

Aplicación del fluido Thixsal en repletamientos de pozos del campo Provincia de Ecopetrol
para disminuir pérdidas de fluido hacia la formación

Otoniel Acevedo Muñoz

Trabajo presentado como requisito para optar al título de Magister De Petróleo Y Gas Con
Énfasis En Producción

Director

MSc. Fernando Enrique Calvete González

Co-Director

MSc. Uriel Fernando Ferreira Ballesteros

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Magister De Petróleo Y Gas Con Énfasis En Producción

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios, por ser la base fundamental de mi vida, porque sus tiempos son perfectos y porque sé que cada paso que he dado para lograr esta meta, ha sido de su mano y la de su Santa Madre.

A mi esposa Sandra, porque su apoyo y aliento han servido de palanca y motor; por su paciencia a lo largo de este proceso.

A mis hijos, Isabella, María Gabriela y Juan Felipe, para que, de la mano de Dios, un día sigan mis pasos y se adentren con pasión en el mundo del conocimiento.

A mis padres Rodrigo y Ernestina, porque gracias a ellos, inicié este camino del saber y su ejemplo de constancia y trabajo honesto me han guiado sin descanso a través de él.

A mi hermano Humberto, por ser mi cómplice y compañero de luchas.

A mis amigos René y Vilmer, quienes contribuyeron de manera activa y desinteresada en la consecución de este proyecto.

Finalmente, quiero dedicar este proyecto a mis docentes quienes compartieron sus conocimientos y motivaron la realización de mis estudios, realizando aportes constructivos a lo largo del proceso.

Agradecimientos

Al finalizar este trabajo, donde he sorteado diferentes obstáculos y retos, quisiera muy especialmente agradecer al Ingeniero Fernando Calvete, quien a través de su dirección de tesis me guió para lograr los resultados hoy presentados. Así mismo agradezco al Ingeniero Uriel Ferreira codirector de esta tesis, por sus aportes y participación activa para la elaboración de este documento.

También quisiera agradecer a mis docentes, quienes impartieron sus conocimientos de manera objetiva y clara, construyendo en mí bases de conocimiento específicas en el tema de producción de Hidrocarburos.

De igual manera agradezco enormemente a la compañía Fluidos y Servicios y en especial a Rene Rivers y Vilmer España, por su aporte con la información y resultados del uso del Fluido Thixsal.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, debo mi agradecimiento, por su apoyo con las pruebas realizadas.

Al grupo de ingenieros de la coordinación de Subsuelo de la GMA de Ecopetrol, gracias totales por sus aportes y puntos de vista ante las diferentes hipótesis presentadas.

Por último, quiero agradecer a mi señora Sandra Milena y a mis hijos Isabella, María Gabriela y Juan Felipe, por todo su apoyo, acompañamiento, pero sobre todo por su comprensión, cuando debimos sacrificar parte de nuestro tiempo juntos para dedicarlo a sacar adelante este trabajo.

Infinitas gracias...

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Planteamiento del trabajo de aplicación.	18
1.1 Problema	18
1.1.1 Daño de formacion (S).....	19
1.1.2 Justificacion	25
2. Objetivos.....	27
2.1 Objetivo general.....	27
2.2 Objetivos específicos	27
2.3 Alcance	27
2.4 Pregunta de investigación	28
2.5 Hipótesis	28
3. Marco Referencia.....	28
3.1 Nanotecnologia	28
3.2 Fluidos Thixsal.....	33
3.2.1 Partículas de carbonato	34
3.2.2 Partículas de cloruro de sodio.....	34
3.2.3 Mecanismos de selección del tamaño de agente sellante.....	35
3.2.4 Tipos de fluidos:	39
3.3 Marco Práctico	40
3.3.1 En Colombia	42
4. Realización de pruebas	43

4.1 Parte experimental	44
4.1.1 Detergencia.	44
4.1.2 Solubilidad.	45
4.1.3 Compatibilidad.....	45
4.1.4 Mojabilidad.	45
4.2 Tipos de prueba realizadas.....	46
4.2.1 Prueba Detergencia	46
4.2.2 Prueba de solubilidad.....	48
4.2.3 Prueba de compatibilidad.....	48
4.2.3.1 Con crudo.....	48
4.2.3.2 Con salmuera sintética equivalente al agua de formación.	49
4.2.4 Pruebas de Mojabilidad Visual	49
5. Resultados de las pruebas	50
6. Preparación del fluido Thixsal y procedimiento de aplicación.....	56
6.1 Equipos requeridos para la mezcla	57
6.2 Procedimiento a seguir para la mezcla.....	58
6.3 Procedimiento aplicación para pozo campo provincia.	60
6.4 Mantenimiento y almacenamiento del fluido.	61
6.5 Control de sólidos.	62
6.5.1 Pérdidas de circulación severas.	63
6.5.2 Pérdidas Moderadas:.....	63
6.6 Pozo Modelo Campo Provincia	64
6.6.1 Remoción Del Sello O Torta Mecánicamente.	64

6.6.2 Remoción Del Sello O Torta Por disolución.	64
7. Aplicación del fluido en un pozo del campo provincia.	66
7.1 Pozos Seleccionados	70
8. Conclusiones.....	72
9. Recomendaciones	73
Referencias Bibliográficas	75
Apéndices.....	77

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1. Ubicación Geográfica</i>	14
<i>Figura 2. Total, de pozos.....</i>	15
<i>Figura 3. Producción histórica de crudo y agua en el campo Provincia</i>	16
<i>Figura 4. Principales operaciones que causan daño a la formación.</i>	22
<i>Figura 5. Ilustración de caída de presión por daño de formación.</i>	22
<i>Figura 6. Concepto stress de CAGE en el Wellbore.</i>	37
<i>Figura 7. Diámetro de partículas para lograr un sello efectivo en la formación.</i>	37
<i>Figura 8. Diámetro de partículas que infringen daño a la formación.....</i>	38
<i>Figura 9. Simulación de la acción de las partículas de sales disueltas del fluido Thixsal (fluido que contiene las sales) en la formación.....</i>	39
<i>Figura 10. Prueba detergencia.....</i>	47
<i>Figura 11. Tanques de preparación del fluido.....</i>	57
<i>Figura 12. Preparación del fluido.....</i>	58
<i>Figura 13. Sistema de Bombeo</i>	61
<i>Figura 14. Estado mecánico pozo modelo.</i>	64
<i>Figura 15. Propuesta y well planing Pozo Santos 128. Resultados operativos.....</i>	71

Lista de Tablas

	Pág.
<i>Tabla 1.</i> Componentes del sistema Thixsal ultra/Ultrasal	39
<i>Tabla 2.</i> Composición de la salmuera sintética equivalente al agua de producción de la estación Suerte.	49
<i>Tabla 3</i> Resultados pruebas realizadas	51
<i>Tabla 4.</i> Resultados pruebas realizadas Thixsal Ultra – Ultrasal/Plugsal	53
<i>Tabla 5.</i> Resultados pruebas realizadas Thixsal Ultra -IRF	53
<i>Tabla 6.</i> Resultados pruebas realizadas CarboThixsal	54
<i>Tabla 7.</i> Salmueras típicas saturadas.	58
<i>Tabla 8.</i> Características fisicoquímicas compuesto Thixsal.....	59
<i>Tabla 9.</i> Propiedades reológicas medidas	60
<i>Tabla 10.</i> Propiedades reológicas básicas del Thixsal.....	63
<i>Tabla 11.</i> Resultado factibilidad económica.....	66
<i>Tabla 12.</i> Comparativo de las anteriores campañas de WO	68
<i>Tabla 13.</i> Pozos seleccionados	70

Lista de Ecuaciones

Ecuación 1 ΔP debido al daño	23
Ecuación 2 Ley de Darcy incluyendo efectos del daño	23
Ecuación 3 Ley de Darcy incluyendo efectos del daño reescrita.....	24
Ecuación 4 Ley de Darcy para estado estable.....	24
Ecuación 5 Ley de Darcy para estado estable incluyendo daño	24
Ecuación 6 Ley de Darcy para estado estable incluyendo daño reescrita.....	24
Ecuación 7 Radio aparente.....	25
Ecuación 8 Ley de Darcy incluyendo el radio aparente	25
Ecuación 9 Daño (s).....	25
Ecuación 10 Teoría de Stress de CAGE	36

Lista de Apéndices

Apéndice A. Reportes Operativos..... 77

Apéndice B. Reporte de Fluidos de Completamiento y Workover 86

Introducción

El Campo Provincia se encuentra localizado en el bloque Provincia P Sur, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco oriental; entre los ríos Lebrija y Sogamoso, a la altura del Municipio Sabana de Torres Departamento de Santander, Los límites del campo son: al Norte con el contrato de Sólo Riesgo firmado entre ECOPETROL y la compañía Petrosantander denominado el Piñal, al Sur el Campo Payoa actualmente operado por la compañía Petrosantander. (Figura 1) y El año de inicio de Operaciones fue en el año 1962.

Los datos generales del campo Provincia son:

- OOIP (MB) 1383*
- AREA (KM2) 66,79
- API 18-34
- PERMEABILIDAD (MD) 100-150
- PRESION ACTUAL (PSI) (800- 1972)
- FACTOR DE RECOBRO ACTUAL (15,2%)
- PRODUCCION ACTUAL (BEPD) 5560 promedio.
- 2 Estaciones de Tratamiento: Santos y Suerte.
- Sistema de levantamiento: Gas Lift.

* Dato en proceso de formalización

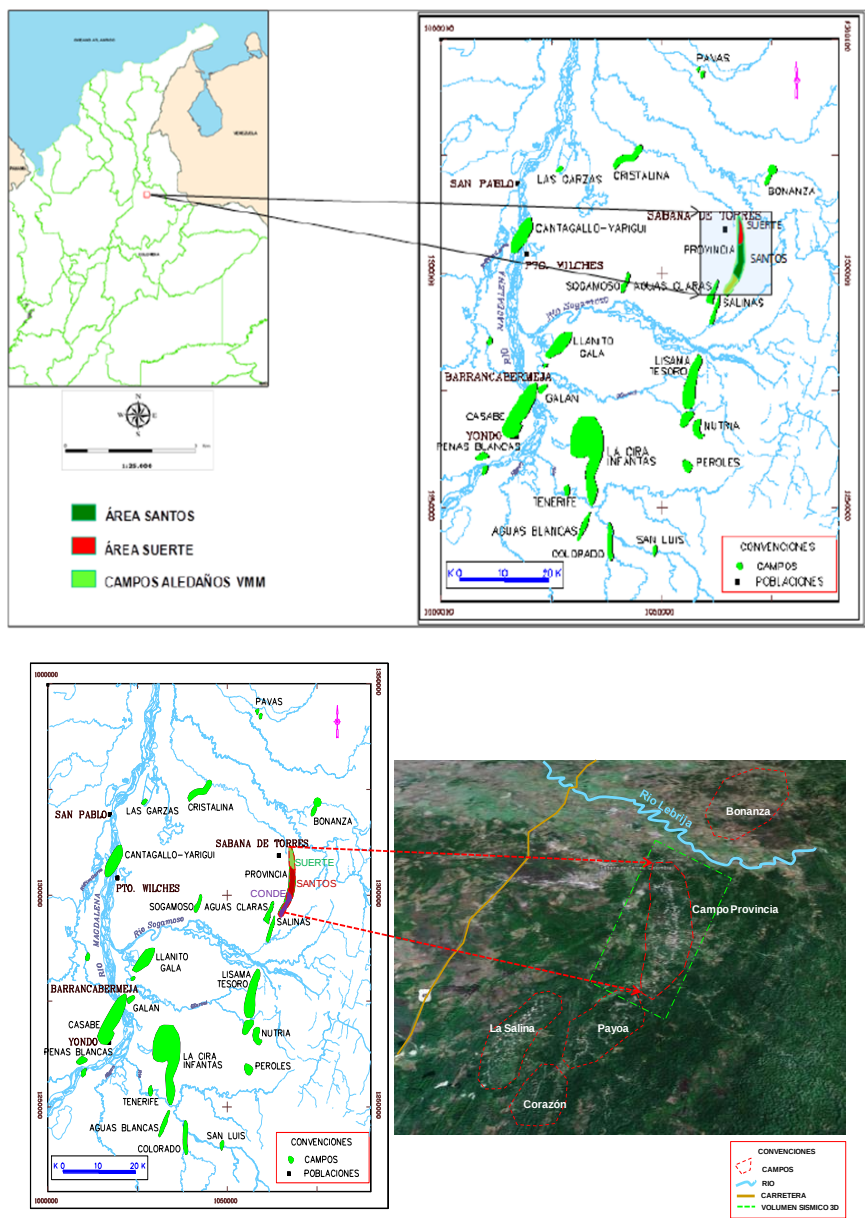


Figura 1. Ubicación Geográfica

En la figura 2 que se muestra a continuación, se muestra el total de pozos de Provincia:

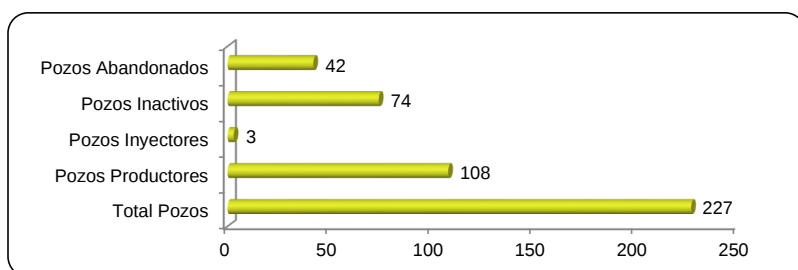


Figura 2. Total, de pozos

La exploración del Campo de Provincia se inició entre los años de 1955 y 1956 cuando la International Petroleum Colombia Ltda. (Intercol) firmó las concesiones 604, 605 y 625, localizadas dentro del anticlinal asimétrico de Provincia. El campo inició explotación comercial en noviembre de 1962. Posteriormente Intercol compró la totalidad de las acciones y se hace cargo de toda la operación a partir del 1° de enero de 1971, continuando con la explotación del campo hasta su reversión. Finalmente, las áreas de Concesión revirtieron a la Nación así: 10 de noviembre de 1992 Santos - Conde, y en abril de 1993 Suerte; tomando la administración de los mismos, La Empresa Colombiana de Petróleos, "ECOPETROL".

El redesarrollo del campo en perforación se acompañó de trabajos de workover que consistieron básicamente en habilitar intervalos no cañoneados en el completamiento original, recañonear arenas con cañones de alta penetración y optimizar diseño de Gas Lift. En total se han realizado 52 trabajos entre 2013 y 2016 con un costo promedio de 0.45 \$MUSD y una producción incremental promedio de 170 BEQPD. Lo más importante a resaltar es que en la última campaña de workover se realizaron cambios conceptuales fundamentales que garantizan el cumplimiento de la promesa de valor y reduce la incertidumbre técnica, en donde uno fue el uso de un sistema

de fluidos que permite controlar pérdidas de fluido hacia la formación y a la vez, controlar hidrostáticamente el pozo en las operaciones de workover, aún en yacimientos depletados, lo que permite realizar cañoneo Casing Gun (no thru tubing que era la técnica comúnmente usada). La variación de la producción histórica del campo debido a las operaciones es mostrada en la figura 3.

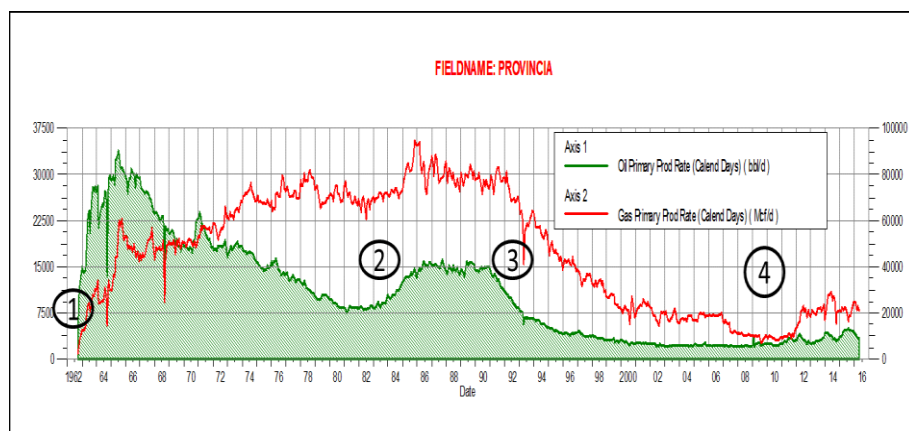


Figura 3. Producción histórica de crudo y agua en el campo Provincia

1. Primer Desarrollo Concesión 605-625-604 en la formación La Paz
2. Segundo desarrollo Intercol en la formación Mugrosa - Esmeralda
3. Reversión de Convenios
4. Perforación 52 pozos 2009-2015

El plan de desarrollo del Campo Provincia incluido dentro del Portafolio está diseñado en función de los yacimientos presentes en el activo, en este momento y debido a la condición de reevaluación de los modelos solo se tiene contemplada actividad a corto plazo para las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas y Las inversiones asociadas a la campaña de 17 WO de

Provincia, se encuentran incluidas y alineadas al plan de desarrollo del activo por lo cual trabajar en un fluido que ayude a mejorar los trabajos de recompletamiento es muy importante para el campo Provincia.

1. Planteamiento del trabajo de aplicación.

En este capítulo se pretende presentar las características del problema, su justificación, los objetivos y alcance del trabajo terminando con la pregunta de la investigación y su hipótesis

1.1 Problema

El desarrollo del campo provincia de ECP se ha realizado con perforación acompañado de trabajos de workover que consistieron básicamente en habilitar intervalos no cañoneados en el completamiento original, recañonear arenas y optimizar diseño de “Gas Lift”. En total se han realizado 52 trabajos entre 2013 y 2016 con un costo promedio de 0.45 \$MUSD/Pozo y una producción incremental promedio de 170 BEQPD. Los trabajos de cañoneo se realizaron con la tecnología a través de tubería (thru tubing) por lo cual no se pudo realizar alta penetración y se pudo evidenciar presencia de colapsos en pozos intervenidos posteriormente. Para la nueva campaña de “Workover” se requiere usar un sistema de fluidos de recompletamiento que permite controlar pérdidas de fluido hacia la formación y a la vez, controlar hidrostáticamente el pozo en las operaciones de workover, aún en yacimientos depletados, lo que permite realizar cañoneo “Casing Gun”.

Las arenas del campo provincia como son La paz, Mugrosa, Esmeralda y Lisama son de alta presión productoras de gas y crudo; pero con la particularidad que toman fluido en los trabajos de Workover y recompletamiento que causa daño de formación y problemas en el control de pozo. El fluido utilizado en las operaciones de “Workover” en el campo provincia ha presentado problemas tales como pérdidas de fluido hacia las zonas productoras causando daño a las mismas,

reduciendo la productividad de los pozos. Adicionalmente estas pérdidas de fluido no garantizan la seguridad de la operación por el no control de pozo aumentado riesgo de incidentes operacionales. Además las propiedades reológicas del fluido han causado que la corrida de los cañones sea lenta causando altos costos por reacondicionamiento de fluidos y tiempos de operación.

Por lo anterior, se requiere manejar un fluido especial que ayude a disminuir estos inconvenientes. Con la ayuda de una compañía Colombiana se ha trabajado un fluido base Thixsal Ultra soluble en agua que genera un mínimo daño a la formación y unas propiedades reológicas únicas, diseñado para controlar pérdidas hacia la formación y controlar hidrostáticamente el pozo en operaciones de “Workover”, en yacimientos depletados, donde los diferenciales de presión pueden ser elevados.

1.1.1 Daño de formación (S) Cuando se perfora un pozo la invasión de los fluidos hacia la formación para controlar el filtrado causa disminución en la permeabilidad en las zonas aledañas al pozo. Entre otros muchos factores, esto causa daño de formación que genera caída de presión adicional en el momento de producción. El daño de formación en general es un problema operacional y económico, que puede ocurrir no solamente en la perforación sino durante varias fases de recuperación de gas y crudo en el yacimiento y en especial en operaciones de reacondicionamiento de pozos o llamado “Workover”. El daño de formación es el resultado de una alteración ya sea física, química o bacteriana de la arena productora de hidrocarburo generado por contacto con fluidos de perforación, completamiento y/o recompletamiento de pozos.

La causa más común de daños a la formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, en general durante su circulación dentro del pozo, permite mantener la estabilidad de las paredes del hoyo, controlar las presiones de fondo, remover los ripios de la formación entre otros. Estos pueden ser diseñados en base agua, aceite, gas, o combinación de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. Se debe tener en cuenta que el contacto directo del lodo con el yacimiento durante las operaciones de perforación es inevitable, por lo que es importante intentar utilizar un lodo que genere la menor reducción posible a la permeabilidad de la roca y el menor nivel de daño en las cercanías del pozo (Echeverría, 2007). Los mecanismos de daño a la formación podrían ser generados mediante la migración del fluido de perforación hacia la formación, ya que las partículas finas en los fluidos pueden taponar la garganta de los poros, o el filtrado puede reaccionar químicamente con las arcillas presentes en la formación. Cualquiera de estos procesos puede reducir la permeabilidad de manera dramática ocasionando problemas como invasión de fluidos, revoque en la entrada de la garganta poral, así como formación de precipitados y emulsiones; atribuible a que los pozos han sido perforados con sobre balance (Herrera, 2009).

Otro aspecto principal de daños es la migración de finos que puede ser causado por una gran variedad de minerales presentes en el medio poroso tales como arcillas, sílice amorfa, cuarzo, feldespatos, micas y carbonatos. Las partículas finas se consideran de baja densidad (menos de 1400 kg/m^3) y, de un diámetro inferior a 37 micras (Civan, 2007). La migración de finos se produce cuando las fuerzas viscosas e interfaciales promueven el movimiento de partículas débilmente adheridas a los poros. Estas partículas finas débilmente cementadas a la matriz pueden ser liberadas y movilizadas por procedimientos de estimulación ácida que destruyen el material cementante (Jahediesfanjani, 2005). Estos finos pueden ser los causantes de la reducción de la

permeabilidad en un yacimiento y ocurre cuando bloquean gargantas de poro con tamaños inferiores al tamaño individual de la partícula, o cuando varias partículas finas muy pequeñas llegan simultáneamente a una garganta de poro grande, compitiendo por pasar a través de la garganta, lo que resulta en puenteo y sedimentación. Generalmente la migración de finos se da cuando la fase humectante del yacimiento está en movimiento (Bennion *et al.*, 2002; Olafuyi *et al.*, 2012; Hibbeler *et al.*, 2003). Diferentes fuerzas son responsables de la separación de los finos; las fuerzas de atracción Van der Waals, fuerzas repulsivas de Born, fenómeno de doble capa y fuerzas hidrodinámicas, las cuales dominan el desprendimiento de partículas de medios porosos. Cuando la energía de interacción total entre la partícula y la superficie porosa se vuelve positiva, las fuerzas repulsivas son más grandes que las fuerzas atractivas, y se desprenden los finos (Ahmadi *et al.*, 2011; Thomas and Crowe, 1981).

El daño de formación por procesos de partículas se muestra más severo en yacimientos no consolidados, o en formaciones de alto contenido de arcillas y de baja permeabilidad. Civan (2007) sugiere que el hinchamiento de arcillas actúa como el mecanismo que más interviene en la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, en general, los fenómenos de migración de finos e hinchamiento de arcillas ocurren de manera simultánea y su contribución al daño depende de la composición mineralógica de la formación.

Los principales mecanismos de daño de formación (ver figura 4) son:

1. Incompatibilidad Fluido- Fluido
2. Incompatibilidad Roca- Fluido
3. Invasión de solidos
4. Migración de finos

5. Actividad Biológica

6. Bloqueos

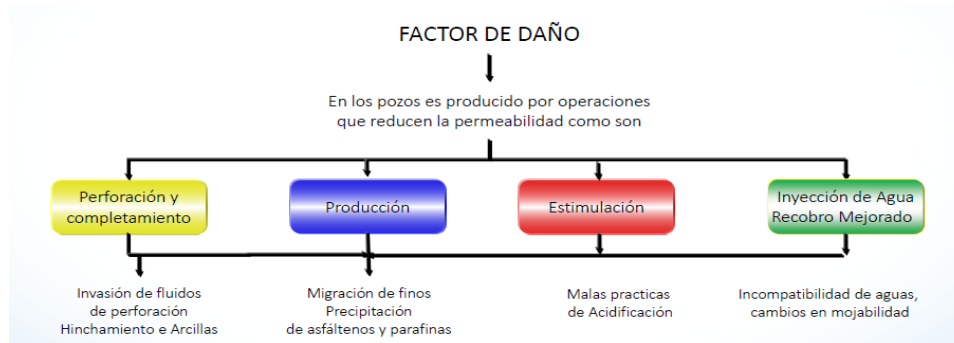


Figura 4. Principales operaciones que causan daño a la formación.

Comentado [UdW1]: No se nombra dentro del texto, en necesario incluirla dentro de la redacción.

La consecuencia del factor Daño (S) es una Reducción-reducción de la permeabilidad aledaña al pozo, Causando-causando así una caída de presión adicional y disminuyendo el caudal como se muestra en la figura 5.

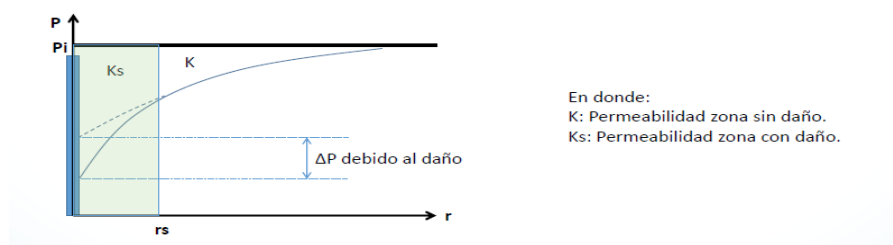


Figura 5. Ilustración de caída de presión por daño de formación.

Comentado [UdW2]: No se nombra dentro del texto, en necesario incluirla dentro de la redacción.

Donde:

K: Permeabilidad zona sin daño.

Ks: Permeabilidad zona con daño.

Pi: Presión inicial.

P: Presión.

R: Radio.

Rs: Radio de daño

ΔP debido al daño

La caída o ganancia de presión adicional causada por el daño o skin factor, s , está dada por la ecuación 1:

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \mu B}{kh} s$$

Ecuación 1 ΔP debido al daño

Donde:

ΔP_s :—caída de presión en la zona de daño, psi

Q :—rata de flujo, bbl/día

μ :—viscosidad, cp

B :—factor volumétrico, bbl/STB

k :—permeabilidad de la zona virgen, md

h :—espesor de la formación, ft

s :—factor de daño, adimensional

Con base en lo anterior, la ley de Darcy (ecuación 2) incluyendo efectos de daño resulta ser:

$$q = \frac{7.08 kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w - \Delta P_s)}{\ln(r_e / r_w)}$$

Ecuación 2 Ley de Darcy incluyendo efectos del daño

Comentado [UdW3]: Enumerarlas ecuaciones del documento

O también puede reescribirse como se muestra en la ecuación 3:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w - \frac{141.2q\mu B}{kh} s)}{\ln(r_e / r_w)}$$

Ecuación 3 Ley de Darcy incluyendo efectos del daño reescrita

En la ecuación 4 se muestra de ley de Darcy para estado estable.

$$P_e = P_w + \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

Ecuación 4 Ley de Darcy para estado estable

Incluyendo el daño a la anterior ecuación se obtiene la ecuación 5:

$$P_e = P_w + \frac{141.2q\mu B}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{141.2q\mu B}{kh} s$$

Ecuación 5 Ley de Darcy para estado estable incluyendo daño

Rearreglando se obtiene la ecuación 6:

$$P_e = P_w + \frac{141.2q\mu B}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)$$

Ecuación 6 Ley de Darcy para estado estable incluyendo daño reescrita

Entonces la ecuación de Darcy puede escribirse también como sigue y se observa como al

aumentar el daño disminuye el caudal.

Cuando un pozo está dañado, se tiene la impresión de que el radio del pozo tiene un valor diferente, el cual es más grande que el real cuando el pozo está estimulado o más pequeño que el verdadero de cuando el pozo está dañado. Este radio aparente, r_w' se calcula mediante la ecuación 7:

$$r_w' = r_w e^{-s}$$

Ecuación 7 Radio aparente

Por lo que la última expresión de Darcy se generaliza con la ecuación 8 ~~queda~~:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w)}{\ln(r_e / r_w')}$$

Ecuación 8 Ley de Darcy incluyendo el radio aparente

El daño, también se puede estimar mediante la ecuación 9:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Ecuación 9 Daño (s)

Donde el sufijo s denota la zona de daño.

1.1.2 Justificación Muchas empresas petroleras enfocan sus esfuerzos en maximizar el factor de recobro de sus campos existentes, así como también mantener la producción en tasas económicamente explotables. El factor de recobro es el porcentaje de petróleo o gas que puede ser

explotado de un yacimiento. Sin embargo, una gran cantidad ~~Mucho de del~~ petróleo y gas que existen se quedan en el subsuelo, pues y por tanto no es posible recuperar en superficie el 100% de los hidrocarburos presentes en los yacimientos existentes. El factor de recobro promedio de campos maduros en el mundo está entre el 20 y el 40%, lo cual contrasta significativamente con el factor de recobro típico para un yacimiento de gas, que está entre el 80 y el 90% (Muggeridge, A., et al, 2014). Si se mejora el recobro hacia las cifras de los yacimientos de gas, se puede fácilmente duplicar las reservas recuperables de los yacimientos.

Los trabajos de “Workover” en campos maduros como el caso de Provincia de Ecopetrol con un Factor de Recobro (FR) del 15% requieren fluidos que permitan que no se pierda fluido hacia la formación, y de la misma manera permitan una disminución ~~Disminuyendo el del~~ daño y aumentando de la productividad del pozo. Los Fluidos base Thixsal es uno de ellos que ha tenido buenos resultados en perforación de pozos en México, Venezuela y otros países para tratamientos de arena (Belcher *et al.* 2010). Actualmente se está utilizando en las operaciones de Workover en pozos depletados de campos maduros en Colombia para realizar reacondicionamientos y re completamientos con el objetivo de mantener y/o subir su producción.

Utilizar el fluido Thixsal y que funcione, permite entre otros resultados menores costos, buenos resultados en producción lo que conllevará a continuar con campañas de re completamientos en el campo Provincia favoreciendo de esta manera las áreas de influencia del campo y estar dentro de la política de Ecopetrol del barril rentable, sostenible y limpio; y a su vez ayudaría a disminuir el daño de formación, aumentar los resultados para el cumplimiento del P-50, evitar incidentes operacionales favoreciendo temas de HSE, Cañonear Casing Gun y disminuir costos de equipo por reentradas de equipos de “Workover”.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Objetivos El ~~Objetivo general es~~ Realizar la aplicación e implementación de un Fluido Thixsal para optimizar ~~las~~ técnica y económicamente las operaciones de recompletamiento de pozos ~~para~~ ~~mediante~~ minimizar las pérdidas de fluido y causas ~~de~~ ~~de a~~ daño ~~de a~~ la formación en las operaciones de “Workover” del campo provincia de Ecopetrol.

2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar el comportamiento del fluido Thixsal para identificar como se controla n las pérdidas del mismo hacia la formación y disminuir el daño de la formación.
- Identificar las características de preparación y operación del fluido Thixal para garantizar su acción evitando pérdidas de fluido hacia la formación.
- Usar el fluido en un pozo del campo provincia en operación de Workover y recompletamiento para comprobar su acción y las ventajas del fluido.
- Presentar los resultados del pozo donde se utilizó el fluido Thixal relacionando su comportamiento con el reto de la producción esperada y su valor agregado en términos económicos.

2.3 Alcance En la literatura se habla de tres tipos de alcance, exploratorio, descriptivo, y explicativo. Es así, como los estudios exploratorios trabajan un tema poco estudiado; los descriptivos buscan especificar propiedades, características y rasgos fundamentales del objeto de estudio analizado y el explicativo asocia variables y pretende establecer causas del evento o fenómenos que se estudian.

El presente trabajo tendrá un alcance de tipo explicativo, se presentará ~~Un~~un fluido Thixsal para minimizar los daños de formación y mejorar las operaciones de “Workover” del campo Provincia de Ecopetrol en términos de mejora de producción y económicos.

2.4 Pregunta de investigación Este trabajo plantea como la pregunta a resolver. ¿El fluido Thixsal implementado en las *operaciones del campo provincia es el adecuado para minimizar el daño de formación y optimizar las operaciones de “Workover”*?

2.5 Hipótesis Como hipótesis del trabajo a realizar esta, que si es posible reducir las pérdidas de fluido hacia la formación en las operaciones de recompletamiento del campo provincia de Ecopetrol utilizando el fluido Thixsal con un adecuado ajuste de sus propiedades químicas que afectaran su reología.

3. Marco Referencia

3.1 Nanotecnología

La nanotecnología (deriva del griego *nanno* que significa enano) es el control de la materia a escalas de entre 1 y 100 nanómetros. Es la posibilidad de manejar las cosas a escala molecular, atómica y subatómica, lo que podría reportar beneficios increíbles a la humanidad. Entre sus campos de aplicación se incluyen: medioambiente, exploración espacial, tecnologías de la

comunicación e informática, sector energético, textil, construcción y arquitectura, agricultura, ganadería, electrónica, cosmética, industria militar, automovilística, seguridad personal y vial, higiene y salud pública, deportes, espionaje entre otras (Hoelscher, K., et. al. 2012).

El término fue acuñado en 1974 por el japonés *Taniguchi Norio* y fue *Richard Feynman* (premio Nobel de Física en 1965) con su famosa conferencia titulada "Hay mucho espacio en el fondo", quien marcó un hito para el desarrollo de la nanotecnología, haciendo ver la posibilidad de mover las cosas átomo por átomo. Se considera esta conferencia de *Feynman*, realizada en 1959, como uno de los referentes teóricos de lo que en la actualidad la comunidad científica internacional cataloga como uno de los proyectos más innovadores y ambiciosos de la ciencia moderna. El gran despertar de la nanotecnología comenzó a partir de los años 80, a partir del desarrollo de una amplia gama de microscopios de sonda de barrido, que logran imágenes a escala atómica. El descubrimiento de los nanotubos de carbono (NTC), nanobiosensores de excelentes propiedades mecánicas y eléctricas, realizado en Japón por *Sumio Iijima* en 1991. Hoy existen cerca de 3 mil productos generados con nanotecnología, la mayoría para usos industriales, aunque las investigaciones más avanzadas se registran en el campo de la medicina y la biología.

El uso de la nanotecnología en la industria del petróleo es una herramienta atractiva para el ingeniero. Las nanopartículas, con pequeños tamaños (menores a 100 nm) y su alta capacidad adsorptiva, presentan una buena opción para inhibir la migración de finos dentro del yacimiento y la estabilización de las fuerzas de interacción para remediar el daño causado por esta migración (Olafuyi & Onyekonwu, 2012). Adicionalmente, debido a su tamaño, los nanofluidos son aptos para la inyección, debido a que no existe riesgo de obstrucción en las gargantas de poro del yacimiento. Huang *et al.* (2010), han estudiado la aplicación de nanopartículas en tratamientos de fracturamiento, los cuales permitieron consolidar -Argumentan- que las nanopartículas poseen la

habilidad de prevenir la migración de finos debido a que tienen fuerzas de superficie significativamente altas, incluyendo fuerzas de van der Waals y fuerzas electrostáticas que hacen que se adhieran a la superficie del propante durante el bombeo. Otros investigadores como Belcher *et al.* (2010), llevaron a cabo un estudio para investigar cómo los fluidos nano-propantes pueden controlar la migración de finos en un campo offshore en el golfo de México. Los resultados de ambas investigaciones indican que las nanopartículas fijan los finos migrantes al propante y mejoran la productividad del pozo, previniendo el daño de formación y otros problemas asociados.

El uso de la nanotecnología se ha venido difundiendo recientemente en la industria del petróleo y gas debido a que los tamaños de las nanopartículas entre 1 y 100 nm, proporcionan una alta relación de área superficial / volumen que favorecen los fenómenos de transferencia de masa y energía, y pueden mitigar los problemas asociados a la perforación (Franco *et al.*, 2013). Algunos autores han evaluado el uso de nanopartículas para mejorar el desempeño de los fluidos de perforación. Abdo *et al.* (2010) usaron nanopartículas como un aditivo en los fluidos de perforación, y modificaron la reología del fluido mediante el cambio de la composición, tipo o tamaño del aditivo.

La capacidad de las nanopartículas para adaptarse a cualquier situación en particular puede disminuir el uso de otros aditivos costosos y mejorar la funcionalidad de los fluidos. Saboori *et al.* (2012) estudiaron el efecto de las nanopartículas de CMC de (1-100 nm) en el grosor de la retorta y la pérdida de circulación del fluido de perforación. Los fluidos de perforación fueron evaluados mediante la prueba de filtrado API, que hace uso del filtro prensa a baja presión y baja temperatura (LP-LT). Las nanopartículas poliméricas causan la formación de más partículas coloidales en comparación con los sólidos presentes en el fluido de perforación, y concluye que se presenta

disminución del espesor de la retorta y reducción del volumen de filtrado del fluido de perforación en un 65% y 7%, respectivamente.

Hoelscher et al. (2012), basaron su investigación en el uso de nanopartículas en los fluidos de perforación para mejorar la permeabilidad y reducir la pérdida de agua en las formaciones de lutita, Marcellus y Manco ubicados en los EE. UU. El estudio se enfocó en la formulación de un fluido de perforación base-agua menos reactivo con la formación y que a su vez ~~mejorara~~ mejorará la estabilidad del pozo mediante el uso de nanopartículas de sílice. En el estudio evaluaron el comportamiento de las nanopartículas al considerar seis sales comúnmente presentes en las formaciones (~~CaCl₂~~, NaOH, KCl, Na₂CO₃, KCO₃ ~~y~~ NaOH, cada una con pH 11) y con cuatro tipos de tratamientos (A, B, C, D) ~~a~~ con diferentes tamaños de partícula. La pérdida de fluidos más baja se obtuvo con las nanopartículas con tamaño con 10-30 nm; adicional, el volumen de filtrado más bajo correspondió al tratamiento D, el cual reportó un volumen de 4 mL en comparación con un volumen de 50 mL reportado para los demás tratamientos.

Husein et al. (2012) experimentaron con nanopartículas (NP's) comerciales con el fin de reducir las pérdidas de circulación del fluido de perforación. Las NP's evaluadas en el FP con tamaños entre 20 y 40 nm, redujeron la pérdida de circulación en virtud de su capacidad para bloquear los pequeños poros y su capacidad para interactuar con las partículas de arcilla. Para esto prepararon dos tipos de fluidos, un fluido de perforación base aceite y un fluido de perforación base agua. La prueba usada para la valoración del filtrado fue la prueba API. Los resultados obtenidos señalan una reducción de pérdida de fluidos de un 70% comparado con un 9% obtenido con materiales comerciales usados para pérdida de circulación; LCM por sus siglas en inglés. El espesor de la retorta no fue relevante en esta investigación, puesto que los sistemas valorados presentaron

valores similares. Sin embargo, los autores señalan que el valor óptimo del espesor de la retorta debe ser inferior a 1 mm para que pueda haber reducción de pérdidas de filtrado.

Javeri et al (2011), investigaron el uso de nanopartículas de sílice para la mitigación de problemas como pérdida de circulación y pega de tubería. Las nanopartículas de sílice utilizadas poseen una gravedad específica de 2.33 y un diámetro entre 40 y 130 nm. El objetivo propuesto en la investigación estuvo enfocado al uso del nanomaterial para disminuir el espesor de la retorta. Los resultados muestran una reducción de un 34% del espesor de la retorta, adicional a reducciones tanto en la viscosidad plástica como del punto de cedencia de 7% y 20%, respectivamente. Esto se presenta porque las nanopartículas permiten la formación continua de la retorta y un menor volumen de filtrado que ingresa en la formación; es decir, se tiene un espesor menor que en los casos típicos.

Algunos autores como Sharma et al. (2012), han estudiado el efecto de las nanopartículas en Lodos Base Agua para controlar el hinchamiento de las formaciones de lutita. El material seleccionado para este estudio fue nanosílice con un tamaño de 20 nm. La metodología de evaluación, consistió en una prueba inicial de permeabilidad de la lutita, una evaluación de las nanopartículas como inhibidor físico, pruebas de las propiedades reológicas de Lodos Base Agua y finalmente, pruebas de mineralogía en la lutita estudiada. Se realizaron pruebas para evaluar la invasión de agua en las lutitas cuando entraban en contacto con fluidos de perforación con nanopartículas. La invasión de agua en la formación se redujo entre 10 y 100 veces. Los autores también señalan la reducción en los costos de perforación y los beneficios ambientales al usar Fluido de Perforación (FP) con nanopartículas.

El uso de nanopartículas de sílice soportadas en los FP estudiados constituye una nueva alternativa para la solución a los problemas que se presentan en las operaciones de perforación por

pérdidas de filtrado y la formación de una retorta gruesa que ocasionan pega de tubería e inestabilidad en las paredes del hueco.

3.2 Fluidos Thixsal

Pocos autores han publicado sobre la Tecnología Thixsal Plus, Thixsal Ultra y Plugsal en fluidos de perforación y completamiento. Los fluidos Thixsal Plus, Thixsal Ultra y Plugsal están diseñados para prevenir la invasión de líquidos y sólidos hacia la zona productora, creando una torta impermeable sobre la cara de formación, la torta es fácilmente removible con "back flow" o por disolución en contacto con los fluidos producidos en el pozo. La torta tiene la característica que es delgada y resistente a sobre presiones. Los fluidos Thixsal Plus, Thixsal Ultra y Plugsal previenen la pérdida de líquidos hacia la formación, controla simultáneamente las pérdidas y presión en zonas con diferente permeabilidad y presión de formación, y protege la zona productora de daños para asegurar la máxima productividad del pozo.

Las soluciones TBC Brinadd ha buscado la máxima productividad de los pozos protegiendo las zonas productivas formando una torta y removiéndola. Para esto se han realizado investigaciones sobre los diferentes tamaños de partículas y poder alcanzar una adecuada concentración de sólidos y mínima permeabilidad de la torta formada. Los tamaños de partículas estudiados relacionados con pérdidas de circulación fueron los de carbonato de calcio y cloruro de sodio. Los primeros en estudiar el tema fueron Goins and Nash/Gulf Oil 1957 en arcillas y resinas sintéticas con tamaño de partículas de 100 micrones hasta 12,700 micrones.

Los fluidos **Thixsal ultra/Ultrasal** es una mezcla sinérgica de polímeros compuesto de goma xántica y el enlace cruzado de un derivado hidroxipropilizado del almidón, en una solución salina

saturada que contiene adicionalmente partículas de cloruro de sodio (NaCl) suspendidas, las cuales son el material densificante y puenteante con un tamaño de grano especial dependiendo de la permeabilidad de la zona productora, un estabilizador del pH, un antiespumante y cuando se requiere, un aditivo estabilizador de arcillas, el cual adicionalmente actúa como lubricante. Las propiedades reológicas y la torta son diseñadas para cada rango específico de permeabilidad, permitiendo sobrebalance mientras se mantiene una baja pérdida de filtrado, lo cual garantiza un mínimo daño a las zonas productoras, manteniendo la productividad. (Workshop Nuevas Tecnologías – Conferencia- Reparación y control de pozos críticos con tecnologías de sellado Fluidos y Servicios-TBC Brinadd en el año 2000).

3.2.1 Partículas de carbonato Darley et al. (1968) trabajaron emulsiones agua en aceite y con distribución de tamaño de partículas de un rango de D-50/20 micrones hasta D-50/30 micrones, removiendo el “cake” con ácido. Smithey et al. (1973) trabajaron con Biopolímeros base agua y partículas distribuidas entre D-50/80 micrones hasta D-50/30 micrones y limpiando la torta con ácido. Su aporte fue el comportamiento de las partículas de carbonatos en el fluido.

3.2.2 Partículas de cloruro de sodio Gruesbeck, Penberthy, and Muecke/Exxon Research 1976 trabajaron partículas de cloruro de Sodio 99% de tamaño de partícula hasta 25 micrones y D-50/10 micrones, con Biopolímeros suspendidos en salmueras saturadas. Mondshine (1977) trabajaron con cloruro de sodio 95% y tamaño de partículas de distribución de 5 micrones hasta 800 micrones. Diseñaron para amplios rangos de permeabilidad de formaciones y con coloides de Lignosulfonatos.

Dobson, Kayga, and Harrison/ TBC-Brinadd en 1977 trabajaron y usaron para reducir el filtrado, sales coloidales no hidratadas con una distribución de tamaño de Partículas 90% menos a 10 micrones, con un promedio de partícula de 3 a 5 micrones. Para mejorar la distribución de partículas de sólidos solubles en agua incluyeron cloruros, bromuros, acetatos y sales de formiato. Los tipos de coloides usados por Brinadd en la filtración son celulosa, Biopolimero, Lignosulfonato de Calcio y Óxido de Magnesio; estos biopolímeros producen gran porcentaje de coloides de menos de 2 micrones con cloruro de sodio y Carbonato de Calcio. Son los aportes de Brinadd en la mejora de los fluidos para control de pérdidas de fluido hacia la formación.

3.2.3 Mecanismos de selección del tamaño de agente sellante

Leyes de Abrams

De acuerdo a principios y conclusiones de recientes estudios de yacimientos y considerando en detalle los diferentes mecanismos de daño de formación generados por sólidos y líquidos en las diferentes operaciones de perforación, completamiento y cementación de pozos se puede concluir que un sello impermeable efectivo y de fácil remoción es el mecanismo único conocido capaz de reducir al mínimo diferentes mecanismos de daño en las zonas de interés. Los diferentes tipos de daño están asociados a sólidos, migración de finos, cambio de mojabilidad, emulsiones, micro emulsiones, etc.

Los diámetros de partículas conjuntamente con las propiedades ~~Físico~~-físico-químicas de los sellantes son factores muy importantes, como el mecanismo de sellos conocido para obtener resultados positivos en los yacimientos productores.

Partiendo de la teoría de Stress de CAGE mostrada en la ecuación 10 donde

$$\Delta P = \frac{\pi * W * E}{8 * R * (1 - \mu^2)}$$

Ecuación 10 Teoría de Stress de CAGE

Donde:

ΔP = Delta de Presión

$\pi = 3,1415$

W= Profundidad de la fractura

E= Modulo de Young

R= Distancia desde el centro de la cara del pozo

μ = Radio de poisson

De acuerdo con esto se define que:

- En Formaciones de permeabilidades conocidas donde el sello aplicado es defectuoso el movimiento de fluidos y solidos incrementa la presión hacia la formación generando pérdidas hacia la formación y propagación de fractura naturales.

- En Formaciones de bajas permeabilidades conocidas es donde el sello aplicado es adecuado impidiendo el movimiento de fluidos y solidos hacia la formación y reduce y equilibra el ΔP entre la formación y la columna hidrostática.

Con base en lo anterior de la Teoría de Estrés de Cage (ver figura 6) se generan diferentes Modelos para la selección óptima de los materiales de sello basado en la definición del diámetro de partícula adecuado, para reducir el movimiento de fluidos y solidos a la formación. Aparecen las leyes de Abrams que provienen de la industria minera, aplicada a la construcción genera una aplicación a los yacimientos trabajada por TBC BRINADD y EXXON RESEARCH hasta 1998.

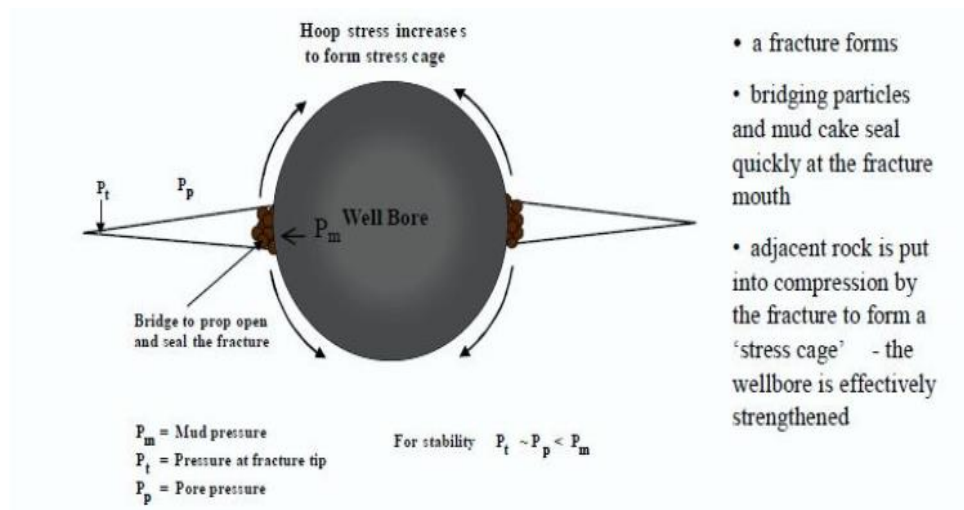


Figura 6. Concepto stress de CAGE en el Wellbore.

Adaptado de: Lost circulation experimental study in Oil Based mud and analyzing experimental data

Comentado [UdW4]: Es posible cambiar la notación por la palabra Fuente: en todo el texto

Primera ley de Abrams: Aquellas partículas cuyo diámetro sea equivalente a un tercio de la raíz cuadrada de la permeabilidad del yacimiento, lograrán un sello efectivo del mismo (ver figura 7).

$$\Phi_p = (\sqrt{(md)})/3$$

Figura 7. Diámetro de partículas para lograr un sello efectivo en la formación.

Adaptado de: Conferencia Fluido de control de pérdidas de la compañía Fluidos y Servicios.

Segunda ley de Abrams: Aquellas partículas cuyo diámetro sea equivalente a un séptimo de la raíz cuadrada de la permeabilidad del yacimiento, infringen daño a la formación (ver figura 8).

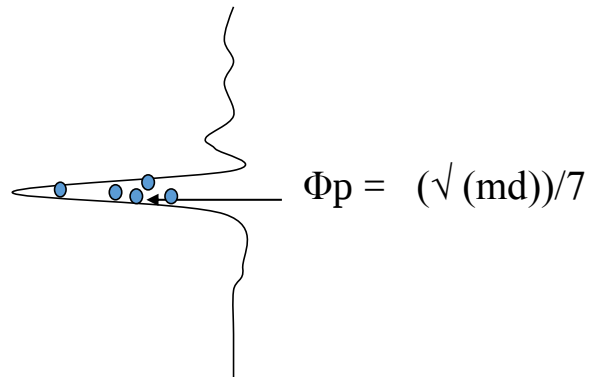


Figura 8. Diámetro de partículas que infringen daño a la formación.

Adaptado de: Conferencia Fluido de control de pérdidas de la compañía Fluidos y Servicios.

Tercera ley de Abrams: Solo es necesario desde un 10% a 15% de los sólidos totales del fluido en el diámetro de partícula definido para garantizar un sello efectivo (Ver figura 9).

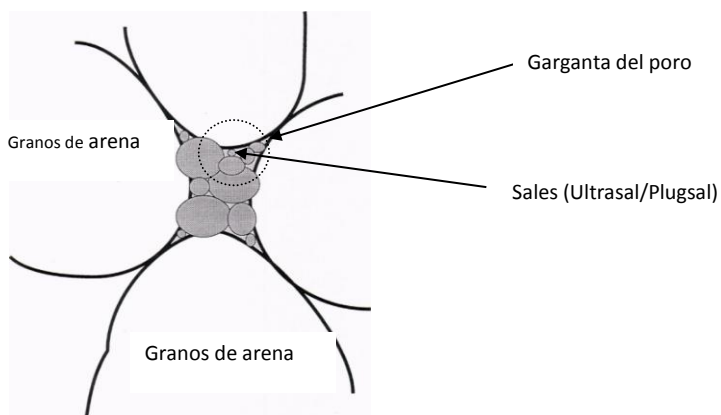


Figura 9. Simulación de la acción de las partículas de sales disueltas del fluido Thixsal (fluido que contiene las sales) en la formación.

Adaptado de: Conferencia Fluido de control de pérdidas de la compañía Fluidos y Servicios.

La capacidad de puenteo mecánico de las partículas de los cristales de la sal presentes en la torta evita la invasión de fluidos hacia la formación cuando se aplican altas diferenciales de presión para mantener el nivel de fluido o control de presión del pozo (especialmente en intervalos expuestos a diferentes presiones de formación simultáneamente). Asimismo,~~Y~~ las propiedades sinérgicas de la combinación de la goma xántica y el derivado del almidón (Thixsal Ultra) proporcionan la reología necesaria con una concentración mínima.

3.2.4 Tipos de fluidos: Son descritos en la tabla 1 y los principales tipos de fluidos son:

Solubles en agua, Sal (NaCl) – Thixsal Ultra/Ultrasal/Plugsal.

Solubles en aceite. Resinas de petróleo - Thixsal Ultra/Solubriges. **Solubles en ácido (HCl).**

Carbonato de Calcio - Thixsal Ultra/Carbonato.**Mixto,** Sales de Borato – PBS Plug System.

Tabla 1. Componentes del sistema Thixsal ultra/Ultrasal

Nombre	Función	Características Físicoquímicas
Thixsal ultra- Bridgesal-ultra, bridgecarb-ultra, visplus	Viscosificante controlador de filtrado	Mezcla de biopolímero y almidón modificado HEC
Defoam 2	Control de espuma	Mezcla de alcoholes
FL 7 plus	Controlador de filtrado	Almidón pre gelatinizado para alta temperatura
Ph Buffer	Regulador de alcalinidad	Óxido de magnesio tratado

Comentado [UdW5]: No se argumenta dentro del texto, es necesario indicarlo

Nombre	Función	Características Físicoquímicas
Ultrasal/Plugsal, ultracarb, soludbridge	Sellantes desinfectantes	Sales de roca, carbonatos dolomíticos, resinas solubles en petróleo
C3fInhibisal, CL-free	Inhibición	Poliglicoles amina cuaternaria

Tomado de: Conferencia Fluido de control de pérdidas de la compañía Fluidos y Servicios.

3.3 Marco Práctico

En perforación fluidos Thixsal se han venido utilizando para remover los ripios y en completamiento especialmente en zonas con rejillas pre empacadas. Después de una extensa evaluación de varios fluidos, se seleccionó el sistema de sal de tamaño Thixsal-Plus el cual tiene los mismos componentes básicos que Píldoras de pérdida de Bridgesal-Plus. Este sistema se utilizó para ~~Los-los~~ pozos horizontales de 3600 ft y se pudo perforar y completar con éxito con este fluido en campo Wandoo (Goodacre, 1993).

En la tecnología de completamiento de pozos horizontales en arenas poco consolidadas se han diseñado Sistema de fluidos solubles en agua para controlar perdidas, de fácil remoción y disminuir el daño. El fluido es salmuera - Saturada con polímeros en suspensión suministrando propiedades reológicas deseables para limpieza y transporte de cortes. Para la fase de completamiento, se incluye especiales técnicas para la limpieza de la zona productora y remoción de la torta. (Delton Kayga, 1993).

Los pozos horizontales de 3600 ft se pueden perforar y completar con éxito en Wandoo donde el fluido de ~~Terminación-terminación~~ fue base Thixal Plus, después de estudios de laboratorio y

Pruebas y análisis de muestras de retorno de lodo de la Perforación, los pozos se completaron en Lodo de Thixsal. (J Goodacre, SPE, 1996).

En Lagoaven, campo EL Furrial localizado al norte de Monagas Venezuela se identificó que el principal daño de formación era la invasión de fluidos y se utilizó en la perforación un fluido Thixsal saturado altamente soluble con polímeros con muy buenos resultados en rata de penetración y disminuyendo el daño de formación. (Wilson Camargo- Fecha no clara). Una Campaña agresiva de PDVSA para subir producción en corto tiempo trabajó campos maduros con perforación no convencional y Re entry, Re- Drilling, Workover utilizando esta tecnología Thixsal. Se utilizó THIXSAL-PLUS/WATE SAL-A (Fluido saturado con sales de especial granulación) y el CARBWATE (sal con carbonato de especial granulación). Los resultados fueron exitosos para disminuir daño y control de pozo. (Rene Rivers- 1996). Otros trabajos identificaron que los fluidos de perforación de yacimientos basados en salmuera de bajo contenido en sólidos son ampliamente aceptados como beneficiosos para optimizar la compatibilidad con el diseño de terminación de pozo y minimizar el daño de formación relacionado con el fluido. (James, Dobson, & Ronald, 1997).

La Compañía Fluidos y Servicios de Neiva en Colombia se han realizado trabajos relacionados con este tipo de fluido, en operaciones de Workover de pozos verticales y horizontales que pueden tener altas tasas de pérdidas de circulación. Posteriormente, se desarrollaron algunas investigaciones para mejorar el fluido y se está utilizando en completamiento y re completamiento de pozos. Recientes trabajos en Ecopetrol en los campos de Casabe y Provincia. En otros campos colombianos como Yaguará y la Hocha con pozos depletados con altas pérdidas de circulación, estos fluidos han demostrado que son exitosos para realizar operación de reacondicionamiento de pozos y recuperar la producción y/o mejorar la producción con re-completamientos. Igualmente,

otra aplicación es el control simultáneo de zonas como en el campo Sanfrancisco donde los resultados fueron satisfactorios. (Conferencia Fluido de control de pérdidas. Fluidos y Servicios).

En perforación de pozos estos fluidos se han utilizado en Venezuela con buenos resultados en la formación Naricual en el campo El Furrial. También PDVSA en campos maduros en los campos Motatán, Bachaquero, Lagunillas, Centro Lago, Tía Juana Utilizando fluido THIXSAL-PLUS /WATE SAL-A (RENEN RIVERS 1998).

3.3.1 En Colombia Brinadd de los Andes usó este sistema en la perforación de la zona productora en los pozos Mary 4 en el Putumayo y Tello 18 en el Huila en noviembre de 1994 con excelentes resultados en cuanto a estabilidad y calibre del hueco perforando arcillas de Rumiyoaco sin pérdidas de circulación en arenas y caliza de la formación Villeta y caballos.

Pozos de gas (problemas de fugas en cabezales) El Difícil 10, 13, 14, 16, 20, 31, 32, 34, 35 y 36. Campaña de reactivación de pozos 2011 y 2012 sin inconvenientes operativos.

Casabe Sur 1 (pozo sin tubería, 15 días sin lograr controlar antes de usar el Thixsal Ultra - > 20mpcg) control en 24 hrs en el año 2009 sin novedad operativa.

Control simultanea de zonas depletadas (11,5 LPG) San Francisco 22, 36 y 114. Año 2008. Operación con éxito.

Control de altas presiones (Densidades max 12,5 ppg) Campo Yaguará – MA-24, MA-42, MA 10H, MA-16 y MA121 (13,8 ppg). Entre los años 1994 al año 2013

Pozos depletados con altas pérdidas de circulación La Hocha 9, Monserrate 1, Ortega Sur 1, Orito 5 y 22. Año 2009.

4. Realización de pruebas

La productividad de los pozos y su inyectividad está influenciada por el daño a la formación como se trató en los capítulos anteriores y que ocasiona los fluidos desde la perforación, completamiento y reparación. Los sólidos presentes en los líquidos invasivos y sus cualidades causan daños a veces irreversibles con consecuente disminución de la producción.

Los sistemas tratados y suministrados por la compañía Fluidos y Servicios, son tecnologías de fluidos base agua libre de cloruros para creación de sello fueron:

Thixsal Ultra/Solubridge es una mezcla de polímeros compuesto de goma xántica y el enlace cruzado de un derivado hidroxipropilizado del almidón. Contiene dos resinas de petróleo (Solubrige Coarse y Solubrige Fine) usadas como material puenteante

Thixsal Ultra/IRF, genera un sello total e impermeable, removible en la cara de la formación. Este producto con resinas de origen natural, está basado en materiales orgánicos, fibras celulósicas y polímeros sintéticos.

Thixsal Utra - Ultrasal/Plugsal se compone de agentes de obturación y saturados líquidos solubles en agua, añadidos a los fluidos de control de perforación como por ejemplo salmueras de cloruro de sodio o píldoras para asegurar puente temporal y sellado de la pérdida de circulación. Específicamente Plug-Sal, son una serie de sal de tamaño especial. Los productos Plug-Sal (Plug-Sal, Sal Plug-X, Plug-Sal XC) tienen una amplia distribución de tamaños de partícula, adecuado para “puentear” y sellar formaciones productivas o pantallas de control de arena, además se dispersan fácilmente en sistemas base salmuera.

CarboThixsal se compone de agentes de obturación y saturados líquidos solubles en agua, añadidos a los fluidos de control de perforación como carbonatos o píldoras, para asegurar puente temporal y el sellado de la pérdida de circulación. Los Carbonatos se presentan en un tamaño especial de partícula, adecuado para “puentear” y sellar formaciones productivas o pantallas de control de arena.

4.1 Parte experimental

La evaluación de estas píldoras consistió en el desarrollo de pruebas de solubilidad, interacción fluido-fluido o compatibilidad y detergencia. Las pruebas de compatibilidad se realizaron entre cada una de las píldoras Vs el crudo tomado del pozo Suerte-38 y la salmuera sintética equivalente al agua de formación de la estación Suerte. Las píldoras evaluadas fueron: Thixsal Ultra Ultrasal/Plugsal, Thixsal Ultra IRF y CarboThixsal

Los aditivos para la preparación de estas píldoras, así como los crudos utilizados en las pruebas, fueron suministrados por la compañía de servicios Fluidos y Servicios Ltda. El agua utilizada como fluido base para la preparación de las píldoras fue agua tipo-II (agua destilada).

4.1.1 Detergencia. Se utiliza arena de referencia de la formación de interés y cada uno de los crudos en evaluación, con el %BS&W original. Con la prueba se determina la capacidad de limpieza del surfactante disueltos en las salmueras y la mojabilidad que inducen en la formación. En general se prepara una mezcla de disolventes (Varsol xileno) y el tensoactivo a las concentraciones de interés. Se agita vigorosamente hasta obtener una mezcla homogénea. Se agregan 10 mL de finos de arena limpia de formación, o en su defecto se puede usar arena Ottawa 20/40 o arena de río, se agita hasta que toda la arena quede empapada del tratamiento. Se deja en

remojo durante 30 minutos al cabo de los cuales se decanta la mezcla. Se colocan 100 mL de salmuera y 100 mL de crudo previamente calentado a la temperatura de formación en un vaso de precipitados de 250 mL. ~~Se~~ y se vierte una muestra de arena obtenida del paso anterior. Se observa el grado de limpieza de la arena a medida que transcurre un tiempo máximo de una hora. Si el surfactante tiene una buena detergencia, la arena debe quedar limpia de crudo.

4.1.2 Solubilidad. Se debe realizar durante la preparación de las salmueras, momento en el cual se observa si todos los aditivos empleados en esta, son solubles entre sí, o si por el contrario tienden a formar insolubilidades ya sea por formación de precipitados o por turbidez. Para la realización de la prueba en general se preparan 100 mL de salmuera o de la solución ácida y se agrega el surfactante en las concentraciones que se desean probar. Se usa una varilla de agitación hasta obtener una mezcla homogénea y se observa periódicamente durante un tiempo de dos horas. La formación de dos fases o una dispersión lechosa puede ~~ser indicativa~~ indicar si ~~de que~~ el surfactante no es totalmente soluble en el fluido transportador y por lo tanto debe descartarse.

4.1.3 Compatibilidad. Se ~~realizarán~~ realizaron mezclas entre crudo y la salmuera en proporciones 50-50, 80-20 y 20-80, en frascos herméticamente sellados. Se realizan observaciones del aspecto de la mezcla el aspecto de la interfase, separación de fases y la formación de precipitados. Finalmente, se toma registro fotográfico de cada uno de los resultados obtenidos. Se espera que por ser fases inmiscibles se produzca una separación de las fases, sin presencia de emulsiones estables ni precipitados.

4.1.4 Mojabilidad. Se utiliza arena representativa de la formación de interés. La prueba se realiza para determinar la tendencia que tiene un tratamiento que contiene un surfactante a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora presente mojabilidad por agua.

Comentado [UdW6]: Verbos en pasado dado que ya se realizó la investigación.

En general se prepara una solución de 100 mL con el aditivo al cual se le desea probar su mojabilidad, en las concentraciones recomendadas. Se agregan 10 mL de arena de formación limpia o en su defecto arena Ottawa 20/40 y se mezcla rigurosamente con un agitador. Se deja en remojo la arena durante 30 minutos y se decanta la solución. Se toman tres probetas de 250 mL, en una se coloca varsol, en otra salmuera y en la tercera un manto de varsol sobre una fase acuosa (125 mL). Se vierten muestras de la arena tratada en cada una de las probetas y se observa su comportamiento. La dispersión de la arena en una determinada fase ~~permite indicar es indicativa si la -de que la-~~ arena esta mojada preferencialmente por dicha fase. Si la arena se aglutina al contacto con la fase acuosa, es indicativo de que está mojada por hidrocarburo. Si el fenómeno ocurre en la fase hidrocarburo, la arena estará mojada por agua. En ocasiones, no puede determinarse con seguridad la mojabilidad de la roca con la prueba en mención. En este caso se recomienda usar la prueba de ángulo de contacto descrita en el **API RP 42**.

4.2 Tipos de prueba realizadas.

La evaluación de dos píldoras de control de pérdidas de la compañía de servicios Fluidos y Servicios, para ser aplicado en el campo Provincia de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) se realizaron en el ICP ~~-Y-~~ las pruebas realizadas fueron:

4.2.1 Prueba Detergencia. Esta prueba se realiza bajo el instructivo de ensayo código CLX-LQP-I-032. Esta prueba fue realizada con los filtrados obtenidos de todas las píldoras evaluadas luego de la filtración en filtro-prensa HTHP, y para lo cual se utilizaron arenas de referencia Ottawa malla 20/40 y crudo del pozo Suerte-38. Con la prueba de detergencia se determina la

capacidad de limpieza del surfactante disuelto en el tratamiento y la mojabilidad que induce el mismo en la formación. En este caso se realizó prueba de detergencia únicamente, es decir no se realizó mojabilidad visual.

Para la prueba se tomaron 2 g de arena de formación, se pusieron en contacto con 20 ml del filtrado del tratamiento a evaluar y se agitó manualmente de manera leve hasta lograr contacto entre la arena y el tratamiento. Se dejó en contacto por 1 hora, a temperatura ambiente y después se retiró el exceso de tratamiento drenándolo por la parte superior, quedando la arena impregnada. Luego se adicionaron 20 ml del crudo, se agitó moviendo el frasco suavemente para lograr un buen contacto entre la arena y el crudo. Seguido, se adicionaron 20 ml de salmuera sintética equivalente al agua de formación, se agitó nuevamente de manera suave y se colocó a la temperatura de prueba (70°C ó 158°F) por un periodo de tiempo de una (1) hora. Transcurrido el tiempo de contacto, los frascos se sacaron del horno y se observó el grado de limpieza de la arena. Si el surfactante tiene una buena detergencia, la arena debe observarse limpia del crudo al finalizar la prueba. Para mayor detalle de los criterios de calificación, ver la figura 10.

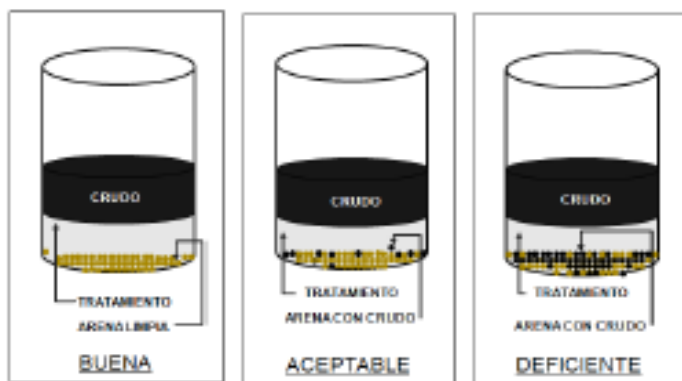


Figura 10. Prueba detergencia

4.2.2 Prueba de solubilidad. Esta prueba se realiza bajo el instructivo de ensayo código CLX-LQP-I-033. La prueba de solubilidad se realiza durante la preparación del tratamiento, momento en el cual se observa si todos los aditivos empleados en éste, son solubles entre sí, o si por el contrario tienden a formar insolubilidades ya sea por formación de precipitados o por turbidez. Se considera que las resinas contenidas en la píldora de control Thixsal Utra - IRF dentro de su formulación, se caracterizan por ser insolubles y permanecer dispersas en el tratamiento. Para el caso de las píldoras de control Thixsal Utra - Ultrasal/Plugsal y CarboThixsal, las partículas de sal (NaCl) y carbonato de calcio, generalmente se observan insolubles dentro del sistema porque se encuentran saturadas.

4.2.3 Prueba de compatibilidad.

4.2.3.1 Con crudo. Esta prueba se realiza bajo el instructivo de ensayo código CLX-LQP-I-011. La prueba de compatibilidad, se realizó a las tres píldoras de control: Thixsal Utra - Ultrasal/Plugsal, Thixsal Utra-IRF y CarboThixsal. Para la prueba se utilizó crudo del pozo Suerte-38, con un %BS&W <1.0%. Para la prueba se realizaron mezclas entre el crudo y cada tratamiento en proporciones 50/50 y 80/20. Las mezclas se realizaron en frascos tapa azul, herméticamente sellados. Se agitaron manualmente por 60 segundos y se sometieron a calentamiento por 2 horas a temperatura de prueba, la cual corresponde a la temperatura de la formación de interés, en este caso 70°C (158°F). Para el calentamiento se utilizó un Horno Marca Binder programable, previamente calibrado. Transcurridas las 2 horas, los frascos se sacaron del horno y se realizaron observaciones del porcentaje de separación de las fases, el aspecto de la interface y cada fase por separado, presencia de emulsiones estables y la formación de precipitados. Finalmente, se tomó el registro fotográfico de cada uno de los resultados obtenidos. Para el caso de estas píldoras se espera

la precipitación y/o suspensión de las resinas/Carbonatos saturados, como característica de estos aditivos, según la información suministrada por la compañía de servicios.

4.2.3.2 Con salmuera sintética equivalente al agua de formación. Esta prueba se realiza bajo el instructivo de ensayo código CLX-LQP-I-011. Esta prueba se realizó a todas las píldoras evaluadas, para lo cual se utilizó la salmuera sintética equivalente al agua de producción de la Estación Suerte (ver tabla 2). En este caso el procedimiento seguido es el mismo que se especificó en el numeral 2.2.1 (Con crudo). En la tabla 2 donde se muestra la composición de la salmuera sintética equivalente al agua de producción de la estación Suerte.

Tabla 2. ~~Donde se muestra la~~ Composición de la salmuera sintética equivalente al agua de producción de la estación Suerte.

COMPOSICIÓN DE LA SALMUERA SINTÉTICA EQUIVALENTE AL AGUA DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACION SUERTE			
FÓRMULA	NOMBRE	UNIDAD	COMPOSICIÓN
NaCl	Cloruro de sodio	g/L	0.863
KCl	Cloruro de potasio	g/L	0.008
MgCl ₂ ·6H ₂ O	Cloruro de magnesio hexahidratado	g/L	0.023
CaCl ₂	Cloruro de calcio	g/L	0.032

* En agua Tipo II

Comentado [UdW7]: La tabla correspondiente no se argumenta dentro del texto, es necesario indicarlo

4.2.4 Pruebas de Mojabilidad Visual Se tiene pruebas del año 2011 donde se realizaron pruebas con muestras de los pozos Santos 78 y Suerte 45 y salmueras sintéticas Santos 111 y Estación Suerte equivalente al agua de producción. Con los filtrados obtenidos (utilizando filtro-prensa HTHP) de las píldoras Thixsal Utra – Solubrige y Thixsal Utra - Ultrasal/Plugsal Vs arenas Ottawa malla 20/40. La prueba de mojabilidad visual se realiza para determinar la tendencia que

tiene un tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora presente mojabilidad por agua.

Se toman 2 ml de arena de formación, se ponen en contacto con 20 ml del tratamiento a evaluar y se agita hasta homogenizar la mezcla, se dejan en contacto por una hora para después retirar el exceso de tratamiento quedando la arena impregnada. Se toman dos probetas de 250 mL, en una se adiciona varsol, en otra agua. Se vierten muestras de la arena tratada en cada una de las probetas y se observa su comportamiento. La dispersión de la arena en una determinada fase indica que la arena esta mojada preferencialmente por esa fase, si por el contrario se aglomera al contacto con la fase, se dice que la arena no muestra mojabilidad en este medio. Si se observa dispersión en ambas fases se considera la mojabilidad mixta.

5. Resultados de las pruebas

Las condiciones que cada tratamiento debe cumplir en las diferentes pruebas, para considerar que el resultado es satisfactorio, son las siguientes:

Solubilidad: Los aditivos o productos que componen un tratamiento deben formar *una sola* fase entre sí, sin presencia de turbidez, precipitados, gradientes de densidad visibles, natas, sólidos suspendidos, etc.

Compatibilidad: Para fases inmiscibles se debe observar separación de *fases* >80% en un tiempo no mayor a dos horas. Para fases miscibles no debe existir presencia de precipitados o fases

adicionales. En este caso, se espera la precipitación y/o suspensión de las resinas/Carbonatos/sales saturados, como característica de estos aditivos.

Detergencia: Buena, la arena debe observarse completamente limpia sin presencia de gotas de crudo o natas y debe moverse libremente.

Las píldoras Thixsal Ultra UltraSal/PlugSal y Thixsal Ultra IRF presentaron resultados satisfactorios en compatibilidad tanto con crudo como con salmuera sintética y la detergencia fue aceptable en ambos casos.

La píldora CarboThixsal propuesta igualmente resultó compatible con salmuera sintética y crudo, sin embargo, en este último caso se presentaron gran cantidad de considerables cantidades de trazas de crudo en la fase acuosa. Por lo anterior se decidió reformular aumentando la concentración del surfactante Premul de 3 a 6 gpt (ver tabla 3) e incluyendo el antiespumante Defoam-2 a 1,19 gpt. Estas reformulaciones resultaron incompatibles por tendencia a formar emulsión, por lo que se recomendó la fórmula inicial con la observación de la fase acuosa. La detergencia de esta última píldora fue aceptable.

Comentado [UdW8]: Cuál es el significado de esta sigla

Tabla 3 Resultados pruebas realizadas

Thixsal ultra - UltraSal/PlugSal (13 lbs)				Thixsal ultra - IRF				CarboThixsal (13.5 lbs)			
ADITIVO	FUNCIÓN	UNIDAD	Fórmula 1	ADITIVO	FUNCIÓN	UNIDAD	Fórmula 1	ADITIVO	FUNCIÓN	UNIDAD	Fórmula 1
Agua	Fluido base	%	89	Agua	Fluido base	GPT	915	Agua	Fluido base	%	89
NaCl (179 lb / bbl)	Cloruro de sodio (para saturar)	PPT	2761.94	Thixsal Ultra	Goma sintética	PPT	95.24	NaCl (77 lb / bbl)	Cloruro de sodio (para saturar)	PPT	1033.37
Thixsal Ultra (1.5 lb / bbl)	Goma sintética	PPT	35.715	PL-7 Plus	Reductor de filtrado	PPT	119.05	Thixsal Ultra (1.5 lb / bbl)	Goma sintética	PPT	35.715
PL-7 Plus (11 lb / bbl)	Reductor de filtrado	PPT	241.91	pH Buffer	Buffer	PPT	119.05	Defoam-2	Antiespumante	GPT	-
pH Buffer (2 lb / bbl)	Buffer	PPT	47.62	IRF	Resina	PPT	238.1	PL-7 Plus (9 lb / bbl)	Reductor de filtrado	PPT	190.48
UltraSal (120 lb / bbl)	Cloruro de sodio (74 µm)	PPT	2857.2	Premul (3 lt / m3)	Surfactante	GPT	2	pH Buffer (2 lb / bbl)	Buffer	PPT	47.62
PlugSal (60 lb / bbl)	Cloruro de sodio (150 µm)	PPT	1428.6					CaCO3 (270 lb / bbl)	Carbonato de calcio	PPT	6428.7
Premul (3 lt / m3)	Surfactante	GPT	3					Premul	Surfactante	GPT	3
NaCl (179 lb / bbl)	Cloruro de sodio (para dar peso)	PPT	2501.05								
PRUEBAS REALIZADAS				PRUEBAS REALIZADAS				PRUEBAS REALIZADAS			
Solubilidad: Las partículas de cloruro de sodio se observan insolubles porque se encuentran saturadas.				Solubilidad: Las resina IRF se mantiene en suspensión.				Solubilidad: Las resina IRF se mantiene en suspensión.			
Compatibilidad con crudo Suerte 38 : COMPATIBLE Rompimiento de fases del 100%, interfase definida. La fase más densa de color gris presenta algunas gotas de crudo.				Compatibilidad con crudo Suerte 38 : COMPATIBLE Rompimiento de fases del 100%, interfase definida. La fase más densa de color marrón presenta pequeñas gotas de crudo.				Compatibilidad con crudo Suerte 38 : COMPATIBLE Rompimiento de fases >80%, interfase definida. Se observa una fase de mayor densidad con trazas de crudo.			
Compatibilidad con Salmuera Sintética Estación Suerte : COMPATIBLE Solubilización completa. Se observa precipitado blanco atribuible a la saturación del NaCl.				Compatibilidad con Salmuera Sintética Estación Suerte: COMPATIBLE Se observa dilución de la píldora, mostrando la resina IRF precipitada, lo cual es esperado, ya que son insolubles en agua en la relación evaluada.				Compatibilidad con Salmuera sintética Estación Suerte: COMPATIBLE Solubilización completa. Se observa fase de mayor densidad de color blanco atribuible al carbonato de calcio.			
DETERGENCIA: Aceptable. Con arena Ottawa mala 20(4) y crudo Suerte 38. Se observan algunas gotas de crudo adheridas a los granos de arena.				DETERGENCIA: Aceptable. Con arena Ottawa mala 20(4) y crudo Suerte 38. Se observan algunas gotas de crudo adheridas a los granos de arena.				DETERGENCIA: Aceptable. Con arena Ottawa mala 20(4) y crudo Suerte 38. Se observan algunas gotas de crudo adheridas a los granos de arena.			

En las tablas 3 a 5 se presentan los resultados obtenidos y el registro fotográfico luego de las evaluaciones realizadas a cada píldora de control de la Compañía de Servicios FLUIDOS Y SERVICIOS para los campos Santos y Suerte.

Tabla 4. ~~Donde se muestra la~~ Resultados pruebas realizadas Thixsal Ultra – Ultrasal/Plugsal

 Tabla 5. ~~Donde se muestra la~~ Resultados pruebas realizadas Thixsal Ultra -IRF

Thixsal Ultra - Ultrasal/Plugsal (13 lbs)			
ADITIVO	FUNCIÓN	UNIDAD	Fórmula 1
Agua	Fluido base	%	89
NaCl (179 lb / 8bbl)	Cloruro de sodio (para saturar)	PPT	1761.94
Thixsal Ultra (1.5 lb / bbl)	Goma xántica	PPT	35.715
FL-7 Plus (11 lb / bbl)	Reductor de filtrado	PPT	261.91
pH Buffer (2 lb / bbl)	Buffer	PPT	47.62
Ultrasal (120 lb / bbl)	Cloruro de sodio (74 µm)	PPT	2857.2
Plugsal (60 lb / 8bbl)	Cloruro de sodio (150 µm)	PPT	1428.6
Premul (3 lt / m3)	Surfactante	GPT	3
NaCl (179 lb / 8bbl)	Cloruro de sodio (para dar peso)	PPT	2500.05
PRUEBAS REALIZADAS			
SOLUBILIDAD			OK: Las partículas de cloruro de sodio se observan insolubles porque se encuentran saturadas
COMPATIBILIDAD	Crudo	Suerte-38	OK
	Salmuera sintética	Estación Suerte	OK
DETERGENCIA	Arena: Ottawa (20/40)	Suerte 38	Aceptable

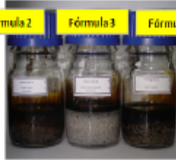
REGISTRO FOTOGRÁFICO	
COMPATIBILIDADES – CRUDO	
CRUDO Suerte 38	 OK: Compatible. Rompimiento de fases del 100%, interfase definida. La fase más densa de color gris presenta algunas gotas de crudo.
COMPATIBILIDADES – SALMUERA SINTÉTICA	
SALMUERA Estación Suerte	 OK: Compatible. Solubilización completa. Se observa precipitado blanco atribuible a la saturación del NaCl.
DETERGENCIA	
CRUDO Suerte 38	 OK: Aceptable. Se observan algunas gotas de crudo adheridas a los granos de arena.

Thixsal Ultra - IRF			
ADITIVO	FUNCIÓN	UNIDAD	Fórmula 1
Agua	Fluido base	GPT	915
Thixsal Ultra	Goma xántica	PPT	95.24
FL-7 Plus	Reductor de filtrado	PPT	119.05
pH Buffer	Buffer	PPT	119.05
IRF	Resina	PPT	238.1
Premul (3 lt / m3)	Surfactante	GPT	2
PRUEBAS REALIZADAS			
SOLUBILIDAD			OK. Las resina IRF se mantiene en suspensión
COMPATIBILIDAD	Crudo	Suerte-38	OK
	Salmuera sintética	Estación Suerte	OK
DETERGENCIA	Arena: Ottawa (20/40)	Suerte 38	Aceptable

REGISTRO FOTOGRÁFICO	
COMPATIBILIDADES - CRUDO	
CRUDO	
Suerte 38	 OK: Compatible. Rompimiento de fases del 100%, interfase definida. La fase más densa de color marrón presenta pequeñas gotas de crudo.
COMPATIBILIDADES - SALMUERA SINTÉTICA	
SALMUERA	
Estación Suerte	 OK: Compatible. Se observa dilución de la pildora, mostrando la resina IRF precipitada, lo cual es esperado, ya que son insolubles en agua en la relación evaluada.
DETERGENCIA	
CRUDO	
Suerte 38	 OK: Aceptable. Se observan algunas gotas de crudo adheridas a los granos de arena.

Tabla 6. ~~Donde se muestra la~~ Resultados pruebas realizadas CarboThixsal

CarboThixsal (13.5 lbs)					
ADITIVO	FUNCIÓN	UNIDAD	Fórmula 1	Fórmula 2	Fórmula 3
Agua	Fluido base	%	89	89%	89%
NaCl (77 lb / 8ami)	Cloruro de sodio (para saturar)	PPT	1833.37	1833.37	1833.37
Thixsal Ultra (1.5 lb / bbl)	Goma xántica	PPT	35.715	35.715	35.715
Defoam-2	Antiespumante	GPT	-	-	1.19
FL-7 Plus (8 lb / bbl)	Reductor de filtrado	PPT	190.48	190.48	190.48
pH Buffer (2 lb / bbl)	Buffer	PPT	47.62	47.62	47.62
CaCO ₃ (270 lb / 8ami)	Carbonato de calcio	PPT	6428.7	6428.7	6428.7
Prenul	Surfactante	GPT	3	6	6
PRUEBAS REALIZADAS					
SOLUBILIDAD		OK. Las partículas de carbonato de calcio se observan insolubles porque se encuentran saturadas		OK. Las partículas de cloruro de sodio se observan insolubles porque se encuentran saturadas	
COMPATIBILIDAD	Crudo	Suerte 38	OK	X	X
	Salmuera sintética	Estación Suerte	OK	NR	NR
DETERGENCIA	Arena: Ottawa (20/40)	Suerte 38	Aceptable	NR: Se asume el resultado con 3 gpt.	NR: Se asume el resultado con 3 gpt.

REGISTRO FOTOGRÁFICO	
COMPATIBILIDADES - CRUDO	
CRUDO Suerte 38	Fórmula 2 Fórmula 3 Fórmula 1  Fórmula 1: OK. Compatible. Se observa una fase de mayor densidad con trazas de crudo por lo que se decidió reformular para observar mejora. Fórmula 2, X: Incompatible por tendencia a formar emulsión. Fórmula 3: X: Incompatible por tendencia a formar emulsión. Nota: El carbonato de calcio tiene tendencia a pegarse a las paredes de frasco, por lo que luego de agitado debió trasvasarse para poder observar el comportamiento presentado luego de finalizar la prueba.
COMPATIBILIDADES - SALMUERA SINTÉTICA	
SALMUERA Estación Suerte	 OK: Compatible. Se observa la fase de mayor densidad de color blanco atribuible al carbonato de calcio.
DETERGENCIA	
CRUDO Suerte 38	 OK: Aceptable. Se observan algunas gotas de crudo adheridas a los granos de arena.

Luego de las evaluaciones realizadas y según los resultados obtenidos, las píldoras Thixsal Ultra UltraSal/PlugSal, Thixsal Ultra IRF y CarboThixsal propuesta (fórmula 1) pueden ser aplicadas en los pozos de los campos Santos y Suerte. Se resalta la presencia de gran cantidad de trazas de

crudo en la fase acuosa de la compatibilidad entre la píldora CarboThixsal propuesta (fórmula 1) y el crudo Santos-38, que, aunque fue reformulada en dos oportunidades no logró mejorar este aspecto.

6. Preparación del fluido Thixsal y procedimiento de aplicación.

Como lo hemos comentado anteriormente, el sistema Thixsal Ultra / Ultrasal es un fluido soluble en agua que genera un mínimo daño a la formación y unas propiedades reológicas únicas, diseñado para controlar pérdidas hacia la formación y a la vez, mantener la estabilidad y el calibre del hueco en operaciones de perforación y controlar hidrostáticamente el pozo en operaciones de workover, aún en yacimientos depletados, donde los diferenciales de presión pueden ser elevados.

En un sistema Thixsal-Ultra con una salmuera base de 5% KCl saturada con respecto al sodio y conteniendo 3% de este último aditivo (Inhibisal) el SSI (Índice de estabilidad de lutitas) excederá 98%. Las propiedades reológicas y la torta son diseñadas para cada rango específico de permeabilidad, permitiendo sobrebalance mientras se mantiene una baja pérdida de filtrado, lo cual garantiza un mínimo daño a las zonas productoras, manteniendo la productividad.

El Fluido Thixsal Ultra/Ultra Sal/ Plug Sal en el campo Provincia entre 11-13 ppg permite controlar el pozo y las pérdidas de circulación para poder realizar un recompletamiento de un pozo, el sello es removido con el Draw Down y/o desplazando el pozo con crudo del campo. Su preparación es de alto cuidado, prudencia y paciencia ya que cada componente requiere ser agregado en un tiempo adecuado para garantizar que el fluido quede bien preparado y pueda hacer

su trabajo de forma eficiente. Debido a esto lo debe elaborar con toda la técnica la compañía que suministra los componentes.

6.1 Equipos requeridos para la mezcla

El sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal** se mezcla en las piscinas de lodos. Antes de empezar a mezclar se deben limpiar con agua fresca todos los tanques, equipos de control de sólidos y líneas de superficie. Todas las válvulas de agua deben ser aisladas y aseguradas. Los tanques de lodo deben ser cubiertos con techo para prevenir entrada de agua lluvia. Se debe efectuar una reunión con el personal, con el objeto de explicar a fondo los procedimientos adecuados para el manejo del sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal**. Todos los equipos de control de sólidos deben ser revisados con el fin de verificar que se encuentren funcionando en óptimas condiciones. Se requiere:

- Tanques de lodos con agitadores y pistolas submarinas [\(figura 11\)](#). ~~Ver Foto xx~~
- Embudo de mezcla y Bomba centrífuga [\(figura 12\)](#). ~~Ver Foto xx~~



Figura 11. Tanques de preparación del fluido



Figura 12. Preparación del fluido

6.2 Procedimiento a seguir para la mezcla

- Limpiar completamente todos los tanques y líneas para remover todas las partículas remanentes del fluido anterior.
- Aislar todas las entradas de agua dulce al sistema activo para prevenir la disolución del material puenteante.
- Preparar la salmuera base, usando 0.89 bbl de agua fresca añadiendo NaCl para obtener 1 bbl de 10 ppg de salmuera saturada con respecto al NaCl por cada barril del total requerido. Chequear y estar seguro de que la densidad de la salmuera sea 10 ppg, es decir una salmuera totalmente saturada, algunos ejemplos son mostrados en la tabla 7. Tener presente que con NaCl se puede lograr una salmuera de hasta 10 ppg ver tabla. No 1.

Comentado [UdW9]: Verificar sistema de unidades

Tabla 7. Salmueras típicas saturadas

Sistema de Salmuera	Gravedad Especifica	Densidad (lb / Galón)
Cloruro de Potasio	1,16	9,74

Comentado [UdW10]: La tabla correspondiente no se argumenta dentro del texto, es necesario indicarlo

Cloruro de Sodio	1,19	10,00
Cloruro de Calcio	1,38	11,59
Bromuro de Sodio	1,52	12,77
Bromuro de Calcio	1,70	14,28
Cloruro de Calcio/Bromuro de Calcio	1,81	15,20
Bromuro de Calcio/Bromuro de Zinc	2,42	20,33
Bromuro de Zinc	2,50	21,00

- Adicionar Defoam 2.
- Adicionar Thixsal Ultra por el embudo (8-10 minutos por saco).
- Adicionar FL-7 Plus por el embudo (8-10 minutos por saco).
- Adicionar pH Buffer por el embudo (2-4 minutos por saco).
- Adicionar Defoam 2.
- Adicionar Ultrasal 20R y/o Ultrasal 30R por el embudo (1-2 minutos por saco).
- Adicionar Plugsal por el embudo (1 minutos por saco)
- Adicionar NaCl por el embudo para densificar (1 minutos por saco).

Algunas de las principales características fisicoquímicas de los compuestos usados en la preparación de la mezcla se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Características fisicoquímicas compuesto Thixsal

Nombre	Funcion	Características fisicoquímicas
Thixsal-ultra	Viscosificante controlador de filtrado	Mezcla de biopolimero y almidon modificado.
Defoam 2	Controlador de espuma	Mezcla de alcoholes
FL-7 plus	Control de Filtrado	Derivado hidroxipropilizado del almidón
PH buffer	Regulador de alcalinidad	Oxido de magnesio tratado
Ultrasal / plugsal	Sellantes, densificantes	Sales de sodio de roca, carbonatos
Carb solubridge		dolomíticos, resinas de petroleo

Una vez terminado la preparación del fluido se hacen pruebas reológicas de campo (ver [tabla 9](#)) para determinar sus propiedades antes de bombear con laboratorio portátil de la compañía de servicios. ~~Entre las propiedades están:~~

Tabla 9. Propiedades reológicas medidas

PROPIEDADES REOLOGICAS MEDIDAS
Densidad (ppg)
Gradiente del fluido (psi/pie)
viscosidad de embudo (seg/qt)
viscosidad plastica cps
Yield point(lb/100pie2)
Gel strength (lb/100pie2) 10seg/10 min
Filtrado api (cm3/30 min)
Espesor de la torta (pulg/32)
contenido de solidos (% vol)
Contenido de líquido (% vol) (agua/salmuera)
Contenido de aceite (% vol)
Contenido de Arena (% VOL)
PH CINTA X PHMETRO
Cloruros (mg/l)

6.3 Procedimiento aplicación para pozo campo provincia.

Para colocar y desplazar el sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal** del pozo se recomienda utilizar un espaciador de salmuera saturada de NaCl, con una rata de 2 a 4 bpm teniendo la punta de la tubería a 30 pies del fondo. Para este procedimiento se presenta un pozo típico del campo Provincia y sus cálculos. Ver [Figura 13](#) sistema de bombeo

- Bombear Fluido por Tubería de trabajo 5 bbls de NaCl de 10 ppg como espaciador.

- Bombear en promedio 34-35 bbls de Thixsal (Depende de la profundidad del pozo).
- Cerrar anular
- Realizar el Bullheading bombeando a 3 bpm el fluido Thixsal
- Abrir anular y continuar bombeando hasta completar 270 bbls
- Revisar presencia de fluido en anular.
- Descargar posible presencia de gas.
- Verificar si el fluido en anular se mantiene.
- Verificar presión de Casing cero psi.
- Continuar con el trabajo planeado.



Figura 13. Sistema de Bombeo

6.4 Mantenimiento y almacenamiento del fluido.

Tener presente que este fluido se puede recuperar y utilizar en otros pozos teniendo los cuidados pertinentes de no tener contacto con agua y/o crudo, y su buen almacenamiento en tanques sellados

y/o Frac Tank. Generalmente el sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal** no necesita dilución; de ser requerida, la salmuera debe saturarse con respecto al sodio y tener la misma densidad con la cual fué preparada la salmuera base del sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal** y mezclarse y almacenarse en un tanque aparte, para luego agregarla.

Es posible que durante los WO el fluido se “contamine” con crudo, el cual se puede retirar mecánicamente o por rebose ya que el crudo siempre estará sobrenadando en el fluido por las grandes diferencias de densidades entre ellos y especialmente porque no son miscibles.

Las propiedades del sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal** no sufren alteraciones considerables por la presencia de crudo, por lo tanto no afectan su desempeño, aun con contenidos de hasta un 20% en volumen.

Debido a los desplazamientos de fluido, debe haber suficientes tanques en la localización para almacenar en el orden del 25% más del volumen activo. También se recomienda tener bombas para agilizar el movimiento de dichos fluidos desde los tanques de almacenamiento hasta las piscinas de trabajo y viceversa.

6.5 Control de sólidos.

Cuando se va a limpiar arena (dependiendo del tamaño de grano) y/o moler tapones, los equipos de control de sólidos requeridos son:

- 1- Rumba de movimiento lineal (flow line cleaner) con mallas 84-84-110 y 110-110-150.
- 2- Mud-cleaner con mallas 110, 150.

El objetivo del programa de control de sólidos es desechar la mayor cantidad posible de sólidos mientras se mantiene una concentración apropiada de sal puenteante (Ultrasal 20R y/o Ultrasal 30R) en el sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal** para tener un efectivo control de la torta y el filtrado (ver tabla 10).

Debido a una gravedad específica similar entre los sólidos y el Ultrasal 20R o Ultrasal 30R, hay una tendencia a remover sal cuando se operan la rumba y/o el mud-cleaner, por ello, es necesario reponer la sal que se pierda.

6.5.1 Pérdidas de circulación severas. Si durante el workover ocurren pérdidas severas, se debe utilizar una píldora de sal de tamaño más grueso y con una mayor concentración. La píldora debe ser colocada frente a los intervalos de pérdida. El pozo debe ser observado por una ½ hora antes de regresar al fondo del mismo. A continuación, indicamos las fórmulas recomendadas para controlar las pérdidas de circulación Moderadas y/o severas:

6.5.2 Pérdidas Moderadas: Composición

0.94 bbl del sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal**

50.0 lbs/bbl Plugsal (si no lo tiene)

Pérdidas Severas: 0.87 bbl del sistema **Thixsal Ultra / Ultrasal**

50 lbs/bbl Plugsal

50 lbs/bbl Plugsal X.

Tabla 10. Propiedades reológicas básicas del Thixsal

Densidad (ppg) :	10.5
Viscosidad plástica (cps)	10
Punto Cedente (#/100ft ²)	14
Gel a 10 seg (#/100ft ²) :	7
Gel a 10 min (#/100ft ²):	9
PH :	10.0
Filtrado API (c.c.) :	<3.0
Cake (1/32) :	< 1

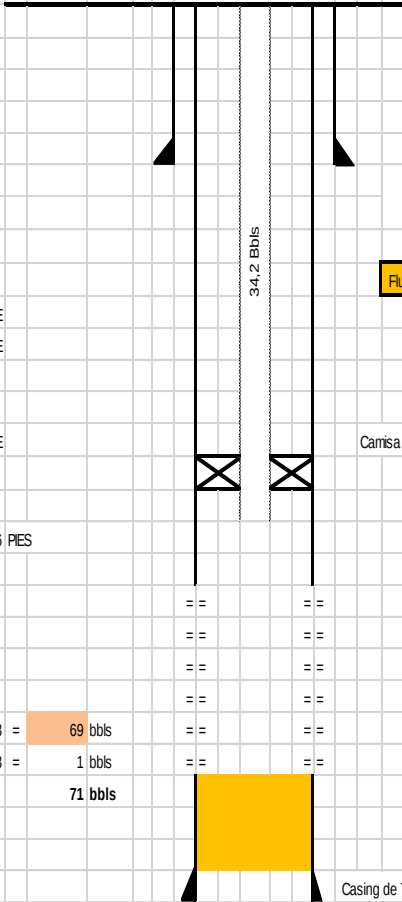
6.6 Pozo Modelo Campo Provincia

El estado mecánico del pozo tomado como modelo se evidencia en la figura 14.

6.6.1 Remoción Del Sello O Torta Mecánicamente. Como el taponamiento o sello se hace del pozo hacia la formación, el acomodamiento de las partículas se presenta en forma de embudo teniendo la parte amplia en la cara (taponamiento de área grande a área pequeña). Cuando el pozo entra en producción y crearse un back flow, el movimiento del fluido remueve las partículas sellantes fácilmente porque lo hace de un área pequeña a una grande. El draw down requerido para limpiar la torta no es mayor a 50 psi.

6.6.2 Remoción Del Sello O Torta Por disolución. Al contacto con agua de formación o cualquier salmuera no saturada porque las partículas sellantes son solubles en agua.

Figura 14. Estado mecánico pozo modelo.

POZO MODELO									
									
CAPACIDADES						Fluido no recuperable			
CASING 7"	0,0383	BBL/PIE							
TUBING 2 7/8"	0,0058	BBL/PIE							
HUECO DE 3									
DESPLAZAMIENTO TBG 2 7/8"	0,0022	BBL/PIE				Camisa de circulacion @		5.902	pies
INTERVALOS A CAÑONEAR						Packer @		5.100	pies
CASING 7"	1.806		PIES		Tubing 2 7/8" @		5.200	pies	
				=		Tope de cañoneo		5.256	pies
VOLUMEN NO RECUPERABLE				=					
				=					
				=					
PUNTO DE CIRCULACION				=					
PERDIDAS	1.806	X	0,0383	=	69	bbls			
RAT HOLE	38	X	0,0383	=	1	bbls		Base de cañoneo 7.062 pies	
TOTAL					71	bbls			
FLUIDO DE TRABAJO						Fill up		7.100	pies
POZO SIN TUBERÍA	7.362	X	0,0383	=	282	bbls		Casing de 7" Zapato Guía @ 7.362	
SUPERFICIE	24%	POZO SIN TUBERÍA				68		bbls	
TOTAL					350	bbls			

7. Aplicación del fluido en un pozo del campo provincia.

El plan de desarrollo de 17 Workover en el campo Provincia planteado permitirá Producir 0.9 MBE de reservas probadas y 0,4 MBE de reservas probables, ejecutando 17 trabajos de Workover obteniendo un incremental de producción diaria hasta de 695,2 BEPD, y cumplir con el desarrollo de reservas según el plan de negocio establecido para la Gerencia De Mares de ECP.

La decisión se presentó en comité de Gerencia De Mares de ECP y fue aprobado a una inversión rentable a 45 USD/BL y la actividad asociada a dicha decisión de inversión se resume en la aprobación con una inversión de \$10,89 MUSD. El proyecto evaluado a los criterios de disciplina de capital vigentes (45 USD/BL y 10% Tasa de Descuento) muestran que agrega valor (ver tabla 11).

Tabla 111. Resultado factibilidad económica

VPN @ 10,0% MUSD	4.48
EFI	0.46
TIR %	30.69
PAYOUT Años	3.58
COSTO DESARROLLO USD/BI	8.27
LIMITE ECONÓMICO	07/2033
PRECIO DE EQUILIBRIO USD/BBL	33

Con la información adquirida en las campañas de perforación y WO de los años anteriores, se han identificado oportunidades para el campo Provincia que pueden ejecutarse en el corto plazo, simultáneamente al desarrollo de un proceso de reevaluación de los modelos estático y dinámico, que permitirá construir oportunidades de crecimiento y desarrollo a mediano y largo plazo. En la tabla 12 se muestra el comparativo de las anteriores campañas de WO.

El plan de desarrollo del Campo Provincia incluido dentro del Portafolio 2017-2018, está diseñado en función de los yacimientos presentes en el activo, en este momento y debido a la condición de reevaluación de los modelos solo se tiene contemplada actividad a corto plazo para las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas. Las inversiones asociadas a la campaña de 17 WO de Provincia, se encuentran incluidas y alineadas al plan de desarrollo del activo. Para definir los pozos a intervenir, se ha desarrollado una metodología que recoge el aprendizaje logrado de las campañas previas y que a su vez no solo reduce la incertidumbre, sino que respalda al tomador de decisión por su rigor en la estimación volumétrica, ya que se generan perfiles pozo a pozo.

Tabla 12. Comparativo de las anteriores campañas de WO

TÉCNICA	CAMPAÑA UTILIZADA	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Uso de Salmuera inhibida como fluido de completamiento	2015 y anteriores	Salmuera con surfactante	* Evita hinchamiento de arcillas. * Controla bajas presiones de yacimiento.	* Bajo costo. * fácil preparación.	* No controla arenas con alta presión. * Solo se puede llevar hasta pesos de 10 lpg.
Diseño de producción con sarta sencilla de gas lift	2015 y anteriores	Diseño compuesto por tubería de 2-7/8", mandriles de 2-7/8" y empaque mecánico doble agarre de 7"	* Se usa para cañonear thru tubing. * La punta de tubería y mandriles queda por encima de los intervalos cañoneados.	* Bajo costo. * Completamiento fácil de recuperar. * Puede usarse en pozos colapsados.	* El yacimiento debe tener energía para poner el fluido en el mandril más profundo que generalmente está a 100 ft del tope de los intervalos cañoneados. * No recomendado para pozos con bajo potencial de hidrocarburos.
Cañoneo thru tubing de 2-1/8"	2015 y anteriores	Cañón de 2-1/8 PowerSpiral-6TPP entry hole 0.32", penetración 20"	Densidad de cañoneo moderada y baja penetración.	* El control de pozo se realiza en cabeza de pozo con inyección de grasa. * El cañoneo se realiza con el completamiento instalado.	* Alto costo. * Baja penetración. Si en la perforación se generó wash up, es posible que el disparo no contacte el yacimiento. * Puede generar daño de formación por cañoneo parcial de los intervalos.
Sistema de fluido Thixsal	2016-2017	Fluido diseñado para controlar pérdidas de fluido hacia la formación y a la vez, controlar hidrostáticamente el pozo en las operaciones de workover, aún en presencia de arenas depletadas y arenas con alta presión en un mismo pozo	Fluido soluble en agua que genera un mínimo daño a la formación.	* Permite cañonear intervalos de alta presión en presencia de intervalos de baja presión. * Se puede llevar hasta pesos de 14,6 lpg. * No genera daño de formación. * Se diluye con agua o salmuera subsaturada.	* Alto costo. * Preparación dispendiosa.
Diseño de producción con sarta dual de gas lift	2016-2017	Diseño compuesto por tubería de 2-7/8", 2-3/8" mandriles de 2-7/8", 2-3/8" y empaque hidráulico dual de 7"	* La punta de tubería se ubica entre o debajo de los intervalos cañoneados. * SLA optimizado.	* General mayor levantamiento de columna de hidrocarburos. * Recomendado para pozos con bajo potencial de hidrocarburos. * Es la forma más óptima del sistema de levantamiento con gas lift.	* Alto costo. * Al encontrar colapsos es difícil de recuperar.

La selección de los pozos a ser intervenidos tiene como base la evaluación de potenciales de producción por sectores, en los cuales se identifican pozos que por diversas causas han perdido potencial, tales como: declinación de potencial, arenamiento, deficiencia en la configuración del sistema de levantamiento actual y restricción u otras causas operacionales que intervengan en la óptima producción del pozo.

El análisis parte de la correlación con pozos cercanos, para identificar las subunidades de interés según calidad de roca, continuidad lateral, presiones originales, declinaciones, tasas de producción y GOR. Con las arenas identificadas se inicia la estimación analítica de potencial mediante la Ecuación de Darcy, empleando parámetros por formación productora y sensibilidad de variables como: Porosidad, Permeabilidad y Viscosidad, Presión de yacimiento, Presión de fondo Fluyente (P_{wf}) y Net to Gross. Finalmente se desarrollan los análisis nodales, estimación de IP y sensibilización al daño de formación y a la profundidad del sistema de levantamiento.

Para esta campaña se tiene como alcance producir 0.9 MBE de reservas probadas y 0,4 MBE de reservas probables, desarrollando y ejecutando 17 trabajos de Workover obteniendo un incremental de producción diaria hasta de 695,2 BEPD.

El alcance general contempla

- La apertura de nuevos intervalos de las formaciones Esmeralda, La Paz, Real y Mugrosa.
- Optimización del sistema de levantamiento que incluye profundización y cambio de sarta sencilla gas lift a dual gas lift.

Las actividades asociadas a la decisión de inversión se resumen en la ejecución de 17 WO en el campo Provincia de la siguiente manera por vigencias:

- Vigencia 2017: 5 WO
- Vigencia 2018: 12 WO

7.1 Pozos Seleccionados

En la tabla 13 encuentra la información compilada de producción inicial de los pozos seleccionados en los cuales se utilizó el fluido Thixsal, adicional a esto puede observar de manera más clara los datos allí reportados; teniendo en cuenta la producción de fluidos después de cada una de las intervenciones y comparándola con la producción reportada inmediatamente después de dicha intervención.

Se hace énfasis en el pozo **SANTOS-128** (ver figura 15), con un incremental de producción de **99 BOPD** acuerdo a la producción inicial que era de **37 BOPD** y de **59 BOPD** de acuerdo a la producción esperada.

Tabla 13. Pozos seleccionados

Pozo	Prod Oil antes (Bopd)	Prod Gas antes (Kpcd)	Prod Oil Esperada (Bopd)	Prod Gas Esperada (Kpcd)	Prod Oil después (Bopd)	Prod Gas después (Kpcd)	Prod Oil Acum (Bopd)	Prod Gas Acum (Kpcd)	Incremental (Bopd)
SAN.-116	0	2891	73	253	36	100	9077	75150	36
SAN.-118	21	235	69	276	125	208	2038	5974	104
SAN.-159	15	139	77	190	85	335	2318	15109	70
SUER.-59	14	192	68	295	70	302	4033	22850	56
SAN.-128	37	752	77	308	136	857	1558	13075	99
SAN.-121	23	85	45	255	41	509	531	4166	18

Figura 15. Propuesta y well planing Pozo Santos 128. Resultados operativos

POZO				SANTOS 128		OPERADORA:		ECOPETROL SA	
				CRUDO 23 - 30 °API					
FECHA DE INICIO:		7 de diciembre de 2016		INICIAL:	37	752			
FECHA DE FINALIZACION:		24 de diciembre de 2016		ESPERADA:	77	308			
TIEMPO:		18 Dias		OBTENIDA:	142	603			
DATOS DE LAS FORMACIONES RECIENTE CAÑONEADAS									
				Densidad	Diferencia	Diferencia			
Formación	Presión	Profundidad	Espeor	equivalente	densidad	presión			
Real	727	4989	17	2,8	10,2	2645			
Mugrosa	2943	5739	6	9,9	3,1	936			
Mugrosa	1394	6022	22	4,5	8,5	2676			
Mugrosa	1668	6114	22	5,2	7,8	2465			
Esmeralda	1245	6350	39	3,8	9,2	3047			
Esmeralda	1245	6603	9	3,6	9,4	3218			
Esmeralda	740	6843	35	2,1	10,9	3885			
Esmeralda	2530	6892	16	7,1	5,9	2128			
				166					
DENSIDAD DEL FLUIDO				13,0	ppg				
CASING 7"		0,0383 Bbls/Pe				VOLUMEN DEL HUECO		256,5 Bbls	
CASING DE 5"		0,0178 Bbls/Pe							
MANEJO DE FLUIDO				DETALLE DEL FLUIDO PERDIDO					
RECIBIDO POZO ANTERIOR:		242 Bbls							
PREPARADO:		280 Bbls				MOVILIZACION A POZO	33 Bbls	24,4%	
BOMBEADO:		260 Bbls				DESPLAZAMIENTOS	20 Bbls	14,8%	
PERDIDO		135 Bbls				HACIA LA FORMACION	4 Bbls	3,0%	
DISPONIBLE PARA EL SIGUIENTE POZO		387 Bbls		12,8	ppg	POOH Y RIH TUBERIA	48 Bbls	35,6%	
PORCENTAJE DE RECUPERACION		74,1%				REMANENTE EN EL POZO	30 Bbls	22,2%	
CONSUMOS:				OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS					
DESCRIPCION	CANTIDAD	VR UNITARIO	VALOR TOTAL	CONC	Las pérdidas de fluido hacia la formación fueron mínimas				
THIXSAL ULTRA:	4 Sxs	922.016,98	3.688.067,92	0,7	El fluido cumplió el objetivo de controlar las pérdidas y las presiones				
FL7-PLUS:	74 Sxs	455.644,03	33.717.658,22	14,5	simultáneamente (pozo no tomó y no hubo surgencias)				
PH BUFFER:	23 Sxs	320.282,79	7.366.504,17	4,1	El sobre-balance en zonas recién cañoneadas fue de 936 psi para el intervalo de alta presión				
ULTRASAL 20R:	688 Sxs	186.079,79	128.022.895,52	122,9	y 3.885 psi para el de más baja presión.				
PLUGSAL:	216 Sxs	216.559,69	46.776.893,04	38,6	Las mayores pérdidas ocurren en superficie por deficiente manejo durante los retornos				
NaCl:	654 Sxs	34.000,00	22.236.000,00	256,9	ya sea en el desplazamiento inicial y final del fluido como en la sacada y metida de tubería.				
PREMUL:	20 Gls	109.727,64	2.194.552,80	0,07	Todo cayó en el contrapozo (no hay campana ni conductor)				
POLIACRILATO DE Na	4,0 Tmb	2.500.000,00	10.000.000,00	0,8	Para bajar el yield point fue utilizado poliacrilato de sodio, por sugerencia del cliente y aceptada				
INGENIERIA	18 Dias	2.250.000,00	40.500.000,00		La dificultad para bajar los cañones puede ser falta de lubricación y puerdtes de sal.				
COSTO DEL FLUIDO		\$294.502.571,67		US\$ 96.621,90	TRM	\$3.047,99		68,91%	

8. Conclusiones

- El fluido thixsal es adecuado para las operaciones de recompletamiento de pozos en el campo provincia ya que permite realizar operaciones seguras en control de pozo y realizar cañoneos con cable teniendo una operación con dos barreras de control como lo pide el Well control.
- Control de pérdidas de circulación durante trabajo. Durante toda la operación no se reportaron ~~é~~ altas perdidas de fluido como se evidencia en el General Work del pozo anexo No 1.
- Pozos controlados durante el cañoneo y el workover. Durante las operaciones de cañoneo y del workover no se presentaron eventos de pérdida del control del pozo según General Work Anexo No 2.
- No se presentaron problemas de ~~No~~ daño de formación según pruebas de producción. Los resultados permitieron evidenciar un ~~Se logró~~ incremento de producción en los pozos que dosificaron el que se usó el fluido, ~~ver tabla No 5~~
- El fluido fue capaz de controlar zonas depletadas y zonas de alta presión.
- Las pérdidas de fluido hacia la formación fueron mínimas, el fluido perdido se identificó en temas operacionales. Esto se observa en el reporte de resultados operativos pozo Santos 128.
- Alta estabilidad del sistema Thixsal Ultrasal, mantuvo propiedades reológicas y de filtración similares en toda la operación y en otros pozos. Ver Anexo 1 reportes operativos

- Mínimo productos usados para reacondicionar el fluido. Durante la operación del pozo Santos 128 no se reporta que se reacondiciono el fluido.
- El fluido cumplió el objetivo de controlar las pérdidas y las presiones, ya que nos reportan altas perdidas de fluido y de descontrol de pozo según el General Works anexo No. 2
- En todos los pozos donde se trabajó como fluido repletamiento el sistema Thixsal se presentó aumento de producción de más de un 75%.

9. Recomendaciones

- Continuar usando este sistema de fluido Thixsal en el campo Provincia de ECP, el cual es capaz de controlar pérdidas de fluido en zonas de baja y alta presión simultáneamente y en un mismo intervalo como se ~~evidencia~~ evidenció en el pozo Santos 128.
- Tener tanque de mezcla con capacidad mayor a 500 bbls para garantizar la mezcla homogénea del sistema Thixsal debido a que durante la operación del fluido con tanques de 400 bbls se presentaron inconvenientes en la preparación.
- Asegurar que para próximos trabajos el contratista entregue el fluido preparado en pozo, esto aumenta el FS de servicio del equipo optimizando tiempos de preparación del fluido.
- Durante la operación de cañoneo, en la corrida de los cañones, lubricar permanentemente el cable para minimizar la fricción con fluido, ya que el sistema Thixsal presenta un alta contenido de solidos de sal y puede causar ~~causa~~ inconvenientes y demoras en la corrida de los cañones.

- Controlar el tamaño de grano de sal para evitar posibles puentes por decantación natural en Periodos largos de tiempo sin movimiento del fluido.
- Aislar del ambiente en determinados casos para evitar entrada de agua (por lluvia) los tanques de mezcla y almacenamiento para evitar la disolución de las partículas más finas del fluido Thixsal.
- Instalar campana y conductor (flowline) para recuperar la mayor cantidad de fluido en los tanques del equipo que deben estar completamente limpios o tener el mismo tipo de fluido.
- La preparación del fluido requiere un máximo cuidado con personal experto en el tema y los tanques de preparación deben ser de tal forma que el agua lluvia no contacte el fluido.
- Un sistema de circulación con Flow Line es lo más adecuado para evitar pérdida de fluido en superficie.

Comentado [UdW11]: Recomendación

Comentado [UdW12]: Recomendación

~~Ver tabla No~~Referencias Bibliográficas

- Abdo, J., & Danish, M. (2010). Nanoparticles: Promising solution to overcome stern drilling problems. *En Nanotech Conference and Exhibition* (págs. 22-37). California: Anaheim.
- Ahmadi, M., Habibi, A., Pourafshary, P., & Ayatollahi, S. (2011). Zeta Potential Investigation and mathematical modeling of nanoparticles deposited on the rock surface to reduce fine migration. . *SPE MIDDLE EAST OIL AND GAS SHOW AND CONFERENCE*, 14.
- Belcher, C., Seth, K., Hollier, R., & Paterustro, B. (2010). Maximizing production liffe with the use of nanotechnology to prevent fines migration. *INTERNATIONAL OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA*, 6.
- Bennion, D. (2002). An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations. *Journal of Canadian Petroleum Technology.*, 8(12), 1-8.
- Berkel, R. (1996). *Cleaner production and eco-efficiency initiatives in WesternAustralia 1996e2004*. Australia : Curtin University of Technology.
- Civan, A. (2007). *Reservoir Formation Damage-Fundamentals. Modeling, Assessment, and Mitigation* . Burlington : Elsevier.
- Darley, J., & Latane, B. (1968). Bystander intervention in emergencies: Diffusion of responsibility. *Journal of Personality and Social Psychology*, 8(2), 377-383.
- Echeverría, W. (2007). *Tratamiento de agua para control de pozos durante operaciones de reacondicionamiento en el campo Auca del distrito oriente*. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Franco, C., N., N., Ruiz, M., P., P., & Cortés, F. (2013). Nanoparticles for inhibition of asphaltenes damage: adsorption study and displacement test on porous media. *Energy & Fuels*, 27(6), 2899-2907.
- Herrera, G. (2009). *Estudio técnico- económico post-fractura en el campo Conanaco*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Hibbeler, J., & Gracia, T. (2003). An Integrated Long-Term Solution for Migratory Fines Damage. *SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 11-22.
- Hoelscher, K., Guido de Stefano, M., & Young, S. (2012). Application of nanotechnology in drilling fluids. *In SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*, 309-310.

- Huang, S., Farkaš, J., & Jacobsen, S. (2010). Calcium isotopic fractionation between clinopyroxene and orthopyroxene from mantle peridotites. *Earth and Planetary Science Letters*, 292(10), 337-344.
- Jahediesfanjani, H. (2005). Damage Tolerance of Well -Completion and Stimulation Techniques in coalbed methane reservoirs. *Energy Resour. Technol*, 127(3), 248-256.
- James, W., Dobson, J., & Ronald, L. (1997). *Brine fluids having improved rheological characteristics*. Texas : Texas United Chemical Corp .
- Mondshine, T. (1977). *Test Show Potassium -mud Versality. oil gas* . Kercheville.
- Muggeridge, D., Howe, C., Spendiff, O., Pedlar, C., James, P., & Easton, C. (2014). A single dose of beetroot juice enhances cycling performance in simulated altitude. *Med Sci Sports Exerc*, 46(1), 143-150.
- Olafuyi, o., & Onyekonwu, M. (2012). Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations. Petroleum Technology Development fund. *SPE INTERNATIONAL OILFIELD* , 9.
- Saboori, R., Sabbaghi, S., Mowla, D., & Soltani, A. (2012). Decreasing of water loss and mud cake thickness by CMC nanoparticles in mud drilling. *International Journal of Nano Dimension*, 3(2), 101-104.
- Thomas, R., & Crowe, C. (1981). Matrix treatment employs new acid system for stimulation and control of fines migration in sandstone formation. *Journal of Petroleum Technology*., 33(4), 1491-1500.

Apéndices

Apéndice A. Reportes Operativos

ECOPETROL S.A.

PROVINCIA
SANTOS 128
SANTOS 128
WORKOVER

General Work Report

Date: 12/26/2016 / Report No.: 1

Created by : ECOPETROL\e0116064(e0116064)

Disclaimer: Although the information contained in this report is based on sound engineering practices, the copyright owner(s) does (do) not accept any responsibility whatsoever, in negligence or otherwise, for any loss or damage arising from the possession or use of the report whether in terms of correctness or otherwise. The application, therefore, by the user of this report or any part thereof, is solely at the user's own risk.

ECOPETROL S.A.

1 General

1.1 Customer Information

Company	ECOPETROL S.A.
Representative	
Address	

1.2 Well Information

Well	SANTOS 128		
Reporte no.	1	Fecha del Reporte	12/26/2016
Project	PROVINCIA	Site	SANTOS 128
Rig Name/No.	FALCON 1/1	Nombre del Evento	WORKOVER
Fecha de Inicio*	11/30/2016	Fecha de Finalización	12/26/2016
Fecha del inicio de la Perforación	6/20/2013	UWI	SANT0128
Active datum	ROTARY TABLE @442.97ft (above Mean Sea Level)		

1.3 Summary Information

Nombre del Evento*	WORKOVER	Inicio de Actividades*	11/30/2016 12:00AM
Objetivo Principal*	CAÑONEO	Fin de Actividades	12/26/2016 6:00PM
Contratista*	ECOPETROL S.A.	Dias Estimados* (dias)	23.00 (days)
Costos Reales (USD\$)	359,549.73 (\$)	Dias Reales (dias)	24.00 (days)
Costos Estimados* (\$USD)	361,541.00 (\$)		
Ingeniero de Operaciones*	CECILIO ARDILA / CARLOS BOLAÑOS/ JOHN CHIRIN	Jefe de Pozo*	JOSE ALONSO CAMACHO ARDILA.

2 Operations

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (hr)	Reseña de la Intervención
12/16/2016 8:45PM	12/18/2016 9:30AM				N/A				36.75	Armo y bajo BHA#3. Scraper csg 7" punta abierta hasta 6203,56 FT. Rig Up de unidad cementadora ECOPETROL. Probó líneas a 3000 psi. Circuló pozo en directa @1,5 bbls/min. Adicionando 110 glns de poliacrilato de sodio. Presión inicial de bombeo=1300 psi; presión final=1500 psi. Saco (18 dobles tubería llena) BHA#3 a superficie.
12/8/2016 8:30AM	12/15/2016 7:00AM				N/A				166.50	Bajo sarta de tubería combinada 2-3/8" y 2-7/8" con punta abierta hasta 6967", preparo 350 bls de fluido de control @ 13.0 lpg, desplazo fluido del pozo por fluido de control, retorno aceite con 177 bbl, presión de bombeo 550 psi, retorno fluido de control thixsal ultrasal con 233 bbl y densidad 12,4 lpg. Preparó y bombeo 130 bbl thixsal ultrasal densidad 13,2 lpg y retorno fluido de control con densidad 12,9 lpg (total fluido thixsal ultrasal bombeado 233 bbl de 13 lpg + 130 bbl de 13,2 lpg). Saco sarta de trabajo a los racks. Lleno pozo con 36 bbl fluido thixsal ultrasal. Probó rams en BOPT 7-1/16" x 5M @ 1000 psi OK.

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations (Continued)

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (horas)	Reseña de la Intervención
11/30/2016 6:00PM	12/7/2016 1:15AM				N/A				151.25	Movilización cargas 100% equipos y herramientas desde suerte 59 vs santos 128, Rig up unidad básica, armó líneas y conexiones al choke manifold, separador y tea, registró presiones CHP=750 psi y THP= 350 psi, descargó pozo a 0 psi, retiro X-MAX-TREE, instalo set de BOPs, retiro 1 jta con tubing hanger 7-1/16" y saco diseño final de tubería: CANT. DESCRIPCIÓN DIAMETRO (in) 1 TUBING HANGER 67 JUNTAS EUE N-80 2 7/8 1 MANDRIL GAS LIFT #1 2 7/8 57 JUNTAS EUE N-80 2 7/8 1 MANDRIL GAS LIFT #2 2 7/8 37 JUNTAS EUE N-80 2 7/8 1 MANDRIL GAS LIFT #3 2 7/8 03 JUNTAS EUE N-80 2 7/8 1 EMPAQUE MECANICO R-3 7 1 JUNTAS EUE N-80 2 7/8 1 NIPLE CAMPANA 2 7/8
12/15/2016 7:00AM	12/16/2016 8:45PM				N/A				37.75	Rig up unidad de cañoneo WEATHERFORD , instaló flange y armó 21 ft de lubricador -. Probo lubricador WTF con 1000 psi. Ok. Armó CCL de 8 ft de longitud. Anillo de calibración de 5,75" O.D. Bajo cañon sin cargas 4-1/2" con velocidad inicial 50 ft/min y final @ 3500 ft con 2 ft/min, queda suspendido a 3800 ft y se da espera de 15 min para recuperar tensión en cable, saco cañon. Repitió operación con 19 ft y posteriormente con 30 ft de cañon 4-1/2" sin carga con igual resultado. Rig down unidad Wire Line WTF.

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations (Continued)

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (hr)	Reseña de la Intervención																																																															
12/19/2016 1:45PM	12/21/2016 4:30PM				N/A				50.75	Realizo conexiones y lleno pozo con 22 bbl de fluido control thixsal ultrasal 12.9 lpg (con poliacrilato de sodio). Rig up unidad wire line -WTF. Armo 29 ft de lubricador y probo con 1000 psi. Ok. Bajó cañón sin carga de 3-3/8" X 21 ft a 160 Ft/min hasta 6950 ft. Sin restricciones. Sacó a superficie. Cañoneó intervalos formaciones ESMERALDA - MUGROSA con casing gun de 33/8" @ 6 TPP. Correlacionó CCL de Weatherford con registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL, tomado por SBL en Septiembre 6 de 2013. Distancia CCL a la primera bala: 2.6" (pozo lleno con fluido thixsal ultrasal de 12.9 lpg y poliacrilato de sodio). <table><tr><td>Intervalo</td><td>Parada</td><td>Long inter.</td></tr><tr><td>Presión esperada</td><td>N. fluido</td><td>Hr</td></tr><tr><td>disparo</td><td>cantidad cargas</td><td>Obser.</td></tr><tr><td>6884'-6900'</td><td>6881,4</td><td>16'</td></tr><tr><td>2530psi</td><td>lleno</td><td>01:00 a.m</td></tr><tr><td>80</td><td>SMS</td><td></td></tr><tr><td>6840'-6860'</td><td>6837,4</td><td>20'</td></tr><tr><td>740psi</td><td>lleno</td><td>05:00 a.m</td></tr><tr><td>120</td><td>SMS</td><td></td></tr><tr><td>6825'-6840'</td><td>6822,4</td><td>15'</td></tr><tr><td>740psi</td><td>lleno</td><td>07:50 a.m</td></tr><tr><td>90</td><td>SMS</td><td></td></tr><tr><td>6598'-6607'</td><td>6595,4</td><td>9'</td></tr><tr><td>1245psi</td><td>lleno</td><td>12:15 p.m</td></tr><tr><td>54</td><td>SMS</td><td></td></tr><tr><td>6349'-6369'</td><td>6346,4</td><td>20'</td></tr><tr><td>1245psi</td><td>lleno</td><td>3:10 p.m</td></tr><tr><td>120</td><td>SMS</td><td></td></tr><tr><td>6330'-6349'</td><td>6327,4</td><td>19'</td></tr><tr><td>1245psi</td><td>lleno</td><td>5:20 p.m</td></tr><tr><td>114</td><td>SMS</td><td></td></tr></table> Bajó cañón sin carga de 4-1/2" X 21 ft a 160 Ft/min hasta 6200 ft. Sin restricciones. Sacó a superficie. Cañoneó intervalos formaciones ESMERALDA - MUGROSA -REAL con casing gun de 4-1/2" @ 6 TPP. Correlacionó CCL de Weatherford con registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL, tomado por SBL en Septiembre 6 de 2013. Distancia CCL a la primera bala: 2.6" (pozo lleno con fluido thixsal ultrasal de 12.9 lpg y poliacrilato de sodio).	Intervalo	Parada	Long inter.	Presión esperada	N. fluido	Hr	disparo	cantidad cargas	Obser.	6884'-6900'	6881,4	16'	2530psi	lleno	01:00 a.m	80	SMS		6840'-6860'	6837,4	20'	740psi	lleno	05:00 a.m	120	SMS		6825'-6840'	6822,4	15'	740psi	lleno	07:50 a.m	90	SMS		6598'-6607'	6595,4	9'	1245psi	lleno	12:15 p.m	54	SMS		6349'-6369'	6346,4	20'	1245psi	lleno	3:10 p.m	120	SMS		6330'-6349'	6327,4	19'	1245psi	lleno	5:20 p.m	114	SMS	
Intervalo	Parada	Long inter.																																																																							
Presión esperada	N. fluido	Hr																																																																							
disparo	cantidad cargas	Obser.																																																																							
6884'-6900'	6881,4	16'																																																																							
2530psi	lleno	01:00 a.m																																																																							
80	SMS																																																																								
6840'-6860'	6837,4	20'																																																																							
740psi	lleno	05:00 a.m																																																																							
120	SMS																																																																								
6825'-6840'	6822,4	15'																																																																							
740psi	lleno	07:50 a.m																																																																							
90	SMS																																																																								
6598'-6607'	6595,4	9'																																																																							
1245psi	lleno	12:15 p.m																																																																							
54	SMS																																																																								
6349'-6369'	6346,4	20'																																																																							
1245psi	lleno	3:10 p.m																																																																							
120	SMS																																																																								
6330'-6349'	6327,4	19'																																																																							
1245psi	lleno	5:20 p.m																																																																							
114	SMS																																																																								

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations (Continued)

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (horas)	Reseña de la Intervención
										6117'-6125' 6114,4 8' 1668psi lleno 8:00 p.m 40 SMS 6103'-6117' 6100,4 14' 1668psi lleno 10:37 p.m 70 SMS 6025'-6033' 6022,4 8' 1394psi lleno 01:50 a.m 40 SMS 6011'-6025' 6008,4 14' 1394psi lleno 04:25 a.m 70 SMS 5736'-5742' 5733,4 14' 2943psi lleno 08:00 a.m 30 SMS 4994'-4997' 4991,4 3' 727psi lleno 11:00 am 15 SMS 4980'-4994' 4977,4 14' 727psi lleno 12:50 pm 70 SMS Rig down unidad W.L Weatherford.
12/23/2016 4:00PM	12/24/2016 12:00PM				N/A				20.00	Desinstaló BOPPT+ Hydril. Instaló X-MAX-TREE 7-1/16" x 5M. R/U de la unidad de cementadora de ECOPETROL S.A. probó líneas con 3000 psi ok. Bombeo aceite limpio por anular con presión inicial en camión BJ de 1000 psi y con un caudal de 0,3 bpm. Aumentó tasa de bombeo a 0,6 bpm con 1500 psi, desplazando píldora de 12,9 lpg. Al bombear 214 bbls de aceite en total, se pierde retorno. Continuó bombeando 44 bbls adicionales y no retornó el pozo la presión del BJ cayó a 700 psi. Recuperó 190 bbls de fluido thixsal ultrasal 12.8 lpg con poliacrilato de sodio. Rig up unidad slick line ECP. Unidad Slick line sentó con éxito standing valve de 1.81" @ 6106'. Probó líneas cementador con 4000 psi. Con pozo lleno bombeo fluido por tubing (X-MASS TREE) con cementador y sentó @ 4840 ft PKR dual hidro II ARROW csg 7" X 2 3/8" eue, levantando 500 psi gradualmente y presión final de 3500 psi. Descargo presiones tubing y anular quemó gas a la tea. R/D unidad de cementación de ECOPETROL S.A. Realizo conexiones en anular y presurizo con 500 psi. Ok. Descargo presión. Sacó standing valve 1,81. R/D unidad de slick line ECP...

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations (Continued)

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (horas)	Reseña de la Intervención
12/24/2016 12:00PM	12/26/2016 2:00PM				N/A				50.00	operaciones suspendidas por actividades de fin de año.
12/26/2016 2:00PM	12/26/2016 6:00PM				N/A				4.00	alistando cargas para hacer movilización.
12/7/2016 1:15AM	12/8/2016 8:30AM				N/A				31.25	Bajo sarta de tubería con cola y bomba desarenadora de 2-3/8", toco tope de sucio @ 6980', trabajo bomba y desareno hasta 7030', saco sarta de tubería con bomba desarenadora, quebró tubería adicional de 2-3/8"
12/18/2016 9:30AM	12/19/2016 1:45PM				N/A				28.25	Bajo sarta tubería combinada 2-3/8" EUE y 2-7/8" EUE, punta abierta @ 6965'. Realizó conexiones de superficie de camión cementador de ECOPETROL. Realizó prueba de integridad de líneas hasta 3000 psi Ok. Inicia circulación de fluido de control de 12.9 PPG en directa con camión cementador de ECOPETROL @ 2 bbls/min. Con 165 glns de poliacrilato de sodio disueltos. Presión inicial de bombeo=1300 psi; presión final de circulación 1500 psi. Homogeneizó fluido de control de 12.9 PPG bajando el punto de decencia hasta 60 lbs/(100 pie2). Sacó sarta tubería combinada 2-3/8" EUE y 2-7/8" EUE.

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations (Continued)

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (horas)	Reseña de la Intervención																																																																																																																																																																																																																																																																		
12/21/2016 4:30PM	12/23/2016 4:00PM				N/A				47.50	Bajo diseño sarta dual Gas lift , probada con 1000 psi, OK. Bajo y pesco standing valve O.D 1,81" en tubería 2-3/8" EUE. Bajo probada tubería 2-7/8" EUE y pesco standing valve O.D 2,25"OK. DISEÑO DE PRODUCCION SANTOS 128, Diciembre 23 2016 <table><thead><tr><th>CANT</th><th>DESCRIPCION</th><th>DIAM(in)</th><th>LONG(ft)</th><th>BASE(ft)</th><th>TOPE(ft)</th></tr></thead><tbody><tr><td></td><td>Produccion</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>Inyeccion</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>Producción</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>EMR</td><td>26,00</td><td>26,00</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td>0,00</td><td></td><td></td></tr><tr><td>59</td><td>Tubing joint J-55 eue</td><td></td><td></td><td></td><td>2-</td></tr><tr><td>7/8"</td><td>1831,95</td><td>1857,95</td><td>26,00</td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Mandril gas lift, valve</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>R20 3/16"</td><td>2-7/8"</td><td></td><td>9,08</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>1867,03</td><td>1857,95</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>46</td><td>Tubing joint J-55 eue</td><td></td><td></td><td></td><td>2-</td></tr><tr><td>7/8"</td><td>1428,30</td><td>3295,33</td><td>1867,03</td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Mandril gas lift, valve</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>R20 3/16"</td><td>2-7/8"</td><td></td><td>9,08</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>3304,41</td><td>3295,33</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>37</td><td>Tubing joint J-55 eue</td><td></td><td></td><td></td><td>2-</td></tr><tr><td>7/8"</td><td>1148,85</td><td>4453,26</td><td>3304,41</td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Mandril gas lift, valve</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>R20 3/16"</td><td>2-7/8"</td><td></td><td>9,08</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>4462,34</td><td>4453,26</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>12</td><td>Tubing joint J-55 eue</td><td></td><td></td><td></td><td>2-</td></tr><tr><td>7/8"</td><td>372,20</td><td>4834,54</td><td>4462,34</td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Landing nipple 2,25F</td><td></td><td></td><td></td><td>2-</td></tr><tr><td>7/8"</td><td>1,00</td><td>4835,54</td><td>4834,54</td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Crossover eue</td><td></td><td></td><td></td><td>2-</td></tr><tr><td>7/8"@2-3/8"</td><td>0,83</td><td>4836,37</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>4835,54</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Extension eue</td><td>2-3/8"</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>4,16</td><td>4840,53</td><td>4836,37</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>PKR dual hidro II ARROW 7" X 2 3/8" eue</td><td>Long(ft)</td><td>7"x26#</td><td>4,64</td><td></td></tr><tr><td></td><td>4845,17</td><td>4840,53</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Extension eue</td><td>Extension eue</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>2,00</td><td>2-3/8"</td><td>0,83</td><td>4846,00</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>4845,17</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>16</td><td>Tubing joint N-80 eue</td><td>Union ajustable</td><td>3,33</td><td>2-3/8"</td><td>501,62</td></tr><tr><td></td><td>5347,62</td><td>4846,00</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>16 tubing joint N-80 eue</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>496,22</td><td>2-3/8"</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>XO UN-eue</td><td>0,86</td><td>2-3/8"</td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>Mandril dual @ 2-3/8" valvula</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>BK-1</td><td>7,20</td><td>2-3/8"</td><td>7,20</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td>5354,82</td><td>5347,62</td><td></td><td></td><td></td></tr></tbody></table>	CANT	DESCRIPCION	DIAM(in)	LONG(ft)	BASE(ft)	TOPE(ft)		Produccion						Inyeccion						Producción					1	EMR	26,00	26,00						0,00			59	Tubing joint J-55 eue				2-	7/8"	1831,95	1857,95	26,00			1	Mandril gas lift, valve					R20 3/16"	2-7/8"		9,08				1867,03	1857,95				46	Tubing joint J-55 eue				2-	7/8"	1428,30	3295,33	1867,03			1	Mandril gas lift, valve					R20 3/16"	2-7/8"		9,08				3304,41	3295,33				37	Tubing joint J-55 eue				2-	7/8"	1148,85	4453,26	3304,41			1	Mandril gas lift, valve					R20 3/16"	2-7/8"		9,08				4462,34	4453,26				12	Tubing joint J-55 eue				2-	7/8"	372,20	4834,54	4462,34			1	Landing nipple 2,25F				2-	7/8"	1,00	4835,54	4834,54			1	Crossover eue				2-	7/8"@2-3/8"	0,83	4836,37					4835,54					1	Extension eue	2-3/8"				4,16	4840,53	4836,37				1	PKR dual hidro II ARROW 7" X 2 3/8" eue	Long(ft)	7"x26#	4,64			4845,17	4840,53				1	Extension eue	Extension eue				2,00	2-3/8"	0,83	4846,00				4845,17					16	Tubing joint N-80 eue	Union ajustable	3,33	2-3/8"	501,62		5347,62	4846,00					16 tubing joint N-80 eue						496,22	2-3/8"					XO UN-eue	0,86	2-3/8"			1	Mandril dual @ 2-3/8" valvula					BK-1	7,20	2-3/8"	7,20				5354,82	5347,62			
CANT	DESCRIPCION	DIAM(in)	LONG(ft)	BASE(ft)	TOPE(ft)																																																																																																																																																																																																																																																																							
	Produccion																																																																																																																																																																																																																																																																											
	Inyeccion																																																																																																																																																																																																																																																																											
	Producción																																																																																																																																																																																																																																																																											
1	EMR	26,00	26,00																																																																																																																																																																																																																																																																									
			0,00																																																																																																																																																																																																																																																																									
59	Tubing joint J-55 eue				2-																																																																																																																																																																																																																																																																							
7/8"	1831,95	1857,95	26,00																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	Mandril gas lift, valve																																																																																																																																																																																																																																																																											
R20 3/16"	2-7/8"		9,08																																																																																																																																																																																																																																																																									
	1867,03	1857,95																																																																																																																																																																																																																																																																										
46	Tubing joint J-55 eue				2-																																																																																																																																																																																																																																																																							
7/8"	1428,30	3295,33	1867,03																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	Mandril gas lift, valve																																																																																																																																																																																																																																																																											
R20 3/16"	2-7/8"		9,08																																																																																																																																																																																																																																																																									
	3304,41	3295,33																																																																																																																																																																																																																																																																										
37	Tubing joint J-55 eue				2-																																																																																																																																																																																																																																																																							
7/8"	1148,85	4453,26	3304,41																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	Mandril gas lift, valve																																																																																																																																																																																																																																																																											
R20 3/16"	2-7/8"		9,08																																																																																																																																																																																																																																																																									
	4462,34	4453,26																																																																																																																																																																																																																																																																										
12	Tubing joint J-55 eue				2-																																																																																																																																																																																																																																																																							
7/8"	372,20	4834,54	4462,34																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	Landing nipple 2,25F				2-																																																																																																																																																																																																																																																																							
7/8"	1,00	4835,54	4834,54																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	Crossover eue				2-																																																																																																																																																																																																																																																																							
7/8"@2-3/8"	0,83	4836,37																																																																																																																																																																																																																																																																										
	4835,54																																																																																																																																																																																																																																																																											
1	Extension eue	2-3/8"																																																																																																																																																																																																																																																																										
4,16	4840,53	4836,37																																																																																																																																																																																																																																																																										
1	PKR dual hidro II ARROW 7" X 2 3/8" eue	Long(ft)	7"x26#	4,64																																																																																																																																																																																																																																																																								
	4845,17	4840,53																																																																																																																																																																																																																																																																										
1	Extension eue	Extension eue																																																																																																																																																																																																																																																																										
2,00	2-3/8"	0,83	4846,00																																																																																																																																																																																																																																																																									
	4845,17																																																																																																																																																																																																																																																																											
16	Tubing joint N-80 eue	Union ajustable	3,33	2-3/8"	501,62																																																																																																																																																																																																																																																																							
	5347,62	4846,00																																																																																																																																																																																																																																																																										
	16 tubing joint N-80 eue																																																																																																																																																																																																																																																																											
	496,22	2-3/8"																																																																																																																																																																																																																																																																										
	XO UN-eue	0,86	2-3/8"																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	Mandril dual @ 2-3/8" valvula																																																																																																																																																																																																																																																																											
BK-1	7,20	2-3/8"	7,20																																																																																																																																																																																																																																																																									
	5354,82	5347,62																																																																																																																																																																																																																																																																										

ECOPETROL S.A.

2.1 Work Operations (Continued)

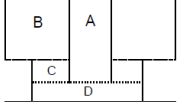
Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo	Code	Subcode	Subcode 2	Duración (hr)	Reseña de la Intervención
										23 Tubing joint N-80 eue XO UN-eue 0,86 2-3/8" 712,67 6067,49 5354,82 Union ajustable 3,16 2-3/8" 23 tubing joint N-80 eue 708,06 2-3/8" XO UN-eue 0,86 2-3/8" 1 Mandril dual @ 2-3/8" valvula BK-1 7,20 2-3/8" 7,20 6074,69 6067,49 1 Tubing joint N-80 eue XO eue-UN 0,86 2-3/8" 31,20 6105,89 6074,69 1 Landing nipple 1,81F 1 tubing joint N-80 eue 31,10 2-3/8" 0,95 6106,84 6105,89 1 Coupling eue Tapon 0,30 2-3/8" 0,41 6107,25 6106,84 1 Entry guide 2-3/8" 0,85 6108,10 6107,25 PUNTA DE TUBERIA INYECCION 6107,18 PRODUCCION 6108,10

3 Other

3.1 Comentarios

GENERAL WORK
POZO: SANTOS 128
FECHA DE INICIACIÓN: Noviembre 30 2016 18:00 horas
FECHA DE FINALIZACIÓN: Diciembre 24 2016 12:00 horas
COMPANY MAN: CECILIO ARDILA / CARLOS BOLAÑOS/ JOHN CHIRIVI/ WILFRED PARRA
EQUIPO: ECOPETROL – FALCON RIG 1
OBJETIVO DEL TRABAJO: CAÑONEO

Apéndice B. Reporte de Fluidos de Completamiento y Workover

		SISTEMA INTEGRADO DE GESTION		GO-FO-07	NC
REPORTOR DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER		29/03/2012		PAGINA	1/1
VERSION 1					
COMPANIA	REPORTOR PARA	CARGO	REPORTOR No.	2	
ECOPETROL	W. PARRA/C. BOLANOS	SUPERVISOR	FECHA	18-dic-2016	
CONTRATISTA DEL EQUIPO	REPORTOR PARA	CARGO	DIA DE INICIO	7-dic-2016	
ECOPETROL	W. PARRA/C. BOLANOS	SUPERVISOR	NOMBRE DEL POZO	SANTOS 128	
CONTRATISTA	REPORTADO POR:	CARGO	CAMPO	PROVINCIA	
FLUIDOS Y SERVICIOS S.A.S.	A. MONTIEL / C. IZQUIERDO	ING. DE FLUIDOS	MPJO / DPTO	SABANA DE T/STDR	
			PAIS	COLOMBIA	
DATOS DE PRODUCCION DEL POZO			VOLUMEN DE FLUIDO (BBL)		
SISTEMA DE PRODUCCION		TIPO DE POZO	RATA DE PRODUCCION		
GAS LIFT		PRODUCTOR	INTERVALO DE PRODUCCION		
TUBING		PUNTO CIRC (P/E)	TOPE		
OD	ID	LONG (P/E)	BASE		
CASINO		PROF TOTAL (P/E)	DE		
OD	ID	FILL UP (P/E)	A		
7	6,276	6,248	0		
LINER		PROF TOTAL (P/E)	DE		
OD	ID	FILL UP (P/E)	A		
5	4,276	8,524	984		
FLUIDO DE RESERVA		TIPO DE FLUIDO	VOL HUECO = 254		
0		THIXSAL-ULTRASAL	PIT = 99		
VOL TOTAL = 353					
PROPIEDADES DEL FLUIDO			BALANCE DE VOLUMENES		
TIPO DE FLUIDO	THIXSAL	THIXSAL	THIXSAL	VOLUMEN DE SISTEMA INICIAL	73
FECHA DE LA PRUEBA	12-dic	15-dic	18-dic	VOL DE SISTEMA ADICIONADO	280
DENSIDAD (PPG) (LB-PIE3) (Sg)	13	12,9	12,9	VOL DE AGUA AGREGADO	0
GRADIENTE DEL FLUIDO (PSI/PIE)	0,676	0,671	0,671	VOLUMEN SISTEMA PERDIDO	0
VISCOSIDAD DE EMBUDO (SESIQT) API @ °F	F.L.	F.L.	F.L.	VOLUMEN DE SISTEMA FINAL	353
VISCOSIDAD PLASTICA CPS @ °F	100	100	83	COMENTARIOS:	
YIELD POINT (LB/100PIE2)	70	70	60		
GEL STRENGTH (LB/100PIE2) 10seg/10 min	8/10	8/10	12/15		
FILTRADO API (cm3/30 min)	0,5	0,5	0,5		
ESPESOR DE LA TORTA (PIE/30)	1	1	1		
CONTENIDO DE SOLIDOS (% VOL)	40	40	40		
CONTENIDO DE LIQUIDO (% VOL) (AGUA/SALMUERA)	52	52	52		
CONTENIDO DE ACEITE (% VOL)	8	8	8		
CONTENIDO DE ARENA (% VOL)	1	1	1		
PH CINTA PHMETRO	10,0	10,0	10,0		
CLORUROS (mg/l)	>300K	>300K	>300K		
DUREZA TOTAL COMO Ca (mg/l)	N.A	N.A	N.A		
INVENTARIO DE PRODUCTOS Y COSTOS					
	Thixsal Ultra	FL-7 Plus	PH Buffer	Premul	Ultrasal
INICIAL	11	35	25	165	336
RECIBIDO	0	0	0	0	0
FINAL	11	35	25	165	336
USADO EN POZO	0	0	0	0	0
CANTIDAD ACUMULADA	4	74	23	20	688
COSTO DEL DIA	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
COSTO ACUMULADO	\$3.688.068	\$33.717.658	\$7.366.504	\$2.194.553	\$128.022.896
GASTOS INGENIERO					
SERVICIO DE INGENIERIA	DIA	\$2.250.000	ACUMULADO	\$27.000.000	\$27.000.000
COSTO TOTAL		DIA	\$25.178.000,00	ACUMULADO	\$279.752.571,67
DIA 5. CONTINUO LA PREPARACION DE LOS 270 BBL'S DE FLUIDO NUEVO THIXSAL ULTRASAL DE 13 PPG. DIA 6. HOMOGENIZANDO FLUIDO A 13 PPG. COMIENZA DESPLAZAMIENTO DE FLUIDO CON EQUIPO BJ. INTERRUPCION POR PLANTA ELECTRICA. DIA 7. FINALIZO DESPLAZAMIENTO DE FLUIDO DE CONTROL THIXSAL ULTRASAL DE 13 PPG. DENSIDAD MAXIMA DE RETORNO 12,9 PPG. SACANDO DP 2 7/8, TUBO XTUBO DIA 8. TERMINO DE SACAR TUBERIA DE DP 7/8" Y 2 3/8". LLENO POZO CON 36 BLS. DIA 9. CIA WEATHER FORD ARMÓ EQUIPO Y CONECTÓ LUBRICADOR. BAJO CESTA DE CALIBRACIÓN HASTA 3780 FT DONDE APOYÓ. BAJO DUMI DE 15 FT S/E DIA 10. BAJO DUMI DE 15 FT S/E. CONECTÓ OTRO DUMI DE 15 FT Y BAJO HASTA 3600 FT. SACÓ HERRAMIENTA, CIA WEATHER FORD DESMONTÓ EQUIPO COMIENZA A BAJAR TUBING 2 7/8 CON RASPADOR. DIA 11. CONTINUO BAJANDO TUBING HASTA 6200 FT. EQUIPO BJ REALIZA CONEXIONES. PROBÓ LINEAS CON 3000 PSI. CIRCULO Y APLICÓ DISPERSANTE SUSPENDIÓ OPERACIONES POR CAMBIO DE TURNO, SACÓ TUBERIA HASTA 3700 FT. DIA 12. SACÓ TUBERIA HASTA SUPERFICIE. ACONDICIONO FLUIDO DISMINUYENDO EL PUNTO DE CEDENCIA HASTA 60LB/10FT2 Y VISCOSIDAD PLASTICA A 86 CP. ADICIONANDO POLIACRILATO DE SODIO AL SISTEMA CIRCULANTE EN UNA CONCENTRACION DE 0,5 GPB. SE OBSERVA NIVELES CONSTANTES DURANTE LA CIRCULACION. COMPROBANDO SELLO DEL FLUIDO AL IGUA QUE LA DENSIDAD NO VARIO DESCARTANDO ASENTAMIENTO DE SOLIDOS EN EL HUECO.					
REPRESENTANTE DE FLUIDOS Y SERVICIOS S.A.S		REPRESENTANTE DE LA COMPANIA		ANDE	
FIRMA		FIRMA		ORDEN COMPRA / SERVICIO / CONTRATO:	
NOMBRE ALBENIX MONTIEL CARLOS FELIPE IZQUIERDO		NOMBRE WILFRED PARRA / CARLOS BOLANOS		3002099	
Cualquier opinion o recomendacion expresada oral o escrita, ha sido preparada cuidadosamente y puede usarse por quien recibe el servicio, sin embargo no representa o garantiza que sea hecha por FLUIDOS Y SERVICIOS S.A.S. referente a su exactitud o integridad y no supone obligacion por daños y perjuicios que resulten de su uso.				CELULAR POZO:	
Elaboró:		Revisó:		Aprobó:	
Director SIG		Lider del Proceso		Gerente General	