

**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL TAPONAMIENTO DE PERFORACIONES
POR PARTÍCULAS DURANTE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO**

CAMILO ANDRES GELVEZ GONZALEZ

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

2008

**ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL TAPONAMIENTO DE PERFORACIONES
POR PARTÍCULAS DURANTE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO**

CAMILO ANDRES GELVEZ GONZALEZ

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

NICOLAS SANTOS SANTOS

Ingeniero de Petróleos M.Sc.

Codirector

FARUK CIVAN

Ingeniero Químico Ph.D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA, COLOMBIA**

2008

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado principalmente a Dios, mis familiares y amigos, por apoyarme constantemente en todas las decisiones de mi vida.

A la Universidad Industrial de Santander y la Universidad de Oklahoma por la oportunidad de realizar mis estudios académicos de pregrado.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por estar siempre conmigo en todo momento iluminando mi camino y protegiendo mis pasos.

A mi padre Alexander y mi madre Mary por darme el don de la vida y el apoyo incondicional, y a mi hermano Juan José por compartir su vida conmigo y enseñarme a crecer como persona.

A mis abuelos, Elda y Roque, y mi tía Luz Marina, por su crianza y amor que han sido fundamentales en mi desarrollo personal.

Al Dr. Civan, profesor de la Universidad de Oklahoma por su colaboración en este proyecto de investigación y todos los conocimientos transmitidos, y a Tung Tran por su ayuda y contribución en las pruebas de laboratorio de este proyecto, permitiendo la realización del mismo.

A Nicolás Santos Santos, director de la escuela de ingeniería de petróleos y director de este trabajo de grado, por su guía y asistencia durante mi estancia en la Universidad Industrial de Santander.

A mis amigos, Luis Alfonso, María Fernanda, Sergio Tami, Sergio Mendoza, Juan Diego, Nicolás, Néstor Gómez, María, Silvia Rey, Luis Enrique, Cesar, Juan Guillermo, Álvaro, Silvia Mantilla, Néstor Jaimes, Juan Felipe y Claudia, por haber estado a mi lado en las buenas y en las malas y haber compartido grandes momentos en mi vida.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEORICO	21
1.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y LAS PARTÍCULAS.....	21
1.1.1 Densidad	22
1.1.2 Viscosidad.....	23
1.1.3 Tensión superficial	25
1.1.4 Fuerza de empuje	25
1.1.5 Fricción.....	26
1.1.6 Velocidad terminal.....	27
1.1.7 Inercia de las partículas	28
1.2. ANALISIS ADIMENSIONAL.....	29
1.3. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	31
1.3.1. Tipos de fluidos de fracturamiento hidráulico	31
1.3.1.1. Fluidos en base agua.....	33
1.3.1.2. Fluidos en base aceite.....	34
1.3.1.3. Fluidos en base de emulsión	34
1.3.1.4. Fluidos en base alcohol	35
1.3.1.5. Fluidos en base surfactante	35
1.3.1.6. Fluidos en base espuma	36
1.3.2. Agentes Propantes	36
2. REVISION DE LA LITERATURA.....	38

2.1	TRANSPORTE DE PARTÍCULAS DE ARENA EN CASING PERFORADO	38
2.2	TRANSPORTE DE PARTÍCULAS A TRAVÉS DE PERFORACIONES ..	41
2.3	DESEMPEÑO DEL TAPONAMIENTO CON MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS.....	44
2.4	CRITERIOS DE CORRELACIÓN PARA EL TAPONAMIENTO DE PERFORACIONES Y POROS POR PARTÍCULAS	46
3.	ESTUDIO EXPERIMENTAL.....	49
3.1	EQUIPO DE LABORATORIO.....	50
3.2	PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....	51
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	55
4.1	AGUA SALADA Y BOLAS DE NYLON.....	55
4.2	SHAMPOO Y PERLAS DE VIDRIO	62
4.3	FLUIDO DE FRACTURAMIENTO EN BASE AGUA Y PROPANTES CERÁMICOS	67
5.	CORRELACIONES	74
5.1	AGUA SALADA Y BOLAS DE NYLON.....	79
5.1.1	Ley de la potencia.....	80
5.1.2	Ley exponencial	82
5.2	SHAMPOO Y PERLAS DE VIDRIO	85
5.2.1	Ley de la potencia.....	86
5.2.2	Ley exponencial	89
5.3	FLUIDO DE FRACTURAMIENTO EN BASE AGUA Y PROPANTES CERÁMICOS	91

5.3.1	Ley de la potencia.....	92
5.3.2	Ley exponencial.....	94
5.4	PLÁSTICO TERMOESTABLE.....	97
5.4.1	Ley de la potencia.....	98
5.4.2	Ley exponencial.....	100
5.5	CAUCHO TERMOESTABLE.....	102
5.5.1	Ley de la potencia.....	103
5.5.2	Ley exponencial.....	105
5.6	AGREGADO EXPANSOR.....	108
5.6.1	Ley de la potencia.....	108
5.6.2	Ley exponencial.....	110
5.7	SUELO DE CARBÓN.....	112
5.7.1	Ley de la potencia.....	113
5.7.2	Ley exponencial.....	116
6.	CONCLUSIONES.....	118
7.	RECOMENDACIONES.....	121
	BIBLIOGRAFÍA.....	122

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del sistema de agua salada y bolas de nailon.	56
Tabla 2. Tamaños de perforación y partículas para el sistema de agua salada con bolas de nailon.	57
Tabla 3. Propiedades del sistema de shampoo y perlas de vidrio.	62
Tabla 4. Tamaños de perforación y partículas para el sistema de shampoo y perlas de vidrio.	64
Tabla 5. Resultados del experimento con el sistema de shampoo y perlas de vidrio registrados por el software <i>Balance Talk</i>	65
Tabla 6. Propiedades del sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos.	68
Tabla 7. Tamaños de perforación y partículas para el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos.	69
Tabla 8. Resultados del experimento con el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos registrados por el software <i>Balance Talk</i> para un tamaño de propante de 20/40 <i>mesh</i>	70
Tabla 9. Resultados del experimento con el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos registrados por el software <i>Balance Talk</i> para un tamaño de partícula de 30/50 <i>mesh</i>	71

Tabla 10. Condiciones experimentales y propiedades del shampoo, las perlas de vidrio y las perforaciones, necesarias para hallar los números adimensionales β y Reynolds.86

Tabla 11. Condiciones experimentales y propiedades del fluido de fracturamiento en base agua, propantes cerámicos y las perforaciones, necesarias para hallar los números adimensionales β y Reynolds.....92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Taponamiento de la perforación con agua salada y bolas de nailon de 0.125 pulgadas de diámetro.....	58
Figura 2. Taponamiento de la perforación con agua salada y bolas de nailon de 0.094 pulgadas de diámetro.....	59
Figura 3. Taponamiento de la perforación con agua salada y bolas de nailon de 0.0625 pulgadas de diámetro.....	60
Figura 4. Datos del taponamiento de la perforación para el sistema de shampoo y perlas de vidrio.	66
Figura 5. Datos del taponamiento de la perforación para el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos.	72
Figura 6. Comparación del desempeño de taponamiento para las curvas de los materiales de pérdida de circulación probados en el medidor API modificado.	76
Figura 7. Ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.	81
Figura 8. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.	82
Figura 9. Ley exponencial para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.	83

Figura 10. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.	84
Figura 11. Ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.	87
Figura 12. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.	88
Figura 13. Ley exponencial para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.	89
Figura 14. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.	90
Figura 15. Ley de la potencia para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.	93
Figura 16. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.	94
Figura 17. Ley exponencial para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.	95
Figura 18. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.	96

Figura 19. Ley de la potencia para los datos suministrados del plástico termoestable.	99
Figura 20. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del plástico termoestable.	100
Figura 21. Ley exponencial para los datos suministrados del plástico termoestable.	101
Figura 22. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del plástico termoestable.	101
Figura 23. Ley de la potencia para los datos suministrados del caucho termoestable.	104
Figura 24. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del caucho termoestable.	105
Figura 25. Ley exponencial para los datos suministrados del caucho termoestable.	106
Figura 26. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del caucho termoestable.	107
Figura 27. Ley de la potencia para los datos suministrados del agregado expansor.	109
Figura 28. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del agregado expansor.	110

Figura 29. Ley exponencial para los datos suministrados del agregado expansor.....	111
Figura 30. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del agregado expansor.	112
Figura 31. Ley de la potencia para los datos suministrados del suelo de carbón.	114
Figura 32. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del suelo de carbón.....	115
Figura 33. Ley exponencial para los datos suministrados del suelo de carbón.	116
Figura 34. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del suelo de carbón.....	117

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS EXPERIMENTAL DEL TAPONAMIENTO DE PERFORACIONES POR PARTÍCULAS DURANTE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*

AUTOR: CAMILO ANDRES GELVEZ GONZALEZ**

PALABRAS CLAVES: Taponamiento de Perforaciones, Partículas, Fracturamiento Hidráulico, Análisis Adimensional, Ley de la Potencia, Ley Exponencial.

Las partículas que están contenidas en los diversos fluidos manejados en la industria de los hidrocarburos pueden taponar las perforaciones y los poros del medio poroso a ciertas condiciones de caudal, concentración de partículas y tamaño de las partículas. Por consiguiente, un análisis adimensional debe realizarse para poder determinar todos los parámetros físicos que causan estos taponamientos. El taponamiento de perforaciones y poros por partículas son encontrados usualmente en operaciones de la ingeniería de petróleos como en fracturamiento hidráulico, inyección de agua y perforación.

La primera parte de este proyecto de investigación presenta un procedimiento experimental para calcular estas condiciones, bajo circunstancias críticas, por medio de la correlación de datos experimentales usando la “ley de la potencia” y la “ley exponencial” propuestas por Civan¹, con el fin de evitar esta situación en operaciones de fracturamiento hidráulico. La segunda parte presenta los análisis y las correlaciones de los datos obtenidos de Loeppke et al.² en su trabajo acerca de la capacidad de conducción de las partículas de algunos materiales de pérdida de circulación en lodos de perforación, usados en situaciones prácticas.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

¹ CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007.

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL ANALYSIS FOR PERFORATION PLUGGING BY PARTICLES DURING HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS*

AUTHOR: CAMILO ANDRES GELVEZ GONZALEZ^{3**}

KEYWORDS: Perforation Plugging, Particles, Hydraulic Fracturing, Dimensionless Analysis, Power-Law, Exponential-Law.

The different fluids used in every process of the hydrocarbon industry contain a great variety of particles that could plug the perforations and the pores of the porous media into the reservoir at certain critical conditions of flow rate, perforation size, particle concentration and particle size. Then, a dimensionless analysis needs to be done in order to assess all the parameters that influence this issue to occur. The perforations and pore plugging by particles are often found in petroleum engineering operations such as, hydraulic fracturing, water injection and drilling, which highlights even more the significance of this research for the petroleum industry applications.

The first part of this project presents an experimental procedure to calculate these critical conditions by the correlation of experimental data, obtained in the laboratory, by the power-law and exponential-law according to Civan¹ in order to avoid them in hydraulic fracturing operations, especially. The second part presents the analysis and correlation of the data obtained from Loeppke et al.² in their work about the particle bridging capability of some lost-circulation materials used in practical situations.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos

¹ CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007.

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

INTRODUCCIÓN

El taponamiento de perforaciones y poros del medio poroso es un problema que se presenta durante diversas operaciones en la industria de los hidrocarburos. De tal forma, es importante conocer las condiciones críticas a las cuales ocurre taponamiento en las perforaciones y los espacios porosos en los yacimientos de petróleo. Estas condiciones de taponamiento dependen de muchos factores como el tamaño de la partícula, la concentración de partículas y el caudal. El taponamiento de perforaciones y poros en medios porosos son apreciados usualmente en operaciones de *workover*, perforación, fracturamiento hidráulico, e inyección de agua, entre otras diferentes operaciones en pozos de aceite y gas.

Básicamente, este proyecto de investigación busca determinar las condiciones que llevan al taponamiento de perforaciones y el comportamiento de conducción de partículas, relacionando los datos experimentales hallados en el laboratorio con los datos numéricos obtenidos por algunas correlaciones empíricas como las ecuaciones de la “ley de la potencia” y la ley exponencial” dadas por Civan¹. A continuación el procedimiento experimental es explicado de forma breve para tener una mejor idea de la parte práctica de la investigación.

El procedimiento experimental consiste de un tanque de gas (el cual puede ser de aire o nitrógeno, de acuerdo con los requerimientos y condiciones de la prueba) que provee la presión usada para mover el fluido desde el tubo de prueba resistente a la presión hasta el *beaker* colocado sobre la balanza para medir el peso del fluido durante un determinado tiempo, hasta que se de el

¹ CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007.

taponamiento de la perforación. Esta información es leída por un computador, por medio del software *BalanceTalk*, que muestra el peso acumulado cada determinado paso de tiempo. Este delta de tiempo es de aproximadamente 0.5 segundos.

Luego de recopilar estos datos, se realiza un gráfico de peso acumulado vs. tiempo. Esta gráfica nos debe mostrar una línea recta de pendiente constante la cual implica el comportamiento constante del flujo y es de donde el caudal puede ser calculado. En determinado tiempo esta línea debe cambiar drásticamente a un comportamiento plano, casi horizontal, lo cual implica el estado en el cual se da el taponamiento de la perforación. Cuando esto sucede, finaliza el experimento y se repite a diferentes condiciones, variando los parámetros señalados anteriormente como la presión, el tipo de fluido, el tamaño de la perforación, el tipo de partícula, el tamaño de partícula y la concentración de las partículas en el fluido.

Los experimentos son realizados con distintos fluidos que son principalmente enfocados a su uso en las operaciones de fracturamiento hidráulico, como agua salada, shampoo (el cual trata de simular el comportamiento de un fluido de características de surfactante y con alta viscosidad), y un gel de fracturamiento en base agua, conformado por la mezcla de un polímero con el H_2O . La cantidad de masa acumulada, indicada en la balanza, será el peso total de la mezcla (fluido y partículas) medido cada paso de tiempo, menos, el peso del *beaker*.

La pendiente en la gráfica es analizada y computada para calcular la tasa de flujo. El cual es el factor clave a evaluar junto con el tamaño de la perforación, tamaño de la partícula y concentración de las mismas en la mezcla, con el propósito de calcular las condiciones críticas para el taponamiento de perforaciones y poros.

1. MARCO TEORICO

El conocimiento teórico es una parte fundamental de los estudios experimentales y de laboratorio. Tener un buen manejo de la teoría concerniente a un fenómeno físico y/o químico permite tener un mejor desempeño en la práctica. Por tal razón, éste análisis experimental cuenta con una explicación de la teoría necesaria para la realización y comprensión del mismo.

El capítulo se divide en tres secciones, fundamentales para el desarrollo de las pruebas de laboratorio, como lo son: las principales propiedades de los fluidos y las partículas, la teoría del análisis adimensional y sus ventajas, y las generalidades de las operaciones de fracturamiento hidráulico, debido a que la investigación esta mayormente enfocada hacia este tipo de prácticas.

1.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y LAS PARTÍCULAS

Los primeros conceptos teóricos que se plantean a continuación son los de las propiedades del fluido y las partículas, entre las cuales se encuentran, como las más importantes, la densidad, la viscosidad del fluido, la tensión superficial, el efecto de empuje, la fricción, la velocidad terminal, y la inercia de la partícula.

Es de gran utilidad conocer todas las propiedades, la forma como las partículas interactúan con el fluido en cada prueba de laboratorio y la criticidad de cada propiedad durante el fenómeno de taponamiento, para poder obtener resultados representativos de lo que ocurre en la realidad.

Estas propiedades son muy importantes para la investigación y son cambiadas en los experimentos para apreciar su comportamiento e influencia en los resultados.

1.1.1 Densidad

La densidad ρ de un material es definida como la masa por unidad de volumen del material, es decir, la relación entre la cantidad de materia en un objeto comparado con su volumen. Matemáticamente, la densidad es expresada de la siguiente forma:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde:

m = masa de la sustancia.

V = volumen de la sustancia.

Sus unidades en el sistema internacional son kg/m^3 , aunque hay otras unidades también usadas en trabajos de ingeniería como: g/cm^3 , g/L , kg/L , lb/in^3 , lb/ft^3 , lb/bbl y lb/gal , entre otros. Esta última es comúnmente usada en la industria de los hidrocarburos y es la unidad base de la densidad para el desarrollo experimental de esta investigación.

La densidad de un fluido depende de la temperatura y la presión ejercida sobre el elemento, es decir, a las condiciones en las que se encuentre el cuerpo o sustancia. Asimismo, la densidad de los gases varía mucho más con la influencia de estas propiedades que la densidad de los líquidos. Esto se debe a la compresibilidad del fluido, la cual es una medida en el cambio de la densidad que categoriza los fluidos en fluidos compresibles, poco compresibles, e incompresibles.

En este proyecto, los fluidos seleccionados son todos líquidos, por lo tanto, se puede asumir flujo incompresible para todas las situaciones y cálculos hechos. Lo cual implica que, los efectos de la presión y la temperatura sobre la densidad del fluido son despreciables.

1.1.2 Viscosidad

La viscosidad es la medida de la resistencia de un fluido a fluir. Es una propiedad exclusiva de los fluidos que representa la resistencia interna que estos tienen a fluir, y puede ser interpretada como una medida de la fricción del fluido. Los líquidos varían de baja viscosidad a fluidos con altas viscosidades dependiendo de sus condiciones y composición, mientras que los gases son fluidos de baja viscosidad y usualmente ésta es despreciable para muchas situaciones prácticas.

La viscosidad de un fluido depende de las condiciones de temperatura y presión a las que éste se encuentre. La temperatura influye directamente en la determinación y cambio de la viscosidad de un fluido debido a que cada pequeño cambio en la temperatura del fluido y del sistema tendrá un gran impacto en la viscosidad del mismo, mientras que la presión no juega un papel apreciable en el cambio de esta propiedad.

Según el tipo de medición seleccionado la viscosidad se puede clasificar en viscosidad absoluta, viscosidad cinemática y viscosidad universal Saybolt. La viscosidad absoluta se identifica con el símbolo μ , y es la que determina la dinámica de un fluido Newtoniano incompresible. Su unidad en el sistema internacional es $Pa \cdot s$, o $kg \cdot m^{-1} \cdot s^{-1}$, sin embargo la unidad más usada es el poise (P) que es la unidad para la viscosidad dinámica o absoluta en el sistema CGS, y su forma más común en la industria es el centipoise (cP).

La viscosidad cinemática es la relación entre la fuerza viscosa y la fuerza inercial, representadas por la viscosidad absoluta del fluido y su densidad, respectivamente. Matemáticamente la viscosidad cinemática se expresa de la siguiente forma:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Donde μ es la viscosidad absoluta o dinámica del fluido medida en $Pa \cdot s$, y ρ es la densidad del mismo fluido medida en kg/m^3 , a las mismas condiciones de presión y temperatura.

De acuerdo a esta relación, se obtiene que la unidad de la viscosidad cinemática en el sistema internacional es m^2/s , y al igual como sucede con la viscosidad absoluta, la viscosidad cinemática es mayormente relacionada con la unidad del sistema CGS la cual esta dada en Stokes (St) y expresada comúnmente en centistokes (cSt).

Finalmente, la viscosidad universal Saybolt es una medida de la viscosidad cinemática en el viscosímetro Saybolt, y esta expresada en unidades de segundos universales Saybolt (SUS), la cual es convertida por medio de tablas estandarizadas en la norma ASTM D 2161.

La viscosidad es una propiedad muy importante para tener en cuenta en la mayoría de los procedimientos experimentales relacionados con el comportamiento de un fluido.

Por lo tanto, esta propiedad es bastante destacable en este proyecto. Asimismo se maneja una viscosidad constante para cada fluido debido a que no se presentan cambios en las condiciones de temperatura de las pruebas, manteniéndola constante a la temperatura ambiente del laboratorio.

1.1.3 Tensión superficial

La tensión superficial es el fenómeno por el cual la superficie de un líquido tiende a comportarse como si fuera una delgada película elástica. Esta es expresada como la magnitud de la fuerza de tensión observada entre las interfaces de dos fluidos inmiscibles por unidad de longitud.

Técnicamente, es definida como la fuerza a lo largo de una línea de longitud unitaria, donde la fuerza es paralela a la superficie pero perpendicular a esta línea, por lo tanto, es medida como una fuerza por unidad de longitud, sus unidades en el sistema internacional son $N \cdot m^{-1}$. El valor de la tensión superficial varía dependiendo de los fluidos en contacto y la temperatura, principalmente.

1.1.4 Fuerza de empuje

La fuerza de empuje es un efecto muy importante a tener en cuenta desde un punto de vista teórico y práctico. Su definición proviene del principio de Arquímedes, el cual plantea que la fuerza de empuje sobre un sólido es igual al peso del líquido que es desplazado, y actúa a través del centroide del volumen desplazado. Esta fuerza ayuda a entender la estabilidad que se observa en partículas sumergidas, es decir, un cuerpo está estable si no ha cambiado su posición de equilibrio después de ser perturbado, si no, el cuerpo se encuentra inestable.

La estabilidad de las partículas es considerable para mantener una distribución uniforme de las mismas en el líquido y evitar el amontonamiento de sólidos en algún segmento específico del fluido durante los experimentos. Luego, cuando los cuerpos sumergidos están en equilibrio o estables, el efecto de empuje está actuando sobre ellos. Esto se debe a que las partículas sienten una fuerza tratando de moverlas y otra fuerza conteniendo este movimiento. La primera es

el peso y la fuerza que obstruye es el empuje, estas fuerzas son opuestas entre si cuando el centro de masa es igual al centro de empuje, el cual es el centro del volumen del cuerpo que se encuentra sumergido.

Por tal razón, ambos centros coinciden cuando la partícula esta completamente sumergida en el líquido, y a pesar de haber sido perturbada, se encuentra en una posición estable de equilibrio. Debido a esto, se puede entender y asimilar que el efecto de empuje se encuentra fuertemente relacionado con la densidad de la partícula y la densidad del fluido.

1.1.5 Fricción

En mecánica de fluidos, la fricción es la fuerza que se resiste al movimiento de un objeto sólido a través de un fluido, es decir, para una partícula sólida moviéndose a través de un fluido, la fricción es la suma de todas las fuerzas aerodinámicas o hidrodinámicas en la dirección externa del flujo, de esta forma, la partícula moviéndose a través del fluido experimenta una fuerza en dirección opuesta a su movimiento.

La fricción total de la partícula se caracteriza por un número adimensional el cual es llamado el coeficiente de fricción. Suponiendo que este número es constante, la fricción variaría con respecto al cuadrado de la velocidad, ya que, la potencia necesitada para superar esta fricción cambiara con respecto al cubo de la velocidad. Este coeficiente es calculado con la siguiente ecuación de fricción:

$$F_d = -\frac{1}{2}C_d A \rho v^2$$

Donde F_d es la fuerza de fricción, C_d es el coeficiente de fricción, A es el área de la sección transversal de referencia, ρ es la densidad del fluido, y v es la velocidad.

Por otro lado, la fricción del fluido es presentada como la reducción de la velocidad de flujo de un fluido por efectos friccionales de la superficie. La fricción del fluido tiende a mover la partícula en dirección del flujo, por lo cual, esta característica esta fuertemente conectada con el nivel de turbulencia del fluido y su régimen de flujo.

1.1.6 Velocidad terminal

La velocidad terminal es la velocidad a la cual la fuerza de resistencia del fluido de una partícula que cae es igual al peso del objeto menos la fuerza debida al fluido, la cual detiene la aceleración y causa que la velocidad se mantenga constante. Una partícula sólida alcanza la velocidad terminal cuando la fuerza gravitacional iguala la fuerza de fricción. La fuerza total sobre la partícula es cero, de este modo, la velocidad de la partícula permanece constante, así, la velocidad terminal es alcanzada cuando la fuerza de fricción es igual en magnitud pero opuesta en dirección a la fuerza que impulsa a la partícula.

La fuerza de fricción aumenta a medida que la partícula se acelera, la mayoría de las veces debido a la gravedad o alguna presión ejercida sobre el sistema. Cuando la partícula alcanza determinada velocidad, la fuerza de fricción iguala el peso de la partícula, lo cual explica que la velocidad terminal cambie directamente con respecto a la relación entre la fuerza de fricción y el peso.

Esta velocidad de la partícula varia con respecto a propiedades del fluido, su masa, y al área de la partícula. En términos matemáticos, sin tener en cuenta el efecto del empuje, la velocidad terminal es expresada en los siguientes términos:

$$V_t = \sqrt{\frac{2mg}{\rho AC_d}}$$

Donde, V_t es la velocidad terminal, m es la masa, g es la aceleración de la gravedad, C_d es el coeficiente de fricción, A es el área proyectada de la partícula, y ρ es la densidad del fluido.

También, se puede obtener esta velocidad terminal tomando en cuenta la influencia del empuje. Cuando una partícula esta cayendo a través de un fluido debido a su propio peso, esta puede alcanzar la velocidad terminal si la fuerza neta que actúa sobre ella es cero, luego, la velocidad terminal es lograda cuando el peso de la partícula es exactamente balanceado por el efecto de empuje y la fuerza de fricción. Matemáticamente hablando, la velocidad terminal cuando el efecto del empuje esta presente es:

$$V_t = \sqrt{\frac{4gd}{3C_d} \left(\frac{\rho_s - \rho}{\rho} \right)}$$

Donde tenemos que d es el diámetro de la partícula, ρ_s es la densidad de la partícula, y los otros parámetros son los mismos que los enunciados en la ecuación anterior.

1.1.7 Inercia de las partículas

La inercia es la resistencia que presenta un sistema físico a diversos cambios. En este caso, la inercia de la partícula causa que esta se resista a fluir a través de las perforaciones. El nivel de turbulencia del fluido y la forma de la partícula determinan el movimiento de ella a través de la principal dirección de transporte.

1.2. ANALISIS ADIMENSIONAL

Debido a que las correlaciones van a ser basadas en función de dos números adimensionales como lo son β y el número de Reynolds, los conceptos de análisis dimensional y análisis adimensional deben ser completamente desarrollados.

El análisis dimensional es una herramienta aplicada en la ingeniería para entender situaciones físicas que envuelven una mezcla de diferentes tipos de propiedades físicas. Esta técnica es usualmente usada por ingenieros para comprobar la validez de algunas ecuaciones y cálculos, así como también es usada para formar hipótesis razonables acerca de algún fenómeno y de complejos escenarios físicos que pueden ser probados experimentalmente.

Por otro lado, el análisis adimensional es una técnica matemática usada para predecir parámetros físicos que influyen el flujo en la mecánica de fluidos, dentro de una de sus múltiples funciones, además que es de gran ayuda en trabajos experimentales ya que provee una guía a factores que afectan notablemente el fenómeno y también es comúnmente usado para determinar la relación existente entre varias variables.

El número de Reynolds, Re , es un reconocido número adimensional usado en dinámica de fluidos como un parámetro importante para determinar el régimen de flujo y comportamiento del fluido, asimismo, cuantifica la importancia de las fuerzas inertes y las fuerzas viscosas por medio de su relación para las condiciones de flujo dadas.

Principalmente, este número representa los efectos de la viscosidad sobre el movimiento del fluido, y es usado para determinar la similitud dinámica entre fluidos e identificar los diferentes regímenes de flujo, como lo son el flujo laminar y el flujo turbulento.

El flujo laminar ocurre cuando las fuerzas viscosas son dominantes, por lo tanto, el número de Reynolds presenta valores relativamente bajos y el movimiento del fluido es constante y suave.

Mientras que el flujo turbulento es dominado por las fuerzas de inercia y altos valores del número de Reynolds, lo cual produce diferentes tipos de fluctuaciones en el flujo, como vórtices y remolinos. Matemáticamente, el número de Reynolds es definido de la siguiente manera:

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} = \frac{\text{Fuerzas Inerciales}}{\text{Fuerzas viscosas}}$$

Donde tenemos que, ρ es la densidad del fluido, v es la velocidad promedio del fluido, L es una distancia característica, y μ es la viscosidad absoluta del fluido.

El parámetro β es la relación entre el diámetro de la perforación y el diámetro promedio de las partículas, de forma que se presenta como una variable adimensional, al igual que el número de Reynolds, el cual difiere un poco de la ecuación anterior ya que se utiliza la concentración de partículas en la muestra y el diámetro promedio de las mismas en vez de la densidad y la longitud representativa.

Para cada prueba hecha a distintas condiciones se obtendrá un dato del parámetro β en función del número de Reynolds que va a ser graficado como un punto. La ecuación de la línea que une los puntos representados por los datos de laboratorio en la gráfica de β vs. Re , es la correlación que indica las condiciones críticas de taponamiento de forma adimensional, lo cual permite un mayor rango de operación de esta correlación para el fluido y el tipo de partícula utilizado.

1.3. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La parte principal de este análisis fue hecho con un fluido de fracturamiento en base agua, por lo tanto, la teoría fundamental acerca del fracturamiento hidráulico, sus fluidos y partículas, debe ser tenido en cuenta. Generalmente, los tratamientos con fracturamiento hidráulico son utilizados para aumentar el índice de productividad de un pozo productor, o el índice de inyectividad de un pozo inyector. El índice de productividad es definido como los volúmenes de aceite o gas que pueden ser producidos a un diferencial de presión conocido entre el yacimiento y el pozo. De otro modo, el índice de inyectividad hace referencia a cuanto fluido puede ser inyectado en un pozo inyector a determinado diferencial de presión.^{3, 4}

Para crear una fractura, un fluido es bombeado dentro del pozo para aumentar la presión en las perforaciones, a un valor mayor que el de la presión de rompimiento de la formación. Una vez la formación es desglosada, y la fractura es creada, esta puede ser propagada a una presión de propagación de fractura. De esta forma, las propiedades de los fluidos de fracturamiento son muy importantes en la creación y propagación de la fractura.

1.3.1. Tipos de fluidos de fracturamiento hidráulico

Un fluido de fracturamiento ideal debe ser compatible con la roca y los fluidos de la formación, crear suficiente caída de presión a través de la fractura para generar su amplitud, ser capaz de transportar los propantes en la fractura,

³ UNITED STATES ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY (EPA). Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs. Appendix A: Hydraulic fracturing white paper. 2004.

⁴ GIDLEY, J. L. et al. Recent advances in hydraulic fracturing. SPE Monograph Vol. 12. Richardson, Texas. 1989.

tener una baja viscosidad, en cuanto sea posible, para su limpieza después del tratamiento, y tener bajo costo.

Los fluidos de fracturamiento son clasificados en grupos de la siguiente manera: fluidos en base agua, fluidos en base aceite, fluidos en base de emulsión, fluidos en base alcohol, fluidos en base surfactante y fluidos de base espuma. En este proyecto, el estudio está centrado en los fluidos en base agua, y también son descritos algunos resultados importantes con fluidos de base surfactante.

Las propiedades de los fluidos son muy importantes en las operaciones de fracturamiento hidráulico. La viscosidad es una de las propiedades más importantes, ya que el fluido debe tener una viscosidad suficiente para generar una fractura ancha y transportar los propantes dentro de esta. Asimismo, la densidad del fluido implica otro parámetro a tener en cuenta. Los fluidos en base agua promedian densidades cercanas a los 8.4 lb/gal , los fluidos en base aceite promedian densidades entre el 70 y el 80% de la densidad promedio de fluidos en base agua, mientras que los fluidos en base espuma tienen densidades que apenas alcanzan valores de 4 lb/gal . Esta propiedad afecta la presión de inyección en superficie y la habilidad del fluido de fluir de vuelta después del tratamiento.

Los fluidos de fracturamiento normalmente necesitan usar aditivos para acondicionar sus propiedades a las mejores condiciones para el éxito del proceso. Los polímeros son típicos aditivos usados para aumentar la viscosidad del fluido, los *crosslinkers* son usados para cambiar el comportamiento del fluido de viscoso a pseudo-plástico, los aditivos de pérdida de fluidos son usados para minimizar la invasión en la formación, los biocidas son usados para matar las bacterias en la mezcla de agua, la solución *buffer* es usada para controlar el pH del fluido de fracturamiento, los surfactantes para disminuir la tensión superficial, los estabilizadores se utilizan para mantener la viscosidad

del fluido a altas temperaturas, y los *breakers* para romper la solución gelificada a bajas temperaturas.^{3, 4}

1.3.1.1. Fluidos en base agua

Son el tipo de fluido de fracturamiento más utilizado en la industria del petróleo debido a su bajo costo, buen desempeño y fácil manejo. La baja viscosidad del agua y su poca capacidad de transportar los agentes propantes hacen necesaria la adición de polímeros y aditivos químicos como goma guar, hidroxipropil guar (HPG), carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG), e hidroxietil celuloso (HEC). También, a altas temperaturas se acostumbra agregar *crosslinkers* para detener el efecto de la disminución de la viscosidad debido al efecto de la temperatura y así aumentar el rango de aplicación del fluido. Los *crosslinkers* más usados son iones metálicos como por ejemplo los iones de titanio, circonio y aluminio.⁵

De tal forma, la adición de este tipo de sustancias al agua genera que el fluido aumente su viscosidad y mejore sus propiedades para transportar los propantes.

Los principales problemas ligados a la utilización de fluidos en base agua son la pérdida de conductividad en la fractura debido a los residuos, daño a la formación en zonas sensibles al agua, gel muy estable e inquebrantable, y tortas de filtrado. La mayoría de los polímeros mencionados anteriormente tienen gran afinidad con el agua sin embargo presentan cerca de hasta un 10%

³ UNITED STATES ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY (EPA). Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs. Appendix A: Hydraulic fracturing white paper. 2004.

⁴ GIDLEY, J. L. et al. Recent advances in hydraulic fracturing. SPE Monograph Vol. 12. Richardson, Texas. 1989.

⁵ SHAH, S. N. LORD, D. L. and TAN, H. C. Recent advances in the fluid mechanics and rheology of fracturing fluids. Society of Petroleum Engineers, Inc. Paper SPE 22391. Beijing, China. 1992.

de residuos insolubles que producen daño a la formación y al empaquetamiento de los propantes.⁶

1.3.1.2. Fluidos en base aceite

Este tipo de fluidos están diseñados principalmente para formaciones sensibles al agua que sufren reducción en la permeabilidad al ser expuestas a fluidos acuosos. Normalmente están compuestos de keroseno, diesel, destilados, y distintos tipos de crudo.

Al igual que como sucede en los fluidos en base agua, los fluidos en base aceite utilizan sales de aluminio de ácido fosfórico orgánico para incrementar su viscosidad, Asimismo, son más costosos, difíciles de manejar y peligrosos, debido a sus características inflamables.⁵

1.3.1.3. Fluidos en base de emulsión

Los fluidos en base emulsión son fluidos multifásicos compuestos de un 60 a 70% de hidrocarburos líquidos como la fase continua y un 30 a 40% de gel en base agua como la fase dispersa y un emulsificante para aumentar la estabilidad de la mezcla. La fase aceite puede estar compuesta de diesel, keroseno o crudo, mientras que la fase acuosa contiene agua fresca gelificada, solución de cloruro de potasio, o alguna solución ácida.

Las emulsiones brindan un excelente control de pérdida de fluido, gran capacidad para transportar los propantes, y menos daño a la formación que los

⁶ CASTRO DANTAS, T. N. SANTANNA, V. C. DANTAS NETO, A. A. and ALENCAR MOURA, M. C. P. Hydraulic gel fracturing. Journal of Dispersion Science and Technology. Taylor and Francis, Inc. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Brazil, 2005.

⁵ SHAH, S. N. LORD, D. L. and TAN, H. C. Recent advances in the fluid mechanics and rheology of fracturing fluids. Society of Petroleum Engineers, Inc. Paper SPE 22391. Beijing, China. 1992.

demás fluidos de fracturamiento. Sin embargo, son muy costosos y disminuyen considerablemente su viscosidad a altas temperaturas.⁵

1.3.1.4. Fluidos en base alcohol

Son especialmente diseñados para tratar formaciones productoras de gas. Se usa una solución gelificada de metanol y agua de alta solubilidad en el gas producido, excelente viscosidad, gran miscibilidad con el agua de formación y baja tensión superficial. La alta presión de vapor y la baja tensión superficial permite que se remueva rápidamente el fluido de fracturamiento en formaciones de baja presión y baja permeabilidad.⁵

1.3.1.5. Fluidos en base surfactante

Son una mezcla de surfactante y polímeros para generar una solución gelificada. La principal ventaja de los fluidos en base surfactante es su facilidad para ser removidos luego de finalizar el tratamiento y la rápida limpieza del pozo, debido a que el gel se rompe cuando el fluido es expuesto a hidrocarburos o agua y de esta forma no se requiere del uso de los convencionales *breakers*, los cuales son usados para romper soluciones gelificadas.

Otras ventajas que ofrecen este tipo de fluidos es que la concentración del surfactante depende de la temperatura utilizando bajas concentraciones de este a bajas temperaturas. También presenta un excelente control de fugas y una conductividad del empaque de propantes mayor al 90% a condiciones que

⁵ SHAH, S. N. LORD, D. L. and TAN, H. C. Recent advances in the fluid mechanics and rheology of fracturing fluids. Society of Petroleum Engineers, Inc. Paper SPE 22391. Beijing, China. 1992.

otro gel con *crosslinkers* convencionales suministrarían valores de conductividad de 40 a 50%.⁶

1.3.1.6. Fluidos en base espuma

Los fluidos en base espuma son fluidos pseudo-plásticos con buena capacidad para transportar propanes y son producidos agregando gas a un fluido en base aceite o en base agua. De esta forma, la espuma es compuesta por gas presurizado que puede ser nitrógeno o dióxido de carbono.

Las espumas de nitrógeno son usadas para formaciones someras, mientras que las espumas de dióxido de carbono se usan en formaciones más profundas, y al mismo tiempo son más estables y generan un mejor recobro de hidrocarburos que otros tratamientos realizados con gel convencional o espumas de nitrógeno.⁶

1.3.2. Agentes Propantes^{3, 4}

En fracturamiento hidráulico, los agentes propantes son requeridos para abrir la fractura una vez las bombas han dejado de funcionar y la fractura se empieza a cerrar. El propante debe ser resistente a la corrosión y al rompimiento, tener baja densidad y tener bajo costo. Los tipos de propantes que mejor se ajustan a estos requerimientos son la arena forrada en resina, la arena de sílice, y los propantes de cerámica.

⁶ CASTRO DANTAS, T. N. SANTANNA, V. C. DANTAS NETO, A. A. and ALENCAR MOURA, M. C. P. Hydraulic gel fracturing. Journal of Dispersion Science and Technology. Taylor and Francis, Inc. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Brazil, 2005.

³ UNITED STATES ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY (EPA). Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs. Appendix A: Hydraulic fracturing white paper. 2004.

⁴ GIDLEY, J. L. et al. Recent advances in hydraulic fracturing. SPE Monograph Vol. 12. Richardson, Texas. 1989.

La arena de sílice es obtenida por medio de operaciones mineras, y luego es probada para asegurar que cumple con los requisitos necesarios de esfuerzo compresivo. Generalmente, la arena es usada para abrir las fracturas de formaciones someras y yacimientos de carbón, además es mucho menos costosa que los demás tipos de propantes.

La arena forrada en resina o epoxi es más resistente que la arena común y es usada donde se presentan mayores esfuerzos de compresión para minimizar el rompimiento de los propantes. Algunas resinas pueden ser usadas para consolidar un empaquetamiento de arena en la fractura, el cual ayudara a eliminar el flujo en reversa de propante hacia el pozo.

Los propantes cerámicos pueden ser bauxita fundida, propante de esfuerzo intermedio, y propante liviano. La resistencia del propante es proporcional a su densidad y costo. Los propantes cerámicos son usados para estimular formaciones con profundidades mayores a 8000 pies en donde los elevados valores de los esfuerzos *in-situ* aplican grandes fuerzas a los agentes propantes.

2. REVISION DE LA LITERATURA

En los últimos años, varios autores han estudiado diferentes fenómenos que se representan en este estudio para entender la interacción entre el fluido y la particular en distintas operaciones de campo. Asimismo, el taponamiento de las perforaciones y los poros en el medio poroso han sido de gran interés para la investigación analítica y práctica. Por estas razones, es de gran importancia realizar un repaso a la literatura para poder establecer el estado del arte de este tópico y tener presente opiniones de otros análisis realizados en estudios previos que pueden ser de vital ayuda para la interpretación de los resultados.

2.1 TRANSPORTE DE PARTÍCULAS DE ARENA EN CASING PERFORADO

Haynes y Gray⁷ estudiaron la eficiencia del transporte de partículas en las operaciones de empaquetamiento de arena. Ellos consideraron que el problema en determinar si la partícula es transportada por el fluido a través de la perforación o no, depende esencialmente en las magnitudes relativas de la inercia de la partícula y la fricción del fluido. La inercia de la partícula de arena causa que esta se resista a seguir los caminos del fluido a través de las perforaciones, mientras que la fricción del fluido tiende a mover la partícula en la dirección del flujo.

La forma de la partícula y el nivel de turbulencia son dos factores que afectan directamente el comportamiento de la partícula en función del movimiento del fluido. Sin embargo, los dos parámetros más importantes de acuerdo al estudio realizado por estos dos autores son la viscosidad y la tasa de flujo, debido a

⁷ HAYNES, C. D. and GRAY, K. E. Sand particle transport in perforated casing. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 4031. 1972.

que si estos son lo suficientemente altos, no habrá taponamiento ni depositación de arena en el fondo de la perforación. De tal forma, con altos valores de viscosidad y una tasa de flujo grande se logra maximizar la fricción del fluido y minimizar la inercia de la partícula.

Durante las operaciones de empaquetamiento de arena, hay ciertas variables que pueden ser fácilmente controladas por el ingeniero para obtener los mejores resultados. Estos parámetros alterables son: el tamaño y forma de la arena, la viscosidad del fluido, la tasa de flujo y la concentración de la mezcla. También, algunos ajustes pueden realizarse con respecto a las perforaciones y su tamaño puede variar, en caso de ser necesario, para conseguir que el proceso de transporte de la arena a través de ellas sea eficiente.

Los elementos utilizados en este estudio experimental acerca del transporte de partículas a través de las perforaciones se detallan a continuación para entender los parámetros que rigieron la práctica. Las partículas usadas fueron muestras de arenas de cuarzo *Angular* y *Ottawa* de tamaños de 10/20, 20/40, y 40/80 *mesh*, mezcladas en agua en concentraciones que varían entre 0.04 y 0.31 en fracción de volumen de sólidos, lo cual representa el rango de operación normal de 1 a 10 *lb/gal*, utilizado en procesos de empaquetamiento con arena. Asimismo, la tasa de flujo se encontró entre 22 y 120 *GPM*, lo cual generó la presencia de flujo turbulento de acuerdo a los criterios establecidos por el número de Reynolds.

El equipo utilizado consta de tres grandes partes: la bomba; un equipo de control, monitoreo y toma de datos; y un pozo compuesto por una cámara de mezcla, una válvula en el fondo, facilidades de recolección de arena y un intervalo perforado, el cual consiste de 4 perforaciones con diámetros que cambian entre ½" y ¼" debido al uso de casquillo de nailon. Por otro lado, el diámetro del pozo es de 4 *pulgadas* y posee un *rat hole* debajo de la sección perforada.

Los resultados de este experimento arrojaron interesantes conclusiones. La más importante es que la eficiencia de transporte de las partículas varía inversamente con el tamaño de la partícula y la concentración de las mismas en la mezcla. El estudio del tamaño fue comprobado al comparar los resultados con los dos tipos de arena las cuales mostraban un factor de forma de 0.75 para la muestra de arena *Angular* y un factor de 0.95 para la de *Ottawa*.

Otra importante conclusión es que el tamaño de las perforaciones, en este caso, no afectó los resultados debido a que los tamaños de perforación escogidos superaban las condiciones establecidas de taponamiento las cuales relacionan el tamaño de la perforación con el tamaño de la partícula en una proporción de 3 a 1 para que se presente el taponamiento. En el caso particular de este procedimiento de laboratorio el tamaño mínimo de perforación para que ocurra un posible taponamiento con el tamaño de partícula más grande es de 0.165 *pulgadas* y el tamaño de la perforación más pequeña fue de 0.250 *pulgadas*, lo cual es considerablemente mayor y no permite que la eficiencia en el transporte de la arena se vea afectada por este parámetro.

Finalmente, se determinó que el agua es un fluido óptimo para operaciones de empaquetamiento de arena debido a que se logra casi un 100% de eficiencia en el transporte de las partículas a través de las perforaciones, y esta puede ser mejorada por medio de baja concentración de sólidos con altas tasas de flujo, teniendo la precaución de no aumentar la presión anormal de la formación.

Este estudio experimental realiza combinaciones de las propiedades y parámetros necesarias para obtener buenos resultados en el transporte de partículas por medio de fluidos, en este caso la arena y el agua. Sin embargo, no tienen en cuenta el efecto de la viscosidad, la cual es una propiedad muy importante para determinar el comportamiento de la interacción entre el fluido y la partícula en operaciones prácticas. Asimismo, el tamaño de las perforaciones fue ignorado y no se tuvo en cuenta la experimentación con una relación de

tamaños de partícula y perforación que puedan generar algún tipo de taponamiento, el cual disminuiría considerablemente la eficiencia en el transporte de arena.

2.2 TRANSPORTE DE PARTÍCULAS A TRAVÉS DE PERFORACIONES

Gruesbeck y Collins⁸ basaron su trabajo en la aplicación del concepto de la eficiencia de transporte de partículas a través de las perforaciones en operaciones de pre-empaqueamiento con grava y fracturamiento hidráulico. Ellos definieron la eficiencia de transporte como la fracción de masa de partículas que son transportadas a través de las perforaciones en relación con la masa total de partículas inyectadas.

El procedimiento diseñado en este artículo científico permite asegurar que las partículas son transportadas a través de cada perforación que acepta fluido, asegurar la ubicación de un empaquetamiento de alta densidad por fuera del *casing* perforado durante operaciones de pre-empaqueamiento con grava, y prevenir la acumulación de partículas propanes en las perforaciones durante tratamientos de fracturamiento hidráulico.

El montaje experimental utilizado consiste de dos pozos transparentes de polimetilmetacrilato con diámetros internos de 3 y 7 *pulgadas*, respectivamente, y una longitud de 10 *pies*, dividido en 3 *pies* de zona de desarrollo de flujo en la parte superior, 4 *pies* de zona perforada con tamaños de perforaciones entre 0.25 y 0.50 *pulgadas*, y 3 *pies* de sección de *rat hole*. Asimismo, posee un equipo auxiliar para medir la tasa de flujo y la concentración de partículas que entran a cada perforación por medio de unos puertos de muestreo, y al final de

⁸ GRUESBECK, C. and COLLINS, R. E. Particle transport through perforations. SPE Paper 7006. Society of Petroleum Engineers Journal. 1982.

cada experimento, se seca y se pesa las partículas recuperadas para determinar la concentración de las mismas.

El sistema usado consiste de salmueras con densidades entre 62.4 y 109 lb/ft^3 como fluidos, usando hidroxietil celuloso para aumentar sus viscosidades, las cuales se encuentran entre 1 y 100 cp . Una gran variedad de partículas fueron usadas incluyendo arena *Brady* y *Ottawa*, perlas de vidrio, y bauxita fundida con densidades que varían entre 162 y 230 lb/ft^3 , y tamaños de 40/60, 20/40, 15/18, 10/20 y 6/9 *mesh*. Asimismo, la concentración de las partículas también cambio entre valores de 0.25 hasta 30 lb/gal de fluido.

El estudio experimental y las pruebas de laboratorio realizadas por estos autores fueron desarrollados con base en las propiedades de las partículas y el fluido, la concentración de las partículas, la tasa de flujo, el diámetro y el número de perforaciones, y el diámetro del *casing*. Los resultados presentados gráficamente permiten inferir que el diámetro de las perforaciones y la concentración de partículas a bajos niveles con valores entre 0.4 y 4 lb/gal , no afectan la eficiencia de transporte de las partículas. Igualmente, es necesaria la distribución uniforme de partículas dentro de las perforaciones para prevenir el aumento de la concentración de partículas en la parte baja del *casing*, de lo contrario, la concentración aumenta a tal punto que puede producir taponamiento en las perforaciones y ocasionar que el empaquetamiento quede incompleto.

De la misma forma, los resultados acerca del taponamiento de las perforaciones fueron presentados con una gráfica de la relación del diámetro de las perforaciones y el diámetro promedio de las partículas vs. concentración máxima de grava en lb/gal . De acuerdo al gráfico, el taponamiento de las perforaciones ocurre aun a bajas concentraciones de grava si el diámetro de la perforación es el doble o triple del diámetro promedio de las partículas. Sin embargo, no hay evidencia de taponamiento de cuando el tamaño de la perforación es más de seis veces el tamaño promedio de las partículas, aun a

la mayor concentración de grava utilizada de 30 *lb/gal*. De este modo, los datos recolectados en la prueba permiten crear una curva de tendencia que divide la región de taponamiento de la región en la que este no ocurre.

Gruesbeck y Collins⁸ concluyeron que cuando las partículas son transportadas a través de las perforaciones durante operaciones de pre-empaquetamiento con grava y fracturamiento hidráulico, las fuerzas gravitacionales e inerciales causan un aumento en la concentración de las partículas aguas abajo de las perforaciones, que resulta en un empaquetamiento incompleto debido a que las partículas pueden taponar la entrada a los túneles de las perforaciones y una mezcla altamente concentrada puede no ser transportada a través de las mismas. De otro modo, las partículas forman una capa en el *casing* hasta que se alcanza una velocidad de equilibrio, a la cual la mezcla concentrada de partículas es transportada a través de las perforaciones.

Otras tres importantes conclusiones de este trabajo experimental son: (1) las dos variables de diseño que pueden ser cambiadas convenientemente en operaciones de pre-empaquetamiento son la tasa de flujo y la viscosidad del fluido, la cual puede alcanzar eficiencias de transporte cercanas al 100% si es aumentada hasta 40 *cp*. (2) la relación entre el diámetro de la perforación y el diámetro promedio de las partículas debe ser mínimo de 6 a 1 para prevenir el taponamiento de las perforaciones. (3) la eficiencia de transporte de partículas también depende del número y espaciamiento de las perforaciones, la profundidad del *rat hole*, las dimensiones relativas de los diámetros de la perforación y la partícula, y la distribución del flujo a través de las perforaciones.

⁸ GRUESBECK, C. and COLLINS, R. E. Particle transport through perforations. SPE Paper 7006. Society of Petroleum Engineers Journal. 1982.

2.3 DESEMPEÑO DEL TAPONAMIENTO CON MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

Loeppke *et al.*² investigaron el comportamiento del taponamiento con materiales de pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos, enfocados hacia las zonas de pérdida a altas temperaturas en fracturas en vez de las zonas de pérdida en la matriz, que son más comunes en yacimientos de aceite y gas. Sin embargo, los resultados son aplicables a la industria del petróleo.

En el análisis experimental, clasifican el taponamiento por partículas en dos grandes grupos que son: el taponamiento por partícula individual y el taponamiento por múltiples partículas. El taponamiento por partícula individual ocurre cuando el tamaño de la partícula es mayor que el ancho de la apertura de la fractura, mientras que el taponamiento por múltiples partículas se presenta cuando el tamaño de la fractura es mucho mayor que el tamaño de la partícula, las cuales se asumen idénticas en tamaño, forma y propiedades mecánicas.

Durante la investigación, se desarrollaron tres sistemas diferentes para hacer las pruebas con los materiales de pérdida de circulación. El primero fue una versión modificada del medidor de materiales de taponamiento definido en la norma API RP 131, luego se realizó con una facilidad a gran escala diseñada para proveer una medición más representativa de la habilidad para taponar de los materiales de pérdida de circulación, y finalmente con un aparato diseñado para medir las propiedades mecánicas de los materiales de pérdida de circulación a temperatura ambiente y temperaturas más elevadas.

El medidor API modificado de materiales de taponamiento es un aparato sencillo compuesto por dos celdas, una para el fluido que en este caso es un

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

lodo de bentonita en base agua y otra para recibir el filtrado a través de las ranuras que simulan la fractura y separan las dos celdas. El fluido tiene un volumen de 3500 *mL* y es impulsado por un pistón conducido por nitrógeno a una presión de 100 *psi* hasta conseguir el taponamiento de la fractura, y luego se aumenta la tasa de presión en 10 *psi/s* hasta llegar a 1000 *psi*, o si no se presenta taponamiento hasta que haya pasado 3000 *mL* de fluido a la celda de filtrado. Los datos medidos de volumen de filtrado y diferencial de presión son leídos por un computador para tener una recolección de información en tiempo real.

La facilidad de medición de pérdida de circulación tiene un principio parecido al del aparato explicado anteriormente solo que hay grandes cambios con respecto a las condiciones de la prueba, ya que se utiliza una mayor cantidad de volumen de líquido y este fluye de manera más real simulando el flujo en el pozo. Este aparato también está conectado a un computador el cual registra los valores tomados de temperatura, nivel de fluido en la cámara de reserva y nivel de fluido en la cámara de pérdida de fluido, flujo que re-circula en el aparato y flujo que pasa a través de la fractura hacia la celda de pérdida de fluido.

Este equipo provee resultados acerca del desempeño de los materiales de pérdida de circulación mucho más representativos que los obtenidos con el medidor API modificado, por tal razón, los fluidos que presentan buena respuesta en este medidor modificado son luego medidos por la facilidad a gran escala.

Por otro lado, el medidor de las propiedades de los materiales es simplemente un instrumento de compresión diseñado para obtener el esfuerzo compresivo, el módulo elástico e inelástico, y la temperatura de las posibles partículas de los materiales de pérdida de circulación. Estas propiedades se pueden hallar en tablas para algunos materiales, sin embargo, hay otros, en especial los materiales comerciales, que no tienen definidas estas propiedades importantes para evaluar los materiales de pérdida de circulación junto con los modelos de

taponamiento, antes de realizar las pruebas con fracturas. Asimismo, esta prueba indica el rango de temperatura del material durante operaciones de campo.

Este artículo científico demuestra que los resultados de las pruebas con los materiales pueden ser usados con los modelos de taponamiento para predecir el desempeño del material bajo determinadas condiciones, por medio de la comparación de las predicciones teóricas con los resultados experimentales del taponamiento de las fracturas. Más adelante en esta investigación se indicaran estos resultados obtenidos por Loeppke *et al*². para varios materiales de pérdida de circulación con el fin de realizar la correlación a sus datos y lograr definir un patrón de tendencia de los mismos para definir el comportamiento de cada material como agente de taponamiento.

2.4 CRITERIOS DE CORRELACIÓN PARA EL TAPONAMIENTO DE PERFORACIONES Y POROS POR PARTÍCULAS

Iskan y Civan⁹ fueron los primeros en correlacionar el comportamiento del taponamiento por partículas e intentar obtener un modelo matemático para explicar el taponamiento de las perforaciones. Ellos trabajaron con lodos de perforación para simular este tipo de operaciones y utilizaron un procedimiento experimental similar al utilizado en este proyecto, el cual será explicado a continuación. Asimismo, las correlaciones de la ley de la potencia y la ley exponencial también fueron desarrolladas en su investigación para sus datos experimentales y para los datos experimentales suministrados por Haynes y

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

⁹ ISKAN, A. G. and CIVAN, F. Correlation of criteria for perforation and pore plugging by particles. Journal of Porous Media. 2006.

Gray⁷, y por Gruesbeck y Collins⁸, en sus estudios explicados anteriormente sobre la eficiencia del transporte de partículas en operaciones de empaquetamiento con arena y grava.

En su estudio, Iscan y Civan⁹ consideraron dos distintas situaciones experimentales. La primera fue realizada con un empaque de arena ubicado en la celda de prueba resistente a la presión antes de la perforación, mientras que la segunda no uso ningún medio entre el flujo de mezcla y la perforación. Como se menciona anteriormente, el montaje experimental usado por Iscan y Civan⁹ es muy similar al utilizado en este trabajo y es descrito en el siguiente capítulo de forma más detallada.

De tal forma, utilizaron tres tipos de lodos en base agua con bentonita y barita en distintas proporciones para lograr una densidad aproximada de 9 *lb/gal* y viscosidades de 10, 18 y 25 *cp*, respectivamente, para tener un volumen total de mezcla de 500 *mL*, y cuatro diferentes diámetros de perforación de 0.21, 0.25, 0.32 y 0.42 *cm*, para cada experimento.

Los resultados y los análisis de las correlaciones muestran que los parámetros A y C en el modelo de la ley de la potencia son sensibles a la viscosidad del fluido, sin embargo, el parámetro A presenta una mayor variación, con el cambio de la viscosidad, que el parámetro C. De tal forma, concluyeron que el parámetro A de la ecuación de la ley de la potencia depende de la viscosidad el fluido que transporta las partículas.

Otra conclusión que presenta este artículo es que existe un valor de número de Reynolds crítico al cual no ocurre taponamiento para un determinado tipo de

⁷ HAYNES, C. D. and GRAY, K. E. Sand particle transport in perforated casing. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 4031. 1972.

⁸ GRUESBECK, C. and COLLINS, R. E. Particle transport through perforations. SPE Paper 7006. Society of Petroleum Engineers Journal. 1982.

⁹ ISCAN, A. G. and CIVAN, F. Correlation of criteria for perforation and pore plugging by particles. Journal of Porous Media. 2006.

mezcla de fluido con partículas, a menos que el diámetro promedio de la partícula sea igual o mayor que el diámetro del poro o la perforación. Igualmente, las propiedades del fluido como la viscosidad, la tensión superficial, la densidad, y la interacción entre las partículas y el líquido son otras condiciones importantes.

Este artículo, es usado como una guía fundamental para el desarrollo de este proyecto de investigación, debido a su similitud en el procedimiento y montaje experimental, y a la utilización de un análisis gráfico adimensional para ubicar las condiciones críticas de taponamiento de los poros y las perforaciones por partículas, y la descripción de este fenómeno por medio de un modelo matemático en el cual se demuestra la importancia del número de Reynolds y la relación entre las dimensiones de las perforaciones y las partículas durante distintas aplicaciones de campo.

3. ESTUDIO EXPERIMENTAL

El estudio experimental consta de dos partes significativas, las cuales son la explicación del montaje experimental y el desarrollo del procedimiento base para cada prueba de laboratorio. El montaje experimental se puede apreciar en la figura 1. Este equipo consiste de un tanque de gas, una celda de prueba resistente a presión, una válvula de descarga, un recipiente o *beaker*, una balanza, y un computador para la adquisición de datos en tiempo real. Todas estas partes se encuentran conectadas secuencialmente para obtener datos representativos del experimento.

Figura 1. Equipo de laboratorio del montaje experimental.



3.1 EQUIPO DE LABORATORIO

El tanque de gas puede ser de nitrógeno o aire y suministrar hasta 10 psig de presión de entrada dependiendo de las condiciones establecidas para cada prueba. Este provee la presión necesaria para conducir el fluido desde la celda de prueba hasta el recipiente ubicado en la balanza, y simular el diferencial de presión de bombeo del fluido de fracturamiento.

La muestra de fluido y partículas suspendidas, se deposita en la celda de prueba y se cierra el tope para evitar escapes de gas y pérdidas de presión durante el experimento. La celda es de material plástico grueso, debido a que no recibe descargas de presión muy grandes, en forma cilíndrica y tiene dos tapones para cada extremo que poseen una abertura la cual permite conectar a la celda con el tanque de gas y con la válvula de descarga.

La válvula de descarga se encuentra conectada al tapón del fondo para permitir el flujo de la mezcla hacia el recipiente de medición y su diámetro corresponde al diámetro de la perforación de acuerdo a las condiciones de la prueba. Esta válvula se abre al mismo tiempo que se pone en funcionamiento el software para la recolección de datos en tiempo real, el cual será explicado más adelante.

La mezcla de fluido y partículas va hacia un *beaker* o recipiente, ubicado sobre una balanza, para recolectar y medir el volumen transportado de la mezcla a través de la perforación antes de que se presente el taponamiento. La balanza se encuentra conectada a un computador que cuenta con el software *Balance Talk* para hacer una lectura en tiempo real del peso de la mezcla en relación con el tiempo, es decir, que reporta el peso registrado por la balanza cada 0.5 segundos y permite tabular estos datos en tablas para luego ser graficados y poder encontrar el tiempo al cual se presenta el taponamiento.

Además del montaje central hay otros aparatos o equipos que son de gran ayuda para el desarrollo de cada práctica, principalmente para la medición de las propiedades de los fluidos y partículas necesarias en los cálculos y resultados. La viscosidad de cada fluido fue medida con un viscosímetro Fann V-G, el cual es de indicación directa, para hacer fácil y precisa la lectura de esta propiedad. También, un conjunto complementario de mallas ordenadas verticalmente de mayor a menor tamaño de abertura desde la parte superior hasta la última malla en el fondo, para la correcta medición y selección del rango de tamaño de partícula a utilizar en cada experimento.

3.2 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Luego de la explicación del montaje experimental y las características de cada una de sus partes y equipos auxiliares, se puede seguir con la explicación del procedimiento para cada tipo de prueba realizada en el laboratorio. Es importante recalcar que cada vez que se vaya a utilizar un nuevo sistema de fluido-partículas, lo primero que se debe hacer es la medición de la densidad de las partículas, la densidad del fluido y la viscosidad del mismo.

Debido a que todas las partículas utilizadas en esta investigación son de tipo comercial, las propiedades como densidad, tamaño y forma son suministradas, mientras que la densidad del fluido es medida de manera sencilla tomando un volumen conocido de muestra y encontrando el peso de determinado volumen para luego poder calcular la densidad. Por otro lado, la viscosidad es encontrada de manera precisa por medio de la medición de esta propiedad en el viscosímetro Fann V-G.

Tres diferentes experimentos son realizados en esta investigación, caracterizados por tres tipos de sistema fluido-partículas. Estos sistemas son:

agua salada con bolas de nailon, shampoo con perlas de vidrio, y un fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.

El primer experimento consta de una mezcla de aproximadamente 50 *mL* de fluido y una determinada concentración de bolas de nailon, que varía hasta encontrar la concentración crítica a la cual se presenta el taponamiento de la perforación. Luego de obtener las propiedades del fluido y las partículas, y determinar su diámetro y concentración, se determina el diámetro de perforación que se va a utilizar para la prueba el cual es asignado al diámetro de la válvula de descarga. La muestra se deposita en la celda de prueba y esta se tapa para evitar pérdidas de gas. El gas a utilizar es suministrado por un tanque de aire conectado a un manómetro para registrar el diferencial de presión al cual se va a realizar el experimento, que es de 2.5 *psig* en este primer escenario.

Para el segundo experimento, se realiza una mezcla de 50 *mL* de shampoo como fluido transportador y perlas de vidrio como las partículas en suspensión a cierta concentración y tamaño. Las propiedades de las partículas y el fluido son encontradas por separado y luego se escoge el tamaño de perforación acorde a las condiciones establecidas para este segundo banco de datos. Al igual que en el primer experimento, el tanque de gas es de aire para simular las condiciones de bombeo de fluido y transporte de las partículas a través de la perforación. En este caso, se compara el procedimiento experimental con presiones de 2.5 y 5.0 *psig* para comparar su desempeño y escoger entre la mejor condición de presión para realizar la prueba. Estos resultados se presentan en el siguiente capítulo.

Finalmente, el tercer sistema funciona con 250 *mL* de agua y una concentración de aproximadamente 20 *g* del polímero comercial *GeoVisXT* con el fin de incrementar considerablemente la viscosidad del fluido. Luego se miden las propiedades físicas y reológicas de este fluido y se realiza la mezcla con diferentes concentraciones y dos tamaños de propantes cerámicos.

Asimismo, se definen varios diámetros de perforación a utilizar y ser alternados para cada prueba. A diferencia de los dos experimentos anteriores, este se hace bajo la conducción de un tanque de nitrógeno en vez de uno de aire, para suministrar una presión de 8 *psig*.

Los escenarios de cada tipo de experimento han sido establecidos y ahora se debe proseguir con la explicación general del procedimiento a partir de este punto. Luego de tener la muestra en la celda de prueba, perfectamente sellada, conectada al tanque de gas y la válvula de descarga cerrada, se procede a ubicar el recipiente en la balanza para recibir la mezcla que logra ser transportada efectivamente a través de la perforación, y se prepara el software para arrancar simultáneamente con el experimento. Seguidamente, se abre la válvula de salida del tanque de gas para permitir que la presión en la celda de prueba se estabilice en el delta de presión establecido anteriormente para cada tipo de prueba. Una vez alcanzada esta presión, se abre la válvula de descarga de la celda de prueba y al mismo tiempo se inicia la toma de datos con el software *Balance Talk* para una recolección de estos en tiempo real.

Es importante aclarar que la balanza debe estar encendida y funcionando adecuadamente, y que el peso del *beaker* debe ser despreciado, midiendo únicamente el peso de la mezcla que logra pasar a través de la perforación.

La prueba concluye cuando se observa el taponamiento de la perforación debido a que el fluido deja de fluir o porque los valores reportados por el software *Balance Talk* no varían notablemente. En este momento se detiene la prueba y se hace el montaje y procedimiento para otras condiciones cambiando el diámetro de la perforación, el diámetro de la partícula y la concentración de las mismas cuando se ha encontrado la concentración crítica a la cual se produce el taponamiento de la perforación. Este procedimiento se realiza para cada tipo de experimento hasta conseguir suficiente información que pueda ser correlacionada para describir el comportamiento del sistema fluido-partículas con respecto al taponamiento de las perforaciones.

De igual forma, otros parámetros claves como la presión de bombeo, la tasa de flujo, la densidad del líquido y de la partícula, y la viscosidad del fluido son tomados como constantes con el fin de facilitar la obtención de información y lograr tener mejores resultados, ya que con la utilización del análisis adimensional en las correlaciones se logra ampliar el rango de operación de todos estos parámetros sin necesidad de ser modificados para cada prueba.

La información de masa acumulada obtenida por la balanza y registrada por el software de computador es tabulada y graficada con respecto al tiempo, debido a que los datos son registrados cada 0.5 *segundos* por el software. Esta gráfica debe tener un comportamiento lineal de pendiente positiva la cual refleja la tasa de flujo constante a la cual está siendo transportada la mezcla a través de la perforación. Luego de cierto periodo de tiempo se alcanza el taponamiento de la perforación y la línea cambia a un comportamiento horizontal que indica que se ha llegado al estado de taponamiento. En este instante el experimento puede ser concluido y comenzado con las nuevas especificaciones deseadas.

4. ANALISIS DE RESULTADOS

Anteriormente, en el estudio experimental se menciono que este proyecto consta básicamente de tres tipos de experimentos caracterizados por tres sistemas de fluido-partículas los cuales son agua salada con bolas de nailon, shampoo con perlas de vidrio, y fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.

A continuación se describen los resultados y datos encontrados, y las observaciones principales para cada uno de estos experimentos, basados en hallar la concentración crítica de partículas para una determinada relación de tamaños entre el diámetro de la perforación y el diámetro promedio de las partículas, con el fin de obtener el número de Reynolds a ser utilizado en las correlaciones para definir la tendencia de comportamiento del taponamiento en cada sistema.

4.1 AGUA SALADA Y BOLAS DE NAILON

El primer tipo de experimento para encontrar las condiciones críticas a las cuales ocurre el taponamiento en las perforaciones utiliza un sistema fluido-partículas de agua salada y bolas de nailon. El volumen de agua es de 50 *mL* con una determinada cantidad de cloruro de potasio (KCl) para aumentar la densidad del fluido hasta 1.14 g/cm^3 y al mismo tiempo aumentar la capacidad de transporte del mismo. Por otro lado, las bolas de nailon tienen una densidad de 1.13 g/cm^3 , por lo que es necesaria la adición de sal para aumentar la densidad del agua y lograr estabilizar la suspensión de las partículas en la mezcla.

La presión recomendada para este experimento es de 2.5 *psig*, suministrada por un tanque de aire, debido a que el fluido no posee gran densidad ni viscosidad y por lo tanto los problemas de fluidez a través de las perforaciones no son altamente considerables. De tal forma, la presión de conducción de la mezcla es mantenida constante en el valor estipulado anteriormente.

Además, la viscosidad del fluido se considera, igualmente, constante debido a que no hay cambios bruscos en la temperatura de la prueba la cual es mantenida a la temperatura ambiente del laboratorio, estimada en 20 °C. En la siguiente tabla, se observa las propiedades del fluido y las partículas a las condiciones establecidas.

Tabla 1. Propiedades del sistema de agua salada y bolas de nailon.

Presión <i>psig</i>	Temperatura °C	Volumen <i>mL</i>	Viscosidad del fluido <i>cp</i>	Densidad del fluido <i>g/cm³</i>	Densidad de la partícula <i>g/cm³</i>
2.5	20	50	1.0	1.14	1.13

De esta forma, los parámetros que son sometidos a cambios para obtener los diferentes datos son la concentración de las partículas, el diámetro promedio de las partículas, y el diámetro de la perforación. La concentración de las partículas es variada en cada prueba hasta obtener la concentración crítica en la cual ocurre el taponamiento bajo las condiciones previamente mencionadas y una relación de dimensiones de perforación y partícula establecidas. Cuando esta concentración es determinada, se procede a cambiar el tamaño de partícula hasta lograr los resultados con cada rango y luego se realiza el mismo procedimiento para otro tamaño de perforación, de acuerdo a los lineamientos señalados en el capítulo anterior.

Con el fin de tener suficiente información para poder correlacionar los resultados, es necesario encontrar las condiciones críticas en un número considerable de condiciones diferentes. Debido a que la mayoría de parámetros se mantienen constantes con el fin de facilitar la práctica, la cantidad de datos a correlacionar para cada sistema de fluido-partículas son determinados por cada relación de tamaños entre la perforación y la partícula. De manera que al obtener la concentración mínima a la cual sucede el taponamiento de manera experimental para una combinación dimensional de perforación y partícula, se consigue un dato para correlacionar y delimitar la zona de taponamiento y la zona libre de taponamiento de forma gráfica y analítica.

Para este primer tipo de experimento, se utilizan tres diámetros promedio de partícula y tres diámetros de perforación diferentes, generando un total de nueve datos para las correlaciones. Los diámetros tanto de partículas como de perforaciones son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 2. Tamaños de perforación y partículas para el sistema de agua salada con bolas de nailon.

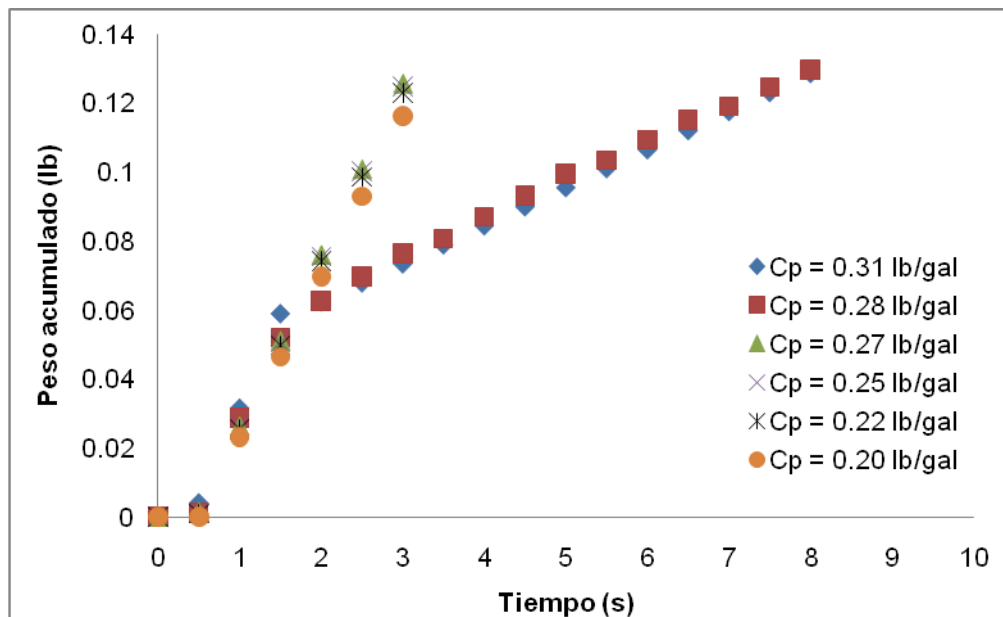
Diámetro promedio de partícula (Dp) <i>Pulgadas</i>	Diámetro de perforación (Dt) <i>pulgadas</i>
0.0625	0.24
0.094	0.18
0.125	0.16

Una vez establecidos estos valores de las posibles combinaciones de tamaños de perforación y partícula, se prosigue a la realización de las pruebas con distinta concentración de partículas para encontrar la concentración crítica a la cual ocurre el taponamiento. Este procedimiento es hecho varias veces hasta encontrar un rango en el que oscile el taponamiento y no taponamiento de la

perforación hasta determinar, con suficiente precisión, la concentración mínima de partículas necesarias para que este fenómeno se presente.

Los reportes de las pruebas presentadas a continuación presentan la concentración crítica para los tres diámetros promedio de partícula y un solo tamaño de perforación (0.16 *pulgadas*), con el fin de ilustrar la toma de datos de este experimento. Sin embargo, en el siguiente capítulo, se presentan todos los resultados al momento de ser correlacionados con su respectivo número de Reynolds. Los resultados de peso acumulado vs. tiempo, se muestran en las figuras 1, 2 y 3 para un tamaño de partícula de 0.125, 0.094 y 0.0625 *pulgadas*, respectivamente.

Figura 1. Taponamiento de la perforación con agua salada y bolas de nailon de 0.125 pulgadas de diámetro.

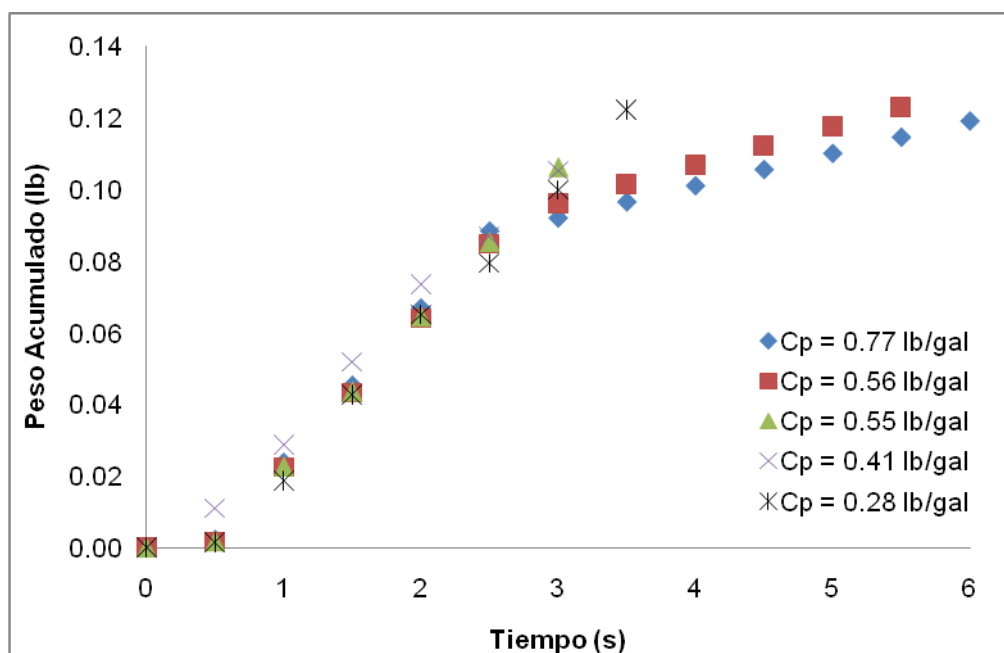


Como se puede apreciar en la figura 1, la concentración de bolas de nailon base es de 0.20 *lb/gal*, denotada por los puntos de color naranja la cual no presenta ningún taponamiento al conservar el comportamiento lineal con

pendiente constante. A partir de este valor se va incrementando la concentración hasta notar visualmente el taponamiento de las perforaciones, el cual es obtenido a una concentración aproximada de 0.28 *lb/gal*. Sin embargo, la tendencia de la curva solo refleja un cambio de pendiente luego del taponamiento y no una línea horizontal, lo cual permite entender que el taponamiento sucedió de manera parcial. Los datos correspondientes a esta concentración de partículas son resaltados en la gráfica con cuadrados de color rojo.

Varias pruebas realizadas con concentraciones superiores a la concentración crítica mostrada, arrojaron los mismos resultados obteniéndose simplemente un taponamiento parcial de la perforación, lo cual permite inferir que a estas condiciones de presión, temperatura, viscosidad, relación de densidades y relación de tamaños, no se presenta un taponamiento total de la perforación, sin embargo, se debe evitar el taponamiento parcial de la misma, para mantener la eficiencia de transporte de partículas a través de la perforación.

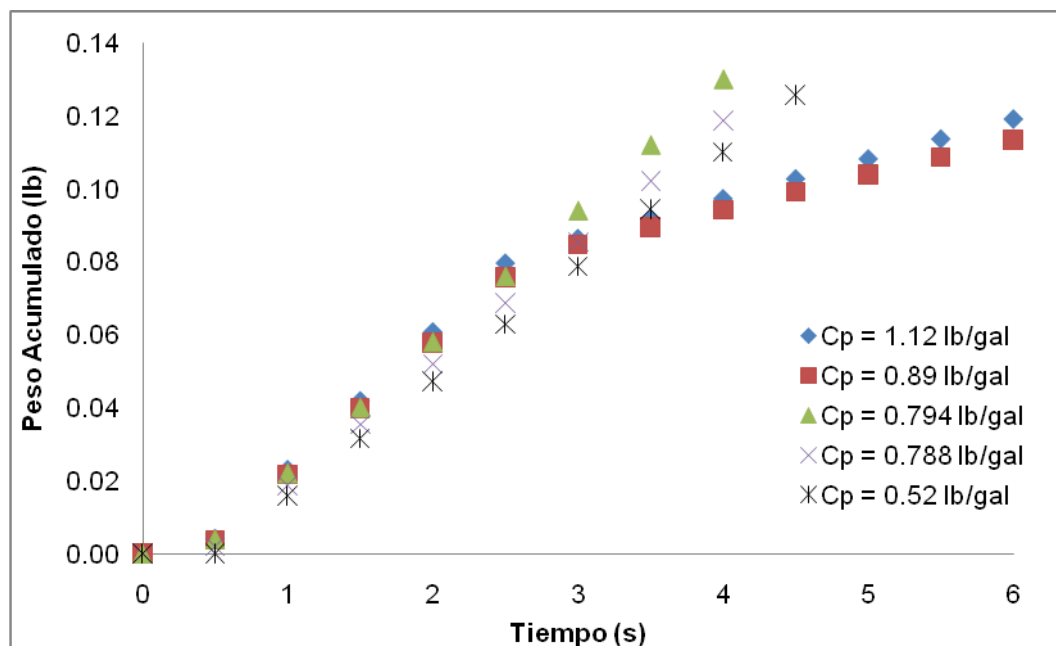
Figura 2. Taponamiento de la perforación con agua salada y bolas de nailon de 0.094 pulgadas de diámetro.



En la figura 2, se observa la misma tendencia de taponamiento parcial con concentraciones por encima de 0.60 lb/gal . En este caso, el punto de partida es de 0.28 lb/gal (concentración crítica para un tamaño de partícula de 0.125 pulgadas), hasta llegar a 0.55 lb/gal , donde todavía no hay presencia de taponamiento. Sin embargo, al realizar la prueba con una concentración de 0.56 lb/gal , el taponamiento comienza a hacerse evidente. De tal forma, se puede asegurar con certeza suficiente que la concentración crítica de taponamiento a las condiciones expuestas anteriormente para esta prueba es de 0.56 lb/gal .

De la misma manera, se aprecia claramente como, aunque, el taponamiento se produce de manera parcial, la pendiente de la línea después de sucedido este fenómeno es más acostada que la pendiente observada en la figura 1, después del taponamiento. Esta observación relevante se puede confirmar con la comparación de la figura 3, presentada a continuación.

Figura 3. Taponamiento de la perforación con agua salada y bolas de nailon de 0.0625 pulgadas de diámetro.



La figura 3 muestra la prueba realizada con un diámetro promedio de partícula de 0.0625 *pulgadas*. Un total de 5 distintas concentraciones son medidas para obtener la concentración crítica de partículas bajo estas condiciones. En este experimento se presenta un rango de concentraciones que varía desde 0.52 *lb/gal* (asterisco negro), en donde no ocurre taponamiento, hasta 1.12 *lb/gal* (rombo azul) en donde el taponamiento es observado.

A partir de estos valores se hacen estimaciones de la concentración crítica de taponamiento para acortar el rango de la prueba. Finalmente, el valor hallado para la concentración crítica de bolas de nailon en la salmuera es de 0.89 *lb/gal* (cuadrados rojos). Asimismo, el taponamiento observado en esta prueba no es un taponamiento total sino parcial, lo cual refleja las buenas características de este fluido como agente transportador.

Como se menciona anteriormente, la pendiente de la línea después del taponamiento es menor en esta prueba que en las anteriores realizadas con diámetros de partícula mayores. Por lo tanto, se puede discutir que a menor diámetro promedio de partícula, mayor es la concentración crítica de partículas y mayor es el taponamiento.

De otro modo, el agua es un excelente fluido de trabajo debido a sus grandes características como agente transportador. La baja viscosidad de este fluido permite una gran fluidez a poca diferencia de presión sin que se presente un taponamiento total de la perforación con las partículas. Asimismo, el uso del cloruro de potasio (KCl) permite el aumento de la densidad del fluido para facilitar la capacidad de transporte del mismo, disminuyendo la inercia de la partícula y la influencia de la fuerza gravitacional, suspendiendo las partículas sin que estas se depositen en el fondo y en lugares cerca a la entrada de la perforación antes de que empiece la prueba, lo cual hace que la práctica sea representativa y se lleve a cabo adecuadamente.

4.2 SHAMPOO Y PERLAS DE VIDRIO

El segundo sistema de fluido-partículas usado en este proyecto de investigación presenta una mezcla de shampoo con perlas de vidrio. El shampoo tiene características y propiedades bastante diferentes a las del agua con sal, como una densidad y viscosidad mucho más elevada, lo cual favorece la realización del procedimiento experimental.

Las condiciones de volumen, presión y temperatura son las mismas del experimento con agua salada y bolas de nailon, mientras que, por obvias circunstancias, las propiedades del fluido y las partículas cambian notablemente al cambiar el sistema. Estas propiedades se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 3. Propiedades del sistema de shampoo y perlas de vidrio.

Presión <i>psig</i>	Temperatura $^{\circ}\text{C}$	Volumen <i>mL</i>	Viscosidad del fluido <i>cp</i>	Densidad del fluido <i>lb/gal</i>	Densidad de la partícula <i>lb/gal</i>
2.5	20	50	220	11.68	20.85

Sin embargo, estas condiciones no se escogieron arbitrariamente. Para este tipo de experimento, se hizo adicionalmente unas pruebas de la influencia de la presión de conducción o tasa de flujo, y el tamaño de la partícula. Para esto, se utilizaron dos condiciones de presión y de diámetro de partícula, estableciéndolas en 2.5 y 5.0 *psig*, y 0.093 y 0.08 *pulgadas*, respectivamente. Asimismo, se uso una concentración de partículas constante de 0.83 *lb/gal* (5.0 *g*) y un diámetro de perforación de 0.18 *pulgadas*.

Luego de realizar estas pruebas se pudo observar que a una presión de 5.0 *psig*, el doble de presión de conducción, la tasa de flujo es muy grande y no permite observar claramente el taponamiento de la perforación. También, por medio de los datos registrados por el computador, se puede apreciar que después del punto de taponamiento se observa un comportamiento escalonado y no una línea horizontal como debería ser, lo cual permite inferir que el taponamiento ocurre de manera parcial. De igual forma, a esta presión no se aprecia claramente la diferencia en el comportamiento del taponamiento de la perforación al variar el diámetro promedio de las partículas de 0.093 a 0.08 *pulgadas*, es decir, que la influencia del tamaño de las partículas en el desempeño de la prueba es despreciable para esta condición de presión.

Mientras que con una presión de 2.5 *psig*, los resultados obtenidos son mucho más satisfactorios. En este caso, el taponamiento de la perforación es observable al momento de realizar la prueba, y al observar la gráfica producida por los datos obtenidos con el software *Balance Talk* se aprecia el comportamiento horizontal luego de presentarse el taponamiento. Igualmente, el comportamiento de la prueba cambia al variar el tamaño de partícula, mostrando el taponamiento con un diámetro de 0.093 *pulgadas*, antes que con el diámetro de 0.08 *pulgadas*, lo cual es razonable debido a que a menor valor de β más rápido se produce el taponamiento de la perforación, a las mismas condiciones experimentales.

Por tal razón, la presión ideal para la realización de este tipo de experimento es de 2.5 *psig*, como se expresa en la tabla 3, mientras que los tamaños de las perforaciones y las partículas utilizadas se presentan en la tabla 4. A diferencia de las pruebas hechas con agua salada y bolas de nailon, el sistema de shampoo y perlas de vidrio cuenta con siete combinaciones de tamaños de perforación y partícula en vez de nueve. Esto se debe a que solo el tamaño de perforación de 0.24 *pulgadas* funciona para los tres tamaños promedio de partículas, mientras que las pruebas corridas con los otros dos tamaños menores de perforación (0.18 y 0.125 *pulgadas*), solo se pueden realizar con

los tamaños promedio de partícula de 0.07 y 0.08 *pulgadas*, para evitar el taponamiento por partícula individual, dando como resultado un total de siete datos a correlacionar en el siguiente capítulo.

Tabla 4. Tamaños de perforación y partículas para el sistema de shampoo y perlas de vidrio.

Diámetro promedio de partícula (Dp) <i>Pulgadas</i>	Diámetro de perforación (Dt) <i>pulgadas</i>
0.16	0.24
0.08	0.18
0.07	0.125

Una vez especificados los parámetros y las condiciones de los experimentos con el sistema de shampoo y perlas de vidrio, se puede dar un análisis completo de los resultados obtenidos y registrados por el computador por medio del software *Balance Talk*. La tabla 5 y la figura 4, presentan los datos de todas las pruebas realizadas de acuerdo a peso acumulado vs. tiempo, organizados por las características de cada prueba en cuanto a tamaños de la perforación y las partículas, y la concentración crítica encontrada en cada caso.

Todos los experimentos son realizados de igual forma que como se hizo con el agua salada y las bolas de nailon al momento de estimar la concentración crítica de las partículas, debido a que se busca un rango acotado por un valor de concentración en el que no se presente el taponamiento y otro valor en el que el taponamiento ocurra. De otra forma, para este tipo de experimentos se realizó la prueba sin las partículas para observar el comportamiento de flujo del fluido y el desempeño del mismo en la prueba cuando no hay presencia de taponamiento, y poder comparar este comportamiento con los demás resultados obtenidos cuando se taponó la perforación.

Tabla 5. Resultados del experimento con el sistema de shampoo y perlas de vidrio registrados por el software *Balance Talk*.

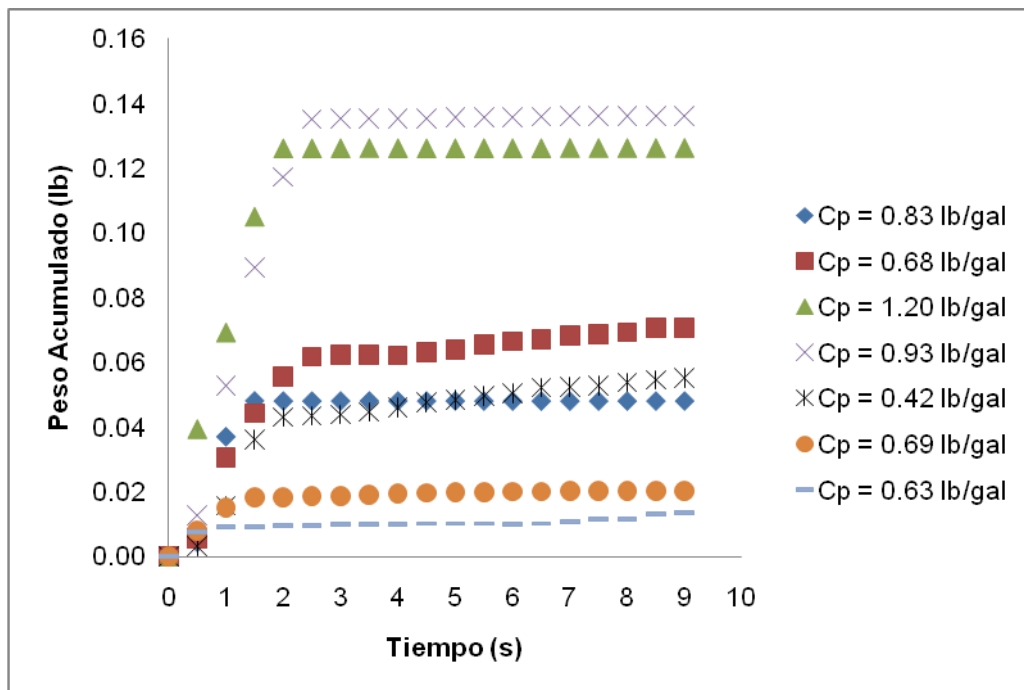
Tiempo seg	Peso acumulado Lb						
	Dt = 0.18 pulgadas		Dt = 0.24 pulgadas			Dt = 0.125 pulgadas	
	Dp = 0.07 pulgadas Cp = 0.83 lb/gal	Dp = 0.08 pulgadas Cp = 0.68 lb/gal	Dp = 0.07 pulgadas Cp = 1.20 lb/gal	Dp = 0.08 pulgadas Cp = 0.93 lb/gal	Dp = 0.16 pulgadas Cp = 0.42 lb/gal	Dp = 0.07 pulgadas Cp = 0.69 lb/gal	Dp = 0.08 pulgadas Cp = 0.63 lb/gal
0	0	0	0	0	0	0	0
0.5	0.0044	0.0058	0.0395	0.0128	0.0032	0.0081	0.0074
1.0	0.0371	0.0308	0.0694	0.0530	0.0157	0.0152	0.0089
1.5	0.0482	0.0444	0.1051	0.0894	0.0362	0.0182	0.0091
2.0	0.0481	0.0558	0.1263	0.1174	0.0430	0.0184	0.0094
2.5	0.0481	0.0618	0.1263	0.1352	0.0434	0.0186	0.0096
3.0	0.0482	0.0626	0.1263	0.1353	0.0439	0.0187	0.0098
3.5	0.0482	0.0624	0.1264	0.1355	0.0446	0.0191	0.0097
4.0	0.0482	0.0623	0.1263	0.1355	0.0461	0.0194	0.0099
4.5	0.0482	0.0633	0.1263	0.1355	0.0475	0.0196	0.0100
5.0	0.0482	0.0642	0.1263	0.1357	0.0485	0.0198	0.0100
5.5	0.0481	0.0656	0.1263	0.1359	0.0494	0.0200	0.0100
6.0	0.0481	0.0666	0.1263	0.1358	0.0504	0.0201	0.0100
6.5	0.0481	0.0672	0.1263	0.1360	0.0521	0.0201	0.0100
7.0	0.0481	0.0684	0.1264	0.1362	0.0524	0.0202	0.0105
7.5	0.0481	0.0688	0.1264	0.1362	0.0528	0.0202	0.0115
8.0	0.0481	0.0695	0.1264	0.1362	0.0537	0.0202	0.0116
8.5	0.0481	0.0708	0.1264	0.1363	0.0545	0.0202	0.0129
9.0	0.0481	0.0709	0.1264	0.1363	0.0552	0.0203	0.0134

La primera prueba consta de un diámetro promedio de perlas de vidrio de 0.07 *pulgadas* con una perforación de 0.18 *pulgadas*, para la cual se obtiene una concentración mínima de 0.83 *lb/gal* para que ocurra el taponamiento. Esto se evidencia al momento de realizar la prueba y se corrobora con los resultados presentados. Asimismo, las demás pruebas muestran excelentes resultados de acuerdo al comportamiento esperado para el taponamiento de la perforación, para todas las combinaciones de parámetros y condiciones establecidas.

Las primeras cuatro pruebas (de izquierda a derecha en la tabla 5.), taponan la perforación cuando casi todo el volumen de la mezcla se encuentra en el *beaker*, es decir, casi al final de la prueba aunque el tiempo transcurrido no sea

grande. Mientras que las tres restantes, cambian el comportamiento de línea con pendiente constante a línea semi-horizontal antes de que la mitad del volumen de la mezcla sea utilizado. Esto se puede apreciar al comparar la curva correspondiente a la concentración crítica de sólidos con la curva de la prueba sin partículas.

Figura 4. Datos del taponamiento de la perforación para el sistema de shampoo y perlas de vidrio.



En la figura anterior se puede observar que las dos primeras pruebas en presentar taponamiento de la perforación son las realizadas con un tamaño de perforación de 0.125 pulgadas (círculos naranja y líneas celestes). Esto nos deja claro que este parámetro es fundamental en el estudio de este problema y que es el factor de mayor influencia apreciada para este sistema de fluido-partículas. También, se ve claramente el comportamiento adecuado del taponamiento de la perforación bajo estas concentraciones de partículas lo que

permite asegurar que estas concentraciones críticas han sido estimadas correctamente.

El desempeño de taponamiento de este sistema es muy bueno a pesar de la gran diferencia entre las densidades del fluido y las partículas (ver tabla 3), lo cual aparenta causar problemas en el transporte de sólidos debido a la influencia de las fuerzas gravitacionales y la inercia de las partículas. Sin embargo, esta influencia es contrarrestada por las fuerzas viscosas impartidas por la alta viscosidad del shampoo que permite mantener las perlas de vidrio suspendidas en el fluido sin que se depositen en el fondo de la celda ni en cercanías a la perforación antes de correr la prueba. Por lo tanto, es gracias a la viscosidad del fluido, que este tipo de experimento presenta resultados tan importantes y significativos para el estudio del taponamiento de las perforaciones, apreciando perfectamente la tendencia de la curva de peso acumulado vs. tiempo, y la concentración crítica necesaria.

4.3 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO EN BASE AGUA Y PROPANTES CERÁMICOS

El tercer y último sistema experimental fluido-partículas desarrollado en el laboratorio consta de una mezcla de un fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos. El fluido de fracturamiento está constituido por agua y un polímero para aumentar su viscosidad considerablemente a un valor aproximado de 33 *cp*. Este polímero es un polímero XT de referencia comercial *GeoVisXT*. Al mismo tiempo, la adición del polímero al agua aumenta su densidad, lo cual genera unas excelentes condiciones para el transporte de las partículas, en este caso, los propantes (Ver tabla 6).

Tabla 6. Propiedades del sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos.

Presión <i>Psig</i>	Temperatura $^{\circ}\text{C}$	Volumen <i>mL</i>	Viscosidad del fluido <i>cp</i>	Densidad del fluido <i>lb/gal</i>	Densidad de la partícula <i>lb/gal</i>
8.0	20	250	33	26.70	22.70

Las condiciones de presión y volumen también cambian considerablemente para este tipo de prueba. Inicialmente, los experimentos del agua salada con las bolas de nailon y el shampoo con las perlas de vidrio, se realizaron a presiones bajas (2.5 psig) y con un tanque de aire como mecanismo conductor de presión. Mientras que, en el caso particular de este experimento con el fluido de fracturamiento y los propantes, el gas conductor es cambiado por nitrógeno y la presión es elevada alrededor de los 8 psig . Asimismo, el volumen es aumentado considerablemente a un total de 250 mL para cada prueba y la temperatura es mantenida constante a la temperatura ambiente del laboratorio ($20 \text{ }^{\circ}\text{C}$), el mismo valor utilizado en las pruebas anteriores.

Como se puede apreciar en la tabla 6, la densidad del fluido supera la densidad promedio de los propantes, algo que no se había presentado anteriormente, y el valor de la viscosidad alcanza las condiciones reológicas necesarias. Por lo tanto, la capacidad de transporte de partículas del fluido de fracturamiento en base agua es incrementada en gran proporción gracias a la adición del polímero *GeoVisXT*, permitiendo mejor comportamiento de la prueba y un óptimo taponamiento de la perforación a las condiciones establecidas.

Del mismo modo, el arreglo de la relación dimensional entre el tamaño promedio de las partículas y el tamaño de las perforaciones varía en esta última práctica, debido a que se usan dos diámetros promedio de partículas (D_p) contra cinco diámetros de perforación (D_t), como se puede observar en la tabla 7. Las partículas son propantes de $20/40 \text{ mesh}$ (0.0232 pulgadas promedio) y $30/50 \text{ mesh}$ (0.0165 pulgadas promedio), mientras que los

tamaños de perforación son de 1/8" (0.125 *pulgadas*), 7/64" (0.1094 *pulgadas*), 3/32" (0.0938 *pulgadas*), 5/64" (0.0781 *pulgadas*), y 1/16" (0.0625 *pulgadas*).

De tal forma, se genera un total de 10 puntos de datos para el análisis adimensional de β vs. Re , para ser correlacionados de acuerdo a las leyes de la potencia y exponencial, presentadas en el siguiente capítulo, la cual es una cantidad de información suficiente para obtener muy buenos resultados y lograr describir adecuadamente el comportamiento del fenómeno de taponamiento de perforaciones por partículas bajo los parámetros escogidos.

Tabla 7. Tamaños de perforación y partículas para el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos.

Diámetro promedio de partícula (Dp) <i>Pulgadas</i>	Diámetro de perforación (Dt) <i>pulgadas</i>
0.0232	0.1250
	0.1094
	0.0938
0.0165	0.0781
	0.0625

Una vez definidas todas las condiciones de la prueba y los parámetros que varían, se realizan los distintos experimentos a distintas concentraciones de sólidos hasta encontrar la concentración crítica de propantes para cada combinación de diámetros de partículas y perforación, como se ha realizado en todos los experimentos de acuerdo al procedimiento del laboratorio.

Primero se realizó la prueba para todos los tamaños de perforación con propantes de 20/40 *mesh*, con el fin de encontrar la concentración mínima a la cual los cinco tamaños de perforación se taponan. La tabla 8 presenta estos resultados y el comportamiento del flujo con respecto al tiempo.

Tabla 8. Resultados del experimento con el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos registrados por el software *Balance Talk* para un tamaño de propante de 20/40 *mesh*.

Tiempo seg	Peso acumulado <i>Lb</i>				
	Dt = 0.1250 <i>pulgadas</i>	Dt = 0.1094 <i>pulgadas</i>	Dt = 0.0938 <i>pulgadas</i>	Dt = 0.0781 <i>pulgadas</i>	Dt = 0.0625 <i>pulgadas</i>
	Cp = 2.97 <i>lb/gal</i>	Cp = 1.84 <i>lb/gal</i>	Cp = 1.39 <i>lb/gal</i>	Cp = 0.81 <i>lb/gal</i>	Cp = 0.46 <i>lb/gal</i>
0.0	0	0	0	0	0
0.5	0.369	0.470	0.182	0.382	0.165
1.0	0.725	0.996	0.481	0.840	0.428
1.5	1.130	1.549	0.816	1.240	0.710
2.0	1.574	1.923	1.191	1.672	1.028
2.5	1.733	1.923	1.597	1.838	1.282
3.0	1.740	1.923	1.704	1.842	1.309
3.5	1.743	1.926	1.704	1.845	1.312
4.0	1.746	1.926	1.706	1.848	1.320
4.5	1.748	1.926	1.706	1.849	1.324
5.0	1.754	1.926	1.706	1.850	1.325
5.5	1.753	1.926	1.706	1.852	1.327
6.0	1.754	1.926	1.709	1.853	1.330
6.5	1.755	1.926	1.713	1.855	1.333
7.0	1.757	1.926	1.716	1.855	1.337
7.5	1.762	1.926	1.716	1.856	1.346
8.0	1.763	1.926	1.716	1.857	1.349
8.5	1.772	1.926	1.716	1.857	1.349
9.0	1.771	1.926	1.716	1.857	1.349

Luego se realizo el experimento con el tamaño de propantes de 30/50 *mesh* para todos los tamaños de perforación. Al disminuir el tamaño promedio de las partículas se asume que la cantidad necesaria para producir el taponamiento debe aumentar, por tal razón, las concentraciones críticas encontradas para los propantes de 20/40 *mesh* son el punto de partida para estos experimentos con un tamaño de partícula menor. De igual forma, la tabla 9 presenta los mismos resultados para este tamaño de propantes cerámicos, con su respectiva concentración crítica.

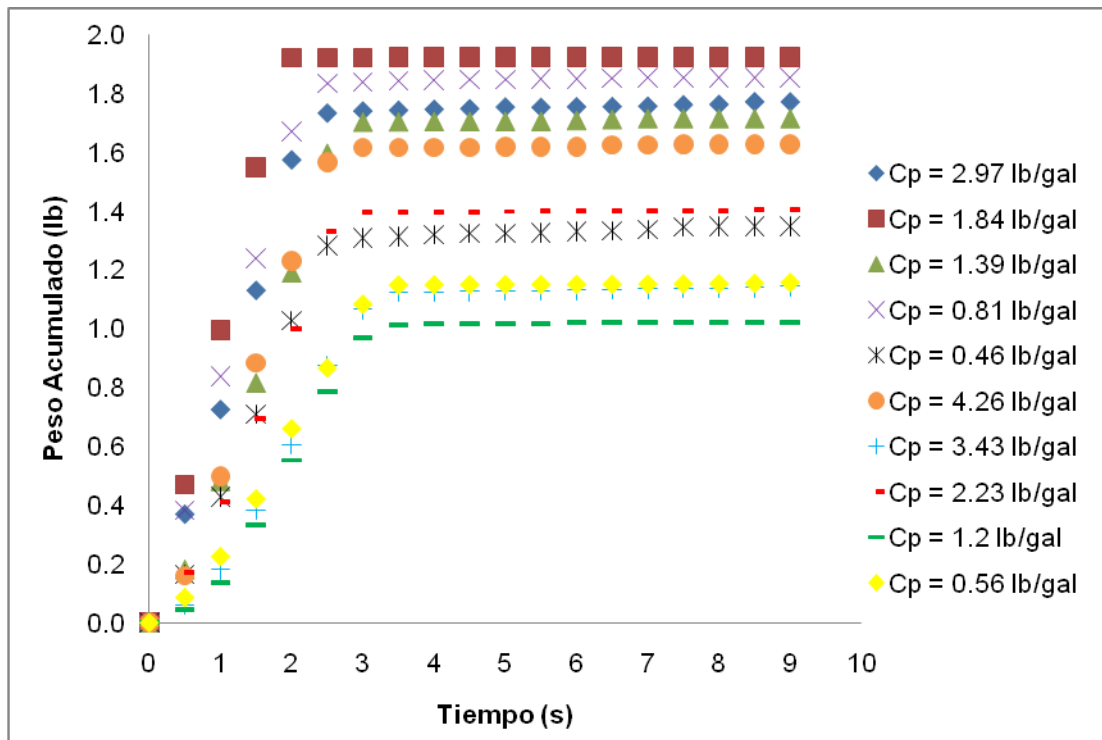
Tabla 9. Resultados del experimento con el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos registrados por el software *Balance Talk* para un tamaño de partícula de 30/50 mesh.

Tiempo seg	Peso acumulado Lb				
	Dt = 0.1250 pulgadas	Dt = 0.1094 pulgadas	Dt = 0.0938 pulgadas	Dt = 0.0781 pulgadas	Dt = 0.0625 pulgadas
	Cp = 4.26 lb/gal	Cp = 3.43 lb/gal	Cp = 2.23 lb/gal	Cp = 1.2 lb/gal	Cp = 0.56 lb/gal
0	0	0	0	0	0
0.5	0.160	0.060	0.170	0.042	0.086
1.0	0.498	0.180	0.412	0.136	0.225
1.5	0.884	0.384	0.694	0.331	0.422
2.0	1.231	0.606	1.000	0.551	0.660
2.5	1.568	0.873	1.333	0.782	0.867
3.0	1.618	1.066	1.396	0.965	1.083
3.5	1.618	1.125	1.397	1.012	1.149
4.0	1.618	1.126	1.398	1.013	1.150
4.5	1.619	1.127	1.399	1.014	1.150
5.0	1.620	1.128	1.400	1.015	1.151
5.5	1.620	1.129	1.400	1.017	1.151
6.0	1.621	1.131	1.401	1.018	1.151
6.5	1.627	1.134	1.401	1.018	1.151
7.0	1.627	1.136	1.401	1.018	1.152
7.5	1.629	1.137	1.402	1.018	1.153
8.0	1.629	1.137	1.404	1.018	1.153
8.5	1.630	1.140	1.405	1.019	1.155
9.0	1.630	1.144	1.407	1.020	1.157

En las dos tablas anteriores también se puede observar que, para un tamaño fijo de partículas, la concentración crítica de propantes disminuye considerablemente al disminuir el diámetro de la perforación. Por lo tanto, este parámetro tiene gran influencia en el desempeño del taponamiento por partículas, debido a que al disminuir el diámetro de la perforación a la mitad, se disminuye considerablemente la concentración de partículas necesaria para que la perforación se tapone, lo cual indica que este es un parámetro de alta sensibilidad, y que se debe tener especial cuidado con la cantidad de propantes a utilizar si se desea usar un tamaño de perforación menor.

Las curvas de taponamiento de peso acumulado vs. tiempo, para cada concentración crítica de cada posible combinación de tamaño de perforación y tamaño promedio de propantes, representan el buen desempeño de las pruebas realizadas (ver figura 5). Es de esperar que el taponamiento de la perforación se produzca más rápidamente a medida que disminuye el tamaño de la perforación para un tamaño fijo de partículas, sin embargo, esto no sucede de esta forma, debido a que por ejemplo para propantes de 20/40 *mesh*, el tamaño mayor de perforación (rombos azules) produce taponamiento a los 2.5 *segundos* de corrida la prueba, la siguiente perforación de 7/64 *pulgadas* (cuadrados rojos) se taponan a los 2 *segundos*, mientras que el tiempo de taponamiento aumenta a 3 *segundos* cuando se disminuye el tamaño de perforación a 3/32 *pulgadas* (triángulos verdes), y finalmente el tiempo se estabiliza alrededor de 2.5 *segundos* para los dos tamaños más pequeños de perforación de 5/64 y 1/16 *pulgadas* (cruces moradas y asteriscos negros).

Figura 5. Datos del taponamiento de la perforación para el sistema de fluido de fracturamiento en base agua y propantes cerámicos.



Igualmente, En la gráfica se puede apreciar que el taponamiento tiende a darse después cuando se disminuye el tamaño de la partícula a 30/50 *mesh*, que corresponden a los datos presentados por los puntos naranjas, cruces azules, líneas rojas y verdes, y rombos amarillos. Estos datos presentan un taponamiento a los 3.0 y 3.5 *segundos*, lo cual es un segundo más que para la mayoría de las pruebas realizadas con los propantes de 20/40 *mesh*.

El fluido de fracturamiento en base agua tiene propiedades casi ideales para la realización del procedimiento experimental, y junto con los propantes generan las condiciones necesarias para que las pruebas funcionen, para ver el comportamiento del taponamiento y la eficiencia de transporte de partículas a través de la perforación, los cuales son aspectos contrarios pero extensamente ligados durante esta investigación. Asimismo, la utilización de nitrógeno como gas conductor de presión colabora con el correcto funcionamiento de la prueba, el volumen de la mezcla le da mayor representatividad a la muestra y la temperatura constante favorece que algunas propiedades como la viscosidad se comporten de la misma forma.

Por tal razón, los resultados encontrados para este sistema de fluido-partículas presentan una facilidad mayor para encontrar la concentración crítica de propantes, el cual es el parámetro a encontrar en cada prueba a distintas condiciones. Además, este tipo de fluido y de partículas son ampliamente utilizados en operaciones de campo de fracturamiento hidráulico alrededor del mundo por parte de las industrias petroleras, con el fin de estimular los pozos para aumentar el índice de productividad de los mismos. De esta forma, los resultados obtenidos, anteriormente y en el siguiente capítulo con las correlaciones, ofrecen información útil para el desarrollo de este tipo de procedimientos.

5. CORRELACIONES

Este proyecto está enfocado a encontrar las condiciones a las cuales se presenta el comportamiento de taponamiento, para poder evitar este tipo de situaciones o tenerlo en cuenta como una posibilidad, dependiendo de la operación a realizar. De tal forma, este capítulo presenta unas correlaciones útiles y precisas para describir el desempeño del taponamiento bajo distintas condiciones y bajo distintos sistemas de fluido-partículas, así como para algunos materiales de pérdida de circulación.

Las correlaciones generan una curva que se ajusta a los datos y divide las condiciones en dos regiones, la región en la cual ocurre y la región en la que no ocurre el taponamiento. Por lo tanto, cualquier distribución de condiciones de operación que generen un punto (dato) por debajo de la curva producirá taponamiento, mientras que, si este punto se encuentra por encima de la curva no habrá posibilidad de que el taponamiento se presente. Por esta razón, las correlaciones son fundamentales para determinar las diferentes condiciones a las cuales existe el taponamiento de las perforaciones y el medio poroso.

Los datos obtenidos en el procedimiento de laboratorio y los resultados analizados, anteriormente, tienen que ser correlacionados para probar su precisión y rango de error presentado en los experimentos. Para esto, se cuenta con dos correlaciones presentadas por Civan¹, que son la ley de la potencia y la ley exponencial, las cuales son aplicadas a los datos experimentales y los datos obtenidos por Loeppke et al.² en su estudio a los materiales de pérdida de circulación.

¹ CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007.

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

Las correlaciones están ligadas a un gráfico de β vs. Re , en el que se ubican los puntos correspondientes a los datos de cada prueba con respecto a la concentración crítica de partículas encontrada. Varios parámetros son tomados en cuenta para hallar estos dos valores adimensionales, como lo son el diámetro de la perforación y el diámetro promedio de las partículas para obtener β , y la concentración crítica, la velocidad de flujo, y la viscosidad del fluido, para encontrar el número de Reynolds de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Re = \frac{C_p v D_p}{\mu}$$

Donde C_p , es la menor concentración de partículas a la cual sucede el taponamiento para las condiciones de operación establecidas; v , es la velocidad de flujo de la prueba; D_p , es el diámetro promedio de las partículas; y μ , es la viscosidad del fluido a las condiciones del experimento.

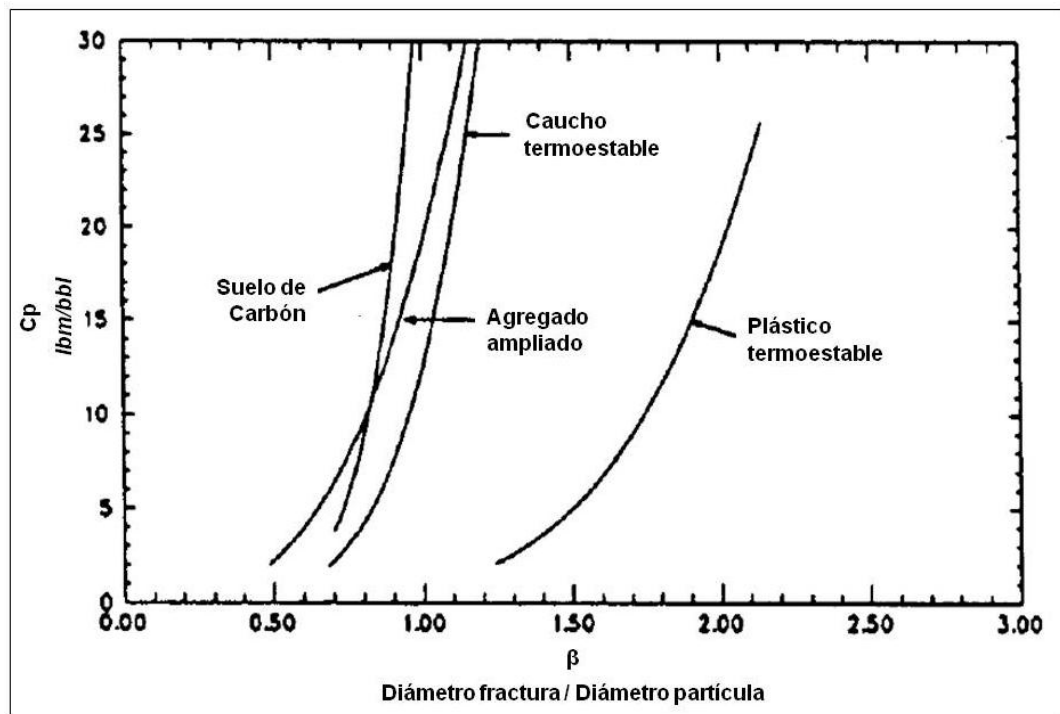
La velocidad de flujo de la prueba es calculada del flujo másico obtenido en la pendiente promedio de la línea recta, antes de que se presente el taponamiento de la perforación, obtenida en las gráficas de peso acumulado vs. tiempo, que se muestran en el capítulo anterior. En otras palabras, esto se logra por medio del cambio promedio en el peso acumulado para cada paso de tiempo antes de que la perforación se tapone.

Sin embargo, para las correlaciones de los materiales de pérdida de circulación, el número de Reynolds no puede ser evaluado debido a la falta de información presentada en el artículo de Loeppke et al.², acerca de la tasa de flujo, diferencial de presión, y la viscosidad del fluido transportador, por lo tanto se utiliza la relación adimensional de diámetros de perforación y partículas en función de la concentración, C_p , en *lbm/bbl*, presentada por estos autores, en

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

vez del número de Reynolds (ver figura 6). También, es importante resaltar que estos experimentos se llevaron a cabo con un lodo en base agua, de propiedades necesarias para ser utilizado en un yacimiento geotérmico, como fluido, y las pruebas se realizaron a temperatura ambiente en un medidor de materiales de taponamiento API modificado.

Figura 6. Comparación del desempeño de taponamiento para las curvas de los materiales de pérdida de circulación probados en el medidor API modificado.



Fuente: LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

Ahora es momento de hablar de los dos tipos de correlaciones que se practicaron a esta investigación. Las leyes exponencial y de la potencia buscan encontrar una expresión para describir el comportamiento del taponamiento para un determinado sistema fluido-partículas a cualquier condición de operación deseada. Ambas correlaciones cuentan con tres parámetros

denominados A, B y C, sin embargo, estos parámetros tienen distintos significados, ordenes, valores e influencia en las ecuaciones.

La ley de la potencia, es utilizada para correlacionar todas las pruebas experimentales realizadas en el laboratorio durante este proyecto de investigación junto con los datos presentados por Loeppke et al.² en su artículo acerca de los materiales de pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos. Esta ley esta regida por la siguiente ecuación:

$$\beta = ARe^B + C$$

Los parámetros A, B y C deben ser encontrados para ajustar la ecuación anterior a los datos de taponamiento y poder encontrar la tendencia de los mismos. La forma lineal de esta ecuación es evaluada con el objetivo de obtener estos parámetros, calculando el logaritmos de la relación entre el diámetro de la perforación y el diámetro promedio de las partículas, β , y el número de Reynolds, Re. Los valores de β tienen que ser restados por el parámetro C y este resultado dividirlo por A, y el logaritmo del resultado final es graficado versus el logaritmos del número de Reynolds, de esta forma, la pendiente de la línea de tendencia es igual al valor del parámetro B. La forma lineal de la ley de la potencia es la siguiente:

$$\text{Log}\left(\frac{\beta - C}{A}\right) = B\text{Log}(Re)$$

Los parámetros son corregidos cuidadosamente, por medio de prueba y error, con el fin de conseguir la curva que mejor se ajuste a los datos experimentales y produzca el menor error posible. Para esto, se estima un valor inicial del parámetro C, basado en que el tamaño de la partícula siempre tiene que ser menor que el tamaño de la perforación, para los casos experimentales, y por lo

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

tanto este parámetro debe ser igual o superior a la unidad. Luego por la expresión lineal se encuentra un estimado del parámetro B, y se continúa con ensayos de prueba y error hasta lograr los mejores resultados.

El otro método de correlación presentado por Civan¹ es la ley exponencial, que se rige por la siguiente expresión:

$$\beta = A(1 - e^{-BRe}) + C$$

Igualmente, los parámetros A, B y C se deben encontrar nuevamente para este método y así poder obtener la tendencia que mejor represente los datos seleccionados. De esta manera, la forma lineal de la ecuación también tiene que ser evaluada con el propósito de encontrar los parámetros, y la manera de hacerlo, cambia significativamente en comparación con la ley de la potencia explicada anteriormente. En este caso, se debe calcular el logaritmo natural de 1.0 menos el resultado de la operación de restar el valor de C al factor β y dividir esto por el parámetro A. Después, estos valores tienen que ser graficados versus el número de Reynolds y la pendiente de la línea de tendencia siempre corresponde al valor de B, al igual que en la expresión lineal de la ley de la potencia. Por lo tanto, la ecuación lineal de la ley exponencial es:

$$\text{Ln}\left(1 - \frac{\beta - C}{A}\right) = -BRe$$

Otra gran diferencia en la forma lineal de este método de correlación comparado con la de la ley de la potencia es que la pendiente de la línea recta de tendencia es negativa. El mismo procedimiento de prueba y error se debe seguir en esta situación para conseguir la curva que mejor se ajuste a los datos y genere la mayor precisión posible.

¹ CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007.

Como se dijo antes, estos dos métodos de correlación son aplicados a los datos experimentales obtenidos para el taponamiento de perforaciones por partículas en los sistemas de agua salada con bolas de nailon, shampoo con perlas de vidrio, fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos, y para materiales de pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos estudiados por Loeppke et al.² como el plástico termoestable (*thermoset plastic*), caucho termoestable (*thermoset rubber*), agregado expansor (*expanded aggregate*) y suelo de carbón (*ground coal*). Estos resultados son presentados a continuación junto con algunas discusiones del comportamiento de taponamiento y comparaciones entre los distintos sistemas experimentales y los datos suministrados por el artículo acerca de los materiales de pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos.

5.1 AGUA SALADA Y BOLAS DE NAILON

Los primeros datos a correlacionar son los correspondientes a las prácticas de laboratorio con el sistema de agua salada y bolas de nailon. Como se explica en el capítulo anterior, los experimentos fueron realizados con tres diámetros de perforación de y tres diámetros promedio de partículas de 0.125, 0.094 y 0.0625 *pulgadas*, hasta encontrar la concentración mínima en la cual se genera el taponamiento de la perforación a las condiciones previamente establecidas. Por lo tanto, se cuenta con un total de nueve datos para las correlaciones, producto de las nueve combinaciones distintas entre las dimensiones de la perforación y las bolas de nailon.

Estos datos presentan elevados números de Reynolds con valores que van hasta casi 1500, y factores β que varían en un rango entre 1.45 y 5.8, lo que permite tener un amplio rango de operatividad proporcionada por los datos

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

correlacionados. A continuación se presentan las correlaciones correspondientes a la ley de la potencia y la ley exponencial y se analizan los resultados mostrados por cada una de ellas. Al mismo tiempo se da una comparación de desempeño y se comprueba cual de las dos funciona mejor para este tipo de fluido y partículas y para las condiciones mencionadas.

5.1.1 Ley de la potencia

El significado, función y procedimiento de la ley de la potencia es explicado en la introducción de este capítulo. El cual se sigue para lograr obtener los parámetros A, B y C en la ecuación base por medio de la expresión lineal de esta correlación. Luego de realizar este procedimiento y conseguir la curva que mejor se ajuste a los datos del experimento con agua salada y bolas de nailon, se puede seguir a presentar los resultados y comentar sus aspectos más importantes.

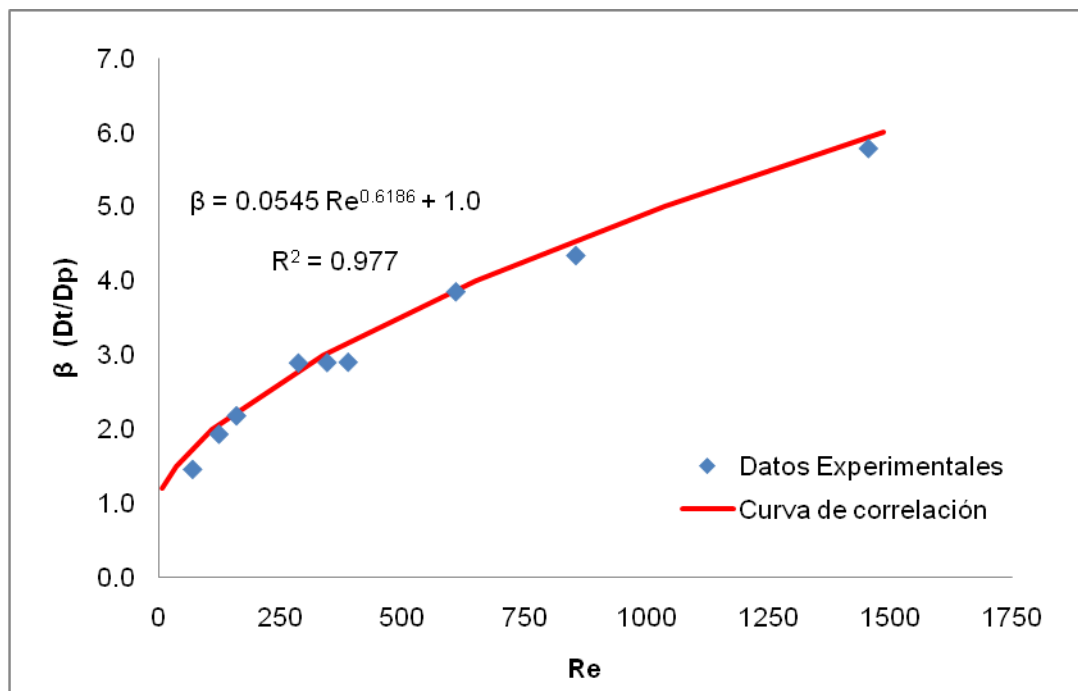
Por medio de la expresión lineal se encuentran los siguientes valores: $A = 0.0545$; $B = 0.6186$; y $C = 1.0$, como se había estimado inicialmente. La curva de correlación junto con los datos experimentales se pueden observar en la gráfica de β vs. Re , en la figura 7, y de acuerdo a esto la ecuación que describe esta curva es:

$$\beta = 0.0545Re^{0.6186} + 1.0$$

La validez y precisión de la ecuación puede ser confrontada gracias al coeficiente de correlación, R^2 , el cual permite tener una estimación del error presentado en las pruebas y de que tan confiable es la ley de la potencia para describir el taponamiento de la perforación para este sistema de fluido-partículas. El valor final encontrado para este coeficiente, de acuerdo a los parámetros y la ecuación anterior es $R^2 = 0.977$, un valor bastante cercano a 1.0, que permite inferir que los resultados obtenidos para este tipo de

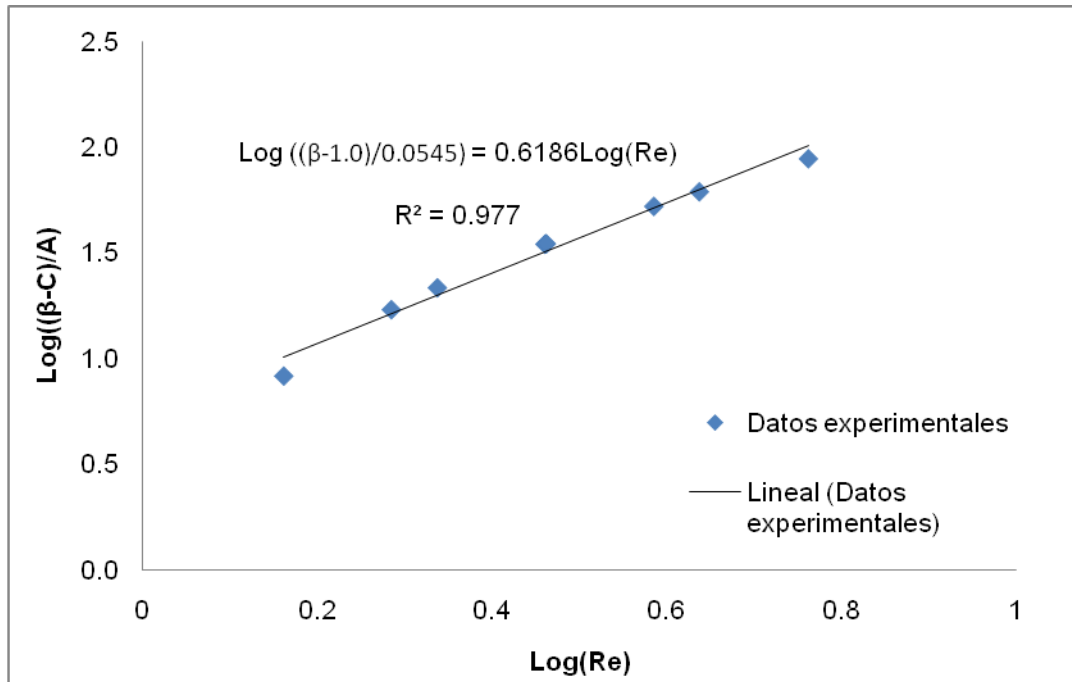
experimento son de buena calidad y describen adecuadamente el comportamiento cuando las bolas de nailon taponan las perforaciones al ser conducidas por agua y una determinada concentración de cloruro de potasio.

Figura 7. Ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.



La expresión lineal de la ley de la potencia esta expuesta en la figura 8. Esta ley cuenta con una gráfica logarítmica que relaciona al factor β y los parámetros A y C, con el número de Reynolds. Al final, se obtiene una línea de tendencia que presenta una pendiente igual al valor del parámetro restante, B, teniendo de esta forma definidos todos los parámetros. Estos parámetros se encuentran por prueba y error partiendo de un valor base de C y variando el valor de A hasta obtener el coeficiente de correlación más cercano a la unidad.

Figura 8. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.



Los resultados de la correlación para la ley de la potencia son comparados más adelante en esta sección, con los resultados conseguidos, a continuación, para la ley exponencial, con el fin de encontrar la expresión que mejor represente los datos de las pruebas.

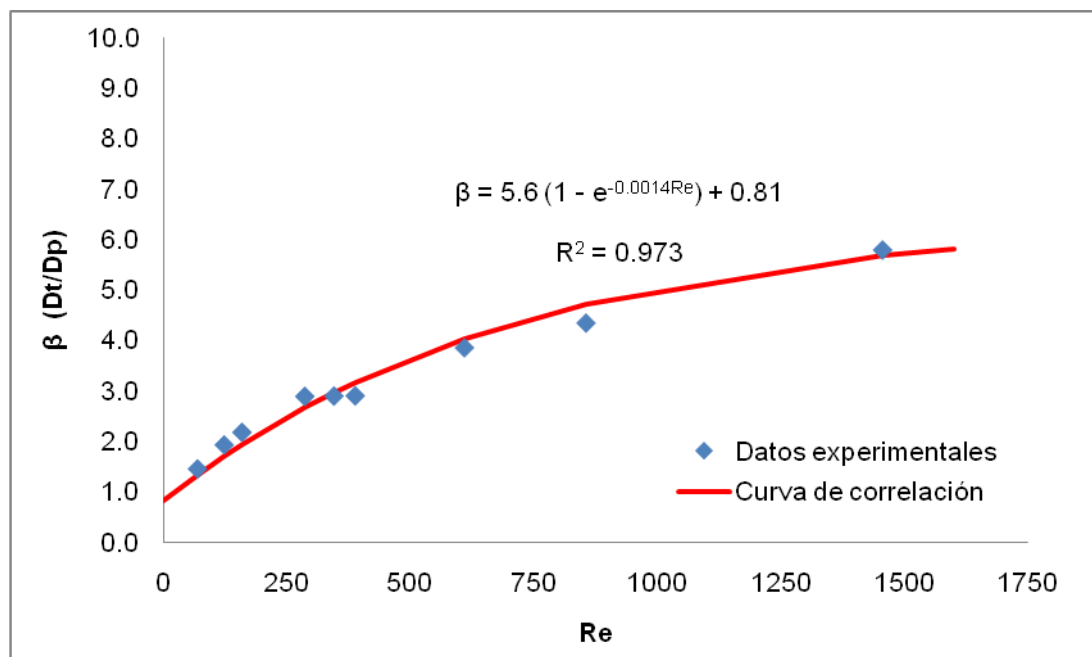
5.1.2 Ley exponencial

Esta correlación es utilizada para obtener otra ecuación que describa el comportamiento de los datos obtenidos durante las prácticas de taponamiento realizadas en el laboratorio. Como se explicó anteriormente la ley exponencial tiene una forma distinta a la ley de la potencia, y dependiendo el caso puede ser más representativa que esta para correlacionar la información. De esta forma, estas dos correlaciones se exponen para ser comparadas entre sí y

poder tener los mejores resultados para el taponamiento de la perforación con el sistema de agua salada y bolas de nailon.

En este caso, los parámetros determinados son $A = 5.6$, $B = 0.0014$, y $C = 0.81$, los cuales difieren del valor de los parámetros hallados para este mismo sistema con la ley de la potencia, en especial el valor de C debido a que este se encuentra un poco por debajo de 1.0, lo que no es lógico debido a que si el tamaño de partícula es igual o superior al tamaño de la perforación, se asume que la perforación se va a realizar y este parámetro debe ser siempre superior a la unidad. Sin embargo, la ecuación que más se ajusta a los datos experimentales son los descritos por estos valores de los parámetros para explicar el comportamiento del taponamiento de la perforación. Igualmente, con el fin de evitar estas situaciones y mantenerse alejado de estas condiciones de operación, se debe tener en cuenta que a bajos números de Reynolds (entre 0 y 50) esta correlación no funciona adecuadamente (ver figura 9).

Figura 9. Ley exponencial para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.

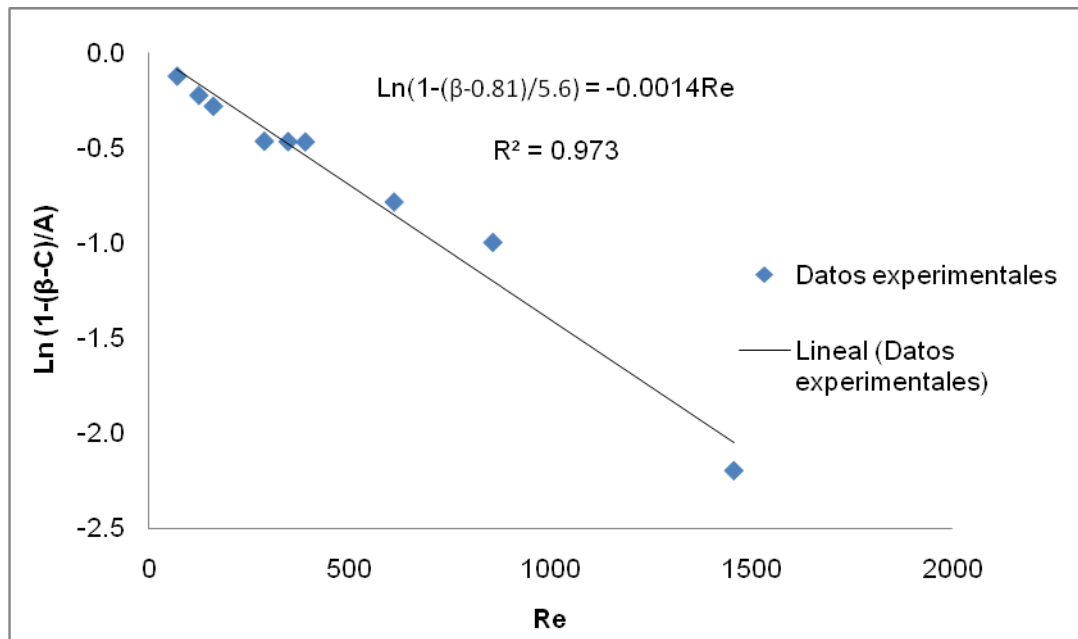


Los parámetros de esta ecuación se encontraron por medio de la expresión lineal de esta fórmula en el gráfico presentado en la figura 10, con un valor fijo de C, cercano a 1.0, y variando el valor de A hasta obtener el coeficiente de correlación que más se aproxima a la unidad. De esta manera, se puede apreciar por la forma lineal de la ley exponencial y en la figura 10, que la pendiente de la línea de tendencia es negativa y su magnitud es igual a B. La ecuación para los datos correlacionados de este sistema por la ley exponencial es:

$$\beta = 5.6(1 - e^{-0.0014Re}) + 0.81$$

De otro modo, el coeficiente de la correlación, R^2 , tiene un valor de 0.973, el cual es un valor bastante cercano a 1.0, pero un poco menor que el valor encontrado para este mismo coeficiente con la ley de la potencia.

Figura 10. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos experimentales del sistema de agua salada y bolas de nailon.



Además, la ecuación de la ley exponencial no se ajusta bien a los datos experimentales con un valor de $C = 1.0$, o mayor, lo que genera algo de incertidumbre y error cuando se utiliza este sistema de fluido-partículas con números de Reynolds inferiores a 50, caso particular que no se hace presente cuando se correlacionan los datos con la ley de la potencia.

Por lo tanto, se considera que la ley de la potencia describe mejor el comportamiento del taponamiento de las perforaciones por bolas de nailon cuando el fluido transportador es el agua con cloruro de potasio (KCl), debido a que no presenta los mismos inconvenientes que aparecen en la ley exponencial y se ajusta a los datos experimentales con mayor precisión dictada por el coeficiente de correlación, R^2 .

De esta forma, cualquier conjunto de condiciones que generen un número de Reynolds por debajo de la curva de la correlación de la ley de la potencia para un determinado factor β , producirá taponamiento de las perforaciones. Asimismo, se puede afirmar que ambas correlaciones funcionan bastante bien para este tipo de sistema fluido-partículas, mostrando resultados representativos y gráficas aplicables a la hora de realizar operaciones de campo con esta combinación de fluido y partículas.

5.2 SHAMPOO Y PERLAS DE VIDRIO

El segundo sistema experimental de fluido-partículas consta de una mezcla de shampoo con perlas de vidrio. Los resultados de las pruebas y la concentración crítica hallada se presentan en el capítulo anterior. A pesar de contar con tres diámetros de perforación y tres diámetros promedio de partículas, un total de siete puntos a correlacionar fueron arrojados por los experimentos con esta mezcla, en vez de nueve como sucede con el agua salada y las bolas de nailon.

El rango de operación de las pruebas para el shampoo es menor que con el sistema fluido-partículas anterior, debido a que el factor β varia entre 1.50 y 3.53, únicamente, y el régimen de flujo presentado por este fluido es dominado por la alta viscosidad del mismo, dando como resultado números de Reynolds muy bajos que apenas superan los valores de 1.5 (ver tabla 10).

Tabla 10. Condiciones experimentales y propiedades del shampoo, las perlas de vidrio y las perforaciones, necesarias para hallar los números adimensionales β y Reynolds.

β (Dt/Dp)	Re (cp*v*Dp/ μ)	Cp lb/gal	v ft/s	Dp pulgadas	Dt pulgadas	μ cp	ρ (fluido) lb/gal	Vmix gal
2.65	1.01E+00	0.83	4.30	0.07	0.18	220	11.68	0.013
2.25	7.42E-01	0.68	3.31	0.08				
3.53	1.61E+00	1.20	4.75	0.07	0.24			
3.00	1.26E+00	0.93	4.07	0.08				
1.50	4.48E-01	0.42	1.62	0.16	0.125			
1.87	6.38E-01	0.69	3.26	0.07				
1.59	5.04E-01	0.63	2.39	0.08				

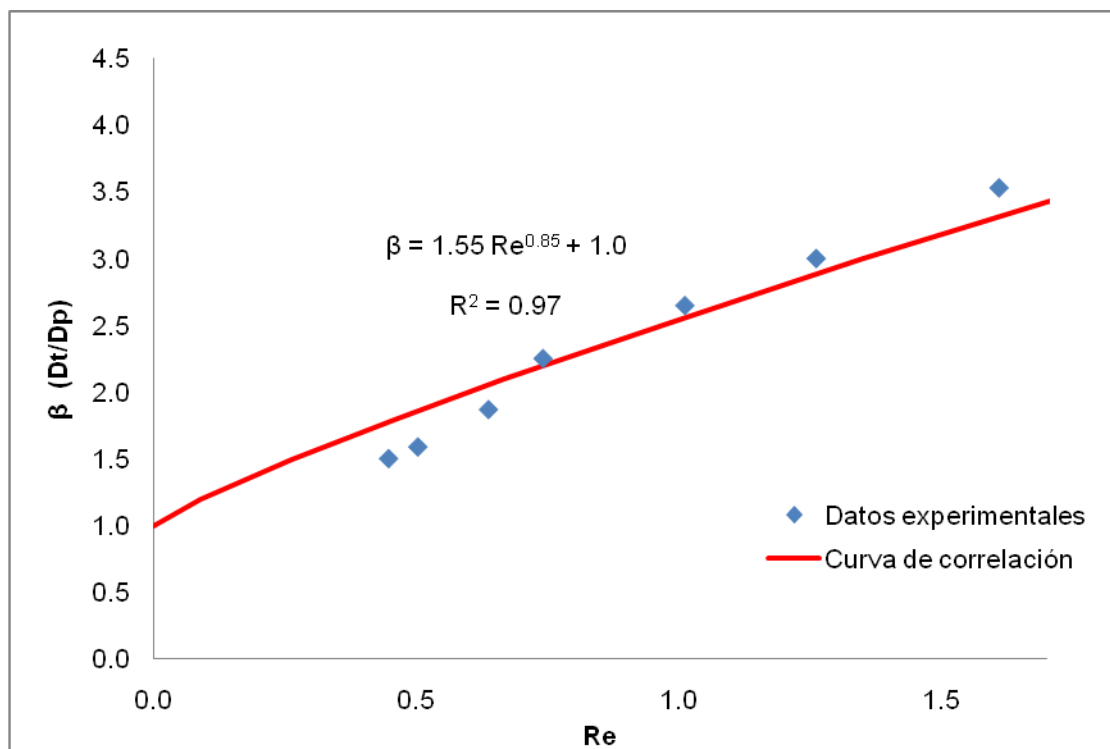
De tal forma, basado en estos datos experimentales se realizan las correlaciones de la ley de la potencia y de la ley exponencial para descifrar el comportamiento de taponamiento que tiene este sistema de shampoo con perlas de vidrio y lograr delimitar la zona de taponamiento de la zona libre de taponamiento. Al final, estos dos métodos de correlación son comparados para saber cual funciona mejor para estos experimentos y con que tanta precisión describe el taponamiento de las perforaciones por partículas bajo las condiciones establecidas en el laboratorio.

5.2.1 Ley de la potencia

La ley de la potencia tiene resultados satisfactorios al momento de ajustar la curva de tendencia de los datos experimentales para el shampoo, a pesar del

bajo número de Reynolds que tiene el régimen de flujo de este fluido debido a su alta viscosidad de 220 *cp*. La gráfica de la relación de diámetros de perforación y partículas versus el número de Reynolds se puede apreciar en la figura 11. Esta figura presenta una curva de correlación de los datos casi lineal debido a que el valor del parámetro B se encuentra muy cercano al valor de la unidad.

Figura 11. Ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.

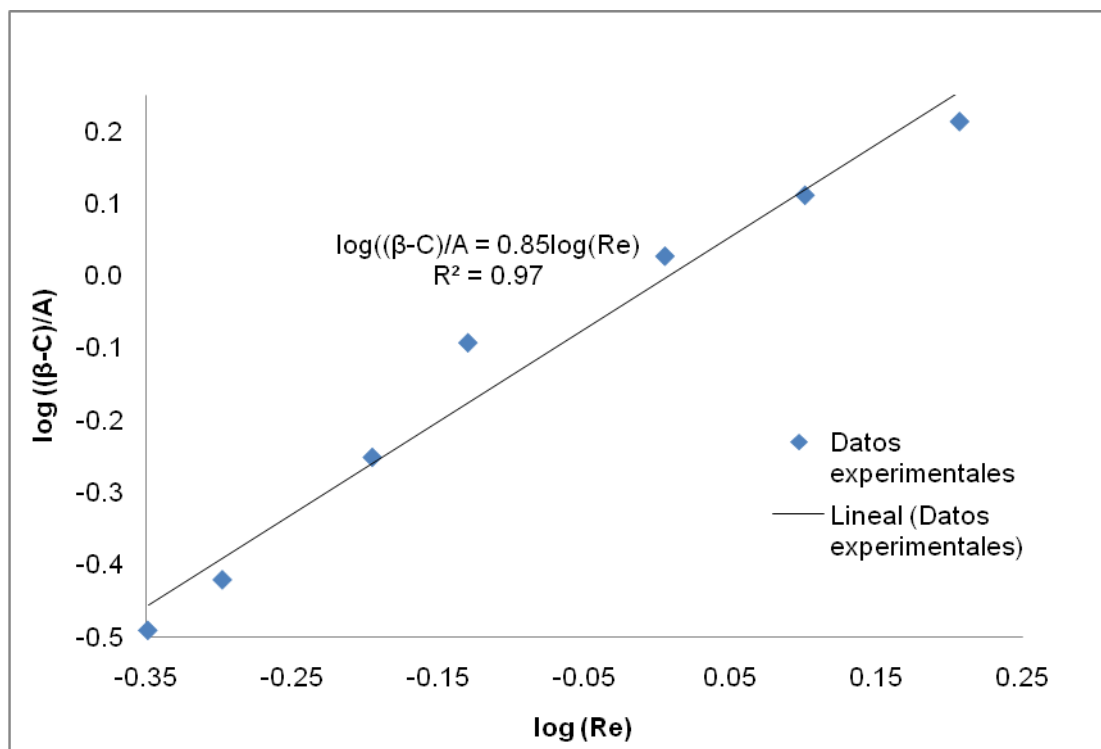


Como se explico anteriormente en la introducción de este capítulo, la ley de la potencia se encuentra por medio de su respectiva forma lineal tomando el logaritmos de $(\beta-C)/A$, en el eje Y, y el número de Reynolds en el eje X. Luego, el punto de partida es establecer un valor fijo de C igual a 1.0, y variar el parámetro A hasta conseguir el coeficiente de correlación, R^2 , más cercano a la unidad, el cual, en este caso, es de 0.97 para los resultados del shampoo y las

perlas de vidrio (ver figura 12). Al encontrar el comportamiento lineal de estos datos y tener una línea de tendencia, se encuentra el parámetro B debido a que es igual a la pendiente de la línea, y de esta forma quedan definidos todos los parámetros para la ecuación de la ley de la potencia, que se muestra a seguir:

$$\beta = 1.55Re^{0.85} + 1.0$$

Figura 12. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.



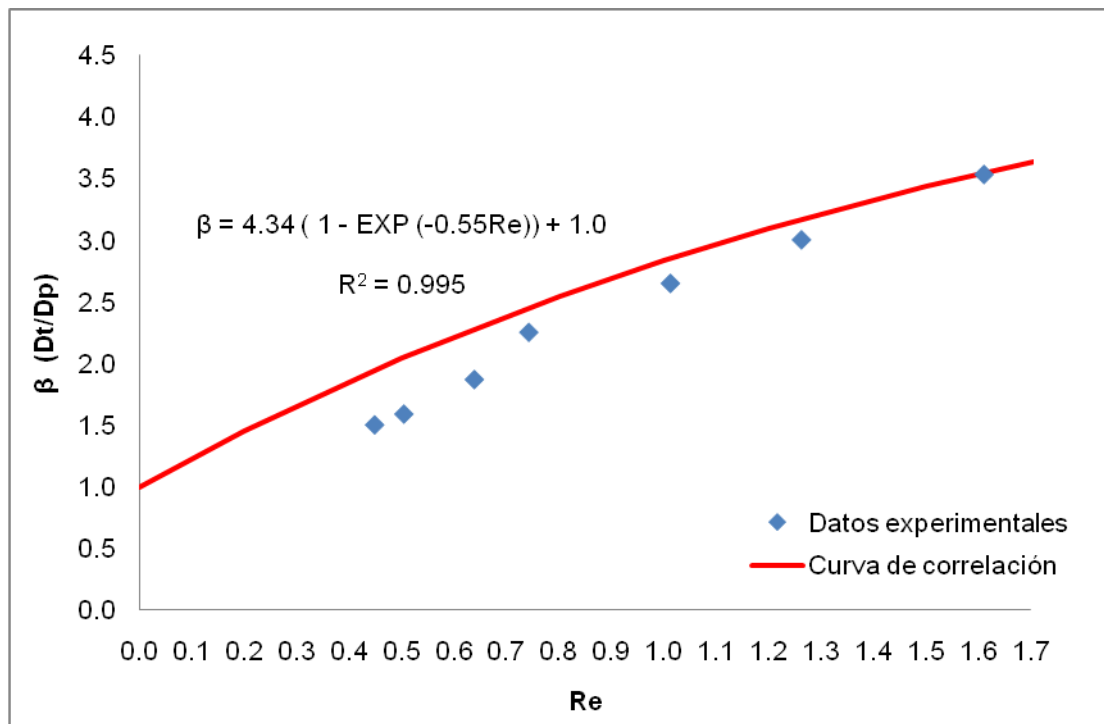
Este método de correlación presenta resultados positivos para describir el taponamiento de las perforaciones por partículas cuando el fluido transportador tiene características de surfactante o fluido espumoso, o sencillamente para fluidos altamente viscosos, debido a que la ecuación cumple con la suposición física que las partículas siempre producen taponamiento cuando son iguales o

mayores en tamaño a las perforaciones y, además, presenta un número bastante bueno para el coeficiente de regresión lineal.

5.2.2 Ley exponencial

Los datos experimentales del shampoo y las perlas de vidrio también son correlacionados por el método de la ley de la potencia para comparar cual de las dos expresiones se ajusta mejor a los datos obtenidos en el laboratorio. La ley exponencial presenta un excelente desempeño, como se puede observar en la figura 13, para representar el comportamiento de este sistema de fluido-partículas en el taponamiento de las perforaciones, debido a que todos los puntos se encuentran sobre o por debajo de la curva de la correlación.

Figura 13. Ley exponencial para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.

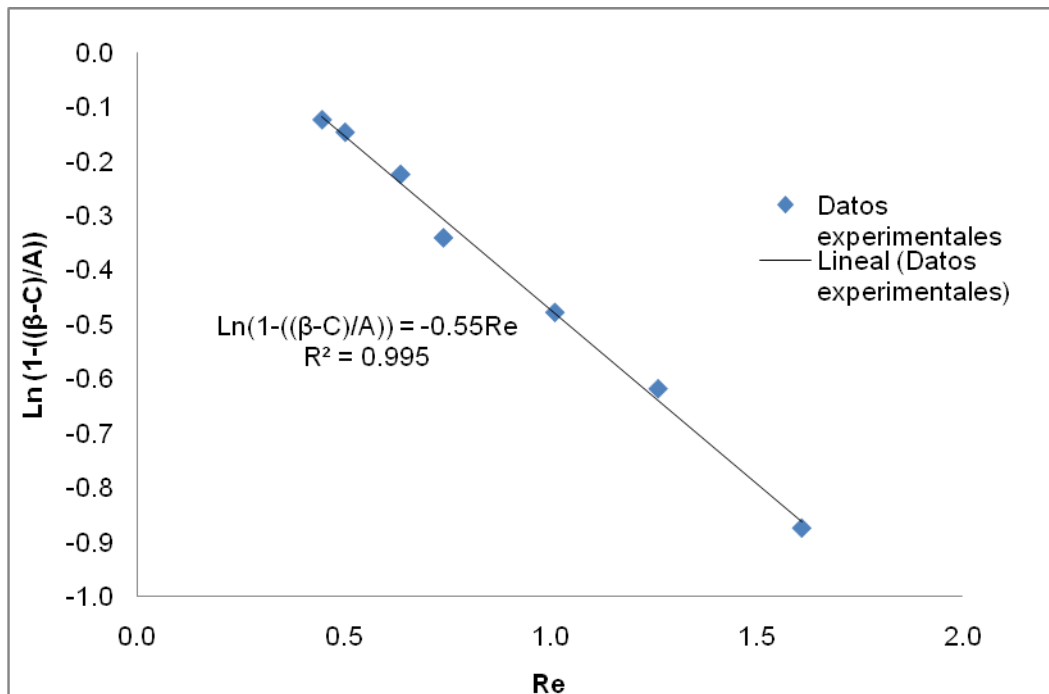


La forma lineal de la ley exponencial debe ser hallada para encontrar los parámetros en la ecuación de acuerdo al procedimiento general explicado anteriormente en la introducción de este capítulo. De este modo tenemos los siguientes valores: $A = 4.34$, $B = 0.55$, y $C = 1.0$, el valor teórico asumido para este parámetro, lo que nos deja la siguiente ecuación para la curva:

$$\beta = 4.34(1 - e^{-0.55Re}) + 1.0$$

La regresión lineal de los datos tiene una buena precisión representada por el coeficiente de la correlación, R^2 , el cual arroja un valor de 0.995, con un ajuste de los datos casi perfecto por parte de la ley de la potencia en su expresión lineal (ver figura 14).

Figura 14. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos experimentales del sistema de shampoo y perlas de vidrio.



Finalmente, se puede concluir que el método de correlación de la ley exponencial funciona mejor que la ley de la potencia, para el sistema de shampoo y perlas de vidrio, así como para cualquier fluido con alta viscosidad y buena capacidad de transporte de partículas. Esto se debe al alto coeficiente de correlación hallado para la ley exponencial, $R^2 = 0.995$, el cual es superior al 0.97 encontrado para la ley de la potencia. Asimismo, el parámetro C cumple con las suposiciones teóricas de ser igual o mayor que la unidad, porque siempre se presenta taponamiento de las perforaciones cuando el tamaño de las partículas supera su tamaño, es decir, cuando se presenta taponamiento por partícula individual.

5.3 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO EN BASE AGUA Y PROPANTES CERÁMICOS

El fluido de fracturamiento en base agua y los propantes cerámicos mostraron un excelente desempeño de taponamiento durante las pruebas de laboratorio. Ahora estos resultados deben ser correlacionados para confirmar su validez y representatividad, además de conseguir expresiones matemáticas que puedan describir el comportamiento de este sistema de fluido-partículas, bajo las condiciones presentadas en el laboratorio y bajo cualquier condición que cumpla con el rango establecido para el número de Reynolds.

Como se explico en el capítulo 4, para este tipo de experimento se utilizaron dos tamaños promedio de partículas de 20/40 y 30/50 *mesh*, contra cinco tamaños de perforación, lo que genera un total de diez puntos para las correlaciones, teniendo en cuenta las condiciones de cada prueba para la combinación de tamaños de perforación y partículas (ver tabla 11).

El factor adimensional β , varia entre 2.70 y 7.56, mientras que el número de Reynolds se encuentra en un rango intermedio de 40 a aproximadamente 225,

lo que permite tener otro rango distinto al de los dos tipos de experimentos presentados anteriormente, logrando cubrir casi toda la región laminar del número de Reynolds, con estos tres tipos de pruebas corridas en el laboratorio.

Tabla 11. Condiciones experimentales y propiedades del fluido de fracturamiento en base agua, propantes cerámicos y las perforaciones, necesarias para hallar los números adimensionales β y Reynolds.

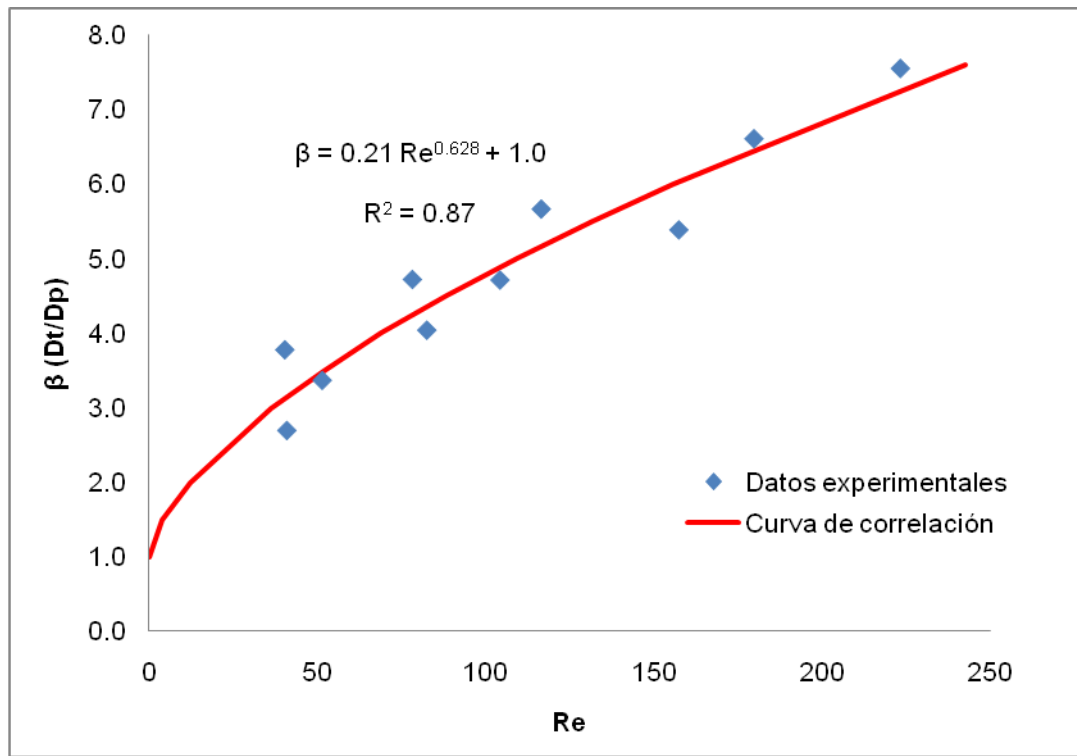
β (Dt/Dp)	Re (Cp*v*Dp/ μ)	Cp lb/gal	v ft/s	Dt pulgadas	Dp pulgadas	μ cp	ρ (fluido) lb/gal	Vmix gal
5.39	157.55	2.97	81.44	0.1250	0.0232	33	26.70	0.07
4.72	104.30	1.84	87.14	0.1094				
4.04	82.50	1.39	91.14	0.0938				
3.37	51.35	0.81	96.71	0.0781				
2.70	40.82	0.46	135.92	0.0625				
7.56	223.53	4.26	112.98	0.1250	0.0165			
6.61	179.92	3.43	112.79	0.1094				
5.67	116.57	2.23	112.63	0.0938				
4.72	78.19	1.20	139.98	0.0781				
3.78	40.22	0.56	154.27	0.0625				

A continuación, se presentan las leyes de la potencia y exponencial para los datos del fluido de fracturamiento en base agua y los propantes cerámicos, con el fin de obtener dos expresiones matemáticas para definir el comportamiento de estos datos y hacer una comparación en cuanto al desempeño y precisión de ambas correlaciones.

5.3.1 Ley de la potencia

A pesar de la dispersión de los datos, la curva de correlación de la ley de la potencia muestra un ajuste considerable a los datos experimentales para este sistema. También se puede observar que la curva tiene una pendiente que crece considerablemente ante un aumento del número de Reynolds, mostrando una región amplia para la zona de taponamiento (ver figura 15).

Figura 15. Ley de la potencia para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.

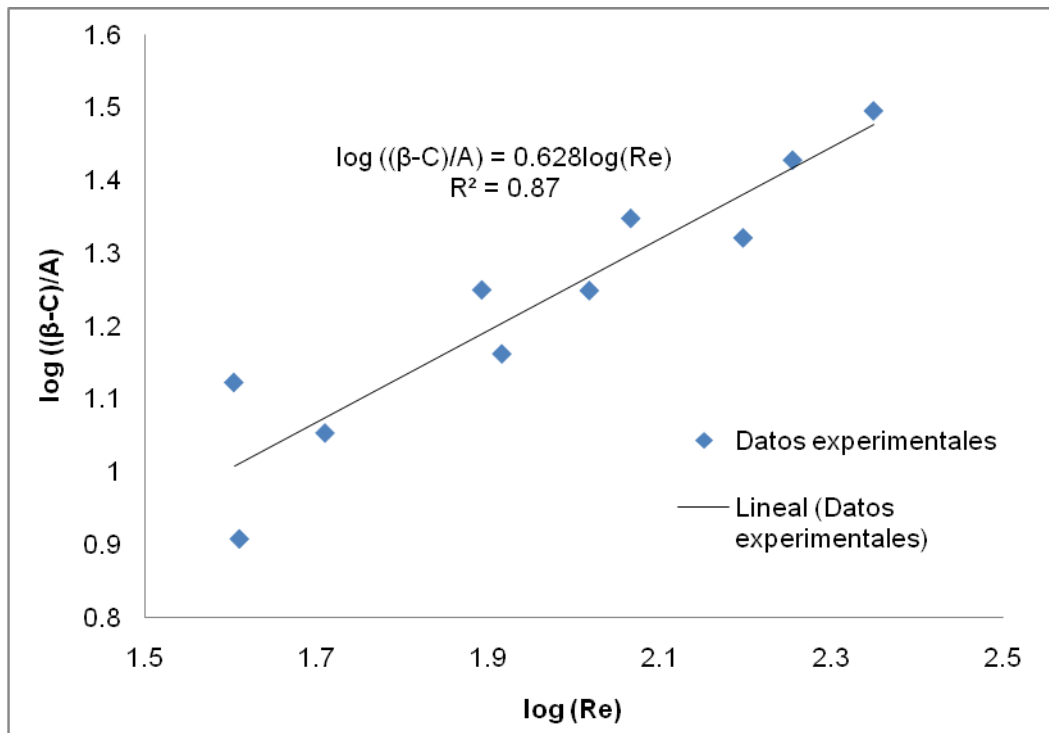


Los parámetros obtenidos por medio de la regresión lineal de esta ley son $A = 0.21$, $B = 0.628$, y $C = 1.0$, con una precisión expresada por un coeficiente de correlación $R^2 = 0.87$ (ver figura 16), lo cual no es tan cercano a la unidad como con las correlaciones de la ley de la potencia para los dos experimentos anteriores, pero es lo suficientemente cercano como para considerar que los resultados son aceptables y que esta ley describe adecuadamente el comportamiento de los datos experimentales regidos bajo la siguiente ecuación:

$$\beta = 0.21Re^{0.628} + 1.0$$

Al realizar la expresión lineal de la ley de la potencia en la gráfica logarítmica se puede apreciar aun más la dispersión de los datos y como estos se encuentran algo alejados de la línea de tendencia designada para los mismos.

Figura 16. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.



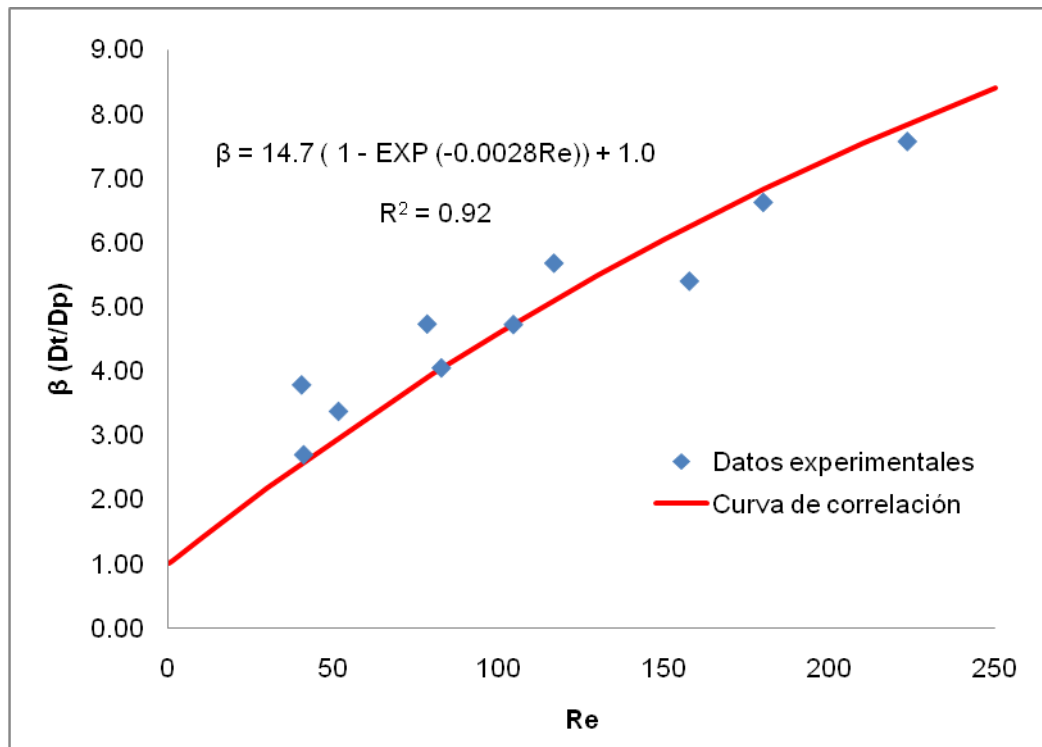
Sin embargo, esta precisión en la línea de tendencia es suficiente para correlacionar los datos y poder entender el desempeño de taponamiento de las perforaciones producido por los propantes cerámicos conducidos por un fluido en base agua, con el polímero *GeoVisXT* para aumentar su densidad. A seguir, se presenta la ley exponencial para tener otra expresión matemática acerca de estos datos y poder comparar la ley de la potencia con esta otra ley para conseguir los mejores resultados del comportamiento de taponamiento para este sistema de fluido-partículas.

5.3.2 Ley exponencial

La ley exponencial muestra un comportamiento muy similar de la curva de correlación, para ajustar los datos experimentales, al obtenido bajo la ley de la

potencia, debido a que, nuevamente, se aprecia una pendiente inclinada que hace que la curva abarque una amplia región para la zona de taponamiento. Asimismo, el valor del parámetro C es el mismo en ambas ecuaciones, basándose en la definición teórica de este parámetro y rigiéndose por las leyes de la física y el concepto de taponamiento por partícula individual. Sin embargo, se puede apreciar que esta ley se ajusta próxima a más puntos sobre la gráfica que lo que se ajusta la ley de la potencia (ver figura 17).

Figura 17. Ley exponencial para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.

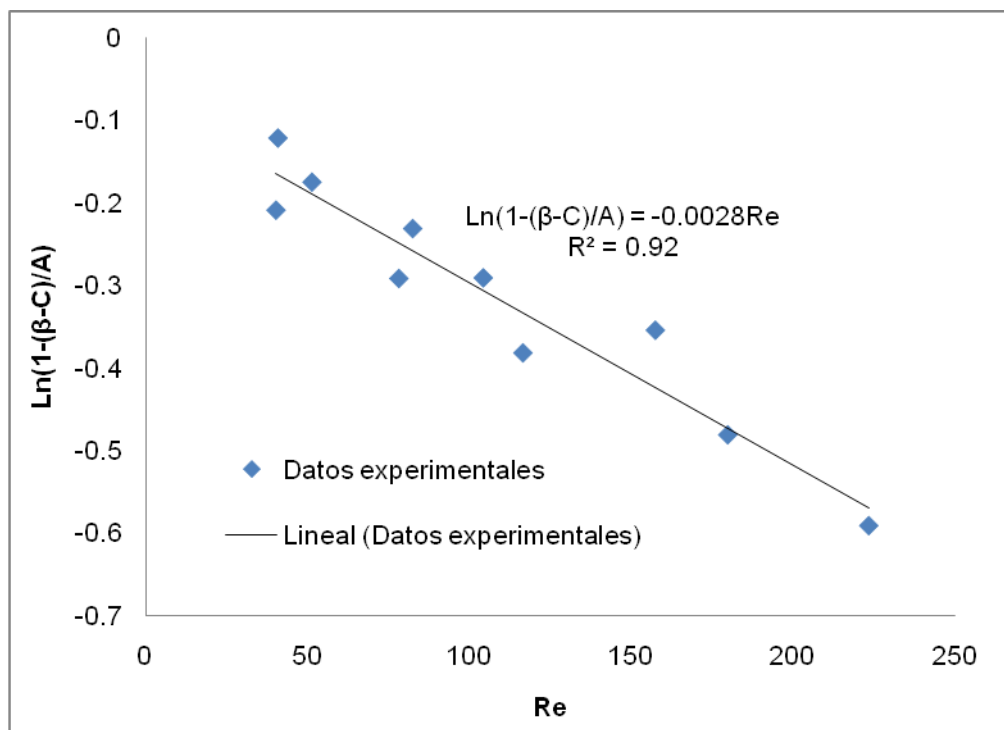


Los resultados obtenidos por la forma lineal de la ley de la potencia arrojan unos parámetros iguales a, $A = 14.7$, $B = 0.0028$, y $C = 1.0$, de acuerdo a los planteamientos teóricos, para definir la ecuación como:

$$\beta = 14.7(1 - e^{-0.0028Re}) + 1.0$$

Asimismo, se puede apreciar que la regresión lineal es mejor con la ley exponencial debido a que la línea de tendencia representa mejor los datos y el coeficiente de correlación es $R^2 = 0.92$, un valor bastante aceptable para interpretar los resultados de los experimentos con el fluido de fracturamiento y los propantes (ver figura 18).

Figura 18. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos experimentales del sistema del fluido de fracturamiento en base agua con propantes cerámicos.



De esta forma, se puede asegurar que la ley exponencial funciona mejor que la ley de la potencia, para los datos experimentales de las pruebas de laboratorio realizadas con el fluido de fracturamiento en base agua y los propantes cerámicos de 20/40 y 30/50 *mesh*, debido principalmente a que el coeficiente de correlación es mayor y por lo tanto, más cercano el valor de 1.0, lo cual representa la precisión de los datos y la precisión de la curva de correlación para ajustarse a los mismos. Además esta ley cumple con todos los

fundamentos teóricos necesarios para ser representativa y producir la mejor expresión matemática para describir el comportamiento del taponamiento de las perforaciones bajo las circunstancias estipuladas para este tipo de experimento.

5.4 PLÁSTICO TERMOESTABLE

Los datos del plástico termoestable (*thermoset plastic*), hace parte de los datos obtenidos de las curvas presentadas por Loeppke et al.² en sus experimentos corridos en un medidor modificado API de materiales de taponamiento, a temperatura ambiente. Estos datos muestran un mejor desempeño de taponamiento por múltiples partículas (ver figura 6), que los otros tres materiales estudiados por estos autores, debido a la distribución de partículas, SAN-1, utilizada con una combinación de granos de caucho termoestables y copos de plástico termoestables.

El artículo de Loeppke et al.² presenta las curvas de desempeño de taponamiento de estos materiales y no los datos hallados experimentalmente. Por tal razón, se decide arbitrariamente ubicar nueve puntos a lo largo de estas líneas para utilizar las correlaciones de la ley de la potencia y la ley exponencial con el fin de encontrar la expresión matemática que describe estos datos.

En este caso, los valores del factor β se encuentran por encima de la unidad lo cual hace que se presente únicamente el taponamiento por múltiples partículas, en un rango de 1.30 a 2.5 en la relación entre el diámetro de las fracturas y el diámetro promedio de las partículas de plástico termoestable y caucho termoestable. Mientras que el rango para β es pequeño, el rango de concentraciones usado para este material es más significativo ya que va desde

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

2.5 lbm/bbl, hasta 25 lbm/bbl. De esta forma, los nueve puntos sobre la curva correspondiente al material de plástico termoestable cuenta con una porción significativa de las condiciones de las pruebas para poder ser correlacionadas por medio de la ley de la potencia y la ley exponencial, y encontrar la expresión analítica y los parámetros que describen el desempeño de taponamiento con el plástico termoestable como material de pérdida de circulación conducido por un lodo en base agua.

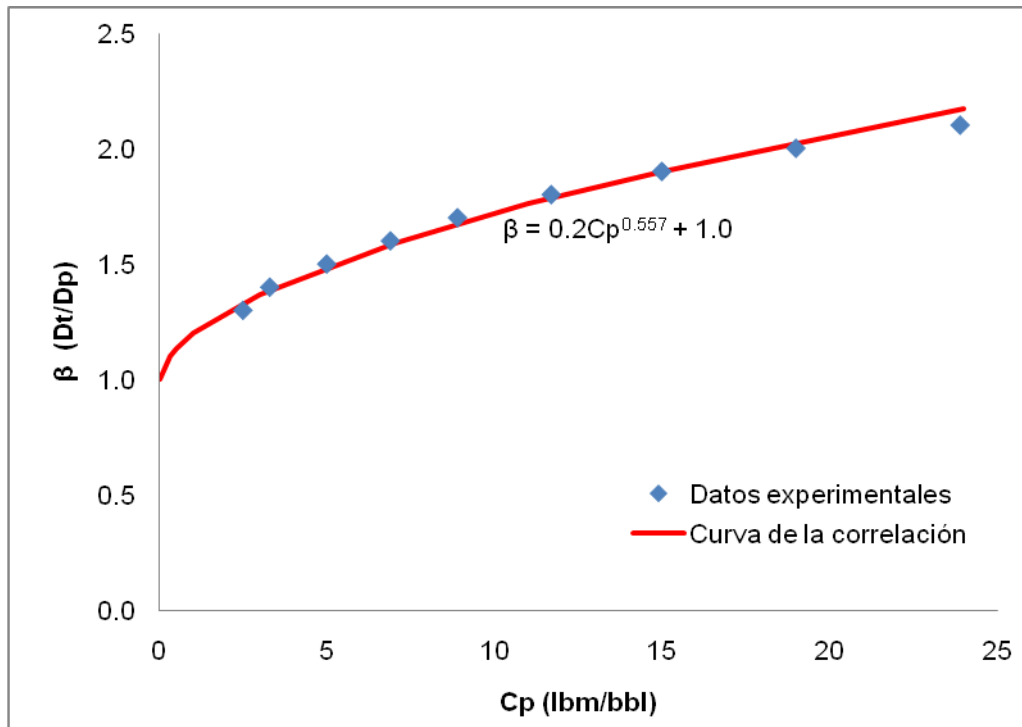
5.4.1 Ley de la potencia

La ley de la potencia es aplicada a los datos obtenidos de la curva correspondiente al plástico termoestable en la figura 6. Como se dijo anteriormente un total de nueve datos son correlacionados para encontrar la expresión matemática que describe el desempeño de taponamiento presentado por este material de pérdida de circulación. Los resultados presentados para este tipo de partículas por parte de la ley de la potencia presenta un buen desempeño de taponamiento por múltiples partículas, como se puede apreciar en la figura 19, debido a que la curva de correlación se ajusta muy bien a los datos, como era de esperarse debido a que no son datos reales sino encontrados por una línea de tendencia de los mismos.

Esta curva de correlación, es encontrada por medio de la regresión lineal de los datos y el procedimiento de prueba y error para hallar los parámetros A, B y C en la ecuación de la ley de la potencia, los cuales son: A = 0.2, B = 0.557, y C = 1.0, tomado como base teórica para el punto de partida del procedimiento. De esta forma la ecuación que describe el comportamiento de la curva presentada por el plástico termoestable es:

$$\beta = 0.2C_p^{0.557} + 1.0$$

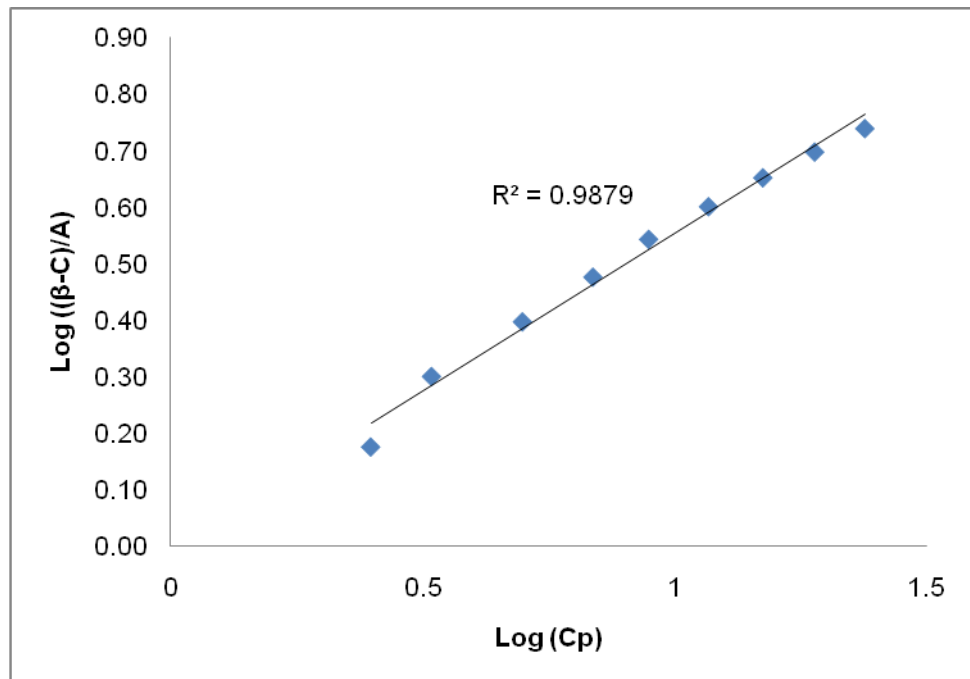
Figura 19. Ley de la potencia para los datos suministrados del plástico termoestable.



La expresión lineal de la ley de la potencia muestra excelentes resultados demostrados por el coeficiente de correlación, el cual tiene un valor de $R^2 = 0.9879$, un valor bastante cercano a uno que representa muy bien el desempeño de taponamiento del plástico termoestable, delimitando adecuadamente la zona de taponamiento de la zona libre de taponamiento para este material conducido por lodo en base agua en yacimientos geotérmicos.

Además, se puede observar que la línea de tendencia se ajusta perfectamente a la forma lineal de casi todos los datos, exceptuando el primero y último, lo que tiene bastante lógica porque representa el comportamiento de los datos pero no logra ubicar totalmente estos dos puntos extremos debido a la forma matemática que tiene la ley de la potencia (ver figura 20).

Figura 20. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del plástico termoestable.



5.4.2 Ley exponencial

La curva correspondiente al plástico termoestable también debe ser correlacionada por la ley exponencial para conseguir información representativa de sus características de taponamiento y comparar los resultados con los obtenidos por la ley de la potencia.

Al aplicar la ley exponencial a los datos de este material se consigue una excelente representación de los mismos por parte de la curva de la correlación (ver figura 21). Esta curva se ajusta apropiadamente y esta regida por la siguiente ecuación:

$$\beta = 1.28(1 - e^{-0.061 C_p}) + 1.1$$

Figura 21. Ley exponencial para los datos suministrados del plástico termoestable.

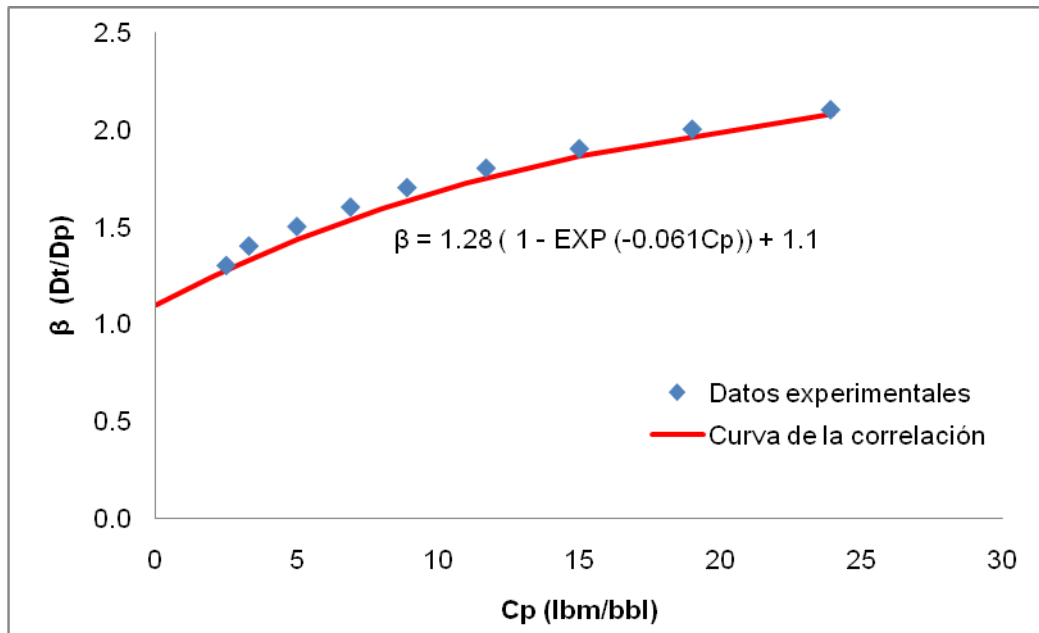
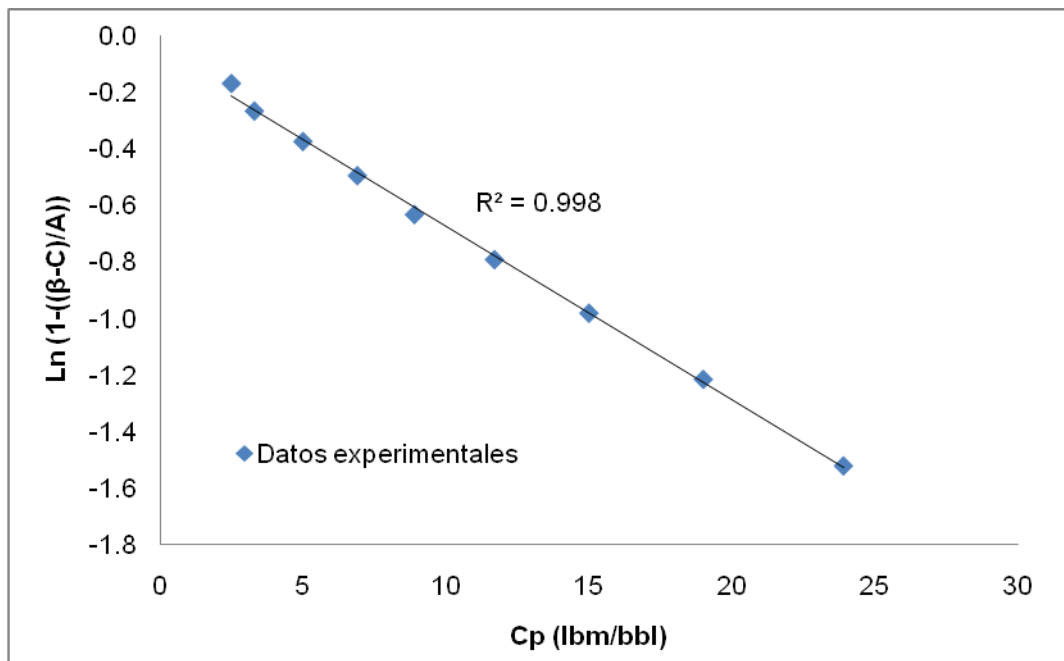


Figura 22. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del plástico termoestable.



El proceso de regresión lineal es completado de la misma manera como se ha venido realizando anteriormente para hallar los parámetros de la ecuación. En la figura anterior se presenta de forma gráfica la expresión lineal de la ley de la potencia, en la que se puede observar que los parámetros tienen un valor de $A = 1.28$, $B = 0.061$, y $C = 1.1$, con un coeficiente de correlación $R^2 = 0.998$, que representa una gran precisión por parte de la curva de correlación para describir el desempeño de taponamiento de este material de pérdida de circulación, confirmando la validez de la expresión matemática presentada anteriormente para la ley exponencial.

De tal forma, se puede concluir que la ley exponencial correlaciona mejor los resultados presentados para la combinación de las partículas de plástico y caucho termoestables con distribución SAN-1, mostrando adecuadamente las características de taponamiento por múltiples partículas de este material, gracias a que el parámetro C es superior a la unidad, y exponiendo una magnífica precisión en el ajuste de estos datos expresados por el valor del coeficiente de correlación, R^2 , el cual se aproxima a uno, más de lo que se aproxima este mismo coeficiente al usar la ley de la potencia.

5.5 CAUCHO TERMOESTABLE

Ahora se toma la curva correspondiente al caucho termoestable (*thermoset rubber*) que se encuentra en la figura 6, la cual se encuentra mayormente en la región de taponamiento por partícula individual, es decir, por debajo del valor de uno para el factor β , y solo una pequeña parte esta en la zona de taponamiento por múltiples partículas, lo cual hace pensar en la posibilidad de un desempeño de taponamiento por dos o tres partículas en vez de una gran cantidad de las mismas.

La amplitud de la curva, en el eje del factor adimensional β , es muy pequeña, reduciéndose a casi la mitad del valor presentado para las partículas de plástico termoestable, el cual se encuentra en un rango de aproximadamente 0.7 a 1.1 para el caso del caucho termoestable. Sin embargo, el rango de concentraciones que abarca esta prueba es un poco mayor yendo desde casi 2 hasta 30 *lbm/bbl*. De otro modo, para esta situación, un total de diez puntos son tomados de esta curva, en vez de nueve, para aplicar las correlaciones de la ley de la potencia y la ley exponencial, y lograr describir adecuadamente el desempeño de taponamiento de este tipo de material de pérdida de circulación.

5.5.1 Ley de la potencia

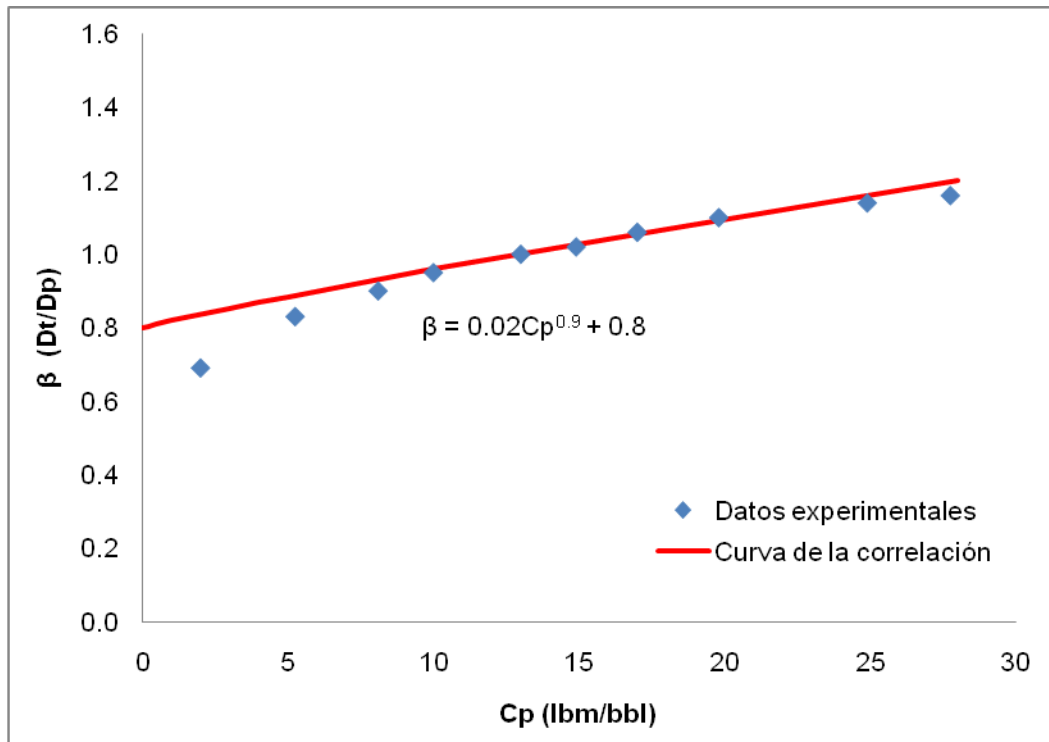
La ley de la potencia presenta unos resultados bastante interesantes que deben ser discutidos con el fin de entender bien la aplicación de esta correlación y las características de taponamiento del caucho termoestable. Como se puede apreciar en la figura 23, la curva de la correlación presenta un comportamiento casi lineal que no se ajusta muy bien a los dos primeros puntos experimentales. El comportamiento lineal se debe a que el valor del parámetro B se encuentra muy cercano a uno, de acuerdo a la ecuación de la ley de la potencia para las partículas de este tipo de material:

$$\beta = 0.02C_p^{0.9} + 0.8$$

Mientras que el desajuste para las bajas concentraciones se debe a que la relación de diámetros entre las perforaciones y las partículas son menores o iguales al valor del parámetro C, el cual se encuentra establecido en 0.8, de acuerdo a la ecuación, generando que para el primer punto β sea menor que C y el resultado del logaritmo sea indefinido, por un error en el dominio de la función logarítmica. Al mismo tiempo, el segundo punto se encuentra lejos a la línea de tendencia que tienen los demás datos a mayores concentraciones, lo

cual causa error en el ajuste de la información por parte de la curva de correlación de la ley de la potencia.

Figura 23. Ley de la potencia para los datos suministrados del caucho termoestable.

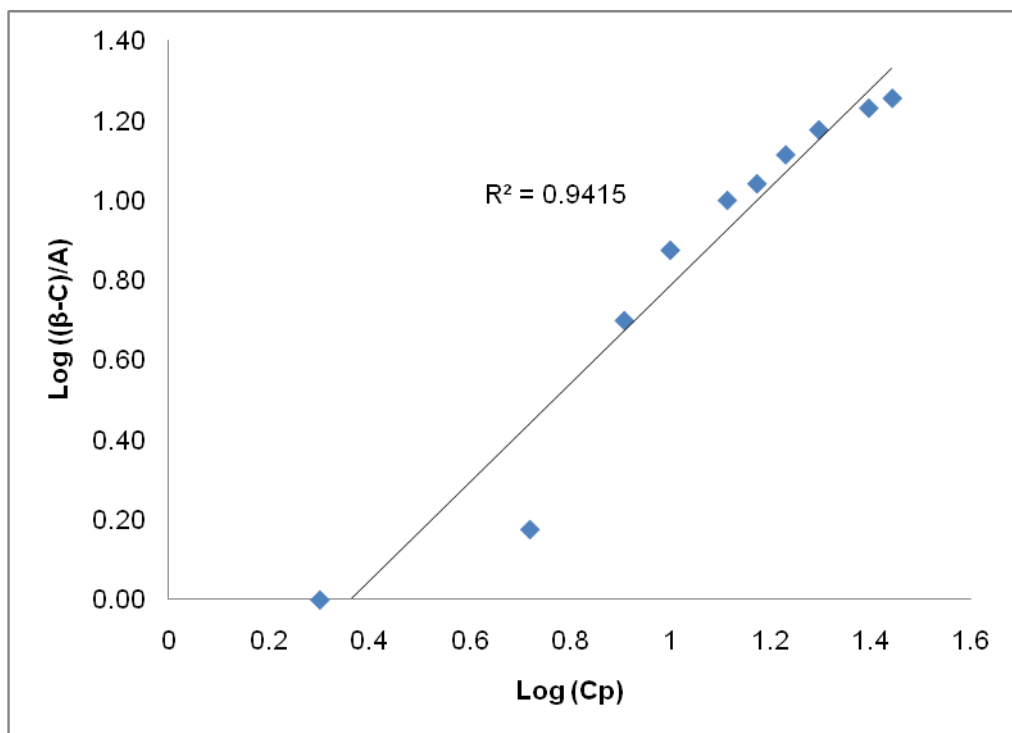


La regresión lineal es hecha con la intención de conseguir los parámetros de la ecuación de la ley de la potencia (ver figura 24), expuesta anteriormente, la cual funciona bien para estos datos pero quizás no lo suficiente para confiar en la representación correcta de los mismos por esta expresión matemática. Esta desconfianza se debe a lo explicado anteriormente con respecto a la falta de representatividad de los datos para valores de β menores o ligeramente iguales al parámetro C.

Por otro lado, el coeficiente de correlación es $R^2 = 0.9415$, el cual es un valor no muy apropiado teniendo en cuenta que la correlación no se hace directamente a los datos experimentales, sino a puntos arbitrarios escogidos de

la curva de tendencia presentada por el caucho termoestable en el gráfico de concentración vs. β , tomada de la figura 6. Por lo tanto, este valor no genera la suficiente confiabilidad de los resultados y no se puede considerar que la ecuación encontrada para la ley de la potencia describa adecuadamente el comportamiento y las características de taponamiento de este material en yacimientos geotérmicos.

Figura 24. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del caucho termoestable.



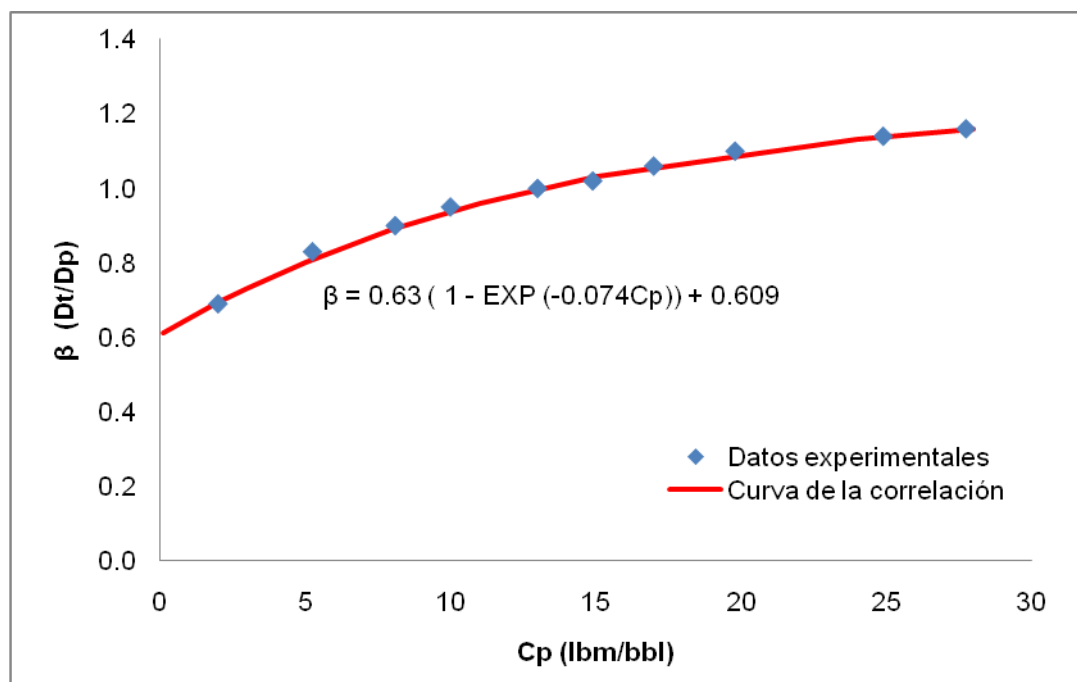
5.5.2 Ley exponencial

La ley exponencial presenta un magnifico ajuste de los datos extraídos de la curva del caucho termoestable con la curva del método de correlación (ver figura 25). En este caso, todos los puntos se encuentran ubicados sobre la curva de la ley exponencial regida por la ecuación:

$$\beta = 0.63(1 - e^{-0.074 C_p}) + 0.609$$

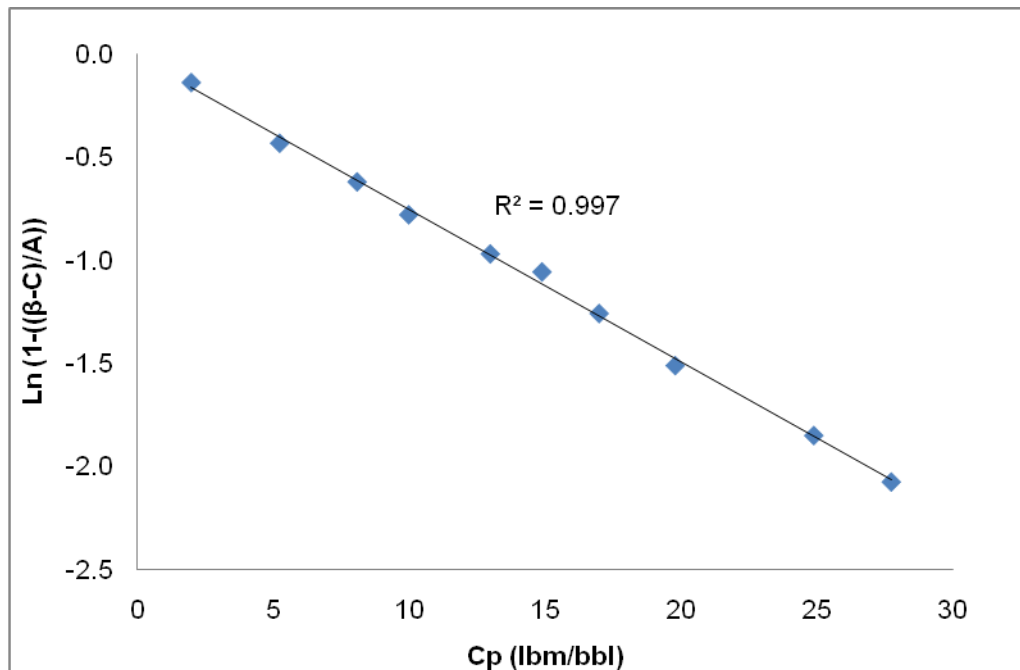
En la cual se puede apreciar claramente que el parámetro A tiene un valor de 0.63, B = 0.074, y C = 0.609. Esta ecuación hace énfasis al hecho de que este material de pérdida de circulación puede no producir taponamiento de ningún tipo, inclusive por partícula individual, a concentraciones de partículas, menores a 13 *lbm/bbl*, lo cual significa que el comportamiento del caucho termoestable a bajas concentraciones difícilmente produce taponamiento en las pequeñas fracturas de los yacimientos geotérmicos.

Figura 25. Ley exponencial para los datos suministrados del caucho termoestable.



Conjuntamente, la precisión que presenta la regresión lineal de los datos con la ley de la potencia, demuestra la validez de los datos, consiguiendo un valor para el coeficiente de correlación de $R^2 = 0.997$, lo cual representa el perfecto ajuste de la curva de correlación a los datos suministrados para este material.

Figura 26. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del caucho termoestable.



De esta forma, queda comprobado que la ley exponencial funciona eficazmente para correlacionar los datos del taponamiento con granos de caucho termoestable transportados por un lodo en base agua para evitar la pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos. Mientras que la ley de la potencia no es muy confiable para estos casos a pesar de presentar un buen resultado para el coeficiente de correlación, R^2 .

Esto es debido a la diferencia en las expresiones lineales de ambas leyes en las que el dominio de las funciones difiere de forma tal que favorece a la ley exponencial para situaciones en las que el parámetro C es mayor que el factor β , caso en el cual se producirá obligatoriamente el taponamiento de la perforación o del medio poroso para cualquier valor de concentración o condiciones de operación utilizadas.

5.6 AGREGADO EXPANSOR

El agregado expansor (*expanded aggregate*) es un material de pérdida de circulación que también será correlacionado por las leyes de la potencia y exponencial con el fin de describir su desempeño de taponamiento y descifrar sus características. Para tal fin, un total de nueve puntos fueron tomados de la curva correspondiente a este material en la figura 6, lo cual genera un número de datos suficientes para aplicar los métodos de correlación y encontrar la expresión matemática que se ajuste a esta curva.

El rango de aplicación para el factor β , aumenta en comparación con los resultados presentados para el caucho termoestable, sin embargo, este varía apenas entre 0.50 y 1.13, siendo menor al rango de variación suministrado para el plástico termoestable, y presentando valores inferiores a la unidad para la mayoría de los puntos a correlacionar, lo cual indica que ni siquiera el planteamiento teórico de taponamiento por partícula individual se presenta a ciertas condiciones de concentración de partículas en el lodo base agua. Asimismo, la concentración de partículas tiene un amplio rango que va desde 2.0 *lbm/bbl* hasta 30 *lbm/bbl*.

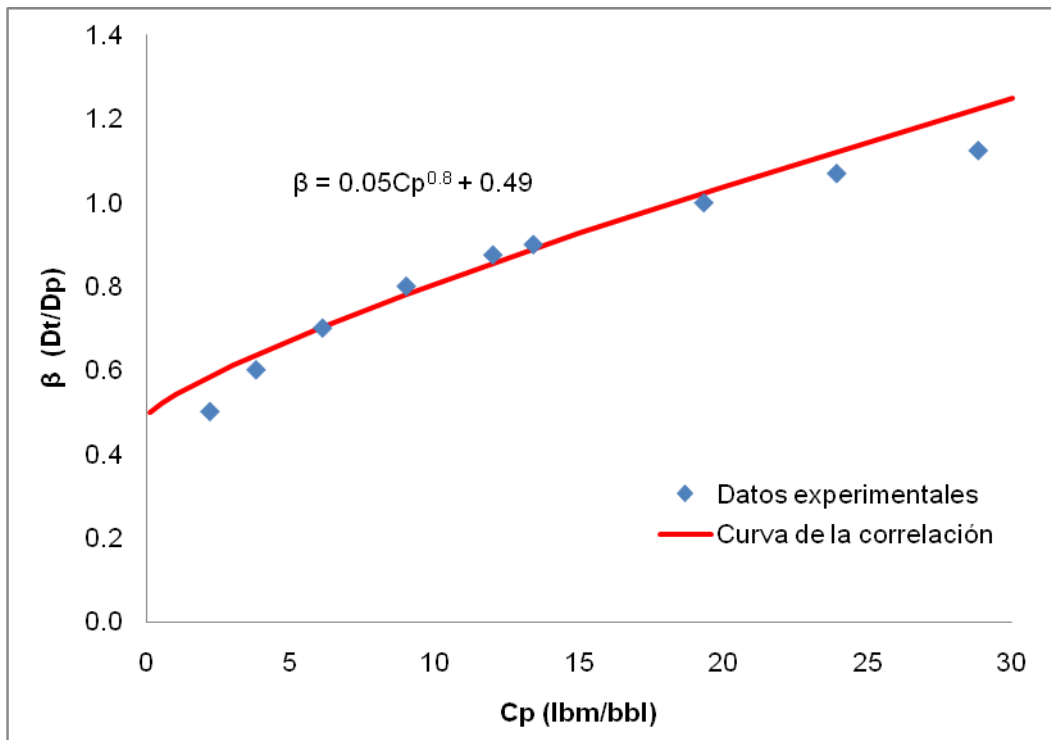
5.6.1 Ley de la potencia

La ley de la potencia presenta unos parámetros con valores de $A = 0.05$, $B = 0.8$, y $C = 0.49$, luego de hacer el ajuste a la expresión lineal de esta ley. De tal forma, se puede apreciar que el valor de C es casi la mitad de lo que debería ser de acuerdo a la teoría, lo que nos permite inferir que esta ley puede que no represente adecuadamente la curva de datos del agregado expansor. Sin embargo, se puede observar en la gráfica (ver figura 27) que la curva de correlación de la ley de la potencia parece ajustarse bien a los datos, lo cual se

confirma adelante con la regresión lineal de los mismo. La ecuación que representa esta ley es expuesta a continuación:

$$\beta = 0.05C_p^{0.8} + 0.49$$

Figura 27. Ley de la potencia para los datos suministrados del agregado expensor.

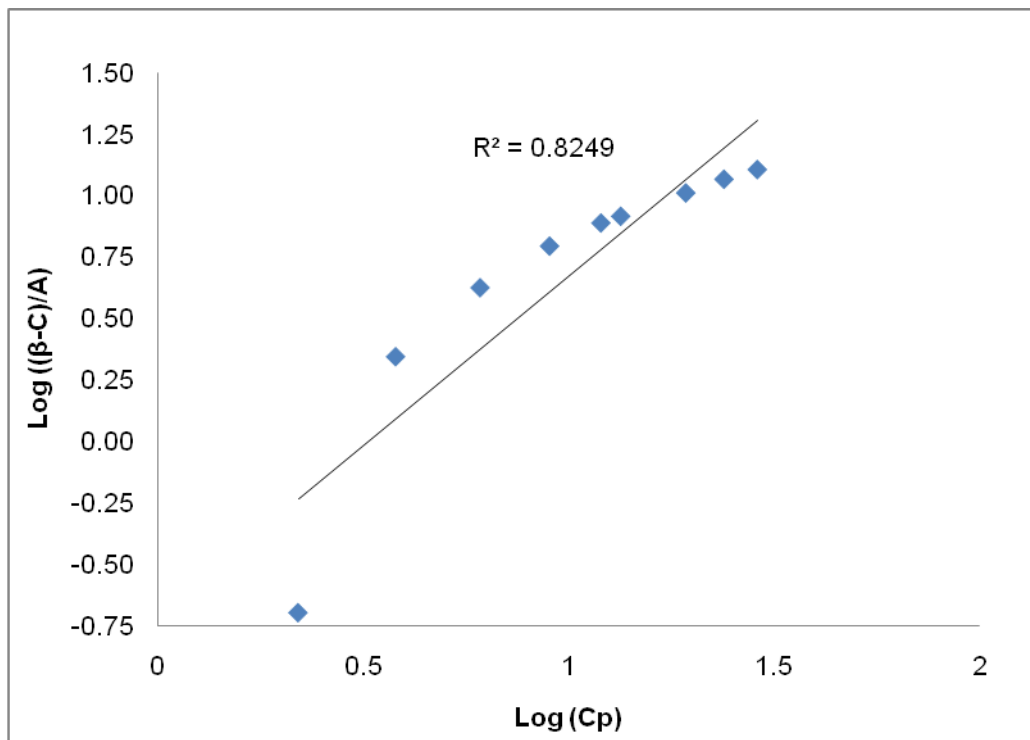


La expresión lineal de la ley de la potencia, difiere del buen desempeño mostrado por la curva de correlación en la figura anterior, debido a la dispersión de los datos presentada en la figura 28, en la que nuevamente se aprecia que a concentraciones de partículas relativamente bajas con factores β inferiores a la unidad la ley de la potencia tiene problemas a la hora de representar el desempeño del taponamiento en los materiales de pérdida de circulación.

Igualmente, la regresión lineal de la ley de la potencia arroja un coeficiente de correlación $R^2 = 0.8249$, el más bajo de todos los presentados hasta este

momento por los dos métodos de correlación. Esto comprueba el alto índice de dispersión que hay en los datos al ser correlacionados por medio de la ley de la potencia, y la poca representatividad que esta tiene para describir el comportamiento de los resultados.

Figura 28. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del agregado expansor.



5.6.2 Ley exponencial

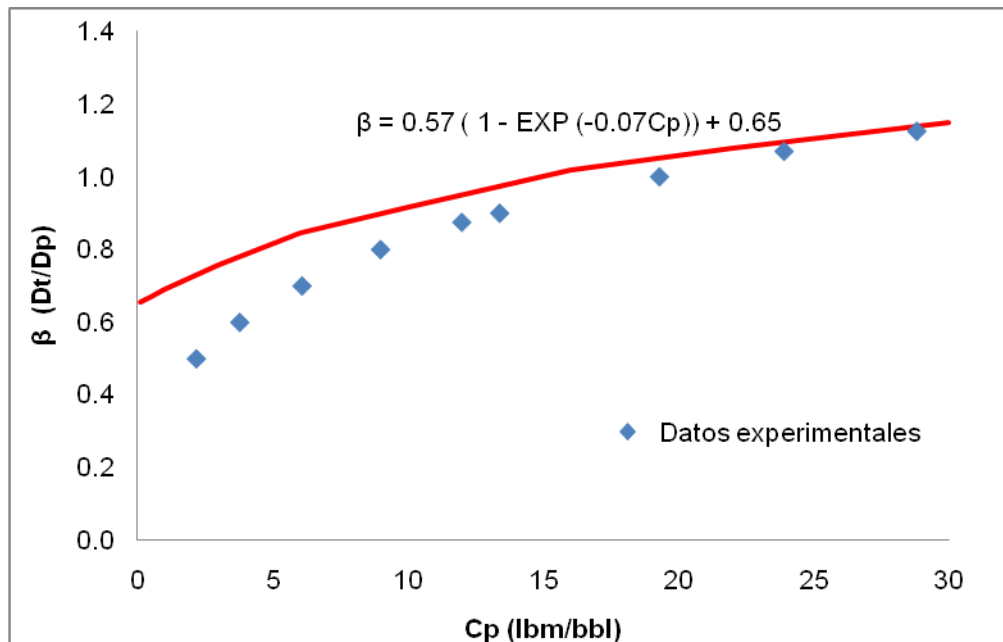
La ley exponencial es otra forma de correlacionar los datos de las partículas o granos de agregado expansor y encontrar su tendencia de comportamiento como un material de pérdida de circulación. En este caso, los parámetros hallados bajo esta ley son: $A = 0.57$, $B = 0.07$, y $C = 0.65$, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\beta = 0.57(1 - e^{-0.07C_p}) + 0.65$$

A pesar de que la curva de la correlación de esta ley no se observa que se ajuste adecuadamente a los datos suministrados (ver figura 29), la regresión lineal muestra un desempeño bastante bueno al encontrar la línea de tendencia de los puntos extraídos de la curva del agregado expansor.

De igual forma, presenta un coeficiente de regresión $R^2 = 0.9925$, con un valor demasiado cercano a la unidad permitiendo constatar la eficacia de la representación del comportamiento por parte de la expresión matemática de la ley de la potencia para describir el desempeño del material en cuestión y sus características de taponamiento (ver figura 30).

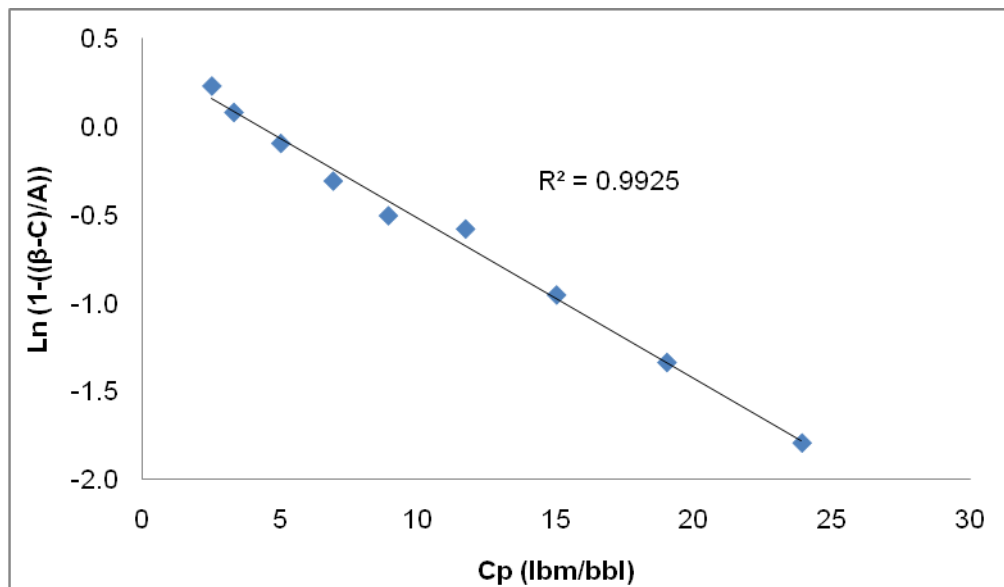
Figura 29. Ley exponencial para los datos suministrados del agregado expansor.



Una vez más, la ley exponencial presenta resultados mucho más representativos y acertados que los presentados por la ley de la potencia,

especialmente para materiales de pérdida de circulación que poseen un factor β inferior a uno. Esto demuestra, de nuevo, que la ley de la potencia no es efectiva al momento de correlacionar datos que posean una relación de diámetros de perforación y partículas, menor a la unidad (valor estándar teórico) y a relativamente bajas concentraciones.

Figura 30. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del agregado expansor.



5.7 SUELO DE CARBÓN

Los resultados presentados por Loeppke et al.² para el suelo de carbón muestran una tendencia con características importantes a resaltar en comparación con las curvas anteriormente analizadas. Una de estas características, es que todos sus datos se encuentran por debajo de $\beta = 1.0$, lo

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

que demuestra que el desempeño de taponamiento para este tipo de material puede estar dominado por el taponamiento por partícula individual.

Además, se puede observar en el gráfico de concentración vs. diámetro de la fractura en relación con el diámetro promedio de las partículas, expuesto por los autores (ver figura 6), que la curva correspondiente a la información encontrada para el suelo de carbón tiene la pendiente más elevada entre las cuatro curvas de los materiales de pérdida de circulación (la pendiente menor para el caso de los gráficos de β vs. Re). De tal modo, este material presenta una curva casi lineal y constante para un determinado número de β , debido a que el rango de valores para este factor es muy limitado, lo cual significa que el desempeño de las partículas granulares de suelo de carbón, como un material de taponamiento, no depende de la concentración de las partículas.

5.7.1 Ley de la potencia

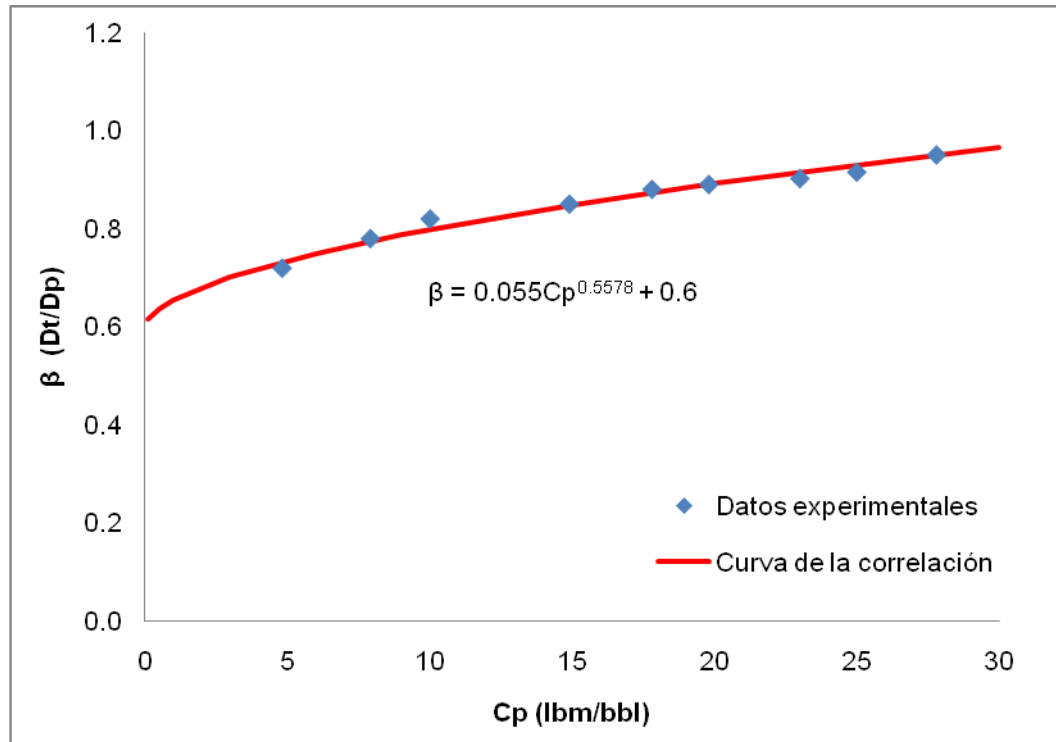
La ley de la potencia presenta mejores resultados para el suelo de carbón que los presentados anteriormente para el caucho termoestable y el agregado expansor, donde este método de correlación tiene problemas para ajustar los datos a la curva desarrollada por la expresión matemática. De esta forma, la ley de la potencia describe adecuadamente el desempeño de taponamiento que tiene el suelo de carbón como agente para la pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos, como se puede apreciar en la gráfica de β vs. Re , para este material (ver figura 31). A continuación, se expone la ecuación que define la correlación de la ley de la potencia para este caso:

$$\beta = 0.055C_p^{0.5578} + 0.6$$

De acuerdo a la ecuación anterior, se puede definir los parámetros de la ley de la potencia como, $A = 0.055$, $B = 0.5578$, y $C = 0.6$, lo que expresa que puede no ocurrir taponamiento a pesar de que el tamaño de los granos de carbón sea

mayor que el tamaño de la perforación, para toda concentración menor a 30 *lbm/bbl*, la cual es la mayor concentración de partículas ilustrada en los resultados para los materiales de pérdida de circulación.

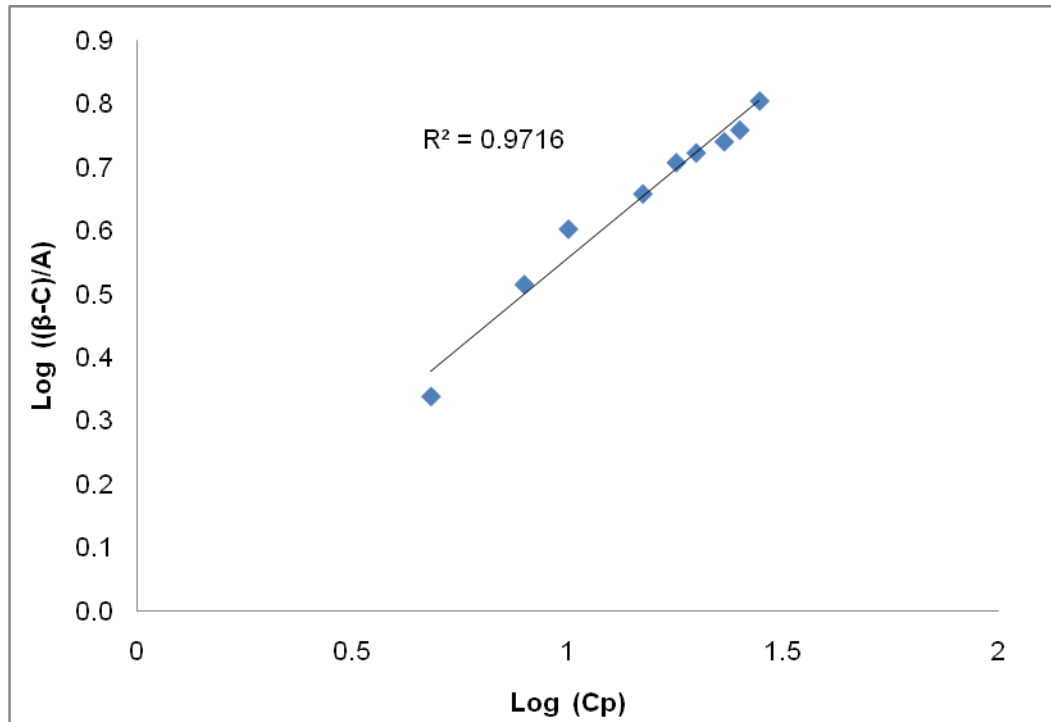
Figura 31. Ley de la potencia para los datos suministrados del suelo de carbón.



Estos parámetros son encontrados, como se dijo antes, por medio de la expresión lineal de la ley de la potencia, es decir, la regresión lineal de los datos del suelo de carbón (ver figura 32). A diferencia de las formas lineales de la ley de la potencia para el caucho termoestable y el agregado expansor, las cuales presentaron valores relativamente bajos e ineficientes para el coeficiente de correlación, R^2 , con el suelo de carbón se obtienen unos resultados de mayor confiabilidad por parte de esta ley. La línea de tendencia de estos datos tiene un coeficiente de correlación $R^2 = 0.9716$, el cual es bastante aceptable y lo suficientemente cercano a uno, como para afirmar que

la ley de la potencia describe correctamente el comportamiento del taponamiento de las partículas de suelo de carbón.

Figura 32. Expresión lineal de la ley de la potencia para los datos suministrados del suelo de carbón.



Como se puede apreciar en la gráfica anterior, los puntos seleccionados de la curva correspondiente a los granos de suelo de carbón, se ajustan apropiadamente a la línea de tendencia de la expresión lineal de la ley de la potencia, y los datos correlacionados se encuentran menos dispersos que los de los dos materiales previos, debido, probablemente, a la reducción del rango de valores del factor β , es decir, de la relación de diámetros entre la fractura y las partículas, la cual se encuentra por debajo de la unidad y con una tendencia casi constante, disminuyendo el efecto de la concentración de partículas en el desempeño del taponamiento.

5.7.2 Ley exponencial

La ley exponencial también presenta buenos resultados para ajustar los datos seleccionados de la curva de suelo de carbón a través de la siguiente expresión matemática:

$$\beta = 0.35(1 - e^{-0.11C_p}) + 0.62$$

Los parámetros que rigen esta ecuación son encontrados por medio de la regresión lineal de esta ley, la cual arroja un valor de $R^2 = 9444$, lo suficientemente considerable como para determinar el comportamiento de taponamiento de este material. La gráfica de β vs. Re para la ley exponencial del suelo de carbón y su correspondiente expresión lineal, se pueden observar en las figuras 33 y 34, respectivamente.

Figura 33. Ley exponencial para los datos suministrados del suelo de carbón.

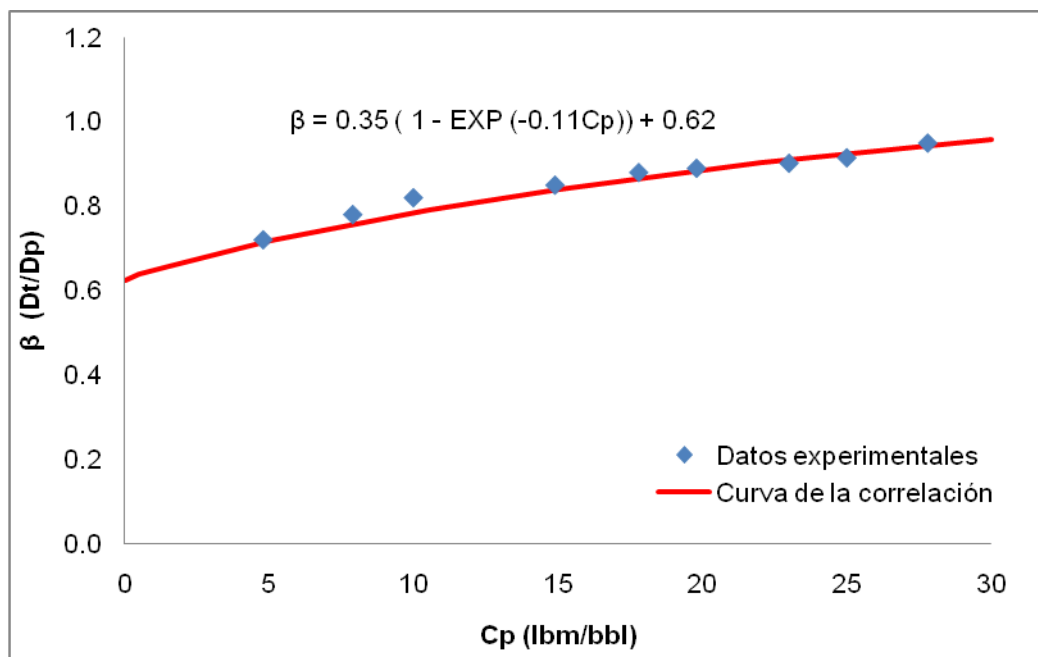
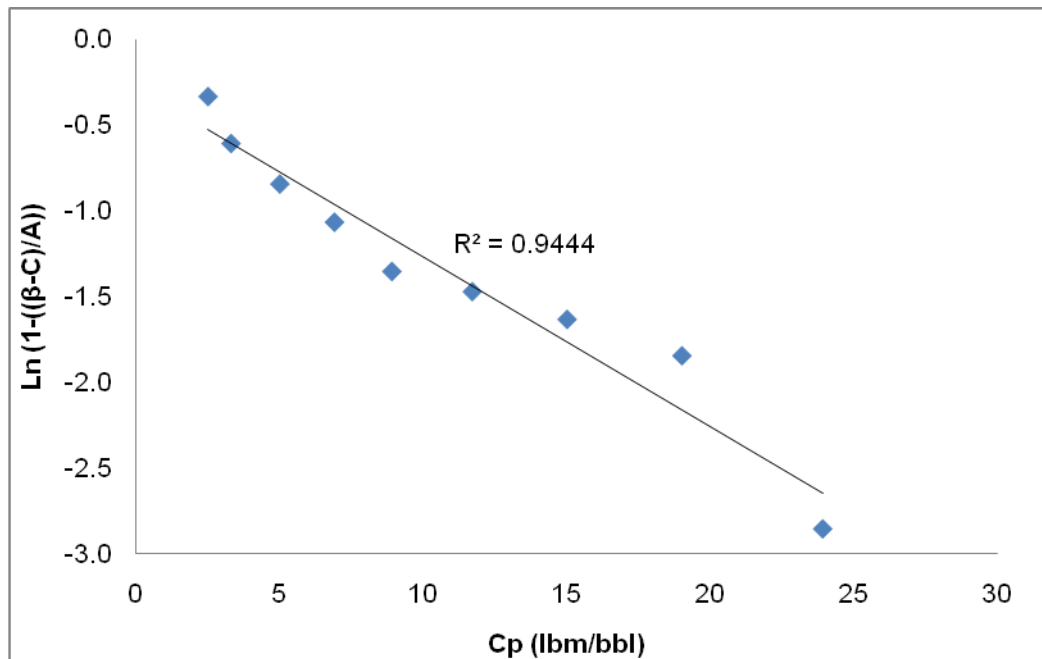


Figura 34. Expresión lineal de la ley exponencial para los datos suministrados del suelo de carbón.



A pesar que la ley exponencial muestra muy buenos resultados al momento de ajustar los datos de la curva del suelo de carbón a la curva de la correlación, la ley de la potencia tiene un mejor comportamiento y es más confiable al describir el desempeño de taponamiento que posee este material para la pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos.

Esto se debe, a que presenta un mayor coeficiente de correlación, R^2 , y el parámetro C de ambas ecuaciones tiene valores similares, además de β ser siempre menor que la unidad, para cualquier concentración utilizada en esta investigación acerca de los materiales de pérdida de circulación.

6. CONCLUSIONES

Las propiedades de los tres sistemas fluido-partículas utilizados en las prácticas de laboratorio demostraron ser eficaces al momento de comprobar el desempeño de taponamiento de la perforación por partículas. La viscosidad del fluido, la relación entre las densidades y los tamaños de las perforaciones y las partículas, la concentración crítica y la tasa de flujo, son propiedades medibles que desempeñaron un buen comportamiento para caracterizar la capacidad y eficiencia de transporte de partículas, la inercia de las partículas, la tensión superficial y el régimen de flujo, como parámetros claves en el desarrollo de los experimentos.

El uso de los tres sistemas fluido-partículas permite obtener resultados destacables para diferentes números de Reynolds, desde valores pequeños hasta valores superiores a 1000, lo cual permite tener información representativa del fenómeno del taponamiento de las perforaciones por partículas durante diversas operaciones de la industria del petróleo, en especial, durante operaciones de fracturamiento hidráulico.

El agua con sal presenta excelentes resultados en términos de la eficiencia de transporte de partículas a través de las perforaciones, evidenciado en el taponamiento parcial a pesar de usar altas concentraciones de partículas en los experimentos. Además, este fluido se caracteriza por su facilidad de fluir y de arrastrar los sólidos livianos que se encuentren a su paso debido a su baja viscosidad.

Los parámetros que más influyen el taponamiento de las perforaciones en las pruebas hechas al sistema de shampoo y perlas de vidrio son el tamaño de

la perforación y el factor β , debido a que, como se expresa en los resultados, al disminuir el diámetro de la perforación se disminuye considerablemente el valor de la concentración de partículas necesaria para que la perforación se tapone. Asimismo, al acortar a la mitad la relación de tamaños entre la perforación y las partículas se restringe drásticamente la concentración crítica, generando que el taponamiento de las perforaciones se produzca más pronto y que menos partículas logren ser transportadas a través de ellas.

El análisis adimensional del factor β versus el número de Reynolds presentado para los resultados encontrados en los experimentos, permite tener un mayor rango de operación y combinación de parámetros basados en pocas pruebas, con el fin de aumentar la eficiencia de la práctica y tener mejor representatividad de los datos.

Las correlaciones de la ley de la potencia y la ley exponencial, expuesta por Civan¹, funcionan adecuadamente para describir el comportamiento de taponamiento de las perforaciones por partículas en los tres tipos de experimentos presentados en este proyecto de investigación. Las ecuaciones presentadas por estos dos métodos, junto con su respectiva expresión lineal y la curva de correlación se ajustan con gran confiabilidad y precisión a los datos experimentales, gracias a los excelentes resultados obtenidos para el coeficiente de correlación, R^2 , hallado para cada prueba.

Los datos presentados por Loepke et al.² en sus estudios acerca de los materiales de pérdida de circulación en yacimientos geotérmicos, responden

¹ CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007

² LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

adecuadamente a la aplicación de las correlaciones de la ley de la potencia y la ley exponencial, logrando definir el desempeño de taponamiento de los cuatro tipos de materiales de partículas suministrados. Además, se logro conseguir la expresión matemática que rige el comportamiento de taponamiento de cada material por medio de las ecuaciones y los parámetros encontrados para cada uno de ellos, con ambos métodos de correlación.

7. RECOMENDACIONES

Encontrar con suficiente precisión el valor de las propiedades del fluido y de las partículas antes de realizar las pruebas para que los resultados y las expresiones matemáticas halladas por medio de los métodos de correlación sean representativos.

Ampliar el estudio, de tal forma que se obtengan más correlaciones para diversos números de Reynolds y diferentes sistemas fluido-partículas, con el fin de cubrir una mayor parte de las condiciones de operación.

Implementar un sistema con múltiples perforaciones con el fin de conseguir información con respecto a este parámetro, concerniente al fenómeno del taponamiento de las perforaciones por partículas.

BIBLIOGRAFÍA

BHASKAR, R. and NIGAM, A. Qualitative physics using dimensional analysis. Artificial Intelligence. 1990. p. 73 – 111.

BOUCHER, A. Dimensionless numbers. Chemical Engineering Progress. 1960. p. 55 – 64.

CASTRO DANTAS, T. N. SANTANNA, V. C. DANTAS NETO, A. A. and ALENCAR MOURA, M. C. P. Hydraulic gel fracturing. Journal of Dispersion Science and Technology. Taylor and Francis, Inc. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Brazil, 2005.

CIVAN, Faruk. Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing. Second Edition. 2007.

GIDLEY, J. L. et al. Recent advances in hydraulic fracturing. SPE Monograph Vol. 12. Richardson, Texas. 1989.

GRUESBECK, C. and COLLINS, R. E. Particle transport through perforations. SPE Paper 7006. Society of Petroleum Engineers Journal. 1982.

HAYNES, C. D. and GRAY, K. E. Sand particle transport in perforated casing. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 4031. 1972.

HUANG, J. Speed of a skydiver (terminal velocity). Physics Factbook. 1999.

HUNTLEY, H. E. Dimensional analysis. Dover. 1967.

ISCAN, A. G. and CIVAN, F. Correlation of criteria for perforation and pore plugging by particles. Journal of Porous Media. 2006.

ISCAN, A. G. CIVAN, F. and KOK, M. V. Alteration of permeability by drilling fluid invasion and flow reversal. Journal of Petroleum Science & Engineering. 2007.

LI, W. H. and LAM, S. H. Principles of fluid mechanics. Addison-Wesley Publishing Company. 1964.

LOEPPKE, G. E. GLOWKA, D. A. and WRIGHT, E. K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments. Geothermal Research Division of Sandia National Laboratories. Journal of Petroleum Technology. 1990.

L'VOV, V. OOMS, G. and POMYALOV, A. Effect of particle inertia on turbulence in a suspension. The American Physical Society. 2003.

SERWAY, R. A. and JEWETT, J. W. Physics for scientists and engineers. Brooks and Cole. Sixth Edition. 2004.

SHAH, S. N. LORD, D. L. and TAN, H. C. Recent advances in the fluid mechanics and rheology of fracturing fluids. Society of Petroleum Engineers, Inc. Paper SPE 22391. Beijing, China. 1992.

UNITED STATES ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY (EPA). Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs. Appendix A: Hydraulic fracturing white paper. 2004.