

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DE MATERIAL
PARTICULADO EN LA TÉCNICA DE PUENTE EN FORMACIONES
PRODUCTORAS.**

ANA MARCELA CARMONA DE LA HOZ
ASTRID JULIANA GÓMEZ ORTEGA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA-SANTANDER

2015

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DE MATERIAL
PARTICULADO EN LA TÉCNICA DE PUENTE EN FORMACIONES
PRODUCTORAS.**

ANA MARCELA CARMONA DE LA HOZ
ASTRID JULIANA GÓMEZ ORTEGA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos.

Director

JAIME ALBERTO LOZA
Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA-SANTANDER

2015

Dedicatoria.

A todas las personas que de diferente manera contribuyeron en la realización de esta meta y que hoy me llevan a buscar las palabras adecuadas para escribirles esta dedicatoria.

A Dios, por haber sido mi guía por excelencia en el recorrido de este camino, por darme fuerza y ayudarme a superar cada uno de los obstáculos que aparecieron en el intento de alcanzar esta meta.

Dedico este triunfo, en especial, a mis padres, EFRÁIN CARMONA y RUBY DE LA HOZ, por ser mi mejor ejemplo; porque a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación. Porque con su constancia me demostraron que en la vida el esmero y la fe garantizan el éxito en los proyectos. Este trabajo es fruto del esfuerzo y dedicación, totalmente por y para ustedes. Con todo mi cariño y amor, para este par de personas maravillosas que han hecho todo para que yo pueda cumplir mis sueños, a ustedes por siempre mi corazón y mi eterno agradecimiento. ¡Los amo con mi vida!

A mi familia, por confiar en mis capacidades, por darme su apoyo, porque aún en la distancia sé que siempre he estado presente en sus corazones y en cada oración. Para ustedes, mis hermanos, Karen Carmona y Efraín Carmona, a mi prima Juliana Pérez, a mis primos, tíos y abuelos, que han sido mi gran motivación para culminar con éxito el primero de muchos triunfos por venir. A ustedes, que han sido mi mayor alegría, les comparto y dedico ahora la alegría de cumplir mi objetivo. Gracias por su apoyo incondicional.

A Will, por brindarme todo su apoyo, su amor, paciencia y tantos momentos de alegría. Por colaborar en todo cuanto estaba a su alcance para llevar a cabo la realización de este proyecto. A ti, por ser mi compañía incondicional y por hacerme feliz, infinitas gracias.

A lo largo de mi vida he aprendido que existen personas valiosas, que llegan de repente y van formando parte de tu vida, por ello este proyecto está dedicado también a Juliana Gómez, mi compañera de tesis y amiga desde que empecé a luchar por cumplir esta meta, con quien compartí momentos de alegría, tristeza, risas y juegos, gracias a ella por hacer parte de este sueño y de su realización. A Silvia Cárdenas, porque a pesar de la distancia me ha demostrado ser una amiga incondicional, gracias por estar ahí cuando te he necesitado, por brindarme tu amistad, tu cariño y hacerme parte de tu familia. Y a todos aquellos amigos y compañeros con los que compartí muchas experiencias durante mi paso por la universidad.

Ana Marcela Carmona De la Hoz.

Dedicatoria

Cuando vas culminando ciertas etapas de tu vida sueles sentir nostalgia por dejar atrás pero también ansiedad por lo que la vida te traerá, sin embargo me siento orgullosa por haber llegado hasta acá y con muchas ganas de conocer otra faceta de la vida, en la que seguramente caeré y me levantaré como hasta ahora lo he venido haciendo; pero antes de que todo eso llegue quiero dar gracias a todos aquellos que me dieron su compañía por este corto camino universitario.

Quiero iniciar agradeciendo a Dios por todas las bendiciones que derramó sobre mi vida, las personas que puso en mi camino y por la fuerza que día a día me dio para seguir adelante.

A mi madre, por creer en mí a pesar de tantos obstáculos presentados, por apoyarme desde el primer día y verme como la mejor ingeniera ante todos; por amarme incondicionalmente y ser la mejor mamá que una hija podría desear.

A mis padrinos, por siempre estar ahí desde pequeña, por ser unos segundos padres que me llenaron de enseñanzas, experiencias y momentos inolvidables; por llenarme la vida de amor incondicional.

A mi padre, por llenarme de buenos consejos, por siempre mostrarme las cosas como realmente son y abrazarme cuando lo necesitaba, por ser un amigo y darme su palabra de que siempre me dará su mano cuando lo necesite.

A mis tíos y demás familiares por regalarme alegrías y palabras de apoyo cuando me sentía triste, por hacerme reír a cada momento y hacerme sentir que mientras ellos existan nunca estaré sola en la vida.

Finalmente quisiera agradecer a todas aquellas personas que llegaron a mi vida y se quedaron, que me regalaron su tiempo y compartieron sus alegrías para llenarme el corazón de sonrisas que no se borrarán; a Ana Carmona, quien fue no solo mi compañera de tesis sino también mi amiga, con la que empecé y me alegro de haber terminado esta etapa de mi vida, a ella y a todos mis amigos infinitas gracias por estar ahí, con la mínima intención de regalarme felicidad.

Con cariño.

Astrid Juliana Gómez Ortega.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto es el resultado del esfuerzo y dedicación de sus autores y de varias personas que fueron clave en la realización del mismo. Por ello, agradezco principalmente a nuestro director de proyecto, el Ingeniero Jaime Alberto Loza, por habernos brindado su colaboración y tiempo, por haber atendido a cada una de las inquietudes que surgieron a los largo del desarrollo de la tesis y por habernos guiado en la realización del mismo.

Nuestros sinceros agradecimientos y enorme gratitud al Ingeniero Wilson Moreno, quien con su ayuda desinteresada, nos brindó información relevante y de gran ayuda para lograr culminar nuestro proyecto de grado. Gracias por haber estado siempre dispuesto a orientarnos en momentos de duda y compartirnos sus conocimientos en el tema.

A los ingenieros Mauricio Trebilcock, Jaime Castellanos y Alejandro Prieto por haber compartido con nosotras información indispensable en el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|-------------|
| INTRODUCCIÓN..... | 11 |
| 1 GENERALIDADES | 24 |
| 1.1 YACIMIENTOS | 24 |
| 1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS..... | 24 |
| 1.2.1 POROSIDAD..... | 25 |
| 1.2.2 PERMEABILIDAD | 25 |
| 1.2.3 GARGANTA DE PORO..... | 26 |
| 1.3 MÉTODOS PARA DETERMINAR TAMAÑO DE PORO Y GARGANTA DE PORO..... | 28 |
| 1.3.1 SCANNING ELECTRON MICROSCOPE (SEM) | 29 |
| 1.3.2 LABORATORIO DE INYECCIÓN DE MERCURIO | 29 |
| 1.3.3 CÁLCULO GEOMÉTRICO DEL VALOR..... | 31 |
| 1.4 DAÑO A LA FORMACIÓN..... | 34 |
| 1.5 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN..... | 34 |
| 1.5.1 DAÑO DE PERFORACIÓN..... | 35 |

| | | |
|-------|--|----|
| 1.5.2 | DAÑO DE CEMENTACIÓN | 35 |
| 1.5.3 | DAÑO DE COMPLETAMIENTO | 35 |
| 1.5.4 | DAÑO EN LA PRODUCCIÓN | 35 |
| 1.6 | TIPOS DE DAÑO..... | 36 |
| 1.6.1 | DAÑO A LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA | 36 |
| 1.6.2 | REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA..... | 36 |
| 1.6.3 | ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD..... | 37 |
| 1.7 | FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 37 |
| 1.7.1 | DEFINICIÓN | 37 |
| 1.7.2 | COMPONENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN SEGÚN SU FUNCIÓN | 38 |
| 1.7.3 | FUNCIONES DEL FLUIDOS DE PERFORACIÓN..... | 39 |
| 1.7.4 | FLUIDOS BASE AGUA..... | 39 |
| 1.7.5 | CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA | 40 |
| 1.7.6 | FLUIDOS BASE ACEITE | 41 |
| 1.7.7 | CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE..... | 41 |

| | | |
|-------|---|----|
| 1.8 | PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 42 |
| 1.8.1 | PROPIEDADES FÍSICAS | 42 |
| 1.8.2 | PROPIEDADES QUÍMICAS..... | 46 |
| 2 | FLUIDOS DRILL-IN | 48 |
| 2.1 | DEFINICIÓN..... | 48 |
| 2.2 | CARACTERÍSTICAS | 49 |
| 2.3 | FUNCIONES..... | 50 |
| 2.4 | VENTAJAS Y DESVENTAJAS | 51 |
| 2.4.1 | VENTAJAS..... | 51 |
| 2.4.2 | DESVENTAJAS | 52 |
| 2.5 | COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN | 52 |
| 3 | TÉCNICA DE PUENTEEO..... | 53 |
| 3.1 | AGENTES PUENTEANTES | 54 |
| 3.2 | TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES..... | 55 |
| 3.2.1 | MATERIAL DENSIFICANTE | 55 |
| 3.2.2 | MATERIAL SELLANTE | 55 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.2.3 | BARITA | 55 |
| 3.2.4 | HEMATITA | 56 |
| 3.2.5 | SALES..... | 57 |
| 3.2.6 | MICROBURBUJAS | 57 |
| 3.2.7 | CARBONATO DE CALCIO | 58 |
| 3.3 | VENTAJAS DEL CARBONATO DE CALCIO | 59 |
| 3.4 | CARACTERÍSTICAS DEL CARBONATO DE CALCIO | 60 |
| 3.5 | GRANULOMETRÍA DEL $CaCO_3$ | 61 |
| 3.6 | CARBONATO DE CALCIO Y SUS APLICACIONES..... | 62 |
| 3.7 | PROCEDIMIENTO DE PUENTE Y SELECCIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUENTEANTE | 63 |
| 3.8 | CÁLCULO DEL PUENTE CON CARBONATO DE CALCIO..... | 66 |
| 3.9 | VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS AGENTES PUENTEANTES | 66 |
| 3.9.1 | VENTAJAS..... | 66 |
| 3.9.2 | DESVENTAJAS | 67 |
| 3.10 | TEORÍAS DE PUENTE..... | 67 |
| 3.10.1 | ABRAMS..... | 67 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.10.2 | VICKERS | 69 |
| 3.10.3 | TEORÍA DEL EMPAQUETAMIENTO IDEAL | 70 |
| 3.10.4 | MÉTODO FRACTAL | 73 |
| 4 | PROCEDIMIENTOS PARA DESARROLLAR EL SOFTWARE | 74 |
| 5 | DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE | 86 |
| 5.1 | DESCRIPCIÓN | 86 |
| 5.1.1 | ABRAMS | 87 |
| 5.1.2 | IPT | 88 |
| 5.1.3 | VICKERS | 89 |
| 5.1.4 | MÉTODO FRACTAL | 89 |
| 5.2 | MÉTODO DE SOLUCIÓN | 89 |
| 5.2.1 | MÍNIMOS CUADRADOS | 89 |
| 5.3 | DATOS DE ENTRADA | 93 |
| 5.4 | RESULTADOS DEL SOFTWARE | 93 |
| 6 | VERIFICACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SOFTWARE | 94 |
| 6.1 | EJEMPLO DE APLICACIÓN | 94 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.2 | ANÁLISIS DE LA COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS | 101 |
| 6.3 | VALIDACIÓN DE LOS DISEÑOS DE PUENTE | 107 |
| 6.3.1 | SOPORTE TEÓRICO | 107 |
| 6.3.2 | RESULTADOS DE CAMPO Y LABORATORIO DE SOPORTE DE DISEÑO | 110 |
| 7 | CONCLUSIONES | 123 |
| 8 | RECOMENDACIONES | 124 |
| | BIBLIOGRAFÍA | 125 |
| | ANEXOS | 127 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| FIGURA 1: ESQUEMA DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO..... | 24 |
| FIGURA 2: REPRESENTACIÓN DE LA LEY DE DARCY..... | 26 |
| FIGURA 3: ESQUEMA DEL SISTEMA POROSO..... | 27 |
| FIGURA 4: MEDIDA DE PORO Y GARGANTA DE PORO..... | 28 |
| FIGURA 5: ESTIMACIÓN DE GARGANTA DE PORO..... | 32 |
| FIGURA 6: SULFATO DE BARIO..... | 56 |
| FIGURA 7: CLORURO DE CALCIO..... | 57 |
| FIGURA 8: ESQUEMA DE PUENTE CON MICROBURBUJAS..... | 58 |
| FIGURA 9: GRÁFICA DE DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA FORMACIÓN..... | 64 |
| FIGURA 10: GRÁFICA DE DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS CARBONATOS..... | 65 |
| FIGURA 11: ESQUEMA DE COMPACCIÓN DE DOS REGLAS DE PUENTE..... | 68 |
| FIGURA 12: MECANISMOS DE FILTRACIÓN..... | 72 |
| FIGURA 13: PARÁMETROS DE ENTRADA DEL COMPLEMENTO SOLVER..... | 81 |
| FIGURA 14: GRÁFICA DE DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS CARBONATOS, DE LA FORMACIÓN Y LA MEZCLA..... | 84 |
| FIGURA 15: DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS PROCESOS LLEVADOS A CABO PARA LA REALIZACIÓN DEL SOFTWARE..... | 85 |
| FIGURA 16: CRITERIO DE MÍNIMOS CUADRADOS..... | 91 |
| FIGURA 17: ECUACIONES DE PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD Y DIÁMETRO DE LAS PARTÍCULAS..... | 109 |
| FIGURA 18: ESPESOR DEL REVOQUE EN DIFERENTES SECTORES SANTOS 122 (MW 12,3 PPG)..... | 115 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 19: ESPESOR DEL REVOQUE EN DIFERENTES SECTORES SANTOS 164 (MW 13,3) | 116 |
| FIGURA 20: DISTRIBUCIÓN DE PARTÍCULAS DEL FLUIDO Y DISTRIBUCIÓN OBJETIVO..... | 118 |
| FIGURA 21: FILTRADO HTHP..... | 119 |
| FIGURA 22: TORTA DE FILTRADO..... | 120 |
| FIGURA 23: TAMAÑO DE LA TORTA DE FILTRADO | 120 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|------|
| TABLA 1: CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS POROSOS | 27 |
| TABLA 2: COMPONENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN | 38 |
| TABLA 3: FUNCIONES DE LOS COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN..... | 53 |
| TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DEL CARBONATO DE CALCIO. | 60 |
| TABLA 5: DATOS DE ENTRADA DEL MÉTODO DE VICKERS..... | 75 |
| TABLA 6: DATOS DE VICKERS PARA REALIZAR LA INTEROLACIÓN. | 76 |
| TABLA 7: INTERPOLACIÓN DE LA FRECUENCIA ACUMULADA PARA EL MÉTODO DE VICKERS. | 77 |
| TABLA 8: DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS CARBONATOS A UTILIZAR..... | 79 |
| TABLA 9: RANGO DE TRABAJO PARA EL MÉTODO DE VICKERS..... | 80 |
| TABLA 10: RESULTADOS ARROJADOS POR EL SOLVER..... | 82 |
| TABLA 11: DISTRIBUCIÓN DE LOS CARBONATOS Y DE LA MEZCLA OBTENIDA..... | 83 |
| TABLA 12: RESULTADOS OBTENIDOS | 101 |
| TABLA 13: COMPARACIÓN DE RESULTADOS | 106 |
| TABLA 14: DESVIACIÓN DE LOS RESULTADOS | 107 |
| TABLA 15: ANÁLISIS DE LAS ECUACIONES DE PERMEABILIDAD | 110 |
| TABLA 16: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FILTRADO API | 112 |
| TABLA 17: TAMAÑOS DE GARGANTA DE PORO | 117 |
| TABLA 18: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FILTRADO | 119 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|-------------|
| ANEXO A: MANUAL DE USUARIO | 127 |
| ANEXO B: HOJA DE SEGURIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO | 138 |
| ANEXO C: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 200 | 145 |
| ANEXO D: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 325 | 147 |
| ANEXO E: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 400..... | 149 |
| ANEXO F: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 40-100..... | 151 |
| ANEXO G: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 50-150 | 153 |
| ANEXO H: TAMAÑO DE PARTÍCULAS DE OS CARBONATOS USADOS POR OPTIBRIDGE. | 154 |

RESUMEN

TÍTULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DE MATERIAL PARTICULADO EN LA TÉCNICA DE PUENTE EN FORMACIONES PRODUCTORAS. *

AUTORAS:

ANA MARCELA CARMONA DE LA HOZ

ASTRID JULIANA GÓMEZ ORTEGA **

PALABRAS CLAVES

Técnica de puenteo, agente puenteante, daño en la formación, tamaño de poro, garganta de poro, granulometría, filtrado del lodo de perforación, producción.

CONTENIDO

En el trabajo presentado a continuación, se llevó a cabo la realización de un software cuyo objetivo es optimizar la selección del material particulado en la técnica de puenteo con el fin de generar un sello eficiente en la cara de la formación productora, minimizando la invasión de sólidos y fluidos y por ende el daño causado en la formación por parte de los mismos. El desarrollo del software se planteó inicialmente mediante el uso de plantillas de Excel y posteriormente se realizó el código a través del lenguaje de programación JAVA.

La optimización del material particulado, se obtiene mediante la aplicación de la técnica de análisis numérico conocida como método de mínimos cuadrados. A través de este se consigue ajustar la curva de la mezcla de carbonatos, que representa la distribución granulométrica de la misma y que estará conformada por diferentes concentraciones de los carbonatos de calcio utilizados, con la curva de distribución granulométrica de la formación que se quiere puentear.

La herramienta software realizada cuenta con una interfaz de manejo fácil y amigable con el usuario. No obstante la interpretación de resultados de la misma requiere de ciertos conocimientos previos, con respecto a la técnica de puenteo, por parte del ingeniero o persona que la quiera utilizar. El software provee al usuario los carbonatos que debe usar en la mezcla, dejando también a criterio del usuario los carbonatos que desea mezclar, y la concentración que se debe adicionar de cada carbonato, de acuerdo a la densidad del lodo.

Finalmente se realiza una comparación de los resultados obtenidos mediante el software SoluBridge, con los arrojados por un software utilizado comercialmente y se determina la varianza entre estos y la curva objetivo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. JAIME ALBERTO LOZA CASTILLO.

ABSTRACT

**TITLE: SOFTWARE TOOL FOR THE SELECTION OF PARTICULATE MATTER
IN THE BRIDGING TECHNIQUE IN PRODUCING FORMATIONS.***

AUTHORS:

ANA MARCELA CARMONA DE LA HOZ

ASTRID JULIANA GÓMEZ ORTEGA**

KEY WORDS: Bridging technique, bridging agent, formation damage, pore size, pore throat, granulometry, drilling mud filtrate, production.

DESCRIPTION:

In the work presented below, it was conducted performing a software aimed at optimizing the selection of the particulate material in the bridging technique in order to generate an effective seal on the face of the producing formation, minimizing the invasion of solids and fluids and hence the damage caused by the formation thereof. Software development was initially raised by using Excel templates and then the code is performed using Java programming language.

Optimization particulate material is obtained by applying numerical analysis technique known as the least squares method. Through this is achieved adjust the curve of the mixture of carbonates, which represents the particle size distribution of the same and will consist of different concentrations of calcium carbonate used, with the curve of granulometric distribution of the formation we want to bridge.

The software tool made account with a user-friendly interface. However the interpretation of results it requires some prior knowledge about the bridging technical, by the engineer or person who wants to use. The software provides the user carbonates should be used in the mix, also left up to the user to be mixed carbonates, and the concentration must be added each carbonate, according to the mud.

Finally a comparison of the results obtained by SoluBridge software, the software thrown used commercially and variance between these and the target curve is performed is determined.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. JAIME ALBERTO LOZA CASTILLO.

INTRODUCCIÓN

El planteamiento del software SOLUBRIDGE, surge con el objetivo de facilitar la formulación y selección adecuada del agente puenteante que se quiere adicionar en el fluido de perforación, mediante la aplicación de las diferentes técnicas de puenteo. Éstas tienen como fin proteger la formación productora de la invasión de sólidos y líquidos provenientes del fluido de perforación. La herramienta software creada, permite determinar la mezcla óptima de carbonato de calcio que se debe adicionar fluido y la concentración de ésta, como también permite ajustar la distribución de un lodo previamente creado. En el desarrollo del software se implementaron 4 teorías de puenteo, la teoría de Vickers, teoría del empaquetamiento ideal (IPT), teoría de Abrams y una nueva tecnología conocida como método fractal, que son explicadas con detalle, previas al desarrollo de la herramienta.

En el primer capítulo de este trabajo se presenta una descripción generalizada de los yacimientos, como sus propiedades petrofísicas, tipos de daño y los diferentes métodos para determinar el tamaño de la garganta de poro. Por otro lado también se habla de los fluidos de perforación y sus diferentes funciones, los cuales son de vital importancia en la etapa de perforación.

En el segundo capítulo se presenta la definición de los fluidos Drill-In, sus funciones, ventajas y desventajas; a su vez se habla de la técnica de puenteo, la cual es la parte fundamental del desarrollo de este proyecto.

El tercer capítulo abarca todo lo relacionado con la técnica de puenteo, dando a conocer los diferentes agentes puenteantes y se describiendo cada una de las teorías de puenteo que se estudiaron y permitieron el desarrollo del presente documento.

En el capítulo número cuatro se explica a groso modo cada uno de los procedimientos que fueron tenidos en cuenta para el desarrollo del software, qué se obtiene a partir de cada uno de ellos y de qué manera.

El quinto capítulo abarca todo el desarrollo de la herramienta software, el método de solución que se utilizó y los resultados que se obtienen después de su ejecución. Se explica detalladamente los datos de entrada que solicita el software y la manera en cómo éste soluciona para llegar a los resultados esperados.

En el sexto capítulo se puede apreciar la comparación de los resultados obtenidos de la herramienta software diseñada con respecto a los resultados arrojados por el software comercial OPTIBRIDGE, como forma de validación del software; el soporte técnico y los resultados de campo y laboratorio.

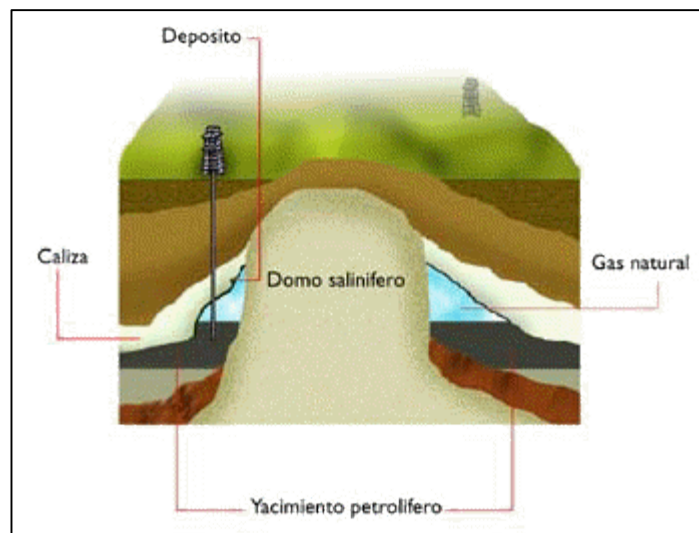
Con el desarrollo del software fue posible cumplir el objetivo propuesto de determinar la granulometría adecuada del agente puenteante, lo cual se comprobó mediante diferentes simulaciones con el ingreso de datos de la formación. Así, fue posible observar que los métodos que realizan un mejor ajuste de las curvas son el método de Vickers y el método IPT, ajustando de manera óptima la gráfica de distribución granulométrica de la mezcla con la de la formación de interés.

1 GENERALIDADES

1.1 YACIMIENTOS

Los yacimientos son trampas subterráneas que poseen diferentes características estratigráficas y estructurales y que están formadas por rocas que cuentan con ciertas propiedades, como porosidad y permeabilidad, que le permiten almacenar en los espacios porosos de la misma, grandes cantidades de petróleo y gas. Es decir, un yacimiento representa la parte de una trampa en donde se encuentran acumulaciones de petróleo, gas natural o una combinación de ambos.

FIGURA 1: ESQUEMA DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO.



FUENTE: Rocas Sedimentarias. Disponible en internet: <http://contenidos.educarex.es/mci/2007/33/ud1/sedimentarias.htm>

1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La petrofísica se basa en el estudio de las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos que contiene. Para caracterizar de manera adecuada un yacimiento

es necesario determinar las propiedades de la roca como porosidad, permeabilidad, distribución de garganta de poro, presión capilar, tensión interfacial, saturación de fluidos, entre otras. Se definen, a continuación, las propiedades que intervienen en el diseño de un fluido “Drill-In”, siendo las más importantes:

1.2.1 POROSIDAD

Se define como la capacidad de la roca para almacenar fluidos. Es decir, la fracción del volumen total de la roca que corresponde al espacio poroso disponible para la acumulación de fluidos. Está dada por la razón:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde \emptyset es la porosidad

V_p , volumen poroso

V_t Es el volumen total o volumen bruto de la roca.

Porosidad absoluta: Relación entre el espacio poroso de la roca y el volumen total.

Tamaño de poro: Los poros son aquellos espacios vacíos entre los granos, que permiten el almacenamiento de fluidos como petróleo, agua o gas.

1.2.2 PERMEABILIDAD

Es la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros y está en función del grado de interconexión entre los poros. La permeabilidad se expresa mediante la ley de Darcy, de la siguiente manera:

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (2)$$

Donde, k es la permeabilidad [D]

q , tasa de flujo [cm^3/seg]

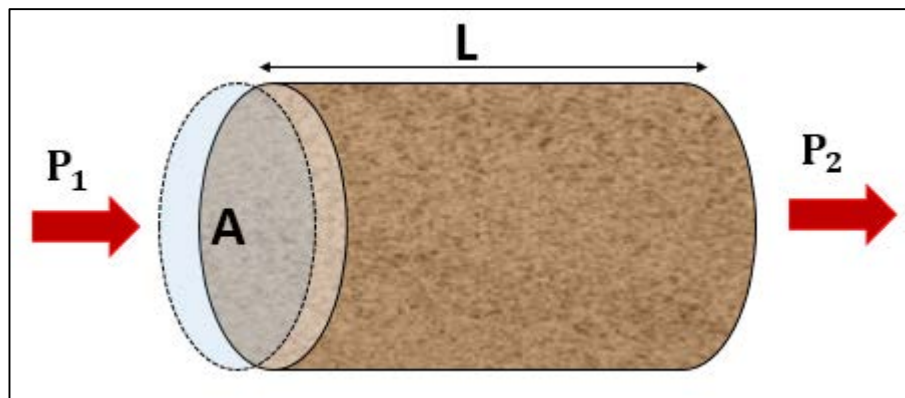
μ , viscosidad [cP]

L , longitud [cm]

A , área [cm^2]

ΔP , diferencial de presión [atm].

FIGURA 2: REPRESENTACIÓN DE LA LEY DE DARCY.



1.2.3 GARGANTA DE PORO

Son las conexiones entre los espacios porales, de ellas depende el flujo. El radio de garganta de poro es el radio del círculo trazado perpendicular a la dirección del flujo dentro del punto más estrecho de la conexión entre poros. Es una característica importante para el diseño de la distribución de partículas en un fluido "Drill-In". El

tamaño de garganta de poro se puede determinar mediante pruebas de inyección de mercurio o de presión capilar.

FIGURA 3: ESQUEMA DEL SISTEMA POROSO.



De acuerdo al tamaño de las gargantas de poro, los sistemas porosos se pueden clasificar como se describe a continuación:

TABLA 1: CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS POROSOS

| TIPO DE ROCA | RANGO DE GARGANTA DE PORO [μm] |
|--------------|---|
| Megaporosa | > 10 |
| Macroporosa | 2.0 a 10 |
| Mesoporosa | 0.5 a 2 |
| Microporosa | 0.1 a 0.5 |
| Nanoporosa | < 0.1 |

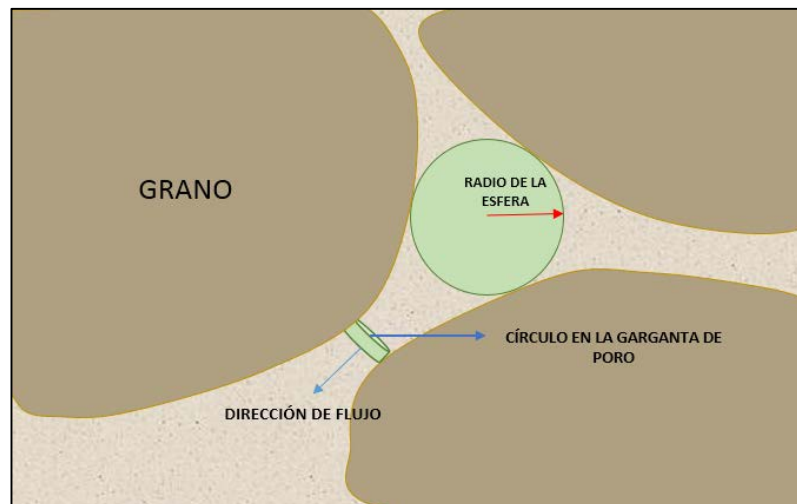
FUENTE: Correlación de tamaño medio de poro. Disponible en internet en: <https://es.scribd.com/doc/264411361/Correlacion-de-tamana-medio-de-poro#scribd>

1.3 MÉTODOS PARA DETERMINAR TAMAÑO DE PORO Y GARGANTA DE PORO

Es de gran importancia describir y caracterizar el medio poroso de un yacimiento, puesto que este nos brinda información acerca de su comportamiento. Para caracterizar dicho sistema poroso, es necesario tener en cuenta y determinar ciertos parámetros como forma y tamaño de poro y el tamaño de garganta de poro.

El radio de garganta de poro es el radio del círculo trazado perpendicular a la dirección del flujo dentro del punto más estrecho de la conexión entre poros, mientras que el radio de un poro es el radio de la esfera más grande que se pueda colocar dentro del poro.¹

FIGURA 4: MEDIDA DE PORO Y GARGANTA DE PORO



FUENTE: Tomado y modificado, HARTMANN, D. J., and BEAMOUNT, E.A., Exploring for oil and gas traps, Handbook of Petroleum Geology, Chap 9. Predicting Reservoir System Quality and Performance, 1999.

¹ APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y SU RELACIÓN CON LA CALIDAD DE ROCA DE YACIMIENTO EN EL POZO VLA-1326, UNIVERSIDAD CENTRAL DE CARACAS VENEZUELA, 2004, CAP. 3, PÁG. 17.

Existen diferentes métodos para determinar el tamaño de poros y garganta de poros de la formación, sin embargo, cabe indicar que aunque hay reglas teóricas, la más eficiente de obtener estos datos es mediante pruebas de laboratorio. Entre los métodos para estimar dichos valores, podemos destacar:

1.3.1 SCANNING ELECTRON MICROSCOPE (SEM)

El microscopio electrónico de barrido (SEM) es un instrumento capaz de ofrecer un variado rango de informaciones procedentes de la superficie de la muestra. Su funcionamiento se basa en barrer un haz de electrones sobre un área del tamaño que deseemos (aumentos) mientras en un monitor se visualiza la información que hayamos seleccionado en función de los detectores que hayan disponibles.²

El tamaño de poro puede ser estimado visualmente mediante la técnica de microscopía electrónica de barrido. Un fragmento de roca del yacimiento, de unos milímetros, se coloca sobre la cámara de un microscopio electrónico de barrido, dicha muestra es analizada para determinar el tamaño de poro y garganta de poro. La desventaja de este método, es que para determinar diversos tamaños tanto de poro como de garganta de poro, se requiere tener varias muestras de la roca yacimiento.

1.3.2 LABORATORIO DE INYECCIÓN DE MERCURIO

Los tamaños de garganta de poro pueden ser medidos a través de pruebas de presión capilar de inyección de mercurio. Las curvas de presión capilar permiten obtener una distribución de los tamaños de garganta de poro a partir de las muestras

² MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO, UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALENCIA, Disponible en internet: <http://www.upv.es/entidades/SME/info/753120normalc.html>

de un yacimiento, sin embargo, es importante tener en cuenta que estos valores pueden llevar a errores debido a que los datos obtenidos a partir del laboratorio de inyección de mercurio incluyen tamaño de poro y tamaño de garganta de poro, debido a que esta prueba no los diferencia.

Lo que se determina con esta prueba de laboratorio, es la distribución de gargantas de poro invadidas con mercurio a determinadas presiones de trabajo, debido a que la resistencia al ingreso de mercurio a un determinado poro, no depende del tamaño del mismo sino del tamaño de la garganta de poro, puesto que de estas depende el flujo de fluidos desde y hacia los poros. Luego de que el mercurio pasa la barrera puesta por la garganta, invade el poro en su totalidad sin necesidad de aumentar la presión de inyección de mercurio aplicada.

Luego, a partir de los datos de presión obtenidos de la prueba de inyección de mercurio, se pueden calcular los radios de garganta de poro mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2*\gamma*\cos\phi}{r} \quad (3)$$

Donde:

P_c , presión capilar [dinas/cm²]

γ , tensión interfacial de mercurio [480 dinas/ cm²]

ϕ , ángulo de contacto del mercurio [140°]

r , radio de garganta de poro [μ m]

1.3.3 CÁLCULO GEOMÉTRICO DEL VALOR

Los tamaños de poro y gargantas porales se pueden determinar mediante pruebas de inyección de mercurio, por análisis de imágenes de secciones delgadas o por microscopía electrónica de barrido. Sin embargo, en arenas no consolidadas, como por ejemplo arenas de playa, estos métodos no pueden ser implementados, por lo que se recurre a realizar estimaciones utilizando el método geométrico. Este método ha sido utilizado para conocer los tamaños de poro y de gargantas de poro en los lechos filtrantes. El método geométrico hace una estimación de los valores de tamaño de poro y garganta de poro mediante la determinación del espacio en un tetraedro formado por cuatro esferas, este espacio es calculado mediante el uso de la geometría. En este modelo, para determinar el tamaño de garganta de poro se estima el espacio usando tres esferas y para hallar el tamaño de poro se usan las cuatro esferas. Debido a que se tiene una distribución de tamaño de arenas o de carbonatos, se usa simulación Montecarlo para estimar la distribución de tamaños de poro y garganta de poro en un modelo.

Para estimar dichos tamaños, se usan las ecuaciones de geometría obtenidas por Descartes (Teorema de los círculos de Descartes). Conocido este tamaño del espacio poral, es posible estimar o seleccionar los carbonatos que permitan optimizar el diseño del puenteo. Dado que se busca disminuir la permeabilidad de la torta del lodo, se requiere incluir partículas finas que rellenen los espacios porosos dejados por los agentes puenteantes medios o gruesos de manera que se disminuya su porosidad y por tanto la permeabilidad de la misma.

Las ecuaciones geométricas que permiten determinar los tamaños de poro y de garganta de poro, se describen a continuación.

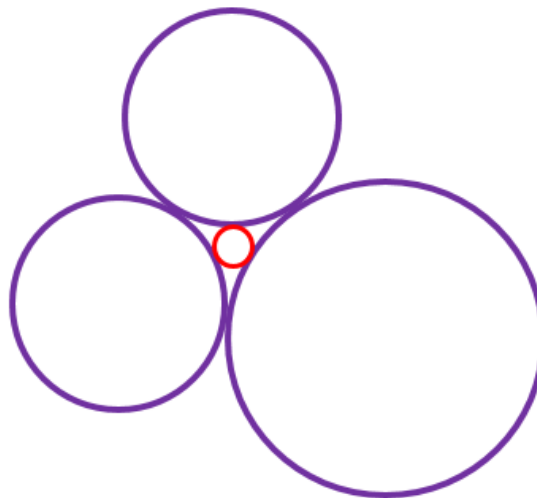
Se enuncia el teorema en términos de la curvatura de un círculo, que está definida como:

$$k = \pm \frac{1}{r}$$

Donde r , es el radio. Observando que la curvatura y el radio son valores inversamente proporcionales, por lo tanto entre más grande es el círculo, menor es la magnitud de su curvatura.

- ✓ **Tamaño garganta de poro:** Para determinar este valor, se estima es espacio usando tres esferas. Dados tres círculos mutuamente tangentes (morados), se determinan el radio de cuarto círculo (rojo).

FIGURA 5: ESTIMACIÓN DE GARGANTA DE PORO



FUENTE: Modificado de "Teorema de los círculos de Descartes". Disponible en internet en: <https://es.wikipedia.org>

Si cuatro círculos de curvatura K_1 , K_2 y K_3 son tangentes entre sí, se puede determinar la curvatura K_4 del cuarto círculo, mediante el teorema:

$$(k_1 + k_2 + k_3 + k_4)^2 = 2(k_1^2 + k_2^2 + k_3^2 + k_4^2) \quad (4)$$

Para encontrar el radio del cuarto círculo, la ecuación se describe como:

$$k_4 = k_1 + k_2 + k_3 \pm 2\sqrt{k_1k_2 + k_2k_3 + k_3k_1} \quad (5)$$

- ✓ **Tamaño de poro:** Para determinar este valor, calculando el espacio formado por cuatro esferas. En general, las curvaturas de cinco esferas mutuamente tangentes entre sí, está dada por:

$$3(k_1^2 + k_2^2 + k_3^2 + k_4^2 + k_5^2) = (k_1 + k_2 + k_3 + k_4 + k_5)^2 \quad (6)$$

Resolviendo para hallar k_5 :

$$k_5^{\pm} = \frac{1}{2}\{k_1 + k_2 + k_3 + k_4 \pm (6(k_1k_2 + k_1k_3 + k_1k_4 + k_2k_3 + k_2k_4 + k_3k_4) - 3(k_1^2 + k_2^2 + k_3^2 + k_4^2))^{\frac{1}{2}}\} \quad (7)$$

(Soddy 1937a). Gosset (1937) señaló que la expresión bajo el signo de la raíz cuadrada está dada por:

$$\left(6(k_1k_2 + k_1k_3 + k_1k_4 + k_2k_3 + k_2k_4 + k_3k_4) - 3(k_1^2 + k_2^2 + k_3^2 + k_4^2)\right)^{\frac{1}{2}} = 3\sqrt{3} V k_1 k_2 k_3 k_4 \quad (8)$$

Donde V , es el volumen del tetraedro que tiene vértices en el centro de las cuatro esferas correspondientes.

Así, la expresión se puede reducir de la siguiente forma:

$$k_5 = \frac{1}{2}\sigma_2 + \sqrt{3}\epsilon \quad (9)$$

Donde:

$$\sigma_2 = k_1 + k_2 + k_3 + k_4 \quad (10)$$

$$\epsilon = \frac{3}{2} V k_1 k_2 k_3 k_4 \quad (11)$$

Una regla empírica utilizada en la industria petrolera para determinar el diámetro de garganta poral, es tomar la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys.

1.4 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se define como la disminución en la permeabilidad y/o porosidad que se presentan en la formación productora y que traen como consecuencia una reducción en la producción de hidrocarburos. El daño a la formación se puede originar durante las diferentes etapas de la vida productiva de un pozo, siendo el proceso de perforación la principal causa de daño a la formación.

1.5 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Las operaciones que se llevan a cabo para poner un pozo en producción representan una fuente de daño a la formación. Algunos de los principales factores que dan origen a daño en la formación son los que se mencionan a continuación.

1.5.1 DAÑO DE PERFORACIÓN

Hace referencia a la invasión de sólidos o fluidos de perforación, siendo este último la principal causa de daño a la formación. El daño causado por los fluidos de perforación se debe a la filtración de estos hacia la formación, la formación del revoque y a sus componentes, entre los que encontramos: densificantes, viscosificantes, agentes dispersantes, reductores de filtración, entre otras; éstos al ser forzados hacia la formación productora pueden generar disminución de la permeabilidad y porosidad de la misma.

1.5.2 DAÑO DE CEMENTACIÓN

La lechada de cemento genera pérdida de filtrado y los sólidos ingresan a la formación. Si el filtrado invade la formación, puede ocasionar un cambio en la mojabilidad. Si no se tiene control en los volúmenes de cemento se puede generar daño, aunque la duración del trabajo de cementación es corta.

1.5.3 DAÑO DE COMPLETAMIENTO

Durante esta etapa se puede provocar taponamiento en la formación debido a los sólidos suspendidos, ocasionando disminución de la permeabilidad, hinchamiento de arcillas y precipitación de incrustaciones.

1.5.4 DAÑO EN LA PRODUCCIÓN

El daño durante este proceso es debido a grandes caídas de presión o elevadas tasas de flujo, facilitando el taponamiento por derrumbe de la formación cercana al revestimiento.

1.6 TIPOS DE DAÑO

El daño es una modificación de las propiedades petrofísicas de la roca que rigen el flujo de fluidos a través del medio poroso. Los tipos de daño en la interacción roca-fluidos se pueden clasificar en tres grupos:

1.6.1 DAÑO A LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA

La permeabilidad absoluta de una roca se reduce cuando hay una disminución de los espacios vacíos interconectados debido a la presencia de partículas sólidas que ocupan parcial o totalmente el espacio poroso o por el aumento del material sólido que compone la roca.

Las partículas sólidas invaden y se quedan atrapadas en los poros o interconexiones. Dichas partículas pueden provenir de sólidos de los fluidos de perforación y completamiento, incrustación de depósitos inorgánicos o estar presentes en la formación. La disminución en los espacios vacíos también puede ser ocasionada por aumento de los minerales de la formación, por ejemplo, hinchamiento de arcillas.

1.6.2 REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA

Se debe a cambios en la saturación de los fluidos, incremento de la saturación de agua; debido a la invasión de filtrado o a la conificación del agua de formación, dando como resultado una disminución de la producción de petróleo.

1.6.3 ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD

Un aumento en la viscosidad del fluido se puede generar debido a la formación de emulsiones, estas a su vez se presentan por la incompatibilidad de los fluidos que ocupan el medio poroso con los fluidos que lo invaden.

1.7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.7.1 DEFINICIÓN

Un fluido de perforación es una mezcla de sustancias; ya sea aire o gas, agua, aceite o combinaciones de agua y aceite; que poseen características tanto físicas como químicas ideales y adecuadas a las condiciones de operación y a la formación litológica presente.

Entre las características principales de estos fluidos están el no ser tóxicos, soportar altas temperaturas, ser inertes a las contaminaciones de sales solubles y mantener sus propiedades según se necesite en la operación.

Las composiciones de los fluidos de perforación varían según las exigencias del pozo, las capacidades de los equipos de perforación y los asuntos ambientales.

Por otro lado, los sistemas de fluidos de perforación poseen una fase continua, que es líquida y una fase discontinua compuesta por sólidos. En ocasiones también exhiben una fase gaseosa; ya sea por diseño o como resultado del arrastre de gas de formación. La fase continua puede ser utilizada para clasificar los tipos de fluidos de perforación en gaseosos, fluidos acuosos o sistemas no acuosos. Estos fluidos

son una mezcla de componentes líquidos y sólidos, cada uno de los cuales está diseñado para modificar una propiedad específica del fluido de perforación, tal como su viscosidad y densidad.

1.7.2 COMPONENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN SEGÚN SU FUNCIÓN

La composición de un fluido de perforación está determinada por el tipo de operación a realizar, como en la etapa de perforación se atraviesan diferentes tipos de litologías, es necesario ajustar, para cada etapa, un fluido de perforación con características físico-químicas adecuadas para la zona a operar.

Los fluidos de perforación se clasifican según sus funciones como:

TABLA 2: COMPONENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

| | |
|---|---|
| Densificantes | Barita, Óxido de hierro, Carbonato de calcio, Compuestos de plomo. |
| Viscosificantes | Atapulgita, Arcilla, Bentonita, Fibras de amianto. |
| Fase continua | Agua, aceites minerales, gas, petróleo. |
| Agentes dispersantes | Taninos, Lignosulfatos, Lignitos. |
| Controladores de pH | Soda cáustica, TEA, Cal. |
| Reductores de filtración, anticorrosivos | Polímeros, emulsificantes, humectantes, almidones, aminas. |

Fuente: QMAX ECUADOR

1.7.3 FUNCIONES DEL FLUIDOS DE PERFORACIÓN

- ✓ Transportar a superficie los recortes y derrumbes existentes en el pozo.
- ✓ Enfriar y lubricar la broca.
- ✓ Sostiene las paredes del pozo por medio de la formación de un revoque.
- ✓ Controla las presiones subterráneas de la formación.
- ✓ Genera la transmisión de energía hidráulica.
- ✓ Mantener los sólidos en suspensión.
- ✓ Genera información a través de registros eléctricos.
- ✓ Controlar la corrosión.
- ✓ Minimizar los daños al medio ambiente.
- ✓ Mantener en suspensión la sarta y las tuberías de revestimiento.

1.7.4 FLUIDOS BASE AGUA

Son los fluidos de perforación más usados en la industria, su fase continua es agua, ya sea salmuera o agua dulce, y algunos aditivos tales como la bentonita, barita, entre otros.

La mayoría de los fluidos base agua están constituidos por las siguientes fases:

- ✓ Fase líquida³

Es la que se compone del agua, ya sea salmuera o agua dulce, y forma la mayor parte de este fluido.

³ FLUIDOS DE PERFORACIÓN, UNIVERSIDAD DEL ZULIA, 2012, PÁG 6.

✓ Fase reactiva

En esta fase se usan varios tipos de arcillas, si se realiza con salmuera generalmente se usa como elemento principal la atapulgita, si se realiza con agua dulce se utiliza montmorillonita o bentonita.

✓ Fase inerte

Compuesta principalmente por carbonato de calcio como material densificante.

✓ Fase química

Es la fase en la que se usan los componentes que le dan las propiedades necesarias para controlar el comportamiento de las arcillas y para mantener el fluido de la manera requerida según la operación a realizar.

1.7.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA

Los fluidos base agua pueden estar clasificados en diferentes categorías, tales como:

- ✓ Sistema base agua no densificado.
- ✓ Sistema base agua densificado y desfloculado.
- ✓ Sistema inhibidor a base de potasio.
- ✓ Sistema de polímeros encapsuladores.
- ✓ Sistema de polímeros ATAP.
- ✓ Sistema de silicatos.
- ✓ Sistema de polímeros con poliglicol.

1.7.6 FLUIDOS BASE ACEITE

Son fluidos que han sido empleados para suplir las necesidades que los lodos base agua no pueden realizar, tales como condiciones de perforación en pozos profundos que tienen altas temperatura y altas presiones.

1.7.7 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE

✓ LODOS DE ACEITES DESHIDRATADOS

Contienen menos del 5% en agua y a su vez mezclas de ácidos orgánicos, asfaltos oxidados, diésel o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras.

✓ EMULSIONES INVERTIDAS

Contienen más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales, este lodo es estable a diferentes temperaturas.

1.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.8.1 PROPIEDADES FÍSICAS

✓ DENSIDAD

Es uno de los factores más importantes, ya que es que le proporciona la presión hidrostática necesaria para la columna de fluido de perforación. También tiene como función mantener los fluidos contenidos dentro del pozo durante la perforación y mantiene las paredes del pozo, esto es debido a la presión transmitida por la columna de fluido.

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo está determinada por el gradiente de presión. La presión de poro a una profundidad dada, muy frecuentemente excede la presión ejercida por el peso de la tierra, sobre la profundidad evaluada (presión de sobrecarga). La presión de sobrecarga es tomada como 1psi/ft de profundidad. Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al hoyo, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poro obtenida. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar una fractura en la formación y por consiguiente la pérdida del fluido de control.

✓ VISCOSIDAD PLÁSTICA

Se origina principalmente por la fricción mecánica, la cual es producida por los sólidos y líquidos que componen al fluido de perforación.

Se origina principalmente por la fricción mecánica, la cual es producida por los sólidos y líquidos que componen al fluido de perforación.

La viscosidad plástica viene dada por la siguiente ecuación:

$$VP = \varnothing 600 - \varnothing 300 \quad (12)$$

Donde:

$\varnothing 600 =$ Viscosidad leída por el viscosímetro a 600 RPM

$\varnothing 300 =$ Viscosidad leída por el viscosímetro a 300 RPM

✓ VISCOSIDAD APARENTE

Se define como la medición en centipoises que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida.⁴

Siempre es recomendable trabajar a viscosidades bajas, pues se obtendrá mayor eficiencia en la tasa de penetración.

La viscosidad aparente es la marcada por el viscosímetro a 300 RPM.

✓ ESFUERZO DE GELES

Es la capacidad de suspensión que posee un fluido. Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para permitir el asentamiento de los sólidos en los

⁴ FLUIDOS DE PERFORACIÓN, UNIVERSIDAD DEL ZULIA, 2012, PÁG 8.

tanques de superficie, permitir el buen rendimiento de las bombas y minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.

✓ PUNTO CEDENTE

Es la resistencia al flujo causada por fuerzas de atracción entre partículas sólidas del lodo de perforación. Depende de las propiedades de los sólidos del lodo en superficie y la concentración de los sólidos en el volumen de lodo.

Generalmente un punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos y los sólidos arcillosos de formación. Estos altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, la cual debe controlarse con dispersantes.⁵

$$YP \text{ (cps)} = \text{Lectura a 300 r.p.m.} - VP \quad (13)$$

✓ REOLOGÍA

Estudia los fenómenos la relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte, el impacto que éstos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares.

✓ Ph

Una variación del pH debida, por ejemplo, a la perforación de formaciones salinas de acuíferos puede provocar la floculación del lodo, produciéndose la sedimentación de las partículas unidas.

⁵ FLUIDOS DE PERFORACIÓN, UNIVERSIDAD DEL ZULIA, 2012, PÁG 9.

La estabilidad de la suspensión de bentonita en un lodo de perforación es esencial para que cumpla su función, lo que requiere un control continuo de pH.

Un lodo bentonítico es estable cuando su pH está comprendido entre 7 y 9,5 aproximadamente. Para corregir y mantener su pH dentro de los límites adecuados se usan diferentes productos.

Para indicar el pH del lodo en básico o ácido, la mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH comprendido entre 7,5 y 11,5; se tiene un fluido bajo en pH cuando se está en el rango de 7,5 a 9,5 y un fluido alto en pH cuando se está en el rango de 9,5 a 11,5.

✓ **FILTRADO API A HP-HT (Alta presión – Alta temperatura)**

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

Esta característica es afectada por factores como la presión, temperatura y el tiempo. Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite⁶.

⁶ FLUIDOS DE PERFORACIÓN, UNIVERSIDAD DEL ZULIA, 2012, PÁG 9.

1.8.2 PROPIEDADES QUÍMICAS

✓ DUREZA

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base agua.

El agua que contiene gran cantidad de sales disueltas de calcio y magnesio se conocen como agua dura. Las arcillas de perforación tienen bajos puntos cedentes cuando son mezclados con agua dura. Cuanto más dura sea el agua, más bentonita se va a necesitar para obtener un lodo con esfuerzo de gel eficaz.

Cuando se tienen casos extremos, se considera rentable a nivel económico, tratar el agua químicamente antes de usarla para mezclar el lodo, sin embargo este proceso no tiene una rentabilidad del 100%.

✓ CLORUROS

Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base agua. En el análisis es importante si existe contaminante para poder determinar las concentraciones de cloruros. La prueba de cloruro es de gran importancia en las áreas donde estos cloruros pueden contaminar el fluido de perforación.

✓ ALCALINIDAD

Se refiere a la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos y el poder ácido-neutralizante de una sustancia. En el lodo,

la prueba puede realizarse directamente en el (Pm) o en el filtrado (Mf y Pf). Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se puede estimar la concentración de iones presentes en el fluido, tales como las concentraciones de los iones hidroxilos (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-), quienes son responsables de la alcalinidad del lodo.

La alcalinidad que proviene de los iones hidroxilo se considera benéfica, proporcionando un ambiente alcalino no corrosivo, propicio para el buen desempeño de algunos aditivos del lodo; mientras que la alcalinidad que proviene de los iones carbonato y bicarbonato es considerada como dañina, debido a que la presencia de estos iones afectan negativamente la fuerza gel y el filtrado de lodo sin permitir acciones correctivas en su presencia.

La presencia de iones carbonato de calcio, que convierten los iones bicarbonato en iones carbonato, se debe a la contaminación del agua del lodo con CO_2 , contenido en muchas formaciones perforadas.

✓ MBT (Methylene Blue Test)

Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido. Esta prueba provee una estimación de la capacidad total de intercambio de cationes de arcillas reactivas de un lodo, se suministra usualmente en términos de peso (mili equivalente de hidrógeno por cada 100 gramos de arcilla).⁷

⁷ DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN COMPUESTO POR CARBONATO DE CALCIO PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO PALO AZUL, UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, 2012, CAP 3, PÁG 48.

La capacidad de azul de metileno y la capacidad de intercambio de cationes no son totalmente iguales; normalmente la primera es un poco menor que la capacidad real de intercambio de cationes.

2 FLUIDOS DRILL-IN

2.1 DEFINICIÓN

Los fluidos “Drill-In” son fluidos de perforación utilizados para la zona productora, que generalmente utilizan la técnica de puenteo que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación y ofrece una zona de revoque que puede ser removida de manera fácil y eficaz, por el fluido producido y que al mismo tiempo tiene los atributos de un fluido de completamiento.

El objetivo principal que el operador busca al fabricar e inyectar este tipo de fluidos es formar un revoque liso, delgado y de baja permeabilidad en la cara de la formación, el cual impide que la fase sólida o líquida del fluido de perforación (lodo) ingrese hacia las arenas productoras; esto con el objetivo de minimizar el daño a la formación.

Una formulación adecuada del fluido Drill-In permite una fácil limpieza del pozo y una rata de penetración elevada, teniendo como objeto la formación de un revoque que evite que la fase sólida o líquida del lodo de perforación ingrese hacia las arenas productoras, reduciendo su permeabilidad obstruyendo las gargantas porales de la roca.

2.2 CARACTERÍSTICAS

Los fluidos Drill-In están caracterizados principalmente por:

- ✓ Este tipo de fluidos contienen un agente puenteante como componente sólido, el cual tiene como función controlar de manera efectiva la migración del fluido hacia la formación por medio de la fabricación del revoque.
- ✓ Estos fluidos deben contener agentes puenteantes así como agentes que provean lubricidad, limpieza e inhibición al momento de perforar la zona productora.
- ✓ El filtrado debe ser compatible con la formación, esto con el fin de prevenir la hidratación de las arcillas que se encuentran en la zona productora y así poder evitar futuros taponamientos de los poros de la formación.
- ✓ Estos fluidos no deben contener arcillas ni materiales densificantes en su composición, ya que estos materiales pueden migrar dentro de la formación y taponar los poros de ésta.
- ✓ El filtrado no debe formar emulsiones con los fluidos de la formación para así evitar futuros bloqueos con la misma.
- ✓ Mantener las propiedades adecuadas para la limpieza del pozo mientras es perforado y cumplir con los estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

- ✓ Tiene como agente puenteante y densificando el Carbonato de Calcio (CaCO_3), quien le da las propiedades requeridas para la operación a realizar.⁸

2.3 FUNCIONES

Un fluido Drill-In debe poseer las propiedades deseables de un buen fluido de perforación. Un fluido Drill-In tiene como función principal el desarrollar una torta de filtro que prevenga de manera efectiva el daño a la formación y a su vez que éste se pueda remover fácilmente.

Como un fluido de perforación, un fluido Drill-In también debe proporcionar estabilidad en el pozo, lubricidad a la broca, mantener en suspensión los sólidos e inhibir la corrosión. Simultáneamente, este fluido ofrece un control eficaz de las pérdidas lentas de filtrado en un intervalo amplio de permeabilidades de formación.

Minimizar el daño en la formación es otra de las funciones principales de un fluido Drill-In, ya que el daño a la formación puede afectar negativamente el potencial de producción. Esto se logra con una selección adecuada de los componentes del fluido.

⁸ DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN COMPUESTO POR CARBONATO DE CALCIO PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO PALO AZUL, UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, 2012, CAP 3, PÁG 49.

2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

2.4.1 VENTAJAS

Las ventajas que presentan el uso y la fabricación y el uso de este tipo de fluidos son:

- ✓ Con una óptima selección del material granulométrico a trabajar se logra minimizar el daño a la formación productora, esto es debido a que se crea un revoque de muy baja permeabilidad el cual soporta altos sobrelances de presión.
- ✓ Este revoque es interno y de fácil remoción, aun cuando se tienen bajas presiones de producción, no se necesita el uso de ácidos que disuelvan este agente puenteante, esto es posible si en un comienzo se seleccionó de manera eficaz la granulometría de este agente.
- ✓ Ofrece la función de puenteo para zonas de diferentes rangos de permeabilidad de un yacimiento.
- ✓ Al realizar una selección óptima del tamaño de partícula del agente puenteante se logra crear un revoque consistente y delgado, el cual previene la invasión de sólidos y otros componentes del lodo como los polímeros, los cuales se podrían incorporar dentro de la formación.

2.4.2 DESVENTAJAS

- ✓ La principal y más importante desventaja que ofrece un fluido de perforación Drill In es ocasionar un sello de gran espesor, inconsistente y de alta permeabilidad; esto es debido a una mala selección del material granulométrico a usar; lo que ocasionará el ingreso del filtrado del lodo e invasión de sólidos a mayor velocidad a la zona productora generando severos daños a la formación.⁹
- ✓ Si el agente puenteante tiene otros aditivos en su composición, estos podrían no ser compatibles con los fluidos de la formación ocasionando así la reducción de su permeabilidad.

2.5 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN

La composición de un fluido Drill-In tiene componentes básicos que dependen básicamente del tipo y del tamaño poral de la formación, así como también de la configuración del pozo, si es vertical, direccional y horizontal. Estos fluidos se componen principalmente por un agente viscosificante, un controlador de filtrado, un agente densificante/puenteante y un agente controlador de pH; además de estos componentes dependiendo de las necesidades que se tengan se pueden tener también inhibidores, biocidas, lubricantes dependiendo de las características del fluido.

⁹ DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN COMPUESTO POR CARBONATO DE CALCIO PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO PALO AZUL, UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, 2012, CAP 3, PÁG 51.

Los fluidos Drill-In pueden ser formulados en salmueras, agua dulce, cloruro de potasio, cloruro de sodio, bromuro de calcio o bromuro de sodio.

TABLA 3: FUNCIONES DE LOS COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN

| COMPONENTE | FUNCIÓN |
|---------------------|------------------------|
| STARDRILL | Control de filtrado |
| MAXDRILL | Inhibidor de arcillas |
| HIDROXIDO DE SODIO | Control de alcalinidad |
| CARBONATO DE CALCIO | Agente sellante |
| KELZAN | Agente viscosificante |
| GLYMAX | Inhibidor de lutitas |
| AGUA | Fluido base |

FUENTE: QMAX ECUADOR

3 TÉCNICA DE PUENTE

Es un método usado con el objetivo de proteger la formación productora de la invasión de las fases sólida y líquida dispuestas en el fluido de perforación, para evitar o minimizar el daño causado por la intrusión del filtrado hacia la roca porosa. Este objetivo se consigue mediante la formación de un sello o revoque en la cara de la arena de interés.

Para llevar a cabo la técnica de puenteo, se requiere añadir un agente puenteante con una granulometría adecuada a los componentes del fluido de perforación y de esta manera crear un sello en la formación porosa.

3.1 AGENTES PUENTEANTES

Son componentes del fluido de perforación o completamiento con el objetivo de evitar la filtración hacia la formación porosa, mediante la formación de un sello. Con el fin de optimizar la técnica de puenteo, se deben considerar ciertas características en el agente puenteante como por ejemplo la distribución del tamaño de la partícula y la solubilidad de la partícula, seleccionándola de manera que sea soluble en agua, ácido o aceite.¹⁰

Los agentes puenteantes se seleccionan de manera que sean solubles en ácido, agua o aceite. Las partículas más gruesas tienden a formar un puente en los espacios porales alrededor del pozo. Seguido de esto, este puente es sellado por partículas coloidales y subcoloidales, las cuales taponan los espacios finos entre las partículas de los sólidos puenteantes.

El agente puenteante debe tener las siguientes características:

- ✓ Forma de la partícula: Angular o de fractura en bloque para mayor efectividad.
- ✓ Medida de la partícula: De acuerdo a las reglas o teorías de puenteo.
- ✓ Distribución del tamaño de las partículas: Crear una amplia curva de distribución para su efectividad.

¹⁰ DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN COMPUESTO POR CARBONATO DE CALCIO PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO PALO AZUL, UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, 2012, CAP 3, PÁG 52.

- ✓ Concentración total de la partícula: Al menos el 10% del volumen de sólidos de fluidos (determinar concentración de acuerdo al peso del lodo).

3.2 TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES

3.2.1 MATERIAL DENSIFICANTE

Los agentes densificantes se encargan de aumentar la densidad del fluido de perforación y como resultado controlar la presión de la formación, su distribución granulométrica puede o no ser controlada, dependiendo del material al que se haga referencia. Los más usados son: barita, hematita, carbonato de calcio y sales.

3.2.2 MATERIAL SELLANTE

Es el agente puenteante y su granulometría, a diferencia del material densificante, si requiere ser controlada. Se puede usar como densificante (sólido) o como parte de ellos. Los materiales sellantes más usados son: carbonato de calcio y sales.

3.2.3 BARITA

Es el material densificante más común, disponible en diferentes granulometrías. Usado para agregar peso al fluido de perforación, debido a su alta densidad.

Se encuentre como sulfato de bario (BaSO_4), se usa por su bajo costo y su alta existencia.¹¹

FIGURA 6: SULFATO DE BARIO



FUENTE: Sulfato de bario. Disponible en internet:
<http://spanish.alibaba.com/product-gs/barite-barium-sulphate-mine-for-sale-in-peru-103887842.html>

3.2.4 HEMATITA

Mineral compuesto de óxido férrico. Es utilizada en lodos de alta densidad, su uso disminuye el volumen de material densificante de un lodo.

¹¹ DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN COMPUESTO POR CARBONATO DE CALCIO PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO PALO AZUL, UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, 2012, CAP 3, PÁG 52.

3.2.5 SALES

Deben tener una granulometría adecuada que se ajuste a las características de la roca porosa, las más usadas en la formulación del fluido Drill-In son: cloruro de potasio, cloruro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de potasio.¹²

FIGURA 7: CLORURO DE CALCIO



FUENTE: Cloruro de calcio. Disponible en internet:
http://www.barmexinc.com/cloruro_de_calcio.html.

3.2.6 MICROBURBUJAS

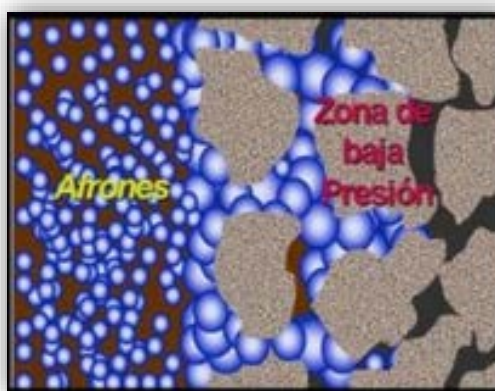
Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables que actúan como material puenteante.

¹² DETERMINACIÓN DE LA GRANULOMETRÍA ADECUADA DEL CARBONATO DE CALCIO PARA OPTIMIZAR EL PUENTE DE LODO EN ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2011, CAP 2, PÁG 32.



Estos Aphrones son microburbujas esféricas, las cuales se componen de un núcleo de aire o gas que se encuentra rodeado por delgadas capas de agua las cuales se mantienen allí por la tensión interfacial generada por un surfactante. Ejercen fuerzas de Laplace que les permiten expandirse en las regiones de baja presión y actuar como agentes puenteantes.

FIGURA 8: ESQUEMA DE PUENTE CON MICROBURBUJAS



FUENTE: Microburbujas. Disponible en internet.

<http://es.slideshare.net/freddyvalientebriones/diapos-para-exposicion-de-hidrocarburos>.

3.2.7 CARBONATO DE CALCIO

Sal insoluble de calcio que se utiliza extensamente como material densificante hasta densidades de 12 lb/gal. También se usa para controlar pérdida de circulación en formaciones productoras de hidrocarburos y como agente puenteante.¹³

¹³ Tomado de: Manual de fluidos de perforación PDVSA, PRIMERA VERSIÓN, AGOSTO 2002, pág. 247

Es un sólido inerte, derivado del mármol molido a diferentes tamaños granulométricos, de baja gravedad específica que puede ser usada como agente densificante en fluidos de perforación especializados o como agente puenteante para controlar las pérdidas de circulación hacia las formaciones productoras, soluble en ácido. Su distribución granulométrica debe ser determinada de acuerdo a las características de la formación de interés.

3.3 VENTAJAS DEL CARBONATO DE CALCIO

- ✓ Amplio rango de tamaño de partículas, se encuentra en tamaños fino, mediano y grueso, lo que permite utilizar el tamaño más adecuado y generar un buen sello en la formación productora.
 - ✓ Agente puenteante de bajo costo y de fácilmente asequible en el mercado.
 - ✓ Dependiendo del tamaño de las partículas, el carbonato de calcio puede ser utilizado como agente densificante y/o como agente de puenteo.
 - ✓ Debido a su solubilidad en ácido, ayuda a disminuir el daño a la formación.
 - ✓ Al ser inerte e insoluble en agua, presenta consecuencias mínimas en las propiedades del fluido.
-

3.4 CARACTERÍSTICAS DEL CARBONATO DE CALCIO

El carbonato de calcio se obtiene del mármol molido y presenta una apariencia física de partículas o polvo de caliza molida, su fórmula molecular es $CaCO_3$.

En la siguiente tabla se establecen algunas de las principales características tanto físicas como químicas del carbonato de calcio y su correspondiente descripción.

TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DEL CARBONATO DE CALCIO.

| PARÁMETRO | CARACTERÍSTICA |
|--------------------------|---|
| Densidad | La máxima densidad que puede lograrse con este material es 12 [lb/gal]. |
| Tamaño de las partículas | Varía entre 0,1 – 500 μm . |
| Solubilidad | Insoluble en agua. Totalmente soluble en HCl al 15%. |
| Color | Blanco – Gris. |
| Ph | 8 – 9. |
| Aspecto | Polvo/Partículas. |
| Gravedad específica | 2.7 – 2.9. |
| Punto de ebullición | 2570 °C. |
| Fórmula molecular | $CaCO_3$ |

FUENTE: Tomado y modificado de ESTUDIO DE LA MEZCLA ÓPTIMA DE CARBONATO DE CALCIO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN SIMPLE BASE (GOMA XÁNTICA, ALMIDÓN) PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN LAS ZONAS

PRODUCTORAS DEL CAMPO YANAQUINCHA, Escuela Politécnica Nacional,
Quito, Marzo 2012, Pág. 79

3.5 GRANULOMETRÍA DEL $CaCO_3$

La granulometría o tamaño de las partículas de carbonato de calcio deben ser seleccionadas de manera adecuada, cumpliendo con su función de agente puenteante y aportando un peso adecuado al lodo de perforación; dicho tamaño de partículas dependerá de las propiedades petrofísicas de la formación a ser perforada. El carbonato de calcio cuenta con un amplio rango de tamaño de partículas, así; se tiene **carbonato de calcio fino (0,1 – 20 μm)**, **carbonato de calcio mediano (10 - 100 μm)** y **carbonato de calcio grueso (80 – 500 μm)**. El uso del carbonato de calcio varía dependiendo del tamaño de sus partículas, es decir, el carbonato de calcio fino es usado principalmente como agente densificantes, mientras que el carbonato de calcio de tamaño mediano o grueso tienen su uso principal como agentes de control de filtrado y como agentes puenteantes, aunque también se pueden usar como agentes densificantes.

La efectividad del sello dependerá de la concentración y tamaño de las partículas que a su vez, es función del tamaño del poro y garganta de la roca, sobre todo cuando se trata de arenisca, ya que en formaciones microfracturadas este concepto posiblemente no aplica. Según A. Rushton, A. Word y R. Holdich la concentración del agente sellante no debe ser mayor al 5% por volumen del fluido usado, y el tamaño medio de las partículas debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio (1/3) del diámetro medio de los poros de la roca. El tamaño adecuado de las partículas

sellantes se puede determinar con el equipo Master Sizer Malvern o aplicando los criterios de selección basados en las características petrofísicas del yacimiento.¹⁴

3.6 CARBONATO DE CALCIO Y SUS APLICACIONES

El carbonato de calcio puede ser utilizado en fluidos base agua, base aceite o salmueras, tiene un costo relativamente bajo en comparación con otros agentes puenteantes, por lo que se prefiere ante estos. Sus concentraciones varían dependiendo del fin con el que se quiera utilizar, es decir, se será usado como agente puenteante o como aditivo del lodo de perforación. La concentración o cantidad de carbonato de calcio, que será requerida para aumentar la densidad del lodo, puede ser calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CaCO_3 = \frac{909(W1-W2)}{22-W2} \left[\frac{lbs}{bbl} \right] \quad (14)$$

Donde;

W1, Densidad inicial del lodo [lb/gal]

W2, Densidad requerida del lodo [lb/gal]

Teniendo en cuenta que el valor constante 909 hace referencia a que 909 sacos de barita corresponden a 100 lb de volumen y el valor constante 22 [lb/gal] representa la densidad del carbonato de calcio.

¹⁴ Tomado de: Manual de fluidos de perforación PDVSA, PRIMERA VERSIÓN, AGOSTO 2002, pág. 115.

El carbonato de calcio puede ser usado tanto en fluidos base agua como fluidos base aceite y además en fluidos de completamiento.

El carbonato de calcio es utilizado en formaciones productoras para densificar, controlar pérdida de circulación y minimizar filtrado, al actuar como agente puenteante.¹⁵ Si se quiere puentear zonas altamente permeables o fracturadas, es recomendable usar carbonato de calcio de tamaño de partículas medianas y/o gruesas en concentraciones aproximadas de 30 a 50 [lbs/bbl].

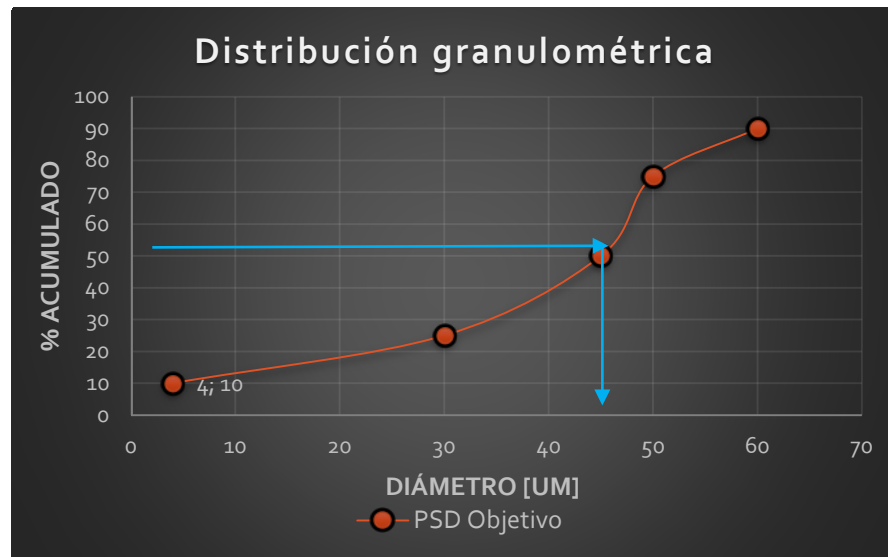
3.7 PROCEDIMIENTO DE PUENTE Y SELECCIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUENTEANTE

La granulometría del agente puenteante debe ser seleccionada adecuadamente teniendo en cuenta el tamaño de la garganta de poro de la formación productora. Existen diferentes teorías que permiten seleccionar de acuerdo a su criterio, el tamaño de partícula más adecuado para generar un sello en la cara de la formación. Sin embargo, independientemente del criterio de selección de las teorías de puenteo, el procedimiento a seguir para determinar la granulometría del agente puenteante, es el mismo, este se realiza como se describe a continuación:

1. Se toma la gráfica de distribución granulométrica de la formación, frecuencia acumulada vs tamaño de garganta poral. De esta gráfica se lee el tamaño de garganta de poro para determinada frecuencia acumulada, dependiendo del método de puenteo a seguir (Abrams, Vicker, IPT, etc), y se tabula dicho valor(es).

¹⁵ Tomado de: Manual de fluidos de perforación PDVSA, PRIMERA VERSIÓN, AGOSTO 2002, pág. 115

FIGURA 9: GRÁFICA DE DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA FORMACIÓN



2. Los valores tabulados, se dividen entre determinado denominador, de acuerdo a la frecuencia acumulada a la que correspondan y del método de puenteo a utilizar. De la siguiente manera:

- ✓ D90: la distribución granulométrica de las partículas debe ser igual al tamaño de garganta de poro más grande.
- ✓ D75: la distribución del tamaño de las partículas debe ser 2/3 de la garganta de poro más grande.
- ✓ D50: la distribución debe ser igual o mayor a 1/3 del tamaño medio la garganta de poro.
- ✓ D25: La distribución debe ser igual a 1/7 del tamaño medio de la garganta de poro.

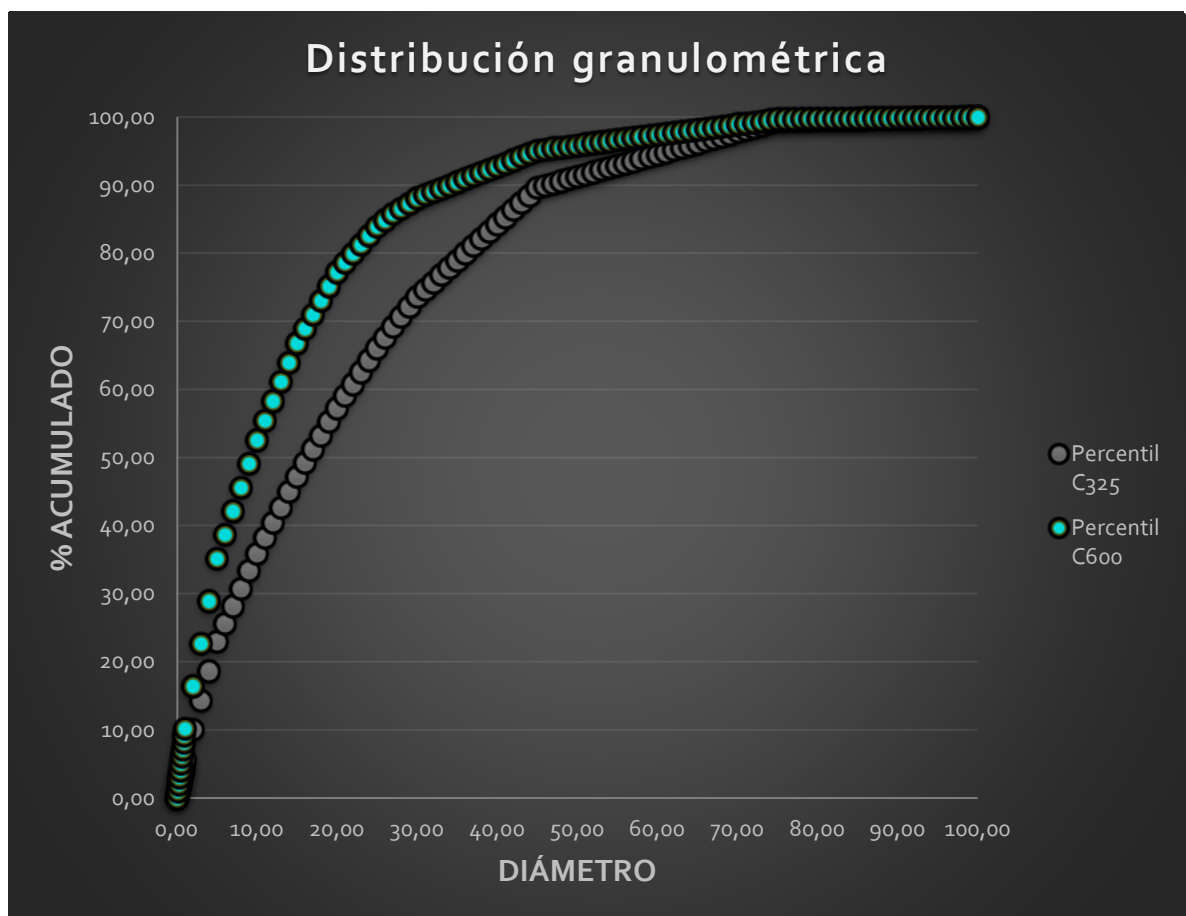


✓ D10: la distribución de las partículas debe ser igual o mayor al tamaño más pequeño de la garganta de poro.

3. Seguidamente, se obtiene las gráficas de distribución granulométrica de los diferentes agentes puenteantes, se determinan el valor correspondiente a los diferentes percentiles (D90, D75, D50, D25, D10, o según corresponda de acuerdo al método de puenteo que se esté aplicando) para cada agente puenteante y se tabulan los datos obtenidos.

4.

FIGURA 10: GRÁFICA DE DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS CARBONATOS



FUENTE: Qmax Solution.

5. Se comparan los valores de percentiles de los diferentes agentes puenteantes, con los obtenidos y tabulados de la distribución granulométrica de la formación.

3.8 CÁLCULO DEL PUENTE CON CARBONATO DE CALCIO

Es importante, para cumplir con el objetivo de un sello efectivo creando una torta impermeable, seleccionar de manera óptima el tamaño de las partículas de carbonato de calcio para llevar a cabo la técnica de puenteo en la formación productora. Para ello se debe determinar el tamaño de garganta de poro de la formación y su relación con el diámetro del material o agente puenteante.

3.9 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS AGENTES PUENTEANTES

3.9.1 VENTAJAS

- ✓ Ofrece la función de puenteo para zonas de diferentes permeabilidades en un yacimiento.
- ✓ Al crear un revoque sello de baja permeabilidad, este minimiza el daño a la formación, soportando altos sobrelances de presión.
- ✓ Al optimizar la selección del tamaño de partícula se logra crear un revoque que puede ser removido fácilmente aun por bajas presión de producción y sin necesidad de fluidos que lo disuelvan

- ✓ Al seleccionar una adecuada distribución de partícula del agente puenteante se crea un revoque delgado y consistente, el cual previene la invasión de sólidos y otras impurezas.

3.9.2 DESVENTAJAS

- ✓ Si no se selecciona un tamaño de partícula adecuado se puede ocasionar un revoque permeable y de alto espesor, permitiendo así la invasión de sólidos y demás componentes a la formación y a su vez ocasionado daño a ésta.

3.10 TEORÍAS DE PUENTE

3.10.1 ABRAMS

En la teoría de Abrams, propone dos reglas indispensables para una óptima selección del tamaño y concentración de los agentes puenteantes:

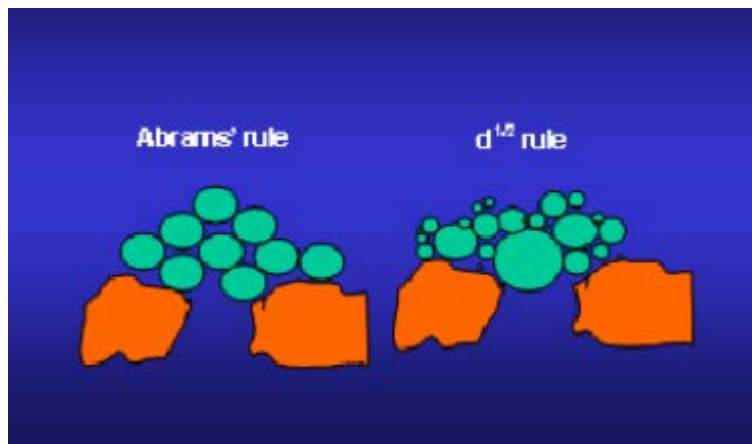
1. El tamaño medio de la partícula del agente puenteante a adicionar, debe ser igual o ligeramente mayor que $1/3$ del tamaño medio de poros de la formación (D50).
2. La concentración de los agentes puenteantes, debe ser al menos del 5% en volumen de los sólidos en la mezcla final del lodo.¹⁶

¹⁶ Tomado de: "Strategies for Sizing Particles in Drilling and Completion Fluids," by Ajay Suri and Mukul M. Sharma, SPE, U. of Texas at Austin, originally presented at the 2001 SPE European Formation Damage Conference, The Hague, 21–22 May. SPE 68964.

Un factor crítico al momento de seleccionar un agente puenteante, es tener en cuenta que este no debe dañar o generar un daño mínimo al fluido de perforación, la regla de Abrams ha sido usada con este propósito.

De acuerdo con esta regla, el tamaño medio de partículas del agente puenteante debe ser igual o ligeramente mayor que un tercio del tamaño medio de los poros de la formación objetivo. Sin embargo, esta regla solo se refiere al tamaño de partícula requerido para iniciar un puente. Esta regla no ofrece un tamaño óptimo que permita abordar una secuencia de empaque ideal para minimizar la invasión de fluidos y optimizar el sello.¹⁷

FIGURA 11: ESQUEMA DE COMPARACIÓN DE DOS REGLAS DE PUENTE



FUENTE: Design of Drill-in Fluids by Optimizing Selection of Bridging Particles. SPE 104131.

Sin embargo, la selección del material puenteante mediante este método, aunque es eficaz en la aplicación de campo, depende, como se ha dicho anteriormente, de

¹⁷ Tomado de: Vickers S., Cowie M., Jones T., Tywnam, A.J. (2006), A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations, AADE 06-DF-HO-16.

que el tamaño de partícula del agente puenteante sea un tercio del diámetro medio de garganta de poro de la formación; ignorando diversos factores del yacimiento como la complejidad de la estructura de la garganta de poro y las gargantas de poro grande que contribuyen más a la permeabilidad del yacimiento.

3.10.2 VICKERS

Incluye fracciones de diámetro adicionales a D90, D50 y D10, con el objetivo de generar un puenteo más eficiente en los tamaños grandes, medianos y pequeños de la garganta de poro. Incluyendo así las fracciones D75 y D25. Así, de debe cumplir con ciertos criterios para seleccionar la distribución adecuada de la granulometría:

- ✓ D90: la distribución granulométrica de las partículas debe ser igual al tamaño de garganta de poro más grande.
- ✓ D75: la distribución del tamaño de las partículas debe ser $2/3$ de la garganta de poro más grande.
- ✓ D50: la distribución debe ser igual o mayor a $1/3$ del tamaño medio la garganta de poro.
- ✓ D25: La distribución debe ser igual a $1/7$ del tamaño medio de la garganta de poro.

- ✓ D10: la distribución de las partículas debe ser igual o mayor al tamaño más pequeño de la garganta de poro.

Vickers habla sobre una gran proporción del flujo de producción de un reservorio que provendrá de la mayor garganta poral, por lo tanto estas zonas de mayor permeabilidad/porosidad no deben ser ignoradas.

En esencia, cuando las partículas son seleccionadas por los grandes, medio y algunos de los poros más pequeños, el resultado neto es una distribución de tamaño de partícula que hace un trabajo bastante eficiente al sellar todos los poros del yacimiento, incluyendo la mayor parte de los espacios vacíos en el medio de la retorta filtro en sí.

El método de Vickers está basado en pruebas de laboratorio, entre otros criterios, y se considera como el mejor método utilizado para tener resultados más reales en campo y mejores resultados de taponamiento de permeabilidad y puenteo en las zonas de interés.¹⁸

3.10.3 TEORÍA DEL EMPAQUETAMIENTO IDEAL

La teoría del empaquetamiento ideal (IPT) descrita por Dick en el 2000, establece que el porcentaje de volumen acumulado frente a la raíz cuadrada del diámetro de las partículas debe formar una línea recta para minimizar el daño de formación durante la perforación.

¹⁸ BRIDGING PARTICLE SIZE DISTRIBUTION IN DRILLING FLUID AND FORMATION DAMAGE, SPE 143497, 2011.

Esta teoría describe la distribución de tamaño de partícula óptimo, la cual debe ser seleccionada basándose en el D90, que equivale a las gargantas de poro más grandes, D50 que es igual o ligeramente mayor que las gargantas de poro medio y el D10 que es mayor que el poro más pequeño de las gargantas de la roca reservorio.

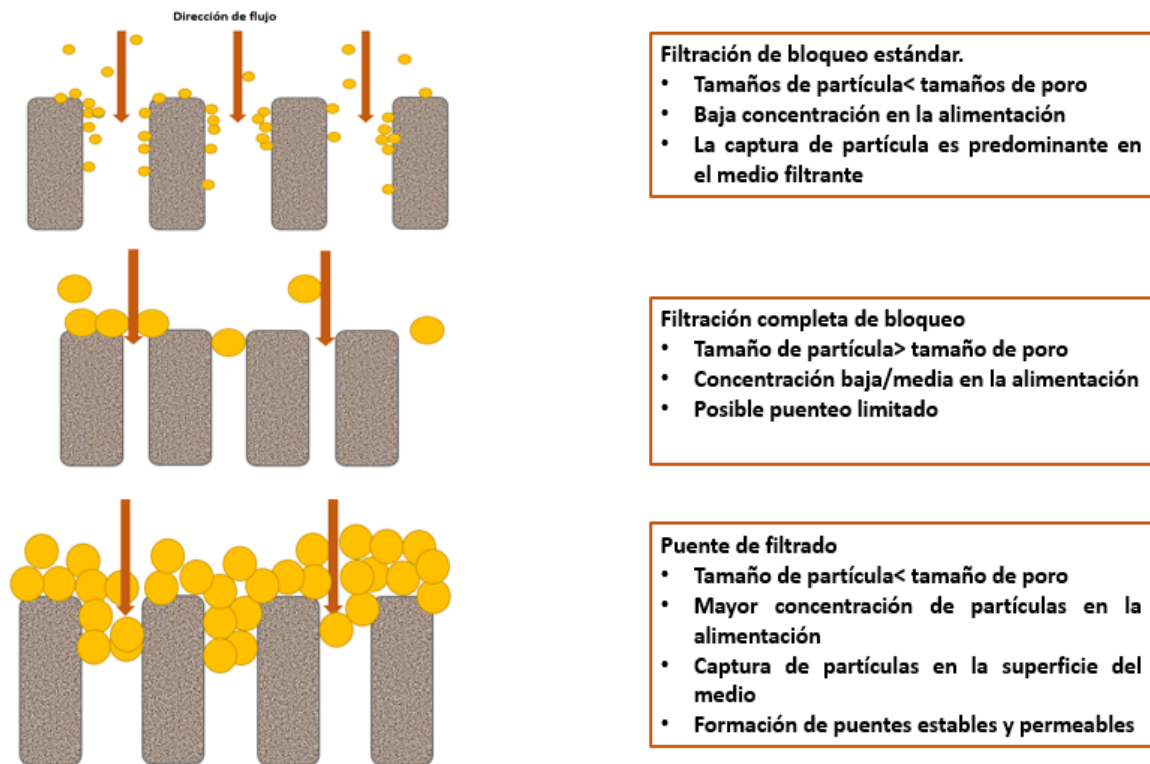
Es utilizada para optimizar el puenteo de formaciones permeables, manteniendo la calidad del fluido de perforación.

La teoría del empaquetamiento ideal se puede definir como la completa distribución de partículas requeridas para sellar de manera efectiva los espacios existentes, incluyendo los generados por el agente puenteante.

Este método usa un enfoque gráfico para determinar la distribución del tamaño de partícula óptima del material de agente puenteante, para las características de formación establecidas.

La teoría del empaquetamiento ideal (IPT) utiliza el análisis de la sección delgada de los poros o información de permeabilidad junto con las distribuciones de tamaño de partícula del material de puenteo, para así determinar la secuencia del empaquetamiento ideal (IPS).

FIGURA 12: MECANISMOS DE FILTRACIÓN



FUENTE: Modificado de “UNA NUEVA PERSPECTIVA SOBRE LA TEORÍA DEL EMPAQUETAMIENTO IDEAL PARA LA TÉCNICA DE PUENTE”, SPE 151636, 2012.

El primer paso en este proceso es definir la posibilidad de “peor de los casos”, basándose en el tamaño de poro más grande. No es el método preferido. Si se proporciona un rango de permeabilidades, el valor a utilizar será el valor más grande.

La teoría del empaquetamiento ideal usa el enfoque gráfico para optimizar la distribución de partícula, la cual se puede lograr mediante la mezcla de varios

agentes de puenteo para así sellar una amplia gama de permeabilidades, tamaños de poro o anchuras de fractura.¹⁹

3.10.4 MÉTODO FRACTAL

Se establece un nuevo método de sello temporal para disminuir o evitar el daño en el yacimiento, teniendo en cuenta la naturaleza fractal del tamaño de poro y la ecuación de Andreasen. Este método se enfoca en la optimización de las partículas de relleno. Se realizaron experimentos con núcleos de área de Hailaer utilizando este método, como resultado, en comparación con los métodos tradicionales, la filtración se redujo considerablemente y la recuperación de la permeabilidad mejoró, verificando así la racionalidad del nuevo método²⁰.

Este método, basado en la Teoría del empaquetamiento Ideal, realiza una optimización de la misma, con el objetivo de elegir tres tipos de partículas de puenteo rígidas y una partícula de ablandamiento de partículas de puenteo para lograr un mejor efecto de relleno.

ECUACIÓN DE ANDREASEN: Las partículas puenteantes obtenidas a través del proceso de molienda, no son uniformes, por lo que cuentan con una variedad de tamaños. Por tal motivo, no se puede describir una regla de distribución basados en la geometría Euclidiana. Se ha demostrado que para satisfacer la geometría fractal,

¹⁹ A NEW OUTLOOK ON THE IDEAL PACKING THEORY FOR BRIDGING SOLIDS, SPE 151636, 2012.

²⁰ Tomado de: Sun, Y. Qin, Y and Qimning, L. "A new method of temporary plugging base don Andreasen equation". Petroleum Engineering Department, Northeast Petroleum University. 2011.

la base matemática de este nuevo método se puede generar a partir de la ecuación de Andreasen:

$$U(D_p) = \left(\frac{D_p}{D_{pl}}\right)^q \quad (15)$$

Donde:

$U(D_p)$, porcentaje de tamiz acumulado [%]

D_p , Diámetro actual [μm]

D_{pl} , Diámetro de poro más grande [μm]

q , índice: $\frac{1}{2}$ y $\frac{1}{3}$

Cuando q está dentro de 0,33 - 0,50, los vacíos son mínimos; cuando q es menor que $\frac{1}{3}$, no tiene sentido.

4 PROCEDIMIENTOS PARA DESARROLLAR EL SOFTWARE

Para el desarrollo de todo software, se debe llevar a cabo una metodología en la que se involucra un conjunto de actividades necesarias para obtener los resultados que se quieren al implementar la herramienta software. Con el fin de esquematizar paso a paso los procesos realizados durante el desarrollo de esta herramienta, se presenta a continuación una breve descripción de las principales actividades que fueron implementadas con este fin. Representándolas también gráficamente mediante un diagrama de flujo.

✓ SELECCIÓN DEL MÉTODO

La herramienta software permite encontrar la granulometría adecuada de un agente puenteante o una mezcla de los mismo, mediante la aplicación de 4 técnicas de puenteo. Por ello, se hace necesario que el usuario sepa cuál método es el que realizará un mejor ajuste de las curvas, de acuerdo con os datos de la formación que se tengan. Por lo tanto, el primer paso será seleccionar método que se quiere usar, pues cada método tendrá diferentes datos de entrada de acuerdo con lo expuesto en su teoría.

Si se selecciona el método de Vickers, los datos de entrada serán los siguientes:

TABLA 5: DATOS DE ENTRADA DEL MÉTODO DE VICKERS

| DATOS DE ENTRADA | |
|--|------|
| Garganta de poro más grande (D90), um | 18 |
| Garganta media de poros, um | 16,8 |
| Garganta de poro más pequeña (D10), um | 0,2 |

✓ INTERPOLACIÓN

Posterior a la selección del método e ingreso de los datos, se realiza una interpolación de la distribución granulométrica de la formación. Para el cálculo de dicha distribución se usa la función “PRONÓSTICO DE EXCEL”, esta función toma los valores existentes, es decir los datos de entrada del usuario, para calcular los valores siguientes, mediante el método de regresión lineal.

De esta manera se obtiene un conjunto de valores X_i objetivo, Y_i objetivo, que representarán la curva de distribución granulométrica de la formación. Teniendo el D10, D50 Y D90 de la formación, se calcula el D25 Y D75; estos valores se tabulan y con estos datos se realiza la interpolación.

La sintaxis de la función pronóstico tiene los siguientes argumentos:

X: Es el punto de datos cuyo valor se desea predecir.

Conocido Y: Matriz o rango de datos dependientes.

Conocido X: Matriz o rango de datos independientes.²¹

TABLA 6: DATOS DE VICKERS PARA REALIZAR LA INTEROLACIÓN.

| Diámetro, um | percentil, % |
|--------------|--------------|
| 0 | 0 |
| 0,2 | 10 |
| 2,4 | 25 |
| 5,6 | 50 |
| 11,2 | 75 |
| 18 | 90 |
| 20,13469388 | 100 |

²¹ FUNCIÓN PRONÓSTICO, <https://support.office.com>.

TABLA 7: INTERPOLACIÓN DE LA FRECUENCIA ACUMULADA PARA EL MÉTODO DE VICKERS.

| PSD INTERPOLADO [%] | Diámetro [um] |
|----------------------------|----------------------|
| 0 | 0,00 |
| 5 | 0,10 |
| 10 | 0,20 |
| 10,68181818 | 0,30 |
| 11,36363636 | 0,40 |
| 12,04545455 | 0,50 |
| 12,72727273 | 0,60 |
| 13,40909091 | 0,70 |
| 14,09090909 | 0,80 |
| 14,77272727 | 0,90 |
| 15,45454545 | 1,00 |
| 22,27272727 | 2,00 |
| 29,6875 | 3,00 |
| 37,5 | 4,00 |
| 45,3125 | 5,00 |
| 51,78571429 | 6,00 |
| 56,25 | 7,00 |
| 60,71428571 | 8,00 |
| 65,17857143 | 9,00 |
| 69,64285714 | 10,00 |
| 74,10714286 | 11,00 |
| 76,76470588 | 12,00 |
| 78,97058824 | 13,00 |
| 81,17647059 | 14,00 |
| 83,38235294 | 15,00 |
| 85,58823529 | 16,00 |
| 87,79411765 | 17,00 |
| 90 | 18,00 |
| 94,68451243 | 19,00 |
| 99,36902486 | 20,00 |
| 100 | 21,00 |

Esta tabla representa los datos interpolados de distribución granulométrica de la formación, donde el Diámetro [μm] es la variable independiente “Yi objetivo” y PSD INTERPOLADO [%] es la variable dependiente “Xi objetivo”. Así, se obtiene la curva de la formación, para posteriormente encontrar la mezcla de agentes puenteantes, en este caso carbonato de calcio, que más se ajuste a esta distribución.

✓ **DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS AGENTES PUENTEANTES**

El paso siguiente es ingresar los datos de distribución de los carbonatos, con el fin de saber con qué materiales de puenteo y tamaños de los mismos se cuenta para hacer un adecuado ajuste de curvas.

En este caso se tienen los carbonatos C40—100, C50-150, C200, C325 y C600 de la referencia Qmax y los carbonatos SAFE CARB 2, SAFE CARB 10 y SAFE CARB 20 de la referencia MI SWACO.

La siguiente tabla, muestra parte de la distribución granulométrica de los carbonatos mencionado anteriormente. En la fila de color verde, se observan unos números que representan las fracciones a mezclar de cada carbonato, esta fracción es la arrojada por el solver.

TABLA 8: DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS CARBONATOS A UTILIZAR.

| Diámetro [µm] | Agente puenteante | | | | | | | |
|---------------|----------------------------|---------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| | 1 Percentil C-40-100 | 2 Percentil C50-150 | 3 Percentil C200 | 4 Percentil C325 | 5 Percentil C600 | 6 SAFE CARB 2 | 7 SAFE CARB 10 | 8 SAFE CARB 20 |
| 0,00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,604594335 | 0 | 0,295406665 |
| 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0 | 0 | 0 |
| 0,20 | 0,08 | 0,38 | 0,30 | 0,56 | 1,02 | 2 | 1 | 0,454545455 |
| 0,30 | 0,17 | 0,76 | 0,60 | 1,12 | 2,04 | 4 | 2 | 0,909090909 |
| 0,40 | 0,25 | 1,14 | 0,90 | 1,69 | 3,06 | 6 | 3 | 1,363636364 |
| 0,50 | 0,34 | 1,52 | 1,20 | 2,25 | 4,08 | 8 | 4 | 1,818181818 |
| 0,60 | 0,42 | 1,90 | 1,50 | 2,81 | 5,10 | 10 | 5 | 2,272727273 |
| 0,70 | 0,50 | 2,28 | 1,80 | 3,37 | 6,12 | 29,57992999 | 6 | 2,727272727 |
| 0,80 | 0,59 | 2,66 | 2,10 | 3,93 | 7,14 | 31,03850642 | 7 | 3,181818182 |
| 0,90 | 0,67 | 3,04 | 2,40 | 4,50 | 8,16 | 32,49708285 | 8 | 3,636363636 |
| 1,00 | 0,76 | 3,42 | 2,70 | 5,06 | 9,18 | 33,95565928 | 9 | 4,090909091 |
| 1,20 | 0,84 | 3,80 | 3,00 | 5,62 | 10,20 | 35,41423571 | 10 | 4,545454545 |
| 1,40 | 1,29 | 6,12 | 6,00 | 9,97 | 16,45 | 50 | 26,66277713 | 9,090909091 |
| 1,60 | 1,73 | 8,45 | 8,99 | 14,31 | 22,69 | 55,35331906 | 29,57992999 | 13,41880342 |
| 1,80 | 2,18 | 10,77 | 11,99 | 18,66 | 28,94 | 60,70663812 | 32,49708285 | 17,69230769 |
| 2,00 | 2,62 | 13,10 | 14,99 | 23,00 | 35,18 | 66,05995717 | 35,41423571 | 21,96581197 |
| 2,50 | 3,07 | 15,42 | 16,81 | 25,59 | 38,66 | 71,41327623 | 38,33138856 | 25,214319 |
| 3,00 | 3,51 | 17,75 | 18,64 | 28,17 | 42,14 | 76,48648649 | 41,24854142 | 25,94050744 |
| 3,50 | 3,96 | 20,07 | 20,46 | 30,76 | 45,63 | 80,99099099 | 44,16569423 | 26,66958297 |
| 4,00 | 4,40 | 22,40 | 22,28 | 33,34 | 49,11 | 85,4954955 | 47,08284714 | 27,3986585 |
| 4,50 | 4,85 | 24,72 | 24,11 | 35,93 | 52,59 | 90 | 50 | 28,12773403 |
| 5,00 | 4,98 | 25,89 | 25,93 | 38,19 | 55,44 | 95,40004408 | 53,74812594 | 28,85630957 |
| 5,50 | 5,12 | 27,06 | 27,75 | 40,44 | 58,28 | 100 | 57,49625187 | 29,5858851 |
| 6,00 | 5,25 | 28,23 | 29,57 | 42,70 | 61,13 | 100 | 61,24437781 | 30,31496063 |
| 6,50 | 5,38 | 29,40 | 31,40 | 44,95 | 63,97 | 100 | 64,99250375 | 31,04403616 |
| 7,00 | 5,52 | 30,57 | 33,22 | 47,21 | 66,82 | 100 | 68,74062969 | 31,77311169 |
| 7,50 | 5,65 | 31,74 | 34,75 | 49,23 | 68,91 | 100 | 72,48875562 | 32,50218723 |
| 8,00 | 5,78 | 32,91 | 36,29 | 51,24 | 71,00 | 100 | 75,5942377 | 33,23126276 |
| 8,50 | 5,91 | 34,08 | 37,82 | 53,26 | 73,08 | 100 | 77,39495798 | 33,96033829 |
| 9,00 | 6,05 | 35,25 | 39,36 | 55,27 | 75,17 | 100 | 79,19567827 | 34,68941382 |
| 9,50 | 6,18 | 36,42 | 40,89 | 57,29 | 77,26 | 100 | 80,99639856 | 35,41848936 |
| 10,00 | 6,31 | 37,59 | 42,32 | 59,04 | 79,60 | 100 | 82,79711885 | 36,14756489 |
| 10,50 | 6,45 | 38,76 | 43,74 | 60,80 | 79,93 | 100 | 84,59783914 | 36,87664042 |
| 11,00 | 6,58 | 39,93 | 45,17 | 62,55 | 81,27 | 100 | 86,39855942 | 37,60571595 |
| 11,50 | 6,71 | 41,10 | 46,60 | 64,31 | 82,60 | 100 | 88,19927971 | 38,33479148 |
| 12,00 | 6,85 | 42,27 | 48,03 | 66,06 | 83,94 | 100 | 89,99999999 | 39,06386702 |
| 12,50 | 6,98 | 43,42 | 49,45 | 67,64 | 84,88 | 100 | 93,94397939 | 39,79294255 |
| 13,00 | 7,11 | 43,97 | 50,88 | 69,22 | 85,82 | 100 | 97,88795879 | 40,52201808 |
| 13,50 | 7,24 | 44,81 | 52,19 | 70,69 | 86,58 | 100 | 100 | 41,25109361 |
| 14,00 | 7,38 | 45,66 | 53,50 | 72,15 | 87,35 | 100 | 100 | 41,98016915 |
| 14,50 | 7,51 | 46,51 | 54,81 | 73,62 | 88,11 | 100 | 100 | 42,70924468 |
| 15,00 | 7,64 | 47,36 | 55,89 | 74,69 | 88,58 | 100 | 100 | 43,43832021 |
| 15,50 | 7,78 | 48,21 | 56,97 | 75,75 | 89,04 | 100 | 100 | 44,16739574 |

✓ **SELECCIÓN DE LOS RANGOS DE TRABAJO**

Cada método, como se dijo anteriormente, requiere de datos de entrada diferente, entre más datos de tengan de la formación, será posible hacer una interpolación más precisa de la distribución de garganta de poro de la formación. Por esto se hace necesario seleccionar un rango de trabajo para cada método, el rango de trabajo representa el rango de valores que se

deben tener en cuenta para realizar el mejor ajuste de las curva objetivo y mezcla.

Este rango de trabajo fue seleccionado mediante una serie de iteraciones, hasta encontrar el que ofreciera un mejor ajuste de las curvas. Para el método de Vickers el rango de trabajo seleccionado es que se presenta en la siguiente tabla.

TABLA 9: RANGO DE TRABAJO PARA EL MÉTODO DE VICKERS.

| | | |
|----------------------------|--------------|-----------|
| RANGO DE SOLUCIONES | Menor | 10 |
| | Mayor | 90 |

✓ **SOLVER**

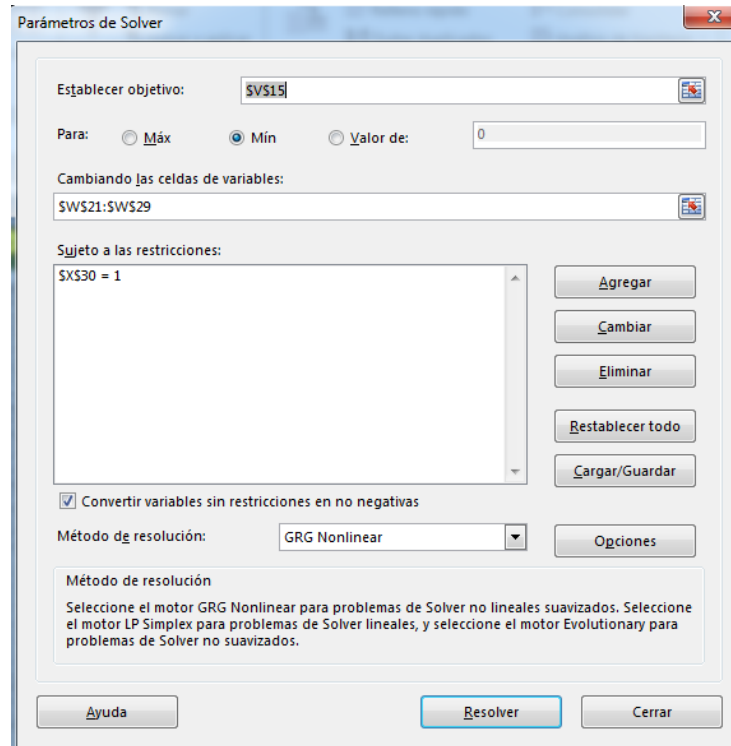
Luego de tener el rango de trabajo óptimo y de haber seleccionado los carbonatos que se quieren mezclar (dando el valor de 1 a la columna “DISPONIBILIDAD”), se ingresa en la pestaña “DATOS”, de Excel y se selecciona la opción solver.

El complemento solver pide establecer unos objetivos y restricciones. En este caso es objetivo o la celda objetivo será la sumatoria de mínimos cuadrados y su valor debe ser mínimo.

La sumatoria se realiza entre las variables dependientes “Y objetivo” y “Y mezcla” que representan la frecuencia acumulada de la mezcla y de la formación. Las celdas variables, son aquellas celdas que podrán cambiar sus valores aleatoriamente, con el fin de ajustar la curva de manera óptima, en este caso están representadas por la fracción a mezclar de cada carbonato.

Y se establece una restricción, que la sumaria de dichas fracciones debe ser igual a 1.

FIGURA 13: PARÁMETROS DE ENTRADA DEL COMPLEMENTO SOLVER



Luego de establecer los parámetros mínimos exigidos por el solver, se da click en resolver y aparecerá en las celdas variables, los valores que, luego de iterar, arroja el solver como óptimos para realizar el ajuste de curvas.

TABLA 10: RESULTADOS ARROJADOS POR EL SOLVER.

| RANGO DE SOLUCIONES | | Menor | 10 |
|---------------------|----------------|-------------|-------------|
| | | Mayor | 90 |
| Material | Disponibilidad | Solver | Fracción |
| PercentilC-40-100 | | 0 | 0 |
| PercentilC50-150 | | 0 | 0 |
| PercentilC200 | | 0 | 0 |
| PercentilC325 | | 0 | 0 |
| PercentilC600 | | 0 | 0 |
| SAFE CARB 2 | 1 | 0,604594335 | 0,604594335 |
| SAFE CARB 10 | 1 | 0 | 0 |
| SAFE CARB 20 | 1 | 0,395406665 | 0,395406665 |
| D | | 0 | 0 |
| | | | 1,00 |
| | | | Restricción |

Estas fracciones obtenidas a través del solver, se multiplican por la distribución [%] del carbonato correspondiente, dando lugar a la mezcla.

Es decir:

$$MEZCLA = (X1 * FA1) + (X2 * FA2) + (X3 * FA3) + \dots + (Xn * FAn)$$

Donde:

$X1, X2, X3, Xn \rightarrow$ Representan la fracción de cada carbonato respectivamente y son valores constantes.

$FA1, FA2, FA3, FAn \rightarrow$ Representan la frecuencia acumulada o porcentaje de cada carbonato, que depende del diámetro del mismo.

Así, se genera la siguiente columna de mezcla de carbonatos:

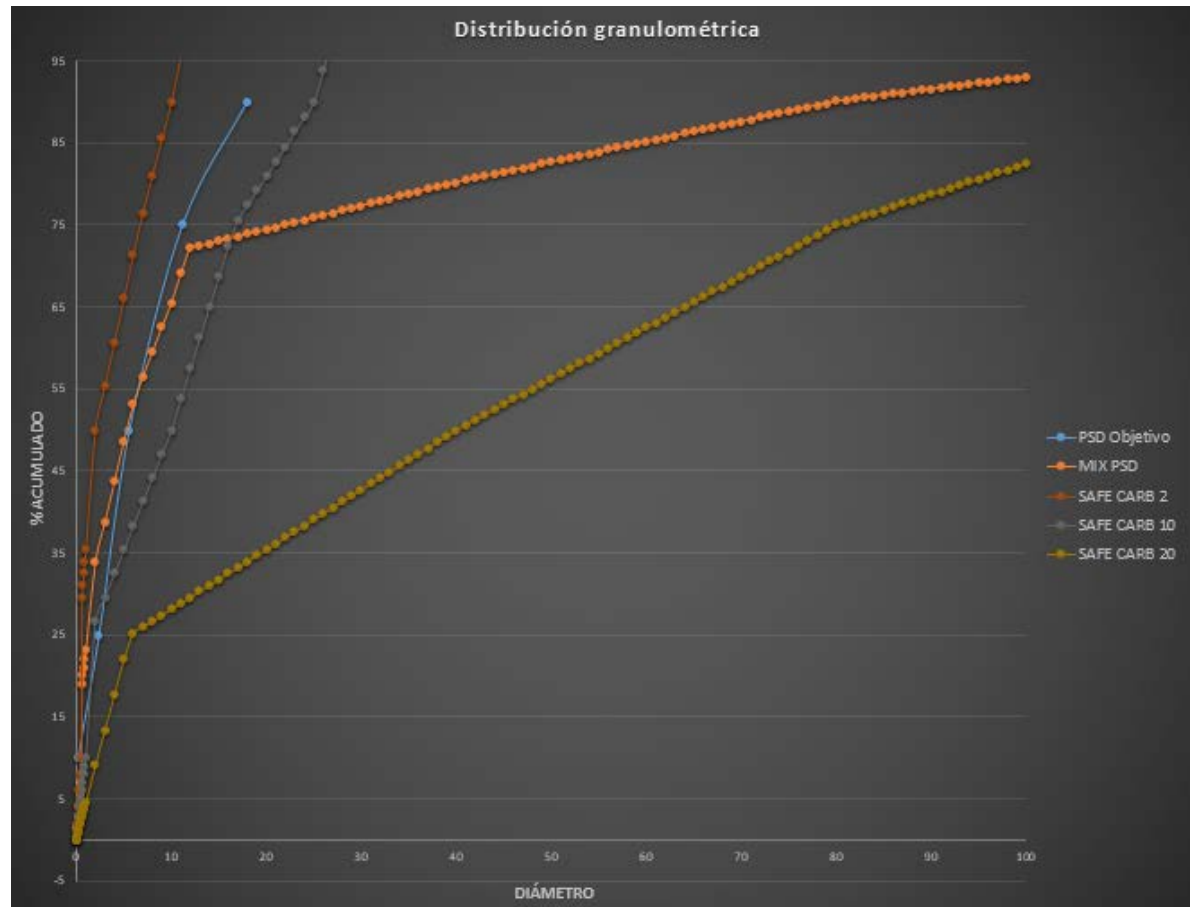
TABLA 11: DISTRIBUCIÓN DE LOS CARBONATOS Y DE LA MEZCLA OBTENIDA.

| =(\$H\$19*H21)+(\$I\$19*I21)+(\$J\$19*J21) | | | | |
|--|--------------|--------------|---|-------------|
| H | I | J | K | L |
| Agente puenteante | | | | |
| € | 7 | 8 | 9 | |
| SAFE CARB 2 | SAFE CARB 10 | SAFE CARB 20 | D | MIX PSD |
| 0,604594335 | 0 | 0,395406665 | 0 | |
| 0 | 0 | 0 | | 0 |
| 2 | 1 | 0,454545455 | | 1,388918973 |
| 4 | 2 | 0,909090909 | | 2,777837945 |
| 6 | 3 | 1,363636364 | | 4,166756918 |
| 8 | 4 | 1,818181818 | | 5,55567589 |
| 10 | 5 | 2,272727273 | | 6,944594862 |
| 29,57992999 | 6 | 2,727272727 | | 18,96223992 |
| 31,03850642 | 7 | 3,181818182 | | 20,02381727 |
| 32,49708285 | 8 | 3,636363636 | | 21,08539462 |
| 33,95565928 | 9 | 4,090909091 | | 22,14697196 |
| 35,41423571 | 10 | 4,545454545 | | 23,20854931 |
| 50 | 26,66277713 | 9,090909091 | | 33,8243228 |
| 55,35331906 | 29,57992999 | 13,41880342 | | 38,77218744 |
| 60,70663812 | 32,49708285 | 17,69220769 | | 43,69854589 |
| 66,05995717 | 35,41423571 | 21,96581197 | | 48,62490434 |
| 71,41327623 | 38,33138856 | 25,2114319 | | 53,14483047 |
| 76,48648649 | 41,24854142 | 28,94050744 | | 58,50034598 |
| 80,99099099 | 44,16569428 | 32,66958297 | | 59,51202521 |
| 85,4954955 | 47,08284714 | 37,3986585 | | 62,52370444 |
| 90 | 50 | 38,12773403 | | 65,53538367 |
| 95,40004408 | 53,74812594 | 38,85680957 | | 69,03850105 |
| 100 | 57,49625187 | 39,5858851 | | 72,15788967 |
| 100 | 61,24437781 | 30,31496063 | | 72,44617099 |
| 100 | 64,99250375 | 31,04403616 | | 72,73445232 |
| 100 | 68,74062969 | 31,77311169 | | 73,02273364 |
| 100 | 72,48875562 | 32,50218723 | | 73,31101497 |
| 100 | 75,9442377 | 33,23126276 | | 73,59929629 |
| 100 | 77,39495798 | 33,96033829 | | 73,88757762 |
| 100 | 79,19567827 | 34,68941382 | | 74,17585894 |
| 100 | 80,99639856 | 35,41848936 | | 74,46414027 |

El conjunto de valores obtenidos de diámetro y porcentaje acumulado para la formación y la mezcla, se grafican junto con los datos de los carbonatos. Obteniendo la siguiente gráfica:



FIGURA 14: GRÁFICA DE DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LOS CARBONATOS, DE LA FORMACIÓN Y LA MEZCLA.



Los pasos descritos anteriormente, se resumen en el diagrama de flujo mostrado a continuación.

5 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

5.1 DESCRIPCIÓN

Para la optimización de la técnica de puenteo mediante el ajuste de curvas se escogió los mínimos cuadrados como el método de solución. Este fue implementado en las cuatro teorías que se trabajan en el presente proyecto. Lo primero que se hace es analizar los datos obtenidos de la formación, diámetros de garganta de poro o valores de permeabilidad, con estos valores se realiza una interpolación la cual arrojará una aproximación de lo que será la gráfica objetivo, que es la gráfica a la que se pretende ajustar la mezcla de carbonatos de calcio.

Los carbonatos de calcio utilizados en el avance del software fueron aportados por la empresa Qmax, en total se trabajaron con cinco carbonatos:

- ✓ C 40-100
- ✓ C 50-150
- ✓ C 200
- ✓ C 325
- ✓ C 600

Con las distribuciones de los carbonatos de calcio mencionados anteriormente se obtienen las diferentes gráficas, las cuales se elaboran graficando la distribución acumulada con respecto al diámetro de garganta de poro, esto se realiza en un plano cartesiano o semilog, como mejor se prefiera. Al tener las distribuciones de los diferentes carbonatos de calcio y la distribución objetivo se procede a resolver por mínimos cuadrados, mediante el uso de la herramienta de Excel conocida como Solver.

Para que el solver arroje la solución se deben determinar rangos de trabajo, los cuales se escogen iterativamente con el objetivo de obtener el mínimo valor de la sumatoria de mínimos cuadrados garantizando que se optimizará con mejor exactitud la gráfica de la mezcla obtenida, estos rangos de trabajo dependen de la teoría con la que se esté puenteando. El solver arroja las fracciones de carbonato de calcio que se deben utilizar y genera la mezcla de carbonatos que se necesita para realizar un ajuste óptimo en la técnica de puenteo, con respecto a los diámetro de la formación que se trabaje.

Por otro lado, cuando se requiera ajustar un lodo, es decir, que se tiene un lodo con un peso mucho mayor al deseado, y se necesita ajustar o disminuir ese peso, el software permite hacer el ajuste ya sea con un solo carbonato o con una mezcla de carbonatos previamente obtenida. Esto se hace ingresando la densidad que se tiene del lodo y la nueva densidad, que es la deseada, se determinará de la siguiente manera:

$$Densidad CaCO_3 = \frac{Densidad\ del\ lodo * Fracción\ de\ CaCO_3}{1 - Fracción\ de\ CaCO_3} \quad (16)$$

Si el lodo se va a ajustar con una mezcla de carbonatos.

5.1.1 ABRAMS

La teoría de Abrams establece que el tamaño medio de la partícula del agente puenteante a adicionar, debe ser igual o ligeramente mayor que 1/3 del tamaño medio de poros de la formación (D50), y a su vez que la concentración de los

agentes puenteantes, debe ser al menos del 5% en volumen de los sólidos en la mezcla final del lodo.

Para la solución de este método se realiza la interpolación para hallar los datos de la distribución de la gráfica objetivo, esto se hace con la función de Excel llamada pronóstico, la cual calcula o pronostica un valor futuro a partir de valores existentes. En esta teoría el valor que se toma para determinar los valores de la distribución objetivo es el D50.

El intervalo de solución que se escogió vas desde 35 hasta 60; ya que fue el que arrojó un mejor resultado en la solución de mínimos cuadrados, ajustando de mejor manera la gráfica de la mezcla de carbonatos con respecto a la gráfica objetivo.

5.1.2 IPT

La teoría del empaquetamiento ideal describe la distribución de tamaño de partícula óptimo, la cual desde ser seleccionada basándose en el D90, que equivale a las gargantas de poro más grandes, D50 que es igual o ligeramente mayor que las gargantas de poro medio y el D10 que es mayor que el poro más pequeño de las gargantas de la roca reservorio.

La solución de este método se realiza igual a la descrita anteriormente, con la diferencia de que en este caso no se tomará el D50, sino el D90 de la formación. El intervalo de solución establecido va desde 50 hasta 100.

5.1.3 VICKERS

Para generar un punteo más eficiente, esta teoría incluye, fuera del D10, D50 y D90; las fracciones D25 Y D75, con el fin de generar un punteo mucho más eficiente.

La solución de este método se realiza de la misma manera que en la presentada en la teoría de Abrams, sin embargo los valores que se toman para determinar la distribución objetivo son el D90, D75, D50, D25 y D10. El intervalo de solución escogido va desde 25, como mínimo, hasta 95, como máximo.

5.1.4 MÉTODO FRACTAL

Esta teoría se basa en la teoría del empaquetamiento ideal. Para la solución de este método se resuelve también determinando la distribución objetivo mediante la interpolación de los valores existentes. El valor que se tiene en cuenta para determinar esta distribución es el D90 y el rango de solución que se escogió va desde 25 hasta 95, igual que en la teoría de Vickers.

5.2 MÉTODO DE SOLUCIÓN

5.2.1 MÍNIMOS CUADRADOS

El objetivo de la herramienta software que se quiere llevar a cabo, es realizar un ajuste de curvas; dicho ajuste se basa principalmente en obtener una curva que contenga una serie de puntos y que posiblemente además de ello cumpla con una serie de restricciones. En este trabajo, se pretende ajustar una curva objetivo, que

está representada por la gráfica de distribución granulométrica de la formación que se quiere puentear, con una curva de mezclas, esta curva de mezclas será obtenida a partir de una serie de carbonatos que serán mezclados entre sí, a determinadas proporciones de manera que se ajusten con la curva que representa la distribución de las gargantas de poro de la formación. Esto, puesto que teóricamente, si se obtiene una curva de la mezcla de carbonatos que se ajuste con la distribución granulométrica de la formación, se tendrá un puenteo eficiente, que proporciona un buen sello a la formación permitiendo el menor ingreso de filtrado hacia la misma.

Existen diferentes métodos para solucionar el ajuste de curvas, en este proyecto, esta solución se lleva a cabo a través de la técnica de mínimos cuadrados.

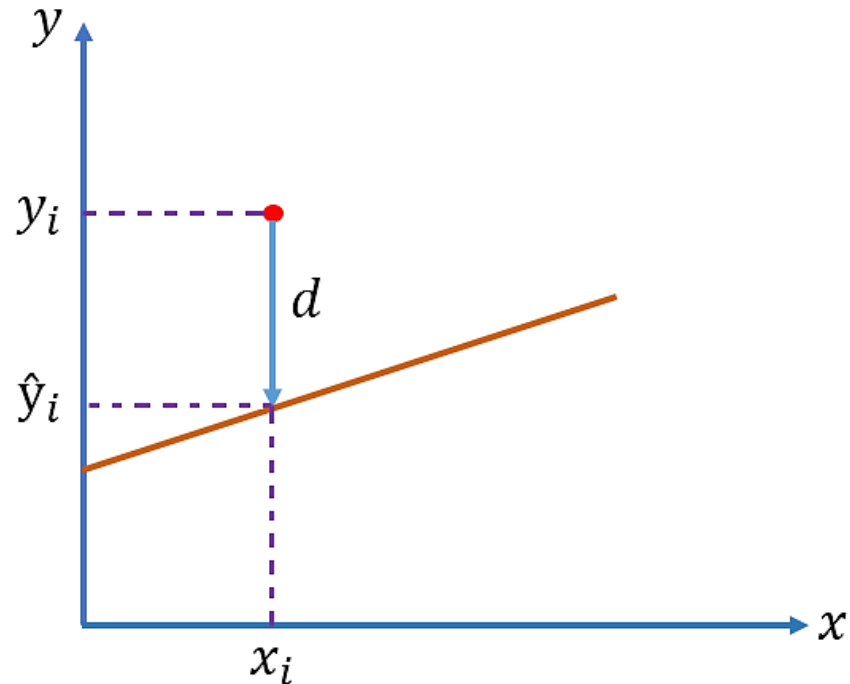
El método de solución de mínimos cuadrados, permite encontrar una curva óptima que se ajuste de la mejor manera a la curva objetivo.

Es una técnica de análisis numérico enmarcada dentro de la optimización matemática, en la que, dados un conjunto de pares ordenados: variable independiente, variable dependiente, y una familia de funciones, se intenta encontrar la función continua, dentro de dicha familia, que mejor se aproxime a los datos (un "mejor ajuste"), de acuerdo con el criterio de *mínimo error cuadrático*²².

De una forma más sencilla, el criterio de mínimos cuadrados intenta minimizar la sumatoria de mínimos cuadrados de las diferencias en las ordenadas entre los puntos generados por la función elegida y sus correspondientes valores.

²² Tomado de: Ajuste por mínimos cuadrados. Torrelavega. Escuela Politécnica de Ingeniería de Minas y Energía, FÍSICA I.

FIGURA 16: CRITERIO DE MÍNIMOS CUADRADOS



Para llevar a cabo el criterio de mínimos cuadrados se dispone de un conjunto de n parejas de valores x y y , donde x será la variable explicativa y y la variable que se quiere explicar.

Dichas parejas serán las que se ajustarán a una curva objetivo. Esto mediante una función para predecir los valores de la variable y cuando se conocen los valores de la variable x , es decir, determinar valores de α y β que permitan obtener la curva óptima. Esto es, que la sumatoria de las distancias (d) de cada punto de la curva de la mezcla, medidas en vertical, sean lo más pequeñas posibles con respecto a la curva objetivo.

Si nos acercamos a un punto concreto, de los correspondientes a la curva que se quiere ajustar, este tendrá unas coordenadas x_i, y_i , y por otra parte, para ese punto en concreto, la recta de la regresión nos proporciona el valor de \hat{y}_i que es la estimación y que tomará el valor de:

$$\hat{y}_i = \alpha + \beta x_i \quad (17)$$

$$d = y_i - \hat{y}_i \quad (18)$$

$$d = y_i - \alpha + \beta x_i \quad (19)$$

Habrán distancias (d) tanto positivas como negativas, es decir que están por debajo de la curva objetivo, que si las sumamos tenderán a compensarse. Para evitar los signos negativos, se toman cada una de estas diferencias entre el verdadero valor y la estimación de la recta, elevadas al cuadrado, así todos los valores serán positivos, y posteriormente, sumar todos estos cuadrados para el conjunto de datos que se tienen, obteniendo así la sumatoria de mínimos cuadrados, es decir:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \alpha + \beta x_i)^2 \quad (20)$$

Esta función representa la sumatoria de cuadrados de residuos, donde x_i y y_i son datos conocidos y α y β son las incógnitas, encontrándonos así ante un problema de optimización, que en este caso será optimizar el puenteo. Así, se quieren encontrar valores de α y β que permitan de la suma de cuadrados sea mínima. Esto se resuelve mediante el cálculo del gradiente de la ecuación, igualándolo a cero y se obtiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas. Verificando que se trata de un mínimo calculando la matriz Hessiana y viendo que esta se define positiva.

$$\nabla J = 0 \quad (21)$$

$$HJ \rightarrow \text{definida} + \quad (22)$$

5.3 DATOS DE ENTRADA

La principal fuente de datos de entrada son los datos de tamaños de poro o tamaños de garganta de poro que el usuario obtenga mediante pruebas de laboratorio. Si estos datos no se tienen, pero se tiene el valor de la permeabilidad de la formación de interés, este también será un dato de entrada, ya que con este valor se puede obtener el valor del diámetro de garganta de poro necesitado.

Las pruebas de laboratorio que permiten determinar la garganta de poro de la formación son:

- ✓ Pruebas de inyección de mercurio.
- ✓ Scanning Electron Microscope (SEM).
- ✓ Cálculo geométrico del valor.

Por otra parte, si lo que se quiere es ajustar un lodo, un dato de entrada será la densidad de este.

5.4 RESULTADOS DEL SOFTWARE

El objetivo del software es optimizar la técnica de puenteo mediante el ajuste de gráficas, para ello los resultados que este tendrá que mostrar al usuario son:

- ✓ Gráficas tanto de los carbonatos, como de la mezcla obtenida y la distribución objetivo.

- ✓ Concentraciones de cada uno de los carbonatos usados para realizar la mezcla, estas concentraciones están dadas en fracciones o en lb/barril, según se requiera.

- ✓ Concentración total de carbonato de calcio a adicionar.

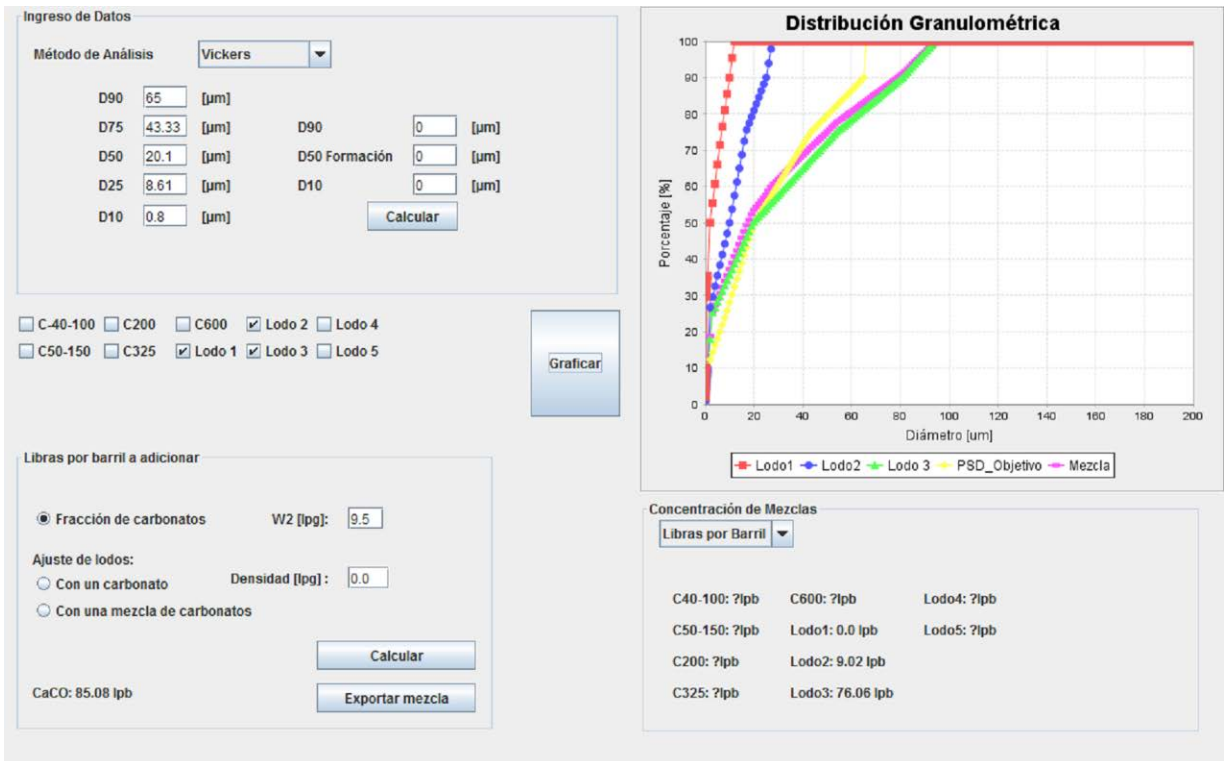
- ✓ Distribución granulométrica de la mezcla de carbonatos de calcio usados

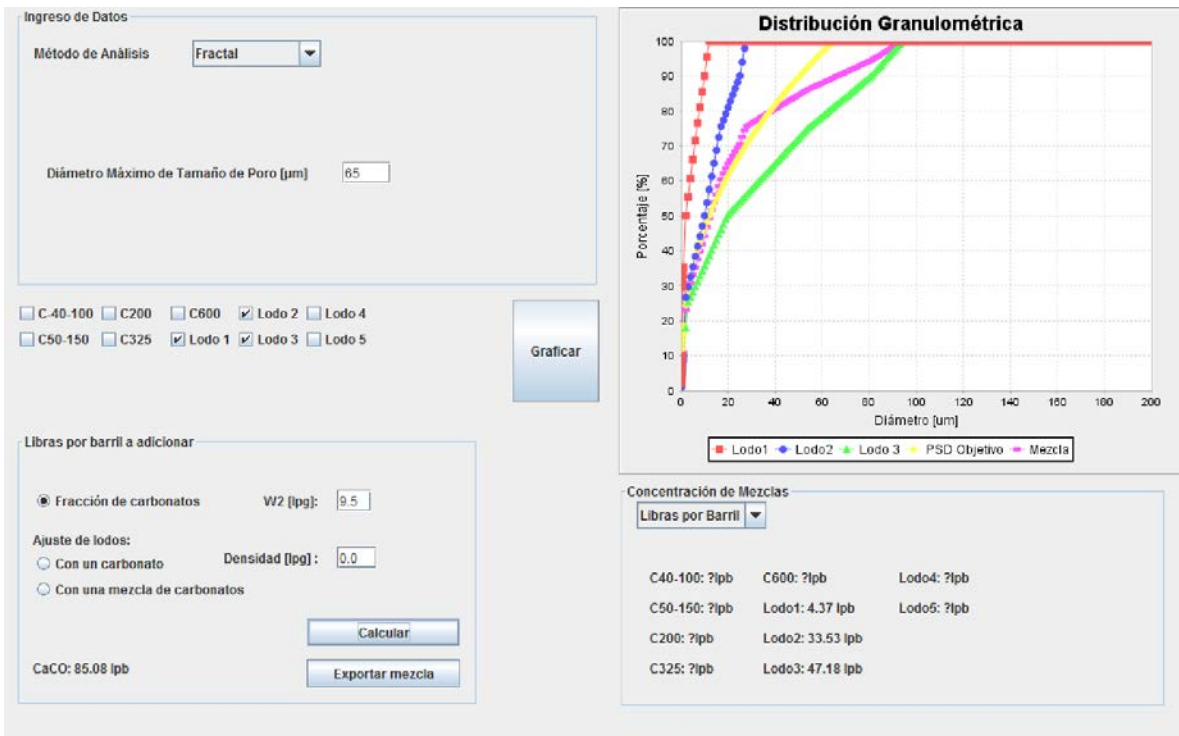
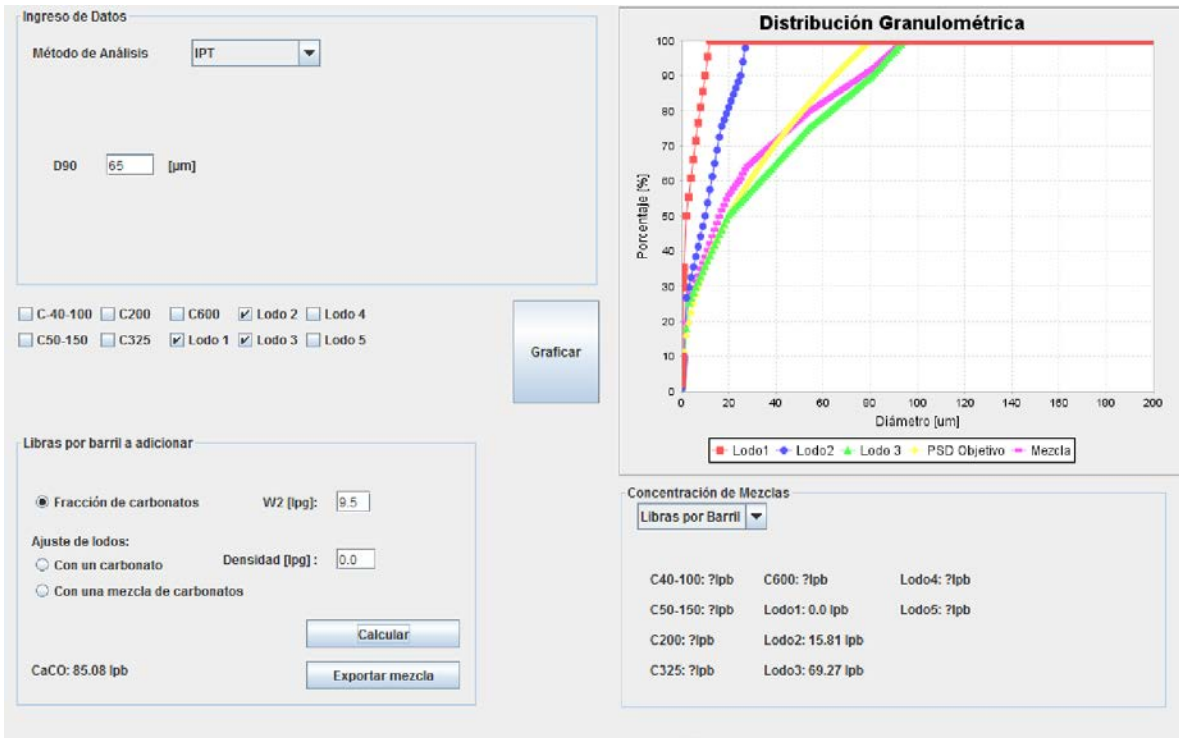
6 VERIFICACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SOFTWARE

6.1 EJEMPLO DE APLICACIÓN

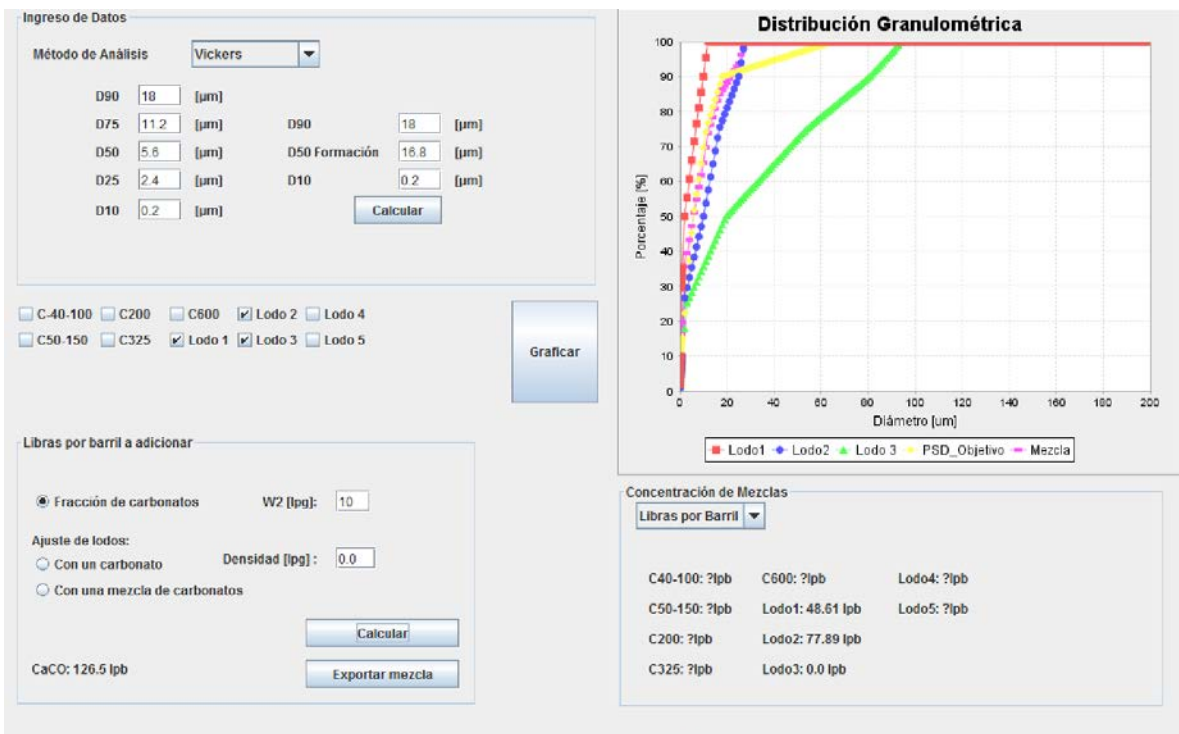
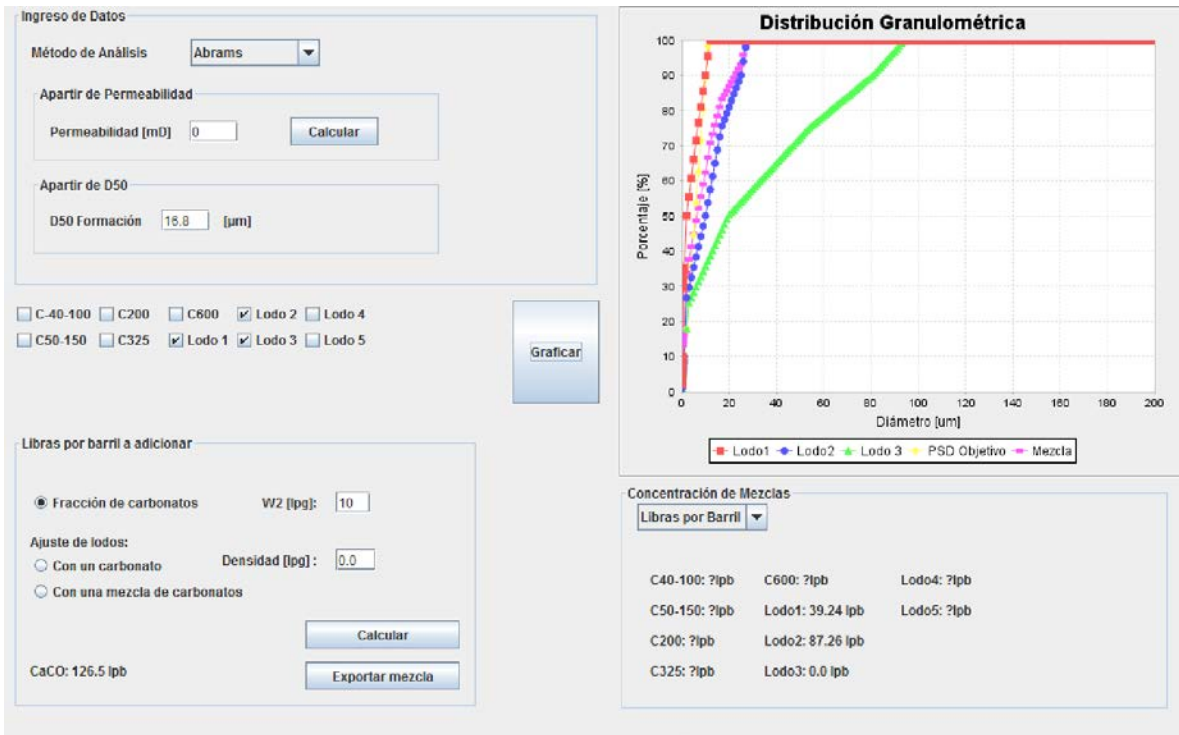
Se realizará un ejemplo de aplicación con datos teóricos de formación, los cuales se ingresaran al software desarrollado en este proyecto y se compararán con los resultados obtenidos en el software comercial Optibridge.

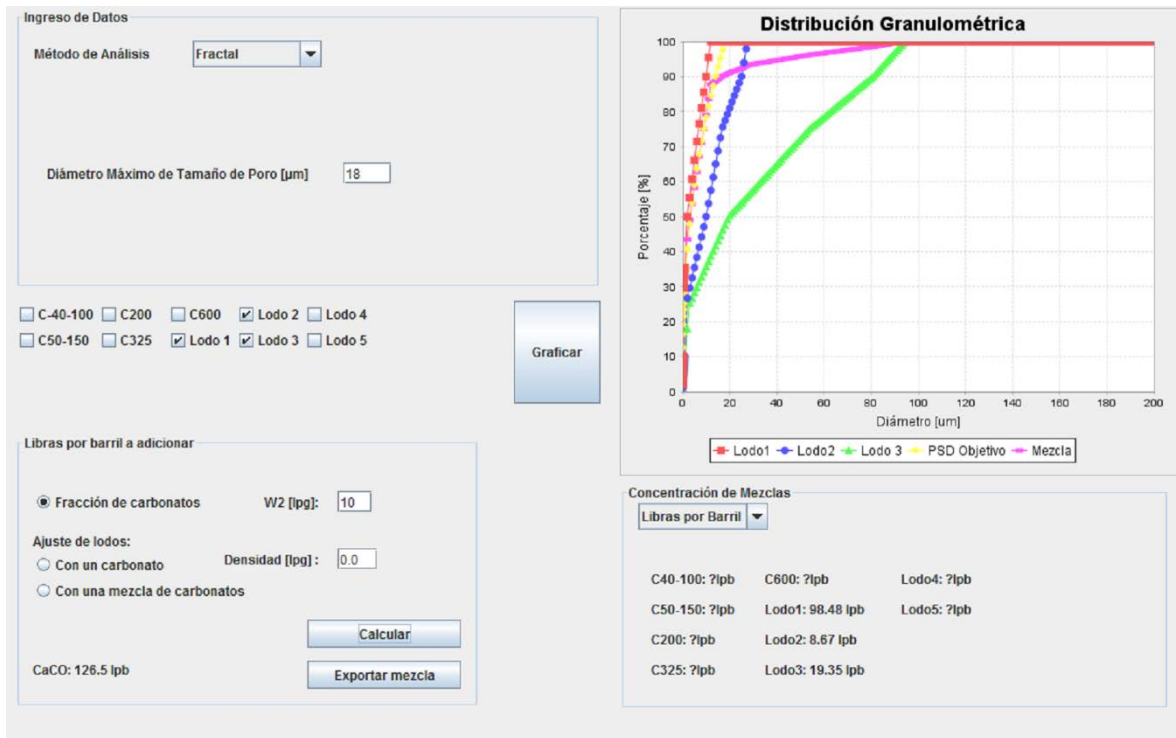
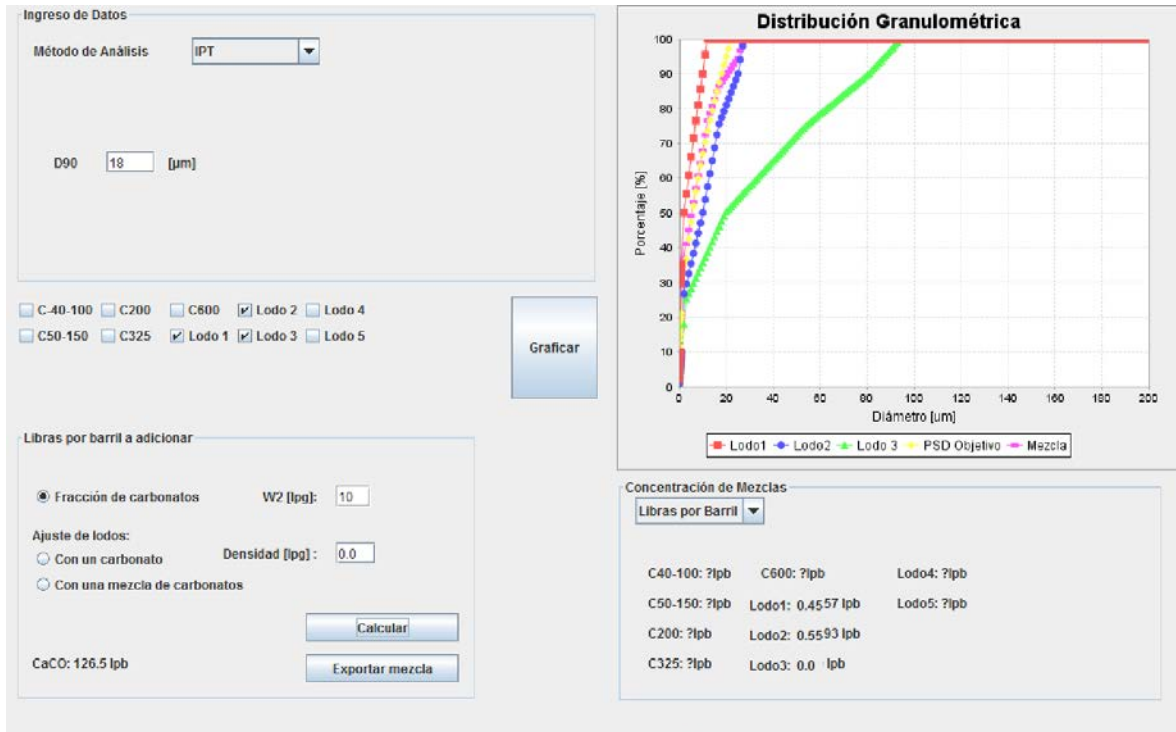
✓ Para un lodo de 9,5 lpb en un disco de 35 μm



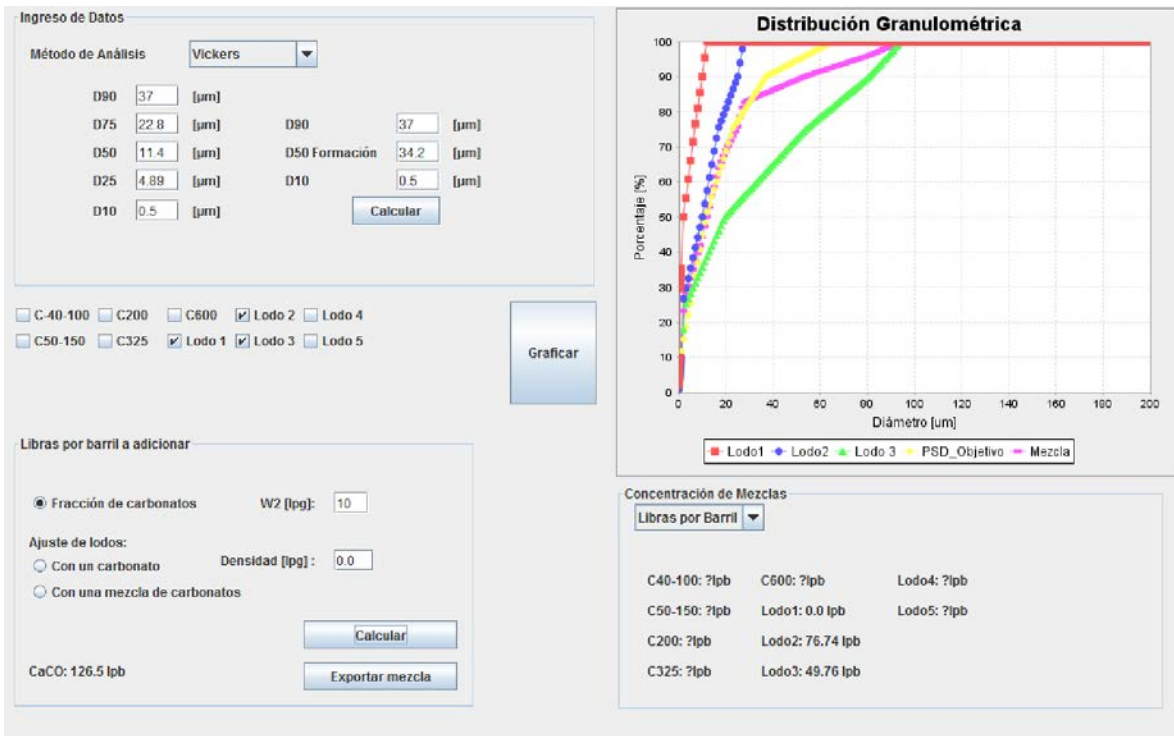


✓ Para un lodo de 10 lpb en un disco de 10 μm





✓ Para un lodo de 10 lpb en un disco de 20 μm



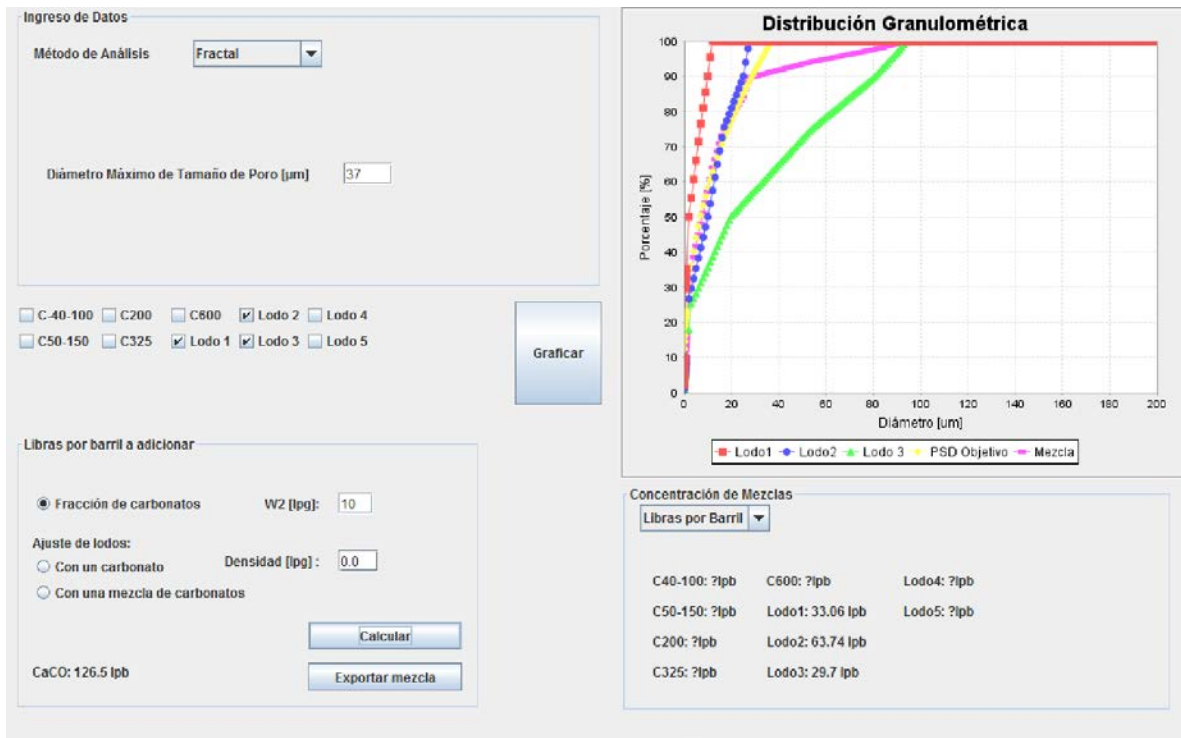
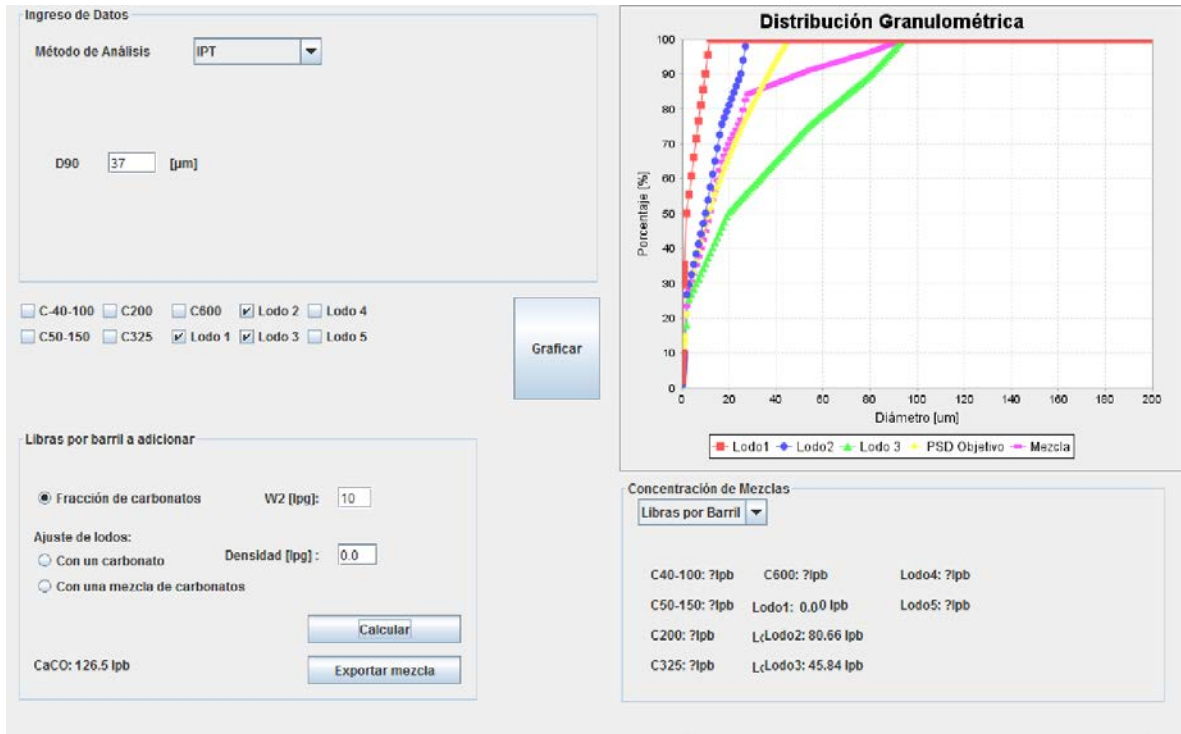


TABLA 12: RESULTADOS OBTENIDOS

| | OPTIBRIDGE | | | SOLUBRIDGE | | | | | |
|------------------|------------|--------|--------|------------|--------|---------------|----------------|------------|----------------|
| | PERCENTIL | TARGET | MEZCLA | PERCENTIL | TARGET | MEZCLA ABRAMS | MEZCLA VICKERS | MEZCLA IPT | MEZCLA FRACTAL |
| 9.5 PPG 35 um | D10 | 0,8 | 1,1 | D10 | 0,8 | 0,54 | 1,085 | 1,07 | 0,916 |
| | D50 | 20,1 | 19,6 | D50 | 20,1 | 7,11 | 17,5 | 16,1 | 12,3 |
| | D90 | 65 | 80,9 | D90 | 65 | 47,5 | 78,5 | 76,8 | 66,4 |
| 10 PPG 10 um | D10 | 0,2 | 0,3 | D10 | 0,2 | 0,54 | 0,54 | 0,53 | 0,51 |
| | D50 | 5,6 | 4,6 | D50 | 5,6 | 5,73 | 5,73 | 5,2 | 3,2 |
| | D90 | 18 | 24 | D90 | 18 | 21,5 | 21,53 | 20,5 | 16,55 |
| 10 PPG 20um | D10 | 0,5 | 0,7 | D10 | 0,5 | 1,02 | 1,03 | 1,02 | 0,56 |
| | D50 | 11,4 | 10,8 | D50 | 11,4 | 11,74 | 11,9 | 11,74 | 7,63 |
| | D90 | 37 | 56,5 | D90 | 37 | 49,76 | 53,3 | 50,33 | 29,8 |

FUENTE: AUTORES

6.2 ANÁLISIS DE LA COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS

Al desarrollar el ejemplo de aplicación, lo que se quiere determinar es el buen funcionamiento del software, para ello se realizan corridas con datos teóricos de formación y estos resultados se comparan con los resultados que arrojará el software comercial y de alto uso en la industria, conocido como Optibridge, el cual usará los mismos datos teóricos de formación para realizar sus respectivas corridas.

En esta sección del libro se comparan los resultados obtenidos del software desarrollado en este proyecto con los resultados arrojados por el software comercial Optibridge.

Para los datos del lodo de 9,5 lpb en un disco de 35 μm , se llega a la conclusión que la teoría que mejor realiza el ajuste de gráficas optimizando así la técnica de puento, es la de Vickers, por lo cual es la que se escoge para realizar las comparaciones con respecto a los resultados obtenidos por Optibridge. El mismo análisis se realiza para los datos del lodo de 10 lpb en un disco de 10 μm .

Sin embargo, para los datos del lodo de 10 lpb en un disco de 20 μm , al realizar el respectivo análisis para cada una de las teorías y comparar los resultados obtenidos con Solubridge con respecto a los obtenidos con Optibridge, se concluye que la teoría que mejor se ajusta en este caso es la teoría de empaquetamiento ideal, ya que es la que mejor optimiza la técnica de puenteo. En las gráficas presentadas a continuación se muestra las corridas arrojadas por Optibridge con las corridas arrojadas por Solubridge con cada una de las teorías que se seleccionaron como la que mejor realizaba el puenteo.

Los lodos 1,2 y 3 mostrados en los resultados de las corridas de Solubridge son las mismas distribuciones de los carbonatos 2, 10 y 20; mostrados en los resultados de las corridas de Optibridge. Siendo así:

- ✓ Lodo 1 = posee la misma distribución de garganta de poro que el carbonato 2.
- ✓ Lodo 2 = posee la misma distribución de garganta de poro que el carbonato 10.
- ✓ Lodo 3= posee la misma distribución de garganta de poro que el carbonato 20.

✓ Para un lodo de 9,5 lpb de un disco de 35 µm

Solubridge

Ingreso de Datos

Método de Análisis: Vickers

D90: [µm]

D75: [µm]

D50: [µm]

D25: [µm]

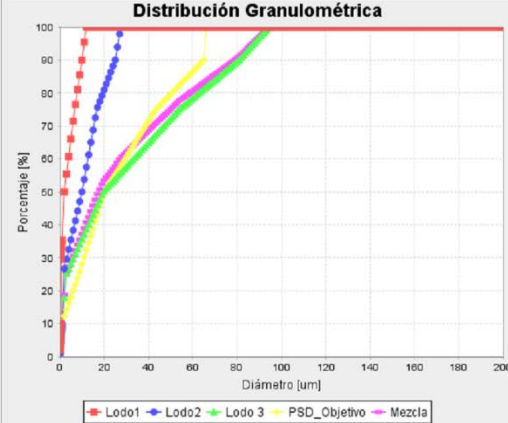
D10: [µm]

D90: [µm]

D50 Formación: [µm]

D10: [µm]

Distribución Granulométrica



Concentración de Mezclas

Libras por Barril: ▼

| | | |
|---------------|------------------|-------------|
| C40-100: 7lpb | C600: 7lpb | Lodo4: 7lpb |
| C50-150: 7lpb | Lodo1: 0.0 lpb | Lodo5: 7lpb |
| C200: 7lpb | Lodo2: 9.02 lpb | |
| C325: 7lpb | Lodo3: 76.06 lpb | |

Libras por barril a adicionar

Fracción de carbonatos W2 [pg]:


Ajuste de lodos:

Con un carbonato Densidad [pg]:

Con una mezcla de carbonatos

CaCO: 85.08 lpb

Optibridge



© 1999 - 2011 M-I L.L.C. - All Rights Reserved

Operator: ECOPELROL

Well Name:

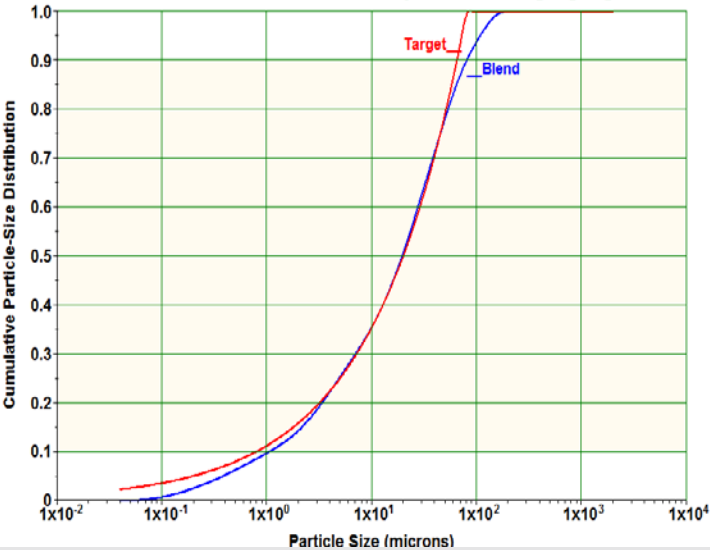
Location: COLOMBIA

Comments: Optimum Blend

Largest Pore Size : 65 microns

Sand Control Device :

Optimum Bridging Agent Blend




D10 - D50 - D90

| | | |
|---------------------|-------------|---------|
| D10 Target / Blend: | 0.8 / 1.1 | microns |
| D50 Target / Blend: | 20.1 / 19.6 | microns |
| D90 Target / Blend: | 65.0 / 80.9 | microns |

Optimum Blend for 0 to 100 % CPS Range

| Brand Name | Bridging Agent(lb/bbl) | Vol % |
|----------------------|------------------------|--------|
| A=Safe-Carb 2 (VF) | 0.0 | 0.00 |
| B=Safe-Carb 10 (F) | 0.0 | 0.00 |
| C=Safe-Carb 20 | 77.8 | 100.00 |
| D=Safe-Carb 40 (M) | 0.0 | 0.00 |
| E=Safe-Carb 250 (C) | 0.0 | 0.00 |
| F=Safe-Carb 500 (XC) | 0.0 | 0.00 |



C
100.0%

Simulation Accuracy

| | | |
|---------------------------------|-------|--------|
| Calcium Carbonate added : | 77.82 | lb/bbl |
| Avg Error 0 - 100 % CPS Range : | 1.46 | % |
| Max Error 0 - 100 % CPS Range : | 9.25 | % |

✓ Para un lodo de 10 lpb en un disco de 10 μm

Ingreso de Datos

Método de Análisis: **Vickers**

D90: 18 [μm] D90: 18 [μm]

D75: 11.2 [μm] D50 Formación: 16.8 [μm]

D50: 5.6 [μm] D10: 0.2 [μm]

D25: 2.4 [μm]

D10: 0.2 [μm]

Calcular

C-40-100 C200 C600 Lodo 2 Lodo 4

C50-150 C325 Lodo 1 Lodo 3 Lodo 5

Graficar

Libras por barril a adicionar

Fracción de carbonatos W2 [ppg]: 10

Ajuste de lodos:

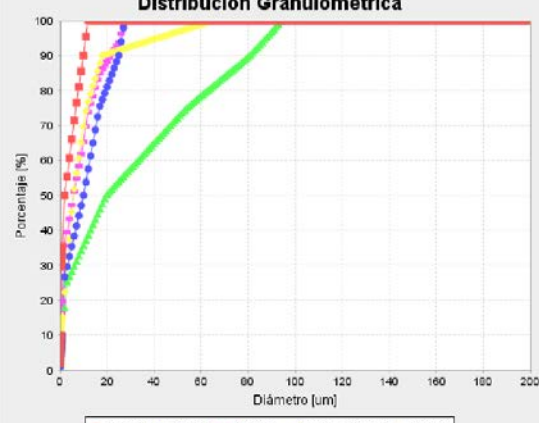
Con un carbonato Densidad [ppg]: 0.0

Con una mezcla de carbonatos

Calcular

CaCO₃: 126.5 lpb **Exportar mezcla**

Distribución Granulométrica



Concentración de Mezclas

Libras por Barril: **?**


C40-100: ?lpb C600: ?lpb Lodo4: ?lpb

C50-150: ?lpb Lodo1: 48.61 lpb Lodo5: ?lpb

C200: ?lpb Lodo2: 77.89 lpb

C325: ?lpb Lodo3: 0.0 lpb

Solubridge



© 1999 - 2011 M-I L.L.C. - All Rights Reserved

Operator: **ECOPETROL**

Well Name: **COLOMBIA**

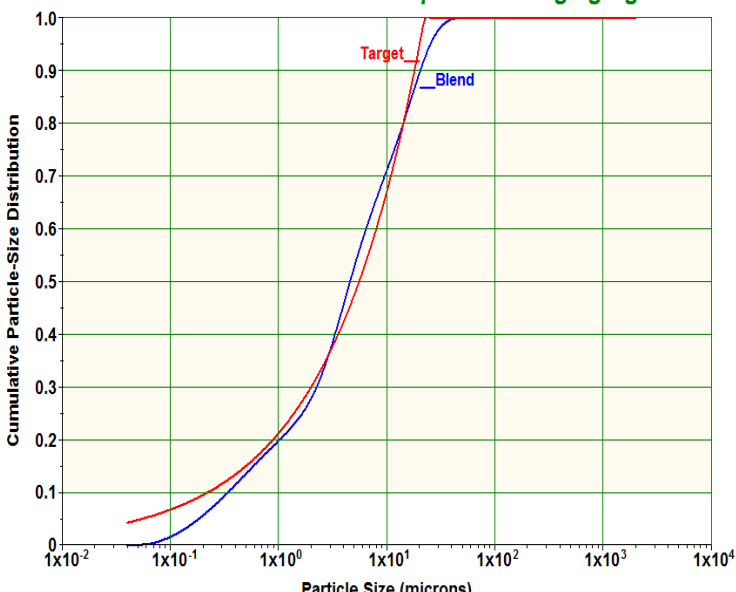
Location: **COLOMBIA**

Comments: **Optimum Blend**

Largest Pore Size : 18 microns

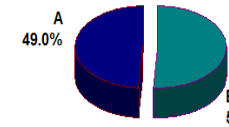
Sand Control Device :

Optimum Bridging Agent Blend



| D10 - D50 - D90 | | |
|---------------------|-------------|---------|
| D10 Target / Blend: | 0.2 / 0.3 | microns |
| D50 Target / Blend: | 5.6 / 4.6 | microns |
| D90 Target / Blend: | 18.0 / 20.4 | microns |

| Optimum Blend for 0 to 100 % CPS Range | | |
|--|------------------------|-------|
| Brand Name | Bridging Agent(lb/bbl) | Vol % |
| A=Safe-Carb 2 (VF) | 54.5 | 48.99 |
| B=Safe-Carb 10 (F) | 56.7 | 51.01 |
| C=Safe-Carb 20 | 0.0 | 0.00 |
| D=Safe-Carb 40 (M) | 0.0 | 0.00 |
| E=Safe-Carb 250 (C) | 0.0 | 0.00 |
| F=Safe-Carb 500 (XC) | 0.0 | 0.00 |



A: 49.0% B: 51.0%

| Simulation Accuracy | |
|---------------------------------|---------------|
| Calcium Carbonate added : | 111.18 lb/bbl |
| Avg Error 0 - 100 % CPS Range : | 2.06 % |
| Max Error 0 - 100 % CPS Range : | 7.29 % |

OptibrIDGE

✓ Para un lodo de 10 lpb en un disco de 20 μm

Solubridge

Ingreso de Datos

Método de Análisis: IPT

D90: 37 [μm]

C-40-100 C200 C600 Lodo 2 Lodo 4
 C50-150 C325 Lodo 1 Lodo 3 Lodo 5

Graficar

Libras por barril a adicionar

Fracción de carbonatos W2 [lpb]: 10

Ajuste de lodos:

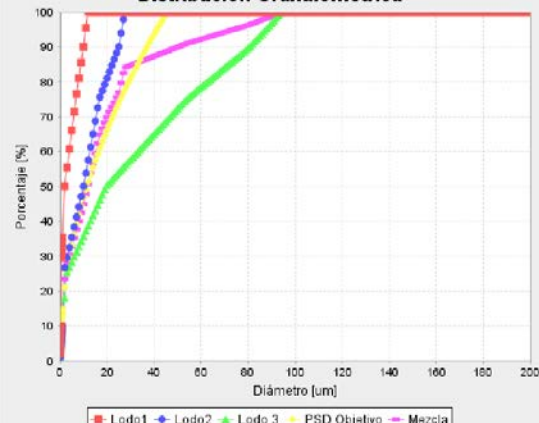
Con un carbonato Densidad [lpb]: 0.0

Con una mezcla de carbonatos

Calcular

CaCO₃: 126.5 lpb **Exportar mezcla**

Distribución Granulométrica



Concentración de Mezclas

Libras por Barril: ?

| | | |
|---------------|--------------------|-------------|
| C40-100: ?lpb | C600: ?lpb | Lodo4: ?lpb |
| C50-150: ?lpb | Lodo1: 0,00 lpb | Lodo5: ?lpb |
| C200: ?lpb | L,Lodo2: 80,66 lpb | |
| C325: ?lpb | L,Lodo3: 45,84 lpb | |

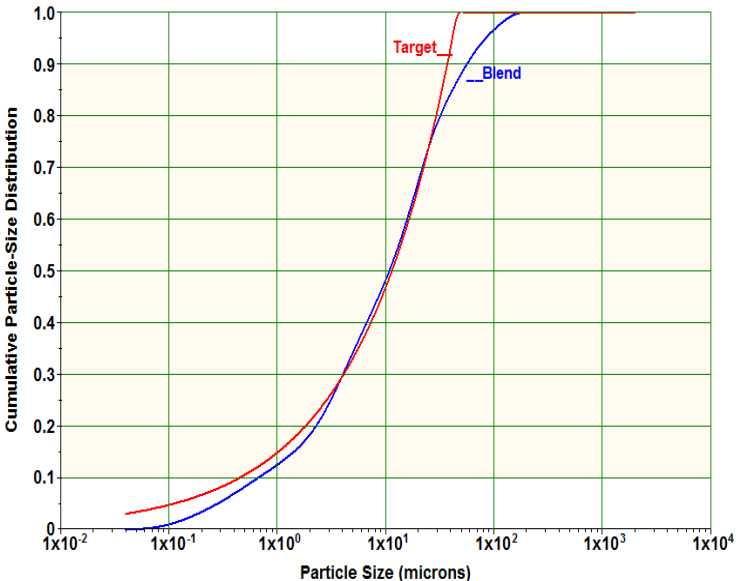
Optibridge

MISWACO OPTIBRIDGE*
A Schlumberger Company
© 1999 - 2011 M-I L.L.C. - All Rights Reserved

Operator: **ECOPETROL**
Well Name: **COLOMBIA**
Location: **COLOMBIA**
Comments: **Optimum Blend**

Largest Pore Size : 37 microns
Sand Control Device :

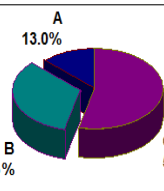
Optimum Bridging Agent Blend



| D10 - D50 - D90 | | |
|---------------------|-------------|---------|
| D10 Target / Blend: | 0.5 / 0.7 | microns |
| D50 Target / Blend: | 11.4 / 10.8 | microns |
| D90 Target / Blend: | 37.0 / 56.5 | microns |

Optimum Blend for 0 to 100 % CPS Range

| Brand Name | Bridging Agent(lb/bbl) | Vol % |
|----------------------|------------------------|-------|
| A=Safe-Carb 2 (VF) | 14.4 | 12.96 |
| B=Safe-Carb 10 (F) | 37.0 | 33.26 |
| C=Safe-Carb 20 | 59.8 | 53.78 |
| D=Safe-Carb 40 (M) | 0.0 | 0.00 |
| E=Safe-Carb 250 (C) | 0.0 | 0.00 |
| F=Safe-Carb 500 (XC) | 0.0 | 0.00 |



Simulation Accuracy

| | | |
|---------------------------------|--------|--------|
| Calcium Carbonate added : | 111.18 | lb/bbl |
| Avg Error 0 - 100 % CPS Range : | 2.30 | % |
| Max Error 0 - 100 % CPS Range : | 12.55 | % |

Estos resultados se analizaron tomando los diámetros principales de garganta de poro de cada una de las mezclas de carbonato de calcio determinada por las diferentes teorías (D10, D50 y D90) y se compararon con los diámetros de la distribución objetivo y con los arrojados por la mezcla realizada por Optibridge, como se muestra a continuación.

TABLA 13: COMPARACIÓN DE RESULTADOS

| | PERCENTIL | TARGET | OPTIBRIDGE | SOLUBRIDGE |
|------------------|-----------|--------|------------|------------|
| | | | MEZCLA | MEZCLA |
| 9.5 PPG 35 um | D10 | 0,8 | 1,1 | 1,085 |
| | D50 | 20,1 | 19,6 | 17,5 |
| | D90 | 65 | 80,9 | 78,5 |
| 10 PPG 10 um | D10 | 0,2 | 0,3 | 0,54 |
| | D50 | 5,6 | 4,6 | 5,73 |
| | D90 | 18 | 24 | 21,53 |
| 10 PPG 20um | D10 | 0,5 | 0,7 | 1,02 |
| | D50 | 11,4 | 10,8 | 11,74 |
| | D90 | 37 | 56,5 | 50,33 |

FUENTE: AUTORES

Se puede observar que los resultados obtenidos por Solubridge son valores cercanos a los valores de los tamaños de garganta de la distribución objetivo, los cuales harán un buen ajuste de gráfica y optimizarán la técnica de puenteo planteada, logrando minimizar el daño a la formación productora y aumentar su producción.

Al realizar los distintos porcentajes de error y de varianza para cada uno de los software ejecutados, se tiene

TABLA 14: DESVIACIÓN DE LOS RESULTADOS

| | Varianza OPTIBRIDGE | Varianza SOLUBRIDGE |
|--------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 9.5 PPG 35 um | 0,3 | 0,28 |
| | 0,5 | 0,9 |
| | 15,9 | 12 |
| 10 PPG 10 um | 0,1 | 0,34 |
| | 1 | 0,13 |
| | 6 | 3,53 |
| 10 PPG 20um | 0,2 | 0,53 |
| | 0,6 | 0,56 |
| | 19,5 | 16 |

FUENTE: AUTORES

6.3 VALIDACIÓN DE LOS DISEÑOS DE PUENTE

6.3.1 SOPORTE TEÓRICO

A medida que los yacimientos se van depletando, la necesidad de perfeccionar los métodos que permiten minimizar el daño de formación, invasión de sólidos y pegas diferenciales, exige que el fluido de perforación sea capaz de generar una torta con el mínimo tamaño y la mínima permeabilidad. Con este objetivo, se estudia la técnica de puenteo y sus diferentes métodos de aplicación.

El objetivo de la técnica de puenteo es crear un revoque de lodo lo más impermeable posible, con materiales que sean solubles en ácido como por ejemplo el carbonato de calcio (CaCO₃). Al obtener una torta con la mínima permeabilidad, es posible conseguir un mínimo valor de filtrado o invasión de fluido de perforación hacia la formación, es decir, se disminuye el radio de invasión y de igual manera, dado que no permite el flujo continuo por la baja permeabilidad, minimiza la migración de finos que pueden producir daño a la formación ocasionado por la reducción de su permeabilidad. Así, el factor clave para lograr una torta con las condiciones

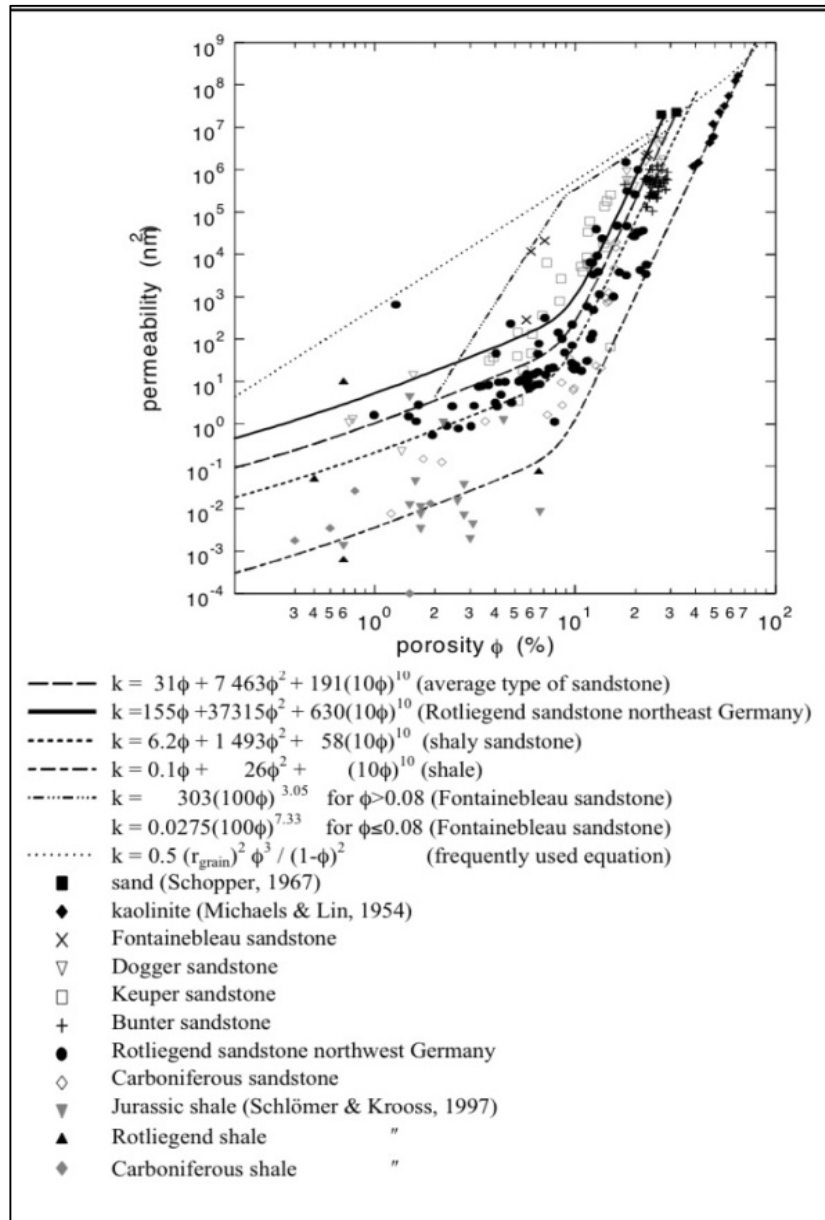
requeridas, no será el método de puenteo escogido sino la mezcla de carbonatos adecuada.

Si se logra minimizar la permeabilidad de la torta, como consecuencia se tendrá un tamaño menor de la misma y así se logra cumplir con el objetivo del puenteo. Mediante estudios de la permeabilidad e los lechos filtrantes se ha llegado a la conclusión que los parámetros más importantes a tener en cuenta son el diámetro de las partículas y la porosidad.

Mediante un análisis de las ecuaciones anteriores se concluye que para un diámetro de partículas promedio, es posible reducir la permeabilidad en un valor aproximado de 90%, si se logra reducir el valor de la porosidad en un 50%.

Para lograr la disminución de la permeabilidad, se requiere incorporar carbonatos finos en los espacios porosos de los carbonatos medios o gruesos, disminuyendo así la porosidad de los mismos. Así, el carbonato mesh 325 de la referencia Qmax no es un carbonato ideal para mezclar con el C200, mientras que el C600 sirve como complemento de ambos.

FIGURA 17: ECUACIONES DE PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD Y DIÁMETRO DE LAS PARTÍCULAS.



FUENTE: Design of Drill-in Fluids by Optimizing Selection of Bridging Particles. SPE 104131.

TABLA 15: ANÁLISIS DE LAS ECUACIONES DE PERMEABILIDAD

| porosidad,% | radio,um | k,nm2 |
|---|---------------------|-------------------|
| 0,26 | 20 | 0,01604821 |
| 0,13 | 20 | 0,00145131 |
| | %reducción,k | 91% |
| $k=0,5 * \text{por}^3 / (1-\text{por})^2$ | | |

FUENTE: QMAX SOLUTION

6.3.2 RESULTADOS DE CAMPO Y LABORATORIO DE SOPORTE DE DISEÑO

El método ideal para comprobar un buen diseño del puenteo es mediante la realización y análisis de pruebas ppt, sin embargo, también se puede estudiar este mediante diferentes aplicaciones de campo, que son válidas y de igual manera representativas,, puesto que en la mayoría de los casos no se cuenta con la variabilidad de los tamaños de poro de los diferentes estratos, los cuales se requieren para la realización de las pruebas ppt.

De acuerdo con lo anterior, se presentan algunos casos de campo en los que se llevó a cabo la técnica de puenteo y cuyos resultados fueron favorables y lograron los objetivos que se quieren al aplicarla.

✓ CASO 1: REDUCCIÓN DEL FILTRADO API

A través del análisis de resultados de pruebas de filtrado API, se comprueba la teoría de puenteo donde se expresa que rellenar un carbonato grueso con uno fino, es clave para obtener un buen sello en la formación, puesto que

una reducción del 50% de la porosidad de la torta, implica la disminución de la permeabilidad aproximadamente en un 90%.

En este caso, usando los carbonatos de referencia de QMAX, se utiliza el carbonato C600 (fino), para rellenar los espacios porosos dejados por los carbonatos gruesos C200 y C325, sabiendo que el 55% del carbonato 600 cabe dentro de los poros del carbonato C200; mientras que la proporción con respecto al C325 es más baja, esto es, solo un 33%, aproximadamente, del C600 cabe en los poros del carbonato C200. Sin embargo, aún esta última proporción debe generar sellos efectivos.

Se analizan los resultados de las siguientes tablas obteniendo como conclusión que cuando se mezcla el C200 con el C600 en una proporción 2:1, se obtiene un valor mínimo de filtrado API que al mezclar el C300 con el C600 en una proporción aproximada de 3:1.

Indicando así, que la torta que contiene C600 y C200 en sus aditivos, tiene un valor mínimo de permeabilidad si se compara con los datos obtenidos de filtrado API para proporciones o mezclas diferentes.

Este aporte sería útil y recomendado en los fluidos llevados a pruebas de recuperación de permeabilidad ya que sella de manera eficiente la torta y por lo tanto disminuye la invasión de filtrado.

TABLA 16: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FILTRADO API

| 15 MINUTOS AGITACIÓN | | |
|--|------------|----------------|
| 10 PPB C600/20PPB C200/2PPB BENTONITA + BENEX | | |
| TIEMPO [min] | CC | PRESIÓN |
| 0 | 0 | 100 |
| 7,5 | 3 | 100 |
| 15 | 5 | 100 |
| 30 | 7,5 | 100 |

| 15 MINUTOS AGITACION | | |
|--------------------------------|-----------|----------------|
| 20 PPB C200 /8 PPB C325 | | |
| TIEMPO [min] | CC | PRESIÓN |
| 0 | 0 | 100 |
| 7,5 | 3,7 | 100 |
| 15 | 5,6 | 100 |
| 30 | 8,4 | 100 |



| 15 MINUTOS AGITACION | | |
|--|-----------|----------------|
| 20 PPB C325/8PPB C200/5 PPB C600/2 BENTONITA +BENEX | | |
| TIEMPO [min] | CC | PRESIÓN |
| 0 | 0 | 100 |
| 7,5 | 3,9 | 100 |
| 15 | 5,4 | 100 |
| 30 | 8 | 100 |

| 15 MINUTOS AGITACION | | |
|--|-----------|----------------|
| 10 PPB C325/10PPB C200/10PPB C600 | | |
| TIEMPO [min] | CC | PRESIÓN |
| 0 | 0 | 100 |
| 7,5 | 4 | 100 |
| 15 | | 100 |

| 10 PPB C600/20 PPB C325/10 PPB C200 /2PPB BENTONITA+BENEX | | |
|--|-----------|----------------|
| TIEMPO [min] | CC | PRESIÓN |
| 0 | 0 | 100 |
| 1 | 1 | 100 |
| 7,5 | 3,8 | 80 |
| 20 | 6,7 | 80 |
| 30 | 8,5 | 80 |

| 10 PPB C600/20 PPB C325/10 PPB C200 | | |
|--|-----------|----------------|
| TIEMPO [min] | CC | PRESIÓN |
| 0 | 0 | 100 |
| 1 | 1 | 100 |
| 7,5 | 4 | 80 |
| 20 | 7 | 80 |
| 30 | 8,7 | 80 |

FUENTE: QMAX SOLUTION

✓ **CASO 2: CAMPO SANTOS 160**

En este pozo, con altos diferenciales de presión con respecto a la densidad del fluido, superiores a 4000 psi, se requería tomar datos de presión para evitar pega de tubería; por ellos era necesario ubicar herramientas frente a las zonas permeables. Anteriormente se habían presentado pegas de tubería mientras se perforaba y de igual manera se imposibilitaba la toma de lecturas de presión debido a que las herramientas bajadas con cable, para dicho fin, se pegaban obligando a realizar la operación de pesca y suspender la toma del registro²³.

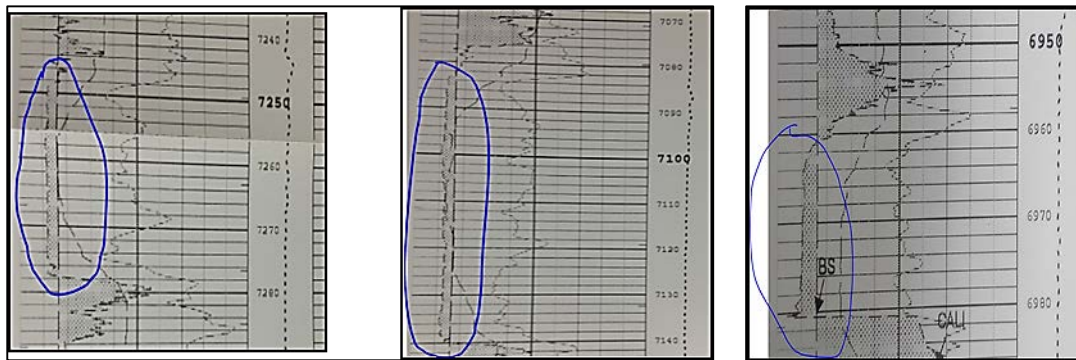
Dado que los fluidos son de alta densidad, en este pozo de 13,3 ppg y de 120-150 ppb de material densificante, se decide incorporar carbonatos finos para ajustar la distribución del fluido y de esta manera solucionar los problemas presentados, usando como carbonato fino el C600 de la

²³ INFORME SOBRE CONTROL DEL REBOQUE EN SANTOS 164, 2015. Qmax Solution.

referencia de QMAX. El resultado fue favorable puesto que se pudo eliminar la tendencia de la pega de tubería durante las operaciones de perforación o viaje de tubería y fue posible tomar los registros de presión sin ningún intento de tubería.

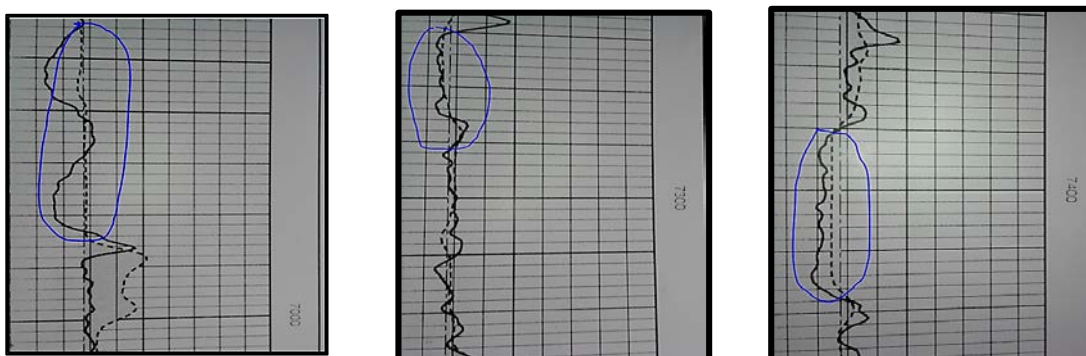
En este caso, el diseño de puenteo se basó en el concepto de incorporar carbonatos finos en la formulación de manera que se disminuya la porosidad y por ende la permeabilidad de la torta. Mediante registros de dos pozos, se realizaron comparaciones y se comprobó que la torta del pozo que no presentaba carbonatos finos era mayor y por tanto generaba más problemas de pega de tubería y toma de registros.

FIGURA 18: ESPESOR DEL REVOQUE EN DIFERENTES SECTORES SANTOS 122 (MW 12,3 PPG)



FUENTE: INFORME SOBRE CONTROL DEL REBOQUE EN SANTOS 164, 2015.
Qmax Solution.

FIGURA 19: ESPESOR DEL REVOQUE EN DIFERENTES SECTORES SANTOS 164 (MW 13,3)



FUENTE: INFORME SOBRE CONTROL DEL REBOQUE EN SANTOS 164, 2015.
Qmax Solution.

INFORME SANTOS 160²⁴

En el pozo Santos 160, con base en la información proveída por Ecopetrol de la distribución de tamaños de poro y garganta de poro, se usó el método IPT para optimizar la selección de materiales de puenteo. Concluyendo, de acuerdo con el método anteriormente mencionado que los mejores agentes puenteantes, para este caso, son el C600 y el C325 que controlan de mejor manera la distribución de tamaños de poro para acercarla al valor óptimo sugerido por el método de puenteo.

Se procede a realizar el ajuste de un fluido mediante el software SoluBridge, para ello, se toman los datos de tamaños usados para el pozo SANTOS 160, que son los siguientes:

²⁴ Informe Santos 160. MÉTODO IPT DE PUENTEADO Y DESEMPEÑO DE CONTROLADOR DE FILTRADO. 11/04/2014. Roger Palencia, Wilson Moreno, Alejandro Prieto.

TABLA 17: TAMAÑOS DE GARGANTA DE PORO

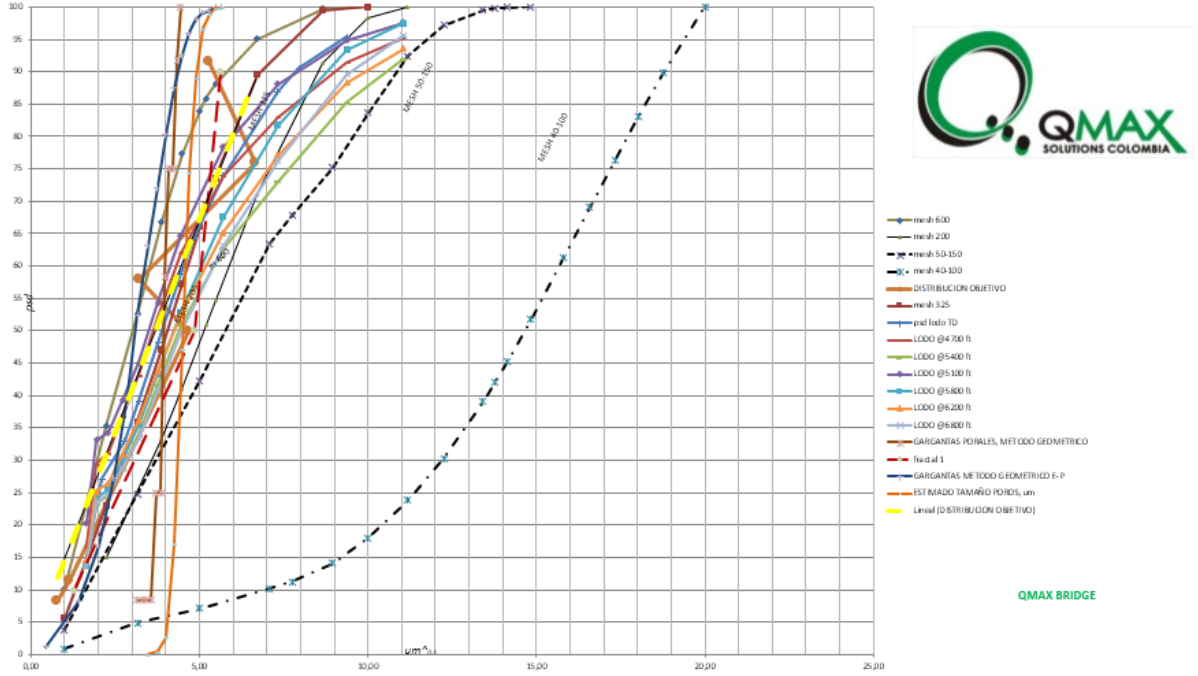
| Diámetro gargantas y poros, um | % acumulado |
|---------------------------------------|--------------------|
| 10,32 | 57,91 |
| 44,2 | 75,97 |
| 21,8 | 49,94 |
| 27,8 | 97,41 |

FUENTE: Qmax Solution.

En la siguiente gráfica, se presentan los resultados de distribución de partículas del fluido como función de la profundidad. La línea punteada de color amarillo, representa las distribuciones ideales de puenteo.

Se observa la distribución de los lodos ajustados a la gráfica objetivo, dichas distribuciones fue posibles aproximarlas a la distribución de la curva objetivo mediante la adición de los carbonatos C325 y C600, indicando así una condición adecuada de puenteo de acuerdo al método IPT.

FIGURA 20: DISTRIBUCIÓN DE PARTÍCULAS DEL FLUIDO Y DISTRIBUCIÓN OBJETIVO.



FUENTE: QMAX SOLUTION

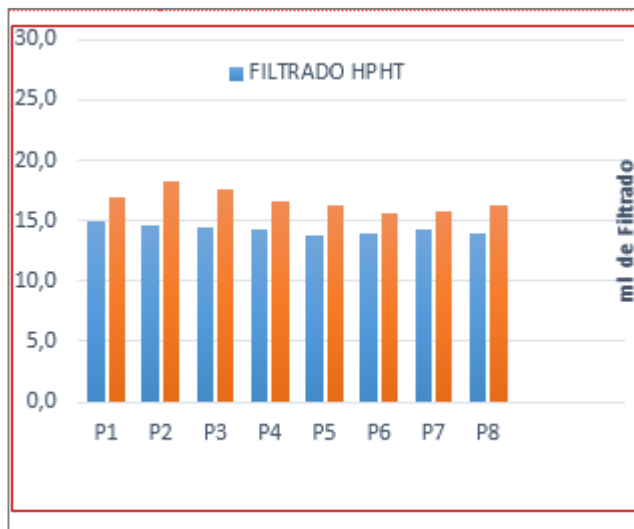
Se realizaron las respectivas pruebas de filtrado API, HTHP y PPT, los resultados para estas pruebas luego de ajustar el lodo, fueron los siguientes:

TABLA 18: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FILTRADO

| PROFUNDIDAD [ft] | FILTRADO API [ml] | FILTRADO HPHT [ml] | FILTER CAKE n/ 32 in | FILTRADO PPT | | TAMAÑO DE PARTICULAS μm | | | |
|---------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|--------------|------|------------------------------------|-------|-------|-------|
| | | | | SL | PP | D10 | D50 | D60 | D90 |
| 4700 | 5,3 | 15,0 | 2 | 1 | 17 | 0,54 | 12,50 | 20,09 | 87,26 |
| 5100 | 5 | 14,6 | 2 | 1,2 | 18,2 | 0,68 | 12,00 | 24,52 | 92,45 |
| 5400 | 4,6 | 14,5 | 2 | 0,6 | 17,6 | 0,72 | 10,76 | 18,50 | 65,92 |
| 5800 | 4,7 | 14,2 | 2 | 0,8 | 16,6 | 0,58 | 10,27 | 22,34 | 78,24 |
| 6200 | 4,8 | 13,8 | 2 | 0,6 | 16,2 | 0,52 | 9,85 | 25,18 | 63,39 |
| 6800 | 4,8 | 14,0 | 2 | 0,6 | 15,6 | 0,54 | 10,38 | 26,45 | 70,27 |
| 7330 | 4,8 | 14,2 | 2 | 0,8 | 15,8 | 0,58 | 10,16 | 28,43 | 82,54 |
| 7330 | 4,8 | 14,0 | 2 | 0,8 | 16,2 | 0,67 | 9,97 | 27,36 | 79,44 |

FUENTE: QMAX SOLUTION

FIGURA 21: FILTRADO HTHP.



FUENTE: QMAX SOLUTION

Concluyendo que los resultados obtenidos a partir de las pruebas se encontraron dentro del rango programado.

De igual manera, se llevaron a cabo prueba de laboratorio para determinar el tamaño de la torta, la cual presentó un tamaño mínimo de acuerdo con los materiales usados y de acuerdo a esto se minimizan las probabilidades de pega de tubería.

FIGURA 22: TORTA DE FILTRADO



FUENTE: QMAX SOLUTION

FIGURA 23: TAMAÑO DE LA TORTA DE FILTRADO



FUENTE: QMAX SOLUTION.

Mediante un análisis de los resultados de las pruebas realizadas y teniendo en cuenta la distribución de tamaños de poro y garganta de poro, es posible optimizar el puenteo para los pozos Santos 160 mediante la adición de los carbonatos C325 y C600 a su formulación. A través de la optimización del puenteo, es posible disminuir el radio de invasión, puesto que se sellan de manera más eficiente los poros y gargantas de poro de la formación productora.

✓ CASO 3: DIFICULTAD PARA BAJAR EL LINER EN HUECO DE 6 ¾"

Se presenta un caso de campo, cuyos estratos productores son arenas con tamaño de partícula promedio de 144 μm , son arenas de playa, sueltas y a una TVD (True Vertical Depth) de 3000 ft. Los pozos son de tipo horizontal con longitudes aproximadas de 400-700 ft.

En el diseño original del fluido se incluyeron como agentes puenteantes los carbonatos C200, C325 y C600, con una concentración total de 28 ppb en las siguientes proporciones: 17 ppb C325, 6 ppb C200 y 5 ppb C600. Se recomendó por parte de ingeniería de yacimientos, retirar el C600 de la formulación. Como resultado de ello se empezaron a presentar problemas de pegas diferenciales mientras se bajaba el liner luego de haber perforado el pozo, lo que indicaba que el retiro del C600 estaba generando una torta muy permeable cuyo resultado se presentó como pegas diferenciales. Posteriormente se recomendó al operador que incluyera nuevamente el C600 en la formulación y se presentaron pruebas de recuperación de permeabilidad de una referencia bibliográfica de IPT²⁵ en el cual se

²⁵ Petroleum Science, 2007, Designing Drilling Fluids by the Ideal Packing Technique. Feng Wenqiang and Yan Jienian.

SPE 58793. Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids, M.A. Dick, T.J. Heinz and C.F. Svoboda, M-I L.L.C., and M. Aston, BP Amoco

desvirtuaba que el carbonato fino generaba daño a la formación. De esta manera, se aceptó incluir de nuevo el C600 en la formulación, desapareciendo así los eventos de pega de tubería y pérdida de pozos por pegas diferenciales.

7 CONCLUSIONES

- ✓ Las teorías Vickers e IPT son las que más se ajustan a la hora de seleccionar la granulometría del agente puenteante, ofreciendo un sello eficaz que cumple con los parámetros requeridos para tener un puenteo óptimo en la formación productora.
- ✓ El puenteo debe diseñarse con el fin de minimizar al máximo el daño en la formación productora, sin embargo, si se logra minimizar la permeabilidad de la torta creada con la mezcla de carbonatos, se va a cumplir con lo que establecen las diferentes teorías de las técnicas de puenteo de una manera más eficaz; esto se logra mezclando carbonatos de granulometría fina con carbonatos de granulometría gruesa, ya que los carbonatos finos se introducen en los espacios porosos que dejan los carbonatos gruesos cuando se forma el revoque.
- ✓ Cuando se mezcla el carbonato 600 con el carbonato 325 o con el carbonato 200, se genera un revoque de baja permeabilidad que es más eficiente a la hora de impedir la invasión de fluidos y sólidos en la formación productora, reduciendo el daño y aumentando su producción.
- ✓ Para poder realizar la mezcla de carbonatos es necesario conocer el diámetro de la garganta de poro de la formación productora, sin embargo con el estudio de la permeabilidad de los lechos filtrantes se ha llegado a la conclusión que los diámetros de los carbonatos de calcio a usar también son importantes, ya que ahora no solo se interesa en cubrir los poros de la formación sino también los espacios que quedan entre los carbonatos de granulometría gruesa.

8 RECOMENDACIONES

- ✓ Para verificar el buen funcionamiento del software es necesario realizar pruebas PPT (Permeability Plug Tester) o filtrado API, que verifiquen que los resultados ofrecidos por SOLUBRIDGE efectivamente generarán un revoque de baja permeabilidad ofreciendo un buen sello en la cara de la formación, minimizando el filtrado de fluidos hacia la misma y por tanto disminuyendo el daño de formación debido a la invasión de sólidos o filtrado.
- ✓ SOLUBRIDGE trabaja con plantillas de Excel previamente creadas, por ello, para un óptimo funcionamiento de este es recomendable no tener más archivos de Excel abiertos, que no pertenezcan a SOLUBRIDGE.
- ✓ Para poder ejecutar SOLUBRIDGE de manera adecuada es necesario tener instalado el complemento solver en Excel y tener descargado JAVA en el ordenador en el que se va a trabajar.
- ✓ En la teoría de Abrams, el dato de entrada debe ser el diámetro medio de la formación, si se ingresa el D50 de la distribución objetivo, el programa dividirá este valor en 3, como se realiza en esta teoría, causando errores a la hora de obtener los resultados.
- ✓ A la hora de exportar la mezcla es necesario abrir la plantilla de Excel conocida como “carbonatos.csv” para poder obtener esta información.
- ✓ Para poder trabajar con distribuciones diferentes a las ofrecidas por SOLUBRIDGE, se hace necesario ingresar la distribución de los nuevos carbonatos en la plantilla de Excel conocida como “Carbonatos.csv”.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ CARVAJAL, JAVIER. “DETERMINACIÓN DE LA GRANULOMETRÍA ADECUADA DEL CARBONATO DE CALCIO PARA OPTIMIZAR EL PUENTE DE LODO EN ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI”. Escuela Politécnica Nacional, 2011.

- ✓ BÁEZ, RAY. “DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN COMPUESTO POR CARBONATO DE CARCIO PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO PALO AZUL”. Universidad Central del Ecuador. 2012.

- ✓ Agila, C y Malavé, K. “Optimización de un fluido Drill-In para perforar zonas hidrocarburíferas”. Revista tecnológica ESPOL-RTE. Vol xx.

- ✓ Dick, M.A, Heinz, T. y Aston, M. “Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids”. Paper SPE 58793, 2000.

- ✓ Donovan, J. and Jones, T. “Specific Selection Criteria and Testing Protocol Optimize Reservoir Drill-In Fluid Desing”, paper SPE 30104, 1995.

- ✓ Chellappah, M. “A New Outlook on the Ideal Packing Theory for Bridging Solids”. Paper SPE 151636. 2012.

- ✓ Mahajan, N. and Barron, B. “Bridging Particle Size Distribution: A Key Factor in the Desinging of Non-Damaging Completion Fluids”, paper SPE 8792. 1980.

- ✓ Guzmán, J. “Pore size and Geometry determination method for drilling and completion fluid design”. Paper, 2007.
- ✓ Zwaag, C.H, “Benchmarking the Formation Damage of Drilling Fluids”, paper SPE 86544, 2004.
- ✓ Pitoni, E. SPE/Enitecnologie and Galli/Eni E&P Division. “Optimized Drill-In Fluid Leads to Successful Open Hole Gravel Pack Completion Installation in Unconsolidated Reservoirs- Case History”. Paper SPE 82279, 2003.
- ✓ Sun, Y. Qin, Y and Qimning, L. “A new method of temporary plugging based on Andreasen equation”. Petroleum Engineering Department, Northeast Petroleum University. 2011.
- ✓ Luyster, M. “Strategy for Designing and Optimum Drill-In Fluid Utilizing Rock and Petrophysical Properties”. Paper SPE 86500, 2004.
- ✓ Xiang, W. “Application of Bridging theory on Saucier gravel to examine the sand control effect”. Paper SPE 804050, 2003.
- ✓ Stephens, M. and Wenwu, H. “Bridging Particle Size Distribution in Drilling Fluid and Formation Damage”. Paper SPE 143497. 2011.
- ✓ Jienian, Y. and Wenqiang, F. “Design of Drill-In Fluids by Optimizing Selection of Bridging Particles”. Paper SPE 104131, 2006.

ANEXOS

ANEXO A: MANUAL DE USUARIO

MANUAL DE USUARIO

SOLUBRIDGE

Software desarrollado para facilitar al usuario la implementación y el desarrollo de la técnica de puenteo en la formación que lo requiera.

Elaborado por:

SOLUBRIDGE

SOLUBRIDGE es un software desarrollado para facilitar al usuario la implementación de la técnica de puenteo. La técnica de puenteo es un método que tiene como objetivo proteger la formación productora de la invasión de sólidos y líquidos provenientes del fluido de perforación, para así minimizar el daño causado por esta intrusión de filtrado hacia la roca porosa. Para lograr este propósito se crea un sello o revoque en la cara de la arena de interés.

Este revoque está formado por la adición de un agente puenteante con una granulometría adecuada a los componentes del fluido de perforación, y lograr así el sello deseado en la formación.

SOLUBRIDGE desarrolla esta técnica mediante el ajuste de gráficas, teniendo una gráfica objetivo, que será a la gráfica que se quiere llegar o tener el mejor ajuste; una gráfica mezcla, que será aquella que mejor se ajuste a la gráfica objetivo, y las gráficas de los diferentes agentes puenteantes utilizados. Al ingresar los datos de

diámetros de la formación de interés SOLUBRIDGE procederá a dar una solución efectiva con respecto al revoque que el usuario necesitará crear para tener un sello efectivo y cumplir con el objetivo de la técnica de puenteo. Otorgando así el ajuste de gráficas tanto de la mezcla como de la objetivo y de los carbonatos usados, de manera que el usuario pueda visualizar si este ajuste es el que más conviene, ya que SOLUBRIDGE ofrece la opción de que el usuario ajuste la gráfica con los agentes puenteantes que él considere necesarios, si no quiere llevar a cabo la solución que el software le arroja. Esto puede pasar por ausencia de agentes puenteantes que el software arroje pero que el usuario no posea, o porque simplemente el usuario quiere hacer su mezcla con otros agentes puenteantes seleccionados.

Sumado a ello, SOLUBRIDGE también ofrece al usuario las concentraciones de carbonato de calcio total a agregar al lado de perforación usado, y las fracciones o libras por barril de cada uno de los carbonatos de calcio que se usaron para crear la mezcla que tuvo el mejor ajuste con respecto a la objetivo, esto con el fin de facilitar al usuario la implementación de la técnica de puenteo y ofrecer una óptima selección de distribución granulométrica que ofrezca un sello efectivo en la cara de la formación de interés.







✓ **Análisis y requerimientos del sistema**

La técnica de puenteo generalmente se emplea con el objetivo de minimizar el daño causado por la perforación en la formación productora, este daño incluye la migración de sólidos finos, hinchamiento de arcillas, invasión de sólidos; que pueden reducir la permeabilidad promedio de la formación, dando como resultado bajas tasas de producción.

SOLUBRIDGE ofrece las soluciones necesarias para tener una buena optimización en la técnica de puenteo. Quien desee utilizar esta herramienta software deberá tener conocimiento previo del tema y/o trabajar en ese campo. Sin embargo, SOLUBRIDGE al ser una herramienta de fácil funcionamiento, también puede ser manipulado por ingenieros de petróleos que no conozcan mucho del tema pero lo necesiten para algún proyecto en cuanto a puenteo, ya que este software les facilitará entender lo que se quiere hacer cuando se habla de puenteo en formaciones productoras.

✓ Explicación del funcionamiento

Lo primero que se hace es abrir la carpeta que contiene el software, allí se encontrarán varios archivos

| | | | |
|---|------------------------|----------------------|--------|
|  archivos | 29/07/2015 2:09 a. ... | Carpeta de archivos | |
|  lib | 17/07/2015 9:56 a. ... | Carpeta de archivos | |
|  carbonatos.csv | 28/07/2015 2:46 p.... | Microsoft Excel C... | 24 KB |
|  mezclaExportada.csv | 16/07/2015 1:42 p.... | Microsoft Excel C... | 2 KB |
|  Solubridge.jar | 27/07/2015 5:33 p.... | Executable Jar File | 198 KB |
|  README.TXT | 14/07/2015 8:18 p.... | Documento de tex... | 2 KB |

Se selecciona el archivo “Solubridge.jar” y se procede a dar doble clic para ejecutarlo.



El programa se abrirá, mostrando la teoría de Abrams.

Ingreso de Datos

Método de Análisis: **Abrams**

Apartir de Permeabilidad
Permeabilidad [mD]: 0 **Calcular**

Apartir de D50
D50 Formación: 0 [µm]

C-40-100 C200 C600 Lodo 2 Lodo 4
 C50-150 C325 Lodo 1 Lodo 3 Lodo 5

Graficar

Libras por barril a adicionar

Fracción de carbonatos W2 [pg]: 0
 Ajuste de lodos: Con un carbonato Densidad [pg]: 0.0
 Con una mezcla de carbonatos

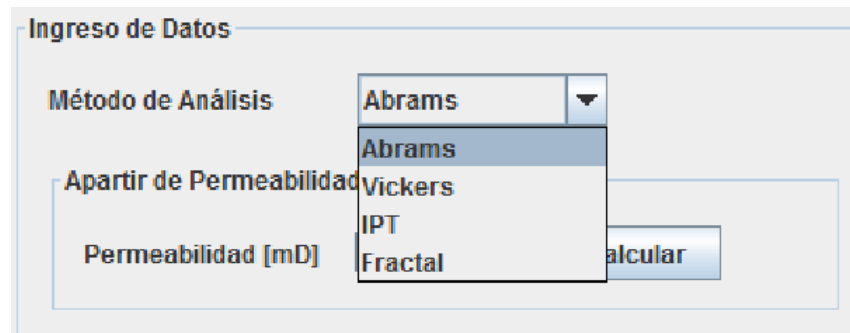
Calcular

CaCO3: **Exportar mezcla**

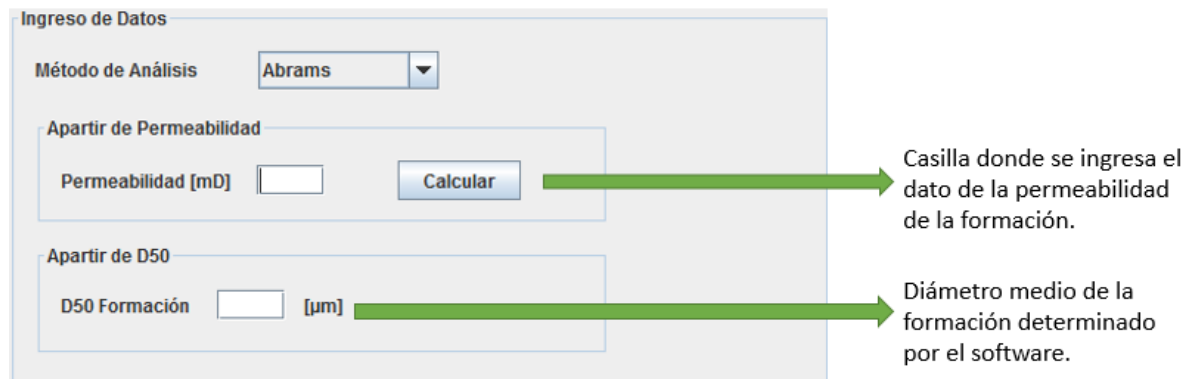
Concentración de Mezclas
Libras por Barril

| | | |
|----------------|---------------|---------------|
| C40-100: ? lpb | C600: ? lpb | Lodo 4: ? lpb |
| C50-150: ? lpb | Lodo 1: ? lpb | Lodo 5: ? lpb |
| C200: ? lpb | Lodo 2: ? lpb | |
| C325: ? lpb | Lodo 3: ? lpb | |

Si se desea usar otra teoría se selecciona el método de análisis dando clic en la pestaña que dice “Abrams” y seguido de ello se escoge la teoría con la que se quiera trabajar.



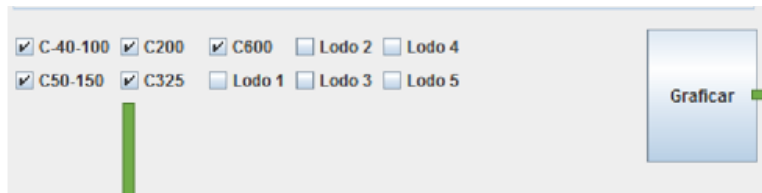
Si se escoge la teoría de Abrams y se tiene el valor de la permeabilidad de la formación de interés, éste se ingresa en la casilla de permeabilidad y se da clic en el botón “calcular”, donde el software hallará el valor del diámetro medio de garganta de poro.



Sin embargo, si no se tiene el valor de la permeabilidad de la formación, el usuario podrá ingresar el valor del diámetro medio de la formación en la casilla “D50 formación”.

El paso a seguir es seleccionar manualmente los carbonatos con los que se quiera trabajar. Al terminar la selección de los carbonatos, se da clic en graficar para obtener las gráficas tanto de cada uno de los carbonatos seleccionados, como la

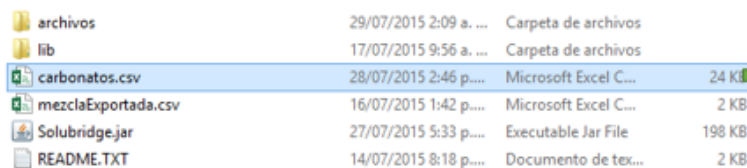
mezcla de carbonatos de calcio generada por el software y la gráfica de la distribución objetivo.



Se da clic en “graficar” para que el software genere las gráficas respectivas.

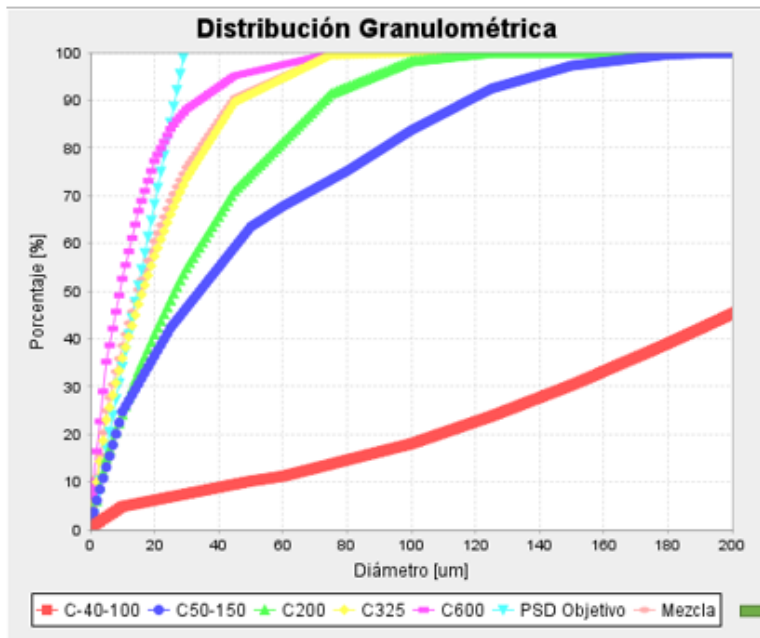
Se selecciona cada uno de los carbonatos que el usuario quiera analizar.

Las casillas que van desde lodo 1 hasta lodo 5, son opcionales para cuando el usuario quiera ingresar una distribución de agentes puenteates diferentes a las que tiene el software, esta distribución se ingresa en una plantilla de Excel llamada “carbonatos.csv”, se guarda y se procede a correr el software con las distribuciones que el usuario desee trabajar.



Plantilla de Excel donde se ingresan las distribuciones de nuevos agentes puenteantes.

Al dar clic en “graficar” se mostrarán las gráficas respectivas



Permite ver al usuario a qué gráfica pertenece cada distribución.

El usuario podrá ver el ajuste de la gráfica de la mezcla generada con el software con respecto a la gráfica de la distribución objetivo.

Luego de tener las gráficas necesarias se procede a calcular las concentraciones de los carbonatos a usar y la concentración total de carbonato de calcio a agregar. Para esto el usuario debe ingresar el valor de la densidad del lodo con el que él está trabajando y dar clic en "calcular".

Libras por barril a adicionar

Fracción de carbonatos W2 [lpg]: 0

Ajuste de lodos:

Con un carbonato Densidad [lpg]: 0.0

Con una mezcla de carbonatos

Calcular

Exportar mezcla

CaCO3:

Densidad del lodo con el que se está trabajando.

Concentración total de carbonato a adicionar en lpb

Al dar clic en calcular el software arrojará tanto la concentración total del carbonato a adicionar como cada una de las concentraciones de cada carbonato usado en la mezcla.

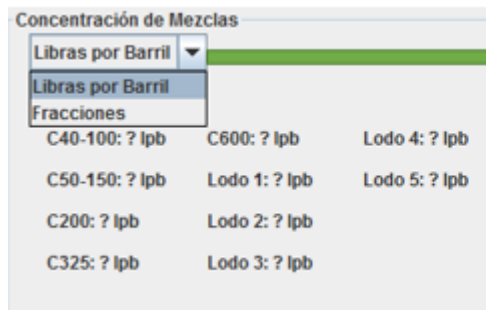
Concentración de Mezclas

Libras por Barril ▾

| | | |
|----------------|---------------|---------------|
| C40-100: ? lpb | C600: ? lpb | Lodo 4: ? lpb |
| C50-150: ? lpb | Lodo 1: ? lpb | Lodo 5: ? lpb |
| C200: ? lpb | Lodo 2: ? lpb | |
| C325: ? lpb | Lodo 3: ? lpb | |

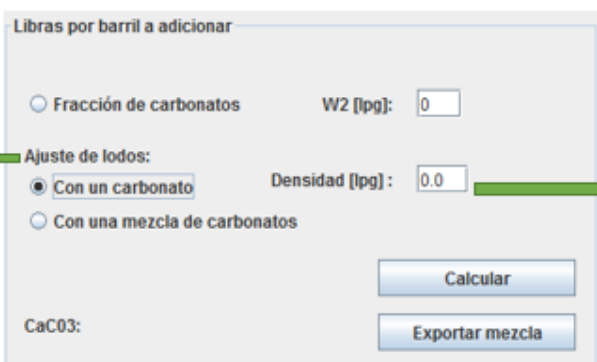
Concentración individual de cada carbonato usado en la mezcla

Esta concentración puede ser obtenida en libras por barril (lpb) o en fracciones de carbonato a adicionar, según el usuario lo desee. Esto se selecciona en la pestaña de “concentración de mezclas”.



Se selecciona las libras por barril o las fracciones de carbonato a adicionar.

Por otro lado, si lo que se quiere es ajustar un lodo, el usuario irá a la opción “ajuste de lodos” y seleccionará si lo quiere hacer con un carbonato o con una mezcla de carbonatos que ya tenga previamente creada y que va a ingresar a la plantilla de Excel “carbonatos.csv”.



Cuando se desea realizar un ajuste de lodos

Densidad del lodo a ajustar

Se ingresa la densidad del lodo que se quiere ajustar y se da clic en “calcular”; el software, como en el caso anterior, arrojará la concentración de carbonato total a agregar y cada concentración de cada carbonato usado en la mezcla.

Si el usuario desea conocer la distribución granulométrica de la mezcla, se dará clic en la opción “Exportar mezcla”, luego se procede a abrir la plantilla de Excel “carbonatos.csv” y allí se encontrará los valores de la distribución de la mezcla.

Libras por barril a adicionar

Fracción de carbonatos W2 [lpg]: 9

Ajuste de lodos:

Con un carbonato Densidad [lpg]: 0.0

Con una mezcla de carbonatos

CaCO: 46.85 lpb

Calcular

Exportar mezcla

Se obtendrá la distribución de la mezcla en la plantilla de Excel.

Para las otras tres teorías restantes, Vickers, IPT y Fractal, se usa el software de la misma manera, sin embargo

Para Vickers se ingresarán los diámetros principales de la formación (D10, D50 y D90), se dará clic en “calcular” y el software hará los respectivos cálculos para determinar el D25 y el D75.

Ingreso de Datos

Método de Análisis: Vickers

D90 [0] [µm]

D75 [0] [µm]

D50 [0] [µm]

D25 [0] [µm]

D10 [0] [µm]

D90 [0] [µm]

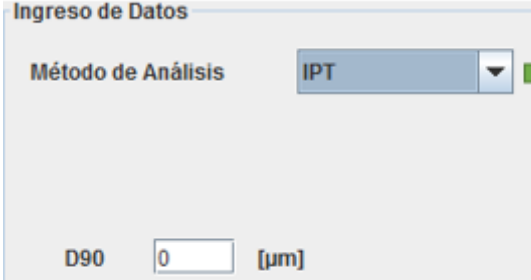
D50 Formación [0] [µm]

D10 [0] [µm]

Calcular

Datos de entrada en la teoría de Vickers

Para IPT se ingresará el D90 de la formación, y ejecutará de la misma manera que para la descrita en Abrams.



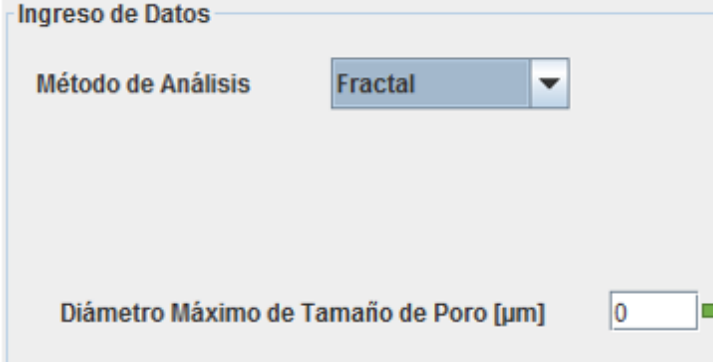
Ingreso de Datos

Método de Análisis IPT

D90 0 [µm]

Dato de entrada en la teoría de empaquetamiento ideal (IPT)

Para Fractal el dato de ingreso será el diámetro máximo de tamaño de poro de la formación.



Ingreso de Datos

Método de Análisis Fractal

Diámetro Máximo de Tamaño de Poro [µm] 0

Dato de entrada en la teoría Fractal.

De esta manera se ejecuta el software SOLUBRIDGE el cual cumplirá con los objetivos establecidos desde el principio, optimizando el sello deseado y minimizando el daño en la formación productora, trayendo beneficios a quien lo trabaje.

ANEXO B: HOJA DE SEGURIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO

| | | | | | | | | | | |
|--|---|--|--------------|---|-----------------------|---|--------------------|---|------------|---|
|  | HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD PARA MATERIALES - MSDS | | | | | | | | | |
| | CARBONATO DE CALCIO | | | | | | | | | |
| Rótulos UN  | HMIS II <table border="1"> <tr> <td>Salud</td> <td align="center">1</td> </tr> <tr> <td>Inflamabilidad</td> <td align="center">0</td> </tr> <tr> <td>Reactividad</td> <td align="center">0</td> </tr> <tr> <td>EPP</td> <td align="center">E</td> </tr> </table> | | Salud | 1 | Inflamabilidad | 0 | Reactividad | 0 | EPP | E |
| Salud | 1 | | | | | | | | | |
| Inflamabilidad | 0 | | | | | | | | | |
| Reactividad | 0 | | | | | | | | | |
| EPP | E | | | | | | | | | |
| SECCIÓN 1. PRODUCTO QUÍMICO E IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA | | | | | | | | | | |
| Nombre del producto: | Carbonato de calcio | | | | | | | | | |
| Sinónimos: | Calcita, Mármol, Aragonita, Piedra caliza, Sal de calcio del ácido carbónico | | | | | | | | | |
| Fórmula: | CaCO ₃ | | | | | | | | | |
| Número ref. Qmax: | | | | | | | | | | |
| Número UN: | NA | | | | | | | | | |
| Clase UN: | NA | | | | | | | | | |
| Número CAS: | 471-34-1 | | | | | | | | | |
| Usos / Características: | Carbonato de calcio, mayor al 96% de pureza. Usos en manufactura de pintura, caucho, plástico, adhesivos, papel, dentífricos, cemento, cerámicas, cosméticos, pesticidas, insecticidas, antibióticos, agente neutralizante, aditivo para alimentos. | | | | | | | | | |
| Datos de la empresa: | QMAX Solutions Colombia | | | | | | | | | |
| | Calle 100# 8A-49, torre B of 1018 | | | | | | | | | |
| | Tel. 6169022 Bogotá | | | | | | | | | |
| | Bogotá - Colombia | | | | | | | | | |
| Teléfono para reporte de emergencias con este producto: | CISPROQUIM: 018000-916012 (servicio de pago revertido) 2 88 60 12 (para Bogotá) | | | | | | | | | |

| SECCIÓN 2. COMPOSICIÓN E INFORMACIÓN SOBRE INGREDIENTES | | | | | |
|---|----------|----------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------|
| COMPONENTE | % | No. CAS | LÍMITES DE EXPOSICIÓN (OSHA) | | |
| | | | Polvo total 8 horas | Fración respirable 8 horas | Nota |
| Carbonato de calcio | 96-100% | 471-34-1 | 15 mg/m ³ | 5 mg/m ³ | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| SECCIÓN 3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS | | | | | |
| VISIÓN GENERAL SOBRE LAS EMERGENCIAS | | | | | |
| Sustancia irritante. | | | | | |
| EFFECTOS ADVERSOS POTENCIALES PARA LA SALUD | | | | | |
| Inhalación: | | | | | |
| Estornudos e irritación leve. Las concentraciones muy altas pueden irritar el sistema respiratorio. | | | | | |
| Ingestión: | | | | | |
| La ingestión de grandes cantidades puede resultar en una obstrucción intestinal. Considerado de baja toxicidad. | | | | | |
| Contacto con la piel: | | | | | |
| Resequedad. | | | | | |
| Contacto con los ojos: | | | | | |
| Lagrimo y ligera irritación. Enrojecimiento. | | | | | |
| Otros signos y síntomas: | | | | | |
| ND | | | | | |
| SECCIÓN 4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS | | | | | |
| Inhalación: | | | | | |

| |
|--|
| Trasladar al aire fresco. Si no respira, administrar respiración artificial. Si respira con dificultad suministrar oxígeno. Mantener la víctima abrigada y en reposo. Buscar atención médica inmediatamente. |
| Ingestión: |
| Lavar la boca con agua. Si está consciente, suministrar abundante agua. No inducir el vómito. Buscar atención médica inmediatamente. |
| Contacto con la piel: |
| Retirar la ropa y calzado contaminados. Lavar la zona afectada con abundante agua y jabón, mínimo durante 15 minutos. Si la irritación persiste repetir el lavado. Buscar atención médica. |
| Contacto con los ojos: |
| Lavar con abundante agua, mínimo durante 15 minutos. Levantar y separar los párpados para asegurar la remoción del químico; quitar los lentes de contacto si puede hacerse con facilidad. Si la irritación persiste repetir el lavado. Buscar atención médica. |
| Nota para los médicos: |
| ND |

| | |
|--|---------------|
| SECCIÓN 5. MEDIDAS EN CASO DE INCENDIO | |
| Punto de inflamación (°C): | No inflamable |
| Límites de explosividad en aire: | |
| Superior (% V/V): | NA |
| Inferior (% V/V): | NA |
| Temperatura de auto ignición (°C): | NA |
| Medios de extinción: | |
| Se debe elegir de acuerdo con el tipo de fuego de los alrededores. | |
| Productos peligrosos de la combustión: | |
| Dióxido de carbono y óxido de calcio. | |
| Instrucciones para combatir el fuego: | |
| No ofrece riesgos especiales. Aislar el área de peligro. Restringir el acceso a personas innecesarias y sin la debida protección. Ubicarse a favor del viento. Usar equipo de protección personal. | |
| SECCIÓN 6. MEDIDAS EN CASO DE VERTIDO ACCIDENTAL | |

| |
|---|
| <p>Medidas de protección al medio ambiente: No permitir que caiga en fuentes de agua y alcantarillas</p> <p>Métodos de limpieza/recolección: Evacuar o aislar el área de peligro. Restringir el acceso a personas innecesarias y sin la debida protección. Recoger y depositar en contenedores limpios y secos, con cierre hermético. Lavar la zona con abundante agua.</p> |
| SECCIÓN 7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO |
| Manejo: |
| <p>Usar siempre protección personal así sea corta la exposición o la actividad que realice con el producto. Mantener estrictas normas de higiene, no fumar, ni comer en el sitio de trabajo. Usar las menores cantidades posibles. Conocer en dónde está el equipo para la atención de emergencias. Leer las instrucciones de la etiqueta antes de usar el producto. Rotular los recipientes adecuadamente.</p> |
| Almacenamiento: |
| <p>No exponer a temperaturas elevadas. Evitar que entre en contacto con sustancias incompatibles.</p> <p>Lugares ventilados, frescos y secos. Lejos de fuentes de calor e ignición. Separado de materiales incompatibles. Rotular los recipientes.</p> |

| |
|--|
| SECCIÓN 8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN Y PROTECCIÓN PERSONAL |
| Controles de ingeniería: |
| <p>Ventilación (no si es polvo) y extracción localizada para asegurar que la concentración no exceda los límites de exposición ocupacional. Debe disponerse de duchas y estaciones lavaojos.</p> |
| Protección respiratoria: |
| <p>Si hay riesgo de inhalación use respirador con filtro para polvo. En caso de emergencia, use respirador con filtro para polvo de alta eficiencia.</p> |
| Protección de ojos y rostro: |
| <p>Monogafas</p> |
| Protección de la piel: |
| <p>Guantes de PVC</p> |
| Protección en caso de emergencia: |
| <p>Usar gafas de protección lateral, mascarilla anti-polvo, ropa de trabajo adecuada y guantes.</p> |
| |

| SECCIÓN 9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS | |
|--|---|
| Estado físico y apariencia: | Polvo blanco o cristales incoloros e insípidos. |
| Olor: | Inodoro |
| Punto de ebullición (°C): | NA |
| Punto de fusión (°C): | 825 (descompone) |
| Gravedad específica: | 2.7 - 2.95 a 20°C |
| Presión de vapor: | NA |
| Densidad relativa del vapor (aire =1): | NA |
| Solubilidad en agua: | Moderadamente soluble en agua (1-2 mg/100 ml). |
| pH: | 8 - 9 (Solución acuosa) |
| % volátil (%V/V): | NA |
| Solubilidad en otras sustancias: | Soluble en ácidos diluidos y cloruro de amonio. Insoluble en alcohol. |
| | |
| SECCIÓN 10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD | |
| Estabilidad química: | Estable |
| Condiciones a evitar: | |
| | NA |
| Incompatibilidad con otros materiales: | |
| | Flúor, hidrógeno, magnesio (puede causar reacción explosiva), ácidos, aluminio. |
| Productos peligrosos por descomposición: | |
| | La sustancia se descompone al calentarla intensamente a altas temperaturas, produciendo dióxido de carbono. Reacciona con ácidos formando dióxido de carbono. |
| Polimerización peligrosa: | |
| | No ocurrirá |

| | |
|---|---|
| SECCIÓN 11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA | |
| Efectos por exposición de corta duración: | |
| Las concentraciones muy altas pueden irritar el sistema respiratorio. La ingestión de grandes cantidades puede resultar en una obstrucción intestinal. | |
| Efectos por exposición prolongada o repetida: | |
| No se han descrito efectos adversos en exposiciones prolongadas o repetitivas. Se encuentra en la naturaleza en forma de minerales de aragonita, calcita, vaterita, creta, mármol. | |
| Estudios especiales: | |
| Ensayos en la superficie de los ojos de conejo no evidenciaron efectos. Es de baja toxicidad. | |
| SECCIÓN 12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA | |
| ND | |
| SECCIÓN 13. CONSIDERACIONES SOBRE DISPOSICIÓN | |
| No hay información disponible. El residuo se puede diluir con abundante agua. Si la sustancia es un material peligroso, su residuo debe considerarse y disponerse como residuo peligroso, en instalaciones técnicamente adecuadas y debidamente autorizadas por la autoridad ambiental local. | |
| SECCIÓN 14. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE | |
| Clase UN: | Esta sustancia no está regulada para transporte |
| Número UN: | NA |
| Condiciones especiales: | |
| NA | |
| SECCIÓN 15. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA | |
| Ministerio de transporte, decreto 1609 del 31 de Julio de 2002 | |
| SECCIÓN 16. INFORMACIÓN ADICIONAL | |

Abreviaturas utilizadas en el presente documento:

NA = No Aplica

ND = Información no disponible

La interpretación de la información contenida en esta Hoja de Seguridad para Materiales es responsabilidad del usuario, quien debe determinar las condiciones de uso seguro del producto. Si el producto es utilizado en combinación con otras sustancias, la información puede no ser válida.

Teniendo en cuenta que el uso de la sustancia y de esta información está fuera del control de QMAX Solutions Colombia, la empresa no asume responsabilidad alguna por este concepto.

FUENTE: QMAX SOLUTION

ANEXO C: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 200



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

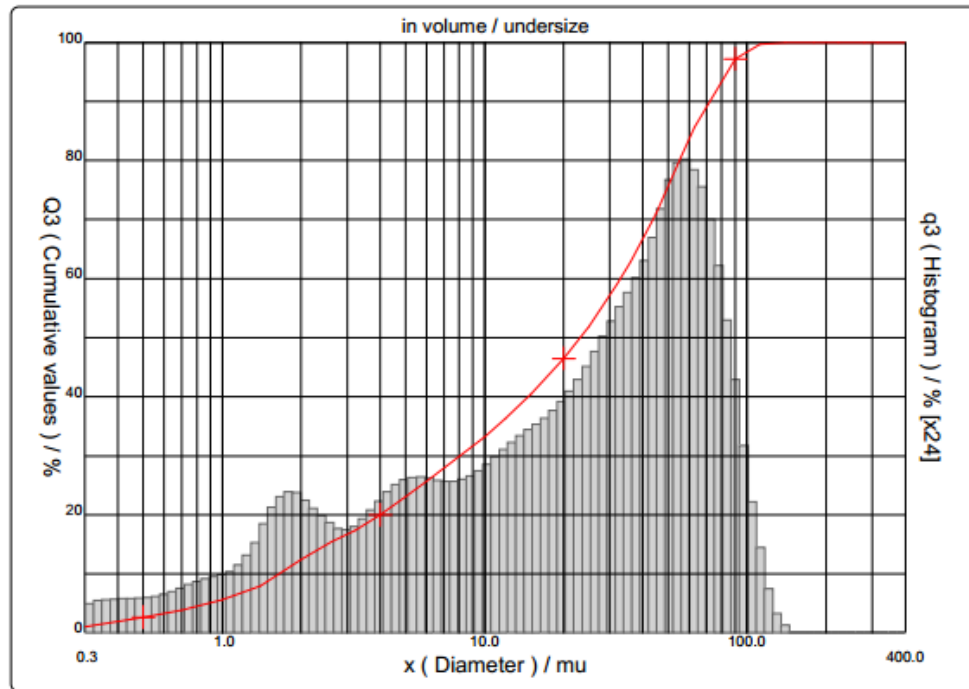
CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 200 | Concentration : 227 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 1.65 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 23.13 mu |
| Liquid : Water (eau) | Diameter at 90% : 72.11 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 30.66 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:36:33AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 314 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

| Customer defined classes | | | | | | | | | | | in volume / undersize | | | | | | | | | | |
|--------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| x | 1.00 | 10.00 | 25.00 | 50.00 | 60.00 | 80.00 | 100.0 | 125.0 | 150.0 | 180.0 | x | 190.0 | 200.0 | 220.0 | 250.0 | 275.0 | 300.0 | 325.0 | 352.0 | 400.0 | |
| Q3 | 5.60 | 33.20 | 51.90 | 75.43 | 83.52 | 94.38 | 98.76 | 99.95 | 100.00 | 100.00 | Q3 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %



Serial nb : 924 Ref : 2.r114.m0.66A0909/3.30/314/m24.6.5.10.1Fh.20.5.10.BhVQ-.0.0.0/70.0.15.p60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.0/V 5.12/830



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 200 | Concentration : 227 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 1.65 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 23.13 mu |
| Liquid : Water (eau) | Diameter at 90% : 72.11 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 30.66 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:36:33AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 314 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

Standards classes

in volume / undersize

| | | | | | | | | | | |
|----|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| x | 0.30 | 0.50 | 0.70 | 1.00 | 1.40 | 2.00 | 2.60 | 3.20 | 4.00 | 5.00 |
| Q3 | 1.06 | 2.63 | 3.84 | 5.60 | 7.97 | 12.44 | 15.38 | 17.41 | 19.97 | 23.06 |
| q3 | 0.60 | 0.71 | 0.83 | 1.13 | 1.62 | 2.88 | 2.58 | 2.25 | 2.64 | 3.18 |
| x | 6.00 | 8.00 | 10.00 | 12.00 | 15.00 | 20.00 | 25.00 | 32.00 | 36.00 | 45.00 |
| Q3 | 25.72 | 29.83 | 33.20 | 36.28 | 40.45 | 46.46 | 51.90 | 59.03 | 62.84 | 70.97 |
| q3 | 3.35 | 3.29 | 3.47 | 3.88 | 4.30 | 4.80 | 5.61 | 6.64 | 7.44 | 8.38 |
| x | 56.00 | 63.00 | 90.00 | 112.0 | 140.0 | 180.0 | 224.0 | 280.0 | 315.0 | 400.0 |
| Q3 | 80.48 | 85.61 | 97.20 | 99.66 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| q3 | 10.00 | 10.01 | 7.47 | 2.59 | 0.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %

FUENTE: QMAX SOLUTION.

ANEXO D: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 325



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

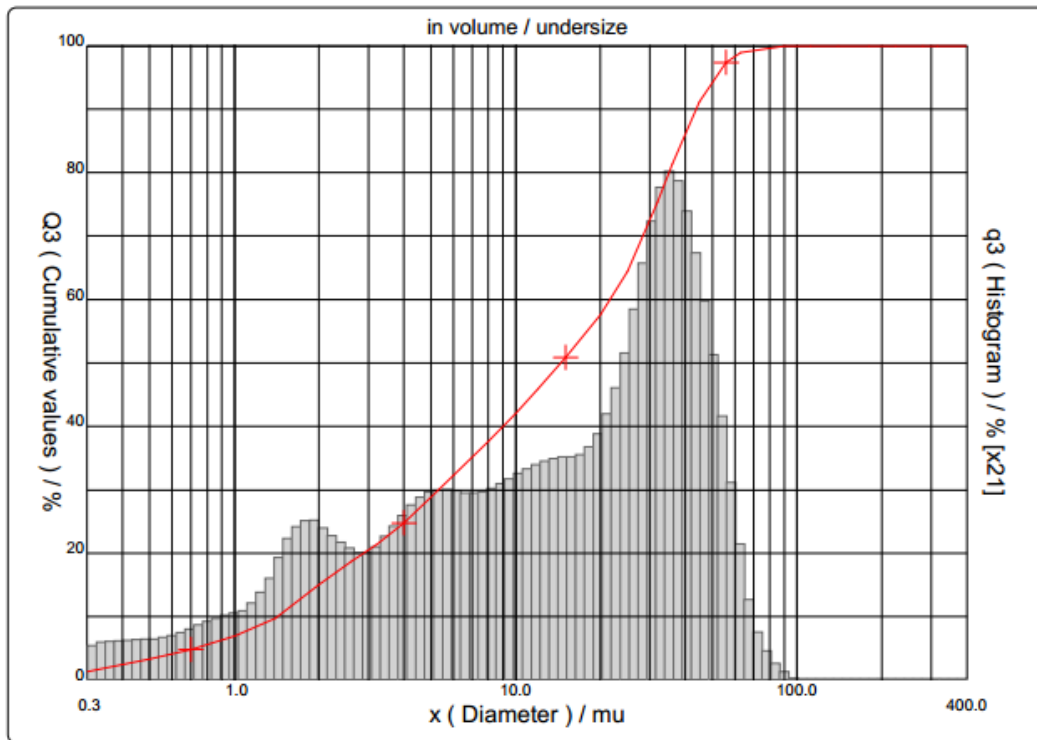
CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 325 | Concentration : 288 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 1.42 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 14.43 mu |
| Liquid : Water (eau) | Diameter at 90% : 43.83 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 19.41 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:25:37AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 313 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

| Customer defined classes | | | | | | | | | | | in volume / undersize | | | | | | | | | | |
|--------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| x | 1.00 | 10.00 | 25.00 | 50.00 | 60.00 | 80.00 | 100.0 | 125.0 | 150.0 | 180.0 | x | 190.0 | 200.0 | 220.0 | 250.0 | 275.0 | 300.0 | 325.0 | 352.0 | 400.0 | |
| Q3 | 6.90 | 42.07 | 64.45 | 94.66 | 98.41 | 99.90 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | Q3 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %



Serial nb : 924 Ref : 2.r114.m0.66A0909/3.30/313/m24.6.5.10.1Fh.20.5.10.BWQ-0.0.0.0/70.0.15.g60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.0/V 5.12/830



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 325 | Concentration : 288 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 1.42 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 14.43 mu |
| Liquid : Water (eau) | Diameter at 90% : 43.83 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 19.41 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:25:37AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 313 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

Standards classes

in volume / undersize

| | | | | | | | | | | |
|----|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| x | 0.30 | 0.50 | 0.70 | 1.00 | 1.40 | 2.00 | 2.60 | 3.20 | 4.00 | 5.00 |
| Q3 | 1.34 | 3.29 | 4.77 | 6.90 | 9.74 | 15.08 | 18.72 | 21.38 | 24.78 | 28.82 |
| q3 | 0.75 | 0.87 | 1.00 | 1.36 | 1.92 | 3.41 | 3.16 | 2.91 | 3.47 | 4.12 |
| x | 6.00 | 8.00 | 10.00 | 12.00 | 15.00 | 20.00 | 25.00 | 32.00 | 36.00 | 45.00 |
| Q3 | 32.27 | 37.64 | 42.07 | 45.94 | 50.86 | 57.59 | 64.45 | 75.36 | 81.31 | 91.16 |
| q3 | 4.31 | 4.25 | 4.52 | 4.83 | 5.02 | 5.32 | 6.99 | 10.06 | 11.49 | 10.04 |
| x | 56.00 | 63.00 | 90.00 | 112.0 | 140.0 | 180.0 | 224.0 | 280.0 | 315.0 | 400.0 |
| Q3 | 97.34 | 98.95 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| q3 | 6.43 | 3.11 | 0.67 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %

FUENTE: QMAX SOLUTION.

ANEXO E: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 400



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

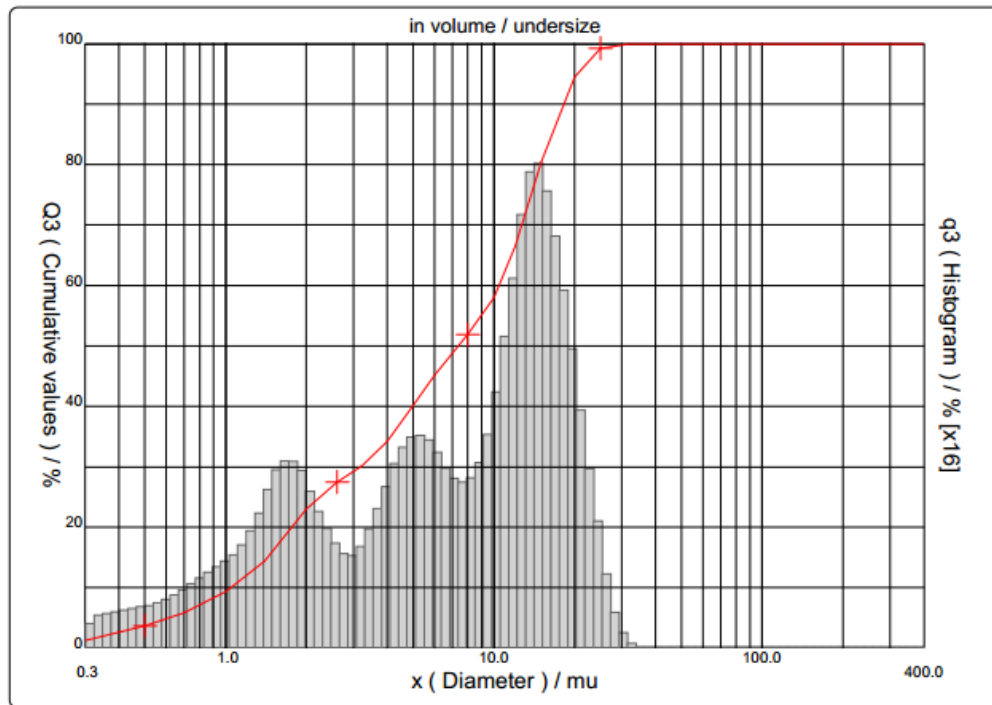
CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 400 | Concentration : 210 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 1.04 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 7.38 mu |
| Liquid : | Diameter at 90% : 18.24 mu |
| Dispensing agent : NONE | Mean diameter : 8.72 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:05:03AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 308 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

| Customer defined classes | | | | | | in volume / undersize | | | | |
|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|
| x | 1.00 | 10.00 | 25.00 | 50.00 | 60.00 | 80.00 | 100.0 | 125.0 | 150.0 | 180.0 |
| Q3 | 9.34 | 58.06 | 99.20 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| x | 190.0 | 200.0 | 220.0 | 250.0 | 275.0 | 300.0 | 325.0 | 352.0 | 400.0 | |
| Q3 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %



Serial nb : 924 Ref : 1_r114.m0.45A0909/3.30/308/m24.6.5.10.1Fh.20.5.10.BhVC-.0.0.0.0/70.0.15.g60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.0/V 5.12/830



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION
 CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 400 | Concentration : 210 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 1.04 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 7.38 mu |
| Liquid : | Diameter at 90% : 18.24 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 8.72 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:05:03AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 308 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

Standards classes

in volume / undersize

| | | | | | | | | | | |
|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| x | 0.30 | 0.50 | 0.70 | 1.00 | 1.40 | 2.00 | 2.60 | 3.20 | 4.00 | 5.00 |
| Q3 | 1.22 | 3.64 | 5.82 | 9.34 | 14.44 | 23.00 | 27.40 | 30.04 | 34.18 | 40.13 |
| q3 | 0.75 | 1.19 | 1.63 | 2.48 | 3.80 | 6.02 | 4.21 | 3.19 | 4.65 | 6.69 |
| x | 6.00 | 8.00 | 10.00 | 12.00 | 15.00 | 20.00 | 25.00 | 32.00 | 36.00 | 45.00 |
| Q3 | 45.20 | 51.85 | 58.06 | 66.40 | 80.50 | 94.47 | 99.20 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| q3 | 6.98 | 5.80 | 6.98 | 11.47 | 15.85 | 12.18 | 5.32 | 0.81 | 0.00 | 0.00 |
| x | 56.00 | 63.00 | 90.00 | 112.0 | 140.0 | 180.0 | 224.0 | 280.0 | 315.0 | 400.0 |
| Q3 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| q3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %

FUENTE: QMAX SOLUTION.

ANEXO F: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 40-100



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

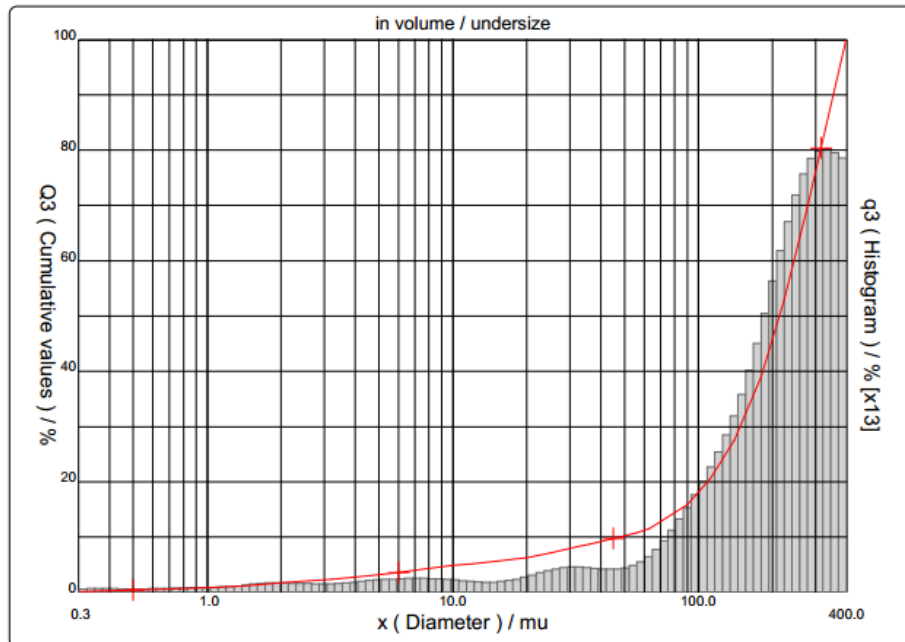
CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type product : Malla 40-100 | Concentration : 36 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 47.90 mu |
| Comments : verificacion oct 13 09 | Diameter at 50% : 213.83 mu |
| Liquid : | Diameter at 90% : 354.19 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 209.54 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:54:31AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 316 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

| Customer defined classes | | in volume / undersize | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--|
| x | 1.00 | 10.00 | 25.00 | 50.00 | 60.00 | 80.00 | 100.0 | 125.0 | 150.0 | 180.0 | |
| Q3 | 0.84 | 4.85 | 7.09 | 10.17 | 11.18 | 14.07 | 17.99 | 23.76 | 30.28 | 38.99 | |
| x | 190.0 | 200.0 | 220.0 | 250.0 | 275.0 | 300.0 | 325.0 | 352.0 | 400.0 | | |
| Q3 | 42.09 | 45.26 | 51.68 | 61.30 | 69.02 | 76.27 | 82.97 | 89.59 | 100.00 | | |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %



Serial nb : 924 Ref : 2.r114.m0.66A0909/3.30/316/m24.6.5.10.1Fh.20.5.10.BhVQ-0.0.0.0/70.0.15.g60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.DV 5.12/830



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION
CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 40-100 | Concentration : 36 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 47.90 mu |
| Comments : verificacion oct 13 09 | Diameter at 50% : 213.83 mu |
| Liquid : | Diameter at 90% : 354.19 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 209.54 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:54:31AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 316 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

Standards classes

in volume / undersize

| | | | | | | | | | | |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| x | 0.30 | 0.50 | 0.70 | 1.00 | 1.40 | 2.00 | 2.60 | 3.20 | 4.00 | 5.00 |
| Q3 | 0.18 | 0.43 | 0.60 | 0.84 | 1.14 | 1.69 | 2.09 | 2.39 | 2.75 | 3.21 |
| q3 | 0.09 | 0.10 | 0.11 | 0.14 | 0.19 | 0.33 | 0.32 | 0.31 | 0.34 | 0.44 |
| x | 6.00 | 8.00 | 10.00 | 12.00 | 15.00 | 20.00 | 25.00 | 32.00 | 36.00 | 45.00 |
| Q3 | 3.63 | 4.34 | 4.85 | 5.21 | 5.60 | 6.27 | 7.09 | 8.22 | 8.75 | 9.70 |
| q3 | 0.49 | 0.52 | 0.48 | 0.42 | 0.37 | 0.49 | 0.78 | 0.97 | 0.95 | 0.90 |
| x | 56.00 | 63.00 | 90.00 | 112.0 | 140.0 | 180.0 | 224.0 | 280.0 | 315.0 | 400.0 |
| Q3 | 10.75 | 11.53 | 15.92 | 20.66 | 27.58 | 38.99 | 52.97 | 70.52 | 80.36 | 100.00 |
| q3 | 1.02 | 1.40 | 2.61 | 4.60 | 6.58 | 9.63 | 13.56 | 16.68 | 17.72 | 17.44 |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %

FUENTE: QMAX SOLUTION.

ANEXO G: DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS CARB MESH 50-150



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

| | |
|-------------------------------------|------------------------------|
| Sample Ref : CaCo3 | Ultrasounds : 20 s |
| Type produit : Malla 50-150 | Concentration : 235 |
| Client : Qmax | Diameter at 10% : 2.49 mu |
| Comments : Diciembre 2009 | Diameter at 50% : 32.02 mu |
| Liquid : Water (eau) | Diameter at 90% : 117.67 mu |
| Dispersing agent : NONE | Mean diameter : 48.11 mu |
| Operator : Guillermo Vargas | Fraunhofer |
| Company : Ostos & Ostos | Density/Factor : ----- |
| Location : Bogota, Colombia | Specific surface : ----- |
| Date : 12/07/2009 Time : 11:14:08AM | Automatic dilution : No / No |
| Index meas. : 310 | Meas./Rins. : 30/30/4 |
| | SOP : Carbonato |

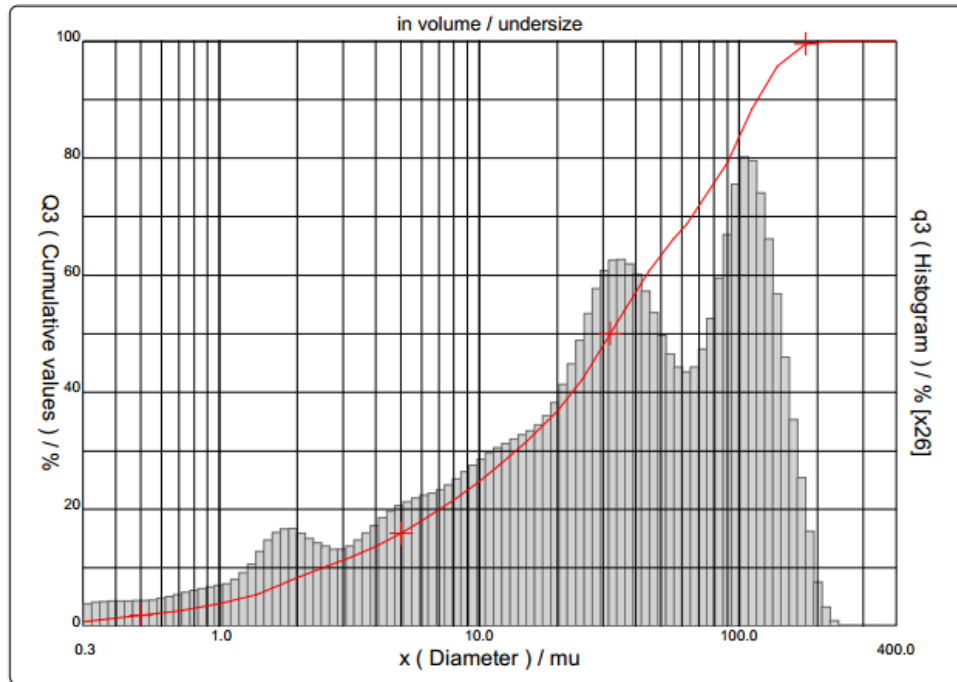
Customer defined classes

in volume / undersize

| | | | | | | | | | | |
|----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| x | 1.00 | 10.00 | 25.00 | 50.00 | 60.00 | 80.00 | 100.0 | 125.0 | 150.0 | 180.0 |
| Q3 | 3.86 | 24.72 | 42.27 | 63.47 | 67.75 | 75.15 | 83.67 | 92.40 | 97.22 | 99.53 |

| | | | | | | | | | |
|----|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| x | 190.0 | 200.0 | 220.0 | 250.0 | 275.0 | 300.0 | 325.0 | 352.0 | 400.0 |
| Q3 | 99.78 | 99.91 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %



Serial nb : 924 Ref : 2.r114.m0.66A0909/3.30/310/m24.6.5.10.1Fh.20.5.10.BhVQ-.0.0.0/70.0.15.g60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.0/V 5.12/830

ANEXO H: TAMAÑO DE PARTÍCULAS DE OS CARBONATOS USADOS POR OPTIBRIDGE.



SAFE-CARB

ADVANTAGES

- Acid-soluble, product which minimizes formation damage
- Effective bridging agent
- Numerical suffix provides a simple method of identifying the approximate d_{50} of the material
- High-hardness, ground marble resists particle-size degradation
- Essentially chemically inert and has minimum effect on fluid properties
- Finer grades such as SAFE-CARB 2, 10 and 20 will pass through most fine-mesh shaker screens

SAFE-CARB* ground marble is a high-purity, acid-soluble, calcium carbonate used as a bridging and weighting agent in drilling, drill-in and workover/completion fluids.

SAFE-CARB usually is preferred over limestone since it generally is harder and purer than limestone. Its higher purity provides nearly complete acid solubility. SAFE-CARB is available in eight standard grind sizes: SAFE-CARB 2, 10, 20, 40, 250, 500, 600 and 750, and special grind sizes of 1400 and 2500.

Typical Physical Properties

Physical appearance White powder
 Specific gravity 2.7–2.8
 Solubility in water @ 100° C (212° F) 0.0035 g/100 ml
 Solubility in 15% HCl @ 24.4° C (76° F) ≥ 98%

| Product Name* | Median Particle Size d_{50} (μm)** | Recommended Test Procedure |
|----------------|---|----------------------------|
| SAFE-CARB 2 | 1 - 4 | Laser light scattering |
| SAFE-CARB 10 | 6 - 15 | Laser light scattering |
| SAFE-CARB 20 | 16 - 29 | Laser light scattering |
| SAFE-CARB 40 | 31 - 48 | Laser light scattering |
| SAFE-CARB 250 | 225 - 300 | Dry sieve analysis |
| SAFE-CARB 500 | 430 - 520 | Dry sieve analysis |
| SAFE-CARB 600 | 550 - 650 | Dry sieve analysis |
| SAFE-CARB 750 | 655 - 800 | Dry sieve analysis |
| SAFE-CARB 1400 | 1200 - 1550 | Dry sieve analysis |
| SAFE-CARB 2500 | 2100 - 2700 | Dry sieve analysis |



Applications (Cont)

Typically, the products are used as blends to treat the entire drilling fluid at a total concentration of 29 to 143 kg/m³ (10 to 50 lb/bbl). The M-I SWACO OPTIBRIDGE® proprietary engineering software is recommended for selecting the optimum blend of SAFE-CARB products to minimize lost circulation in permeable or naturally fractured formations.

The amount of SAFE-CARB required to increase the mud density can be calculated as follows:

$$\text{SAFE-CARB, lb/bbl} = \frac{980 \times (w_2 - w_1)}{23.3 - w_2}$$

$$\text{SAFE-CARB, kg/m}^3 = \frac{2800 \times (w_2 - w_1)}{2.8 - w_2}$$

where:

w₁ = Initial mud weight in lb/gal
 w₂ = Desired mud weight in lb/gal

where:

w₁ = Initial mud weight as specific gravity
 w₂ = Desired mud weight as specific gravity

SAFE-CARB 250 to SAFE-CARB 2500 grind sizes generally are used in lost circulation situations requiring larger particle sizes. They often are used in lost circulation and SEAL-N PEEL fluid loss pills at concentrations of 86 to 285 kg/m³ (30 to 100 lb/bbl) to bridge highly permeable zones, fractured zones and completions. In addition they may be used to treat the entire circulating system to prevent losses; in that case, treatment levels in the whole mud can range from 5 to 50 lb/bbl. Outside the reservoir, other lost circulation materials may be used with the SAFE-CARB products to provide tighter seals.

SAFE-CARB products also can be added periodically for seepage control to limit losses (lost circulation and leak-off) to high-permeability formations. They especially are effective when drilling with high differential pressures caused by an overbalanced condition or when drilling depleted zones. Treatments range from 2 to 10 sacks per hour when used for prevention of lost circulation. For sealing depleted zones or induced fractures, SAFE-CARB is most effective when used in combination with G-SEAL®, G-SEAL PLUS or G-SEAL PLUS COARSE additives.

Additions of SAFE-CARB products to an oil- or synthetic-based drilling fluid system may also require additional oil-wetting agent.



Size Data for Conventional Lost Circulation Materials

| Product Type | Product Name | Blend |
|--|--------------------------------|---|
| Calcium Carbonate | SAFE-CARB 2™ | D ₉₀ = 10.0 μm D ₅₀ = 2.0 μm D ₁₀ = 0.5 μm |
| | SAFE-CARB 10™ | D ₉₀ = 25 μm D ₅₀ = 10 μm D ₁₀ = 1.0 μm |
| | SAFE-CARB 20™ | D ₉₀ = 25.0 μm D ₅₀ = 10.0 μm D ₁₀ = 1.0 μm |
| | SAFE-CARB 40™ | D ₉₀ = 120 μm D ₅₀ = 40 μm D ₁₀ = 2.2 μm |
| | SAFE-CARB 250™ | D ₉₀ = 450 μm D ₅₀ = 250 μm D ₁₀ = 60 μm |
| | SAFE-CARB 500™ | D ₉₀ = 710 μm D ₅₀ = 500 μm D ₁₀ = 240 μm |
| | SAFE-CARB 1000™ | D ₉₀ = 1600 μm D ₅₀ = 1000 μm D ₁₀ = 670 μm |
| | SAFE-CARB 2000™ | D ₉₀ = 5000 μm D ₅₀ = 2000 μm D ₁₀ = 1100 μm |
| | Graphite and Industrial Carbon | G-SEAL™ |
| G-SEAL PLUS™ (EMI 934) | | D ₉₀ = 600 μm D ₅₀ = 200 μm D ₁₀ = 60 μm |
| C-SEAL™ (EMI 738) | | D ₉₀ = 190 μm D ₅₀ = 130 μm D ₁₀ = 65 μm |
| C-SEAL F™ (EMI 739) Similar in size with API barite | | D ₉₀ = 90 μm D ₅₀ = 30 μm D ₁₀ = 5 μm |
| G-SEAL F (Norway) | | D ₉₀ = 67 μm D ₅₀ = 26 μm D ₁₀ = 10 μm |

FUENTE: OPTIBRIDGE, MI SWACO A Schlumberger Company.