

**DOCUMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL WBCO MECÁNICO Y QUÍMICO EN
OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER
(CAMPO CORCEL- PETROMINERALES)**

VANESSA TATIANA VERA CHALA

2009181303

ARNOLD FERNEY TORRES OME

2009179165

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2013**

**DOCUMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL WBCO MECÁNICO Y QUÍMICO EN
OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER
(CAMPO CORCEL- PETROMINERALES)**

VANESSA TATIANA VERA CHALA

2009181303

ARNOLD FERNEY TORRES OME

2009179165

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director:

JEYSON MANUEL CAMPO DAZA

Ing. Completamiento & Workover
Petrominerales Colombia Ltd.

Co-Director:

LUIS HUMBERTO ORDUZ

Ing. de Perforación y Completamiento

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

NEIVA

2013

Nota de Aceptación

Firma del Director

Firma del Codirector

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, 29 de Enero de 2013

DEDICATORIA

Quiero agradecer a Dios, a mis padres GLADIS YANETH OME Y ARNOLD TORRES BARON, quienes con su esfuerzo y dedicación han hecho de este sueño una realidad, son la fuente de mi progreso y desarrollo como persona y como profesional, su motivación y apoyo incondicional son la raíz fundamental que hoy en día podemos compartir juntos este logro. A todos aquellos que hicieron parte de este camino; Mi familia, Mi Hermano LLERZY ESNEIDER TORRES y Mi tía MAYELI TORRES, que siempre estuvieron apoyándome durante los momentos difíciles a ellos gracias.

ARNOLD FERNEY TORRES OME

Dedico esta tesis con todo mi cariño y aprecio:

A Dios y a la Santísima Virgen por brindarme la vida, llenarme de bendiciones y permitirme lograr este triunfo.

A mis padres FREDY CHALA LASSO y JAVIER VERA VERA por su amor, su apoyo incondicional, por creer en mí y darme una carrera para mi futuro. MUCHAS GRACIAS MAMÁ por tus consejos, por ser mi ejemplo de mujer triunfadora, por exigirme, y en especial, por la cantidad de sacrificios que hiciste para ser de mí quien soy. GRACIAS PAPÁ por transmitirme tus conocimientos, por tu dedicación, tu paciencia y por tu constante motivación.

A mis profesores, A mis amigos y a todas aquellas personas que hicieron posible que alcanzaré este sueño.

VANESSA TATIANA VERA CHALA

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

PETROMINERALES COLOMBIA LTD. Por la oportunidad brindada para la realización de este proyecto.

Al ingeniero JEYSON CAMPO DAZA, por darnos la oportunidad de llevar a cabo el proyecto en la empresa, por su apoyo y orientación para la realización del proyecto. Por compartirnos sus conocimientos y experiencias, para el buen desarrollo del proyecto.

Al ingeniero EDIER SALINAS, por la colaboración y apoyo ofrecido durante las visitas a los pozos lo largo del proyecto.

MI-SWACO por el apoyo y fundamentación técnica suministrada.

Al ingeniero ANDRES CANCHILA, por la colaboración y apoyo ofrecido durante el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero EDWIN MORA, por la colaboración y apoyo ofrecido durante el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero EDGARDO BOHORQUEZ, por la colaboración en el desarrollo de las pruebas de laboratorio.

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por brindarnos la formación como ingeniero de petróleos.

Al ingeniero LUIS HUMBERTO ORDUZ, por el apoyo, asesoría y colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero, LUIS FERNANDO BONILLA por la colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero, LUIS ENRIQUE MANTILLA por la colaboración en el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
GLOSARIO	13
RESUMEN	14
ABSTRACT	15
INTRODUCCION	16
1 CONCEPTOS CLAVES	17
1.1 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	17
1.1.1 Funciones de los fluidos de completamiento y WorkOver	17
1.1.2 Criterios para la selección de fluidos de Completamiento y WorkOver	17
1.1.3 Tipos de Fluidos de Completamiento	18
1.1.4 Daños a la formación causados por los fluidos de Completamiento y Workover	20
1.2 RÉGIMENES DE FLUJO	22
1.3 LEY DE STOKES	24
1.4 VELOCIDAD DE CAÍDA DE UNA PARTÍCULA SÓLIDA EN UN FLUIDO	25
1.5 FILTRACIÓN	27
1.5.1 Mecanismos de Filtración	27
1.5.2 Tipos de Filtrado	30
1.5.3 Unidades de filtrado	31
1.5.4 Filtración con Cartuchos	31
1.5.5 Filtración con Tierras Diatomea	34
1.5.6 Otras unidades de filtración utilizadas en la industria	36
1.6 FORMULACION DE SALMUERAS	38
1.6.1 CLASIFICACION DE LAS SALMUERAS	41
1.6.1.1 Salmueras monovalentes	41
1.6.1.2 Salmueras Divalentes	43
1.7 PROPIEDADES DE LA SALMUERA	43
1.7.1 Densidad	43
1.7.2 Cristalización y Solución	44
1.7.3 Viscosidad y suspensión	44
1.7.4 Corrosión	45
1.7.5 Pérdida de Fluido	45
1.8 CALIDAD Y PRUEBAS REALIZADAS A LA SALMUERA	45
1.8.1 Temperatura	46
1.8.2 pH	46
1.8.3 Turbidez y Prueba de turbiedad	46
1.8.4 Solidos suspendidos	47
1.8.5 Sulfatos	47

1.8.6	Cloruros	48
2	WELLBORE CLEAN OUT (WBCO)	49
2.1	TIPOS DE PARTÍCULAS QUE SE PUEDEN RECUPERAR CON WBCO:	49
2.2	FACTORES QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL POZO	50
3	GENERALIDADES DEL CAMPO	51
3.1	PETROMINERALES	51
3.2	CAMPO CORCEL	51
4	WBCO MECÁNICO	53
4.1	DISEÑO DE LAS HERRAMIENTAS	53
4.2	CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE LIMPIEZA	53
5	WBCO QUÍMICO	59
5.1	SELECCIÓN DE SALMUERAS	59
5.1.1	Procedimiento de selección (compatibilidad de salmuera)	60
5.1.2	Equipos utilizados	61
5.2	RESULTADOS Y ANALISIS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD	61
5.2.1	Compatibilidad 1	61
5.2.1.1	Análisis	62
5.2.1.2	Resultados del turbiscan	62
5.2.2	Compatibilidad 2	63
5.2.2.1	Análisis	64
5.2.2.2	Resultados del Turbiscan	65
5.3	FORMULACION ESPACIADORES DE LIMPIEZA	66
5.3.1	Píldora Cáustica	66
5.3.2	Píldora viscosa	66
5.3.3	Píldora de Limpieza.	66
5.4	PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO	67
5.4.1	Prueba con el viscosímetro VG35	67
5.5	CALCULO DE VOLUMENES	68
5.5.1	Volumen de las secciones	69
5.5.2	Volumen del Hueco sin tubería	69
5.5.3	Volumen de las píldoras	69
5.5.4	Volumen total de fluido de limpieza	70
5.5.5	Volumen de tanques	71
5.6	SECUENCIA Y TASAS DE BOMBEO	72
5.6.1	Secuencia de bombeo	73
5.6.2	Unidad de filtración utilizada	74
5.6.3	Parámetros considerados	74
5.7	ANALISIS DE WBCO EJECUTADOS A LA FECHA	75
5.7.1	Píldora Cáustica	75

5.7.2	Píldora Viscosa	75
5.7.3	Píldora de Limpieza	76
6	ANALISIS COSTO BENEFICIO	77
6.1	Selección de Herramientas para realizar WBCO	77
6.2	Selección de Químicos para realizar WBCO	82
7	GUIA PARA EJECUTAR WBCO	85
7.1	OBJETIVOS	85
7.2	ALCANCE	85
7.3	CONDICIONES GENERALES	85
7.3.1	Normas De Seguridad	85
7.3.2	Requisitos	86
7.3.3	Frecuencia	86
7.4	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL WBCO MECANICO	86
7.4.1	OBJETIVOS WBCO MECANICO	86
7.4.2	HERRAMIENTAS	86
7.4.3	PROCEDIMIENTO PRE-OPERACIONAL	86
7.4.4	PROCEDIMIENTO DURANTE LA OPERACIÓN	88
7.4.5	PROCEDIMIENTO POST-OPERACIONAL	92
7.5	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL WBCO QUIMICO	94
7.5.1	OBJETIVOS	94
7.5.2	EQUIPOS	94
7.5.3	PROCEDIMIENTO PRE-OPERACIONAL	96
7.5.4	PROCEDIMIENTO DURANTE LA OPERACIÓN	101
7.5.5	PROCEDIMIENTO POST-OPERACIONAL	104
8	CONCLUSIONES	105
9	RECOMENDACIONES	106
	BILBIOGRAFÍA	107
	ANEXOS	109

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1: Tamaño de poro para diferentes permeabilidades	30
Tabla 2: Cloruro de potasio KCl (U.S.)	39
Tabla 3: Formiato de Sodio NaHCO ₂ (U.S.)	40
Tabla 4: Máxima Solubilidad de salmuera en agua a T ambiente	41
Tabla 5: Formiatos	41
Tabla 6: Fluidos Inorgánicos	42
Tabla7: Parámetros para control de salmuera	48
Tabla 8: Factores que afectan la limpieza en un pozo	50
Tabla 9: Shaving recogido	54
Tabla 10: Configuraciones de las herramientas de limpieza	55
Tabla 11: Información requerida para el cálculo	68
Tabla 12: Volumen de las secciones	69
Tabla 13. Volumen del Hueco sin tubería	69
Tabla 14. Componente BHA Volumenes	71
Tabla 15. Píldoras de limpieza	73
Tabla 16: Multiback 7	78
Tabla 17: Multiback 9 5/8	79
Tabla 18: Multibacks	80
Tabla 19: Listado de precios para las herramientas mayor frecuencia	81
Tabla 20: Costo de herramientas	81
Tabla 21: Configuracion Linner Multiback	88
Tabla 22: Configuracion Linner Magnostar y Heavy Duty Razor Back	88
Tabla 23: Configuración Accesorios BHA	88
Tabla 24. Configuración Box up Linner Multiback	89
Tabla 25: Configuración Box up Linner Magnostar y HDRB	89
Tabla 26: Registro Job report	89
Tabla 27: Volumen y tasas de bombeo	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1 Diagrama de fuerzas de una partícula esférica.	25
Figura 2 Mecanismos básicos de filtración	29
Figura 3 Unidad de filtración con cartuchos	32
Figura 4 Cartuchos para filtración	32
Figura 5 Sistema de cartuchos simplificado	34
Figura 6 Algunas especies de diatomeas	35
Figura 7 FILTROS DE ARENA	36
Figura 8 FILTROS DE CARBÓN ACTIVO	37
Figura 9 FILTRACIÓN POR BOLSA	37
Figura 10 Turbidímetro y Celdas con volumen de muestra	46
Figura 11 Diferenciación entre fotometría y Nefelometrí	47
Figura 12 Campo Corcel	52
Figura 13 Turbiscan para KCl	62
Figura 14 Turbiscan para NaCl	62
Figura 15 Turbiscan para NaHCOO	62
Figura 16 Turbiscan para NaCOOH 9ppg	65
Figura 17 Turbiscan para NaCOOH 9ppg + EB8490 + Antiespumante	65
Figura 18 Estado Mecánico Pozo Mambo	68
Figura 19 Volumen tanque	72

LISTA DE GRAFICAS

	Pág
Grafica 1 TCT VS DENSIDAD	38
Grafica 2 Herramientas utilizadas en los WBCO de PETROMINERALES.	57
Grafica 3 Frecuencia con la que se corre cada herramienta de limpieza durante el WBCO. Autores	58
Grafica 4 Salmueras a diferentes densidades y precios	59
Grafica 5 Usos Píldora caustica	75
Grafica 6 Píldora caustica en pozos	75
Grafica 7 Píldora viscosa	75
Grafica 8 Píldora de Limpieza	76
Grafica 9 Espaciador de Agua	76
Grafica 10 Material Ferroso Recogido con el dúo de 7" (HDRB + Magnostar) en un solo csg	78
Grafica 11 Material Ferroso Recogido con el dúo de 9 5/8" (HDRB + Magnostar) en un solo csg	79
Grafica 12 Material Ferroso Recogido con dos dúos HDRB + Magnostar (Uno de 9 5/8" y el otro de 7")	80
Grafica 13 Costo de tratamiento	83
Grafica 14 Días	83
Grafica 15 intervalo cubierto	84

LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo 1 EQUIPO REQUERIDO DURANTE EL WBCO MECÁNICO.	109
Anexo 2 MULTIBACK	111
Anexo 3 HEAVY DUTY RAZOR BACK (HDRB)	112
Anexo 4 MAGNOSTAR Y MAGNOSWEEP	113
Anexo 5 BUENAS PRÁCTICAS PARA EL MANEJO HDRB Y MSWP	114
Anexo 6 PRACTICAS DEL TRABAJO DEL COMPLETAMIENTO	115
Anexo 7 MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS	118
Anexo 8 PARÁMETROS OPERACIONALES	122
Anexo 9 LISTA DE CHEQUEO No. 1	123
Anexo 10 SODA CÁUSTICA	124
Anexo 11 BIOPOLIMERO DUO-VIS	127
Anexo 12 FORMIATO DE SODIO	129
Anexo 13 SOLVENTE SAFE-SOLV OM	131
Anexo 14 SURFACTANTE SAFE-SURF W	132
Anexo 15 SAFE- BREAK 611	134
Anexo 16 DESEMULSIFICANTE EB-8058	136
Anexo 17 ROMPEDOR DE EMULSION EB-8346	137
Anexo 18 TURBISCAN	138

GLOSARIO

RIH: Run In Hole. Correr una sarta de herramientas dentro del pozo.

TOL: Top of liner. Tope del Liner

Job Report: Base de datos de PETROMINERALES donde, se reporta hora a hora el transcurso de la operación.

WOB: Weigth on Bit. Peso que soporta la broca y se mide normalmente en miles de libras.

EPP: Elementos de protección personal.

POOH: Pull out of hole. Sacar del pozo una sarta de herramientas.

LD: Lay Down. Consiste en bajar las herramientas de la mesa rotaria, una vez se ha desarmado la sarta.

MSDS: Material Safety Data Sheet. Su objetivo es proporcionar a los trabajadores y personal de emergencia, procedimientos para trabajar de una forma segura con una sustancia que incluye datos físicos (como punto de fusión, punto de ebullición, punto de inflamación, etc), toxicidad, efectos sobre la salud, primeros auxilios, reactividad, almacenaje, disposición, equipos de protección y procedimientos de manejo en caso de derrame.

Calibrar: Tomar la medición de una tubería respecto a un metro. Medir el OD, ID y longitud.

Layout: Esquemático de distribución de los equipos en un pozo.

Humectante: cualquier sustancia con capacidad para retener la humedad del medio en que se encuentre.

Retorta de lodo: es la capa de solido que se forma alrededor del anular de la tubería de perforación y completamiento como consecuencia de los residuos de solidos dejados.

Píldora: es un volumen de componentes químicos cuya función es limpiar el pozo.

Retornos: se le denominan a los fluidos que sale del pozo por el anular y llegan a superficie después de ser utilizados.

NTU: son las siglas para turbidez, significa unidades nefelometricas de turbidez.

Quebrar: Desenroscar la sarta de herramientas.

RESUMEN

Este proyecto de grado se realizó en base a la data recopilada por PETROMINERALES en sus operaciones de WBCO, pruebas realizadas en los laboratorios químicos de MI-SWACO, acompañamientos a los ensamblajes de las herramientas en las bases de MI-SWACO y visitas al proceso de WBCO en los pozos de PETROMINERALES.

En primer lugar, se presentan los conceptos claves relacionados en el documento. Luego, se explica en qué consiste el WellBore Clean-Out, los factores que lo afectan y el tipo de partículas que se pueden recuperar al realizar este procedimiento. Después, se muestra una descripción general del Campo Corcel.

En cuarto lugar, se detalla el proceso de WBCO mecánico, el diseño de las herramientas utilizadas durante la operación, la configuración de la sarta de limpieza y el paso a paso del desarrollo del WBCO mecánico explicando el porqué de cada valor.

En quinto lugar, se define el proceso de WBCO químico, las pruebas realizadas a las píldoras de limpieza, las pruebas de compatibilidad fluido-fluido, los equipos utilizados y el diseño del tren de píldoras.

En sexto lugar, se presenta el análisis costo-beneficio de dos puntos clave que surgieron durante la revisión de los costos de la operación en paralelo con los beneficios obtenidos. Estos puntos claves corresponden a, la selección de las herramientas para el WBCO mecánico y a la selección del tratamiento químico.

En séptimo lugar, se encuentra el manual guía para la elaboración del WBCO en PETROMINERALES y finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas durante la ejecución del proyecto.

ABSTRACT

This Project was based on the data collected by PETROMINERALES during WBCO operations, Chemical testing in MI-SWACO laboratories, accompaniments to the tools assemblies and visits of WBCO procedures in PETROMINERALES wells.

The project is composed by: First, some concepts used during the elaboration of the document, a description of WellBore Clean Out and what type of particles can be retrieved are presented. Third, overview of Corcel Field.

Fourth, details of mechanical WBCO, tools design, the configuration of the cleaning string and stepwise of the mechanical WBCO development.

Fifth, details of chemical WBCO, cleaning pills testing, fluid-fluid compatibility testing, the equipment used during chemical WBCO and the pills design.

Sixth, cost-benefit analysis of two points (Tools selection for Mechanical WBCO and chemical treatment selection).

Seventh, Guide for the development of WBCO in PETROMINERALES, and finally, conclusions and recommendations obtained during the execution of the project.

INTRODUCCION

El WellBore CleanOut (WBCO) es uno de los aspectos más críticos del completamiento, ya que un procedimiento inadecuado puede tener consecuencias irreversibles e indeseables en la formación, que conducirían a la disminución del índice de productividad del pozo, aumento de tiempos no productivos y mayores costos para la operación.

PETROMINERALES realiza alrededor de 2 trabajos mensuales encaminados a la limpieza y remoción de residuos que pueden entrar en contacto con la formación, los cuales deben ser ejecutados correctamente pues de esa manera, no será alterado todo el proceso de planeación de la operación, ni mucho menos los resultados esperados.

Por esta razón, se hace necesaria la elaboración de un manual guía que le permita a todo el personal de PETROMINERALES involucrado en el proceso de Completamiento y WorkOver realizar buenas prácticas durante la limpieza del pozo. En vista de ello, el objeto de este proyecto de grado es la elaboración de dicho manual guía que servirá como herramienta para cualquier operador, de tal forma que cuando este lo lea se encuentre en capacidad de realizar el procedimiento adecuadamente.

Con el fin de cumplir este objetivo, se verificaron las pruebas realizadas por MI-SWACO (Contratista que presta el servicio de WBCO a PETROMINERALES) para la selección de los tratamientos químicos utilizados durante el WBCO, se identificaron las fallas y problemas operativos en la aplicación de los tratamientos, se hizo un análisis beneficio-costos que permitiera obtener oportunidades de mejora durante la operación y finalmente, se realizó el manual de procedimientos de buenas prácticas para estandarizar las operaciones de WBCO en PETROMINERALES.

1. CONCEPTOS CLAVES

1.1. FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER

Son también llamados fluidos de terminación o reparación, se define como cualquier fluido que entre en contacto con la formación productora durante la etapa de completamiento. Los fluidos de completamiento más usados son las salmueras porque controlan la presión de la formación, previenen la reducción de la permeabilidad y evitan el hinchamiento y/o dispersión de las arcillas.

1.1.1. Funciones de los fluidos de completamiento y Workover

Todos los fluidos deben cumplir con cuatro funciones principales:

- Estabilizar la pared del pozo y permitir un control superficial de presión.
- Proveer un medio para la suspensión y transporte de sólidos desde el fondo del pozo.
- Brindar facilidad para evaluar la formación.
 - Evaluar el potencial de producción o inyección de fluidos en un pozo
 - Maximizar la producción o inyección de fluidos.
- Mantener la integridad del pozo a largo plazo.

1.1.2. Criterios para la selección de fluidos de completamiento y Workover

La decisión y selección de un fluido de trabajo en particular está basado en la consideración de una combinación de factores, incluyendo el desempeño de propiedades cualitativas y cuantificación de propiedades físicas y químicas.

Dentro de las **propiedades cualitativas** se tienen:

- Impedir el daño de la permeabilidad a la formación.
- Preparación rápida o en el menor tiempo posible.
- Propiedades fácilmente ajustables.
- Estabilidad física y química. No se descompone ni sufre cambios de estado.
- Ser compatible con los aditivos requeridos para modificar propiedades. Cambio de viscosidad y densidad debe ser posible.
- Seguridad en el manejo.
- Tener favorable costo-beneficio.

Propiedades físicas y químicas cuantitativas.

Las propiedades que son medibles en los fluidos de trabajo se presentan a continuación:

- **Densidad.**
- **Viscosidad.**
- **Estabilidad termal.** En una salmuera se tiene en cuenta principalmente la temperatura a la cual la sal comienza a cristalizar.
- **Composición química y física.**
- **Corrosión.** La corrosión, como un fenómeno químico, es función de la composición del fluido. Fluidos preparados con agua fresca, con un pH que oscila entre 8.5 y 10 son relativamente no corrosivos. Salmueras con una solución electrolítica fuerte, con un pH que oscila entre 2.5 y 7, tienden a acelerar la corrosión.
- **Compatibilidad de aditivos.** Antes de la selección del fluido de trabajo, se debe considerar el comportamiento de químicos, como viscosificantes, debido a que estos pueden imposibilitar el uso de un fluido dado.
- **Compatibilidad con la formación.** Es una propiedad muy importante a considerar en la selección del fluido de trabajo. La compatibilidad con la formación es determinada con el uso de muestras (Núcleos) y permeámetros. Si la formación es dañada debido a la interacción entre el fluido de trabajo y la formación, el impacto económico producido puede llegar a ser desastroso.
- **Compatibilidad ambiental.** La toxicidad ambiental y la biodegradación son dos parámetros que requieren una seria consideración a la hora de seleccionar el fluido de trabajo. Fluidos de perforación base agua y base aceite, que tienen una gran cantidad de aditivos, son perjudiciales para el medio ambiente.

1.1.3. Tipos de fluidos de completamiento y Workover

Antes de la selección del fluido de completamiento o Workover, se deben considerar las propiedades cualitativas y cuantitativas con las que debe cumplir. En fluidos base agua, la selección puede realizarse entre un fluido cargado con sólidos (Generalmente el fluido es agua fresca), agua marina, y salmuera libre de sólidos o limpia. Cuando las condiciones requieran un fluido base aceite, la selección puede hacerse entre fluidos cargados con sólidos o fluido de perforación base aceite.

Fluidos de perforación

Se pueden encontrar dos tipos de bases, base aceite o agua (Fresca o salada) y son considerados fluidos cargados con sólidos. La ventaja de usar fluidos de perforación como fluido de completamiento, es que estos se encuentran disponibles en el pozo para cualquier trabajo.

La principal desventaja de usar fluidos de perforación para trabajos de completamiento o de Workover, es que poseen un alto contenido de sólidos, lo cual ocasiona un alto potencial para formar taponamiento en la formación productora (Plugging).

Fluidos cargados con sólidos

La formulación típica usada es agua fresca o marina, un polímero viscosificante y calcio o carbonato de hierro, una emulsión aceite-agua con carbonato de calcio, o una salmuera saturada, un polímero viscosificante y una sal suspendida para el control de la pérdida de filtrado. La ventaja de estos fluidos es que son “limpios”, Estos aditivos pueden detener o reducir significativamente la pérdida de fluido hacia la formación cuando se trabaja a hueco abierto. Aunque son más costosos y menos convenientes que los lodos de perforación, pueden ser menos costosos que las salmueras limpias.

Fluidos preparados con agua de formación y agua marina

Son fluidos esencialmente “puros” y son preparados aproximando su composición a la del agua connata y por consiguiente son considerados más compatibles con la formación.

La desventaja de estos fluidos es que generalmente no son del todo limpios sino que tienen partículas en estado coloidal, y una vez el fluido está en contacto con el ambiente, las bacterias se pueden proliferar y causar daño a la formación cuando el fluido se introduzca en el hueco.

Fluidos libres de sólidos

La ventaja principal de estos fluidos es que están libres de sólidos. Los fluidos base agua pueden ser preparados bajo especificaciones exactas de pureza y su densidad puede elevarse hasta 22.5 lbm/galón. Estos fluidos son excelentes en trabajos de asentamiento de empaques y empaquetamientos de arena. Son frecuentemente menos corrosivos o inhiben más fácilmente la corrosión que fluidos preparados con sales naturales. Respecto a fluidos base aceite, ninguno es considerado comercialmente aceptable.

1.1.4. Daños a la formación causados por fluidos de completamiento o Workover

El daño a la formación es el resultado de la alteración física, química o bacteriana de la formación productora o de los fluidos in situ que están en contacto con el fluido de trabajo. Las causas físicas del daño incluyen, invasión del fluido en los espacios porosos ocasionando bloqueos por depositación de sólidos del fluido de trabajo, hinchamiento y dispersión de arcillas u otros minerales contenidos en la roca, bloqueos por agua y el estrechamiento de los capilares por la adsorción de polímeros solubles en agua. Las causas químicas del daño a la formación son resultado de incompatibilidades de fluidos, que pueden causar precipitación de sales, formación de emulsiones, cambios en la humectabilidad de la roca y cambios en el empaquetamiento de minerales de arcilla en los espacios porosos en la roca permeable. La presencia de bacterias sulfato-reductoras puede causar la precipitación de algunos productos que bloquean los canales de migración de los fluidos hacia el pozo.

La reducción de la permeabilidad de la formación por sólidos puede ser el resultado de varios fenómenos:

- I. Taponamiento del espacio poroso de la formación en la cara del pozo por la costra de lodo durante la perforación.
- II. Taponamiento del espacio poroso de la formación, atrás de la cara del pozo, el cual suele presentarse por las siguientes razones:
 - Cuando el fluido entra en la formación arrastra sólidos hacia el interior de ella, posteriormente el pozo entra en producción y entonces las partículas invasoras se mueven en sentido inverso y es muy posible que provoquen algún tipo de taponamiento.
 - Por la precipitación de sales insolubles. Por ejemplo, cuando salmueras de calcio entran en contacto con agua que contenga CO_2 , se puede formar un precipitado de carbonato de calcio insoluble (CaCO_3), también cuando se usan salmueras de calcio o zinc la formación de precipitados es posible cuando el agua contiene aniones de CO_3^{-2} , SO_4^{-2} , S^{-2} , PO_4^{-2} , F^{-1} o NaCl disuelto. Salmueras pesadas o

filtrados de lodo pueden ocasionar la precipitación de asfáltenos y parafinas de los hidrocarburos in situ.

- Por hinchamiento de las arcillas. Por ejemplo la montmorillonita, esmectita e illita pueden hincharse varias veces su volumen original en presencia de agua fresca, mientras que la kaolinita exhibe muy poco esta tendencia. La figura 2 ilustra el efecto de hinchamiento de la arcilla sobre un poro y la consecuente reducción de la permeabilidad.

III. El desprendimiento, migración y retención de arcillas y otras partículas finas, es reconocido como el factor que causa mayor daño en formaciones de arenisca y si estos finos son atrapados cerca de la cara del pozo, la producción cae más significativamente. Las arcillas y otras partículas finas son retenidas en la superficie de los poros por una variedad de fuerzas, como las fuerzas de London, Van Der Waals, electrostáticas, repulsión de Born, hidrodinámicas y gravitacionales.

IV. Taponamiento de las perforaciones de cañoneo.

El daño a la formación puede ser también el resultado del cambio en la naturaleza del fluido humectante. El agua es atraída hacia la superficie del sólido debido a que tanto el agua como la superficie del sólido son de carácter polar, mientras que; a menos que el aceite contenga otros componentes además de las largas cadenas de hidrógenos y carbonos, es de carácter no polar y es atraído débilmente hacia la superficie del sólido.

Cuando hay cambios en la humectabilidad, existen superficies humectadas por agua y hay otras zonas humectadas por aceite, entonces se desarrolla un efecto de "Zoning" y la productividad del hidrocarburo sufre una reducción.

La formación es más permeable al aceite cuando es humectada por agua, porque el aceite fluye a través del centro de los poros, mientras que el agua es retenida en los canales estrechos a lo largo de la roca almacenadora, y viceversa. Productos como detergentes y lubricantes en fluidos base agua, y agentes humectados por aceite en fluidos base aceite, son los que más producen cambios en la humectabilidad de la formación.

La tendencia natural del agua a humectar superficies polares, causa otro mecanismo de daño a la formación llamado bloqueo por agua. El problema de bloqueo por agua es

especialmente serio en la región cercana al pozo, donde la caída de presión de la interfase aceite-agua es aproximadamente cero.

1.2. RÉGIMENES DE FLUJO

Cuando entre dos partículas en movimiento existe gradiente de velocidad, o sea que una se mueve más rápido que la otra, se desarrollan fuerzas de fricción que actúan tangencialmente a las mismas. Las fuerzas de fricción tratan de introducir rotación entre las partículas en movimiento, pero simultáneamente la viscosidad trata de impedir la rotación. Dependiendo del valor relativo de estas fuerzas se pueden producir diferentes estados de flujo.

Cuando el gradiente de velocidad es bajo, la fuerza de inercia es mayor que la de fricción, las partículas se desplazan pero no rotan, o lo hacen pero con muy poca energía, el resultado final es un movimiento en el cual las partículas siguen trayectorias definidas, y todas las partículas que pasan por un punto en el campo del flujo siguen la misma trayectoria. Este tipo de flujo fue identificado por **Reynolds** y se denomina "**laminar**", queriendo significar con ello que las partículas se desplazan en forma de capas o láminas.

Al aumentar el gradiente de velocidad se incrementa la fricción entre partículas vecinas al fluido, y estas adquieren una energía de rotación apreciable, la viscosidad pierde su efecto, y debido a la rotación las partículas cambian de trayectoria. Al pasar de unas trayectorias a otras, las partículas chocan entre sí y cambian de rumbo en forma errática. Éste tipo de flujo se denomina "**turbulento**".

El flujo "turbulento" se caracteriza porque:

- Las partículas del fluido no se mueven siguiendo trayectorias definidas.
- La acción de la viscosidad es despreciable.
- Las partículas del fluido poseen energía de rotación apreciable, y se mueven en forma errática chocando unas con otras.

Al entrar las partículas de fluido a capas de diferente velocidad, su momento lineal aumenta o disminuye, y el de las partículas vecina la hacen en forma contraria.

Cuando las fuerzas de inercia del fluido en movimiento son muy bajas, la viscosidad es la fuerza dominante y el flujo es laminar. Cuando predominan las fuerzas de inercia el flujo

es turbulento. Reynolds estableció una relación que permite establecer el tipo de flujo que posee un determinado problema.

Para números de Reynolds bajos el flujo es laminar, y para valores altos el flujo es turbulento. Reynolds, mediante un aparato sencillo fue el primero en demostrar experimentalmente la existencia de estos dos tipos de flujo.

Mediante colorantes agregados al agua en movimiento demostró que en el flujo laminar las partículas de agua y colorante se mueven siguiendo trayectorias definidas sin mezclarse, en cambio en el flujo turbulento las partículas de tinta se mezclan rápidamente con el agua.

Experimentalmente se ha encontrado que en tubos de sección circular cuando el número de Reynolds pasa de 2400 se inicia la turbulencia en la zona central del tubo, sin embargo este límite es muy variable y depende de las condiciones de quietud del conjunto. Para números de Reynolds mayores de 4000 el flujo es turbulento.

Al disminuir la velocidad se encuentra que para números de Reynolds menores de 2100 el flujo es siempre laminar, y cualquier turbulencia que se produzca es eliminada por la acción de la viscosidad.

El paso de flujo laminar a turbulento es un fenómeno gradual, inicialmente se produce turbulencia en la zona central del tubo donde la velocidad es mayor, pero queda una corona de flujo laminar entre las paredes del tubo y el núcleo central turbulento.

Al aumentar la velocidad media, el espesor de la corona laminar disminuye gradualmente hasta desaparecer totalmente. Esta última condición se consigue a altas velocidades cuando se obtiene turbulencia total en el flujo.

Para flujo entre placas paralelas, si se toma como dimensión característica el espaciamiento de éstas, el número de Reynolds máximo que garantiza flujo laminar es 1000. Para canales rectangulares anchos con dimensión característica la profundidad, este límite es de 500; y para esferas con el diámetro como dimensión característica el límite es la unidad

1.3. LEY DE STOKES

Se refiere a la fuerza de fricción experimentada por objetos esféricos moviéndose en un fluido viscoso en un **régimen laminar** (bajos números de Reynolds).

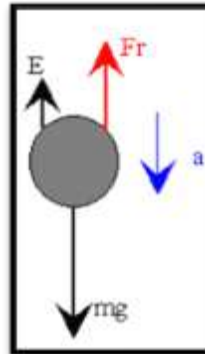
Cuando un cuerpo se mueve en un fluido viscoso la resistencia que presenta el medio depende de la velocidad relativa y de la forma del cuerpo. La resistencia que ofrece el medio es debida casi exclusivamente a las fuerzas de rozamiento que se oponen al resbalamiento de unas capas de fluido sobre otras, a partir de la capa límite adherida al cuerpo. Se ha comprobado experimentalmente, que la resultante de estas fuerzas es una función de la primera potencia de la velocidad relativa. Para el caso de una esfera, la expresión de dicha fuerza se conoce como la fórmula de Stokes y puede escribirse como:

$$F_{rozamiento} = 6\pi r v \mu$$

Donde r es el radio de la esfera, v su velocidad y μ la viscosidad del fluido.

1.4. VELOCIDAD DE CAÍDA DE UNA PARTÍCULA SÓLIDA EN UN FLUIDO

Figura 1. Diagrama de fuerzas de una partícula esférica.



Fuente: Autores

La partícula esférica se mueve bajo la acción de las siguientes fuerzas:

- **El peso (W)**

$$W = \text{masa partícula esférica} * \text{gravedad}$$

$$W = (\rho_{part} * \text{Volumen esfera}) * g$$

$$W = \rho_{part} \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) g$$

Donde, ρ_{part} corresponde a la densidad de la partícula y r el radio de la partícula esférica.

- **El empuje (se supone que el cuerpo está completamente sumergido en el fluido).**

De acuerdo con el principio de Arquímedes, el empuje es igual al producto de la densidad del fluido por el volumen del cuerpo sumergido, y por la aceleración de la gravedad.

$$E = \rho_f \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) g$$

Donde, ρ_f corresponde a la densidad del fluido.

- **Fuerza de rozamiento que es proporcional a la velocidad de la partícula esférica (se supone que se mantiene en régimen laminar).**

La expresión de la fuerza de rozamiento se denomina LEY DE STOKES.

$$F_{rozamiento} = 6\pi r v \mu$$

Donde r es el radio de la esfera, v su velocidad y μ la viscosidad del fluido.

La ecuación del movimiento será, por tanto:

$$ma = mg - E - F_{rozamiento}$$

La velocidad a la cual la partícula se cae (velocidad mínima) se alcanza cuando la aceleración sea cero, es decir, cuando la resultante de las fuerzas que actúan sobre la esfera es cero.

$$mg - E = F_{\text{rozamiento}}$$

Se reemplaza con la ayuda de las ecuaciones que se dedujeron en la parte de arriba:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{part}} \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) g - \rho_f \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) g &= 6\pi r v \mu \\ \left(\frac{4}{3} \pi r^3 g \right) (\rho_{\text{part}} - \rho_f) &= 6\pi r v \mu \\ v &= \frac{2}{9\mu} r^2 g (\rho_{\text{part}} - \rho_f) = \frac{d^2 (\rho_{\text{part}} - \rho_f)}{18\mu} g \end{aligned}$$

Donde, las unidades se encuentran expresadas en:

Viscosidad del fluido, μ : Poise: g/cm*s

Radio de la partícula, r: cm

Gravedad, g: 980cm/s²

Densidad, ρ : g/cm³

En unidades de campo:

$$V_{\text{slip}} = \frac{d^2 (\rho_{\text{part}} - \rho_f)}{18\mu \left(\frac{\text{Poise}}{100 \text{ Cp}} \right)} \left(32.2 \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right) \left(\frac{60\text{s}}{\text{min}} \right)$$

$V_{\text{slip}} = \frac{10740 * d^2 (\rho_{\text{part}} - \rho_f)}{\mu}$

Donde, las unidades:

Viscosidad del fluido, μ : Cp

Diámetro de la partícula, d: in

Densidad, ρ : lb/ft³

V_{SLIP}: ft/min

Para mayor facilidad a la hora de realizar cálculos de bombeo, cada operadora define una velocidad de caída de partícula estándar dependiendo de las características de sus campos, pues de todas maneras, no se tendrán los valores reales de los diámetros y las

densidades de todas las partículas que se encuentran en fondo. Así que, un valor promedio representativo dado por la base de datos del campo es de gran ayuda para el desarrollo de las operaciones.

Con la historia se ha podido determinar que en los bloques de PETROMINERALES es común encontrar ripios con una densidad promedio de areniscas $\rho_{part}=2.65$ g/cc= 165.435 lb/ft³ y un diámetro de la partícula= 3.5 mm= 0.0116 ft. Además, como los pozos de los campos de PETROMINERALES en las operaciones de Completamiento, generalmente se encuentran llenos de fluidos base agua con una densidad del fluido promedio $\rho_f=63.58$ lb/ft³ y una viscosidad promedio de 1 Cp.

$$V_{slip} = \frac{10740 * \bar{d}^2 (\bar{\rho}_{part} - \bar{\rho}_f)}{\bar{\mu}}$$

Con las consideraciones realizadas en el párrafo anterior tenemos que:

$$V_{slip} = \frac{10740 * 0.0116^2 (165.435 - 63.58)}{1}$$

$$V_{slip} = 149.5 \text{ ft/min} \approx 150 \text{ ft/min}$$

Así que, con velocidades mayores de 150 ft/min se garantiza que las partículas no caiga en fondo.

1.5. FILTRACIÓN

La filtración es definida como la separación de partículas sólidas de un fluido, forzando el paso de este por medio de una presión diferencial a través de un material poroso conocido como medio filtrante, el medio filtrante es la barrera que permite el paso de líquido mientras retiene en su cuerpo la mayor cantidad de sólido.

El sistema de operación se clasifica de dos formas, el primero a presión constante. La presión de impulsión de la suspensión se mantiene constante durante todo el ciclo de filtración, con lo que el caudal de filtrado resulta variable y decreciente, ya que la resistencia de la torta aumenta con el espesor de la misma. El ciclo concluye cuando el caudal de filtrado está por debajo de un mínimo.

El segundo a volumen constante, se intenta mantener fijo el volumen de filtrado, lo que exige aplicar presiones crecientes para compensar los aumentos progresivos de resistencia de la torta. El ciclo se dará por terminado cuando se alcance la presión máxima que puede soportar el sistema.

En operaciones de completamiento este proceso es de vital importancia debido a que la mayoría de los fluidos están en contacto con la cara del pozo y si estos fluidos presentan partículas sólidas en suspensión invadirán la matriz de formación taponándola y reduciendo los canales abiertos (permeabilidad) traduciéndose en una reducción en la producción.

1.5.1. MECANISMOS DE FILTRACIÓN

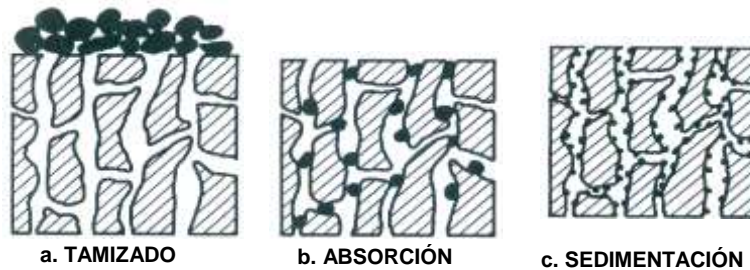
Un inminente daño a la formación es debido a que los tres mecanismos básicos de filtración (tamizado, absorción y sedimentación) afectan la entrada o salida de fluidos de la formación.

El mecanismo de tamizado es el mecanismo del cual resulta una torta de filtrado en la cara de la formación o el taponamiento de algunas de las perforaciones de cañoneo. O sea, que las partículas sólidas con diámetros mayores a $\frac{1}{3}$ del diámetro del tamaño de poro promedio, formarán una capa estable y no invadirá la matriz de la formación, ver figura 2a.

El mecanismo de absorción, se presenta en partículas con diámetros menores a $\frac{1}{3}$ del diámetro del tamaño de poro promedio, las cuales invadirán el espacio poroso y posiblemente se entrapen por intercepción directa, ver figura 2b.

El mecanismo de sedimentación se presenta en partículas con diámetros entre $\frac{1}{7}$ a $\frac{1}{10}$ el tamaño de poro, los cuales se asentarán por gravedad cuando alcancen una distancia a la cara del pozo donde la velocidad de flujo en el canal de poro se hace lo suficientemente baja, de modo que la sedimentación efectúa un dominio en la velocidad de flujo, ver figura 2c.

Figura 2. MECANISMOS BÁSICOS DE FILTRACIÓN



Fuente: Harris, C. and Odom C., “Effective Filtration in Completion”, Oil and Gas Journal (September 20, 1982) 148

Importancia con respecto al tamaño de Poro

La pregunta ahora no es si se desea fluidos limpios, sino que tan limpios deben estar los fluidos. Las partículas con diámetros menores a $\frac{1}{3}$ del tamaño de poro promedio invadirán el espacio poroso y posiblemente quedarán atrapadas en la formación. Lo que implicará que todas las partículas menores a ese tamaño deberán ser filtradas.

Sin embargo, en un artículo SPE, A. Abrams especificó el tamaño de partículas que invadirían las arenas de formación y taponarían los espacios porosos. Las conclusiones básicas de su trabajo fueron:

1. Estudios de permeabilidad de muestras de corazón confirmaron que las partículas con diámetro entre $\frac{1}{3}$ y $\frac{1}{7}$ del tamaño de poro taponarían los canales porosos.
2. Partículas con tamaños menores a $\frac{1}{7}$ del tamaño de poro migrarán libremente a través de la matriz de la formación. Esta investigación da un tamaño específico de partícula que taponará o no la matriz de la formación para una formación específica, si el espacio poroso promedio es conocido.

El tamaño del espacio poroso puede ser determinado en pruebas hechas a muestras de corazón en el laboratorio. Sin embargo, frecuentemente no hay suficiente tiempo para hacer dicha evaluación o las muestras de corazón no se encuentran disponibles.

Harris y Odom presentaron un método para estimar el tamaño del espacio poroso. El cual afirma “El tamaño poroso en micrones es igual a la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys”.

Usando este método para estimar el tamaño de espacio poroso promedio, se pueden presentar tamaños de poro en micrones para varias permeabilidades, ver tabla 1.

**Tabla 1. TAMAÑO DE PORO PARA DIFERENTES PERMEABILIDADES
POR EL MÉTODO DE HARRIS Y ODOM**

PERMEABILIDAD (md)	TAMAÑO DE PORO (micrones)	RANGO DE TAPONAMIENTO CRITICO, 1/3 A 1/7 EL TAMAÑO DE PORO (micrones)
1	1	0.3 a 0.14
5	2.2	0.75 a 0.32
10	3.2	1.05 a 0.45
50	7.1	2.36 a 1.01
100	10	3.33 a 1.43
250	15.8	5.27 a 2.26
500	22.4	7.45 a 3.19
750	27.4	9.13 a 3.91
1000	31.6	10.54 a 4.52
1500	38.7	12.91 a 5.53
2000	44.7	14.91 a 6.39

Fuente: Harris, C. and Odom C., "Effective Filtration in Completion", Oil and Gas Journal (September 20, 1982) 148

La evaluación de la tabla 1 muestra que arenas con permeabilidades muy altas son susceptibles a taponamiento por partículas de tamaño muy pequeño. Debido a esto y, a que las permeabilidades de las formaciones son muy raramente homogéneas, las compañías han establecido que, "Los fluidos de completamiento, reacondicionamiento y estimulación deben ser filtrados para remover todas las partículas con diámetros mayores a **2 micrones**"

El tamaño de la partícula no es el único criterio considerado en la filtración de fluidos, también es importante la **concentración de partículas sólidas** más pequeñas que el tamaño de partícula especificado en el fluido filtrado.

1.5.2. TIPOS DE FILTRADO

Para obtener la limpieza requerida en fluidos de completamiento o reacondicionamiento es comúnmente usado en la industria petrolera un equipo o unidad de filtrado en superficie.

Existen diferentes tipos de separación, las cuales incluyen piscinas o tanques de asentamiento, agentes floculantes, separadores, unidades de filtrado, tanques de vacío, electrolisis y ebullición.

Las piscinas o tanques de asentamiento solamente remueven partículas grandes, en un razonable periodo de tiempo, los cuales pasan a través del shale-shaker. Partículas con tamaños menores a 25 micrones usualmente no se asentarán notablemente en menos de 5 o 6 horas.

Los agentes floculantes pueden reducir apreciablemente el costo de la filtración, causando que partículas con tamaños menores a 25 micrones se asienten en un tiempo menor a 30 minutos, para producir un fluido claro el cual pueda ser pasado a través del sistema de filtrado final. Sin embargo, dicha solución que es clara no cumplirá especificaciones de fluido para el operador hasta cuando esté haya pasado a través de la unidad de filtrado final.

Las unidades de filtrado son la categoría más común que se utiliza en la filtración de fluidos de completamiento y Workover. Los tres últimos tipos de separación (tanques de vacío, electrolisis y ebullición) no son realmente adaptables o aplicables para la mayoría de los casos presentados en los campos de petróleo.

1.5.3. UNIDADES DE FILTRADO

Dentro de las unidades de filtrado tenemos filtros con cartuchos, filtros con tierra de diatomeas, filtros de arena, filtros de carbón activo, filtros de bolsa, entre otros, pero los más utilizados en el tratamiento de fluidos de completamiento y Workover son los filtros con cartuchos y los filtros con tierra de diatomeas debido a su alta eficiencia.

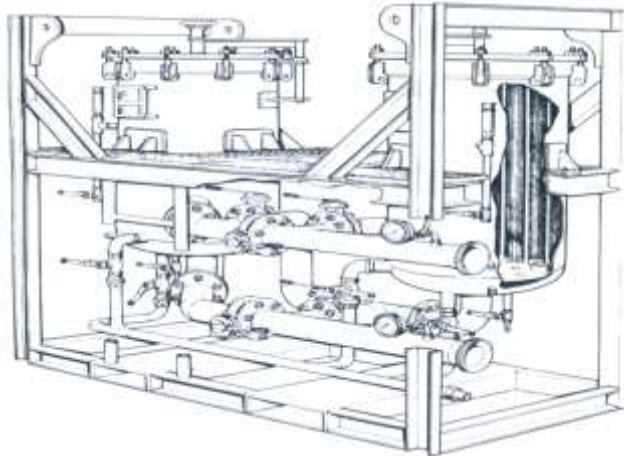
1.5.4. FILTRACIÓN CON CARTUCHOS

El filtrado con cartuchos es posiblemente el tipo de filtrado más familiar en la industria del petróleo, debido a que no sólo se usan en el tratamiento de fluidos de completamiento y Workover, sino que también se utilizan en el tratamiento de aguas de inyección para evitar que estas generen daño en la formación.

Este tipo de filtrado consiste en hacer circular mediante presión, el fluido a filtrar por el interior de un portacartuchos en el que se encuentran alojados los cartuchos filtrantes. El fluido atraviesa el cartucho filtrante dejando en éste retenidos todos los contaminantes

seleccionados. Sus unidades se encuentran en diferentes tamaños, formas, número de portacartuchos. Pueden ser construidos con acero templado, acero templado recubierto con plástico o acero inoxidable. Hay sistemas de baja y alta presión, para instalación fija o portátil, disponibles con varias longitudes de cartucho y con diferentes tamaños de portacartucho.

Figura 3. UNIDAD DE FILTRACIÓN CON CARTUCHOS



Fuente: Amaya Andrade Yair y Guerrero Torres Odayr

Un filtro de cartucho consiste en un recipiente cerrado a presión que contiene una serie de varillas ó tubos perforados (según el tamaño), que sirven como soporte del medio filtrante el cual es un cartucho ya sea de polipropileno, algodón, resinas, acero inoxidable, nylon, fibra de vidrio, celulosa, etc. Este tipo de filtros es comúnmente utilizado y de gran aplicación en industrias donde se requiere colocar filtros en las partes intermedias o finales para pulir todo tipo de líquidos, generalmente se utilizan en la industria vinícola, embotelladora, petrolera, tratamiento de aguas y química en general.

Figura 4. CARTUCHOS PARA FILTRACIÓN



a. PORTACARTUCHOS



b. CARTUCHOS PARA FILTRACIÓN

Fuente: Amaya Andrade Yair y Guerrero Torres Odayr

Los elementos de filtrado son disponibles en diferentes rangos de filtrado, desde menos de 1 micrón hasta por encima de 100 micrones. Así, se puede escoger el elemento de filtrado deseado.

Usos en la Industria del Petróleo

Los filtros de cartucho son utilizados en una variedad de industrias para filtrar diversos fluidos tales como salmueras, agua potable, bebidas, alcoholes, ácidos y bases concentradas, agentes oxidantes fuertes e hidrocarburos. La habilidad de filtrar fluidos con filtros de cartuchos es función de muchas variables, entre ellas están: **Rata de flujo**, **caída de presión** a través de los cartuchos y **concentración de sólidos**.

Cuando un cartucho se encuentra sucio, debe ser cambiado. Los filtros de cartucho generalmente no pueden ser limpiados efectivamente, por lo tanto, deben ser cambiados. Los sistemas de filtro con cartucho son generalmente disponibles en un rango de rata de flujo de 1 a 6 BPM.

Los filtros pueden tener una presión diferencial de 75 psi, sin embargo, la mayoría de los fabricantes recomiendan que los cartuchos deban ser remplazados cuando la caída de presión alcanza un rango de 25 a 35 psi.

Los filtros de cartucho son bastante efectivos para limpiar flujos de baja rata de volumen si los diferenciales de presión son monitoreados permanentemente y los cartuchos son cambiados frecuentemente, **pero el cambio de filtros puede consumir mucho tiempo lo cual le restaría eficiencia al sistema**, por lo que sería necesario tener un depósito de cartuchos para poder reemplazarlos de manera rápida o filtrar el fluido en grandes tanques de almacenamiento. Para flujos de alta rata de volumen, los filtros de cartucho presentan problemas y costos de manera considerable. La figura 5, muestra un esquema de un sistema de cartuchos simplificado.

Figura 5. SISTEMA DE CARTUCHOS SIMPLIFICADO



Fuente: Amaya Andrade Yair y Guerrero Torres Odayr

Tipos de cartuchos

Existen diferentes tipos de cartuchos entre los cuales están:

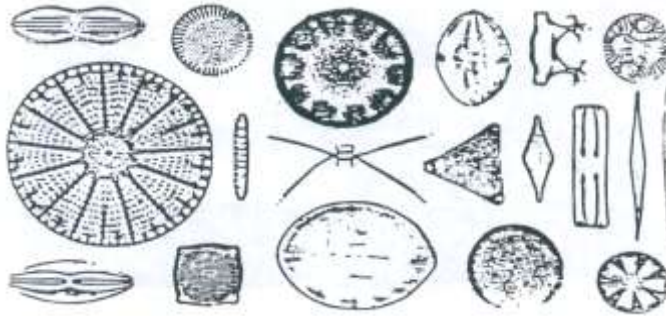
- ✓ Cartuchos de Sedimentos de Celulosa Plegada
- ✓ Cartuchos de Celulosa de Poliéster Plisada
- ✓ Cartuchos de Polipropileno para Sedimentos
- ✓ Cartuchos de carbón Activado Granular (GAC)
- ✓ Cartuchos de Carbón Comprimido
- ✓ Cartuchos de Polipropileno Hilado
- ✓ Cartuchos de Polipropileno Plisado
- ✓ Cartuchos de Carbón Activado en Polvo de Doble Propósito
- ✓ Cartuchos de carbón Activado Granular (GAC-10)

De los cuales se destacan los cartuchos de polipropileno y los cartuchos de carbón comprimido debido a que son los que representan mayor capacidad de retención de sólidos.

1.5.5. FILTRACIÓN CON TIERRA DIATOMEAS

La diatomita o tierra diatomácea o tierra de diatomeas, es una forma de sílice hidratada. También es llamado sílice fósil. Las diatomeas son algas de formas y tamaños variados y en la naturaleza están clasificados en el Reino Protista. Hay aproximadamente 5.000 especies de Diatomea, algunas de sus complicadas formas se muestran en la figura 6.

Figura 6. ALGUNAS ESPECIES DE DIATOMEAS



Fuente: Amaya Andrade Yair y Guerrero Torres Odayr

Todas ellas están compuestas por una pared celular transparente, con una capa externa traslúcida de sílice semejante al cristal y una capa interna de **pectina** (Sustancia neutra que forma soluciones coloidales). Cuando la célula muere, todo el contenido orgánico del protoplasto y de la pared celular se destruye, con excepción de las valvas o **frústulas** de sílice, las cuales generalmente van a depositarse al fondo de las aguas, para formar **al cabo de siglos** grandes depósitos de tierra de diatomeas. Esos depósitos se denominan diatomitas.

Las diatomitas son extremadamente pequeñas pero se reproducen dividiéndose ellas mismas en dos células en pocas horas, se ha estimado que bajo condiciones ideales, una diatomea puede producir 1.000.000.000 de descendientes en un mes.

Existen en el mundo grandes depósitos de diatomita, siendo uno de los más grandes el localizado en California, que cubre una superficie de 30 kilómetros cuadrados por 800 metros de profundidad. Esos depósitos sobre tierra demuestran que la zona estuvo, durante siglos, cubierta por el mar dando lugar a la formación de las diatomitas. La tierra de diatomeas son a la vez extrañas y variadas: es agente de purificación, filtrado, abrasivo, material aislante y a prueba de sonido.

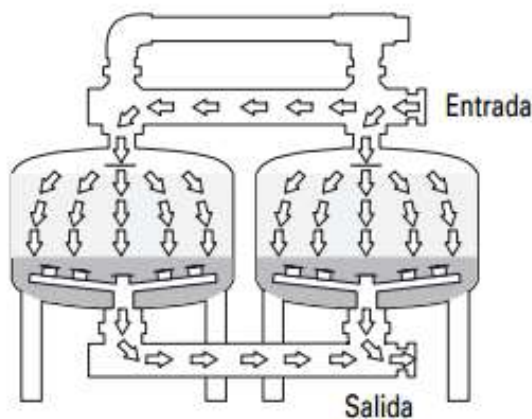
Los Filtros de diatomeas son diseñados para albergar una carga de tierra de diatomeas la cual se sitúa sobre un soporte poroso. El filtro en sí mismo no es el encargado de filtrar el agua, sino que esta operación es llevada a cabo por la capa de tierra de diatomeas. En este tipo de filtros hay que tener especial precaución en cortar y volver a conectar la circulación de agua por su interior de forma indiscriminada, puesto que la capa de

diatomeas se puede caer del soporte. El rango de caudal de trabajo de esos filtros suele oscilar entre 60 -120 litros/minuto y por metro cuadrado de sección de paso.

1.5.6. OTRAS UNIDADES DE FILTRACIÓN UTILIZADAS EN LA INDUSTRIA

Como ya se ha dicho, las unidades de filtrado más utilizadas en la industria del petróleo son filtros de cartucho y los filtros con tierra de diatomeas, sin embargo, hay otros tipos de unidades utilizadas en menor proporción y que además, no se utilizan para el tratamiento de fluidos de completamiento y Workover, sino que se utilizan comúnmente para el tratamiento de agua potable y residuales. Sin embargo, es bueno conocerlas ya que estas tienen aplicabilidad dentro de algunas áreas en la industria del petróleo.

Figura 7. FILTROS DE ARENA

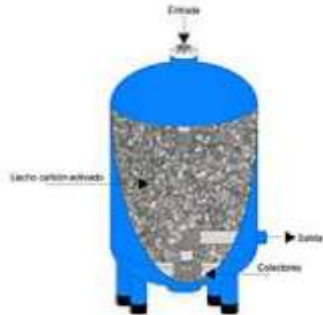


Fuente: Filtros de Grava y Arena Verticales. Manual de instalación y operación.

FILTROS DE ARENA: Son los elementos más utilizados para filtración de aguas con cargas bajas o medianas de contaminantes, que requieran una retención de partículas de hasta veinte micras de tamaño. Las partículas en suspensión que lleva el agua son retenidas durante su paso a través de un lecho filtrante de arena. Una vez que el filtro se haya cargado de impurezas, alcanzando una pérdida de carga prefijada, puede ser regenerado por lavado a contra corriente.

La calidad de la filtración depende de varios parámetros, entre otros, la **forma del filtro**, **altura del lecho filtrante**, características y granulometría de la **masa filtrante**, velocidad de filtración, etc. Estos filtros se pueden fabricar con resinas de poliéster y fibra de vidrio, muy indicados para filtración de aguas de río y de mar por su total resistencia a la corrosión. También hay filtros en acero inoxidable y en acero al carbono para aplicaciones en las que se requiere una mayor resistencia a la presión.

Figura 8. FILTROS DE CARBÓN ACTIVO



Fuente: AZUD TRATAMIENTOS

FILTROS DE CARBÓN ACTIVO: Se utilizan principalmente para eliminación de cloro y compuestos orgánicos en el agua. El sistema de funcionamiento es el mismo que el de los filtros de arena, realizándose la retención de contaminantes al pasar el agua por un lecho filtrante compuesto de carbón activo. Muy indicados para la filtración de aguas subterráneas. Se fabrican en acero inoxidable, en acero al carbono y en fibra de vidrio.

FILTRACIÓN POR BOLSA: Está especialmente indicada para aquellas aplicaciones en que los fluidos a filtrar tienen grandes concentraciones de contaminantes, o son fluidos que presentan grandes viscosidades, necesitándose para ello un medio filtrante que sea fácil de utilizar, que admita grandes caudales y con un costo de filtración lo más económico posible.

Figura 9. FILTRACIÓN POR BOLSA



Fuente: INNOVAQUA Filtros por bolsa,

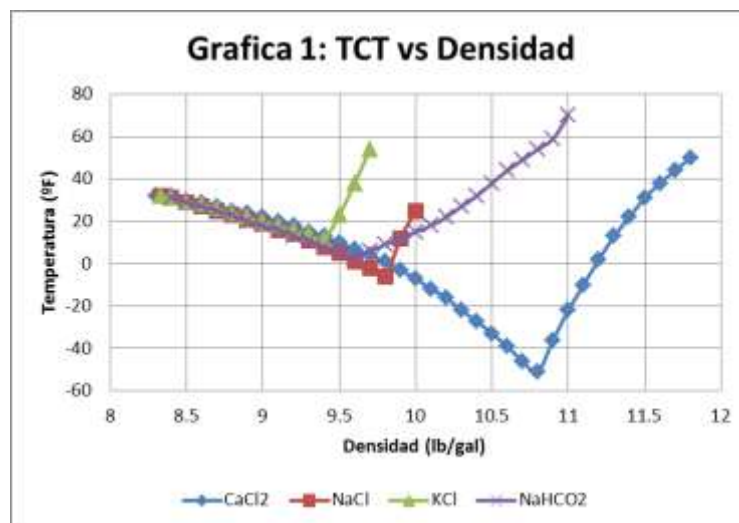
Consiste en hacer circular el líquido a filtrar a través de una bolsa filtrante que se encuentra alojada en un portabolsas, quedando los contaminantes retenidos en la misma. Las bolsas pueden elegirse entre una amplia variedad de tamaños y materiales de construcción (Polipropileno, poliéster) y con un amplio rango de filtración (De 1 a 1000 micras), que se adaptan a cualquier aplicación a considerar. Los portabolsas están disponibles en aleaciones especiales, acero inoxidable, acero al carbono y materiales poliméricos, y con diferentes tamaños, desde equipos de una bolsa a equipos multibolsa.

1.6 FORMULACION DE SALMUERAS

La formulación de una salmuera específica depende de los requerimientos operacionales, de aquí la importancia de mencionar las funciones y propiedades, que en orden de importancia son:

1. Control de la presión de formación
2. Estabilidad térmica
3. Compatibilidad con la formación productora
4. Compatibilidad ambiental
5. Economía
6. Disponibilidad requerimientos en el manejo

En la práctica, las salmueras son fluidos que se formulan únicamente con sal en estado sólido y agua. El trabajo con este tipo de fluidos es complicado debido a que las relaciones entre la composición y las propiedades son complejas de establecer. Cuando un fluido contiene sólidos disueltos, el cálculo de densidad no es tan simple como la aplicación de una relación matemática de balance de materia, debido a que la sal se disocia en partículas de tamaño atómico y molecular, que se dispersan en las moléculas de agua, así que para hallar la densidad de estos fluidos se usan datos empíricos que utilizan la densidad relativa y el punto de cristalización para hacer el cálculo, entonces se construyen tablas de mezclas de diferentes sales y distinta concentración, las tablas 2 y 3 son ejemplo de estas formulaciones, y en la Grafica 1 se muestra el comportamiento de la temperatura de cristalización de varias salmueras en función de la densidad.



Fuente: Autores

Tabla 2:Cloruro de potasio KCl (U.S.)

Mezcla de KCl (99%) seco y agua

Composición para 1 barril de fluido

Densidad lb/gal	KCl	Agua	KCl	K	Cl-	TCT
a70°F	lb/bbl	bbl/bbl	wt%	mg/L	mg/L	°F
8.33	0	1	0	0	0	32
8.4	4.3	0.995	1.21	6,350	5,745	31
8.5	11.6	0.986	3.22	17,237	15,605	29
8.6	19	0.977	5.21	28,171	25,592	28
8.7	26	0.97	7.04	38,521	34,971	26
8.8	33.4	0.96	8.95	49,522	44,876	24
8.9	41	0.95	10.86	60,871	55,104	22
9	47.7	0.943	12.49	70,734	64,147	20
9.1	55.7	0.932	14.43	82,658	74,905	18
9.2	62.7	0.924	16.06	93,060	84,339	16
9.3	69.4	0.917	17.59	102,999	93,290	14
9.4	76.8	0.908	19.26	113,919	103,317	12
9.5	84.1	0.898	20.87	124,706	113,079	23
9.6	91.5	0.89	22.47	135,695	123,024	38
9.7	98.6	0.882	23.96	146,303	132,569	54

Fuente: Brine types and Properties WILLIAM E FOXENBERG

Tabla 3: Formiato de Sodio NaHCO₂ (U.S.)

Mezcla de NaHCO₂ (96%) seco y agua

Composición para 1 barril de fluido

Densidad lb/gal	NaHCO ₂	Agua	TCT
a70°F	lb/bbl	bbl/bbl	°F
8.4	5.86	0.9929	31
8.5	12.23	0.9867	29
8.6	18.71	0.9801	27
8.7	25.31	0.9733	25
8.8	32.02	0.9661	23
8.9	38.86	0.9585	20
9	45.83	0.9506	18
9.1	52.92	0.9423	16
9.2	60.14	0.9337	13
9.3	67.49	0.9247	11
9.4	74.98	0.9153	8
9.5	82.6	0.9055	6
9.6	90.36	0.8953	3
9.7	98.26	0.8847	6
9.8	106.3	0.8737	9
9.9	114.5	0.8623	12
10	122.8	0.8504	15
10.1	131.3	0.8382	18
10.2	140	0.8254	22
10.3	148.8	0.8123	27
10.4	157.7	0.7986	32
10.5	166.9	0.7845	38
10.6	176.1	0.77	44
10.7	185.6	0.7549	49
10.8	195.2	0.7394	54
10.9	205	0.7233	59
11	215	0.7068	70

Fuente: Brine types and Properties WILLIAM E FOXENBERG

Tabla 4: Máxima Solubilidad de salmuera en agua a temperatura ambiente

SALMUERA	Sol (wt%)	Densidad lb/gal	Salmuera (lb/bbls)	Agua (lb/bbls)
Cloruro de Sodio	26	10	109	311
Cloruro de Potasio	24	9.7	98	309
Cloruro de Calcio	40	11.8	198	298
Formiato de Sodio	49	11.1	228	238

Fuente: Brine types and Properties WILLIAM E FOXENBERG

1.6.1 CLASIFICACION DE LAS SALMUERAS

Las salmueras que se preparan a partir de una sal se dividen en dos tipos: salmueras monovalentes (inorgánicas y orgánicas) y salmueras divalentes. A continuación se darán algunas características generales de estas salmueras, sin embargo se hará particular énfasis en las salmueras de cloruro de potasio y formiato de sodio, que son las dos sales usadas por las empresas que operan en la región.

1.6.1.1 Salmueras monovalentes

Este tipo de salmueras es particularmente aconsejable debido a su tendencia a no formar precipitados, este tipo de salmueras se dividen en:

Fluidos orgánicos: Entre estos fluidos se encuentran los formiatos de sodio (HCOONa), potasio (HCOOK) y de Cesio (HCOOCs). Las salmueras de formiato usadas en aplicaciones para el campo petrolero, son soluciones acuosas de sales metálicas alcalinas del ácido fórmico.

Estas sales de formiato son altamente solubles en agua y pueden ser usadas para la preparación de salmueras de alta densidad y baja viscosidad, que son cubiertas convencionalmente con salmueras de haluros, en el siguiente cuadro se muestran algunas características de estas salmueras cerca al punto de saturación.

Tabla 5: Formiatos

Salmuera	Concentración (% P/P)	Densidad a 20 °C (lb/gal)	Viscosidad a 20°C (Cst)	pH
Formiato de sodio	45	11.1	7.1	9.4
Formiato de potasio	76	13.3	10.9	10.5
Formiato de cesio	83	19.7	2.8	12.9

Fuente: AMPUDIA CASTILLO Olga Teresa y GIRALDO GOMEZ Hellman Andrés

Las salmueras preparadas a partir de estas sales orgánicas poseen propiedades especiales que las hacen ser un fluido ideal para los trabajos de completamiento y workover.

Entre estas propiedades se tienen:

- Densidades que varían entre 8.3 y 19.7 lb/gal, por lo tanto pueden usarse en gran cantidad de pozos.
- Fluido orgánico y biodegradable, por lo tanto es un fluido ecológico.
- Fluido no tóxico y no peligroso.
- Inhibición de daños a yacimientos de gas o aceite.
- Inhibición fuerte para la hidratación de arcillas, más efectivo que el KCl.
- Libres de cloro
- Compatibilidad con aguas de formación que contienen sulfatos y carbonatos.
- Inhibición de hidratos
- No corrosividad
- Compatibilidad con los viscosificadores solubles en agua y con los agentes para el control de fluidos.
- Inhibición del desarrollo de bacterias.
- Alta tolerancia a la contaminación con sólidos.
- Bajo punto de cristalización.
- Libre de sólidos.

Fluidos Inorgánicos: entre estos fluidos se encuentran aquellos que son preparados con sales como cloruro de sodio y de potasio, y bromuro de sodio y de potasio. Las salmueras de cloruro de sodio y potasio usualmente son preparadas a partir de sal seca y agua.

Tabla 6: Fluidos Inorgánicos

Parámetro	Cloruro de Sodio	Cloruro de potasio	Bromuro de sodio	Bromuro de potasio
Rango de densidad (lb/gal)	8.4 a 10	8.4 a 9.7	8.4 a 12.7	8.4 a 11.5
Rango de temperatura de cristalización (°F)	(-1 a 31)	14 a 60	(-21 a 63)	(-38 a 60)

Fuente: AMPUDIA CASTILLO Olga Teresa y GIRALDO GOMEZ Hellman Andrés

1.6.1.2 Salmueras Divalentes

Son aquellos fluidos preparados con sales como bromuro de calcio (CaBr_2) y zinc (ZnBr_2) y cloruro de calcio (CaCl_2).

Salmueras de cloruro y bromuro de Zinc, aunque son técnicamente factibles de preparar, económicamente y prácticamente no son viables, ya que las salmueras de cloruro de zinc son muy corrosivas y costosas.

Salmueras de cloruro y bromuro de calcio siempre deben ser manejadas como fluidos concentrados directamente de la fuente de manufactura de la sal. La preparación de salmueras a partir de sal seca de calcio es físicamente desagradable, debido a que el material seco es irritante cuando se disuelve en el sudor de la piel.

Para salmueras preparadas con una sola sal, la temperatura de cristalización es simplemente función de la concentración. En general, la temperatura de cristalización disminuye con el aumento en la concentración de la sal hasta un valor mínimo a partir del cual aumenta a medida que se aproxima al punto de saturación de la sal.

1.7 PROPIEDADES DE LA SALMUERA

En esta sección se evalúan como las propiedades afectan directamente la selección y función de la salmuera.

1.7.1 Densidad

La densidad es el criterio de selección más importante, porque la presión ejercida por la columna de fluido para controlar el pozo es directamente proporcional a la densidad y a la altura de la columna. La densidad de una solución salina depende no solamente de la gravedad específica y la concentración de sal disuelta, sino también de la temperatura y la presión.

La temperatura estándar de referencia para medición de densidad es 70°F, pero como rara vez la salmuera es preparada y recibida a esta temperatura, se debe hacer una confirmación de la densidad mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_s = \rho_m[1 + C_{te}(T_m - T_s)]$$

Dónde:

ρ_s	Densidad de la salmuera a temperatura de referencia.
ρ_m	Densidad de la salmuera a temperatura y presión ambiente.
C_{te}	Coefficiente de expansión termal o factor de expansión volumétrico.
T_m	Temperatura ambiente.
T_s	Temperatura estándar de referencia 70°F

1.7.2 Cristalización y Solución

La cantidad de sal que puede ser disuelta en agua depende de la naturaleza de la sal y la temperatura de la solución. La concentración y la temperatura a la cual los cristales de sal no se disocian más y comienzan a precipitar, son llamados punto de saturación y la temperatura de cristalización respectivamente, este punto puede ser alcanzado de dos formas diferentes:

- Mediante la adición de sal a la solución a una temperatura constante hasta que se alcance el punto en donde no se disuelve más sal
- Por disminución de la temperatura de la solución hasta que el punto de saturación es alcanzado.

1.7.3 Viscosidad y suspensión

Cuando un material está sujeto a fuerzas direccionales, llamadas esfuerzos, se deforma de una manera tal que le permita aliviar el esfuerzo, esta energía de deformación es disipada en el fluido en forma de calor, la resistencia de un fluido frente a cualquier cambio posicional irreversible del elemento volumen, se llama viscosidad.

La salmuera es un fluido newtoniano, debido a que la viscosidad dinámica es independiente de la rata de corte, por el contrario si es dependiente de su composición, de la concentración de sal y de la temperatura. La viscosidad afecta a la rata a la cual el fluido se pierde en la formación permeable (perdida de circulación), la capacidad de transporte de sólidos y la habilidad de suspensión de partículas insolubles.

1.7.4 Corrosión

La oxidación natural o corrosión no es más que el proceso espontáneo que realiza el metal para encontrar su punto de máxima estabilidad, esto es retornado lentamente a su estado natural. La corrosión es observada como una destrucción de la superficie del sólido y que se manifiesta por la presencia de picaduras y la formación de óxidos o carbonatos, que pueden presentarse en escamas, en cáscaras o en dilución. Otros procesos que generalmente se clasifican como corrosión y que ciertamente contribuyen con la alteración de la integridad del sólido son, la pérdida de resistencia por esfuerzo prolongado o la exposición a ciertas especies de iones como cloruros en solución, grietas, fracturas, hidrogeno frágil, lixiviación selectiva y corrosión por par galvánico. La mayoría de estos procesos son causados o acelerados por el contacto con electrolitos (salmueras).

1.7.5 Pérdida de Fluido

La pérdida de fluido en el fondo del pozo es función de la presión diferencial, viscosidad del fluido y permeabilidad de la formación. En formaciones muy permeables, la pérdida de fluido dificulta el control del pozo, además de los costos económicos implicados. La pérdida de fluido puede ser controlada, ajustando la densidad de la solución salina, de forma tal que la presión hidrostática de la columna iguale a la presión de formación, incrementando la viscosidad del fluido agregando aditivos o reduciendo temporalmente la permeabilidad de la formación a través de la adición de partículas de material obturante.

1.8 CALIDAD Y PRUEBAS REALIZADAS A LA SALMUERA

La salmuera usada en operaciones de completamiento y workover es normalmente descrita como un fluido limpio, lo cual implica que no causa daño a la formación. No obstante, el término limpio es relativo, debido a que estos fluidos contienen además sólidos suspendidos, coloides o material soluble que puede provocar un daño considere a la formación. Entre los contaminantes típicos que pueden existir como coloides o ser solubles se encuentran metales como hierro, manganeso, níquel, cromo y otros; como también se encuentran otros tipos de materiales como hidróxidos, sulfatos, carbonatos y sulfuros.

A diferencia de los materiales usados en el fluido de perforación, que tienen unas especificaciones estándares mínimas dictadas por el “American Petroleum Institute API” y otros institutos, para los materiales usados en fluidos de completamiento no existen especificaciones. Cada compañía de servicios debe desarrollar sus propios procedimientos para el control de la calidad, sin embargo, algunos parámetros de calidad son seguidos para aceptar el uso de algunos productos.

1.8.1 Temperatura

Es importante determinar esta característica en la salmuera, puesto que ella afecta a muchas otras propiedades como la densidad, viscosidad, solución, cristalización, etc.

1.8.2 pH

Al igual que la temperatura el pH influye directamente sobre otras propiedades como la corrosión, precipitación, etc, la salmuera no debe ser muy ácida puesto que tanto la corrosión como la precipitación se incrementan con la acidez.

1.8.3 Turbidez y Prueba de turbiedad

El color de la solución puede determinarse por métodos visuales o técnicas instrumentales, cuando la técnica es visual, la unidad relativa para la medición es APHA (American Public Health Assn), unidad que indica la intensidad relativa de acuerdo un color de referencia estándar, que tiene valor APHA de 400, el uso de la técnica instrumental involucra el uso de un turbidímetro, en este método el color se determina midiendo la intensidad de la luz transmitida por la sustancia y lo compara con espectros de color estandarizados.

Figura 10. Turbidímetro y Celdas con volumen de muestra.



Turbidímetro



Celdas con Volumen de Muestra.

Fuente: Aguas Colombia.com

Los términos limpios y claros son frecuentemente intercambiados, sin embargo, una salmuera aparentemente clara no siempre es limpia, mientras que una salmuera limpia siempre es clara aunque presente color debido a las sustancias disueltas. La turbiedad relativa es también llamada turbiedad nefelométrica y es una medida empírica de las características de dispersión de luz del material suspendido en la muestra y que es causado por el efecto Tyndall, el aparato usado es llamado nefelómetro; la intensidad de la luz dispersa es tomada sobre una foto celda y está dada en unidades nefelométricas de turbidez (NTU). Dependiendo de la salmuera, el parámetro aceptado para la turbidez de fluidos preparados a partir de sales simples varía entre 3 y 10 NTU. Para otros tipos de salmueras puede tener un valor más elevado, pero nunca debe ser mayor a 20 NTU.

Figura 11. Diferenciación entre fotometría y Nefelometría.



Fuente: AMPUDIA CASTILLO Olga Teresa y GIRALDO GOMEZ Hellman Andrés

1.8.4 Sólidos suspendidos

Están constituidos por la materia suspendida que permanece sobre un filtro de fibra de vidrio, cuando se filtra una muestra que previamente ha sido agitada, estos sólidos son perjudiciales para la formación.

1.8.5 Sulfatos

Es muy común encontrar el ion sulfato en aguas superficiales y subterráneas, causado por la disolución de materiales como la piritita por parte del agua. Es importante estar controlando la concentración de este ion en la salmuera debido a que puede formar precipitado tanto en la tubería como en la formación.

1.8.6 Cloruros

Es otro de los iones comunes en aguas superficiales y subterráneas, su presencia en estas también se debe a la disolución de sales. La existencia de este ion en la salmuera puede darle características corrosivas.

Tabla 7: Parámetros para control de salmuera

Parámetro	Unidades	Rango
Color	APHA	<40
Turbidez	NTU	(3-10)
Sólidos totales suspendidos	mg/L	<5
Aluminio	ppm	<10
Hierro	ppm	<10
Sodio	%	<1.5
Zinc	ppm	<10
Carbonato	ppm	<100
Bicarbonato	ppm	<100
Sulfato	ppm	<100
Sulfuro	ppm	<1

Fuente: Fundamentos de Calidad de Aguas, Jaime Rojas Puentes

2. WELLBORE CLEAN OUT

Son las operaciones de limpieza que se realizan en la tubería de producción y/o completamiento con el fin de remover desechos, impurezas y otros materiales que se obstruyen al flujo y contribuyen a la disminución del índice de productividad.

2.1 TIPOS DE PARTÍCULAS QUE SE PUEDEN RECUPERAR CON EL WBCO:

- Residuos de carbonatos de calcio (generalmente), dejados por la salmuera.
- Partículas ferrosas (shaving)
- Residuos de lodo que se han compactado (retorta)

La disminución del índice de productividad de un pozo, se ve afectado por las reacciones químicas (ejemplo, el hinchamiento de las arcillas al contacto con agua), reacciones físicas (ejemplo, el contacto de la formación con el lodo) y los sólidos (mugre) que puedan obstruir la permeabilidad de la formación.

Así que el principal objetivo del WBCO es remover y recoger el mugre que hay en el pozo, antes de tener contacto con la formación, con el fin de reducir el daño inducido por taponamiento de los canales de flujo a causa de estos sólidos, conservando la integridad del revestimiento.

Una de las razones por las que PETROMINERALES decide iniciar con el uso de los procedimientos de WBCO, tiene que ver con el constante daño que presentaban los sistemas de bombeo electrosumergible a causa de la presencia de sólidos (mugres) que impedían el funcionamiento de las B.E.S. Las otras razones iban ligadas a esta causa y correspondían a la pérdida de beneficios por tiempos no productivos, mayores costos de operación y reducción en la producción.

Dichos problemas se solucionaron combinando el uso de tecnologías mecánicas (WBCO Mecánico) y productos químicos (WBCO Químico) durante el completamiento, logrando una limpieza que le mejorara la vida productiva a los pozos.

Durante el desarrollo del proyecto se tendrá un capítulo específico para tratar el WBCO Mecánico y otro para tratar el WBCO Químico, lo cual se hizo con el fin de poder tener mayor profundidad en cada uno de estos procedimientos evitando el riesgo de despreciar algún detalle.

2.2 FACTORES QUE AFECTAN LA LIMPIEZA EN UN POZO

Antes de iniciar a discutir sobre el WBCO, es necesario conocer las causas que pueden afectar el desarrollo de esta limpieza. Para ello, a continuación se presenta una gráfica que resume dichos factores.

Tabla 8: FACTORES QUE AFECTAN LA LIMPIEZA EN UN POZO

FACTOR	Condición	Limpieza	Razón
Velocidad Anular	Más de 150fpm	Más Efectiva	Se garantiza que las partículas no caigan a fondo.
Régimen del fluido	A mayor Turbulencia	Más Efectiva	
Reología del fluido	A mayor Viscosidad	Más Efectiva	Fluidos más viscosos tienen mayor facilidad en el acarreo de las partículas.
Geometría del pozo	A mayores Cambios en la geometría	Menos Efectiva	Más difícil el transporte de los ripios. Cuando las partículas pasan por un diámetro pequeño, luego uno grande y luego un diámetro pequeño, pueden quedarse asentadas en el de mayor diámetro ya que ella necesita mayor velocidad en esa zona, y a medida que van ascendiendo van perdiendo velocidad, causando con esto, el asentamiento de las partículas en los CSG de mayor diámetro.
Densidad & Tamaño de la partícula	A mayor densidad & Tamaño de la partícula	Menos Efectiva	Las partículas tienden más a asentarse en el fondo por diferencia de densidades con el fluido.
Concentración de la partícula	A mayor concentración de la partícula	Menos Efectiva	Entre más residuos se tenga en el fondo del pozo, se requiere de una limpieza más agresiva aumentando la dificultad de la limpieza.
Inclinación del pozo	A mayor Inclinación	Menos Efectiva	Más difícil la limpieza de los 360° del CSG. Se requiere de una excelente centralización de las herramientas para que no se vaya hacia un lado y limpie un solo sector del CSG.
Rotación de la tubería	Depende de la inclinación del pozo. Para pozos con inclinación >45 es recomendado rotar entre 50 y 75 rpm para levantar la tubería de la pared del revestimiento y lograr la limpieza de áreas de difícil acceso.		

Fuente: Autores

3. GENERALIDADES DEL CAMPO

3.1 PETROMINERALES

Petrominerales es una empresa enfocada Latinoamericana de exploración y producción de bloques de exploración que cubren un total de 2,0 millones de hectáreas en Colombia y 9,5 millones de acres brutos (5,4 millones netos) en el Perú.

Son los pioneros en Colombia. Desde la adquisición del primer contrato en 2002 para la producción de aceite por primera vez en 2003, y ahora es el explorador más activo de Colombia y el cuarto mayor productor de petróleo, demostrando un historial de éxito. Petrominerales ha invertido más de \$ 1.8 mil millones en Colombia, y se han descubierto más de 90 mmbbls de crudo que ha aumentado la tasa de producción actual de 1.068 bpd a 38.000 bpd durante el año 2011.

Actualmente la cartera de exploración incluye tres áreas de enfoque que ofrecen potencial cambio de juego. Alta calidad sísmica 3D se ha traducido en una exploración de inventario multianual perspectiva de más de 100 prospectos perforarles dirigidas a múltiples tipos de proyectos.

La capacidad para convertir rápidamente el éxito exploratorio en producción, se traduce en pagos de inversión rápidos y una base fuerte de flujos de efectivo para financiar futuros programas de exploración de alto impacto.

Con la adquisición de la tierra en cuencas relativamente poco exploradas y montajes de clase mundial geo-científica y los equipos operativos, se aprovecha un alto potencial productivo.

3.2 GENERALIDADES CAMPO CORCEL

Campo Corcel fue descubierto como una nueva área productora en el 2007 y, en el 2009 nuevos descubrimientos del campo Corcel aumentaron el promedio de la producción en 22,355 bopd. Aproximadamente, el 20% de la producción de PETROMINERALES proviene de Corcel.

Figura 12: Campo Corcel



Fuente: Petrominerales

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

En la cuenca profunda de los llanos al norte del Meta, sobre la frontera con el departamento de Casanare se ubican los campos **GUAITIQUIA**, **CORCEL NOROESTE** y **CORCEL** con sus bloques 31 y 25.

4. WBCO MECÁNICO

El WBCO mecánico en el conjunto de las herramientas que se utilizan para hacer la limpieza del liner y el casing de producción. Estas herramientas como raspadores, cuchillas, cepillos e imanes; limpian la tubería internamente.

Dentro de las funciones de estas herramientas está: pulir, cepillar, capturar restos de cuttings, partículas ferrosas y resto de basura dejada en el pozo, que pueden ser dañinos para la formación.

4.1. DISEÑO DE LAS HERRAMIENTAS

En la actualidad, las herramientas que utiliza PETROMINERALES para realizar el WBCO Mecánico corresponden a: Heavy Duty Razor Back, Magnostar o Magnosweep y Multiback. (VER ANEXO 1)

Las otras herramientas que corrió PETROMINERALES en los pozos: Shorty Tool y Well Patroller se han dejado de utilizar debido a que, la primera se está retirando del mercado y la segunda no mostro buenos resultados durante la operación, ya que, requiere pozos con más de 45° de inclinación y los pozos de PETROMINERALES no cumplen esta característica.

4.2. CONFIGURACION DE LA SARTA DE LIMPIEZA

Las herramientas que conforman la sarta de trabajo para las operaciones de Completamiento son definidas dependiendo de lo que se requiera en el pozo, es decir, que tan exhaustiva se desea la limpieza.

Básicamente, la configuración que PETROMINERALES utiliza para cada sección del csg que se desea limpiar es la siguiente:

- Broca.
- Bit Sub.
- Sarta de limpieza para el liner de producción. Actualmente, PETROMINERALES corre Multiback, si MI-SWACO no la tiene disponible se corre Heavy DutyRazor Back y Magnostar.

- Crossover.
- Drill Pipe y/o DrillCollars que permiten darle la longitud a la sarta para que, las próximas herramientas de limpieza que entren al pozo que den a la profundidad deseada.
- Crossover.
- Sarta de limpieza para el penúltimo csg. Actualmente, PETROMINERALES corre Multiback, si MI-SWACO no la tiene disponible se corre Heavy DutyRazor Back y Crossover.
- Drill Pipe hasta superficie.

Como se dijo anteriormente las herramientas que se utilizan para la limpieza, son definidas por lo que se requiera en el pozo. Sin embargo, MI-SWACO ofrece como último en tecnología la Multiback, que tiene todos los accesorios necesarios para la limpieza (Cepillos, raspadores y magnetos) y que brinda los mismos beneficios de sus herramientas Heavy DutyRazor Back (HDRB), Magnostar o MagnoSweep y Shorty-Tool (Ver diseño de las herramientas, Anexo 2, 3 y 4).

La Multi-Back ha desplazado a la Shorty-Tool del mercado, debido a que está última tiene más conexiones, (los accesorios que conforman la herramienta vienen como anillos que se introducen dentro del cuerpo) haciendo con esto mayor dificultad en su ensamblaje, y aumentando la probabilidad de que la herramienta no funcionen adecuadamente. Además, la Shorty-Tool es menos robusta, es decir aguanta condiciones menos críticas en comparación con la Multiback. Aunque, el servicio de la Shorty-Tool es más económico que la Multiback esta, ultima recoge más shaving.

Tabla 9: Shaving recogido

Herramienta	Promedio de shaving recogido. (lbs)
Shorty-Tool	8-12
Multiback	18-24

Fuente: MI-SWACO

A continuación se presentan las configuraciones de las herramientas de limpieza, utilizadas en los pozos de PETROMINERALES.

**Tabla 10. CONFIGURACIONES DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA UTILIZADAS
EN LOS POZOS DE PETROMINERALES**

POZO	HERRAMIENTA DE LIMPIEZA	POZO	HERRAMIENTA DE LIMPIEZA
Arion-1	Shorty Tool 7"	Orito 136	7" MAGNOSWEEP
	Shorty Tool 9 5/8"		7" HDRB
	Magnostar 9 5/8"		5" HDRB
	Well Patroller	Pisingo 1	7" MAGNOSTAR
Caruto -1	Shorty Tool 7"	Caspio 1	7" HDRB
	Shorty Tool 9 5/8"		9 5/8" MAGNOSTAR
	Magnostar 9 5/8"		9 5/8" HDRB
Mantis-1	Shorty Tool 7"	Cobra 2	7" HDRB
	Shorty Tool 9 5/8"		7" MULTIBACK
	Magnostar 9 5/8"		5" HDRB
Cardenal-1	SHORTY de 7"	Yenac 6	7" MAGNOSTAR
	9 5/8" HDRB		7" HDRB
	9 5/8" MAGNOSTAR		9 5/8" MAGNOSTAR
Mantis-1	9 5/8" HDRB	Jamuco 1	9 5/8" HDRB
	7" HDRB		7" HDRB
	9 5/8" MAGNOSTAR		7" MAGNOSTAR
	7" MAGNOSTAR		9 5/8" MAGNOSTAR
Corcel C1	7" Magnostar.	Yatay 2	9 5/8" HDRB
	7" HDRB		7" HDRB
Candelilla 5	9 5/8" HDRB	ASWD 03	5" HDRB
	7" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
	9 5/8" MAGNOSTAR		9 5/8" HDRB
	7" Magnostar		7" HDRB
Anturio 1	5" HDRB	lboga 01	9 5/8" MAGNOSTAR
	7" HDRB		9 5/8" HDRB
	7" Magnostar.		7" MAGNOSTAR
Guatin 1	9 5/8" MAGNOSTAR	YENAC 5	7" HDRB
	9 5/8" HDRB		7" MULTI BACK
	7" MAGNOSTAR	TATAMA 1 H	7" MAGNOSTAR
	7" HDRB		7" HDRB

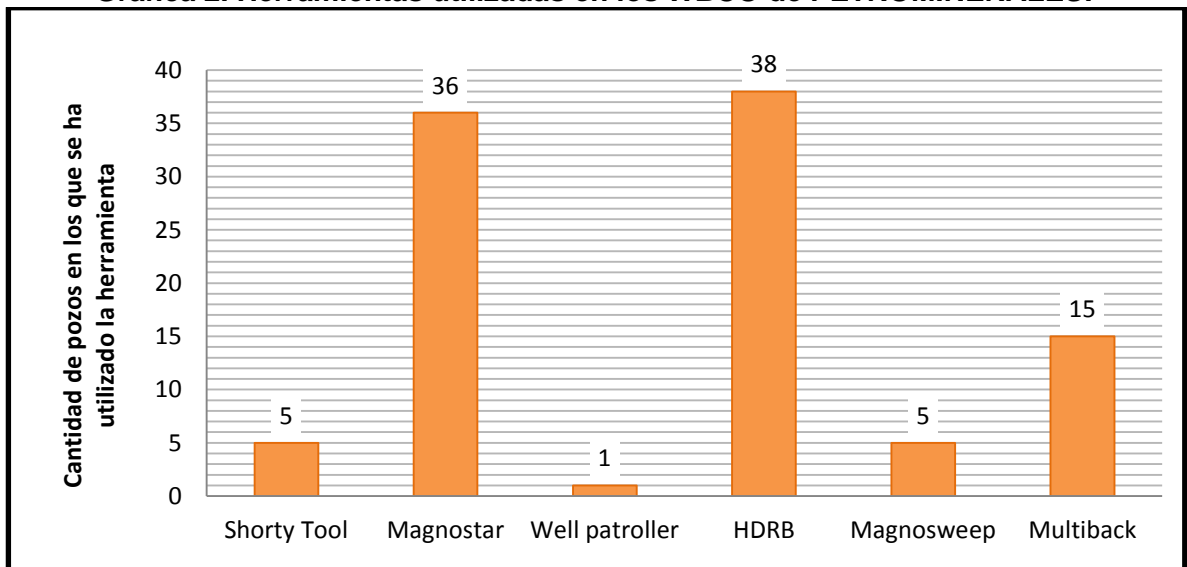
Heliconia 1	7" MAGNOSWEEP	DSWD 1	9 5/8" HDRB
	7" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
	5" HDRB		7" MAGNOSTAR
Acanto 1	5" HDRB	TUCUSO 1	7" HDRB
	7" HDRB		7" MAGNOSTAR
	7" Magnostar.		7" HDRB
Azalea 1	9 5/8" MAGNOSTAR	CSWD 2	9 5/8" HDRB
	9 5/8" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
	7" HDRB		7" MULTIBACK
Disa 1	9 5/8" MAGNOSTAR	TENTE 1	9 5/8" HDRB
	9 5/8" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
	7" MAGNOSTAR		7" MULTIBACK
	7" HDRB		9 5/8" HDRB
Macapay 1	9 5/8" MAGNOSTAR	CSWD 3	9 5/8" MAGNOSTAR
	9 5/8" HDRB		7" MULTIBACK
	7" MAGNOSTAR	CHILACO 1	9 5/8" HDRB
	7" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
Cobra 1	9 5/8" MULTIBACK		7" MAGNOSTAR
	7" MULTIBACK		7" HDRB
Candelilla 3 ST1	9 5/8" MAGNOSTAR	YENAC 4	7" MULTI BACK
	9 5/8" HDRB	TENTE 1	9 5/8" HDRB
	7" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
Calandria 1	7" MULTIBACK	DSWD 2	7" MULTIBACK
	5" SHORTY TOOL		9 5/8" MULTIBACK
Orito 194	7" MAGNOSWEEP	GUALA 1	7" MULTIBACK
	7" HDRB		9 5/8" HDRB
	5" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
Babaco 1	9 5/8" MULTIBACK		7" MULTIBACK
	7" MULTIBACK		Shorty Tool 4 1/2"
Camoruco 1	9 5/8" MULTIBACK	Bromelia	5" HDRB
	7" MULTIBACK		Magnostar 7"
ASWD 02 ST1	9 5/8" MAGNOSTAR	Corcel D1	9 5/8" HDRB
	9 5/8" HDRB		9 5/8" MULTIBACK
	7" HDRB		9 5/8" MAGNOSTAR
	7" MAGNOSTAR		7" MULTIBACK
Orito 195	7" MAGNOSWEEP	Mantis 2	7" HDRB
	7" HDRB		7" MAGNOSWEEP

	5" HDRB	Guarana 1	9 5/8" HDRB
Zacay 1	7" MAGNOSWEEP		9 5/8" MAGNOSTAR
	7" HDRB		7" HDRB
Socaco 1	9 5/8" MAGNOSTAR	Mambo 1	7" MAGNOSTAR
	9 5/8" HDRB		9 5/8" HDRB
	7" MAGNOSTAR		7" HDRB
	7" HDRB		7" MAGNOSTAR

Fuente: PETROMINERALES COLOMBIA

Con el fin de analizar mejor la información, se presenta una gráfica que relaciona la cantidad de pozos en los que se ha utilizado determinada herramienta.

Grafica 2. Herramientas utilizadas en los WBCO de PETROMINERALES.

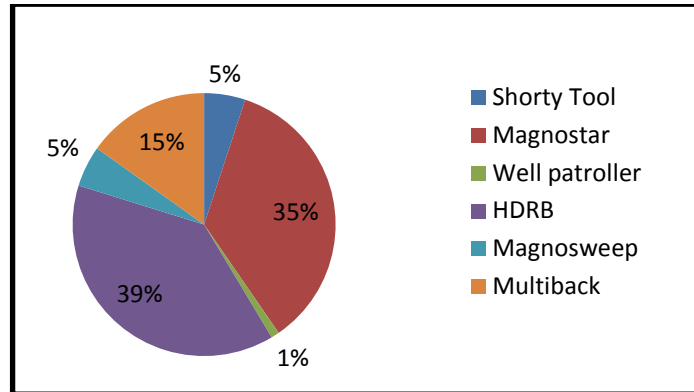


Fuente: Autores

- El wellpatroller se utilizó una sola vez debido a que, su desempeño es mejor en pozos con alto grado de desviación (mayor a 30 grados) y en PETROMINERALES, no se cuenta con pozos de estas características. Así que se utilizó, pero sus resultados no fueron los esperados y por ello, no se volvió a utilizar.
- La ShortyTool sólo se utilizó 5 veces debido a que MI-SWACO, la reemplazó con la Multiback.
- La Heavy DutyRazor Back y el Magnostar son los más utilizados debido a que, su disponibilidad es mayor.

- La Multiback se ha utilizado 15 veces y debido a la gran cantidad de beneficios que ofrece, se espera que su uso incremente, a menos que una herramienta la reemplace.

Grafica 3. Frecuencia con la que se corre cada herramienta de limpieza durante el WBCO.



Fuente: Autores

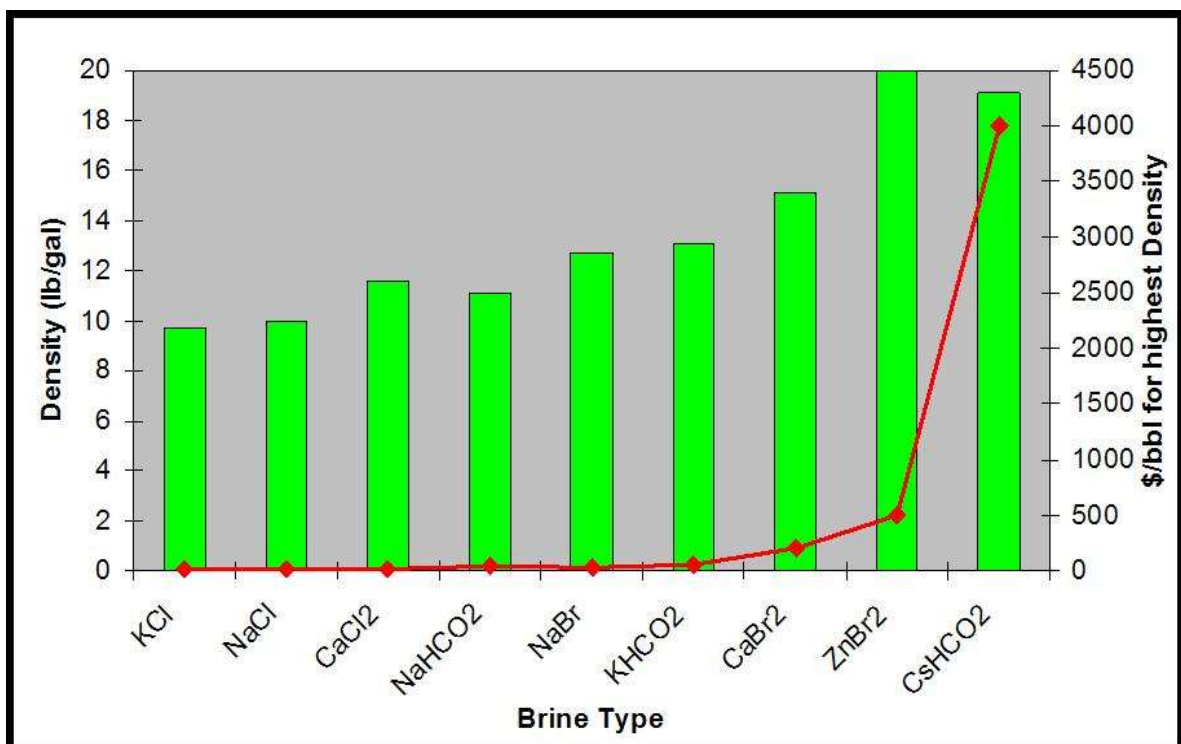
Como se puede ver en el diagrama circular las herramientas que se corren con mayor frecuencia en los pozos de PETROMINERALES corresponden a el HDRB, Magnostar y Multiback debido a que, como se ha venido explicando en el desarrollo del proyecto estas herramientas han ido desplazando a las otras debido a que son mas robustas, tienen mejor diseño operativo y capacidad.

5. WBCO QUÍMICO

5.1 SELECCIÓN DE SALMUERAS

En la siguiente grafica se muestran las salmueras más comunes en la industria petrolera candidatas para ser usadas en los procesos de completamiento y workover, de las cuales dependiendo de su densidad, temperatura de cristalización y costo por barril, se preseleccionan 4 y dependiendo de las propiedades se escoge adecuadamente la que se va a utilizar.

Grafica 4: Salmueras a diferentes densidades y precios



Fuente: MI SWACO

Como se observa el cloruro de potasio (KCl), cloruro de sodio (NaCl), Cloruro de calcio (CaCl₂) y el formiato de sodio (NaHCOO), son las salmueras preseleccionadas por presentar el menor costo. Estas dependiendo de las características del yacimiento y fluido, se selecciona la adecuada.

El procedimiento de selección de la salmuera es someter cada una a pruebas de compatibilidad con los fluidos que se van a encontrar en el pozo objetivo, ya sea el completamiento inicial o intervenciones posteriores que se realicen al pozo. Estos fluidos

pueden ser crudo y agua de formación (intervención) o lodo de perforación y agua de formación (completamiento inicial).

5.1.1 Procedimiento de selección (compatibilidad de salmuera)

Este procedimiento se denomina compatibilidad de fluidos. Está regido bajo la norma **API RP-42** con algunas modificaciones o nuevas incorporaciones dependiendo el caso.

El **primer** paso es definir fluido interés para la realización de la compatibilidad: Crudo, agua de formación y Lodo de Perforación. Para el caso de las salmueras se tienen tres opciones: KCl, NaCl y NaHCOO.

El **segundo** paso es preparar las salmueras con el agua de formación suministrada y con agua industrial para posteriormente generar las emulsiones.

El **tercer** paso es preparar 3 relaciones de mezcla (fluido/salmuera): 70/30, 50/50 y 30/70 en celdas o botellas transparentes; se colocan en un baño maría por 90 minutos a 180°F (la temperatura del pozo que se esté analizando), después se agita vigorosamente las mezclas para crear la emulsión.

El **cuarto** paso es observar el tiempo que tarda en romper la emulsión, si la emulsión se rompe en los primeros 15 minutos la salmuera es bastante satisfactoria, pero si después de una hora, la emulsión no se ha roto se debe descartar esta salmuera y modificar su formulación.

El **quinto** paso es repetir el tercer paso pero adicionando una concentración definida de rompedor y/o surfactante para acelerar la separación de la emulsión.

Rompedor 0.5 %, surfactante: **SAFE BREAK 611 PLUS** 3000 PPM (0.3%) (Ver anexo 15)

El **sexto** paso es observar el tiempo que tarda en romper la emulsión, registrando los mejores tiempos de separación y seleccionando finalmente la formulación adecuada. Cuando se habla de mejor de tiempo de separación se hace alusión al menor tiempo gastado en romper la emulsión.

El **séptimo** paso hace alusión al uso del **TURBISCAN** un instrumento usado para medir la intensidad de las fases antes y después de la separación, para con esto determinar cuantitativamente cuál de las salmueras es más eficiente.

5.1.2 Equipos utilizados

Los equipos utilizados para realizar las pruebas de laboratorio son un calentador API y un instrumento de caracterización óptica TURBISCAN (Ver anexo 18)

5.2 RESULTADOS Y ANALISIS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD

Para selección de la salmuera se realizan dos tipos de pruebas de compatibilidad. La primera prueba consiste en una compatibilidad de un crudo específico teniendo como variante la salmuera utilizada y la segunda prueba consiste, una vez definida la salmuera, variar el crudo con el fin de establecer compatibilidad con los diferentes pozos en un mismo campo e incluso pertenecientes a la misma cuenca.

5.2.1 Compatibilidad 1

Como se mencionó anteriormente las salmueras a evaluar son tres: KCl, NaCl y NaHCO₃; con un peso específico de 8.7 ppg a una temperatura de 180°F.

Las pruebas se realizan considerando las relaciones de mezclas mencionadas con anterioridad, teniendo en cuenta la aplicación del emulsificante **SAFE BREAK 611 PLUS 3000 ppm de 0.3 %**

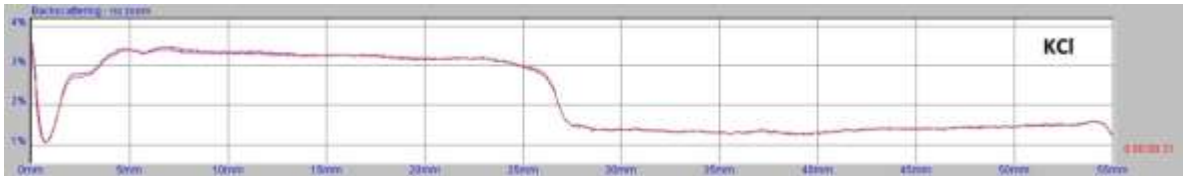
5.2.1.1 Análisis

Las tres salmueras evaluadas muestran resultados similares; sin embargo en la evaluación sin emulsificante se presentan emulsiones estables después de 30 minutos por lo que no hay separación. Debido a la tendencia de este crudo a formar emulsiones se aplica emulsificante para generar la separación de fases, donde para los tres casos el proceso de separación se inicia 1 minuto después de la mezcla con el químico pero difiere en el tiempo de separación total: para el NaHCOO 5 min y para KCl y NaCl 2 min.

En las tres pruebas se tiene separación total de las fases con la aplicación del químico e incluso liberación de agua emulsionada en el crudo por lo que se puede evidenciar la eficacia del emulsificante.

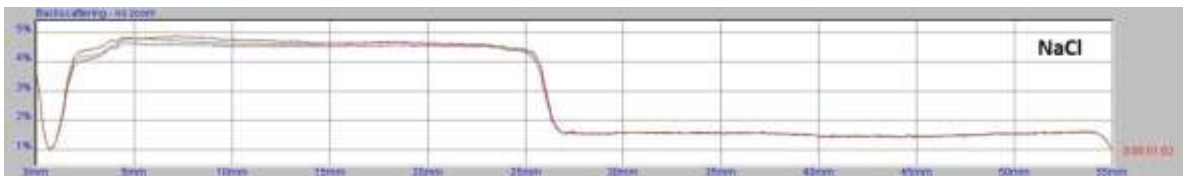
5.2.1.2 Resultados del turbiscan

Figura 13: Turbiscan para KCl.



Fuente: MI-SWACO

Figura 14: Turbiscan para NaCl.



Fuente: MI—SWACO

Figura 15: Turbiscan para NaHCOO.



Fuente: MI--SWACO

Las tres imágenes que se muestran son generadas por el turbiscan como resultado de la prueba para cada salmuera con el uso del preventor de emulsion, en estas imágenes se puede apreciar el comportamiento de la curva de retrodispersion donde en la abscisa se observa la variación en milímetros de la celda y en la ordenada el porcentaje de variación de la onda. Los diferentes colores de líneas son referidos a los diferentes grupos de tamaño de partícula que se presentan.

Gracias a esta grafica se puede seleccionar la salmuera que menor incompatibilidad con el crudo tiene que es NaHCOO, ya que como se observa es la que mayor cantidad de agua separa y menor variación de tamaño de partícula tiene. Por el contrario se puede deducir que la salmuera más dañina en cuestión de compatibilidad es NaCl debido a que presenta variación en el tamaño de partículas y esto es un problema porque algunas de esas partículas que varían pueden precipitarse y ocasionar taponamientos.

5.2.2 Compatibilidad 2

La finalidad de esta prueba de compatibilidad es evaluar la compatibilidad del formiato de sodio **NaHCOO** con varios crudos pertenecientes a un mismo campo o cuenca.

Para este caso la temperatura es de 150°F y se utilizan aditivos como el preventor de emulsión **EB 8490** y antiespumante con el fin de mejorar la efectividad de la salmuera.

Para esta prueba se maneja una relación de mezcla de 50/50 (crudo/salmuera) y se realizan tres veces, adicionando un aditivo preventor y antiespumante, de esta forma cada crudo se analiza de acuerdo a los siguientes parámetros de mezcla:

1. Crudo / salmuera NaHCOO
2. Crudo / salmuera NaHCOO + preventor EB8490
3. Crudo / salmuera NaHCOO + preventor EB8490 + antiespumante

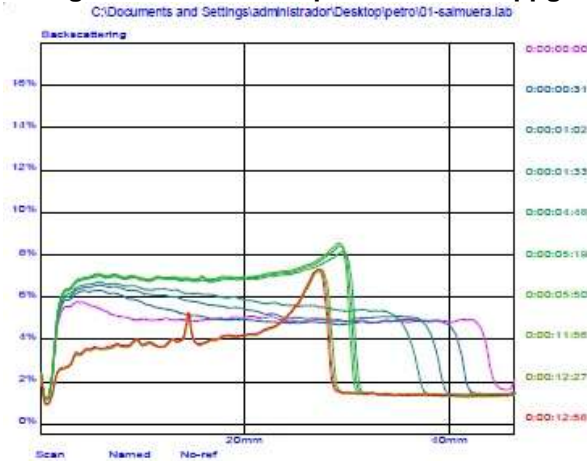
En cada una se usa el turbiscan y el calentador api para lograr la temperatura deseada y por si hay presencia de parafinas para facilitar la mezcla.

5.2.2.1 Análisis

Visualmente se puede analizar que para la prueba 1 se tiene una emulsión muy estable y por consiguiente no hay separación de fases; caso contrario con las pruebas 2 y 3 que presentan separación de fases, de las cuales la 3 presenta físicamente menor turbidez, por lo que podría llegar a suponerse que es la formulación adecuada.

5.2.2.2 Resultados del Turbiscan

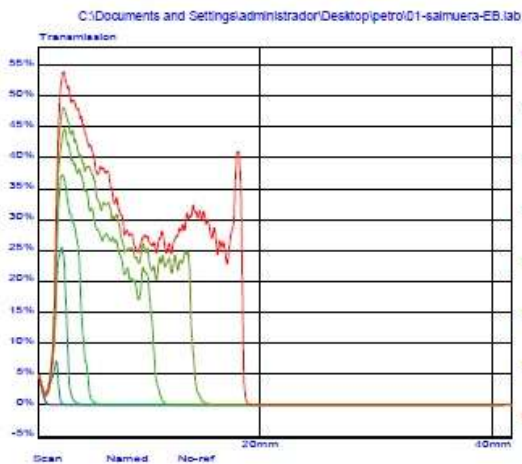
Figura 16: Turbiscan para NaCOOH 9ppg



NaCOOH 9 ppg

Fuente: MI—SWACO

Figura 17: Turbiscan para NaCOOH 9ppg + EB8490 + Antiespumante



NaCOOH 9 ppg + EB8490



NaCOOH 9 ppg + EB8490 + Antiespumante

Fuente: MI--SWACO

Por su parte los resultados del turbiscan, grafica de retrodispersion específicamente, muestra una separación de fases marcada al adicionarle aditivos para el caso de la prueba 2 y 3, además muestra como en las mezclas se tienen unos tamaños de partículas muy variados evidenciado en los colores de las curvas.

Se puede observar que para las pruebas 2 y 3 es similar, pero para la prueba 3 la variación de tamaños de las partículas presentes de la mezcla es menor, por lo que tendrá probabilidad más baja de tener problemas con sólidos.

Por esta razón la formulación 3 (formiato de sodio + preventor de emulsiones EB8490 + Antiespumante) es la recomendada para procesos de limpieza en los campos pertenecientes a los crudos analizados

5.3 FORMULACION ESPACIADORES DE LIMPIEZA

En las operaciones de WBCO son usados tres tipos de espaciadores de limpieza, cada uno cumple una función específica en cuanto a desprendimiento, remoción y desplazamiento de partículas sólidas o residuos de sólidos que se encuentren en la tubería de producción y revestimiento.

Estos tres espaciadores son definidos por volúmenes de fluido denominado píldoras y de esta forma se tienen la píldora Cáustica, la píldora viscosa y la píldora de Limpieza.

5.3.1 Píldora Cáustica

Su componente principal es la soda caustica, cuya función es disolver la retorta del lodo de perforación que queda adherida a la pared del revestimiento después de las operaciones de perforación. Al tener su función de modificación de alcalinidad se usa en concentraciones mayores a la del lodo de perforación para que la retorta formada por este pueda romperse. Su concentración habitual es de 3.66 lb/bbl y su densidad de 8.4 lb/bbl

5.3.2 Píldora viscosa

Tiene dos componentes el formiato de sodio en una concentración de 25 lb/bbl y un biopolímero viscosificante Duo-Vis de 2.75 lb/bbl. Donde la función principal es desplazar los sólidos desprendidos de la tubería como la retorta.

5.3.3 Píldora de Limpieza.

Tiene dos componentes un surfactante Safe Surf W 5.57% y un solvente Safe Solv OM 3.71%, la función del surfactante es limpiar la tubería y el solvente humecta la superficie para facilitar el desplazamiento de la píldora.

5.4 PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO

Para la píldora viscosa y de limpieza se realiza una prueba con el viscosímetro VG 35 con el objetivo de analizar y observar el comportamiento de cada una. Por otra parte la píldora caustica no requiere o no se acostumbra aplicarle pruebas de control debido a que su funcionalidad está fuertemente ligada con el lodo de perforación, pues en casos en que la alcalinidad es baja es usado de lo contrario no se hace necesario.

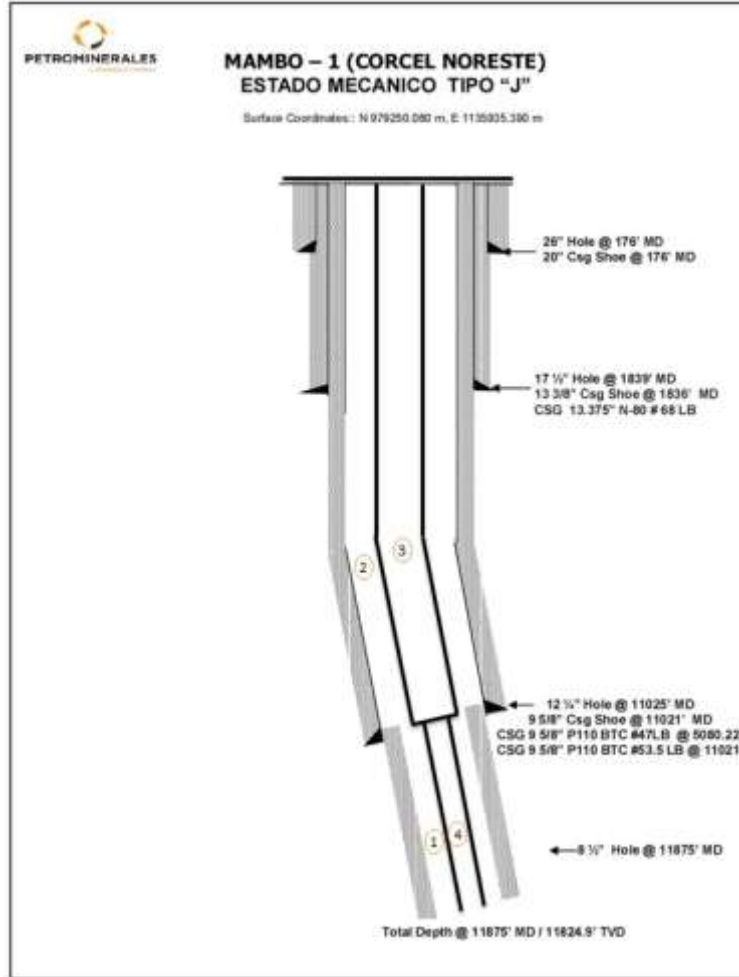
5.4.1 Prueba con el viscosímetro VG35

1. Se prepara la píldora adicionando los productos formulados
2. Caracterizar el lodo
3. Colocar 200 ml de píldora en la termo copa a 150°F ajuste la temperatura de la copa hasta que desplace 50 ml de píldora.
4. Encender el reómetro a 3 rpm durante 5 min
5. Tome con cuidado el rotor, limpie la base, péselo y regístrelo. Lave el rotor.
6. Colocar 200 ml de píldora en la termo copa a 150°F ajuste la temperatura de la copa hasta que desplace 50 ml de lodo.
7. Encender el reómetro a 3 rpm durante 15 min
8. Apague el equipo durante 10 minutos para que este se enfríe y no sufra algún daño.
9. Tome con cuidado el rotor, limpie muy bien la base, pesarlo y registrar dato
10. Colocar 200 ml de píldora en la termo copa a 150°F ajuste la temperatura de la copa hasta que desplace 50 ml de píldora
11. Se enciende el reómetro a la velocidad requerida en intervalos de 1,2,4,6 y 10 minutos, al finalizar de cada intervalo de tiempo se debe tomar con cuidado el rotor, limpiar muy bien la base, asignarle un puntaje a la apariencia entre 1 a 5 en rangos de 0.25, siendo 1 limpio y 5 sucio, fotografiarlo y pesarlo.

5.5 CALCULO DE VOLUMENES

Antes de calcular los volúmenes de las píldoras primero se realizan los cálculos para el estado mecánico que se está trabajando. Para este caso MAMBO 1.

Figura 18: Estado Mecánico Pozo Mambo..



Fuente: Petrominerales

Tabla 11: Información requerida para el cálculo.

	OD	ID	LB	Longitud
Csg inter	9 5/8	8.681	47	5080.22
Csg inter	9 5/8	8.535	53.5	5768.78
Liner	7	6.184		1000
DP	4 7/8	4.276		
DC	4 3/4	2.764		

Fuente: Petrominerales

5.5.1 Volumen de las secciones

Tabla 12: Volumen de las secciones.

Sección	OD	ID	BBL/FT	Long efec	bbl
1	6.184	4 3/4	0.0152315	1000	15.2315
2 (47 LB)	8.681	4 7/8	0.0501206	5080.22	254.6236
2 (53.5 LB)	8.535	4 7/8	0.0476788	5768.78	275.0488
3 (47 LB)		4.276	0.017762	5080.22	90.2347
3 (53.5 LB)		4.276	0.017762	5768.78	102.4649
4		2.764	0.0074215	1000	7.4215

Fuentes: Autores

V interno = 200 bbl

V anular = 550 bbl

V total = 750 bbl

5.5.2 Volumen del Hueco sin tubería

Tabla 13: Volumen del Hueco sin tubería

	lb	ID	FT	BBL/FT	
Csg inter	47	8.681	5080.22	0.073207	371.910011
Csg inter	53.5	8.535	5768.78	0.070766	408.23183
Liner		6.184	1000	0.037150	37.1496561

Fuentes: Autores

V total hueco= 817.291 bbl

5.5.3 Volumen de las píldoras

El volumen de las píldoras es determinado por el volumen interno de la tubería y considerando la sección del liner debido a que es en ese lugar donde se tiene el contacto con la formación después de cañonear. Para este estudio de caso Mambo 1 el volumen mínimo sería 200 bbl en píldora de limpieza sin tener en cuenta el volumen muerto o remanente que para casos prácticos se estima 15%.

De esta forma el volumen a preparar sería:

V píldora preparar = 230 bbl

5.5.4 Volumen total de fluido de limpieza

Además de las píldoras de limpieza se utiliza agua industrial y salmuera con el fin de humectar la superficie y arrastrar en su totalidad todos los residuos bombeando el volumen de salmuera hasta que la turbidez medida este en el rango admitido.

Específicamente el volumen de fluido de limpieza que se prepara es equivalente 1.5 el volumen del hueco, de lo cual su mayor porcentaje pertenece al fluido de completamiento.

De esta forma

$$\mathbf{V \text{ fluido limpieza} = 1.5 * 817 \text{ bbl}}$$

$\mathbf{V \text{ fluido limpieza} = 1225 \text{ bbl}}$

De los cuales el volumen de salmuera y agua seria

$$\mathbf{V \text{ sal} + w = 1225 - 230 \text{ bbl}}$$

$\mathbf{V \text{ sal} + w = 995.5 \text{ bbl}}$
--

Píldora de Cáustica:

Para el cálculo del volumen se tiene en cuenta el volumen del liner más un volumen muerto. Específicamente para el caso estudio si el volumen del liner es aproximadamente 20 bbl (anular e interno) y teniendo en cuenta el volumen muerto, el volumen a preparar seria **30 bbl**.

Píldora Viscosa y de limpieza

Para la preparación de la píldora viscosa y de limpieza se tiene en cuenta el volumen interno de la tubería que compone el BHA bajado en el liner junto con las herramientas de limpieza mecánica. Para ello a continuación se presenta para el caso ejemplo que se está tratando las tuberías principales del BHA bajado.

Tabla 14: Componente BHA Volúmenes.

Componente BHA	OD (in)	ID (in)	Capacidad (bbl/ft)	Longitud de Limpieza (ft)	Volumen a Preparar píldoras (bbl)
20 juntas DP	3.5	2.764	0.0074215	11785	87.46242215
10 juntas DC	4.75	2.344	0.0053374	11785	62.90144721

Fuentes: Autores

Como se observa la capacidad de las tuberías difiere en 2 unidades en orden -3 al igual que los volúmenes a preparar. Pero debido al resultado de los trabajos prácticos ejecutados en campo se ha llegado a estandarizar la capacidad y de acuerdo con ello el volumen a preparar. Se habla de una capacidad de 5 bbls por cada 1000 ft para ambas píldoras.

$$V_{pildora} = \frac{5 \text{ bbls}}{1000 \text{ ft}} * 11785 \text{ ft}$$

$$V_{pildora} = 58.95 \text{ bbls}$$

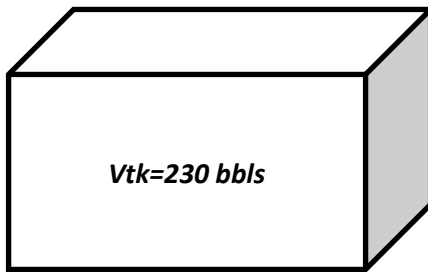
Para asegurar que la píldora viscosa transporte todos los residuos del lodo hasta superficie se deben preparar 2 baches del doble de dicha capacidad, es decir cada uno de 60 bbls para un total de 120 bbls recordando que estos valores son con referencia al caso de estudio.

Por su parte la píldora de limpieza es igual al valor de un bache de píldora viscosa 60 bbl ya que es lo mínimo necesario para asegurar una limpieza de la zona con el surfactante y teniendo en cuenta que los regímenes de flujo en el exterior de la tubería cambian ligeramente.

5.5.5 Volumen de tanques

Es importante mencionar el volumen de los tanques, pues es el lugar donde se van almacenar los fluidos antes de iniciar el desplazamiento y para sustentar que no es suficiente con ese espacio, sino que se necesitan tanques adicionales para tener el volumen total de desplazamiento

Figura 19: Volumen tanque



Normalmente en campo se dispone de tres tanques con capacidad para 230 bbls cada uno, y sabiendo que todos se llenan hasta el 95% de su capacidad se tiene:

$$\mathbf{Vtks = 655 \text{ bbls}}$$

Además sabiendo que las píldoras se preparan por separado es muy claro que es fundamental y necesario contar con otros recipientes para el almacenamiento del agua y la salmuera que se va desplazar.

Frac tank

Son tanques portables que usualmente transportan agua industrial o salmuera, en este caso su función es almacenar la salmuera a utilizar en el desplazamiento. Para esta operación se utilizan 2 o 3 de estos tanques con la capacidad adecuada para satisfacer el almacenamiento del fluido en su totalidad

Cash tank

Como requerimiento de norma los retornos o fluidos residuales que se obtienen después del desplazamiento no se pueden mezclar con los demás residuos de lodo de perforación, por tanto se deben almacenar en tanques denominados cash tank para evitar que los químicos usados contaminen más fluido.

5.6 SECUENCIA Y TASAS DE BOMBEO

Las tasas de bombeo se calculan con base en la velocidad de caída de la partícula y teniendo en cuenta la geometría del pozo. Para este caso se calculan según los diámetros del revestimiento intermedio y el liner de producción.

Para la sección del liner se tiene

$$Q = 0.03715 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} * 150 \text{ ft}/\text{min}$$

$$Q = 5.57 \frac{bbl}{min}$$

Para el revestimiento se tiene

$$Q = 0.073207 \frac{bbl}{ft} * 150 ft/min$$

$$Q = 10.98 \frac{bbl}{min}$$

5.6.1 Secuencia de bombeo

Teniendo en cuenta las tasas de bombeo calculadas y ajustadas a números entero 6 y 12 bbl/min se presentan en orden de secuencia así:

Tabla 15: Píldoras de limpieza.

Fluido	Volumen (bbl)	Volumen Acumulado (bbl)	Rata de Bombeo (bbl/min)
Píldora caustica	25	25	6
Píldora Viscosa	50	75	6
Píldora de Limpieza	60	135	6
Píldora Viscosa	50	185	10
Agua	150	335	12
Salmuera	1200*	1535	12

Fuentes: Autores

5.6.2 Unidad de filtración utilizada

Debido a que es una operación de limpieza de debe garantizar que la salmuera y el agua desplazada sean lo más limpias posible. Para esto es utilizada una unidad de filtración que se compone de dos partes; la primera parte hace alusión a un sistema de filtración por cartuchos, que retiene los sólidos de mayor tamaño y en segundo lugar posee un sistema de filtración con arena diatomeas con poro de filtración de aproximadamente 2 micrones.

Cabe resaltar que este sistema no posee mecanismo propio de energía por lo que se hace necesario utilizar una bomba centrífuga que es la encargada de impulsar el fluido por el sistema.

Esta unidad remueve gran cantidad de solidos pasando de una turbidez de 117 a 37 NTU.

5.6.3 PARAMETROS CONSIDERADOS

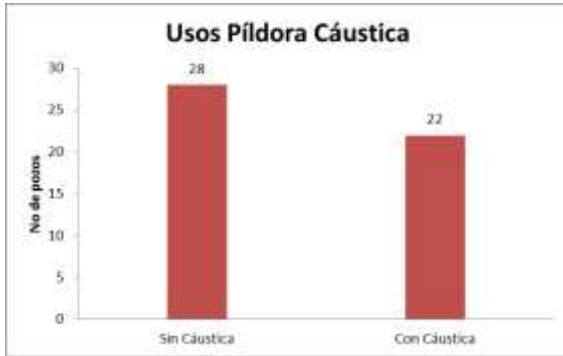
Los parámetros revisados como se mencionó en la parte teórica son la viscosidad de embudo, la densidad o peso específico, el yield point, el pH y la turbidez tanto de las píldoras de limpieza como de la salmuera utilizada.

Es importante tener en cuenta que el parámetro que indica la finalización del desplazamiento es cuando la turbidez sea menor 50 NTU.

5.7 ANALISIS DE WBCO EJECUTADOS A LA FECHA

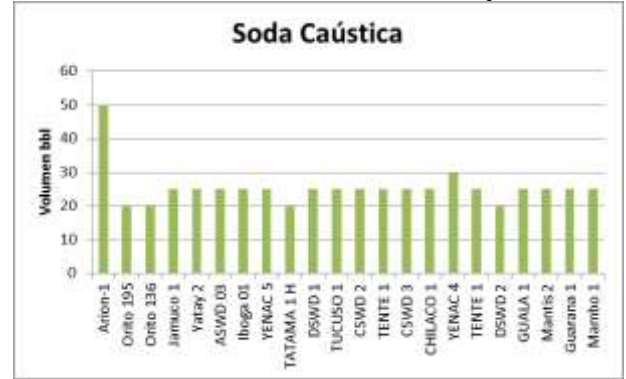
5.7.1 Píldora Cáustica

Grafica 5: Usos Píldora caustica



Fuente: Autores

Grafica 6: Píldora caustica en pozos

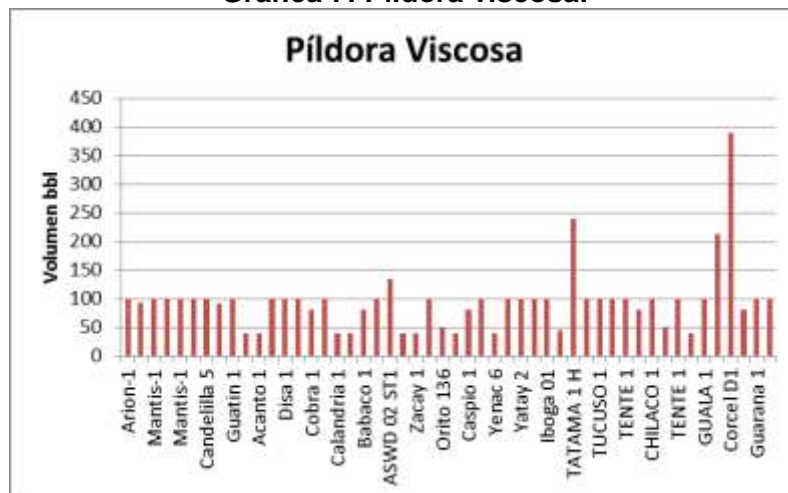


Fuente: Autores

De las operaciones de limpieza química que se han realizado a la fecha se puede observar que para el caso de la píldora cáustica no es continuo su uso en los procedimientos, debido a que quizás por las propiedades del lodo no es tan alcalino para justificar su utilización. Por otra parte se puede observar en la gráfica de la derecha que en los procedimientos utilizados tiene un volumen promedio de 25 bbls, por lo que se puede sugerir su estandarización a este volumen.

5.7.2 Píldora Viscosa

Grafica 7: Píldora viscosa.



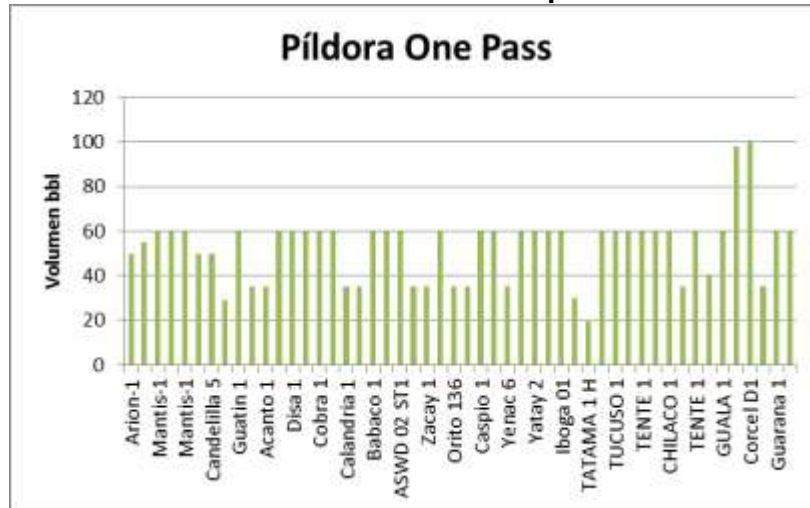
Fuente: Autores

Por su parte la píldora viscosa muestra en la gráfica que su valor promedio de utilización en los procesos de limpieza química es 100 bbls con algunas excepciones en tres pozos

que debido a la abundancia de residuos después de la cementación y en ocasiones de cementaciones remediales fue oportuno usar mas este tipo de fluido.

5.7.3 Píldora de Limpieza

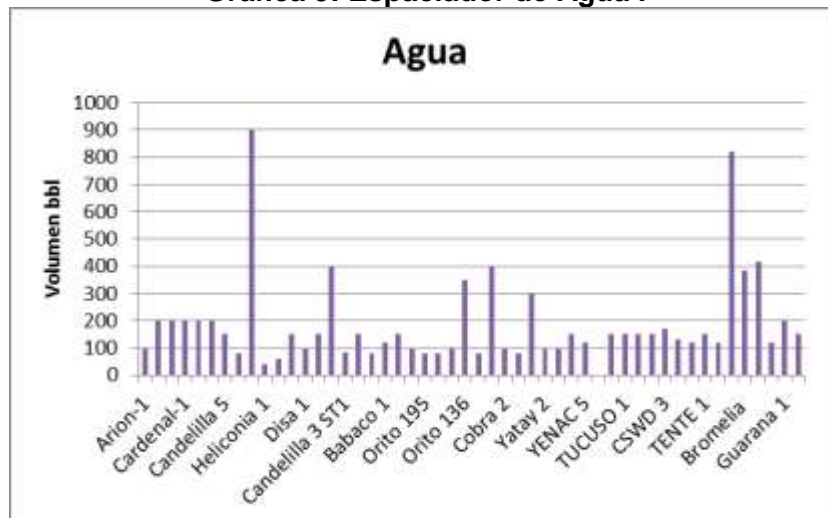
Grafica 8: Píldora de Limpieza.



Fuente: Autores

Por su parte la píldora limpieza o píldora one pass como la llaman los distribuidores, muestra que su valor promedio de utilización en los procesos de limpieza química es 60 bbls con algunas variaciones en cuanto utilización de menos volumen o más volumen debido a que el estado de la tubería no está igual de sucio.

Grafica 9: Espaciador de Agua .



Fuente: Autores

El agua muestra que a excepción de los 8 pozos donde su volumen es grande, se puede considerar un volumen de 150 bbls promedio para los demás.

6. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Las operaciones de WBCO han sido adoptadas como una práctica estándar por PETROMINERALES debido a que, durante los dos años que llevan realizando estos procedimientos han comprobado los beneficios de esta limpieza. Para resaltar, se pueden nombrar la reducción del daño a la formación, mayor índice de productividad, disminución de costos por mantenimiento-daño de las B.E.S y menores tiempos no productivos.

Así que la intención de este proyecto de grado, no es validar los beneficios de realizar WBCO en los pozos, sino que durante la ejecución de este proyecto se busca que los procedimientos sean más eficientes y más rentables económicamente, respetando las políticas de HSE de la empresa. Por ello, el análisis costo-beneficio que se presenta a continuación, hace referencia a unos puntos claves que se encontraron durante la revisión de los costos de esta operación en paralelo con los beneficios obtenidos.

6.1 Selección de Herramientas para realizar WBCO:

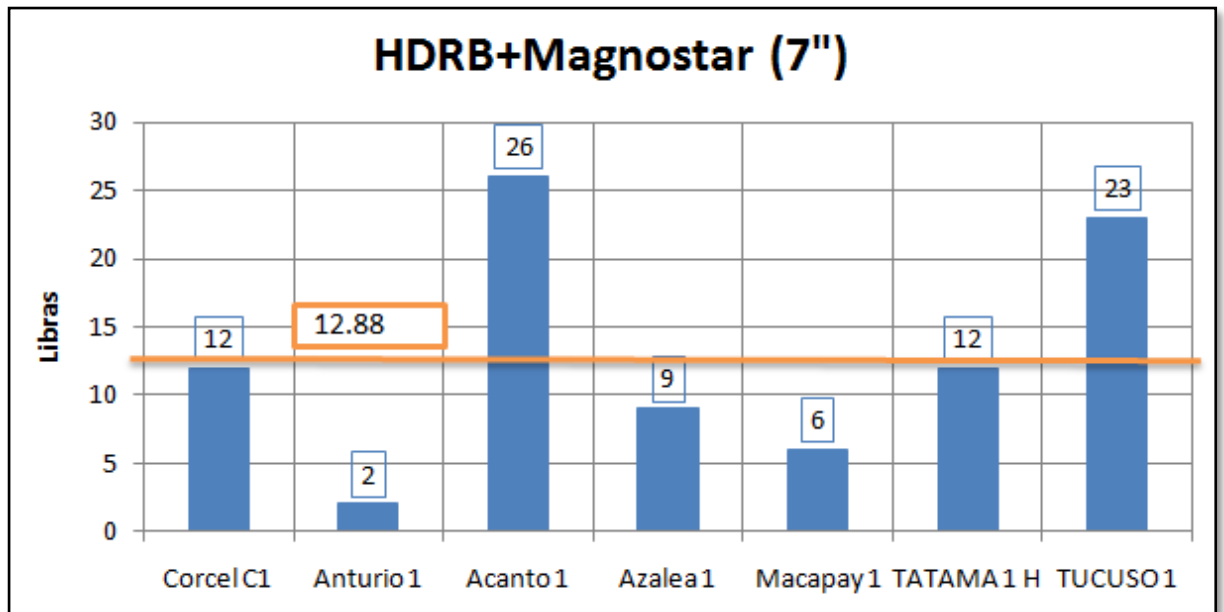
NOTA: Este ítem se centrara en las herramientas que se usan con mayor frecuencia en la operación de limpieza de PETROMINERALES. (Grafica 2)

Durante el desarrollo del trabajo surgió la duda del por qué en algunos casos se utilizaba el dúo Heavy Duty Razor Back-Magnostar y en otros se utilizo la Multiback. Por ello, se realizara un análisis costo-beneficio con el fin de entender que tan eficiente está siendo esta selección.

Con el fin de evaluar los beneficios que se obtienen tanto con el dúo (HDRB+Magnostar) como con la Multiback, se busca un punto de referencia que permita comparar el desempeño entre ellas a través de data registrada durante las operaciones. Este punto de referencia, corresponde a la capacidad que tienen las herramientas de recoger material ferroso durante la limpieza.

A continuación, se presenta una serie de diagramas que muestran el material ferroso recuperado por PETROMINERALES con el dúo (HDRB+Magnostar) en los diferentes casing en los que se ha corrido.

Grafica 10. Material Ferroso Recogido con el dúo de 7" (HDRB + Magnostar)



Fuente: Autores

Según la grafica, el promedio de shaving que se recogió con el dúo de 7" corresponde a 12.88 lbs y la cantidad máxima corresponde a 26 lbs.

Ahora, se analizara el potencial de la Multiback de 7" con el fin de verificar si esta basura se hubiese podido recuperar con el uso de esta herramienta.

Tabla 16: Multiback 7.

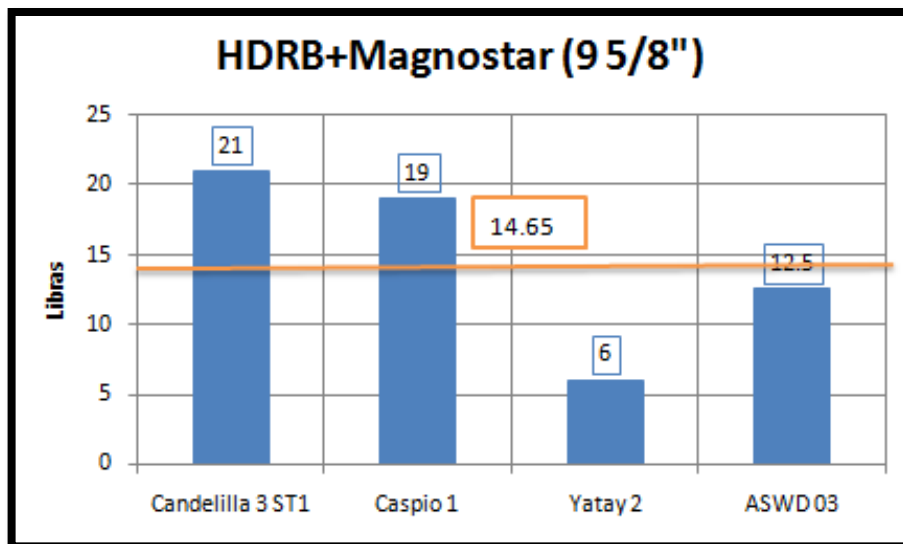
Tool	Longitud de la sección magnética	Número de imanes activos	Potencial de metal recuperado basado en su máxima capacidad	Máxima cantidad de metal recuperado en un pozo de PETROMINERALES corriendo Mback 7"
Multiback 7"	21"	30	21 lbs	20 lbs

Fuente: Autores

Al hacer el paralelo entre el potencial máximo del Multiback(columna 4) y el promedio del shaving que se ha recuperado con el dúo, se puede concluir que, el Multiback estaría en las condiciones de recoger el promedio de las 12.88 lbs. Sin embargo, existen dos datos que se encuentran por encima del potencial de Multiback colocando en duda la eficiencia de correr solo un MultiBack de 7".

Así que, si se desea reemplazar el dúo de 7" por la Multiback de 7" debe evaluarse las características del pozo y al final si decidir si se desea tomar el riesgo o no de correr únicamente la Multiback de 7".

Grafica 11. Material Ferroso Recogido con el dúo de 9 5/8" (HDRB + Magnostar) en un solo csg.



Fuente: Autores

Según el diagrama, el promedio de shaving que se recogió con el dúo de 95/8" corresponde a 14.65 lbs y la cantidad máxima corresponde a 21 lbs.

Ahora, se analizara el potencial de la Multiback de 9 5/8" con el fin de verificar si esta basura se hubiese podido recuperar con el uso de esta herramienta.

Tabla 17: Multiback 9 5/8.

Tool	Longitud de la sección magnética	Número de imanes activos	Potencial de metal recuperado basado en su máxima capacidad	Máxima cantidad de metal recuperado en un pozo de PETROMINERALES corriendo Mback 9 5/8"
Multiback 9 5/8"	22.5"	36	52 lbs	N.A*

Fuente: Autores

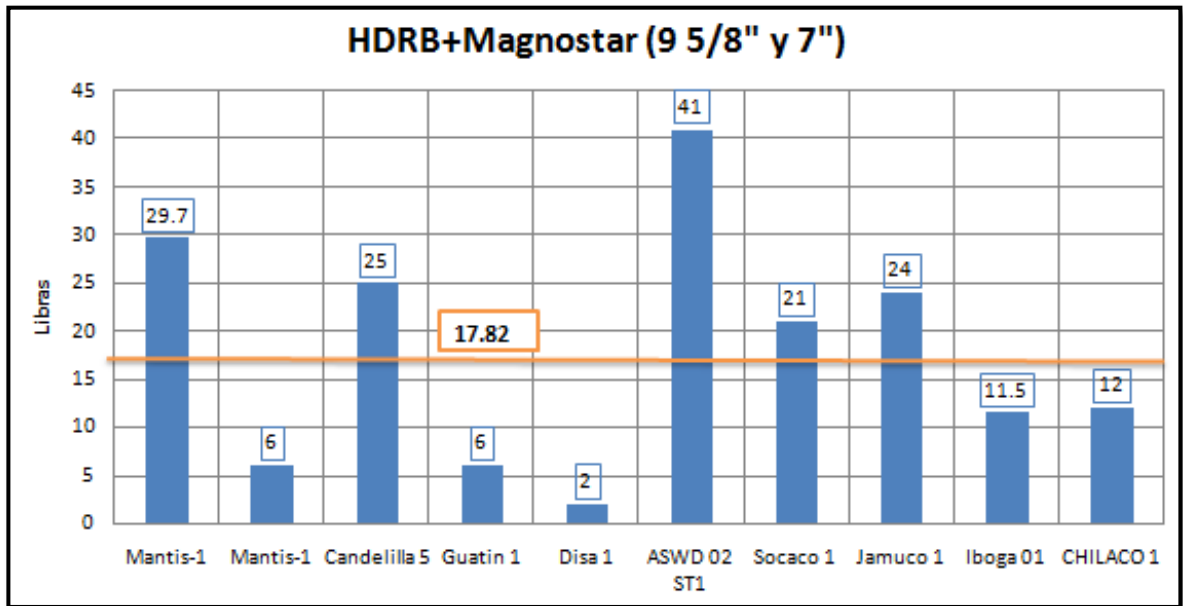
N.A*: No aplica debido a que, en ningún pozo en los que se ha hecho WBCO solo se ha corrido Multiback de 9 5/8".

Sin embargo, al hacer el paralelo entre el potencial máximo del Multiback(columna 4) y el promedio del shaving que se ha recuperado con el dúo, se puede concluir que el Multiback estaría en condiciones de recoger el promedio de las 14.65 lbs e incluso, la máxima cantidad de material ferroso que se ha recuperado con el dúo de 9 5/8" que corresponde a 21lbs.

Así que, se puede reemplazar el dúo (HDRB+MagnoStar) de 9 5/8" con la Multiback 9 5/8".

Ahora, se comparara el uso de 2 dúos (HDRB+Magnostar) uno de 9 5/8" y el otro de 7" con el uso de 2 Multiback, una de 9 5/8 y la otra de 7".

Grafica 12. Material Ferroso Recogido con dos dúos HDRB + Magnostar (Uno de 9 5/8" y el otro de 7").



Fuente: Autores

Según el diagrama, el promedio de shaving que se recogió con dos dúos (9 5/8" y de 7") corresponde a 17.82 lbs y la cantidad máxima corresponde a 41 lbs.

Ahora se analizara el potencial de correr en conjunto 2 Multiback, una de 9 5/8" y la otra de 7", con el fin de verificar si se pueden reemplazar los 2 dúos por 2 multiback.

Tabla 18: Multibacks.

Tool	Longitud de la sección magnética	Número de imanes activos	Potencial de metal recuperado basado en su máxima capacidad	Máxima cantidad de metal recuperado en un pozo de PETROMINERALES corriendo Mback 7"
Multiback 7"	21"	30	21 lbs	20 lbs
Multiback 9 5/8"	22.5"	36	52 lbs	N.A
TOTAL:			73 lbs	

Fuentes: Autores

Al hacer el paralelo entre el potencial máximo del conjunto de las dos Multiback(columna 4) y el promedio del shaving que se ha recuperado con los dos dúos, se puede concluir

que, los dos Multiback estarían en las condiciones de recoger el promedio de las 17.82 lbs e incluso, de recuperar la máxima cantidad de material ferroso que se recolecto con los dos dúos (41 lbs).

Se puede concluir que, dos Multiback (una de 9 5/8" y la otra de 7") pueden reemplazar dos dúos (HDRB+Magnostar) uno de 9 5/8" y el otro de 7".

Así que a continuación, se realizara un análisis económico de la idea de reemplazar los dúos (HDRB+Magnostar) por Multibacks. Se presenta la lista de precios de estas herramientas:

Tabla 19: LISTADO DE PRECIOS DE MI-SWACO PARA LAS HERRAMIENTAS QUE SE UTILIZAN CON MAYOR FRECUENCIA EN LOS POZOS DE PETROMINERALES.

Descripción	Cantidad	Costo - Unidad (US \$)
Renta 7" Heavy Duty Razor Back. 7 Días + Cargo por servicio de Inspección, Mantenimiento.	1	6,300
Renta 7" MultiBack. 7 Días + Cargo por servicio de Inspección, Mantenimiento.	1	
Renta 7" Magnostar. 7 Días + Cargo por servicio de Inspección, Mantenimiento.	1	9,300
Renta 9 5/8" Heavy Duty Razor Back. 7 Días + Cargo por servicio de Inspección , Mantenimiento.	1	7,300
Renta 9 5/8" MultiBack. 7 Días + Cargo por servicio de Inspección, Mantenimiento.	1	
Renta 9 5/8" Magnostar. 7 Días + Cargo por servicio de Inspección, Mantenimiento.	1	11,900
Después del día 7mo, Día adicional por herramienta	1	500
Ingeniería por día, Incluye transporte del ingeniero Bogotá -Pozo-Bogotá	1	600
Movilización de Herramientas Yopal-Área Casanare-Yopal	1	750

Fuente: MI-SWACO

Al revisar los costos del dúo HDRB y el Magnostar en comparación con la Multiback, se tiene lo siguiente:

Tabla 20: Costo de herramientas.

Tamaño de las herramientas	Herramientas	Costo total por servicio de Herramientas
7"	HDRB + Magnostar	\$ 15,600
	Multiback	
9 5/8"	HDRB + Magnostar	\$ 19,200
	Multiback	
9 5/8" + 7"	HDRB + Magnostar	\$ 34,800
	Multiback	

Fuente: Autores

Suponiendo que, los 7 días de servicio son suficientes para realizar la operación.

El dúo magnostar y HDRB se utiliza con frecuencia y brinda igual efectividad que la Multiback, sino que, es más costoso este dúo de herramientas que alquilar solo el servicio de la Multiback. Existe otra desventaja de el Magnostar y el HDRB respecto al Multiback, y consiste en que, este último se le puede hacer mantenimiento debido a que sus partes se pueden remover, en cambio al dúo no, pero esto no le genera ninguna desventaja a PETROMINERALES.

El hecho de que en los pozos aún se siga utilizando HDRB y Magnostar, depende de que MI-SWACO solo tiene disponibles 6 Multiback en Colombia, y cómo PETROMINERALES no tiene contrato de exclusividad con MI-SWACO, entonces si las Multiback están ocupadas y PETROMINERALES requiere el servicio de limpieza, MI-SWACO le presta el servicio con el Magnostar y el HDRB.

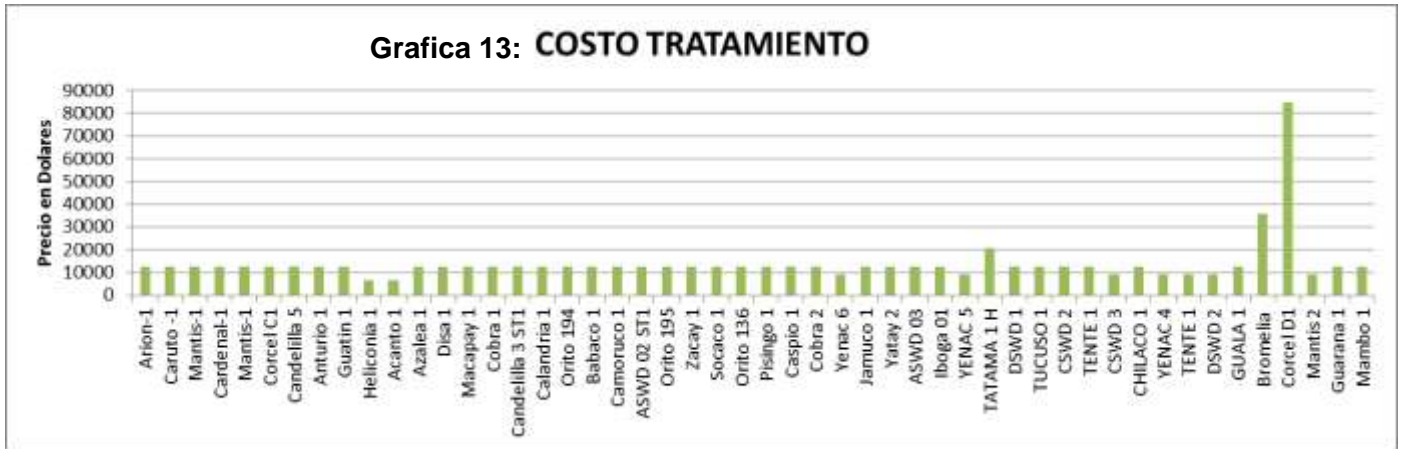
La configuración que se realiza cuando se utiliza el dúo de limpieza es la siguiente, se baja primero el HDRB y luego el Magnostar, para que así, la viruta que remueve de las paredes del pozo no se me vuelva a pegar.

6.2 Selección de Químicos para realizar WBCO:

Como consecuencia de no tener información de producción actualizada de los pozos revisados, no se puede hablar de un análisis costo beneficio específicamente. Pero si se puede abordar temas relacionados sobre la justificación de los costos del tratamiento y explicaciones relacionadas.

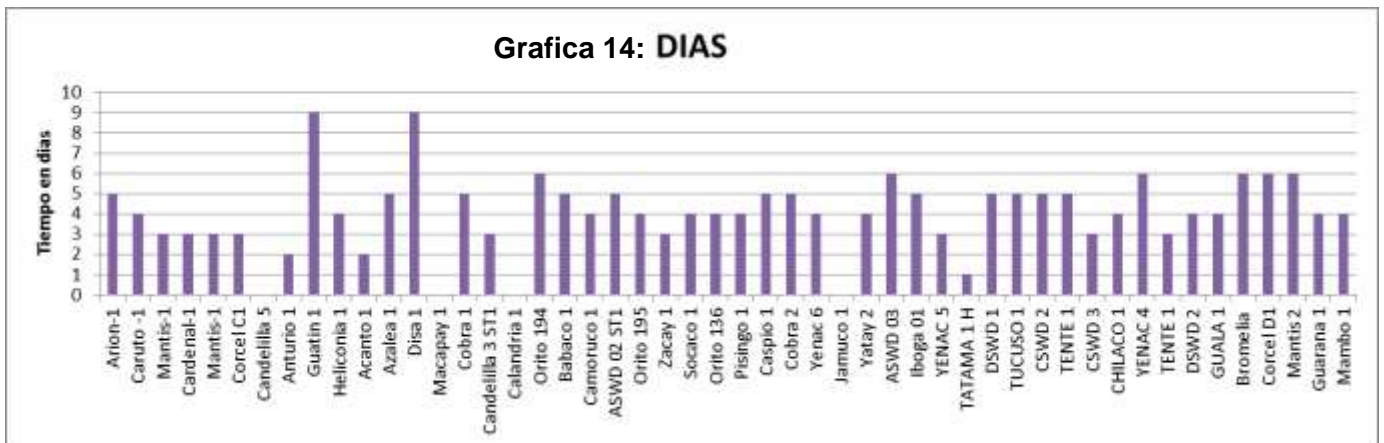
El análisis de costos con relación al tratamiento químico se centra en hacer una revisión de los costos, donde se puede evidenciar una anomalía en el costo del tratamiento sin el uso de píldora caustica que es el mismo a con su uso en algunos procedimientos ejecutados.

Esta anomalía tiene su justificación que radica en que como se indicó con anterioridad la píldora caustica tiene su función específica pero cuando no es utilizada, la ingeniería del proceso hace un ajuste aumentando la concentración de la píldora de limpieza modificando internamente la composición del solvente y surfactante.



Fuente: Autores

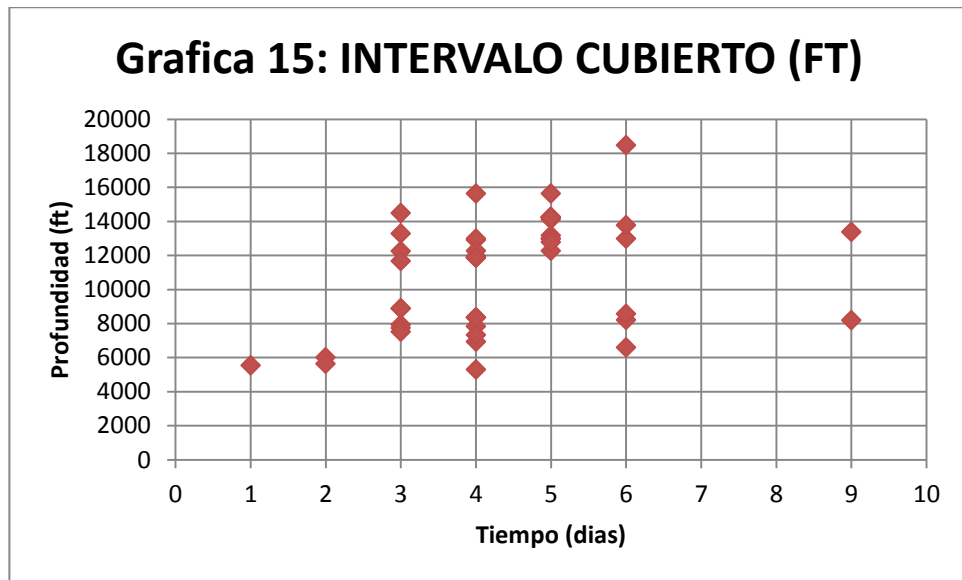
De la gráfica anterior se puede observar que la mayoría de los tratamientos químicos de limpieza oscilan en un valor de 12500 USD con la excepción de dos pozos que debido a inadecuados desplazamiento se tuvo que desplazar volúmenes nuevos de píldoras en especial la viscosa lo que produjo el aumento en los costos.



Fuente: Autores

En cuanto a la duración del tratamiento químico no se puede analizar individualmente pues los registros presentados hacen alusión a la limpieza mecánica y química en conjunto, pero lo que sí se puede inferir es que el tiempo aunque pueda pensar que está ligado a la profundidad del pozo que se está limpiando, no tiene dicha relación estrecha,

pues el tiempo depende de agentes externos como la limpieza de los tanques, la filtración adecuada y oportuna del fluido de completamiento, y daños o reparaciones de algunos equipos entre otros.



Fuente: Autores

Considerando la unidad de filtrado de salmuera en los costos del procedimiento químico, es necesario mencionar que aunque es un servicio eficiente el que desempeña, debería realizar sus mantenimiento antes de la operación y específicamente no en campo para no retrasar el cronograma propuesto.

7. GUIA PARA EJECUTAR EL WBCO

7.1 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

El objetivo del manual es proporcionar una guía para la ejecución de la operación de Well Bore Clean Out en los pozos del campo corcel, PETROMINERALES.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Explicar paso a paso todo el proceso requerido para la ejecución de WBCO que se realiza en los pozos del campo corcel.
- Recopilar toda la información necesaria durante la operación de WBCO de tal manera que, sea de fácil entendimiento.

7.2 ALCANCE DEL MANUAL

Este es un manual técnico de procedimientos del WellBore Clean Out en las operaciones de completamiento y workover en los pozos del campo Corcel (PETROMINERALES)

7.3 CONDICIONES GENERALES

7.3.1 Normas De Seguridad

Es obligatorio el uso de elementos de protección personal básicos para el ingreso y otros más específicos de ser necesarios a la hora del desarrollo de las actividades dentro del área. Tales como:



7.3.2 Requisitos de la operación de WBCO

Son necesarios los equipos, herramientas e insumos que se describen en cada procedimiento específico.

El personal que se requiere durante la operación corresponde:

Un (1) Perforador, encargado de estar pendiente en el taladro a cualquier eventualidad.

Un (1) Ingeniero de lodos para la preparación de salmuera y realización de pruebas.

Un (1) Ingeniero WBCO, supervisor de la química.

Un (1) Ingeniero WBCO, supervisor de herramientas.

Dos (2) Operadores para la Unidad de Filtrado.

Cuatro (4) obreros de patio.

Un (1) Ingeniero de Fluidos POLINEX para el manejo de fluidos de retorno.

7.3.3 Frecuencia del WBCO

La frecuencia de la ejecución del WBCO Químico y Mecánico es de 2 veces por mes en los pozos del campo corcel, ya sea en completamiento inicial o en intervención de pozos.

7.4 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL WBCO MECANICO

7.4.1 OBJETIVOS WBCO MECANICO

- Limpiar el pozo con mayor eficiencia.
- Remover los residuos que se encuentren en las paredes del liner y/o casing del completamiento.
- Capturar todos los desechos metálicos que se encuentren en el pozo.

7.4.2 HERRAMIENTAS DE WBCO MECÁNICO

- MULTIBACK (ANEXO 2)
- HEAVY DUTY RAZOR BACK (HDRB) (ANEXO 3)
- MAGNOSTAR Y MAGNOSWEEP (ANEXO 4)

7.4.3 PROCEDIMIENTO PREOPERACIONAL DEL WBCO MECÁNICO

- Verificar que todas las herramientas y/o equipos y personal involucrados en el proceso estén en la locación 24 horas antes de iniciar la operación. Para ello, revise el ANEXO 1 y asegúrese, de que lo se encuentra en el anexo esté en locación. (Tenga en cuenta, el diámetro del liner del pozo)
- Recibir reporte del asistente del taladro 24 horas antes de iniciar la operación, en el que se verifique que todo esté listo para iniciar el WBCO



Fuente: Autores

- Revisar y asegurarse del cumplimiento de los roles y responsabilidades de todos los individuos. Ver ANEXO 6
- Todas las herramientas y equipos deben ser medidos en locación, antes de ser corridos (longitud, OD, ID y el Fishing Neck). Registrar las medidas en el Job Report.
- Tenga en cuenta, los parámetros operacionales de las herramientas que está corriendo en el pozo. Ver ANEXO 8
- Revisar y discutir la evaluación de riesgos. Ver ANEXO 7.
- Identificar las áreas destinadas para recoger y descargar las herramientas. (Nota: Para cada operación anexe el Layout del pozo).
- Usar la menor cantidad de grasa posible en las roscas de la tubería cuando se está realizando el levantamiento y RIH de la tubería. Limpiar el exceso de grasa después de realizar las conexiones entre las tuberías.
- Registrar parámetros cada 3000 ft y cualquier cambio en el tamaño del Drill pipe en el Job Report.

7.4.4 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DURANTE EL WBCO MECÁNICO



Magnostar



Multiback



Heavy Duty Razor Back

Fuente: Autores

1) Realizar la reunión pre-operacional con todo el personal involucrado durante la limpieza. Discutir y revisar el plan de trabajo y el análisis de riesgos.

2) Armar la primera sección* de la sarta de limpieza y empezar RIH.

Descripción de la Primera sección*: Según el tamaño del liner arme la configuración descrita.

Tabla 21: Configuración Liner Multiback.

Para Liner de 5"		Para Liner de 7"	
Cantidad	Descripción	Cantidad	Descripción
1	Broca de 4 1/8" (2 3/8" Pin)	1	Broca de 6" (3 1/2" Pin)
1	Bit Sub (2 3/8" Pin X 2 7/8" Box up)	1	Bit Sub (3 1/2" Pin X 3 1/2" Box up)
1	Multiback de 5" NC38 (Box up)	1	Multiback de 7" NC38 (Box up)

Fuente: Autores

Si MI-SWACO no tiene disponibles Multiback, la configuración de la primera sección de la sarta de desplazamiento corresponde:

Tabla 22: Configuración Liner Magnostar y Heavy Duty Razor Back.

Para Liner de 5"		Para Liner de 7"	
Cantidad	Descripción	Cantidad	Descripción
1	Broca de 4 1/8" (2 3/8" Pin)	1	Broca de 6" (3 1/2" Pin)
1	Bit Sub (2 3/8" Pin X 2 7/8" Box up)	1	Bit Sub (3 1/2" Pin X 3 1/2" Box up)
1	Heavy Duty Razor Back de 5" NC38 (Box up)	1	Heavy Duty Razor Back de 7" NC38 (Box up)
1	Magnostar de 5" NC38 (Box up)	1	Magnostar de 7" NC38 (Box up)

Fuente: Autores



Bit Sub



Broca

Fuente: Autores

Ensamblaje de las herramientas de limpieza.



FOTO 7



FOTO 8

Fuente: Autores

3) RIH de la segunda sección* de la sarta de limpieza. La tubería debe ser bajada al pozo por paradas y debe llenarse con salmuera cada 1000fts.

Descripción de la Segunda sección*:

Tabla 23: Configuración Accesorios BHA

Para Liner de 5"		Para Liner de 7"	
Cantidad	Descripción	Cantidad	Descripción
1	Crossover (2 7/8" Pin x 2 3/8" Box up)	Requerida*	Drill Collar y/o Drill Pipe (3 1/2" NC 38 (Box up)
Requerida*	Drill Pipe 2 3/8" NC38 (Box up)		
1	Crossover (2 3/8" Pin x 2 3/8" Box up)	1	Crossover (3 1/2" Pin x NC 50 Box up)

Fuente: Autores

Requerida*: Tubería necesaria para alcanzar la profundidad a la que se encuentra la siguiente sección que se desea limpiar.



FOTO 9

Fuente: Autores

4) Conectar la tercera sección* de la sarta de limpieza y continuar RIH.

Descripción de la Tercera sección*: Según el tamaño del liner arme la configuración descrita.

Tabla 24: Configuración Box up Liner Multiback.

Para Liner de 5"		Para Liner de 7"	
Cantidad	Descripción	Cantidad	Descripción
1	Multiback de 7" NC38 (Box up)	1	Multiback de 9 5/8" NC50 (Box up)
Requerida*	Drill Pipe (3 1/2" NC 38 (Box up))	Requerida*	Drill Pipe NC 50 (Box up)

Fuente: Autores

Requerida*: Tubería necesaria para alcanzar superficie.

Si MI-SWACO no tiene disponibles Multiback, la configuración de la primera sección de la sarta de desplazamiento corresponde:

Tabla 25: Configuración Box up Liner Magnostar y Heavy Duty Razor Back.

Para Liner de 5"		Para Liner de 7"	
Cantidad	Descripción	Cantidad	Descripción
1	Heavy Duty Razor Back de 7" NC38 (Box up)	1	Heavy Duty Razor Back de 9 5/8" NC50 (Box up)
1	Magnostar de 7" NC38 (Box up)	1	Magnostar de 9 5/8" NC50 (Box up)
Requerida*	Drill Pipe (3 1/2" NC 38 (Box up))	Requerida*	Drill Pipe NC 50 (Box up)

Fuente: Autores

Requerida*: Tubería necesaria para alcanzar superficie.

5) Antes de llegar al TOL, 100 pies arriba registrar parámetros de: Peso sarta subiendo, peso bajando, peso neutro. Registrar en el Job Report.

Tabla 26: Registro Job Report.

Peso sarta subiendo (lbs)	
Peso sarta bajando (lbs)	
Peso neutro (lbs)	

Fuente: Autores

- 6) Una vez en el TOL, limpiar y repasar cada parada de tubería 2 veces reciprocando sarta arriba y abajo.
- 7) El ingreso al Liner se debe realizar despacio y lavando con salmuera, al caudal que se indica a continuación.

$$\text{Caudal inicial}(GPM) = \text{Capacidad del último csg} \left(\frac{bbl}{ft} \right) * 150 \left(\frac{ft}{min} \right) * \frac{42 gal}{1 bbl}$$

- 8) Si se encuentra restricción circular salmuera a un caudal superior al 20% del caudal inicial, además, debe rotar la tubería entre 50 y 60 RPM y teniendo en cuenta los siguientes parámetros operacionales.

Máximo WOB (lbs)

10.000

RPM	50-60
Máximo Torque(*) (lb/ft)	5.000
Torque límite (lb/ft)	6.500

(*) Si se supera el máximo valor bajar las RPM a 50 (A mayor RPM mayor torque pues, la velocidad da fuerza).

En caso de que ocurra nueva obstrucción, operar de acuerdo a lo descrito manteniendo permanente comunicación con el representante de PETROMINERALES y el operador de M-I SWACO.

- 9) Cuando llegue al fondo Aplicar procedimiento operacional WBCO químico (Ver numeral 7.5)
- 10) Sacar sarta a superficie (POOH).

7.4.5 PROCEDIMIENTO POST OPERACIONAL DEL WBCO MECÁNICO.



Fuente: Autores

FOTO 10

Para el desarrollo de este numeral, tenga en cuenta la lista de chequeo No.1. (Ver ANEXO 9).

- 1) Una vez que la herramienta alcanza la superficie, se registrará fotográficamente y se tomará muestras del material recogido por las herramientas. Los residuos que quedan adheridos en los imanes deben ser pesados y su medición debe ser registrada en el Job Report.



Fuente: Autores

- 2) Los representantes de PETROMINERALES y MISWACO verificaran, el desgaste, rotura y estado general de la herramienta.
- 3) Después de realizar el trabajo de limpieza. Revisar las acciones realizadas durante el procedimiento y registrar las lecciones aprendidas, además las oportunidades de mejora que se observaron durante la ejecución del WBCO en el Job Report.

7.5 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL WBCO QUIMICO

7.5.1 OBJETIVOS

- Limpiar, remover y circular partículas dejadas en el anular del revestimiento de 7" y de 9 5/8" para el estado mecánico que se pretenda trabajar.
- Romper la retorta de lodo presente en las paredes internas del revestimiento mediante el uso de químicos.
- Dejar la pared interna del revestimiento humectada por salmuera después de la operación.
- Alcanzar parámetros óptimos relacionados con la turbidez, la cual debe ser menor a 50 NTU.

7.5.2 EQUIPOS

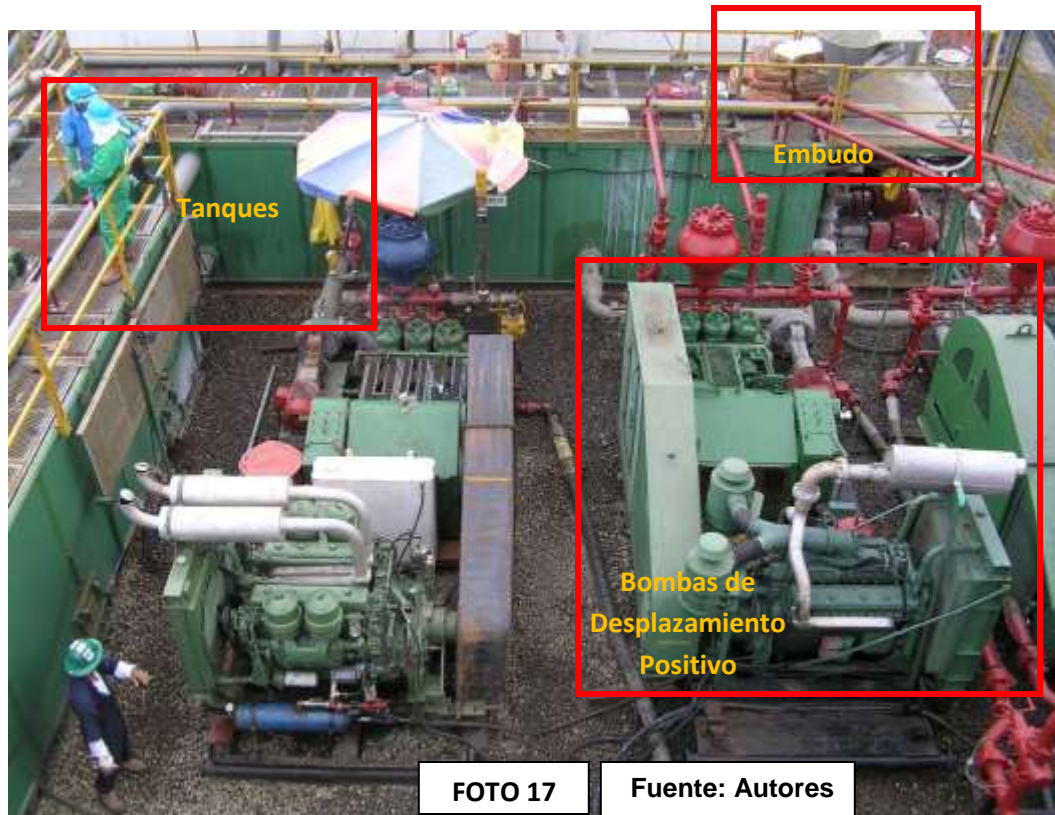
Para el WBCO químico se utilizan los siguientes equipos:

- Una (1) Unidad de Filtrado de doble mecanismo (Diatomea- Cartuchos)

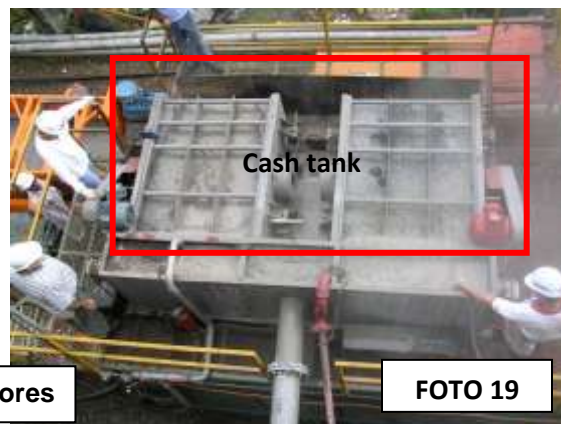


- Una (1) Bomba centrífuga para transferencia de salmuera de los tanques a la unidad de filtrado.





- Tres (3) Tanques de lodo para la preparación de las píldoras de limpieza.
- Dos (2) Bombas de desplazamiento positivo de lodos para el desplazamiento de las píldoras.



Fuente: Autores

- Tres (3) Tanques de almacenamiento de salmuera (frac tank) para almacenar la salmuera filtrada.
- Dos (2) Tanques de recibo de retornos (Cash tank) para almacenar el retorno de las píldoras.
- Un (1) Embudo para adición del químico a los tanques



FOTO 20



- Un (1) Ph-metro para medir el pH de las píldoras y el de la salmuera para control de parámetros.
- Un (1) Medidor de Turbidez nefelométrico para medir la turbidez de la salmuera.
- Un (1) Embudo Marsh para medición de la viscosidad en segundos.
- Tres (3) Agitadores para mezclar los componentes de cada píldora.



7.5.3 PROCEDIMIENTO PREOPERACIONAL

Las tareas previas que se deben realizar antes de la operación son: revisión del estado de los equipos, filtración de la salmuera, preparación de las píldoras de limpieza y Definición de parámetros claves de control.

7.5.3.1 Revisión del Estado de los Equipos

Antes de comenzar con la operación se deben revisar los siguientes ítems:

- Disposición de la química (Duo-vis, Formiato de Sodio, Surfactante y Solvente) (ver anexo 10-14 información de cada químico) en la locación. Para ello se revisa la bodega de almacenamiento de químicos, donde se debe encontrar la cantidad necesaria y la ficha técnica de seguridad de cada uno.



FOTO 22

Fuente: Autores

- Verificación visual de las líneas desde los tanques hasta las bombas, con el fin que estas no presenten fugas.
- Realizar prueba de estanqueidad. La presión que registre el manómetro de las bombas debe ser igual al registrado en la consola del perforador.
- Los tanques (Tanques de lodos, Cash Tank y Frac Tank) deben estar completamente limpios.
- Las válvulas de compuerta ubicadas en los tanques deben estar operando correctamente.
- Se debe disponer de la cantidad necesaria de agua industrial en la locación.
- Instalar y probar la línea de desplazamiento que envía agua lodo del tanque de píldora a control de sólidos. La prueba consiste en enviar un bache pequeño al sistema de control de sólidos y verificar que esté llegando sin ningún problema.
- Disposición de una bomba centrífuga para el desplazamiento de la salmuera desde los tanques hasta la unidad de filtrado

FOTO 23



Fuente: Autores

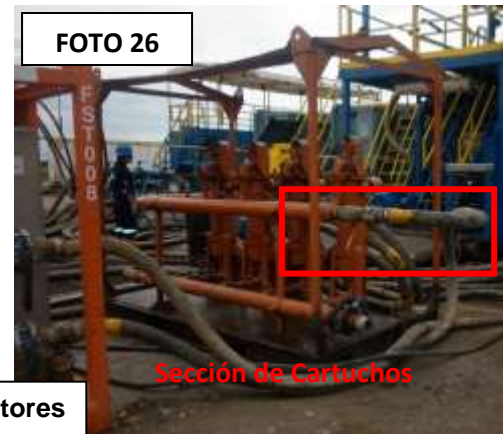


FOTO 24

Fuente: Autores

- Preparar tres radios de comunicación entre el personal de la mesa, el personal de los tanques de descarga y el ingeniero de fluidos en los tanques de succión.
- Disponibilidad de la unidad de filtrado en la locación.

- Verificar que las mangueras conectadas a la descarga y succión de la unidad de filtrado estén en buen estado y no presenten fugas.



Fuente: Autores

- Los embudos para adición de la química deben estar completamente limpios.



Fuente: Autores

- El motor de cada agitador debe estar funcionando correctamente.
- Es importante que todas las áreas que van a tener contacto con los fluidos de limpieza se limpien antes de iniciar la operación.

7.5.3.2 Filtración de Salmuera



En primer lugar se debe preparar la salmuera (cloruro de potasio) de una densidad entre 8.7 -9.0 lpg dependiendo del caso. Una vez preparada se debe pasar por la unidad de filtrado. El procedimiento es el siguiente:



- Antes de comenzar el proceso de filtración de salmuera, primero se debe calibrar la unidad. Para ello, se hace pasar agua industrial, con el propósito de limpiar el sistema arrastrando las partículas de menor tamaño
- Seguidamente con ayuda de una bomba centrífuga se succiona la salmuera que está en los tanques y se descarga en los frac tanks. Esto se hace para todo el volumen de salmuera preparado. Al final la salmuera debe quedar con una turbidez de 2 NTU.

7.5.3.3 Preparación de las Píldoras de limpieza

Primero se prepara la píldora Viscosa, seguida de la píldora de limpieza y por último la píldora caustica.

1.1.1 **Píldora viscosa:** Se deben preparar 100 barriles de esta píldora, 50



barriles que corresponde a la píldora de transición y el restante a la píldora viscosa, considerando 20 barriles de volumen muerto para un total de 120 barriles. Para preparar se usan 118 barriles de agua, 6 sacos de Duovis de 55 lbs y 55 sacos de formiato de sodio.

1.1.2 Píldora de limpieza

Se deben preparar 60 barriles de esta píldora considerando 10 barriles de volumen muerto para un total de 70 barriles. Para preparar se usan 63 barriles de agua, 3 canecas de 55 galones de Safe Surf W, 2 canecas de 55 galones de Safe Solv OM.

1.1.3 Píldora caustica

Se deben preparar 25 barriles considerando 5 barriles de volumen muerto para un total de 30 barriles. Es importante destacar que esta píldora es la última en prepararse debido a que, puede perder las propiedades para su función principal. Para preparar la píldora se usan 29 bbls de agua y 2 sacos de Soda Caustica de 55 lbs cada uno.

7.5.3.4 Procedimiento en general

Para la preparación de cada píldora el procedimiento en general es el siguiente:

- Agregar la cantidad de agua necesaria a los tanques.
- Encender los agitadores, los cuales son los encargados de mezclar los componentes.
- Adicionar lentamente el químico por medio de embudos para evitar la formación de grumos.
- Mantener los agitadores encendidos hasta que la mezcla se observe homogénea.
- Medir viscosidad de Embudo.



Fuente: Autores

7.5.3.5 Definición de parámetros claves de control

- Tener en cuenta los volúmenes de la tubería durante el desplazamiento para suplir pérdidas de volumen en caso de presentarse.
- Las bombas y las unidades de filtración deben ser capaces de alcanzar condiciones adecuadas para tener buenas velocidades en los anulares
- Calcular cuántos barriles tienen que ser bombeados para esperar retorno en superficie de la píldora caustica.
- Calcular cuántos barriles tienen que ser bombeados para esperar retorno en superficie de la salmuera para comenzar hacer la prueba de turbidez.
- Continuar bombeando hasta obtener retornos limpios
- El retorno del fluido del pozo será recibido en los tanques de retorno desde donde será bombeado para los frac tank de control de solidos
- Antes de realizar el desplazamiento químico realizar una reunión pre-operacional con el personal del trabajo donde se discuta el plan de trabajo y se den las recomendaciones pertinentes respecto a la química que se va a utilizar. (Anexo 3)

7.5.4 PROCEDIMIENTO DURANTE LA OPERACIÓN

Con la sarta en fondo, el procedimiento a seguir es el desplazamiento de las píldoras de limpieza para esto se llevara a cabo los siguientes pasos:

- Colocar los estroques en cero en la consola del perforador y no volver a borrar este valor hasta finalizar el desplazamiento.
- Iniciar bombeando 50 bbls de **AGUA** desde el tanque de agua industrial a las condiciones de bombeo que se muestran en la tabla 27. El agua se bombea primero a los tanques de lodos con una bomba centrífuga y luego al pozo por medio de las bombas de lodo.
- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado en el bombeo de este primer bache.
- Bombear 25 bbls de **PÍLDORA CAUSTICA** desde el tanque de píldora a las condiciones de bombeo que se muestran en la tabla 27



- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques acumulados que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado acumulado en el bombeo de la píldora anterior.
- Bombear 50 bbls de **PÍLDORA DE TRANSICIÓN** (píldora viscosa) desde tanque de píldora a las condiciones de bombeo que se muestran en la tabla 27.
- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques acumulados que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado acumulado en el bombeo de la píldora anterior.
- Bombear 60 bbls de **PÍLDORA SURFACTANTE** desde el tanque de píldora a las condiciones de bombeo que se muestran en la tabla 27.
- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques acumulados que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado acumulado en el bombeo de la píldora anterior.
- Bombear 50 bbls de **PÍLDORA VISCOSA** desde tanque de píldora a las condiciones de bombeo que se muestran en la tabla 27.
- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques acumulados que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado acumulado en el bombeo de la píldora anterior.
- Bombear 150 bbls de **AGUA** desde tanque intermedio a las condiciones de bombeo que se muestran en la tabla 27.
- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques acumulados que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado acumulado en el bombeo del bache anterior.
- Bombear **salmuera** desde tanque intermedio 1 y 2, un volumen aproximadamente a la cuarta parte del preparado.
- Registrar en la tabla 27 la presión, GMP y estroques acumulados que se marque en la consola del perforador en el momento del bombeo. Registrar el tiempo gastado acumulado en el bombeo del bache anterior.
- Observar el retorno de la píldora caustica en la línea de retorno ubicada en las zarandas. Almacenar las píldoras en los tanques de retornos (Cash tank).



Fuente: Autores

- Cuando comience a retornar salmuera redireccionar el flujo al sistema de control de sólidos.
- Hacer la prueba de turbidez de la salmuera; para ello se toma un volumen de salmuera de retorno, se introduce en el turbidímetro y se registra el valor de turbidez en NTU. La prueba se realiza hasta que la turbidez de la salmuera de retornos sea menor a 50 NTU.



Fuente: Autores



- Si la turbidez es mayor a valor admitido se continúa bombeando salmuera hasta que en la prueba el valor que registre este el rango admitido.
- Una vez alcanzado la turbidez requerida, se interrumpe el bombeo de salmuera y se finaliza el desplazamiento.

Tabla 27: volumen y tasas de bombeo. Fuente: Autores

Tasa de bombeo

	Fluido	Volumen	Volumen acumulado	Strokes	bbl/min	gal/min	Tiempo	Presion	GPM real
1	Agua	50	50	547	6	252			
2	Cáustica	25	75	274	6	252			
3	Transicion	50	125	547	6	252			
4	Lavador	60	185	656	6	252			
5	Viscosa	50	235	547	6	252			
6	Agua	150	385	1641	12	504			
7	Salmuera				12	504			

7.5.5 PROCEDIMIENTO POST-OPERACIONAL

7.5.5.1 Reporte

El reporte que se debe generar después de la operación contiene los siguientes ítems:



- La tabla 27 con los registros correspondientes.
- Las pruebas de turbidez realizadas a la salmuera junto con su valor numérico en cada una.
- El volumen total de salmuera gastada para alcanzar la turbidez requerida.
- Observaciones sobre alguna anomalía o problemas presentados en el caso de que ocurran.
- Valoración de la operación por medio del contenido de sólidos presentes en los retornos de píldoras.

7.5.5.2 Estado de los tanques después de la operación

- Los volúmenes de píldoras restantes en los tanques de lodos son depositados en los cash tank para no contaminar más fluido.
- Los tanques se deben limpiar, asegurando que no queden residuos de ninguna píldora.

8 CONCLUSIONES

- Este manual servirá de guía estándar para todos los funcionarios de Petrominerales, ya que hasta la fecha se hacían los procedimientos pero no se tenía nada escrito.
- El manual servirá también para determinar si las diferentes preparaciones y operaciones del WBCO son las más indicadas, o con el tiempo requerirán de algunos ajustes.
- El manual obliga a que hayan registros en las diferentes etapas del procedimiento de WBCO.
- Con este proyecto de grado se estandarizaron los volúmenes de las píldoras y el agua utilizadas durante los procedimientos de limpieza: 25 barriles de píldora caustica (cuando el lodo sea muy alcalino), 60 barriles de píldora de limpieza, 100 barriles de píldora viscosa y 150 barriles de agua.
- Los fluidos usados para el WBCO son los más compatibles con las formaciones del campo corcel, ya que, se han hecho varios trabajos de laboratorio los cuales han permitido llegar a elaborar una mezcla optima.
- La filtración de la salmuera antes de circularla en los desplazamientos de limpieza ayuda bastante en la obtención de parámetros de aceptación y disminución de tiempo de desplazamiento.
- Es más eficiente para la operación de WBCO la utilización de dos Multiback (7" y 9 5/8") que la utilización de dos dúos de (Heavy Duty Razor Back + Magnostar), cuando se corra una sola Multiback durante la limpieza debe hacerse un mayor análisis para el remplazo del dúo (HDRB+Magnostar) por la Multiback.

9 RECOMENDACIONES

- Elaborar instructivo paso a paso de cada uno de los ítems relevantes de la operación.
- Realizar las pruebas de compatibilidad a la píldora caustica y la píldora viscosa en el laboratorio debido a que actualmente no se realizan constantemente.
- Realizar mantenimientos previos a la unidad de filtrado para evitar retraso en los tiempos de desplazamiento de píldoras.
- Mantener las tasas de bombeos de las píldoras y estroques establecidos durante el desplazamiento
- Evitar el aumento de la concentración de los componentes de la píldora de limpieza en ocasiones donde no sea necesaria la píldora caustica con el fin de reducir costos.
- Debería existir mejor redacción en los programas de completamiento, pues en algunos informes se encuentran esquemáticos con una información respecto a la configuración de los casing y en unas tablas otras, lo que causa desorientación.
- Se recomienda que la tubería utilizada durante la operación de WBCO no esté oxidada pues de lo contrario, contaminará los fluidos de la limpieza química. Además, se pueden presentar distintos tipos de reacciones entre estas partículas de hierro y los químicos lo cual, no es favorable para el WBCO.
- Se recomienda que se establezca un convenio entre PETROMINERALES y MI-SWACO con el que se estandarice la utilización de la Multiback cuando se va a utilizar en dos secciones del casing, de esa manera no dependerá de la disponibilidad de la herramienta.
- Debería existir mejor coordinación cuando se esté armando tubería, en algunas oportunidades se presentan confusiones respecto a los diámetros de las tuberías que se deben bajar al pozo

BIBLIOGRAFÍA

1. Abrams, Albert, "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion", Paper SPE 5713, AIME Symposium on Formation Damage Control, Houston, Texas, 1976.
2. Harris, C. and Odom C., "Effective Filtration in Completion and other Wellbore Operations can be Good Investment", Oil and Gas Journal (September 20, 1982) 148.
3. AMAYA ANDRADE YAIR, GUERRERO TORRES ODAYR, Diseño, Construcción, montaje y puesta en marcha de un sistema de filtración de finos para fluidos de completamiento y reacondicionamiento, Universidad Surcolombiana, Neiva 2006, pags 31-48
4. Fundamentos de calidad de agua, Jaime rojas puentes
5. AMPUDIA CASTILLO Olga Teresa, GIRALDO GOMEZ Hellman Andrés, Optimización y Mejoramiento Continuo en el Mejoramiento de Salmueras Utilizadas Como Fluidos de Completamiento por La Empresa FLUIDOS Y SERVICIOS LTDA. Universidad Surcolombiana. Neiva, 2002.
6. COMPLETION FLUIDS MANUAL MISWACO
7. Brine types and Properties WILLIAM E FOXENBERG CUSTOMER COMPLETION FLUIDS SCHOOL JANUARY 11-13-2005
8. CANCHILA Andrés, MORA Edwin. Herramientas de limpieza de revestimientos químicos y desplazamientos.2012
9. AMPUDIA VASQUEZ, Roberto Javier. MEDELLIN CHAVARRO, Andrés Felipe. Análisis de tiempos operacionales en los trabajos de Completamiento y WorkOver por PETROMINERALES LTDA. Entre el periodo de 2002-2010.

10. DARYL B. Simons. FUAT Sentürk. Sediment Transport Technology. Water and Sediment dynamics. Pages, 157-163
11. BELLARBY, Jonathan. Well Completion design. Elsevier Publications. Developments in Petroleum Science. 2009.
12. MISWACO. TECHNICAL UNIT. HEAVY DUTY RAZOR BACK, MULTIBACK, MAGNOSTAR, MAGNOSWEEP.
13. MI-SWACO. Completion Systems, Fluids & Tools. Specialized Tools. Consultado en Agosto de 2012.
14. PETROMINERALES. Post Job Reports. Revisado hasta Agosto de 2012.
15. FILTROS DE GRAVA Y ARENA VERTICALES. Manual de instalación y operación. FLOW-GUARD. Productos para filtración.
16. FILTRACION CON CARBON ACTIVO, Revisado hasta Agosto de 2012:
http://www.azud.com/tratamiento/Productos/Ficha_Tecnologia2.aspx?FrmlIdTrat=3&FrmlIdTech=13
17. INNOVAQUA, FILTRACION POR BOLSA:
http://www.innovaqua.com/productos/filtracion_mecanica.html#filtros_bolsa
18. PETROMINERALES. Prácticas del Trabajo de Completamiento.
19. MORALES Kaleth, Ing. Fluidos de Completamiento. Representante de WBCO para HALLIBURTON Services, Entrevista personal, 17 de Septiembre de 2012.
20. MORA Edwin. Ing. Fluidos de Completamiento. Representante de WBCO mecánico para MI-SWACO, Entrevista personal, 20 de Septiembre de 2012.
21. CANCHILA Andrés. Ing. Fluidos de Completamiento. Representante de WBCO químico para MI-SWACO, Entrevista personal, 20 de Septiembre de 2012.

ANEXOS

ANEXO 1. EQUIPO REQUERIDO DURANTE EL WBCO MECÁNICO.

PARA LINER DE 5"

ITEM	EQUIPO SUMINISTRADO POR PETROMINERALES		
1.0	EQUIPO SUMINISTRADO POR PETROMINERALES		
1.1	Equipos requeridos	Cantidad	Comentarios
1.2	Bit Sub (2 3/8" Pin X 2 7/8" Box up)	1	
1.3	Broca de 4 1/8" (2 3/8" Pin)	1	
1.4	Crossover (2 7/8" Pin x 2 3/8" Box up)	1	
1.5	Crossover (2 3/8" Pin x 2 3/8" Box up)	1	
1.6	Lifting sub (2 3/8" NC38)	8	
1.7	Lifting sub (3 1/2" NC 38)	8	
1.8	Diesel		Referencie la cantidad requerida para la operación.
1.9	Bodega con Herramientas varias	1	
2.0	EQUIPO SUMINISTRADO POR LA CONTRASTISTA DEL TALADRO (H&P)		
2.1	Preventora del Annular.	1	
2.2	Rams de los ciegos.	1	
2.3	Rams variables de rango de 4" a 7"	1	
2.4	Drill Pipe ó Drill collar (2 3/8" NC38 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida para la operación.
2.5	Drill Pipe (3 1/2" NC 38 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida para la operación.
2.6	Pup Joints (2 3/8" NC38 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida y la longitud del pup joint usado en la operación.
2.7	Pup joints (3 1/2" NC38 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida y la longitud del pup joint usado en la operación.
2.8	Grúa 120 toneladas	1	
2.9	Bodega con Herramientas varias	1	
3.0	EQUIPO SUMINISTRADO POR MI-SWACO		
3.1	Multiback de 5" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.1 no se cuenta ni con el ítem 3.2 ni con el 3.3
3.2	Heavy Duty Razor Back de 5" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.2 y 3.3 no se cuenta con el ítem 3.1
3.3	Magnostar de 5" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.2 y 3.3 no se cuenta con el ítem 3.1
3.4	Multiback de 7" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.4 no se cuenta ni con

			el ítem 3.5 ni con el 3.6
3.5	Heavy Duty Razor Back de 7" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.5 y 3.6 no se cuenta con el ítem 3.4
3.6	Magnostar de 7" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.5 y 3.6 no se cuenta con el ítem 3.4

EQUIPO REQUERIDO DURANTE EL WBCO MECÁNICO.

PARA LINER DE 7"

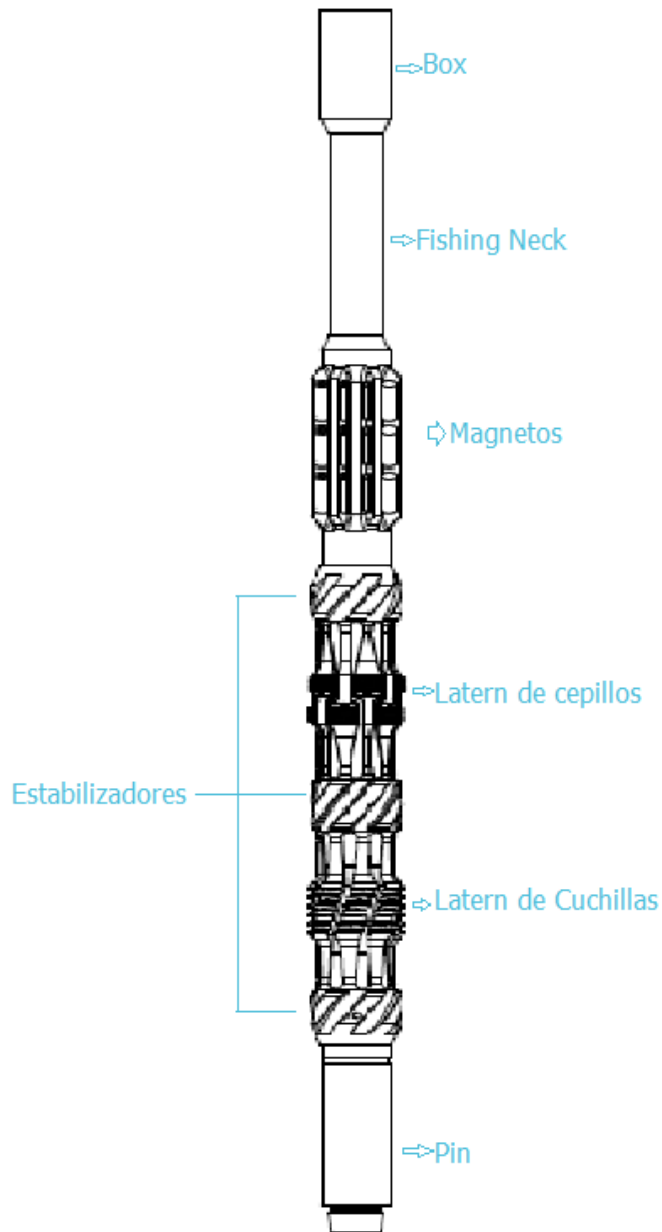
ITEM	EQUIPO SUMINISTRADO POR PETROMINERALES		
1.1	Equipos requeridos	Cantidad	Comentarios
1.2	Bit Sub (3 1/2" Pin X 3 1/2" Box up)	1	
1.3	Broca de 6" (3 1/2" Pin)	1	
1.4	Crossover (3 1/2" Pin x NC 50 Box up)	1	
1.6	Lifting sub (2 3/8" NC38)	8	
1.7	Lifting sub (3 1/2" NC 38)	8	
1.8	Diesel		Referencie la cantidad requerida para la operación.
1.9	Bodega con Herramientas varias	1	
2.0	EQUIPO SUMINISTRADO POR LA CONTRASTISTA DEL TALADRO (H&P)		
2.1	Preventora del Annular.	1	
2.2	Rams de los ciegos.	1	
2.3	Rams variables de rango de 4" a 7"	1	
2.4	Drill Pipe NC 50	Requerida	Referencie la cantidad requerida para la operación.
2.5	Drill Pipe ó Drill Collar (3 1/2" NC 38 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida para la operación.
2.6	Pup Joints (NC 50 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida y la longitud del pup joint usado en la operación.
2.7	Pup joints (2 3/8" NC38 (Box up))	Requerida	Referencie la cantidad requerida y la longitud del pup joint usado en la operación.
2.8	Grúa 120 toneladas	1	
2.9	Bodega con Herramientas varias	1	
3.0	EQUIPO SUMINISTRADO POR MI-SWACO		
3.1	Multiback de 7" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.1 no se cuenta ni con el ítem 3.2 ni con el 3.3

3.2	Heavy Duty Razor Back de 7" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.2 y 3.3 no se cuenta con el ítem 3.1
3.3	Magnostar de 7" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.2 y 3.3 no se cuenta con el ítem 3.1
3.4	Multiback de 9 5/8" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.4 no se cuenta ni con el ítem 3.5 ni con el 3.6
3.5	Heavy Duty Razor Back de 9 5/8" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.5 y 3.6 no se cuenta con el ítem 3.4
3.6	Magnostar de 9 5/8" NC38 (Box up)	1	Si se cuenta con el ítem 3.5 y 3.6 no se cuenta con el ítem 3.4

5.2 PERSONAL REQUERIDO DURANTE LA OPERACIÓN DE WBCO MECÁNICO

Compañía	Cantidad	Comentarios
PETROMINERALES	2	Ingeniero de completamiento y asistente del taladro.
MI-SWACO WBCO TOOLS	1	Ingeniero de MI-SWACO WBCO TOOLS.
H&P	2	Cuadrillas.

ANEXO 2: MULTIBACK



La herramienta consta de 3 distintas secciones: Un latern con cuchillas raspadoras, un latern con cepillos y finalmente, una poderosa sección de magnetismo.

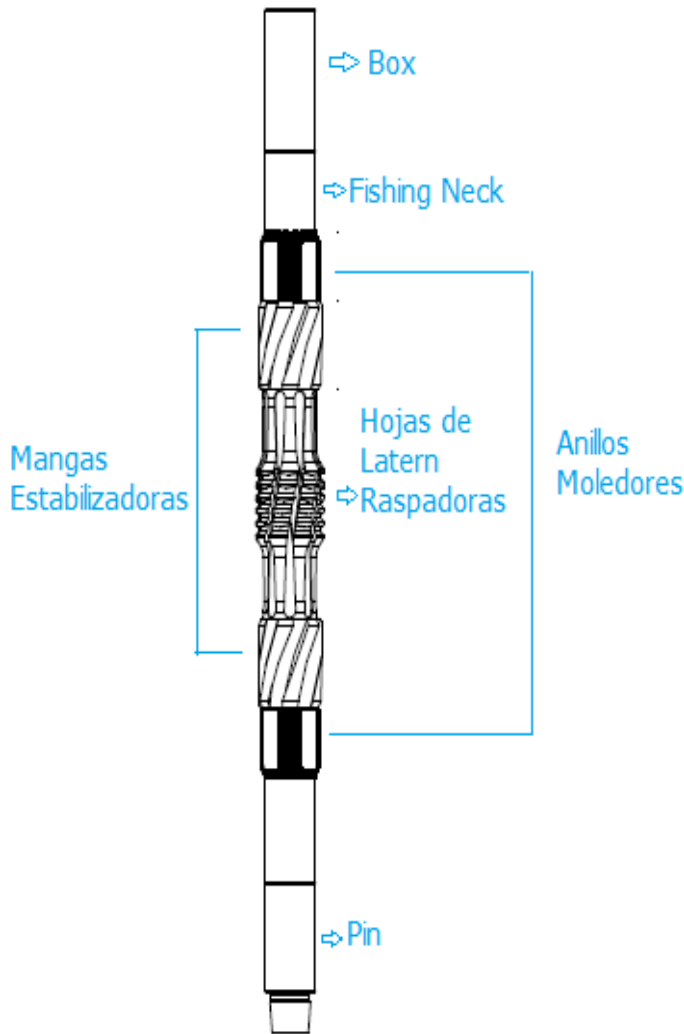
El diseño de la MULTIBACK le permite recoger grandes volúmenes de residuos ferrosos. Está equipado con fuertes imanes específicamente diseñados para la herramienta que se encapsulan en acero inoxidable para alargar la vida útil de la herramienta.

El latern de cepillos está compuesto de cerdas de acero que están montados en un latern fuerte y flexible que proporciona la fuerza para ponerse en contacto y limpiar los 360° del ID del casing. El latern tiene auto-centralización para asegurar una fuerza de limpieza igual en todos los ángulos de inclinación.

El latern de Cuchillas es muy robusto y efectivo en la eliminación de sólidos de lodo, restos de cemento y los mugres que se encuentren en el ID del casing.

La MULTIBACK no es vulnerable a la presencia de agentes químicos o ácidos. Se puede correr sola o con otras herramientas y otros agentes de limpieza química.

ANEXO 3: HEAVY DUTY RAZOR BACK (HDRB)



La herramienta HEAVY DUTY RAZOR BACK es una ayuda para la limpieza de los casing en el pozo. La herramienta consiste de un cuerpo de una sola pieza, mangas estabilizadoras, unas hojas de lantern raspadoras y unos anillos superiores e inferiores moledores. El cuerpo gira a través de las mangas estabilizadoras (las cuales, continúan estacionarias) para evitar el daño del casing durante la rotación de la tubería. Las hojas lantern son fuertes y flexibles y dan la fuerza de contacto y limpieza de 360° al ID del casing. El cuerpo también rota a través de las hojas lantern para evitar el desgaste innecesario. Los anillos moledores son cubiertos con un compuesto de carburo agresivo para tratar con grandes piezas de residuos que puedan existir en el pozo pues así, las puede quebrar y posteriormente, pasarlos por la herramienta.

Las hojas lantern tienen auto-centralización en el interior de la tubería para garantizar una fuerza de

limpieza igual en todos los ángulos de inclinación.

Ni abrazaderas, ni anillos roscados, ni resortes o bloques múltiples de raspadores que se puedan aflojar o caer en el fondo del pozo son utilizados en la construcción de la herramienta.

La herramienta se puede utilizar a alta presiones y altas temperaturas y se puede correr como un dispositivo independiente o en conjunto con otras herramientas de limpieza del pozo y agentes de limpieza de químicos.

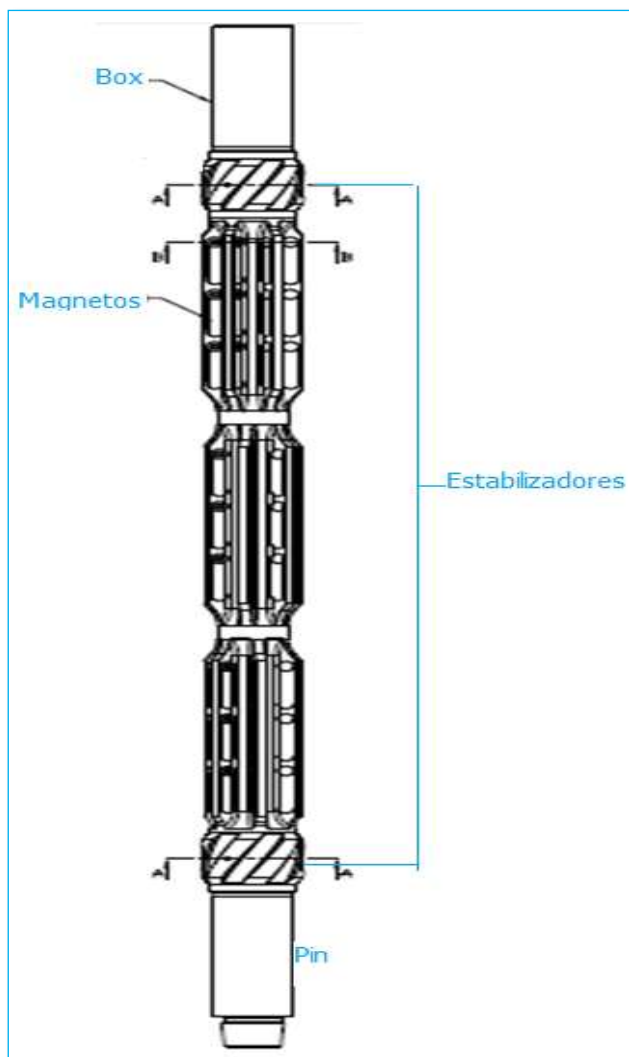
ANEXO 4: MAGNOSTAR Y MAGNOSWEEP

El MAGNOSTAR y el MAGNOSWEEP son herramientas que recogen residuos magnéticos. El diseño de estas herramientas, les permite recoger grandes volúmenes de residuos ferrosos.

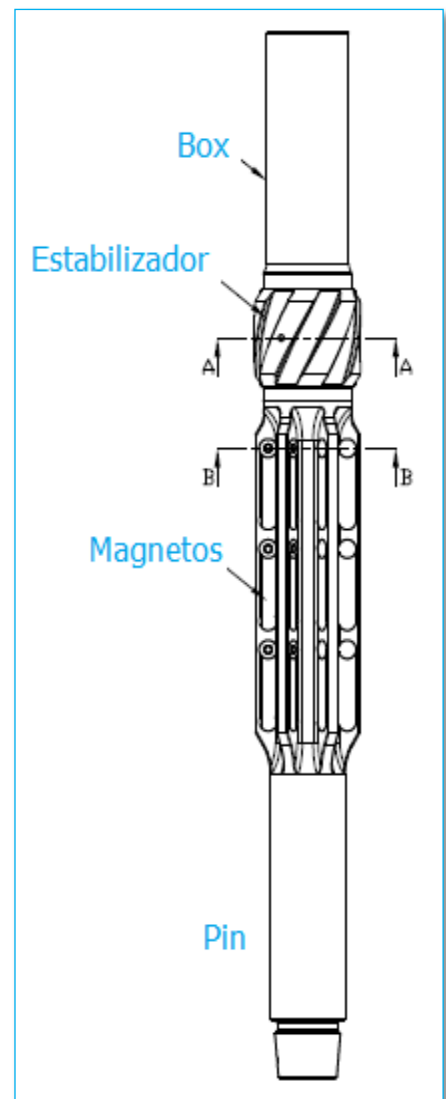
Se encuentran equipadas con fuertes imanes que se encapsulan en acero inoxidable para alargar la vida útil de la herramienta.

El funcionamiento de la herramienta es sencillo, se corre en el pozo donde inmediatamente, la herramienta recoge los desechos ferrosos del pozo. Los fuertes imanes retienen los residuos ferrosos en la herramienta hasta que salga del pozo y sean retirados.

MAGNOSTAR



MAGNOSWEEP



ANEXO 5: BUENAS PRÁCTICAS PARA EL MANEJO HDRB Y MSWP

BUENAS PRÁCTICAS PARA EL MANEJO DEL HDRB

- No utilizar una slinga alrededor del latern para su elevación. Usar un Collar para sujetar la herramienta o hacer el montaje en la mesa rotaria, asegurando que el Collar no se sujete alrededor de las mangas estabilizadoras o del latern.
- No se recomienda colocar la HDRB en la ratonera. Sin embargo, si la herramienta forma parte de un conjunto y es demasiado grande para una manipulación segura, la ratonera se puede utilizar siempre que el Collar no se coloque sobre el latern.

BUENAS PRÁCTICAS PARA EL MANEJO DEL MAGNOSTAR Y DEL MAGNOSWEEP (MSWP):

- No coloque pinzas sobre los imanes, utilice grapas en las secciones lisas o en las mangas estabilizadoras de la herramienta.
- No use slingas sobre los imanes para el levantamiento de la herramienta use un Collar para sostener la herramienta.

ANEXO 6. PRACTICAS DEL TRABAJO DEL COMPLETAMIENTO

Todas las operaciones de PETROMINERALES COLOMBIA LTD están orientadas a:

- Una condición de trabajo segura para todo el personal. Se debe hacer referencia al manual de HSE de PCL para asegurar su cumplimiento.
- Mínimo impacto ambiental y en caso de existir impactos ambientales NO deben ser duraderos.
- Estándares de adquisición de datos altos y consistentes.
- Alcanzar la máxima productividad del pozo.
- Acatamiento completo a los programas de relación con la comunidad establecidos por Petrominerales.
- Optimizar los tiempos requeridos para realizar los trabajos de re-acondicionamiento, mejorando las prácticas operacionales y los problemas de comunicación que se suelen presentar durante las intervenciones.
- Realizar todas las actividades descritas siguiendo los lineamientos de HSE de la compañía.
- Terminar la fase de completamiento en los tiempos y costos establecidos en el AFE.
- Este documento es de obligatorio cumplimiento, cualquier cambio de planes no contemplado en este programa debe ser aprobado por el gerente de operaciones de subsuelo
- Todo el personal debe asegurarse a través de sus actos que las operaciones sean desarrolladas de tal manera que se logren los anteriores objetivos.
- Tener en cuenta que este programa es una guía de trabajo y puede estar sujeto a cambios dependiendo de las condiciones operativas que se vayan presentando durante el desarrollo de la operación.

RESPONSABILIDADES DEL STAFF

El ingeniero supervisor debe ser responsable de asegurar que los apropiados estándares técnicos y operacionales están en el sitio del trabajo y deberá proveer direccionamiento en la responsabilidad de HSE. Las actividades principales incluyen:

1. La especificación, mantenimiento y monitoreo de las políticas, procedimientos y estándares
2. La armonización de las políticas de la compañía y las políticas de la compañía contratista. Los procedimientos deben ser estándar y consistentes, no pueden ser ambiguos
3. La divulgación de la información técnica
4. El suministro de guías a sus supervisores subordinados
5. Mantener una conciencia de las competencias profesionales de todo el staff y coordinar su desarrollo a través de apropiado entrenamiento y exposición operacional

RESPONSABILIDADES DEL SUPERVISOR DE POZO (COMPANY MAN)

El ingeniero supervisor de pozo es el representante de la compañía en el sitio de trabajo. Su rol con respecto al HSE es el de verificar que los contratistas desarrollen su trabajo, bajo los respectivos términos contractuales de una manera tal que aseguren que la salud y seguridad de las personas y evitando emisiones peligrosas al medio ambiente. Como tal

el debe estar familiarizado con todos los contactos a usar y ser competente para verificar su correcta implementación. Sus responsabilidades con respecto a HSE incluyen:

1. Verificar la implementación de controles para manejar los riesgos
2. Hacer chequeos de aseguramiento de la calidad sobre las inspecciones contractuales
3. Dar aviso a su supervisor de cualquier accidente ocurrido en un periodo no mayor a una hora después de sucedido el hecho.
4. Tomar parte en la investigación de accidentes
5. Participar en las reuniones de seguridad
6. Hacer inspecciones estructuradas en conjunto con el representante sénior de la compañía contratista y tomar acciones correctivas
7. Verificar y conservar la integridad del pozo
8. Mantener un apropiado conducto de comunicación con los contratistas y su supervisor inmediato
9. Alertar sobre cualquier cambio y su impacto sobre el pozo y el HSE

RESPONSABILIDADES DEL INGENIERO DE LODOS

Supervisar la mezcla de toda la química y fluidos utilizados durante la preparación del fluido de completamiento. Sus responsabilidades consisten en:

- Interactuar con el PFM y el perforador para garantizar la supervisión, evaluación y optimización de todo el proceso del fluido.
- Garantizar y promover la comunicación entre todas las partes involucradas con los fluidos de control.
- Interactuar con el PFM y el Ingeniero del WBCO de la química para alcanzar los objetivos previstos con el fluido de completamiento.
- Asegurarse del correcto uso y almacenamiento de la química para evitar derrames, contaminación o personal lastimado.
- Asegurarse de que el personal involucrado en la operación use sus adecuados EPP.

RESPONSABILIDADES DEL INGENIERO PFM

Es responsable de todos los fluidos (Desplazamientos, almacenamientos). Sus responsabilidades consisten en:

- Supervisión, evaluación y optimización de todos los fluidos del proceso.
- Coordinar los movimientos de los fluidos desde y fuera de la locación.
- Supervisar todos los movimientos de los fluidos durante todas las operaciones de completamiento.
- Desarrollar un adecuado layout antes de iniciar la operación, de acuerdo con la ubicación del taladro, los arreglos de los tanques y los fluidos que serán usados.
- Garantizar y promover la comunicación entre todas las partes involucradas con los fluidos de control.

RESPONSABILIDADES DEL INGENIERO DE WBCO TOOLS

El es la única persona autorizada para el manejo y el adecuado funcionamiento de las herramientas en el fondo del pozo durante la operación de WBCO. Sus responsabilidades consisten en:

- Asegurar que todas las herramientas de limpieza tengan el QA/QC antes de iniciar el trabajo.
- Manejar y coordinar los requerimientos de todas las herramientas de limpieza usadas en locación.
- Todas las operaciones que impliquen algún riesgo deben ser realizadas de acuerdo a las políticas y permisos de PETROMINERALES. Bajo instrucciones del supervisor del pozo.
- Estar presentes durante el levantamiento de las herramientas de limpieza a la mesa rotaria.
- Dar asesoría durante la operación de las herramientas de WBCO.
- Interactuar con el ingeniero de WBCO Químico y el Ingeniero PFM para desempeñar un excelente WBCO y alcanzar los objetivos planeados para el proyecto.
- Dar soporte en la evaluación de las condiciones de las herramientas, el muestreo de los residuos y en general, de la efectividad de todo el proceso de WBCO.
- Proporcionar las medidas del BHA (incluidos OD y ID) para realizar el adecuado espaciamiento entre las secciones de limpieza.

RESPONSABILIDADES DEL INGENIERO DE WBCO QUÍMICOS

El ingeniero debe estar en el taladro durante todo el desplazamiento del pozo. Brinda el soporte y los consejos de todo el proceso de bombeo. Sus responsabilidades consisten en:

- Proporcionar el asesoramiento sobre el plan de bombeo y el momento en el que el pozo se encuentre limpio.
- Gestionar y coordinar el manejo de las píldoras y fluidos contaminados.
- Coordinar el muestreo de los retornos durante el proceso de WBCO, evaluar los resultados e informar al Company de dichos resultados.
- Asegurar la correcta utilización y almacenamiento de los productos químicos de WBCO para evitar cualquier derrame o lesiones.
- Asegurar que todos los recipientes de productos químicos se manejen de una manera adecuada.
- Debe permanecer en el pozo durante el bombeo, desplazamiento y eliminación de los productos químicos.
- .-Presentar informe sobre la terminación del trabajo sobre toda la operación de desplazamiento.

ANEXO 7. MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO: WELLBORE CLEAN OUT			Riesgo inicial			Barreras existentes	Acciones para mitigar el riesgo	Riesgo residual			Responsable
ACTIVITY	Riesgo	Consecuencia	S	P	R			S	P	R	
Operaciones de planeación	Pobre comunicación./Falta de conocimiento de los objetivos.	*Aumento de costos operativos tales como, NPT. *Operación insegura. *Pérdida de Reputación.	H	M	M	*Claridad de los roles y responsabilidades durante la operación. *Desarrollo de reuniones pre-operacionales antes de iniciar la operación.	*Revisar el procedimiento antes de iniciar la operación. *Desarrollar las actividades de acuerdo, al plan establecido.	H	L	M	Supervisor del pozo.
	Cambio en el programa inicial establecido.	*Incidentes. *Incremento de costos	H	M	M	*Involucrar a todo el personal necesario en la etapa de planeación para evitar cambios en la ejecución del trabajo. *Reuniones pre-operacionales con todo el personal involucrado para evaluar todas las posibilidades.	*Escribir el nuevo procedimiento y divulgarlo al personal involucrado con el fin de asegurar que todo el personal entienda el trabajo.	H	L	M	Ingeniero de completamiento
	Mal clima/Tormentas eléctricas	*Personas Heridas/fatalidad. *Daños en equipos.	H	L	M	*Tener Disponible en locación detector de tormentas el cual, debe estar en buenas condiciones. *Detener operaciones cuando el clima sea una condición insegura.	*Tener detectores de tormentas y alarmas para divulgar la información.	H	L	M	Supervisor del pozo.
Lavado de los tanques y líneas del sistema de circulación.	Mal Procedimiento	*Mala limpieza del pozo. *Fluidos contaminados. *Incremento de costos debido a la contaminación de fluidos . *NPT.	M	M	M	*Adecuada planeación de limpieza. *Uso adecuado de los EPP. *Personal calificado para la operación.	*Asegurar el adecuado número de frac-tanks para el volumen total usado en la operación *El ingeniero de lodos y el PFM deben revisar las Check list de las líneas de superficie.	M	L	L	Supervisor del pozo.
Almacenamiento y transporte de Químicos.	Inadecuado almacenamiento	*Daño ambiental. *Derrame. *Personas Lastimadas.	M	L	L	*Identificar y colocar la química en un área adecuada para su almacenamiento. *Reunión pre-operacional antes de iniciar los trabajo.	*Adecuada identificación de los fractanks y de los tanques de lodos con los nombres de los químicos que almacenan y sus respectivas MSDS. *Establecer un claro layout de tanques y líneas del pozo.	M	L	L	PFM, Ingeniero de lodos
	Espacio limitado en locación para el almacenamiento de química	*Reacciones no deseadas durante las operaciones de mezcla	M	M	M	*Separar los químicos en locación de acuerdo a su compatibilidad.	*Reducir la cantidad de química almacenada en locación durante el WBCO. *Supervisar el almacenamiento de la química de acuerdo a su compatibilidad.	M	L	L	PFM
Preparación de píldoras	Contacto con químicos dañinos durante la preparación de las píldoras	*Personas lastimadas/fatalidad. *Contaminación de ríos. *Alteración de la flora y la fauna.	H	M	M	*Personal entrenado para el manejo de químicos. *Correcto uso de los EPP y de las MSDS (Las cuales, deben estar disponibles en la locación y se deben encontrar en un lugar visible en la locación). *Instalar estaciones de Lavado (Lavado de ojos en caso de emergencia)	*Definir un adecuado procedimiento para preparar píldoras. *Evitar cualquier posible contaminación con la naturaleza. *Mantenimiento preventivo de los recipientes en los que se va a preparar la química.	H	L	M	PFM, Ingeniero de lodos
	Contaminación de las píldoras en los tanques	*Las Píldoras deben ser preparadas nuevamente, causando tiempo no productivo.	H	M	M	*El ingeniero PFM debe supervisar la transferencia de los fluidos a los tanques. *Verificar la integridad de las válvulas antes de iniciar la	*Llenar las listas de chequeos antes de iniciar la preparación. *Definir un adecuado procedimiento para preparar píldoras.	H	L	M	PFM

					preparación de las píldoras.						
Transporte	Movilización de fluidos	*Derrames, Impactos ambientales	H	M	M	*Buena planeación y comunicación de todos los movimientos que se efectuó durante la operación.	*Informar al departamento de logística los requerimientos de la operación.	H	L	M	Ingeniero de completamiento
Armando la sarta de limpieza.	Caída de objetos	*Personas lastimadas./fatalidad. *Daño de los equipos. *Personal atrapado entre las herramientas.	H	M	M	*Técnicas adecuadas de levantamiento. *Equipos certificados e inspeccionados. *Use los ensamblajes correctos para el levantamiento de cada herramienta.	*Buena comunicación con el operador del winche de la grúa. *Adecuado aislamiento del área donde se están desarrollando las actividades de levantamiento de objetos.	H	L	M	Supervisor del pozo.
	Caída de objetos dentro del pozo.	*Operaciones de pesca. *Pérdida del pozo. *Problemas de integridad.	H	M	M	*Evitar remover los protectores de las herramientas en la cabeza del pozo. *Verificar el inventario de las herramientas de todas las compañías involucradas en la operación. *Evaluación de riesgos pre-operacionales.	*Asegurarse del adecuado levantamiento de las herramientas a la mesa rotaria. * Verificar la capacidad de las slingas antes de realizar cualquier levantamiento.	H	L	M	Supervisor del pozo.
	Manipulación de las herramientas de WBCO	*Personal lastimado. *Equipos y Herramientas dañadas.	H	L	L	*Proteger los imanes con protectores para evitar que recolecten metales y sólidos antes de ser corridos dentro del pozo. *Tener cuidado con el manejo de los cepillos.(No tocar las cerdas de los cepillos con las manos aunque, las personas tengan guantes).	*Durante la reunión pre-operacional explicar el cuidado que se debe tener con las herramientas de WBCO.	H	L	L	Ingeniero MI-SWACO tools
RIH de las herramientas & Bombeo de píldoras y desplazamiento.	Falla de equipos durante las operaciones.	*Personal lastimado. *Daño de equipos. *NPT y derrames.	H	M	M	*Equipo adecuado y certificado.		H	L	L	Supervisor del pozo.
	Imposibilidad de RIH a la profundidad deseada debido a la mala calibración de las herramientas.	*Retraso en las operaciones. *Incremento en los costos.	H	M	M	*Calibrar cada ensamblaje de herramientas antes de ser corridas en el pozo en presencia de el Company-man y de representantes de H&P.		H	L	L	Supervisor del pozo.
	Contaminación del fluido	*Mala limpieza del pozo. *Incremento en costos, NPT.	M	M	M	*Personal entrenado en la manipulación de válvulas y asignados solo a esta responsabilidad. *Se debe realizar una reunión pre-operacional con todo el personal involucrado. * Claridad en los roles y responsabilidades de todo el personal. *Evacuación de los fluidos desplazados tan pronto como sea posible.	*Al inicio de la operación se debe revisar que los tanques y líneas se encuentren limpios.	M	L	L	Supervisor del pozo & PFM
RIH de las herramientas & Bombeo de píldoras y	Excesivo fluido de tratamiento	Impacto ambiental. *NPT(costo y tiempo).	M	M	M	*Definir el programa para cada tratamiento. *Usar las mismas precauciones de la preparación de las	*Usar las medidas visuales de los tanques cómo data principal y compárelo con los strokes de las bombas.	M	L	L	PFM

desplazamiento					píldoras durante la circulación de las mismas. *Tener el adecuado equipo de bombeo y de desplazamiento de fluidos en locación.						
	La sarta del BHA se desenrosque debido a altos valores de torque y arraste. Pega de la tubería.	*Operaciones de pesca. *Pérdida de pozo.	H	M	M	*Simulación de torque y arrastre. (Revisar las profundidades y severidades de los dog legs (>5° pueden generar posibles problemas). *Calibración y medida de las herramientas antes de iniciar el trabajo. *El supervisor del taladro debe medir todas las herramientas antes de ser corridas en el pozo.	*Tener en cuenta, el límite del torque mientras se realiza el ensamblaje de las herramientas.	M	L	L	PFM
	Altas ratas o inapropiada coordinación durante el desplazamiento.	*Daño ambiental. *NPT y derrames.	M	M	M	*Revisar los roles & responsabilidades. *Equipo de derrames de contingencia y emergencia.	*Tener un plan de contingencia para cada fluido usado. *Tener espacio suficiente para recibir fluidos de superficie.	M	L	L	PFM
	Bajo potencial de régimen de flujo en la sección de 9 5/8"	*Aumento en costos (Más tiempo de taladro requerido). *Mala limpieza del pozo.	L	M	L	*Asegurarse del adecuado funcionamiento de las bombas antes de realizar la operación. *Asegurarse de que todo el bombeo se está realizando a las ratas recomendadas.	*Revisar las simulaciones hidráulicas.	L	L	L	Supervisor del pozo.
	Caída de desechos al pozo.	*Mala limpieza del pozo.	H	M	M	*Utilizar el adecuado tren de píldoras para levantar los residuos fuera del pozo. *No detener el bombeo para así, evitar que los residuos caigan. *Sostener la rata de bombeo óptima para alcanzar el flujo turbulento durante todo el desplazamiento.	*Revisar las simulaciones hidráulicas.	H	L	M	Ingeniero químico MI-SWACO.
	Shut down de las bombas durante el desplazamiento del pozo.	*Potencial del pozo a contaminarse con las píldoras sucias. *Ineficiencia en la limpieza.	M	L	L	*Tres bombas disponibles para la operación de WBCO. *Mantener el ciclo de bombeo. *Checklist de las bombas antes de iniciar el desplazamiento del pozo.		M	L	L	Ingeniero de completamiento
	Descoordinación en la logística del transporte de los retornos a otra facilidad tan pronto como los fluidos estén fuera del pozo.	*Contaminación de los fluidos en superficie.	M	M	M	*Tener en locación toda la logística planeada para la operación. *Coordinar fuentes externas para recibir los retornos desde el pozo.		M	L	L	Asistente del taladro.
	Exposición a los productos químicos	*Inhalación de sustancias tóxicas.	L	M	L	*Usar los adecuados EPP para mezclar y recibir las píldoras en superficie. (Aplicable para el personal de EQUION, MI-SWACO, H&P)	*Verificar que todas las compañías involucradas tienen los adecuados EPP antes de iniciar la operación.	L	L	L	Supervisor del pozo.
Durante POOH y LD de las herramientas de	Objetos cortantes de las herramientas de limpieza.	*Personal lastimado durante el manejo de materiales.	M	L	L	*Correcto uso de los EPP.		M	L	L	Supervisor del pozo.

limpieza.	Operaciones de Levantamiento Mecánico.	*Personal lastimado. *Fatalidad. *NPT.	H	M	M	*Las operaciones de levantamiento deben ser planeadas y adecuadamente supervisadas. *Equipo certificado. *Estándares detallados para las actividades de levantamiento deben estar en sitio.	H	L	M	Supervisor del pozo.
	Operaciones de Levantamiento Humano.	*Personal lastimado. *Fatalidad.	M	L	L	*Revisar y evaluar la capacidad de levantamiento de un individuo Vs el actual peso de carga.	M	L	L	Supervisor del pozo.
	Malas posiciones ergonómicas mientras se realiza el LD de las herramientas de WBCO.		L	M	L		L	L	L	Supervisor del pozo.

Comentarios:			
Revisado:		Firma:	
Aprobado:		Firma:	

ANEXO 8. PARÁMETROS OPERACIONALES

MULTIBACK:

Máximos Parámetros Operacionales:

Tamaño de la Herramienta	RIH/POOH/ Velocidad Reciprocando (fpm)	Máxima compresión de la herramienta cuando se rota	Velocidad de rotación		Ratas de Circulación
			En máxima compresión	En tensión	
7"	150	10,000 lbs	120 rpm	120 rpm	Limitada solo por los equipos de superficie
9 5/8"	150	15,000 lbs	120 rpm	120 rpm	

HEAVY DUTY RAZOR BACK:

Máximos Parámetros operacionales:

La máxima temperatura de operación de todos los modelos de la HDRB es de 446°F(230°C), a profundidad de operación.

Tamaño de la Herramienta	RIH/POOH/ Velocidad Reciprocando (fpm)	Máxima compresión de la herramienta cuando se rota	Velocidad de rotación		Ratas de Circulación
			En máxima compresión	En tensión	
4 1/2"-5 1/2"	150	30,000 lbs	90 rpm	90 rpm	Limitada solo por los equipos de superficie
6 5/8"-8 5/8"	150	35,000 lbs	120 rpm	120 rpm	
9 5/8"-13 3/8"	150	50,000 lbs	120 rpm	120 rpm	

Si se requiere moler tapones de cemento, collares, float collar u otros accesorios de cemento, se recomienda utilizar los siguientes parámetros:

Peso en la broca: 4000 a 6000lbs

Rotación: 50 a 60rpm

MAGNOSTAR Y MAGNOSWEEP:

Parámetros operacionales del Magnostar y el Magnosweep

Todos los modelos de la MAGNOSTAR y del MAGNOSWEEP trabajan con una máxima temperatura de operación de 400°F a la profundidad de operación.

Tamaño de la Herramienta	RIH/POOH/ Velocidad Reciprocando (fpm)	Máxima compresión de la herramienta cuando se rota	Velocidad de rotación		Ratas de Circulación
			En máxima compresión	En tensión	
6 5/8"- 8 5/8"	150	20,000 lbs	150 rpm	150 rpm	Limitada solo por los equipos de superficie
9 5/8"- 13 3/8"	150	25,000 lbs	150 rpm	150 rpm	

ANEXO 9. LISTA DE CHEQUEO No. 1

Nombre del pozo:		
Parámetros	OK	Comentarios
Residuos adheridos a los imanes		
Desgaste de la herramienta <75%		
Herramienta quebrada o rota		
Herramienta en buen estado.		

Aprobado por:	Nombre	Firma
Supervisor del pozo (Company)		
Representante de MI SWACO tools		

SODA CÁUSTICA

La SODA CÁUSTICA se utiliza en los lodos base agua como una fuente de iones de oxidrilo para controlar el pH. SODA CÁUSTICA, cáustica, álcali y lejía son nombres comunes del hidróxido de sodio (NaOH). Tiene una base fuerte que es extremadamente soluble en agua y se disocia convirtiéndose en sodio (Na) e iones de oxidrilo (OH) en solución.

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia Física.....	Perlas blancas, granulados, escamas o cristales
Gravedad Específica.....	2.13
pH (solución de 1%).....	13.0
Solubilidad a 86°F (30°C).....	119 g/100 ml de agua

Aplicaciones

La SODA CÁUSTICA se utiliza para mantener o aumentar el pH. El aumento del pH con SODA CÁUSTICA precipita el magnesio (Mg^{2+}) y suprime el calcio (Ca^{2+}) en aguas de elevada dureza tales como el agua de mar, y reduce la corrosión y neutraliza a los gases de ácido tales como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Las concentraciones típicas abarcan desde 0.25 a 4 lb/bbl (0.7 a 11.4 kg/m^3) con tratamientos, dependiendo de la química del agua y el tipo de fluido de perforación. En agua de mar y aguas que contienen sales amortiguadoras, se requerirá de una concentración más alta de SODA CÁUSTICA. Las aguas de mar del Golfo de México requieren de 1.5 a 2 lb/bbl (4.3 a 5.7 kg/m^3) para precipitar todo el magnesio y posteriormente convertir el calcio a cal. Véanse las siguientes gráficas que muestran el pH y la solubilidad del calcio vs. la concentración de SODA CÁUSTICA. Al estar tratando lodos con los productos SPERSENE® o TANNATHIN®, que presentan un pH bajo (± 4), el uso típico es 1 saco de SODA CÁUSTICA por cada 4 sacos de producto SPERSENE o TANNATHIN.

Al estar utilizando SODA CÁUSTICA para reducir la dureza:

$$\begin{aligned} \text{SODA CÁUSTICA (lb/bbl)} = \\ [\text{Mg (mg/l)} \times 0.00115 \times \text{Fw}] + \\ [\text{Ca (mg/l)} \times 0.0007 \times \text{Fw}] \end{aligned}$$

Donde:

Fw = Fracción de agua (% de agua/100)

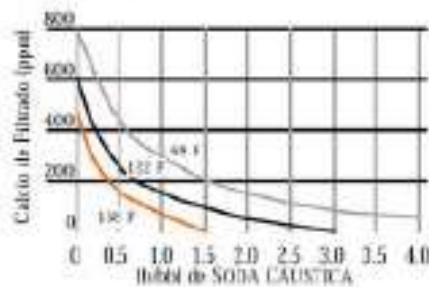


Enfocada en el cliente,
orientada hacia soluciones

Figura 1
pH vs. Concentración de SODA CÁUSTICA



Figura 2
Solubilidad del Calcio vs. Concentración de SODA CÁUSTICA



Ventajas

- Fuente económica y ampliamente disponible de iones de oxidrilo para controlar el pH.
- Producto químico concentrado y muy efectivo en pequeños niveles de tratamiento
- Aumenta el pH, lo que reduce la corrosión del acero expuesto a los fluidos de perforación.
- Puede utilizarse en la mayoría de los fluidos de perforación

Limitaciones

- En salmueras de alta dureza tales como las de CaCl₂, las salmueras Williston, Michigan y Zechstein, la SODA CÁUSTICA no puede utilizarse efectivamente para elevar el pH debido al alto nivel de cationes que se combinan con los iones de oxidrilo para precipitar hidróxidos tales como el Ca(OH)₂ y Mg(OH)₂.

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud. Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Transporte y Hoja de Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).

Asimismo, lea la información sobre riesgos a la salud y siga los procedimientos de emergencia y primeros auxilios descritos en las hojas MSDS.

¡ADVERTENCIA! Evite exponerse al producto y manipéelo solamente si está completamente protegido. La SODA CÁUSTICA es un material extremadamente alcalino y puede causar serias quemaduras a los ojos, piel y vías respiratorias, y puede reaccionar violentamente con agua o ácidos. Al mezclar la SODA CÁUSTICA con agua se genera una considerable cantidad de energía calorífica, por lo que debe tenerse cuidado al mezclarla.

La SODA CÁUSTICA debe agregarse lentamente al sistema de lodo a través de un barril químico adecuadamente diseñado.

No mezcle la SODA CÁUSTICA con otros productos químicos o a través de la tolva de lodo. Al estar utilizando el barril químico, llene hasta el nivel deseado y posteriormente agregue la SODA CÁUSTICA seca.

Empaque y Almacenamiento

La SODA CÁUSTICA viene en sacos de papel de capas múltiples con forro de plástico de 50 lb (22.7 kg). Otros tipos de embalaje comprenden tambores de acero o de fibra de varios tamaños, así como otros tamaños de sacos.

Almacénelo en un área seca, lejos del agua y ácidos. Mantenga cerrados todos los recipientes. Una vez que se abra un recipiente, se debe usar inmediatamente debido a que la SODA CÁUSTICA es higroscópica y absorbe el agua presente en el aire, lo que dificulta su manejo. La SODA CÁUSTICA es corrosiva en ciertos materiales. Se deben limpiar los derrames utilizando el equipo de protección descrito en la hoja MSDS y ejerciendo extremo cuidado.

Toda información es proporcionada solamente para efectos informativos y Mi SWACO no garantiza ni protege, ya sea expresamente o implícitamente, la exactitud y uso de estos datos. Todas las garantías y protecciones de los productos están regidas por las Condiciones Estándares de Venta.

©2004 Mi SWACO. Todos los derechos reservados.
*Materia de M.I. S.A.
MS-000034103 4/04

Mi SWACO

Apartado Postal 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.com

BIOPOLÍMERO DUO-VIS

La goma xantana DUO-VIS® es un biopolímero de alto peso molecular, utilizado para incrementar la viscosidad en los sistemas base agua. Las pequeñas cantidades aportan viscosidad y suspenden los sólidos densificantes en todos los sistemas de lodo base agua. El viscosificador DUO-VIS posee la singular capacidad de producir un fluido tixotrópico que disminuye fácilmente su viscosidad con el esfuerzo de corte.

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia Física.....	polvo color crema a café claro
Gravedad Específica.....	1.5
Densidad Aparente.....	90 lb/piel (800 kg/m ³)

Aplicaciones

La función principal del producto DUO-VIS consiste en aumentar su viscosidad para el transporte y suspensión de recortes. El producto DUO-VIS se desempeña efectivamente en todos los fluidos base agua, desde sistemas altamente densificados hasta sistemas con bajo contenido de sólidos. Esto comprende sistemas de agua dulce, agua de mar, sal y salmueras densas.

La goma xantana DUO-VIS actúa para brindar un óptimo perfil reológico con una elevada viscosidad a muy baja velocidad de corte y características de fácil disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte, con valores "n" bajos. Estas características frecuentemente traen como resultado fluidos con propiedades de flujo inversas v.g. punto cedente mayor a la viscosidad plástica. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte presentan bajas viscosidades efectivas a las altas velocidades de corte encontradas en la sarta de perforación y en la barrena. Esta baja viscosidad efectiva para presiones de tubo vertical y pérdidas de presión mínimas, permite optimizar la hidráulica y maximizar las velocidades de penetración. Recíprocamente, a las bajas velocidades de corte encontradas en el espacio anular, el producto DUO-VIS permite que el fluido tenga una alta viscosidad efectiva para limpiar adecuadamente el pozo y suspender los recortes.

El producto DUO-VIS debe agregarse lentamente a través de la tolva para evitar la formación de grumos y minimizar la generación de desecho. Debe agregarse a una velocidad de aproximadamente un saco de 25 lb cada 7 minutos. El tiempo requerido para que el producto produzca su viscosidad final depende de la salinidad, temperatura y corte.

La cantidad de producto DUO-VIS requerido dependerá de la viscosidad deseada. Las concentraciones normales oscilan entre 0.25 a 2 lb/bbl (0.71 a 5.7 kg/m³) para la mayoría de los sistemas de lodo. Los fluidos especiales y condiciones de limpieza del pozo difíciles podrían requerir de concentraciones mayores: hasta 4.0 lb/bbl (11.4 kg/m³).

El aditamento de sal, un antioxidante y estabilizadores térmicos mejoran la estabilidad térmica en los fluidos DUO-VIS, de 250 a >280°F (de 121 a >138°C). Se han utilizado sistemas especialmente formulados a temperaturas de hasta 400°F (204°C). El producto DUO-VIS está sujeto a degradación bacteriológica, por lo que se recomiendan tratamientos con biocida para evitar su fermentación.

MI SWACO

Enfocado en el cliente,
orientado hacia soluciones

Ventajas

- Viscosificador altamente efectivo. Los pequeños tratamientos producen resultados significativos.
- Perfil reológico que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte para una mejor hidráulica.
- Pérdidas de presión de fricción mínimas para caballos de fuerza hidráulica adicionales en la barrena, y una baja viscosidad a muy alta velocidad de corte para velocidades de penetración máximas.
- Flujo laminar viscoso en el espacio anular, para una mejor estabilidad del pozo con máxima limpieza del pozo y capacidad de suspensión.
- Fácil de mezclar

Limitaciones

- Iones trivalentes tales como cromo y hierro pueden causar la precipitación de biopolímeros y pérdida de viscosidad o entrecruzamiento.
- No tolera las condiciones con pH elevado o iones con alto contenido de calcio.
- Los sistemas DUO-VIS deben tratarse previamente ya sea con bicarbonato de sodio o SAPP y posiblemente ácido cítrico antes de perforar el cemento.
- Sujeto a la degradación bacteriológica, debe usarse un biocida para prevenir su fermentación.
- La naturaleza ligeramente aniónica del producto DUO-VIS requiere de procedimientos de mezclado especiales al mezclarse con materiales catiónicos.

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.

Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).

El producto DUO-VIS tiene una excelente aceptación en materia ambiental.

Empaque y Almacenamiento

El producto DUO-VIS viene en sacos de papel de capas múltiples con forro de plástico de 25 lb (11.3 kg) o de 50 lb (22.7 kg).

Almacénelo en un área seca, alejado de fuentes de calor o ignición y minimice la presencia de polvo.

Esta información se proporciona solamente para efectos informativos y Mi Swaco no garantiza ni protege, en sus escritos o verbalmente, la exactitud y uso de estos datos. Todas las garantías y protecciones de los productos están regidas por las Condiciones Estándares de Venta.

©2016 Mi Swaco. Todos los derechos reservados.
*Marca de Mi Swaco.
Mi Swaco 2842 / 2842

Mi SWACO

Apartado Postal 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.com

FORMIATO DE SODIO (seco)

El polvo de FORMIATO DE SODIO (NaCHO_2) es una sal orgánica cristalina, seca y de alta pureza que se utiliza para preparar salmueras claras utilizadas en operaciones de reparación y terminación, con densidades que oscilan entre 8.4 y 11.0 lb/gal (1,007 a 1,318 kg/m^3).

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia Física	Cristales libres color blanco
Gravedad Específica	1.92 (polvo solamente)
Pureza	97%
Solubilidad a 70°F (21°C)	97.2 g/100 ml de agua

Aplicaciones

El FORMIATO DE SODIO se utiliza para formar fluidos de reparación y terminación libres de sólidos con densidades que oscilan entre 8.4 y 11.0 lb/bbl (de 1,007 a 1,318 kg/m^3). Elimina el potencial de daños a la formación debido a la precipitación de compuestos de carbonato, bicarbonato o sulfato, asociada con el uso de salmueras base calcio donde las aguas de formación contienen altas concentraciones de iones de bicarbonato y sulfato.

Los fluidos de FORMIATO DE SODIO son excelentes estabilizadores de lutitas en formaciones de lutita/arcilla sensibles al agua y en areniscas que contienen arcilla.

Agregue cristales de FORMIATO DE SODIO al agua dulce o a una salmuera existente que sea compatible, a través de la tolva del equipo. Mezcle agitando suavemente hasta que se disuelvan todos los cristales.

Toxicidad y Manejo

Se tiene disponible la información del ensayo biológico, previa solicitud.

Manéjelo como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones descritas en la Hoja de Datos de Seguridad de los Materiales (MSDS).

Asimismo, lea la información sobre riesgos a la salud y siga los procedimientos de emergencia y primeros auxilios descritos en las hojas MSDS.

MI SWACO

Enfocada en el cliente,
orientación hacia soluciones

Empaque y Almacenamiento

El FORMIATO DE SODIO (seco) viene en sacos impermeables de capas múltiples de 25 kg (55 lb) y en bolsas "grandes" de 1,000 kg (2,204.6 lb).

Esta información se proporciona solamente para efectos informativos y M-I SWACO no garantiza el producto, su uso expreso o implícitamente, la exactitud y uso de estos datos. Todas las garantías y protecciones de los productos están regidas por las Condiciones Estándares de Venta.

©2004 M-I LLC. Todos los derechos reservados.
*Marca de M-I LLC
MI-1005D DM (E) 004



Apartado Postal 42842
Houston, Texas 77242-2842

Tel: 281-561-1300

Fax: 281-561-1441

www.miswaco.com

E-mail: questions@miswaco.com

SAFE-SOLV OM

SAFE-SOLV[®] OM is a combination of powerful, non-aromatic hydrocarbon and natural terpene solvents and surfactants with exceptional oil and grease solvent properties.

It is fast acting and requires less contact time than "solvent only" pickling agents. SAFE-SOLV OM is especially effective in removing pipe dope and oil- or synthetic-base mud residue from casing and pipe prior to gravel packing and other operations that may carry greasy residue into the producing formation. It contains no aromatic compounds, including benzene, ethylbenzene, toluene, or xylene (BETX). It does not contain alkyl-phenols such as nonyl-phenol or other such surfactants.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Clear, light yellow liquid
Odor	Pleasant, citric
Specific gravity	0.82 (68°F) (20°C)
Solubility (water)	Very slight
Flash point	124°F (51°C) (PMCC)

Applications

SAFE-SOLV OM solvent can be used without dilution or as a dispersion in fresh or sea water. A dispersed solution should be continuously mixed while pumping. Sufficient volume should be used to give a minimum of 5 min contact time. Pump rates should be designed to give turbulent flow.

To ensure water-wet pipe, the SAFE-SOLV OM spacer should be followed by SAFE-SURF[®] W, SAFE-SURF O, or other water-wetting surfactant package formulated to remove oily films.

Advantages

- Excellent solvent spacer for pipe dope removal or oil mud displacements
- Pleasant odor
- Immiscible with brine to give distinct interface
- Does not contain BETX components
- Spent product can usually be processed with produced crude
- Can be used without mixing or dilution
- Can be handled with the same ease as diesel fuel

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions as described on the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

SAFE-SOLV OM product is packaged in 55-gal (210-L) drums.

SAFE-SURF W

SAFE-SURF* W fluid is a surfactant-base detergent, formulated to remove water-base drilling mud and residue from casing, pipe, and surface equipment.

This high pH, strong water-wetting cleaner helps displace mud and solids from tubulars to ensure a clean wellbore is obtained for placement of the completion fluid.

Typical Physical Properties

Physical appearance.....	Colorless liquid
Specific gravity	0.99-1.08
pH (10% solution).....	10-12
Freezing point	32°F (0°C)

Applications

The SAFE-SURF W displacement chemical is used as a cleaning spacer between water-base mud and completion fluid. It disperses mud solids into the water spacer and helps prevent subsequent "hard settling" of the solids as the spacer remains stagnant in a holding vessel. SAFE-SURF W fluid is also used to clean surface equipment and as a rig wash.

Added directly to freshwater or seawater, SAFE-SURF W fluid is typically applied at 1 to 10% by volume, depending on the amount of turbulence and degree of communication. Typical application during a wellbore displacement is 2 to 5% by volume. Surface cleaning is typically accomplished with a concentration of 2 to 3% by volume. Mix directly in pill tank without using the hopper.

As with any surfactant-base cleaner, efficient cleaning is best achieved at high flow rates.

Advantages

- Is effective at low concentrations
- Can be used in combination with caustic spacers
- Contains no alkyl phenol ethoxylates
- Prevents mud solids from settling "hard" on the bottom of containers or the wellbore
- Odorless
- Functions in seawater or freshwater

Limitations

- Freezes at temperatures below 32°F (0°C)
- Can cause detergent builders to precipitate during extended periods of storage temperatures significantly greater than normal. These solids are easily dispersed and are resolubilized at cooler temperatures.
- Tends to foam with excessive agitation from the hopper

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the MSDS.

Packaging and Storage

SARE-SURE W fluid is packaged in 55-gal (208-L) drums.

Store in a dry well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.

No claim of personal safety is intended nor implied by the use of the name SARE in this product. Personnel handling this material should read and follow all safety and handling procedures set forth on the Material Safety Data Sheet.

This information is supplied solely for informational purposes and M-I SWACO makes no guarantee or warranty, either expressed or implied, with respect to the accuracy and use of this data. All product warranties and guarantees shall be governed by the Standard Terms of Sale. Nothing in this document is legal advice or is a substitute for competent legal advice.

©2017 M-I L... All rights reserved. * Mark of M-I L...
CPB.1947.0715.01 (2)

M-I SWACO
A Schlumberger Company

P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.com

SAFE-BREAK 611

SAFE-BREAK* 611 additive is a concentrated blend of surfactants and solvents designed to prevent emulsions or improve compatibility caused by the interaction of highly asphaltic crude oils and seawater, low-density completion brines and acidizing treatments.

SAFE-BREAK 611 additive prevents or eliminates the sludge caused by the flocculation of asphaltenes and produces a clean, sharp interface between the water/oil phases. It is also effective in controlling reverse wettability or oil-wetting effects caused by strongly cationic surfactants. SAFE-BREAK 611 additive is soluble in seawater and low-density brines such as 2-3% KCl and 3% NH₄Cl.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Straw-colored liquid
Odor	Alcohol
pH (5% vol in IPA/water)	5 - 6
Density	7.6 – 7.7 lb/gal (0.91 - 0.92 sg)
Flash point (TCC)	146°F (63°C)
Freeze point	<32°F (0°C)

Applications

The typical application of SAFE-BREAK 611 emulsion preventer ranges from 0.1 – 2.0% by volume in a filtered, low-density completion fluid or seawater. When used as an acid additive, concentrations up to 5% by volume may be required. If possible, compatibility between the specific crude oil and completion fluid should be established through laboratory pilot testing prior to applying the product in the field.

The optimum treatment concentration for SAFE-BREAK 611 is determined by considering several factors, including: its solubility in the brine, the rate at which the oil and brine phases separate, the condition of the oil-water interface and observing the crude oil/brine mixture for the presence or formation of a sludge and wettability of the brine phase.¹

If the opportunity to pilot test SAFE-BREAK 611 emulsion preventer does not exist, it should be applied at 0.5% by volume. In all applications, fluid returns should be monitored and the dosage adjusted accordingly.

Advantages

- Prevents emulsions and improves compatibility between heavy crude and low-density completion fluids

Limitations

- Limited to low-density, monovalent completion fluids such as 2-3% KCl and 3% NH₄Cl due to solubility
- Only prevents emulsions
- This product will not act as a de-emulsifier and break an emulsion. It only works as a preventative additive.

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions as described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

¹SPE 36444 for details on laboratory procedures.

Packaging and Storage

SAFE-BREAK 611 emulsion preventer is packaged in 55-gal (208-L) drums.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles.

No claim of personal safety is intended nor implied by the use of the name SAFE in this product. Personnel handling this material should read and follow all safety and handling procedures set forth on the Material Safety Data Sheet.



This document is supplied solely for informational purposes and Mi SWACO makes no guarantee or warranties, either expressed or implied, with respect to the accuracy and use of this data. All product warranties and guarantees shall be governed by the Standard Terms of Sale.

©2004 Mi SWACO. All rights reserved. * Mark of Mi SWACO
MS-C1152-0008

P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
www.miswaco.slb.com
E-mail: questions@miswaco.slb.com

EB-8058

DEMULSIFICANTE /DESALADOR

EB-8058* es un demulsificante formulado específicamente para el tratamiento de emulsiones que contienen crudo intermedio y pesado.

El producto está formulado en una mezcla de hidrocarburos para facilitar la solubilidad en estos crudos de bajas gravedades y brinda una separación rápida y completa de las fases aceite y agua. EB-8058 contiene un componente que rompe la emulsión residual y además actúa como desalador.

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia	Líquido marrón
Densidad	0.90 – 1.00 g/cm ³ @ 20° C
Viscosidad	< 100 m-Pas @ 20° C
Punto de inflamación.....	20° C
pH	n/a, insoluble en agua
Solubilidad.....	aceite

Aplicación

EB-8058 debe ser inyectado continuamente en la emulsión corriente arriba de los sistemas de tratamiento. EB-8058 puede ser inyectado en la cabeza de pozo, en el espacio anular de los pozos productores o en líneas de flujo o líneas de recolección. En cualquier aplicación, el punto de inyección debe ser seleccionado de tal manera que el producto se inyecte dentro de una región de turbulencia. La turbulencia facilitará la mezcla, disolución y dispersión del demulsificante dentro de las emulsiones de crudo pesado. Las dosificaciones varían, pero típicamente están entre 25 y 150 ppm basado en la producción total. Las dosificaciones reales son confirmadas durante una prueba de planta.

Manejo, Seguridad y Medioambiente

La hoja de datos de seguridad para este producto se encuentra disponible separadamente.

EB-8346

ROMPEDOR DE EMULSIÓN

EB-8346* es un ácido alquil aril sulfónico en solvente aromático

Es efectivo en un amplio rango de aplicaciones incluyendo deshidratación de petróleo crudo, tratamiento en tanques y tratamiento de borras (slop).

Propiedades Físicas Típicas

Apariencia física	Líquido
Color	Marrón oscuro
Densidad	0.95 g/ cm ³ @ 60° F
Punto de inflamación	46° C
Solubilidad	Aceite

Aplicación

EB-8346 se aplica en dosificaciones que pueden variar en un amplio rango dependiendo de las características individuales del pozo o sistema del proceso. EB-8346 puede ser aplicado de manera continua o en tratamientos por bache. Este demulsificante es usado a menudo para el tratamiento de emulsiones en las interfaces y fondos de tanques. Para una aplicación más precisa en cuanto a la metodología y las dosificaciones se recomienda consultar a un representante de M-I SWACO.

Manejo, Seguridad y Medioambiente

Se encuentra a disposición la hoja de seguridad de este producto.

2

ANEXO 16: TURBISCAN

El turbiscan es un instrumento estándar de caracterización óptica para el análisis de estabilidad de dispersiones líquidas, migración de partículas y variación del tamaño de partículas en tiempo real.

Cambios en términos de tamaño y concentración (tales como cremado, sedimentación, floculación o coalescencia) son directamente monitoreados, en condiciones realísticas permitiendo más rápido y más relevante la caracterización comparada con métodos comunes como observación visual o centrifuga, los cuales son consumidores de tiempo y no realísticos.

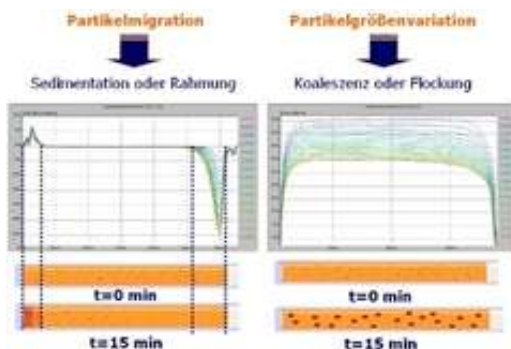
Método de análisis

El turbiscan mide dispersiones transparentes y opacas. Dos detectores se utilizan: retrodispersión y transmisión. Ambos de ellos son medidos a lo largo de la altura de la muestra. Como resultado se obtiene información objetiva en tiempo y espacio dependiendo de ambas señales. Para obtener una dispersión dada, cada uno de ellos depende de la concentración y tamaño de partícula. Por lo tanto los cambios de uno o de ambos son detectados. Esto significa que el TURBISCAN es capaz de detectar migración de partículas (sedimentación y cremado) y cambios en los tamaños de partículas (originado en la floculación, aglomeración o coalescencia)

Ventajas

Las medidas se toman sin fuerzas adicionales. Estas fuerzas están ausentes por una dispersión en la plataforma, por lo tanto, es preferible trabajar sin fuerzas ya que pueden destruir la estructura de descanso y se obtienen resultados erróneos para la dispersión.

Ejemplo



En el ejemplo de la izquierda muestra los cambios típicos de sedimentación: la intensidad de la luz retrodispersada versus la altura de la muestra se muestran, por lo que el menisco de la muestra se encuentra en la parte derecha de la gráfica. Entre 15 minutos varios análisis han sido retirados, lo que conduce a una serie de curvas. Se puede

observar que debido a la sedimentación de las partículas, hay una disminución de la concentración en la parte superior de la muestra conduce a una disminución en la retrodispersión. Por otra parte la señal se incrementa en la parte inferior de la muestra.

En el ejemplo de la derecha muestra los cambios de las curvas de retrodispersión a lo largo de la altura y el tiempo para el caso de la migración ausente, pero presenta cambio de tamaño de partícula. Como las partículas permanecen en promedio en el mismo lugar, pero cambiar su tamaño, la señal es constante a lo largo de la altura para una exploración dada.