcillas: Evita el hinchamiento o la migración de arcillas presentes en las gargantas de los poros como consecuencia del desbalance iónico causado por la diferencia de salinidades entre el fluido de completamiento y las arcillas de formación.
- Bactericida: Evita el crecimiento de bacterias sulfato-reductoras que producen H₂S en el pozo.
- Surfactante: Ayuda a controlar las emulsiones. No genera interacción entre los iones y los fluidos de la roca. Se ubica preferencialmente en la interfase de los dos fluidos ayudando a definir las fases. Está presente en fluidos de completamiento base agua o aceite.
- Solvente mutual: Ayuda a evitar la inversión de la humectabilidad.

Sin embargo, en los fluidos de completamiento base aceite, tanto el bactericida como el estabilizador de arcillas son innecesarios, debido a la inhabilidad de las bacterias sulfato-reductoras para establecer colonias en estos medios y la nula sensibilidad de las arcillas a medios y/o fluidos aceitosos.

3.3 FLUIDOS DE NO CONTACTO O DE EMPAQUE

La producción y vida productiva de los pozos petroleros pueden mejorarse mediante la aplicación de fluidos y técnicas de completamiento apropiadas de acuerdo a las características de las formaciones.

El fluido de *No Contacto* debe:

- No generar corrosión.
- Evitar la formación de bacterias sulfato-reductoras.
- Presentar estabilidad a las condiciones de presión y temperatura.
- Permanecer libre de sólidos indeseables.
- No generar daño de formación ni al medio ambiente.
- Facilitar la recuperación de herramientas y equipos de producción que se encuentren en el pozo.

Los fluidos de completamiento de No Contacto permanecen en el espacio anular tubería-revestimiento largos periodos de tiempo y, por lo general, no entran en contacto con la formación productora. Una vez en el espacio anular, el fluido es aislado de los fluidos y gases de la formación haciendo que las tasas de corrosión sean menores después que el oxígeno disuelto ha sido disminuido por la reacción con el revestimiento. Esta tendencia inicial de corrosión es de tipo general con una pequeña pérdida de peso que ocurre a través del área del acero. El tratamiento básico de corrosión requiere un incremento del pH y la adición de un secuestrante de oxígeno. Un correcto monitoreo y control de la corrosión es fundamental para que la integridad del pozo no se vea comprometida.

Sin embargo, la tendencia actual en la industria petrolera apunta al uso de las salmueras de completamiento de Contacto como fluidos de empaque, haciendo que se reduzca notablemente el tiempo y los costos de operación en el completamiento e intervención de los pozos. A continuación se describe el fenómeno de la corrosión y los tipos de corrosión. Finalmente se muestran y se detallan los principales componentes de los fluidos de No Contacto.

3.3.1 Corrosión

Las sales solubles comunes (cloruros de sodio, calcio y potasio) incrementarán las velocidades de corrosión debido al aumento de conductividad de la salmuera relativa al agua fresca. Esto es cierto hasta un punto límite, sobre el cual un incremento en la salinidad puede reducir las tasas de corrosión debido a la baja solubilidad del oxígeno. Por ejemplo, las más altas velocidades de corrosión ocurren en el cloruro de sodio cuando la concentración del cloruro es aproximadamente 20,000 mg/L, valor cercano a la salinidad del agua de mar.

La corrosión severa es causada usualmente por la combinación de la salinidad y la presencia de gas, comúnmente oxígeno, pero el dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden estar presentes en los yacimientos y por lo tanto ser captados en solución por la salmuera de completamiento.



Figura 7. Corrosión.

3.3.1.1 Tipos de Corrosión

3.3.1.1.1 Corrosión Uniforme.

Es una reacción química o electroquímica a lo largo de la superficie del metal. Se identifica por un desgaste general de la superficie. Ejemplos de este tipo de ataques pueden ser el Zinc en ácido clorhídrico y la oxidación a altas temperaturas, lo cual ocurre en atmósferas relativamente secas.

3.3.1.1.2 Corrosión Galvánica.

Se produce cuando entre dos metales de potencial diferente se origina una corriente proporcional a la velocidad de corrosión. El metal más noble se protegerá y el de menos potencial incrementará su velocidad de corrosión.

3.3.1.1.3 Corrosión en rendijas

Es un ataque localizado sobre áreas resguardadas o en pequeñas cavidades con soluciones estancadas. Este tipo de corrosión se localiza dentro de rendijas, huecos, empaques o grietas por origen los pequeños volúmenes de solución estancada en huecos, superficies de empaques, etc., los cuales actúan como puntos propensos a formar zonas de corrosión localizada. Este tipo de corrosión necesita un periodo largo de incubación que depende del tipo de metal y del ambiente que lo rodea.

Los factores que pueden dar origen a este tipo de corrosión son, juntas remachadas, sucios sobre la superficie, cubiertas porosas, productos de corrosión permeables y contactos entre metal y no-metal.

3.3.1.1.4 Corrosión por picaduras

Es un ataque localizado donde la cavidad o agujero es igual o más profundo que el diámetro en la superficie. Este tipo de corrosión es difícil de localizar dado que dichas cavidades comúnmente están ampliamente separadas y cubiertas por otros materiales. Además, la corrosión por picaduras tiene lugar en imperfecciones superficiales (rayas, muescas), impurezas en el metal (inclusiones) y elementos ajenos a él.

3.3.1.1.5 Corrosión por erosión

Se caracteriza por una aceleración de la velocidad de desgaste a causa de un movimiento relativo entre el fluido corrosivo y la superficie metálica que a menudo implica abrasión, acción

mecánica o aumento de la velocidad de ataque, debido al movimiento relativo del metal-medio. La mayoría de los metales son susceptibles a este tipo de corrosión.

3.3.1.1.6 Corrosión por esfuerzos

Se presentan fracturas originadas por la presencia simultánea de esfuerzos de tensión y medios corrosivos. Usualmente, la superficie metálica no muestra indicios del ataque, pero presenta fracturas muy delgadas. El origen de estos esfuerzos pueden ser aplicados, residuales, térmico, de soldadura, pero siempre de tensión. En este tipo de corrosión las finas grietas formadas penetran hacia el interior del metal.

3.3.1.1.7 Corrosión por fatiga

Es la reducción de la resistencia a la fatiga debido a la presencia de medios corrosivos. Su mecanismo se basa en la acción conjunta de esfuerzos cíclicos y medios corrosivos, donde los materiales fallan por debajo del límite de fatiga o punto de cedencia.

3.3.1.1.8 Corrosión por Dióxido de Carbono

La presencia de CO₂ en una salmuera de completamiento puede permitir la formación de ácido carbónico el cual atacará directamente las superficies de metal. El tipo de corrosión que genera es predominantemente por picadura.

3.3.1.1.9 Corrosión por Sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno disuelto en la salmuera puede reaccionar con superficies de acero, produciendo una escama de sulfuro de hierro resultando en zonas de picaduras profundas donde la escama es rota. Esta forma de corrosión no es común a menos que haya altas concentraciones de H₂S; sin embargo puede agravarse por la presencia de oxígeno disuelto. Esto puede minimizarse mediante el uso de un secuestrante de oxígeno y un buen control de pH.

Algunas salmueras son más corrosivas que otras. La velocidad de corrosión puede estimarse mediante pruebas de autoclave que pueden llevarse a cabo en las combinaciones salmuera/metal. Ver Capítulo 4.

3.3.2 Componentes de los Fluidos de No Contacto o Fluidos de Empaque:

Los componentes empleados en las formulaciones de los fluidos de empaque en el Piedemonte Llanero Colombiano son:

- Fluido base: generalmente es agua proveniente de la quebrada Villatina.
- Secuestrante de Oxígeno: ayuda a disminuir el oxígeno disuelto en el fluido con el fin de evitar la interacción de éste con el material del revestimiento y/o tubería de empaque provocando la corrosión de los mismos.
- Bactericida: Ayuda a controlar el crecimiento de colonias de bacterias sulfato-reductoras que pueden generar cantidades significativas de H₂S en el pozo, llevando a serios problemas de corrosión.
- Surfactante: para controlar la formación de emulsiones.
- Inhibidor de corrosión: que fija o cubre la superficie metálica, proporcionando una película protectora que detiene la reacción corrosiva

- Estabilizador de pH: En operaciones en que se prevé contaminación por sulfuro de hidrógeno, ayuda a contrarrestar la naturaleza ácida del sulfuro de hidrógeno manteniendo un pH adecuado en la salmuera.
- Densificantes: Se emplean sólo si la densidad de la salmuera no es suficiente para mantener equilibrio de presiones en el anular.

También es posible emplear fluidos base aceite como fluidos de empaque, éstos tienen la ventaja de tener un bajo índice de corrosión y no ser susceptibles a la degradación bacteriana. Una de las técnicas empleadas es la reutilización del fluido de perforación base aceite luego de ser tratado con inhibidores de corrosión y controladores de pH.

3.4 SELECCIÓN DE LA SALMUERA

En la selección de los fluidos de completamiento primero se debe determinar la densidad necesaria para controlar el pozo con una columna hidrostática de salmuera (Ver Figura 8). Una vez la densidad requerida ha sido determinada, las salmueras capaces de lograr dicha densidad deben ser valoradas en cuanto a la temperatura de cristalización y el potencial de daño de formación según los estándares de la empresa operadora. Para evaluar el daño de formación, BP realiza pruebas de retornos de permeabilidad según la norma API RP 40 (para núcleos de formación) y pruebas de compatibilidad fluido-fluido según la norma API RP 42 (para fluidos de formación). Además es recomendable hacer la prueba de tensión interfacial tratando que el IFT sea tan bajo como sea posible. Para los fluidos de empaque se debe establecer la velocidad de corrosión mediante la prueba de autoclave según la norma ASTM G111-97.

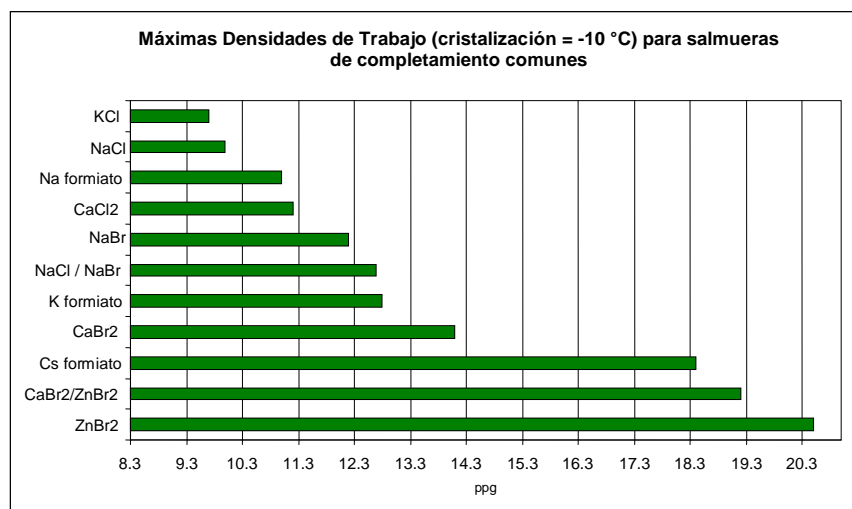


Figura 8. Densidades máximas de trabajo para salmueras comunes de completamiento.

También es necesario evaluar la disponibilidad comercial y el perfil HSE (Health, Safety and Environment) de los fluidos lo que incluye su tratamiento y disposición final de acuerdo a las regulaciones ambientales vigentes en Colombia.

La Tabla 2 identifica los principales componentes de las salmueras de completamiento y discute brevemente la función de cada uno de ellos

Tabla 2. Principales componentes de los fluidos de completamiento.

Componente	Función
Agua	Fluido base para la salmuera. El uso de agua de mar debe evitarse ya que contiene cationes y aniones que pueden formar sales insolubles cuando se mezclan con la salmuera de formación
Sal Soluble	Las sales son adicionadas primordialmente para incrementar la densidad. También pueden funcionar como inhibidores de arcillas.
Soda Cáustica, Oxido de Magnesio	Usados para incrementar el pH y por lo tanto reducir las ratas de corrosión. Valores excesivamente altos de pH (>9.5) pueden evitarse en la medida que los finos puedan migrar al yacimiento.
Agentes de Punteo	Empleados para control de pérdidas de fluidos de completamiento al yacimiento. El punteo es a menudo crítico en la minimización del daño de formación. Los productos seleccionados deben ser solubles tanto en ácido, agua o aceite, dependiendo de la aplicación específica.
Inhibidor de Corrosión	A menudo hay polímeros catiónicos que trabajan adheridos tenazmente a las superficies de los tubos. Esta adherencia puede también ocurrir en los recubrimientos de los poros causando daño en la producción. Cuando existe la posibilidad de que la salmuera tenga contacto directo con la formación, los inhibidores de arcilla sólo pueden emplearse después de confirmar un bajo potencial de daño de formación mediante pruebas en corazones y confirmación de efectividad como inhibidores por parte de los expertos en corrosión.
Lubricante	Adicionados para reducir el coeficiente de fricción de las salmueras para facilitar la corrida del completamiento en pozos desviados.
Antiespumante	Usados para romper la espuma de fondo en las piscinas de superficie. También pueden emplearse como aditivos anti-espumantes cuando se adiciona inhibidor de corrosión u otros tratamientos de actuación en superficie que puedan causar excesiva formación de espuma. Los anti-espumantes no deben adicionarse hasta que un efecto potencial sobre la productividad del pozo haya sido verificado como aceptable. Por su propia naturaleza, si se presentan en suficiente concentración pueden alterar las características de superficie de las rocas del yacimiento.
Biocida	Pueden ser adicionados para inhibir la actividad bacterial. Sin embargo, si la salmuera es lo suficientemente salina, la actividad bacterial es nula.
Floculantes	Usados ocasionalmente para ayudar a los sólidos en el proceso de remoción y filtración. Estos químicos deben ser adicionados moderadamente y con buena agitación. Un exceso en la adición puede resultar en un daño de formación.
Inhibidores de Arcillas	Pueden requerirse en salmueras de baja densidad para mejorar la inhibición de arcillas expuestas al fluido. Los tratamientos para arcillas que se usan típicamente son derivados de nitrógeno orgánico que pueden ser adicionados directamente superficie. El efecto de tales productos sobre la permeabilidad del yacimiento puede ser determinado mediante una prueba de retorno de permeabilidad. Ver Capítulo 4.

4 PRUEBAS DE ASEGURAMIENTO Y RESULTADOS

La elección de los pozos para el desarrollo del proyecto abarcó 2 etapas:

- Pozos completados anteriores al 2005
- Pozos completados luego de la perforación e intervenciones que implican cambio de fluido, a partir del 2005.

Pozos seleccionados: luego de hacer la revisión se eligieron los siguientes pozos que fueron completados y/o intervenidos entre el 2005-2007:

Tabla 3. Pozos elegidos

POZO	TIPO DE TRABAJO
DL-XA	Intervencion - WO
CP-XB	Completamiento
CP-XC	Completamiento
LA-XD	Completamiento
LD-XE	Completamiento
VN-XF	Intervencion - WO
CN-XG	Completamiento
FE-XH	Completamiento
FE-XI	Intervencion - WO
BR-XJ	Intervencion - WO
CP-XK	Completamiento
LA-XL	Intervencion - WO
LA-XM	Intervencion - WO

En cuanto a los pozos completados en años anteriores al 2005 se vio que del grupo anterior (Tabla 3), 5 pozos cumplían con éste requisito.

Tabla 4. Pozos completados antes del 2005 e intervenidos entre el 2005-2007

POZO	COMPLETADO	INTERVENIDO
DL-XA	1996	2007
VN-XF	1996	2006
FE-XI	1997	2006
BR-XJ	2000	2007
LA-XM	2000	2006

De completamientos e intervenciones anteriores al año 2005 no se tiene información acerca de las pruebas de aseguramiento aquí descritas; sin embargo se sabe que se usaba salmuera de KCl al 2% como fluido de Contacto y agua inhibida como fluido de empaque o de No Contacto debido a su alta disponibilidad y bajos costos. No obstante, la disposición final del KCl 2% requiere altos volúmenes de agua para disolver la sal hasta niveles ambientalmente aceptables.

Por otro lado, desde el año 2005 se empezó a utilizar el formiato de sodio y a asegurar la información. El formiato de Sodio se usa porque ha presentado buenos resultados en pruebas de compatibilidad, corrosión y retornos de permeabilidad como se verá más adelante; pero para un buen aseguramiento, es recomendable someterlo a pruebas de tensión interfacial y compararlas con el Cloruro de Amonio.

4.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO

Las pruebas de compatibilidad permiten determinar si entre el fluido de completamiento y los fluidos de la formación o la formación misma existe o se produce alguna interacción. Este tipo de pruebas permiten observar si hay formación de emulsiones o de algún tipo de precipitado en la interfase de los mismos.

DL-XA: Se probó como fluido de completamiento Formiato de Sodio y el fluido de producción del pozo con un BSW 20%. Prueba realizada el 20 de Diciembre de 2006.

- **Relaciones probadas:**

- 75% Fluido Producido Pozo + 25% Salmuera de Formiato de Sodio
- 50% Fluido Producido Pozo + 50% Salmuera de Formiato de Sodio
- 25% Fluido Producido Pozo + 75% Salmuera de Formiato de Sodio

- **Metodología Utilizada:**

- Realización de las diferentes mezclas.
- Agitación durante un minuto a 1000 RPM
- Se observó rompimiento de la emulsión creada en cada una de las mezclas sometiendo las mismas a una temperatura de 180°F en el baño María

- **Formulación Salmuera:**

Tabla 5. Formulación Salmuera DL-XA

Salmuera Formiato de Sodio (ppb)
Agua Filtrada
Formiato de Sodio
Gluter-aldehido

- **Resultados:**

- 75% Fluido Producido (20% BS&W) + 25% Salmuera Formiato de Sodio @ 180°F

Tabla 6. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación A

Observación (Minutos)	75 % Fluido Producido + 25% Salmuera Formiato de Sodio			
	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	% Oil
1	25	0	75	0
2.5	40	0	0	60
5	40	0	0	60
7.5	40	0	0	60
10	40	0	0	60
15	40	0	0	60
20	40	0	0	60
30	40	0	0	60

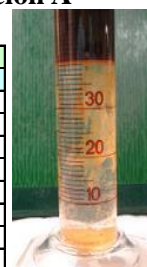
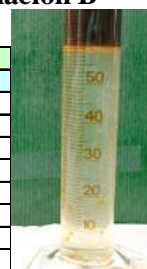


Figura 9. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación A

- 50% Fluido Producido Pozo (20% BS&W) + 50% Salmuera Formiato de Sodio @ 180°F

Tabla 7. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación B

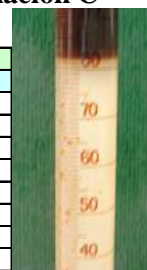
Observación (Minutos)	50 % Fluido Producido + 50% Salmuera Formiato de Sodio			
	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	% Oil
1	60	0	0	40
2.5	60	0	0	40
5	60	0	0	40
7.5	60	0	0	40
10	60	0	0	40
15	60	0	0	40
20	60	0	0	40
30	60	0	0	40

**Figura 10. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación B**

C. 25% Fluido Producido Pozo (20% BS&W) + 75% Salmuera Formiato de Sodio @ 180°F

Tabla 8. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación C

Observación (Minutos)	25 % Fluido Producido + 75% Salmuera Formiato de Sodio			
	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	% Oil
1	80	0	0	20
2.5	80	0	0	20
5	80	0	0	20
7.5	80	0	0	20
10	80	0	0	20
15	80	0	0	20
20	80	0	0	20
30	80	0	0	20

**Figura 11. Resultados Compatibilidad DL-XA, Relación C**

Conclusión: Después de exponer todas las emulsiones creadas a agitación, durante 30 minutos en el Baño Maria @ 180 F, se obtiene el % total de agua libre dosificado al inicio de la prueba. Se observan paredes manchadas con aceite en la fase acuosa; No se observan grumos ni incompatibilidades.

CP-XC: Se probó como fluido de completamiento Cloruro de amonio inhibido/Cloruro de amonio sin inhibir y el fluido de producción con 15% BSW. Prueba realizada en el 2005

- **Relaciones usadas:**

- 50% Salmuera Inhibida + 50% Fluidos de Formación
- 50% Salmuera sin Inhibir + 50% Fluidos de Formación

- **Metodología Utilizada:**

1. Realización de las diferentes mezclas.
2. Agitación durante un minuto a 1000 RPM
3. Monitoreo del rompimiento de la emulsión creada en cada una de las mezclas sometiendo las mismas a una temperatura de 180°F en el baño Maria por 30 min.

- **Formulación Salmuera Inhibida:**

Tabla 9. Formulación Salmuera Inhibida CP-XC

Salmuera Inhibida (gpt)
Agua Filtrada
Surfactante
Solvente Mutual
Bactericida
Cloruro de Amonio

- **Formulación Salmuera sin Inhibir**

Tabla 10. Formulación Salmuera Sin Inhibir CP-XC

Salmuera Sin Inhibir (gpt)
Agua Filtrada
Bactericida
Cloruro de Amonio

- **Resultados:**

A. 50% Salmuera Inhibida + 50% Fluidos de Formación

Tabla 11. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relación A

Observación (Minutos)	50% SALMUERA INHIBIDA + 50% FLUIDOS DE FORMACIÓN		
	% Rompimiento agua	% Interfase	% Emulsion
1	95	5	0
2.5	95	5	0
5	95	5	0
7.5	97	3	0
10	98	2	0
15	99	1	0
20	99	1	0
30	100	0	0





Figura 12. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relación A

B. 50 % Salmuera sin Inhibir + 50 % Fluidos de Formación

Tabla 12. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relación B

50 % DIESEL INHIBIDO + 50 % FLUIDOS DE FORMACION			
Observación (Minutos)	% Rompimiento agua	% Interfase	% Emulsion Crudo
1	94	6	6
2.5	98	2	6
5	98	2	6
7.5	98	2	6
10	98	2	6
15	98	2	6
20	98	2	6
30	98	2	6


Figura 13. Resultados Compatibilidad CP-XC, Relación B

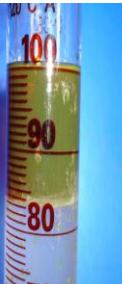
Conclusión: La Salmuera inhibida, presentó el mejor rompimiento pues no se observan interfases, emulsiones o incompatibilidades. La salmuera sin inhibir presenta una interfase emulsionada de aspecto viscoso entre el agua y el crudo.

FX-XI: Se probó como fluido de completamiento Formiato de Sodio y fluido producción del pozo FX-XI. Prueba realizada el 13 de Julio de 2007.

- **Relaciones probadas:**
 - A. 70% Fluido de Producción + 30% salmuera
 - B. 50% Fluido de Producción + 50% salmuera
 - C. 30% Fluido de Producción + 70% salmuera
- **Metodología Utilizada:**
 1. Realización de las diferentes mezclas.
 2. Agitación durante un minuto a 1000 RPM
 3. Observación del comportamiento de las mezclas con el tiempo (T = 180°F)
- **Resultados:**
 - A. 70% Fluido de Producción + 30% salmuera

Tabla 13. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación A

70% Fluido de Producción + 30% Salmuera				
Observación (Minutos)	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	% Fase OIL
1	83	0	0	17,5
2.5	83	0	0	17,5
5	83	0	0	17,5
7.5	83	0	0	17,5
10	83	0	0	17,5
15	83	0	0	17,5
20	83	0	0	17,5
30	83	0	0	17,5


Figura 14. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación A

B. 50% Fluido de Producción + 50% salmuera

Tabla 14. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación B

50% Fluido de Producción + 50% Salmuera				
Observación (Minutos)	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	% Fase OIL
1	88	0	0	12,5
2.5	88	0	0	12,5
5	88	0	0	12,5
7.5	88	0	0	12,5
10	88	0	0	12,5
15	88	0	0	12,5
20	88	0	0	12,5
30	88	0	0	12,5

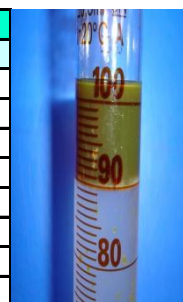


Figura 15. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación B

C. 30% Fluido de Producción + 70% salmuera

Tabla 15. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación C

30% Fluido de Producción + 70% Salmuera				
Observación (Minutos)	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	% Fase OIL
1	93	0	0	7,5
2.5	93	0	0	7,5
5	93	0	0	7,5
7.5	93	0	0	7,5
10	93	0	0	7,5
15	93	0	0	7,5
20	93	0	0	7,5
30	93	0	0	7,5

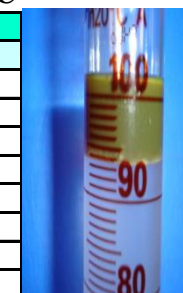


Figura 16. Resultados Compatibilidad FX-XI, Relación C

Conclusión: No se observan incompatibilidades, emulsiones ni precipitados en las diferentes mezclas de fluidos trabajados.

BR-XJ: Se probó como fluido de completamiento Cloruro de Amonio Inhibido y el fluido de producción del pozo con un BSW 20%. Prueba realizada el 12 Febrero de 2007.

- **Relaciones probadas:**
 - A. 70% Fluido Producido Pozo + 30% Salmuera
 - B. 50% Fluido Producido Pozo + 50% Salmuera
 - C. 30% Fluido Producido Pozo + 70% Salmuera
- **Metodología Utilizada:**
 1. Realización de las diferentes mezclas.
 2. Agitación durante un minuto a 1000 RPM

3. Se observó rompimiento de la emulsión creada en cada una de las mezclas sometiendo las mismas a una temperatura de 180°F en el baño María

- **Formulación Salmuera:**

Tabla 16. Formulación Salmuera BR-XJ

Salmuera (gpt)
Bactericida
Cloruro de Amonio
Solvente Mutual
Surfactante
Agua

- **Resultados:**

- A. 70% Fluido Producido (20% BS&W) + 30% Salmuera

Tabla 17. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación A

Observación (Minutos)	70% Fluidos de Formación - 30% Salmuera Inhibida			
	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	%OIL
1	50	0	0	50
2.5	50	0	0	50
5	50	0	0	50
7.5	50	0	0	50
10	50	0	0	50
15	50	0	0	50
20	50	0	0	50
30	50	0	0	50

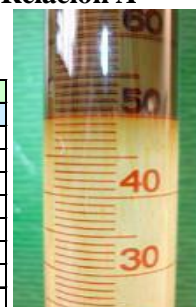


Figura 17. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación A

- B. 50% Fluido Producido Pozo (20% BS&W) + 50% Salmuera

Tabla 18. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación B

Observación (Minutos)	50% Fluidos de Formación - 50% Salmuera Inhibida			
	% Fase Acuosa	% Interfase	%Emulsion	%Oil
1	66	0	0	34
2.5	66	0	0	34
5	66	0	0	34
7.5	66	0	0	34
10	66	0	0	34
15	66	0	0	34
20	66	0	0	34
30	66	0	0	34

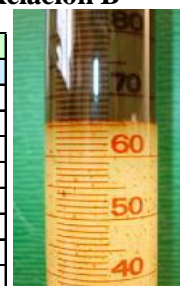


Figura 18. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación B

C. 30% Fluido Producido Pozo (20% BS&W) + 70% Salmuera

Tabla 19. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación C

Observación (Minutos)	30% Fluidos de Formación - 70% Salmuera Inhibida			
	% Fase Acuosa	% Interfase	% Emulsion	% Oil
1	81	0	0	19
2.5	81	0	0	19
5	81	0	0	19
7.5	81	0	0	19
10	81	0	0	19
15	81	0	0	19
20	81	0	0	19
30	81	0	0	19

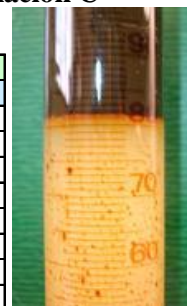


Figura 19. Resultados Compatibilidad BR-XJ, Relación C

Conclusión: En ninguna de las relaciones de mezclas trabajadas se observa incompatibilidad ni formación de precipitados. El fluido de producción utilizado en estas pruebas fue el del pozo vecino debido a que no se tenía la posibilidad de conseguir fluido del Pozo BR-XJ.

4.2 PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

La prueba de retorno de permeabilidad o prueba de desplazamiento, determina cuánto daño se puede generar en la formación productora una vez ésta entra en contacto con el fluido de completamiento. Prueba realizada en Noviembre de 2007.

Trabajo de laboratorio:

En primera instancia, se determinan las propiedades petrofísicas básicas de un núcleo representativo de la formación como porosidad, permeabilidad absoluta, etc. Seguidamente se satura el núcleo con los fluidos del yacimiento. Luego se hace fluir a través de él, el fluido en estudio por 10 días entre 1 y 2 volúmenes porosos por día, de manera que se pueda tener un estimativo de la saturación residual de fluidos de la formación y así determinar las permeabilidades relativas de la roca. El proceso se repite a la inversa, es decir, desplazando el fluido en estudio con los fluidos de la formación y se determinan nuevamente las permeabilidades relativas.

Finalmente se determina el cambio en las permeabilidades relativas y se da un estimativo, en porcentaje, de cuánto han disminuido. Cuando dicho valor es menor del valor inicial se dice que el fluido de completamiento tiene el potencial de generar daño. Generalmente valores de retorno de permeabilidad hasta del 90% son aceptables.

Para esta prueba se tomó una muestra de corazón representativa del piedemonte llanero a la cual se hizo la prueba de retorno de permeabilidad con los fluidos de interés.

Fluido 1 - FORMIATO DE SODIO: Formiato de Sodio; Gluter-Aldehido; Surfactante; Solvente Mutual.

Fluido 2 - CLORURO DE AMONIO: Solvente Mutual; Surfactante; Cloruro de Amonio; Gluter-Aldehido.

Condiciones de prueba:

- Temperatura: 275° F.
- Presión de confinamiento: 3000 *psi*.
- Contrapresión: 500 *psi*.
- Caudal: 1 *cc/min*,
- Caudal del fluido de completamiento: 0.5 *cc/min*.

Resultados: De acuerdo con las pruebas realizadas, el fluido de completamiento que produce menor daño a la formación es el Formiato de Sodio, con un retorno de permeabilidad de 89-5%. (Ver Figuras 20 y 21).

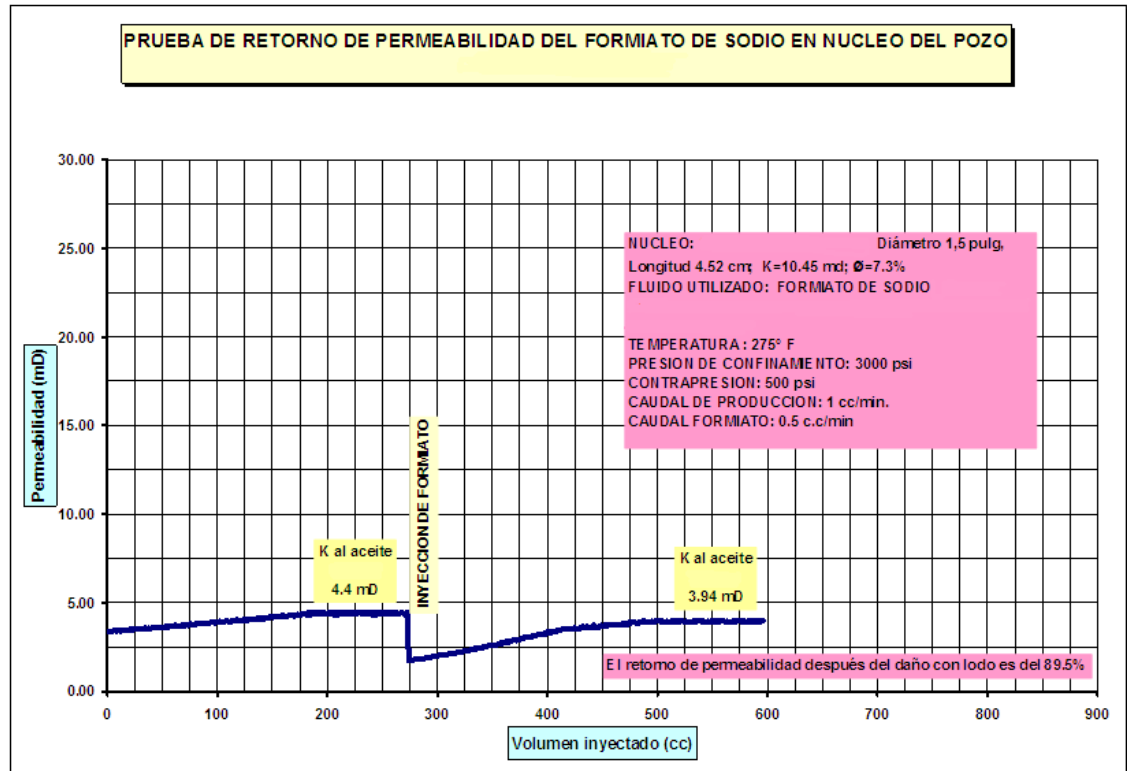


Figura 20. Prueba de retorno de permeabilidad para Formiato de Sodio

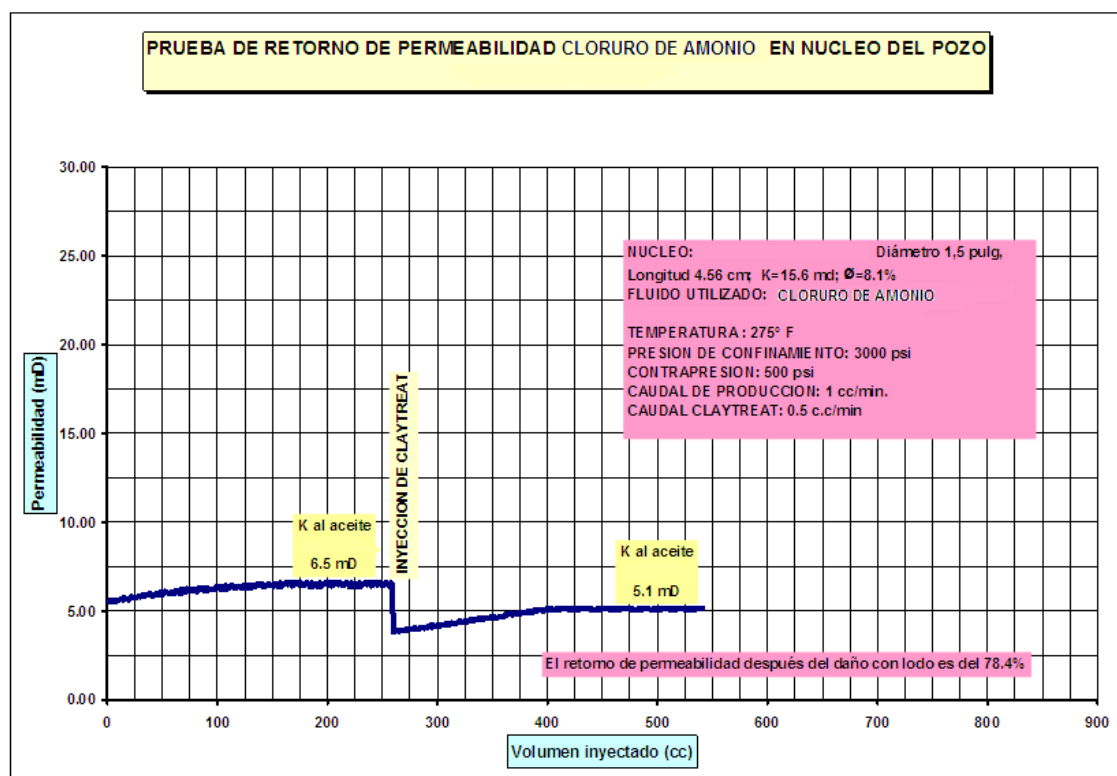


Figura 21. Prueba de retorno de permeabilidad para Cloruro de Amonio

4.3 PRUEBAS DE TENSIÓN INTERFACIAL

La interfase que separa a dos fases es una región con solubilidad limitada, que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas. Esta se puede visualizar como una barrera que se forma debido a que las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase son mucho mayores que aquellas que existen entre dos fases diferentes. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre por unidad de área (o fuerza por unidad de longitud) que se llama tensión interfacial. En otras palabras la tensión interfacial, es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad.

A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. El valor de la tensión interfacial entre crudo y agua, oscila entre 10 y 30 *dinas/cm*.

Lo que se busca con esta prueba es elegir el fluido que presente el menor valor de tensión interfacial.

Tabla 20. Resultados Pruebas Tensión Interfacial

DESCRIPCION DEL SISTEMA	IFT (dinas/cm)	SISTEMA CONTRA EL QUE SE PROBO
Agua + KCl+ Solvente Mutual	0,71	Crudo pozo CP XL
Agua +Cloruro de Amonio+ Surfactante Solvente Mutual (1)	1,76	Crudo pozo CP XL
Agua +Cloruro de Amonio+ Surfactante Solvente Mutual (2)	1,81	Crudo pozo CP XL
Agua +Cloruro de Amonio+ Surfactante Solvente Mutual (3)	1,94	Crudo pozo CP XL
Agua +Cloruro de Amonio+ Surfactante Solvente Mutual (4)	2,64	Crudo pozo CP XL
Agua +Cloruro de Amonio+ Gluter-Aldehido Surfactante Solvente Mutual	2,7	Crudo pozo CP XL
Agua + Cloruro de Amonio + Gluter-Aldehido + Surfactante	3,66	Crudo pozo CP XL
Agua + Cloruro de Amonio + Surfactante	3,68	Crudo pozo CP XL
Agua + Cloruro de Amonio	27,06	Crudo pozo BR XJ
Agua + Cloruro de Amonio + Gluter-Aldehido	27,06	Crudo pozo BR XJ

Pruebas realizada entre el 2005 y 2007.

4.4 PRUEBAS DE AUTOCLAVE (CORROSIÓN DE LARGO ALIENTO)

Realizar medidas de la tasa de corrosión es importante porque la corrosión ataca directamente tanto a la tubería de producción como al revestimiento debilitándola comprometiendo la integridad del pozo; además, no sólo se cuantifica la tasa de corrosión sino el tipo como se explicó anteriormente.

La determinación de la velocidad de corrosión para fluidos de empaque es fundamental debido al largo tiempo de permanencia en el anular tubería-revestimiento.

En el laboratorio, se busca determinar la velocidad de corrosión sometiendo una porción de tubería, generalmente denominada cupón de prueba, a unas condiciones determinadas en una celda de Autoclave. El cupón es una pieza de metal de tamaño y área superficial predeterminada. El metal es de composición química muy similar al de la(s) tubería(s) que se encuentran en el pozo, tiene una superficie uniforme reproducible, un número serial para identificarlo y un peso medido con una aproximación de 0.0001 g.

Los cupones de prueba son una herramienta simple y se emplean como una estimación cuantitativa de las tasas de corrosión en un sistema a ser monitoreado. Además dan un indicio del tipo de corrosión que puede generarse en un ambiente similar simulado en la celda de Autoclave. La evidencia que muestra un cupón es una aproximación o una indicación del problema que puede estar ocurriendo, y los posibles efectos sobre el sistema.

- **Metodología:**

La metodología aplicada para valorar la corrosividad de los fluidos de completamiento se fundamenta en el análisis de la velocidad de corrosión general, la densidad de picado y la profundidad de picado, determinadas en cupones gravimétricos inmersos en cinco diversos fluidos de completamiento de pozos (Cinco Formulaciones).

Para determinar la corrosividad de los cinco (5) fluidos de empaque en condiciones estáticas a HTHP, se realiza un análisis gravimétrico, siguiendo las actividades que se enumeran a continuación (Prueba realizada en Marzo de 2008):

1. PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS

Tabla 21. Fluidos Probados En Autoclave

SISTEMA	FORMULACION	REACTIVOS	LOCALIZACION AUTOCLAVE
A	1	Bisulfito de Sodio Biocida Inhibidor de Corrosión Tipo Amina	A02-03
B	2	Bisulfito de Sodio Biocida	A02-02
C	3	Formiato de Sodio Gluter-aldehido Carbonato de Sodio Bicarbonato de Sodio	A02-07
D	4	Formiato de Sodio Gluter-aldehido Secuestrante de Oxígeno Inhibidor de Corrosión Carbonato de Sodio Bicarbonato de Sodio	A02-06
E	5	Formiato de Sodio Gluter-aldehido Surfactante Solvente Mutual Carbonato de Sodio Bicarbonato de Sodio	A-02-04



Figura 22. Equipos empleados en preparación de Fluidos

Para llevar a cabo la evaluación de la corrosividad de los fluidos de completamiento, se preparan dos (2) litros de solución por cada una de las formulaciones (con el fin de mantener una relación de área de exposición del material por volumen de solución de 30 ml/cm^2). Se emplea Agua de Villatina suministrada por *BP*. Las soluciones fueron preparadas con una hora de antelación al montaje en las autoclaves según lo establecen la norma ASTM G1-031 y la Guía ABU-AND-GC-AIP-001-012 de *BP*. Adicionalmente, las soluciones correspondientes a los Sistemas C, D y E requirieron acondicionamiento del pH por encima de 10.5, lo cual se

efectuó con la adición de NaOH según lo establecido en los protocolos suministrados por Halliburton.

2. PREPARACIÓN DE CUPONES

Los cupones utilizados en las pruebas corresponden a cupones gravimétricos rectangulares, de acero CSP-110, con área superficial de 35.1 cm^2 y un grado de preparación superficial SSPC-SP 5 (metal blanco), según lo establecido en la norma ASTM G1-031. En la Tabla 22 se describe la nomenclatura, masa, fecha, hora y localización de los cupones gravimétricos instalados, para cada sistema en evaluación.

Tabla 22. Características de los Cupones de Prueba

SISTEMA	CUPON	MASA	LOCALIZACION AUTOCLAVE	FLUIDO
A	J07	34,2308	A02-03	Bisulfito de sodio
	J08	33,9194		
B	J32	34,2944	A02-02	Bisulfito de sodio
	J34	34,4316		
C	J09	34,5625	A02-07	Formiato de Sodio
	J31	34,1795		
D	J16	34,3396	A02-06	Formiato de Sodio
	J28	33,6629		
E	J22	34,0826	A-02-04	Formiato de Sodio
	J23	33,9048		

Se realizó un registro fotográfico y una inspección visual de los cupones a instalar y no se observó corrosión ni picaduras en su superficie. En la Figura 23 se puede apreciar el aspecto y el acabado superficial de dos (2) de los cupones instalados.

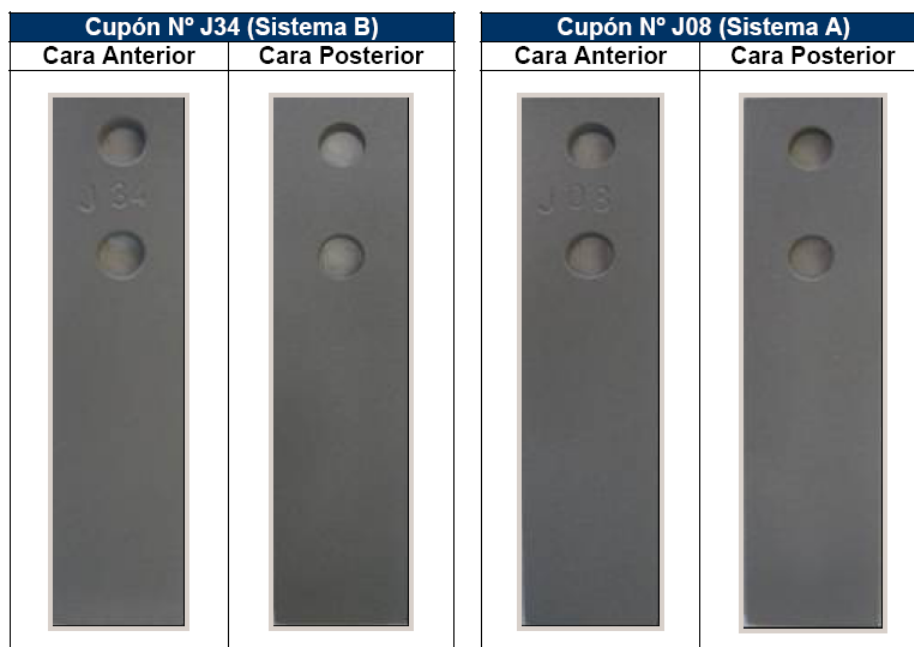


Figura 23. Registro Fotográfico de cupones previo a la prueba.

3. MONTAJE DEL ENSAYO

Tabla 23. Condiciones de Prueba

PARÁMETRO	CONDICIÓN
Presión Total	2000 psi
Temperatura	180°F
Tipo de Material	CS P-110
Tiempo Exposición	30 días
Tipo de Flujo	Estático
Soluciones	Cinco (5) soluciones de trabajo elaboradas a partir de las propiedades fisicoquímicas del fluido suministrado por el cliente

El sistema de Autoclave empleado para la evaluación de la corrosividad de los fluidos de completamiento, fue previamente inspeccionado de acuerdo a lo establecido en la Guía LAPT-GOM-01 de la C.I.C. y la Norma ASTM G111-97. Los sistemas de empaque y sellos se reemplazaron acorde a las condiciones del ensayo (presión y temperatura) y asimismo, se efectuó la calibración de las válvulas de seguridad (Proportional Relief Valves). Finalmente se realizó una prueba en vacío para identificar posibles fallos y fugas.

La prueba se llevó a cabo por un tiempo consecutivo de 30 días siguiendo el procedimiento de LAPT-GOM-01 y las normas ASTM G1-03 y ASTM G111-97. En la Figura 24 se puede apreciar el proceso de retiro de cupones del sistema de autoclaves.

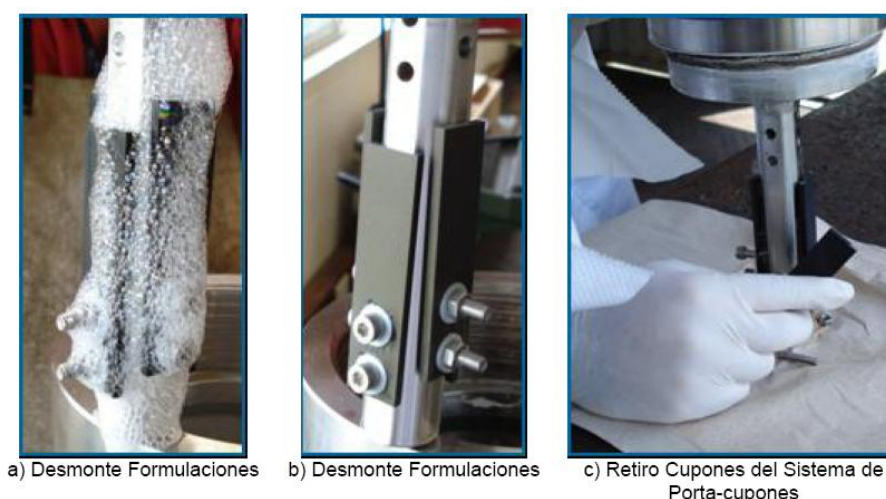


Figura 24. Retiro de Cupones del Autoclave.

4. RESULTADOS

Análisis General de Corrosión: Los resultados de la velocidad de corrosión generalizada obtenida a partir de los cupones evaluados y su categorización cualitativa de acuerdo a los

parámetros establecidos en la “Guía Práctica para la Evaluación en Autoclave de la Corrosividad de los Fluidos de Estimulación Química de BP”, se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24. Velocidades de corrosión

SISTEMA	CUPON	LOCALIZACION AUTOCLAVE	VELOCIDAD DE CORROSION (mpy)	Categorización GUIA BP
A	J07	A02-03	0,3737	ACEPTABLE
	J08		0,3702	
B	J32	A02-02	0,8896	NO ACEPTABLE
	J34		0,9036	
C	J09	A02-07	0,5913	NO ACEPTABLE
	J31		0,4194	
D	J16	A02-06	0,9475	NO ACEPTABLE
	J28		0,7352	
E	J22	A-02-04	0,3685	ACEPTABLE
	J23		0,4141	

La velocidad de corrosión para los cupones expuestos a los cinco (5) sistemas fue menor a 1,0 mpy, sin embargo, al aplicar los criterios establecidos en la “Guía Práctica para la Evaluación en Autoclave de la Corrosividad de los Fluidos de Estimulación Química de BP”, la velocidad de corrosión promedio para los cupones correspondientes a los sistemas B, C, y D fue mayor a 0,4 mpy, lo cual indica que los sistemas evaluados presentaron un riesgo NO ACEPTABLE de agresividad por corrosión generalizada en el tiempo de exposición.

La velocidad de corrosión de los cupones correspondientes a los sistemas A y E fue inferior a 0,4 mpy, lo cual indica que bajo las condiciones de evaluación registradas se presentó un riesgo ACEPTABLE de agresividad por corrosión generalizada en el tiempo de exposición según la “Guía Práctica para la Evaluación en Autoclave de la Corrosividad de los Fluidos de Estimulación Química de BP”.

En las Figuras 25 y 26, se observan en su cara frontal y posterior, los cupones N° J32 y J34 correspondientes al Sistema B, instalados en el autoclave A2-02 y los cupones N° J09 y J31 correspondiente al Sistema C, instalados en el autoclave A2-07 después de haber sido retirados.

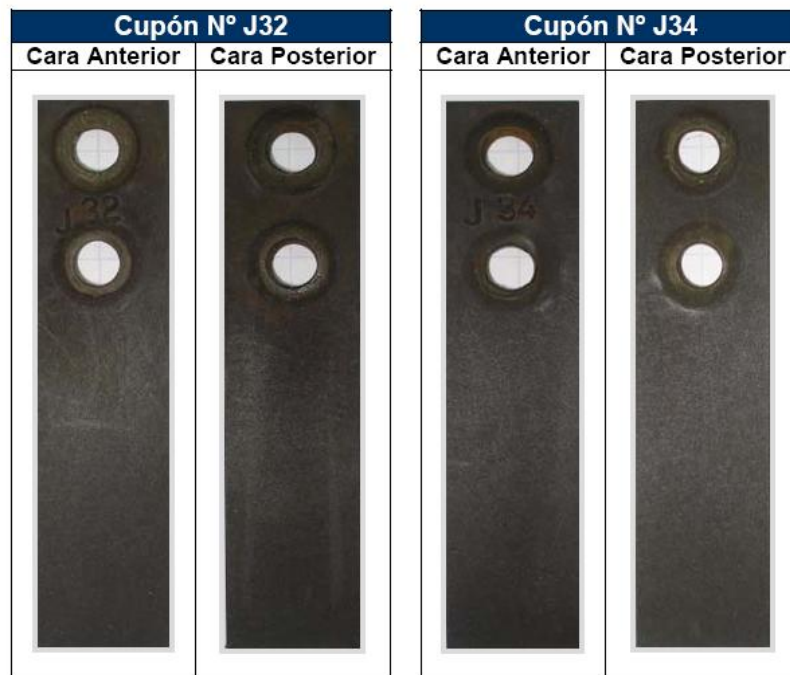


Figura 25. Cupones del sistema B después de ser retirados

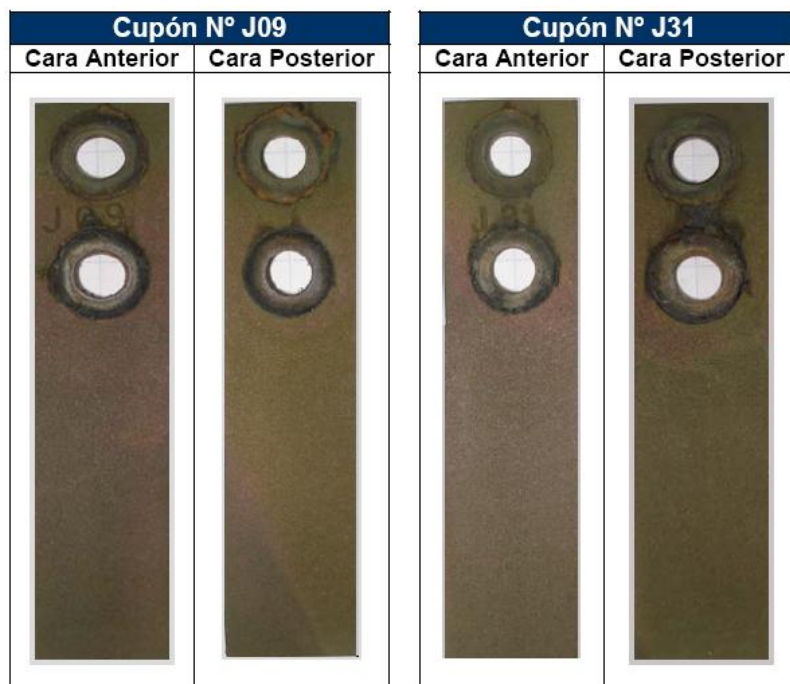


Figura 26. Cupones del sistema C después de ser retirados

En la Tabla 25 se encuentra un resumen de las condiciones de los cupones al momento de efectuar su retiro del autoclave.

Tabla 25. Observaciones importantes luego del retiro de los cupones

Sistema	Cupón N°	Observaciones Retiro
A	J07 J08	Los cupones presentaban una capa de óxido negro adherido a la superficie del cupón, con buena adherencia al momento de remover manualmente. Se observó la presencia de espuma en el Autoclave como se aprecia en la Fotografía
B	J32 J34	Los cupones presentaban una capa de óxido negro adherido a la superficie del cupón, con buena adherencia al momento de remover manualmente. Se observó la presencia de espuma en el Autoclave como se aprecia en la Fotografía
C	J09 J31	Los cupones presentaban una capa de óxido negro adherido a la superficie del cupón, con buena adherencia al momento de remover manualmente. Se observó presencia de depósitos de óxido en la zona de los aislantes de teflón.
D	J16 J28	Los cupones presentaban una capa de óxido negro adherido a la superficie del cupón con buena adherencia al momento de remover manualmente. Se observó presencia de depósitos de óxido en la zona de los aislantes de teflón.
E	J22 J23	Los cupones presentaban una capa de óxido negro adherido a la superficie del cupón, con buena adherencia al momento de remover manualmente. Se observó presencia de depósitos de óxido en la zona de los aislantes de teflón.

Los cupones expuestos en los cinco sistemas presentaron una capa de óxido negro adherido en toda la superficie del cupón, con una adherencia alta que se evidenció al momento de efectuar su remoción de forma manual. En el instante de efectuar el retiro de los cupones correspondientes a los sistemas A y B se observó la formación de espuma en el autoclave como se aprecia en la Figura 24.

Después del proceso de limpieza química de los cupones, no se detectaron defectos sobre la superficie de los mismos como se puede apreciar en la Figura 27, donde se observa el registro fotográfico de dos (2) de los cupones expuestos.

Todos los cupones presentaron un proceso de corrosión localizada bajo depósitos y por hendidura conocida como *crevice corrosion*, ubicada en la zona donde se instaló el aislante de teflón como se puede observar en el registro fotográfico de la Figura 27. Este fenómeno es común en los procesos de evaluación de corrosión por cupones gravimétricos y no se tiene en cuenta en el proceso de análisis de corrosividad de los fluidos de completamiento.

Análisis de densidad de Picado: El proceso de identificación de picadura o pitting en la superficie de los cupones gravimétricos, se efectuó de forma convencional por inspección visual, utilizando una lupa estereoscópica a diferentes aumentos (20X, 40X y 63X). No obstante, a pesar de que no se encontró picadura, se efectuó una inspección adicional de la superficie de los cupones empleando la técnica de Microscopía Óptica Confocal 3D, utilizando un video microscopio digital 3D.

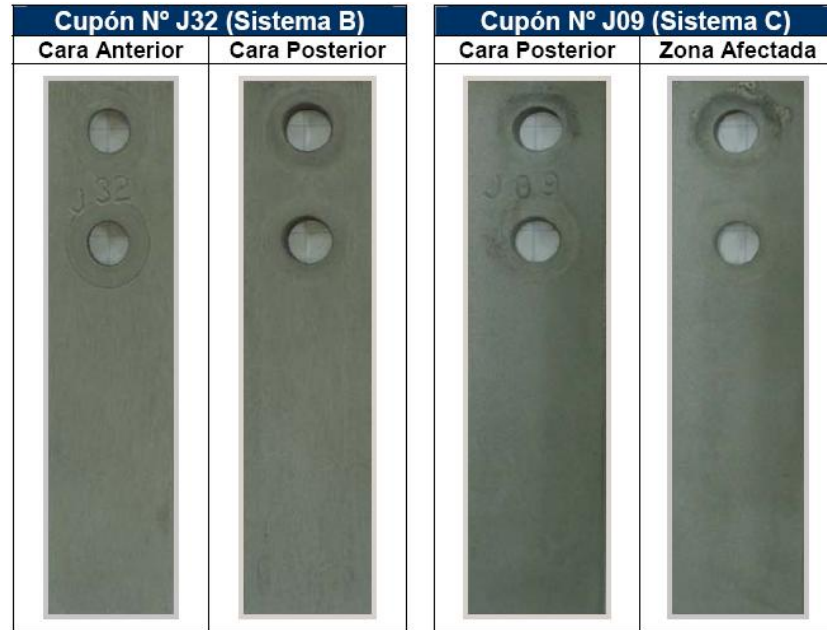


Figura 27. Cupones después de limpieza química

Análisis de Profundidad de Picado por Microscopía Óptica Confocal 3D: Los resultados obtenidos del análisis efectuado para el cálculo de la densidad de picado, evidencian que los cupones analizados NO presentaron picaduras en su superficie después de la exposición a los sistemas en evaluación. Sin embargo, se efectuó un análisis de la superficie del cupón por microscopía óptica confocal 3D, para identificar el grado de rugosidad de los cupones expuestos y la variación de la misma respecto a un cupón BLANCO.

Para el análisis se estableció el perfil de anclaje de un cupón BLANCO mediante la técnica de Microscopía Óptica Confocal 3D (parte anterior y posterior), encontrando un valor máximo de profundidad o perfil de anclaje de $20,412\mu m$, el cual se comparó con los valores máximos de perfil de anclaje encontrados para los cupones expuestos como se observa en la Tabla 26. En ningún caso el perfil de anclaje máximo de los cupones evaluados supera el perfil de anclaje máximo encontrado en el cupón blanco, por lo cual no hay evidencia de PICADO o fenómenos de picadura en la superficie de los cupones evaluados.

Tabla 26. Perfiles de Anclaje

Sistema	Cupón N°	Autoclave	Profundidad Máxima Cupón Blanco Medida (μm)	Profundidad Máxima Medida (μm)	Picadura
A	J07 J08	A03-02	20,412	16,695 15,089	NO
B	J32 J34	A02-02	20,412	13,792 16,867	NO
C	J09 J31	A07-02	20,412	17,141 13,091	NO
D	J16 J28	A06-02	20,412	18,394 20,103	NO
E	J22 J23	A04-02	20,412	14,537 15,566	NO

Análisis De Resultados: En la Tabla 27 se consolidan los resultados de las evaluaciones realizadas a los cupones expuestos a los diferentes sistemas.

Tabla 27. Resumen Resultados Prueba de Autoclave

Sistema	Formulación	Cupón N°	Velocidad de Corrosión (mpy) ¹	Velocidad de Corrosión Promedio (mpy) ¹	Categorización GUIA BP	Picadura
A	1. Formulación	J07 J08	0,3737 0,3702	0,3720	ACEPTABLE	NO
B	2. Formulación	J32 J34	0,8896 0,9036	0,8966	NO ACEPTABLE	NO
C	3. Formulación	J09 J31	0,5913 0,4194	0,5054	NO ACEPTABLE	NO
D	4. Formulación	J16 J28	0,9475 0,7352	0,8414	NO ACEPTABLE	NO
E	5. Formulación	J22 J23	0,3685 0,4141	0,3913	ACEPTABLE	NO

¹ Milésima de pulgada por año.

De acuerdo a los resultados obtenidos bajo condiciones de laboratorio y según los criterios establecidos por *BP*, se puede deducir que los sistemas A y E (Formulación 1 Agua con Bisulfito de sodio, Biocida e Inhibidor de Corrosión Tipo Amina y Formulación 3 Formiato de Sodio respectivamente), son **ACEPTABLES**.

Conclusiones: De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación de la corrosividad realizada a los cinco (5) fluidos de empaque de pozos en autoclaves a alta temperatura y presión (HTHP - *High Temperature and High Pressure*), las formulaciones que cumplen con los criterios de aceptación expuestos por “La Guía Práctica para la Evaluación en Autoclave de la Corrosividad de los Fluidos de Estimulación Química de BP”, fueron:

1. Sistema A – Formulación No. 1 Agua con Bisulfito de sodio, Biocida e Inhibidor de Corrosión Tipo Amina. (*Ver Especificaciones en la Tabla 21*): Se obtuvo una velocidad de corrosión generalizada en los cupones de 0.3720 mpy, que clasifica dicho sistema como **ACEPTABLE** según los criterios de BP. Adicionalmente, durante el tiempo de exposición **NO** se generaron picaduras en la superficie de los cupones de evaluación.
2. Sistema E - Formulación No.3 Formiato de Sodio (*Ver Especificaciones en la Tabla 21*): se obtuvo una velocidad de corrosión generalizada en los cupones de 0.3913 mpy, que clasifica dicho sistema como **ACEPTABLE** según los criterios de BP. De igual manera, durante el tiempo de exposición **NO** se generaron picaduras en la superficie de los cupones de evaluación.

FLUIDO ELEGIDO COMO ESTANDAR PARA COMPLETAMIENTO Y EMPAQUE EN POZOS DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO

Hoy en día en la industria petrolera se ha buscado optimizar la utilización de fluidos que permitan hacer efectivas y sencillas las operaciones, causando el menor impacto en la formación productora, todo esto complementado con la disminución de intervenciones a los pozos causados por problemas tales como corrosión, incompatibilidades, entre otros.

Este proyecto se orientó hacia los fluidos de completamiento y empaque, para así seleccionar de los empleados en el piedemonte llanero el que mejor propiedades ofrece y que pudiese emplearse tanto como fluido de completamiento de Contacto y No contacto.

Luego de valorar las pruebas para los fluidos empleados entre los años 2005-2007, Formiato de Sodio y Cloruro de Amonio, se pudo observar que el fluido que puede emplearse para las dos funciones, con mínimas modificaciones y que además luego de ser utilizado como fluido de completamiento puede reutilizarse es el FORMIATO DE SODIO. A continuación se exponen las bondades de esta salmuera.

FORMIATO DE SODIO

El formiato de sodio es un fluido libre de sólidos, altamente soluble en agua, donde pueden manejarse altas densidades sin la necesidad de algún material definido para tal fin, punto de cristalización apto en el Piedemonte, de baja corrosividad, baja toxicidad y biodegradable.

Este sistema es un fluido limpio que utiliza como material densificante sales orgánicas de metales alcalinos derivadas del ácido fórmico solubles en agua, donde se manejan densidades de hasta 11.3 ppg (1.3 SG), pudiéndose comparado con sistemas de Bromuro de Calcio y Bromuro de Zinc. La ventaja que presenta frente a la disposición por regulación ambiental es indiscutible ya que no requiere aditivos e inhibidores especiales como bactericidas e de difícil manejo y costoso tratamiento.

PROPIEDADES

- **Solubilidad:** Los formiatos son altamente solubles, donde se pueden alcanzar altas densidades sin la adición de ningún material sólido, al igual, que las sales de haluro podemos conformar sistemas de dos sales, estas se ven representadas en la Figura 28.
- **Viscosidad – Compatibilidad con los Polímeros:** Estas sales exhiben viscosidades relativamente bajas a pesar de las densidades que pueden alcanzarse, los polímeros más comunes aplicados en estos sistemas son la Goma Xántica, los PAC o celulosa polianiónica y el almidón modificado. Los polímeros se comportan diferentes cuando son sometidos a altas temperaturas. Existen polímeros como la goma xántica que poseen una temperatura de transición o punto de cambio en su conformación estructural en donde se

genera pérdida de la viscosidad y la disminución de la efectividad del producto (Ver Figura. 29).

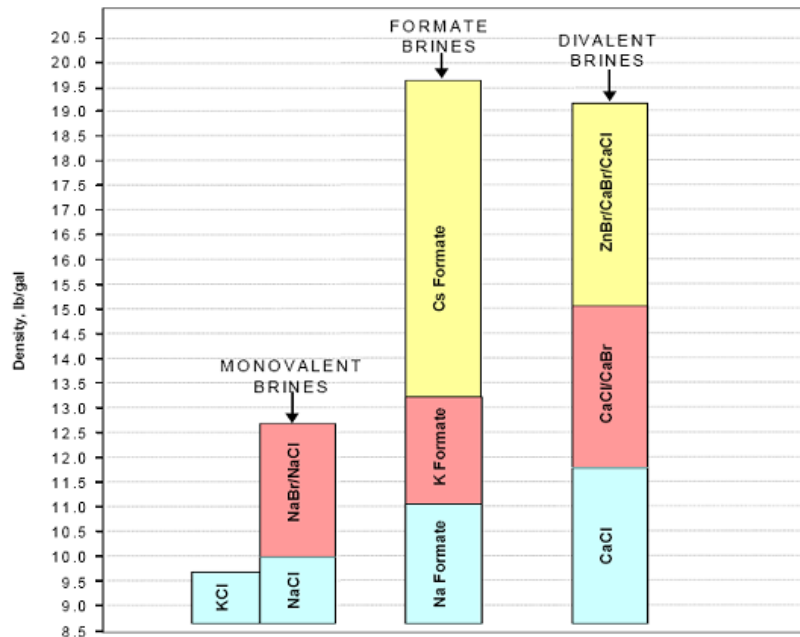


Figura 28. Pesos relativos de las salmueras

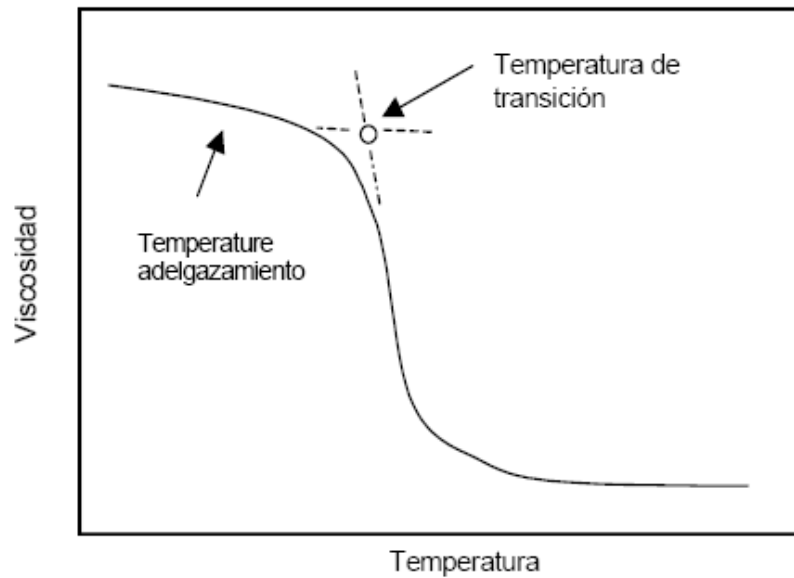


Figura 29. Temperatura de Transición de un Polímero (Goma Xántica)

Otros como la celulosa polianiónica no presentan temperatura de transición. Al igual que el análisis anterior su viscosidad disminuye con un aumento de la temperatura, pero existe un punto o etapa donde su viscosidad no disminuye y el sistema se mantiene estabilizado, se explica esto por la influencia del ion formiato sobre el polímero.

Esto último es lo más importante referido a la influencia de los formiatos sobre los polímeros que es la estabilidad térmica en donde los polímeros puedan sobrevivir largos periodos. Ver Figura 30.

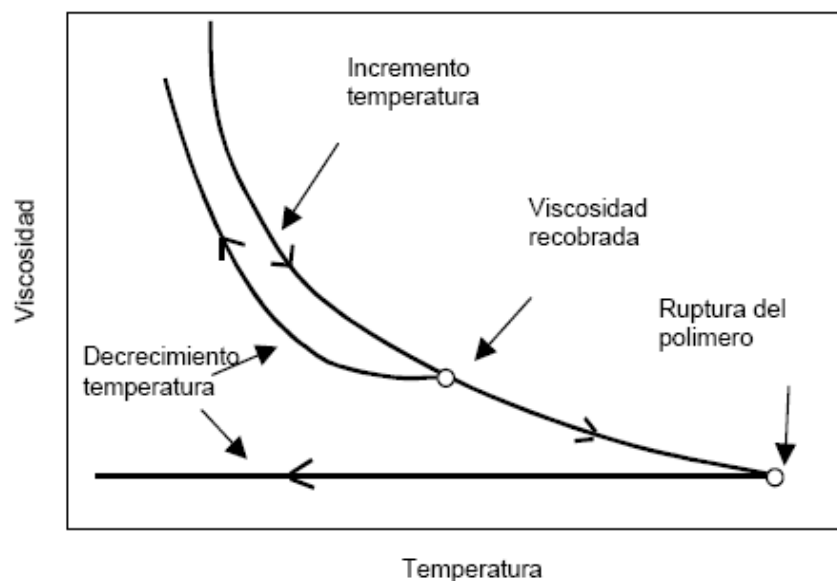


Figura 30. Polímeros sin Temperatura de Transición.

- **Medio ambiente:** La industria petrolera es cada día más exigente con respecto a la normativa ambiental. Pruebas realizadas a mamíferos demostraron la baja toxicidad de los formiatos, comparativamente con las sales de haluro. A estos se le practicaron pruebas de irritabilidad, sensibilidad a la piel. Así mismo en ecosistemas que envuelven especies marinas colocan a los formiatos de sodio como no tóxicos.

Tabla 28. Parámetros de Formiato de Sodio, Potasio, Cesio

Formiato	Concentración % p/p	Densidad 20 °C (GE / LPG)	Viscosidad 20° C (Cst)	pH
Sodio	45	1.34 / 11.2	7.1	9.4
Potasio	76	1.60 / 13.3	7.1	10.6
Cesio	83	2.37 / 19.8	2.8	9.0

Tabla 29. Biodegradación Aeróbica de Formiatos

Biodegradación aeróbica de las sales de formiatos			
Pruebas	NaCOOH	KCOOH	CsCOOH – H2O
OECD 301D (28 días)	100 % (16 mg/L)	92 % (18 mg/L)	83 % (45 mg/L)
OECD 301C (28 días)	90% (11.8 mg/L)	80 % (11.7 mg/L)	

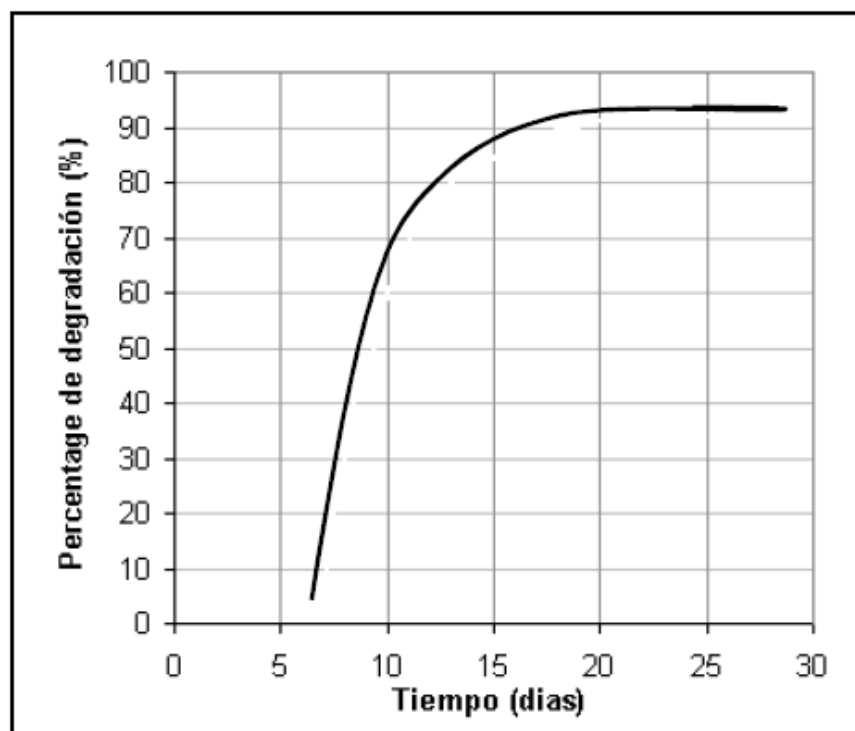


Figura 31. Perfil de Biodegradación Referido al Formiato de Sodio

- Corrosión:** Los sistemas de fluidos de completamiento como las salmueras de haluros se conocen por causar en menor o mayor grado serios problemas de corrosión. Estudios electroquímicos demuestran la baja incidencia de corrosividad de los formiatos. Pruebas aplicadas a los formiatos con diversos metales, a temperaturas desde 350°F (177°C) hasta 400°F (218°C) concluyen que los formiatos son no corrosivos incluyendo los denominados “pitting” o picaduras. Estos sistemas de fluidos deben reunir ciertas características o el control de determinados parámetros como el pH que debe mantenerse entre 9.8 y 10.5, pero generalmente se establece en 10.

El agregado de una solución “buffer” estabiliza al sistema manteniendo los niveles de pH de tal forma que la presencia del ácido fórmico no incida en efectos corrosivos. La concentración de esta solución no varía y depende de la presencia de algún influjo de CO₂ y en algunos casos de H₂S, la capacidad de esta solución se regenera con la adición de hidróxidos. Para valores bajos de pH se produce la formación del Ácido Fórmico. Se ha demostrado que cuando estos valores llegan por debajo de 7 la proporción de transformación de formiato a ácido fórmico es de 1:10, de allí el hecho de la importancia de la estabilidad del pH (ver Tabla 30).

Dicha solución reguladora está conformada por carbonato/bicarbonato generalmente de un 0.5% a un 3% en proporción 1:1 dependiendo del pH de la solución, para el caso particular la adición sólo se dará para el fluido de empaque, ya que será fluido reutilizado y para poder ser dejado en el anular debe garantizarse la estabilidad del pH en largos períodos de tiempo.

Tabla 30. Pruebas de Corrosión electroquímica. Acero

Corrosión electroquímica. Acero 4145.			
Muestra	Condición	Tasa de corrosión (mm/año)	Comentarios
Formiato de Sodio PH = 10.2	80 °C aireado	0.1 – 0.5	Buena
	80 °C no-aireado	Insignificante	Excelente
Formiato de Sodio PH = 7.5	20 °C aireado	0.1 – 0.6	Buena
	80 °C aireado	0.6 – 1	Regular
	80 °C no aireado	1 – 3.5	Muy pobre
	120 °c no aireado	Insignificante	Excelente
Formiato de Potasio PH = 10	80 °C aireado	0.2 – 0.5	Buena
	80°C no aireado	1 – 10	Muy pobre inaceptable
	120°C aireado	0.5 – 1.5	Pobre
	120°C aireado	Insignificante	Excelente

NOTA: Se piensa que las pruebas de pobres resultados obedece a cambios existentes en la estructura

- **Bacterias:** Una de las ventajas de relevancia de los formiatos es su acción bactericida. En porcentajes superiores al 7% (1.04 SG) no necesita la adición de ningún bactericida ya que se impide el crecimiento bacterial, no obstante se toman medidas como el agregado de un biocida compatible con el fluido en caso tal que se no diera este caso.
- **Daños a la Formación:** Uno de los mecanismos más comunes que genera daños a la formación es cuando no existe compatibilidad entre el fluido que se utiliza y la formación en sí. Tanto para las perforaciones como en los reservorios o zonas de interés, el daño causado puede verse reducido de alguna forma mediante el uso del Formiato de Sodio.

Para el caso del piedemonte llanero colombiano el daño de a la formación se pudo cuantificar a través de la prueba de retorno de permeabilidad en un corazón representativo de la zona que arrojó un resultado de 89.5 % significativamente superior al dado por el Cloruro de Amonio de 78.4%. También debe considerarse que en las pruebas vistas no se consideró el uso de agentes densificantes como Carbonato de Calcio que es el indicado para adicionarse a los formiatos ya que se obtienen revoques finos de fácil remoción.

Además se evita la formación de precipitados generados cuando se usan salmueras bivalentes puestas en contacto con el agua de formación contenida de iones sulfatos y carbonatos.

5 CONCLUSIONES

- Luego de revisar la base de datos, es claro que no hay información completa sobre pruebas de aseguramiento de fluidos de completamiento para los pozos, lo que indica que hay pruebas sin realizar e información perdida, impidiendo tener un registro de la curva de aprendizaje completa de fluidos empleados en el Piedemonte Llanero Colombiano.
- Fue necesario hacer una transición del Cloruro de Potasio al Formiato de Sodio por su difícil disposición ya que posee concentraciones iguales o superiores a 60000 *ppm* de cloruros y la ley ambiental no permite concentraciones mayores a 250 *ppm*. Además este fluido presenta problemas en ambientes corrosivos por craqueo del metal, desestabilización de arcillas y generación de finos; y al ser una sal monovalente no cuenta con un porcentaje de pureza significativo pues no supera el 75%.
- Es posible adaptar un sólo fluido para ser empleado como fluido de completamiento de Contacto y de No Contacto, reduciendo notablemente el tiempo y costos de la operación.
- De acuerdo a las pruebas de retorno de permeabilidad y compatibilidad fluido–fluido, se concluye que el fluido más adecuado para usar como fluido de completamiento en el Piedemonte Llanero Colombiano es el Formiato de Sodio, ya que el daño causado en la formación es inferior al causado por el Cloruro de Amonio, además el rompimiento de emulsiones es efectivo y no muestra interfases o incompatibilidades con el fluido de producción.
- Con respecto a las pruebas de tensión interfacial no es posible tener un punto de comparación entre el Cloruro Amonio y el Formiato de Sodio, ya que éstas sólo se han hecho para el Cloruro de Amonio a diferentes concentraciones y con distintos aditivos.
- Se eligió como fluido de empaque el Formiato de Sodio ya que a partir de los resultados de la prueba de corrosión de largo aliento (Autoclave) se tiene que éste presenta una velocidad de corrosión en Acero (para revestimiento del hueco) de 0,9313 *mpy* siendo ACEPTABLE dentro de los rangos establecidos por los estándares de *BP*.
- El Formiato de Sodio que se emplea como fluido de empaque puede ser fluido reutilizado y para garantizar la estabilidad requerida, el pH puede acondicionarse de forma sencilla mediante la adición de carbonato de sodio y bicarbonato de sodio de acuerdo a los requerimientos in-situ.

6 RECOMENDACIONES

- Es necesario crear una cultura de aseguramiento de información dentro de la compañía en una base de datos descentralizada que sea actualizada frecuentemente y de fácil consulta para el personal *BP* interesado.
- Como complemento al aseguramiento del fluido de completamiento y empaque deben llevarse a cabo pruebas de tensión interfacial para el Formiato de Sodio.
- Integrar la prueba de corrosión de largo aliento (Autoclave) para el cromo trece (13Cr) empleado en las tuberías de producción.
- Puede considerarse la opción del uso del Carbonato de Calcio en cantidades moderadas como aditivo densificante en el caso de que el formiato no proporcione a la densidad requerida, lo que permitiría aún en ese caso, un daño de formación aceptable ya que los revoques formados serían de fácil remoción.

ANEXOS

ANEXO A. CONTAMINANTES COMUNES EN LOS FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO.

Existen muchos contaminantes que pueden afectar el rendimiento de un fluido de completamiento. Las más comunes se describen a continuación.

A1. Polímeros

Salmueras contaminadas con polímeros no puede filtrarse fácilmente. Los efectos de la contaminación de polímeros pueden reducirse rompiendo el polímero con peróxido de hidrógeno. Debe hacerse todo lo posible para aislar píldoras polímero utilizado en diversas operaciones de completamiento del sistema activo de la salmuera.

A2. Petróleo crudo y condensado

Los hidrocarburos producidos puede reducir la densidad de salmuera y hacer difícil el filtrado de la salmuera. La separación es más eficaz se hace por gravedad en una piscina sin agitación, así, la salmuera (más densa) se va al fondo y puede ser usada nuevamente.

A3. Sólidos

Los sólidos que no hayan sido añadidos en la preparación de la salmuera se consideran contaminantes. Los más comunes son los polímeros, residuos de petróleo y barita, el óxido y grasa de tubería. Estos por lo general pueden ser removidos por filtración a pesar de la eficiencia de filtración puede ser baja si la contaminación es alta y en ocasiones puede tomar cierto tiempo.

ANEXO B. CONTROL DE PÉRDIDAS DENTRO DEL POZO.

La falta de material puenteante, o polímeros de construcción de costra de filtrado en salmueras de completamiento, puede hacer que el fluido se pierda en las formaciones expuestas, particularmente si la costra de lodo está dañada por acción mecánica.

La excesiva pérdida de salmuera a la formación debe ser controlada por las siguientes razones:

- Puede verse comprometido el control del pozo.
- A pesar de que el fluido de completamiento debe seleccionarse por su bajo potencial de daño, siempre es mejor evitar el ingreso incontrolado de fluidos al yacimiento ya que esto puede influir en el tiempo de limpieza.
- La excesiva pérdida de salmuera puede ser costosa.

Pérdidas de salmuera son típicamente controladas por el uso de una píldora LCM (Loss Control Material) la cual incrementa la viscosidad o los aditivos puenteantes o, en algunos casos, ambos. Es importante que se considere el potencial de daño de formación y bloqueo de filtros de arena cuando se diseña una píldora LCM a usar en la cara del yacimiento. Las píldoras más comunes de LCM se detallan a continuación.

B.1. Píldoras HEC (Hydroxi-Etil-Celulosa) libres de sólidos

HEC es una clase de polímero no iónico que es soluble en la mayoría de salmueras; sin embargo el rendimiento puede ser lento en algunas salmueras divalentes fuertes como el bromuro de zinc. El polímero puede ser usado para hacer píldoras viscosas que reducen las pérdidas en el pozo. Las concentraciones típicas están en el rango de 2-4 *lb/bbl*.

Es importante ser conscientes de que la pérdida de líquidos viscosos a la formación puede generar daños, sobretodo si el viscosificante utilizado es lento para degradarse. La degradación de HEC hidratado es razonablemente rápido por encima de 220 °F. Así que en los pozos con BHT (Bottom Hole Temperature) por encima de esta temperatura no debe haber impedimento para ser limpiado. A más bajas temperaturas un rompedor, por ejemplo ácido clorhídrico, se puede utilizar. Existen riesgos asociados a la acidización y daños de formación por lo que deben hacerse ciertas pruebas para identificar cualquier incompatibilidad. Rompedores enzimáticos son menos perjudiciales pero su limpieza puede tomar más tiempo que aquella con ácido.

Cuando se mezcla HEC, se debe tener cuidado para obtener el polímero completamente disperso antes de que éste comience a hidratarse. El método más eficaz es prehidratar el polímero en pH neutro o un ácido muy ligero antes de adicionar la salmuera. El rendimiento de HEC es lento en un pH bajo el cual permite que el polímero se disperse efectivamente antes de que comience la cedencia. Otro enfoque consiste en pre-dispersar el polímero en una solución inerte no acuosa antes de adicionarlo a la salmuera que lo suministran las empresas de fluidos como "HEC líquido". Cualquiera de estos enfoques minimizará el riesgo de formación fisheyes u ojos de pescado que son simplemente pequeños pedazos de polímeros que no se dispersaron.

Hay que tener mucho cuidado para evitar el bombeo de polímeros poco hidratados (fisheyes) al pozo, pues como se mencionó antes, pueden entrar en los poros del yacimiento y causar daños que requieren acidificaciones forzadas que a su vez pueden ser perjudiciales para algunas formaciones. Una forma simple de garantizar que no se bombeen polímeros poco hidratados al pozo, es hacer pasar el fluido a través de un empaque de arena sin observar residuos en el mismo.

B.1.1 Sólidos puenteantes

Cuando se producen altas pérdidas de fluidos, los sólidos puenteantes se pueden utilizar junto con viscosificantes en la píldora. Tres tipos de sólidos puenteantes son de uso común: carbonato de calcio, cloruro de sodio y fibras de celulosa. Resinas orgánicas se utilizan en ocasiones, pero no son comunes. Mediante la adición de partículas de forma adecuada, la concentración y la distribución de tamaño de partícula, debería ser posible para formar una costra de filtrado sobre la cara de la formación sin mucha invasión del espacio poroso. Para lograr esto, el fluido debe tener un bajo *spurt loss* que es una indicación de la formación rápida de la costra de filtrado a fin de que el movimiento de los fluidos y polímeros en el espacio poroso sea el mínimo posible. Una consideración importante en el uso de estos materiales es qué tan limpias están las perforaciones o la cara de la arena después de la operación de completamiento. Los sólidos que no ayudan a la limpieza, pueden reducir en gran medida la productividad de las perforaciones.

En completamientos de hueco abierto, la producción a través de la pared de la costra es generalmente buena, asumiendo un buen diseño previo de fluidos drill-N. Remociones químicas de la costra, probablemente serán requeridas si se quiere alcanzar una inyección. Se debe tener especial cuidado en la selección de la distribución de tamaño de partícula del material puenteante si un filtro de arena es planeado para evitar que partículas suficientemente grandes lo bloqueen.

B.1.1.1. Carbonato De Calcio

El carbonato de calcio es el material más común utilizado como LCM en el yacimiento. Las diversas formas de este material generalmente de mármol y dolomita, se utilizan en operaciones de perforación. El mármol es el material preferido para las operaciones de completamientos, ya que ofrece una mayor solubilidad del ácido.

Este material está disponible en una alta gama de tamaños y puede ser acondicionado en el campo para cualquier requisito específico.

La combinación más adecuada de carbonato se puede determinar si existe información en relación con el tamaño de poro del yacimiento. Los principales proveedores y expertos en fluidos cuentan con un software para determinar la distribución de tamaño de partícula necesario para un puenteo eficiente.

En situaciones donde hay una limpieza insuficiente del hueco, un ácido puede ser utilizado. El carbonato de calcio puro es completamente soluble en ácido. Sin embargo, posee alto potencial para generar daño en la formación y en los filtros de arena así como ciertas enzimas que a su vez producen ácidos orgánicos débiles. El ácido menos perjudicial para la formación, debe escogerse mediante pruebas de retorno de permeabilidad en núcleos de formación.

B.1.1.2. Cloruro de Sodio

El cloruro de sodio es también un material comúnmente usado en píldoras LCM para la sección del yacimiento. Para evitar que los sólidos de la sal se disuelvan en la píldora, el fluido base debe estar previamente saturado de cloruro de sodio. En teoría, soluciones de la sal de la salmuera de formación o de una baja salinidad, favorecen la limpieza del hueco y la remoción de la costra de filtrado pero, en la práctica, la efectividad en la limpieza se reduce por la naturaleza del polímero usado para mantener las partículas de sal en suspensión. Enzimas rompedoras del polímero, se usan en combinación con fluidos de baja salinidad que ayudan a la remoción de los polímeros en la costra de filtrado.

Además, deben realizarse pruebas de daño de formación para asegurarse que la alta salinidad del fluido es compatible con el yacimiento.

B.1.1.3. Fibras de celulosa

Están disponibles en una variedad de tamaños y pueden puentear efectivamente los poros. Pueden ser removidos por oxidación con hipoclorito de sodio, sin embargo esto sólo debe considerarse después de una cuidadosa evaluación de los posibles daños y la corrosión de las tuberías.

B.1.1.4. Resinas solubles en aceite

Normalmente son hechas de hidrocarburos polimerizados o resinas de pino naturalmente procesadas. Las resinas tienen una alta temperatura de operación y están disponibles en varios tamaños de grano así como el carbonato de calcio. En teoría, ofrecen la ventaja de ser solubles en aceite y limpiados por disolución en los hidrocarburos de formación. En la práctica sin embargo, la limpieza es parcial haciendo necesario en uso de un solvente. Se ha observado que algunas de las resinas de las píldoras de LCM o de matar el pozo, se licúan cuando entran en contacto con los hidrocarburos del yacimiento produciendo una masa de resina viscosa de difícil remoción una vez ha invadido la formación. La limpieza del hueco y de la cara de la formación son las principales dificultades asociadas a su uso que son afectadas entre otras cosas por:

- Técnica inadecuada de dispersión del solvente.
- Temperatura de la formación.
- Dimensionamiento inadecuado de la resina en relación con el tamaño de poro de la formación.
- Ineficaz limpieza debido a la baja tasa de producción y/o gravedad de los fluidos producidos.

El uso limitado de resinas solubles en aceite como técnica para control de pérdida de fluidos, se debe en gran parte a la limpieza inadecuada. Pruebas de laboratorio a la BHT estimada son esenciales antes de aplicar esta tecnología en el campo.

La total limpieza de cualquiera de los agentes puenteantes descritos anteriormente no puede ser garantizada. El principal problema suele ser que su remoción de la formación o de las perforaciones no es uniforme haciendo necesaria la consideración del uso de agentes divergentes o el de alguna técnica de estimulación como trabajo remedial.

Nota: Antes de seleccionar un determinado material para controlar pérdidas de circulación en el yacimiento, la formulación propuesta siempre debe ser probada en cuanto a su efectividad de sello y eficiencia de limpieza en pruebas de retorno de permeabilidad en núcleos de formación.

ANEXO C. FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO EN OPERACIONES ESPECIALES

Todos los aspectos concernientes al daño de formación que influyen en la selección de la salmuera en completamientos convencionales, también se aplican para las aplicaciones de empaques de grava. Por ejemplo, además de ser de poseer buenas características de limpieza, el fluido de completamiento debe ser compatible con el agua y las arcillas de formación.

C.1. Fluidos para Instalación de Mallas de Arena

Las mallas de control de arena pueden ser taponadas fácilmente con sólidos si no se presta suficiente atención a los contenidos de sólidos del fluido de completamiento. Los métodos descritos a continuación son los empleados actualmente para una utilización exitosa de las mallas de arena.

Agentes pesantes de grado especial: El acondicionamiento del lodo como se ha descrito anteriormente puede consumir bastante tiempo y, por lo tanto, hacer que la operación sea costosa. El uso de un agente pesante fino como la barita, puede evitar el requerimiento de filtros especiales para remover los cortes de perforación. Existen riesgos asociados al uso de estos productos dado que pueden crear alta reología y tiene un alto potencial para crear daño de formación. Deben tenerse en cuenta ambas consideraciones antes de hacer uso de esta tecnología.

Desplazamiento a una salmuera adecuada: Esto elimina por completo el problema del bloqueo por sólidos en las mallas. Sin embargo, se puede dañar mecánicamente la torta de filtrado durante la corrida de los filtros para control de arena. Las salmueras claras no tienen la capacidad de crear una torta de filtrado por lo que se pueden generar grandes pérdidas de fluido a la formación, haciendo que se requiera bombear una píldora para control de pérdidas que, a su vez, pueden generar taponamiento del filtro.

Desplazamiento a un lodo libre de sólidos: Con esta aplicación se aprovechan las ventajas de las salmueras libres de sólidos y se supera el riesgo asociado de pérdidas de fluidos debido a que el lodo contiene polímeros que reconstruyen la dañada torta de filtrado. Sin embargo, debido a la carencia de sólidos en el lodo, deben anticiparse grandes pérdidas que puedan dañar el polímero.

Desplazamiento a emulsiones inertes libres de sólidos: Después de perforar un intervalo con lodo invertido, hay preocupaciones en relación con el desplazamiento del hueco a salmuera a fin de introducir los filtros de control de arena. Existe el riesgo de que se produzcan problemas de emulsión que causen daño de formación o bloqueen dichos filtros. Un fluido base aceite libre de sólidos sería un excelente medio para correr las mallas, dado que es más lubricado que la mayoría de las salmueras y no reacciona con arcillas sensitivas al agua. Sin embargo, con una gravedad específica de aproximadamente 0.8, rara vez tiene aplicaciones prácticas.

Un fluido más práctico es una emulsión invertida hecha a base de salmuera pesada como la fase interna. Mediante el uso de diferentes densidades de salmuera y relaciones agua/aceite, la densidad de estos fluidos puede variar hasta aproximadamente 1.6 gravedades específicas, es decir, 13.3 *ppg*. Para lograr estas altas densidades es necesario utilizar salmueras muy pesadas como formiato de cesio (2.2 gravedades específicas). Sin embargo esta es una opción muy costosa.

C.2. Fluidos de completamiento para empaques de grava

La selección del fluido de completamiento adecuado es esencial para un trabajo exitoso de empaques de grava. En una operación de empaque de grava el fluido tiene varias funciones: transportar y ubicar el empaque, sobrepresionar el empaque para su compactación, prevenir daño de formación, controlar las presiones del pozo, limitar las pérdidas de fluidos, retornar el exceso de grava fuera del hueco y fluir hasta superficie con el fluido producido.

Los sólidos contenidos en el fluido, tienen alto potencial de puentear el empaque y causar una reducción severa de la permeabilidad. Partículas relativamente pequeñas pueden puentear el empaque de grava. Por ejemplo, con una malla de arena 40, los espacios entre la grava pueden ser de aproximadamente 50 micrones. Asumiendo que la grava es perfectamente esférica, partículas de alrededor de 15 micrones pueden taponar el empaque. En realidad, con una alta concentración de partículas y el hecho de que la arena no es perfectamente esférica, el tamaño mínimo para el puenteo es, probablemente, menor aún. Cualquier salmuera tendrá numerosas partículas en este rango de tamaño a menos que sea filtrada correctamente; de ahí, la limpieza del fluido es fundamental para la prevención de daños en el empaque.

Los empaques de grava pueden ser usados tanto en hueco revestido como en hueco abierto. En empaques de hueco revestido, las perforaciones pueden ser “lavadas” para remover el daño a su alrededor. Durante este proceso, se pueden generar pérdidas de fluidos a la formación y los sólidos contenidos en ellos pueden no sólo dañar la formación sino también dañar el empaque. En empaques de hueco abierto, el intervalo de producción es sobrepasado (back reamed) con el BHA varias veces para remover la zona dañada; por lo que nuevamente la limpieza del fluido es crítica. Por tanto, las salmueras claras son por tanto el fluido de completamiento preferido para operaciones con empaques de grava ya que contienen partículas hasta de 2 micrones.

Tanto los sólidos como los polímeros pueden ser empleados para controlar la pérdida de fluidos. Al igual que con todos los aditivos usados para control de pérdidas, la principal preocupación es su remoción terminada la operación. Carbonatos solubles en ácido pueden ser difíciles de eliminar de los empaques de grava debido al problema del contacto partículas-ácido durante la colocación de grava. La inclusión de las enzimas productoras de ácido en la lechada de grava ofrece una respuesta a este problema. Esta tecnología es relativamente nueva y su previo a su uso en el campo debe consultarse a los expertos en daño de formación de BP.

C.3. Fluidos de completamiento en fracturamientos hidráulicos.

Una de las principales preocupaciones con formaciones hidráulicamente fracturadas no es el daño a la formación en sí, sino el deterioro de conductividad de la fractura. Generalmente las fracturas se mantienen abiertas con arenas 20/40 y, por consiguiente, son propensas a taponarse por sólidos de 10 a 40 micrones. Por lo tanto existe una alta probabilidad de taponamiento de la fractura si la arena se transporta en un fluido “sucio” o si el wellbore no está limpio.

C.4. Uso de fluidos de perforación en completamientos

En ocasiones, los pozos son completados con fluidos de perforación. Esto es una ventaja comercial y también ofrece beneficios en términos de control de pérdidas de fondo, como la creación de la costra de filtrado la cual provee propiedades que las salmueras no. El potencial de daño de formación debe ser determinado con antelación antes de usarlo como fluido de completamiento. Además, hay riesgos significativos relacionados al uso de lodo como un fluido de completamiento entre los que se resaltan:

- Inhabilidad para operar las herramientas de fondo debido a los sólidos suspendidos en el lodo y a la gelación del mismo
- Pérdida del control de pozo debido a la ausencia de material pesante como barita.
- Taponamiento de las perforaciones por los sólidos del lodo.

Estos riesgos pueden ser mitigados hasta cierto punto mediante planeamiento cuidadoso:

- El lodo puede ser tratado para minimizar tanto la gelación como la disminución de barita
- Perforar bajo balance para evitar el taponamiento de los canales de perforación.

Hay riesgos relacionados al uso de sal suspendida en el lodo como fluido de completamiento, particularmente si este ha sido usado previamente para perforar shales o claystones. Remover sólidos convencionales no es práctico cuando se usan sistemas de sales suspendidas porque las sales costosas son removidas con los sólidos perforados. Sólidos reactivos son acumulados en el lodo cada vez que se perforan secciones de arcillas. Estos sólidos serán incorporados en la torta de filtrado pudiendo penetrar en la formación.

ANEXO D. GLOSARIO

Fluidos drill-N	Fluidos especiales de perforación base aceite usados para perforar la sección productora del pozo
HTHP	High Pressure High Temperatura – Alta presión Alta Temperatura
LCM	Loss Control Material– Material para control de pérdidas
BHT	Bottom Hole Temperature – Temperatura de fondo de pozo
BHP	Bottom Hole Pressure – Presión de fondo de pozo
OBM	Oil Based Mud – Lodo base aceite
Wellbore	Región cercana a la cara de la formación
Fisheye	Conglomerado de polímero generado por una deficiente hidratación del mismo
Squeeze	Desplazamiento forzado de fluidos
Back Reaming	Operación de sobrepasado o rimado en dirección ascendente

7 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] GOMEZ, D.C, VELEZ, J.A. Caracterización Geoestadística de Esfuerzos en el Piedemonte Llanero. Medellín, 2007, p 54 – 57. Tesis de Grado (Ing. De Petróleos). Universidad Nacional de Colombia.
- [2] HALLIBURTON Colombia, Baroid Fluid Services. Baroid Fluids Handbook. Capítulos 1, 5. 2000.
- [3] FONSECA, A. C., MORENO, P. M. Efecto del Movimiento de Finos en el Daño de Formación en los Pozos Productores de Cusiana y Cupiagua. Santafé de Bogotá, 2005, 120 p. Tesis de Grado (Ing. de Petróleos). Universidad de América.
- [4] MILLHONE, R. S. Completion Fluids for Maximizing Productivity – State of the Art. Chevron Oil Field Research Co. SPE 10030. Enero 1983.
- [5] BENNION, D.B., THOMAS, F.B. Recent Advances in Laboratory Test Protocols to Evaluate Optimum Drilling, Completion and Stimulation Practices for Low Permeability Gas Reservoirs. Hycal Energy Research Laboratories Ltd. SPE 60324. Marzo 2000.
- [6] HOWARD, SIV. Formate Brines for Drilling and Completion: State of the Art. Shell Research. SPE 30498. Octubre 1995.
- [7] HIMES, R.E. and DAHL, J.A. Low Damage Fluid Loss Control for Well Completions. Halliburton Services Research. SPE 22355. Marzo 1992
- [8] ASTM G1-03 Standard Practice for Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosion Test Specimens.
- [9] ABU-AND-GC-AIP-001-01 Guía Práctica para la Evaluación en Autoclave de la Corrosividad de Fluidos para Estimulación Química. BP – 2007.
- [10] LAPT-GOM-01 Guía de Operación y Mantenimiento de los Equipos de Laboratorio de Alta Presión y Temperatura de la C.I.C.-2007.
- [11] ASTM G111-97 Standard Guide for Corrosion Tests in High Temperature or High Pressure Environment, or Both.
- [12] NACE RP 0775-05 Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.
- [13] ASTM G46-05 Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion.
- [14] SANTODOMINGO, L. Formiatos como fluido de completación. Baroid Halliburton Energy Services. 2004. <En Línea> www.seflucempo.com/common/pdf/formiatos.pdf