

**ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACION DE UN  
REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA EL MEJORAMIENTO DE LA  
PRODUCCION EN VARIOS CAMPOS DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**

**RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICA  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACION DE UN  
REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA EL MEJORAMIENTO DE LA  
PRODUCCION EN VARIOS CAMPOS DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**

**RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Director:**

**JULIO CESAR PEREZ  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Codirectores:**

**REYES PEREZ BELTRAN  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**RAMON ALBERTO PARRA SALDARRIAGA  
INGENIERO QUIMICO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICA  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## DEDICATORIA

A Dios por hacerlo todo posible.

A mis padres Olga Lucia y Reyes por impulsarme  
para cumplir mis metas.

A mis Abuelos Paulina y Fernando por el apoyo y  
paciencia incondicional.

A Lina y Paula por su amor y admiración.

A Chepa por su amor y confianza.

A Mónica por su compañía, paciencia y amor.

A mis AMIGOS

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

Mis padres por la colaboración para la realización de este documento.

Mis abuelos.

Mónica.

Ing. Enrique Torres

Ing. Ramón Alberto Parra.

Ing. Julio Pérez

Ing. Oscar Vanegas

Alexander Beltrán.

A mis amigos: Javier Guerrero, Carva, Benancho, Saltarin, Uribe, Tame, Libis, Jhon Carvajal, Cussi, Erika, Chavez, Chucho piña, Giorgi, Anaya, Wilson.

Ing. Libardo Alfonso Cadena

National Aluminates Corporation.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	13
1. ESTADO DEL ARTE.....	14
2. DISEÑO EXPERIMENTAL.....	18
2.1 RECONOCIMIENTO Y FOMULACION DEL PROBLEMA .....	18
2.2 SELECCIÓN DE LOS FACTORES.....	18
2.2.1 Niveles de los Factores.....	19
2.2.2 Variables de Bloqueo .....	19
2.2.3 Variables Dependientes. ....	21
2.3 TIPO DE DISEÑO EXPERIMENTAL.....	21
2.4 FASE EXPERIMENTAL .....	23
2.4.1 Implementos de Laboratorio. ....	25
2.4.2 Sustancias .....	26
2.4.3 Procedimiento.....	26
2.4 ANALIS DE LA VARIANZA DELOS RESULTADOS .....	32
3. SELECCIÓN DE POLIMEROS PARA PRUEBAS PILOTO.....	34
3.1 CAMPO A.....	34
3.2 CAMPO B.....	35
4. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	37
4.1 PARAMETROS DE SELECCION .....	37
4.1.1 Agua Libre.....	37
4.1.2 Producción del Pozo .....	38
4.1.3 Ubicación Geográfica.....	38
4.2 POZOS SELECCIONADOS.....	38

<b>5. PRUEBAS PILOTO.....</b>	<b>40</b>
<b>5.1 ESQUEMA DE INYECCION .....</b>	<b>40</b>
5.1.1 Tanque de Agua.....	40
5.1.2 Tanque de Químicos .....	41
5.1.3 Bomba de inyección de Agua.....	41
5.1.4 Bomba de Químicos.....	41
<b>5.2 PROCEDIMIENTO .....</b>	<b>41</b>
5.2.1 Conexión de la Bomba de Inyección de Agua .....	41
5.2.2 Conexión de la Bomba de Inyección de Químico .....	42
5.2.3 Condiciones de Inyección .....	42
<b>6. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LOS PRODUCTOS EN LOS DIFERENTES CAMPOS.....</b>	<b>43</b>
6.1 CAMPO A.....	43
6.2 CAMPO B.....	54
<b>7. ANALISIS ECONOMICO.....</b>	<b>60</b>
7.1 CAMPO A.....	60
7.2 CAMPO B.....	62
<b>8. CONCLUSIONES.....</b>	<b>64</b>
<b>9. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>65</b>
<b>10. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>66</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1: Factores Experimentales. ....	19
Tabla 2: Variables de Control.....	20
Tabla 3. Variable Dependiente.....	22
Tabla 4: Arreglo Experimental.....	24
Tabla 5: Implementos de Laboratorio Requeridos. ....	25
Tabla 6: Sustancias Utilizadas y su respectivo volumen.....	26
Tabla 7: Arreglo Experimental Aleatorizado Campo A. ....	30
Tabla 8: Arreglo Experimental Aleatorizado Campo B. ....	31
Tabla 9: Concentración en ppm y en micro-litros.....	32
Tabla 10: Análisis de Varianza datos laboratorio campo A. ....	33
Tabla 11: Análisis de Varianza datos laboratorio campo B. ....	33
Tabla 12: Datos de la Prueba en el campo A.....	44
Tabla 13: Datos de la prueba realizada en el campo B. ....	55

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1: Dominio Experimental.....	19
Figura 2: Comportamiento de los productos químicos a diferentes concentraciones en las pruebas de laboratorio del campo A.....	30
Figura 3: Comportamiento de los productos químicos a diferentes concentraciones en las pruebas de laboratorio del campo B.....	31
Figura 4: Esquema de Inyección.....	36

## RESUMEN

**TITULO: ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACION DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCION EN VARIOS CAMPOS DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA<sup>1</sup>**

**AUTOR:** Rafael Eduardo Pérez Hernández.

**Palabras Clave:** reductor de viscosidad, emulsión, mejoramiento de la producción, crudos pesados

Este documento presenta la implementación de una nueva técnica aplicable a la producción de crudos pesados cuya aplicación se realizó en dos campos de Colombia. El desarrollo de esta tesis muestra el proceso que se aplicó para medir la efectividad de este método. La tesis incluye el desarrollo del estado del arte de esta tecnología acompañado del diseño experimental de las pruebas de laboratorio aplicadas a cada campo para justificar la aplicación de los pilotos y la selección del reductor de viscosidad y su concentración.

Los resultados obtenidos en las pruebas piloto muestran la aplicabilidad técnica de esta tecnología en los campos de crudo pesado y además sustentan la posterior aplicación en otros campos de crudo pesado en Colombia. Para la realización de este trabajo de grado se hizo énfasis en la aplicación estricta de los procedimientos aquí mencionados con el fin de disminuir el rango de incertidumbre y con ello obtener datos claros y precisos que permitan evaluar correctamente esta tecnología como prospecto de inversión.

Finalmente el análisis económico sienta las bases para proyectos de inversión en crudos pesados pues en ambos campos los resultados de la relación costo beneficio de la implementación de este proyecto mostraron resultados muy positivos.

---

\* **Proyecto de Grado**

\*\* **Facultad de Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Julio Cesar Pérez Angulo, Codirector Reyes Pérez Beltrán, Codirector Ramón Alberto Parra**

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL ECONOMICAL ANALISIS OF VISCOSITY REDUCER IMPLEMENTATION FOR PRODCUTION ENHANCEMENT IN SOME COLOMBIAN HEAVY OIL FIELDS <sup>2</sup>**

**AUTHOR: Rafael Eduardo Pérez Hernández.**

**Key Words:** Viscosity Reducer, emulsion, production enhancement, heavy oils

This paper presents the implementation of a new technique for the production of heavy oil whose application was made in two areas of Colombia. The development of this thesis shows the process that is applied to measure the effectiveness of this method. The thesis includes the development of state of the art of this technology together with the experimental design of the laboratory tests applied to each field to justify the application of the pilots and the choice of viscosity reducer and its concentration.

The results obtained in the pilot show the technical applicability of this technology in heavy oil fields and also support the subsequent implementation in other heavy oil fields in Colombia. To achieve this degree work was emphasized on the strict application of the procedures mentioned here in order to decrease the range of uncertainty and thereby obtain clear and accurate data to assess correctly the technology as a prospect for investment.

Finally the economic analysis provides the basis for investment projects in heavy oil fields for both very positive results of cost-benefit of this project implementation.

---

\*Degree Project

\* \*Faculty of Physiochemical, School of Petroleum Engineering, Director Julio Cesar Perez Angulo, Codirector Reyes Perez Beltran, Codirector Ramon Alberto Parra

## INTRODUCCION

La producción de hidrocarburos pesados es seguramente uno de los retos más importantes de la industria petrolera pero se sabe muy bien que producirlos representa un trabajo arduo pues sus propiedades dificultan su extracción. Los hidrocarburos pesados presentan una gravedad API baja con valores muy cercanos al valor de la gravedad API del agua (10° API), incluso valores más bajos y a su vez presentan una alta viscosidad, lo que representa la gran resistencia que tienen a fluir.

Una de las técnicas más usadas para aumentar la producción de hidrocarburos pesados es modificar su viscosidad mediante la dilución con hidrocarburos más livianos y de mejor calidad como la nafta. La emulsificación en fondo de pozo es una técnica que se puede utilizar como reemplazo de diluyentes y como mecanismo de mejoramiento de la producción.

Posteriormente se presenta el proceso que se debe tener en cuenta para aplicar este mecanismo en campos de crudo pesado desde la fase de selección del producto hasta el análisis de resultados. Finalmente se puede analizar la eficiencia del producto mediante la evaluación económica de la aplicación del producto en los diferentes campos donde se evaluó.

## 1. ESTADO DEL ARTE

La industria petrolera es la encargada de proveer la mayor cantidad de la energía que hace mover todas las industrias del mundo, es por ello que la producción de hidrocarburos se ha disparado y todas las empresas enfocan sus esfuerzos en producir más a un menor costo. La atención y esfuerzos están orientados a los desarrollos tecnológicos que permitan mejorar la producción y aún más la producción de crudos pesados, extra pesados y yacimientos de crudo poco convencionales.

El desarrollo de yacimientos de crudo pesado implica un esfuerzo más grande pues las propiedades del fluido como la viscosidad y la gravedad API son factores que impactan de gran manera el proceso de producción. La alta viscosidad presente en crudos pesados y extra pesados (menores de 12° API) exige más gasto de energía a la hora de movilizar y tratar el crudo para su proceso de comercialización. El mejoramiento de la producción en este tipo de crudos está directamente ligado al manejo de sus propiedades críticas especialmente la viscosidad pues por definición la viscosidad es la resistencia del fluido a fluir. Actualmente hay un gran número de procesos utilizados para disminuir la viscosidad del crudo tales como procesos térmicos como la inyección de vapor, procesos químicos como la dilución con nafta y físicos como los procesos de exposición a alta vibración realizados en algunos campos en China. La mayoría de estos procesos implican una inversión que puede variar dependiendo de las propiedades del fluido y de la complejidad del proceso por lo cual la utilización de un polímero para generar una emulsión inversa en fondo de pozo y así disminuir la viscosidad aparente del fluido es un opción muy viable. La simplicidad del proceso disminuye de gran manera el riesgo operacional y la eficiencia del mismo permite

generar ahorros cuando se reemplaza por la inyección de nafta y además puede llegar a mejorar la producción.

La primera aplicación de este método de mejoramiento de la producción de crudo pesado tuvo lugar en California Estados Unidos en la década de los 60's en dos Campos: Huntington Beach y Kern River. Ambos campos presentaron similares propiedades de los fluidos, 11° API, y viscosidades de 30,000 y 42,000 centipoises respectivamente a una de temperatura de 80°F en cabeza de pozo. La prueba piloto fue llevada a cabo por el ingeniero Sénior Ralph Simon y el ingeniero W.G. Poynter quienes publicaron los resultados del estudio en 1968. En las pruebas que realizaron, Simon y Poynter observaron la eficiencia del uso de surfactantes para mejorar la producción de crudo pesado y llegaron a hacer un análisis del impacto de la relación agua-aceite y la estabilidad de la emulsión en el desarrollo del proyecto.

Simon y Poynter demostraron que un problema como las emulsiones se pudo transformar para ayudar a producir con más fácilmente el crudo pesado. En su publicación detallan las partes más importantes del procedimiento y los aspectos a tener en cuenta para poder aplicar este procedimiento en otros campos.

La estabilidad de la emulsión y la disminución de la viscosidad aparente del fluido dependen de factores como el corte de agua y la temperatura. Es de gran importancia que los pozos en los cuales se aplique este método tengan un alto corte de agua y en los que no, es necesario inyectar agua por el anular para que se homogenice con el crudo y así se pueda generar la emulsión. Según los estudios realizados por Simon y Poynter la relación más eficiente es 50/50 pero alcanzar estos parámetros puede ser en ocasiones muy costoso y por lo tanto aumentaría de gran manera el proceso de producción del crudo.

La aplicación de este método en Huntington Beach produjo un aumento del 5 al 10% de la producción y se disminuyó el consumo de electricidad debido a la disminución de la potencia necesitada para mover el fluido. El solo ahorro de la energía eléctrica pago el producto químico empleado lo que indica que la ganancia en producción no implico una gran cantidad de gastos de inversión ni aumento de forma drástica el costo de levantamiento.

En el caso de Kern River se logró aumentar la producción en un 34% en promedio en los tres pozos en los que se realizó la prueba piloto. En este caso la cantidad de químico utilizado represento 2 centavos del costo total dela producción de crudo por lo que la aplicación de este tratamiento fue exitosa.

Un año más tarde A. H. Bayer y D. E. Osborn presentaron sus resultados sobre la aplicación de la emulsificación en fondo de pozo para manejar los problemas de crudo parafínico. Esta prueba fue puesta en marcha con base en las realizadas por Simon y Poynter y se aplicó a 6 pozos de un campo petrolero con crudo parafínico durante 7 semanas. El resultado de esta prueba fue muy alentador pues se pudo mantener la producción de los pozos sin necesidad de la aplicación de algún otro tratamiento. Una vez se detuvo la prueba 4 de los 6 pozos necesitaron de la ayuda de otros procesos cada 2 a 5 semanas para poder mantener la producción de crudo, además lograron que se mejorara la producción. Con la aplicación de este proceso se aumentó el número de días que los pozos podían producir pues el tratamiento para controlar las parafinas requerida del cierre del pozo por un lapso mínimo de 2 días. El proceso resulto económicamente rentable pues el valor del químico aumento solo 2.7 centavos el costo de levantamiento por barril lo que arrojó un balance positivo pues el valor del surfactante se pudo sustentar con parte de la ganancia producto del aumento de la producción.

Con la llegada de la crisis energética en la década de los 70 debido al contexto político y económico, la inversión de la industria de los hidrocarburos para el

desarrollo de nuevas tecnologías que dieran impacto en el mejoramiento de la producción como la emulsificación en fondo de pozo pasaron a segundo plano lo que conllevó a no ver adelantos significativos hasta la de la década de los 80 en la aplicación de esta técnica.

La década de los 80 llegó con un auge de progreso y se pudo observar la reanudación de la aplicación de la técnica pero ahora las investigaciones se enfocaron en usar los surfactantes para reemplazar los diluyentes utilizados para mejorar la movilidad de los fluidos. En 1982 McClafflin, Clark y Stiffman presentaron un estudio en el cual utilizaron la emulsificación en fondo de pozo para reemplazar diluyentes como la nafta, en su estudio destacan que en la época de los 80 se había masificado el uso de surfactantes para el mejoramiento de la producción en fondo de pozo pero empezó a decaer significativamente con la llegada de la inyección de aire. McClafflin *et al.* Practicaron pruebas en 2 campos: Cat Canyon y Butterfly en los cuales se usaba kerosene para el mejoramiento de las propiedades de movilidad del fluido. Aunque la aplicación de esta técnica fue disminuyendo con la llegada de los años 90 y el desarrollo de nuevas tecnologías, el grupo de desarrollo científico de Nalco Energy Services retomó los conceptos básicos y desarrolló una nueva molécula afín a sus productos de tratamiento de crudo para mejorar la producción en los campos de crudo pesado. La aplicación de esta tecnología ha tomado como base Colombia en donde actualmente se están desarrollando pruebas para validar la funcionalidad de esta herramienta de mejoramiento de la producción.

## **2. DISEÑO EXPERIMENTAL**

El diseño experimental juega un papel muy importante a la hora de implementar una nueva tecnología en la industria petrolera, en este caso el diseño de las pruebas de laboratorio para la implementación de un reductor de la viscosidad aparente deben poder poner a prueba el producto de la forma más óptima.

### **2.1 RECONOCIMIENTO Y FOMULACION DEL PROBLEMA**

La gran demanda de crudo en el mundo ha llevado a la industria petrolera a interesarse por desarrollar los yacimientos de crudo pesado y de crudo no convencional como resultado del agotamiento de las reservas de los yacimientos de crudo liviano. Factores como la tecnología y la investigación han ayudado al desarrollo de nuevas técnicas que permitan mejorar la producción para poder cumplir con la creciente demanda de hidrocarburos.

La técnica de emulsificación en fondo de pozo con polímeros presenta una gran alternativa para reducir la viscosidad de los crudos pesados y así mejorar la producción. El polímero adecuado para cada tipo de fluido representa quizás el factor más importante para que el proceso cumpla con las expectativas trazadas, es por ello que el planeamiento de las pruebas de laboratorio debe realizarse de forma estricta para garantizar un buen desempeño del método.

### **2.2 SELECCIÓN DE LOS FACTORES**

El mejoramiento de la viscosidad del crudo está sujeto a muchos factores que pueden intervenir a la hora de modificar las propiedades del fluido y un atenuante a tener en cuenta es la técnica utilizada para cumplir con este fin por lo cual deben ser identificados los parámetros que más influencia tienen en el proceso.

Como la técnica escogida para disminuir la viscosidad es la emulsificación en fondo de pozo la eficiencia del proceso está directamente ligada a las propiedades de la emulsión que se genere. Así pues la viscosidad aparente de la emulsión depende de factores como los agentes emulsificantes, la diferencia de densidad de los fluidos, la temperatura, la presión, la fase dispersa, la fase continua y la composición de los fluidos.

Es importante entonces lograr definir cuáles son los factores que van a ser analizados, por tal motivo y sabiendo que se van a poner a prueba 5 productos diseñados para generar la emulsión inversa los factores que se van a variar en este caso se muestran en la siguiente tabla.

Factor	Medida	Posibilidad
Producto químico	Cualitativo	Conocido
Concentración	Cuantitativo	Conocido

**Tabla 1:** Factores Experimentales.

### **2.2.1 Niveles de los Factores.**

En este caso como se están analizando dos factores y cada factor presenta 5 posibilidades esto nos indica que se van a analizar 5 niveles por cada factor.

### 2.2.2 Variables de Bloqueo.

En este tipo de experimentos es normal que aunque se analicen algunos factores hayan variables que puedan afectar los posibles resultados, es por esto que se van a controlar algunas de ellas para garantizar que los datos sean producto de la variación de los factores mencionados anteriormente. En la siguiente tabla se muestra las variables que van a ser bloqueadas para controlar el experimento.

Temperatura	Cuantitativa	Conocida
Presión	Cuantitativa	Conocida
Gravedad API	Cuantitativa	Conocida
Composición del Crudo	Cuantitativa	Conocida
Volumen de Agua	Cuantitativa	Conocida
Volumen de Crudo	Cuantitativa	Conocida
Tiempo Agitación	Cuantitativa	Conocida

**Tabla 2:** Variables de Control.

- **Temperatura:** Para simular las propiedades del fluido los experimentos serán realizados a condiciones de temperatura en cabeza de pozo debido a que el producto seleccionado debe ser capaz de disminuir la viscosidad aparente a valores que permitan el flujo de la emulsión generada a condiciones de superficie.
- **Presión:** El valor de la presión será el correspondiente al valor de la presión atmosférica en el laboratorio, con ello se garantizara que todas las muestras serán sometidas a la misma presión. Aunque el valor de la presión del laboratorio puede variar considerablemente con el valor de la presión del fluido en superficie la aplicación del experimento a estas condiciones dará un

resultado representativo de la funcionalidad del polímero. El valor de la presión será dado dependiendo del crudo con que se haya experimentado.

- **Gravedad API:** El valor de la gravedad API corresponderá al tipo de crudo con el que se esté experimentando. Dado que se van a analizar dos tipos de crudo, uno por cada campo, se van a manejar dos valores de gravedad API.
- **Composición del Crudo:** Como se sabe; cada tipo de crudo tiene una composición distinta y como el objeto de este experimento no es analizar los componentes del fluido, la composición del mismo no va a ser tomada en cuenta de forma directa a la hora de analizar la efectividad de los polímeros. Como tampoco se van a analizar los posibles efectos moleculares que van a causar los polímeros en la emulsión.
- **Volumen de Crudo:** El volumen de crudo utilizado en cada muestra será de 100 ml.
- **Volumen de Agua:** El volumen de agua que se va a manejar será el correspondiente al 15% del volumen de crudo utilizado en la prueba, por esta razón el volumen de agua será de 150mL.
- **Tiempo de Agitación:** Las muestras serán sometidas a la vez a una agitación de 30 minutos para que se homogenicen y la emulsión se vuelva estable.

### **2.2.3 Variables Dependientes.**

La finalidad de este experimento es encontrar el producto que permita disminuir más la viscosidad aparente de la emulsión a una menor concentración, es por esto que la variable dependiente del experimento será la viscosidad aparente.

Variable dependiente	Media	Posibilidad
Viscosidad aparente	Centipoise	Medible

**Tabla 3.** Variable Dependiente.

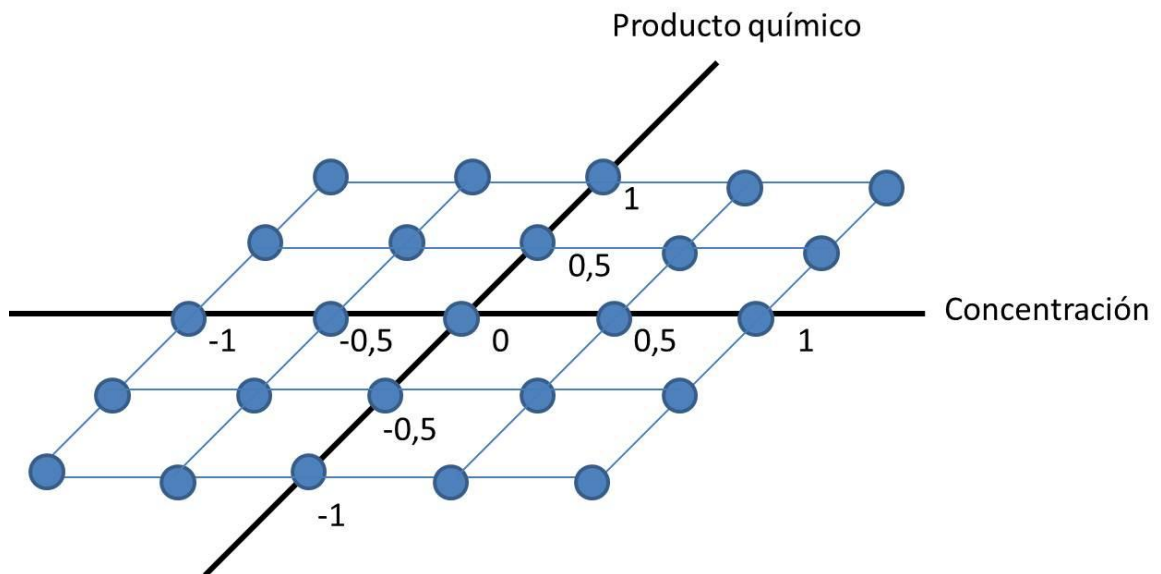
### **2.3 TIPO DE DISEÑO EXPERIMENTAL**

Como se mencionó anteriormente el experimento va a medir la influencia de dos factores (producto químico y concentración) en la respuesta que es la viscosidad aparente. Para llevar a cabo este experimento el modelo que será utilizado será un modelo factorial  $5^2$  pues cada factor va a tener 5 niveles posibles, aunque va a ser más difícil llevar a cabo el experimento las muestras van a ser aleatorizadas para eliminar efectos que puedan sesgar las respuestas reales de los factores.

El experimento estará conformado por 25 tratamientos correspondientes a la combinación de los 2 factores cada uno con 5 niveles. Aunque se acostumbra a realizar este tipo de experimentos solo con dos niveles (alto y bajo) en este experimento va a ser utilizados los niveles intermedio para hacer un análisis más detallado del efecto de los factores.

En la figura 1 se muestra el dominio experimental de los dos factores con cada uno de los 5 niveles que fueron escogidos para correr el experimento. En azul están señalizadas las 25 posibilidades.

Con el dominio experimental se puede establecer la matriz de experimentos y el plan de experimentación a seguir para obtener la variable dependiente. En la tabla 4 se muestra el arreglo experimental sin aleatorizar. Posteriormente el análisis de la varianza se va a realizar teniendo como base este y arreglo aleatorizado respectivamente para cada campo.



**Figura 1:** Dominio Experimental.

**Fuente:** Autor.

## 2.4 FASE EXPERIMENTAL

Una vez se ha hecho el arreglo experimental y se ha planeado el desarrollo del experimento se debe recurrir a la toma de datos en los cuales se va a determinar la variable dependiente para su posterior análisis, en este caso la variable dependiente a analizar es la viscosidad aparente la cual es la medida de la viscosidad de la emulsión.

	Matriz de Experimentos		Plan de Experimentación		
	Factor 1	Factor 2	Polímero	Concentración (ppm)	Respuesta
1	-1	-1	A	200	
2	-0,5	-1	B	200	
3	0	-1	C	200	
4	0,5	-1	D	200	
5	1	-1	E	200	
6	-1	-0,5	A	400	
7	-0,5	-0,5	B	400	
8	0	-0,5	C	400	
9	0,5	-0,5	D	400	
10	1	-0,5	E	400	
11	-1	0	A	600	
12	-0,5	0	B	600	
13	0	0	C	600	
14	0,5	0	D	600	
15	1	0	E	600	
16	-1	0,5	A	800	
17	-0,5	0,5	B	800	
18	0	0,5	C	800	
19	0,5	0,5	D	800	
20	1	0,5	E	800	
21	-1	1	A	1000	
22	-0,5	1	B	1000	
23	0	1	C	1000	
24	0,5	1	D	1000	
25	1	1	E	1000	

**Tabla 4:** Arreglo Experimental.

### 2.4.1 Implementos de Laboratorio

Para la correcta medición de los datos es necesario contar con los implementos necesarios que permitan una realización eficaz de las pruebas. Los implementos que se van a utilizar en el desarrollo del experimento serán enumerados en la Tabla 5.

<b>Implementos</b>	<b>Cantidad</b>
Botellas aforadas 100 ml	30
Recipiente plástico 3 galones	2
Recipiente plástico 1 galón	2
Erlenmeyer 200 ml	6
Pipeta 100 ml	2
Micro pipeta Variable	1
Boquillas Micro pipeta Variable	200
Agitador Mecánico	1
Viscosímetro	1
Baño Temperatura Variable	1
Marcador Indeleble	1

**Tabla 5:** Implementos de Laboratorio Requeridos.

### 2.4.2 Sustancias.

Para la realización de las pruebas de laboratorio van a ser requeridos algunos productos químicos y los fluidos con los cuales se van realizar los experimentos. Las sustancias requeridas para realizar las pruebas serán especificadas en la tabla 6.

<b>Sustancias</b>	<b>Volumen (ml)</b>
Agua de Producción	2000
Reductores de Viscosidad (c/u)	200
Muestra del crudo de cada Campo	6000-8000
Solvente	1000

**Tabla 6:** Sustancias Utilizadas y su respectivo volumen.

### **2.4.3 Procedimiento.**

Una vez se cuente con los implementos y sustancias requeridas se podrán iniciar las pruebas de laboratorio las cuales deben seguir los pasos especificados a continuación. Es importante saber que el orden de los pasos no debe ser alterado pues ello conllevara a que las pruebas tenga que ser iniciadas de nuevo. El procedimiento que se detallara a continuación podrá ser aplicado en ambos campos.

- **Toma de Muestras:**

En primer lugar debe realizarse la toma de muestras del fluido al cual se le van a aplicar las pruebas de laboratorio. Para ello es conveniente especificar los puntos clave de muestreo. Si con anterioridad se ha definido el pozo en cual se va a realizar la prueba piloto lo más conveniente es tomar la muestra en cabeza, de lo contrario el siguiente punto clave para tomar la muestra de crudo es en la salida del manifold. El fluido recolectado se almacenara en los recipientes plásticos de 3 galones. Hay que tener en cuenta que al abrir la válvula se debe dejar fluir el crudo durante unos segundos en uno de los recipientes y después si llenar el segundo recipiente el cual va a contener la

muestra de crudo a utilizar. Para el caso del agua de producción esta debe ser almacenada en los recipientes de 1 galón.

- **Eliminación del Agua Libre:**

En el laboratorio se debe dejar la muestra en reposo durante al menos 8 horas para que se asiente el agua libre y pueda ser eliminada del recipiente de muestreo; este lapso de tiempo puede ser utilizado para etiquetar las botellas y los Erlenmeyer como se menciona en la siguiente etapa. El procedimiento de eliminación del agua libre consiste en voltear el recipiente y dejarlo volteado durante el tiempo indicado de tal manera que cuando el tiempo se cumpla se pueda abrir levemente la tapa y se empiece a evacuar el agua, una vez empiece a salir crudo se debe cerrar la tapa. Es recomendable quitar el tapón de seguridad del recipiente de muestreo antes de empezar con este procedimiento. Una vez se elimine el agua libre se debe agitar el recipiente de muestreo durante 30 minutos. Durante el proceso de agitación es posible empezar con la preparación de la solución acuosa, claramente habría que esperar que se termine de agitar el recipiente con la muestra de crudo para poder agitar los Erlenmeyer si esta se realiza antes de 30 minutos.

- **Etiquetar Botellas Aforadas y Erlenmeyer:**

Es necesario etiquetar las botellas aforadas con el marcador indeleble siguiendo la siguiente codificación: Una letra mayúscula de la A hasta la E correspondiente al polímero utilizado acompañado de la concentración a la cual se encuentra el polímero, a continuación se presentara un ejemplo:

*El polímero A con una concentración de 200 ppm deberá ser marcado así:*

## A-200

Una vez se completa este proceso es conveniente organizar las botellas como se muestra en la tabla 7 para el campo A y en la Tabla 8 para el campo B. También se deben etiquetar los Erlenmeyer con la letra correspondiente a cada polímero. Este procedimiento se puede realizar mientras se deja la muestra en reposo para la eliminación del agua libre

- **Preparación de la solución Acuosa:**

Con la ayuda de la pipeta se deben medir 90 ml de agua y llenar 5 Erlenmeyer (los correspondientes a cada polímero) con el mismo volumen. El agua que se utiliza para preparar esta solución es el agua de producción almacenada en los recipientes de 1 galón. Posteriormente se deben medir 10 ml de polímero, agregarlos al Erlenmeyer correspondiente y lavar la pipeta después de tomar cada muestra de producto químico. Para que no haya alteración de las propiedades del polímero es necesario limpiar las pipetas con el solvente. Una vez se hayan agregado los 100 ml de solución se debe homogenizar la muestra para lo cual es recomendable ubicar todos los Erlenmeyer en el agitador mecánico para que los 5 sean sometidos a la misma agitación durante 30 minutos, es de gran importancia poner el tapón de seguridad de cada uno de los Erlenmeyer.

- **Preparación de la emulsión:**

Se deben medir 15 ml de agua de producción con la pipeta y depositarlos en cada botella aforada, los 15 mililitros de agua corresponden al 15% del líquido que se va a manejar, este valor es usado como recomendación del equipo de desarrollo científico de Nalco Energy Services. Este

procedimiento debe repetirse para las otras 24 botellas pues en el experimento hay 25 combinaciones producto de los 5 niveles que tiene cada uno de los 2 factores. Una vez se han llenado las 25 botellas se procede a aplicar la solución polimérica en su concentración correspondiente en el orden que se indica en la tabla 7 para el campo A y en la tabla 8 para el campo B. Este procedimiento se debe realizar con la micro-pipeta ajustable, aunque no es la forma más práctica hacerlo en el orden de las tablas se debe realizar de esta forma para garantizar aleatoriedad. Se deben reemplazar las boquillas cada vez que se cambie de polímero y de concentración. Después se procede a agitar las botellas durante 30 minutos para homogenizar el polímero en el agua. Una vez finalizada la agitación se deben agregar 100ml de crudo en las botellas aforadas y proceder a agitarlas durante otros 30 minutos.

El orden propuesto en las tablas 7 y 8 aplica para este experimento se recomienda alterarlo para nuevos procedimientos. La concentración correspondiente en micro-litros para cada concentración en ppm se muestra en la tabla 9. Finalmente las botellas son expuestas al baño de temperatura. La temperatura a la cual se debe ajustar el baño térmico corresponde a la temperatura promedio del fluido en superficie. Las botellas se deben dejar una hora en el baño térmico después de que se haya estabilizado la temperatura deseada.

## Matriz de Experimentos

## Plan de Experimentación

	Factor 1	Factor 2	Polímero	Concentración (ppm)	Respuesta (Cp)
1	1	-0,5	E	400	8567
2	-1	-1	A	200	N/A
3	0,5	0	D	600	10127
4	0	-0,5	C	400	9835
5	-0,5	0	B	600	10124
6	-0,5	1	B	1000	9425
7	0,5	1	D	1000	9552
8	-0,5	-1	B	200	N/A
9	-1	0,5	A	800	9325
10	0,5	-0,5	D	400	10535
11	0	-1	C	200	10234
12	0	0,5	C	800	5220
13	0,5	0,5	D	800	9784
14	1	0,5	E	800	7238
15	0	0	C	600	5232
16	-1	0	A	600	10150
17	1	0	E	600	8126
18	1	-1	E	200	10247
19	-1	-0,5	A	400	N/A
20	1	1	E	1000	6239
21	-0,5	-0,5	B	400	10423
22	-1	1	A	1000	8995
23	0	1	C	1000	5215
24	0,5	-1	D	200	10826
25	-0,5	0,5	B	800	10020

**Tabla 7:** Arreglo Experimental Aleatorizado Campo A.

	Matriz de Experimentos		Plan de Experimentación		
	Factor 1	Factor 2	Polímero	Concentración (ppm)	Respuesta (Cp)
1	-0,5	-1	B	200	N/A
2	0,5	0	D	600	9764
3	-1	1	A	1000	3890
4	1	0	E	600	10934
5	0,5	0,5	D	800	9013
6	-1	-1	A	200	9874
7	-0,5	0	B	600	10910
8	0,5	-0,5	D	400	N/A
9	0	0,5	C	800	7245
10	1	-0,5	E	400	11345
11	1	1	E	1000	9575
12	0,5	-1	D	200	N/A
13	-0,5	0,5	B	800	8992
14	1	0,5	E	800	9976
15	0	-1	C	200	10756
16	0,5	1	D	1000	8290
17	0	1	C	1000	6912
18	0	-0,5	C	400	9567
19	1	-1	E	200	N/A
20	-1	0	A	600	5618
21	-1	0,5	A	800	3910
22	-0,5	-0,5	B	400	N/A
23	-1	-0,5	A	400	6325
24	0	0	C	600	8998
25	-0,5	1	B	1000	7532

**Tabla 8:** Arreglo Experimental Aleatorizado Campo B.

Concentración	
Ppm	Micro-litros
200	230
400	460
600	690
800	920
1000	1150

**Tabla 9:** Concentración en ppm y en micro-litros.

- **Medición de la viscosidad Aparente:**

Una vez ha transcurrido una hora desde que se estabilizo la temperatura en el baño térmico, se procede a medir la viscosidad aparente en el viscosímetro, para ello se vacía la muestra de la botella en el plato de muestras del viscosímetro y se gradúan los parámetros de medición del instrumento. El orden de medición debe ser el mismo que se estipulo en las tablas 7 y 8 dependiendo del campo. El valor obtenido se debe anotar en la última columna de las tablas 7 y 8 tal y como se muestra en las mismas.

## 2.4 ANALIS DE LA VARIANZA DELOS RESULTADOS

Para hacer el análisis de la varianza de los resultados se emplean métodos estadísticos los cuales se efectuarán con la ayuda de la versión DEMO del software StatGraphics 5.1. Este software se utilizara para analizar los resultados de tal manera que se pueda apreciar el efecto de los factores sobre la generación

de la emulsión inversa. Los datos calculados por el software se encuentran en la tabla 10 y 11.

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
<b>EFFECTOS PRINCIPALES</b>					
<b>A:</b> Producto Químico	4,13154E7	4	1,03288E7	10,40	0,0005
<b>B:</b> Concentración	2,63196E7	4	6,5799E6	6,63	0,0039
<b>RESIDUOS</b>	1,29112E7	13	993169,		
<b>TOTAL (CORREGIDO)</b>	7,17859E7	21			

**Tabla 10:** Análisis de Varianza datos laboratorio campo A.

Fuente	Suma de Cuadrados	GI	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
<b>EFFECTOS PRINCIPALES</b>					
<b>A:</b> Producto Químico	6,93777E7	4	1,73444E7	46,39	0,0000
<b>B:</b> Concentración	3,91712E7	4	9,79279E6	26,19	0,0000
<b>RESIDUOS</b>	4,11284E6	11	373895,		
<b>TOTAL (CORREGIDO)</b>	9,40457E7	19			

**Tabla 11:** Análisis de Varianza datos laboratorio campo B.

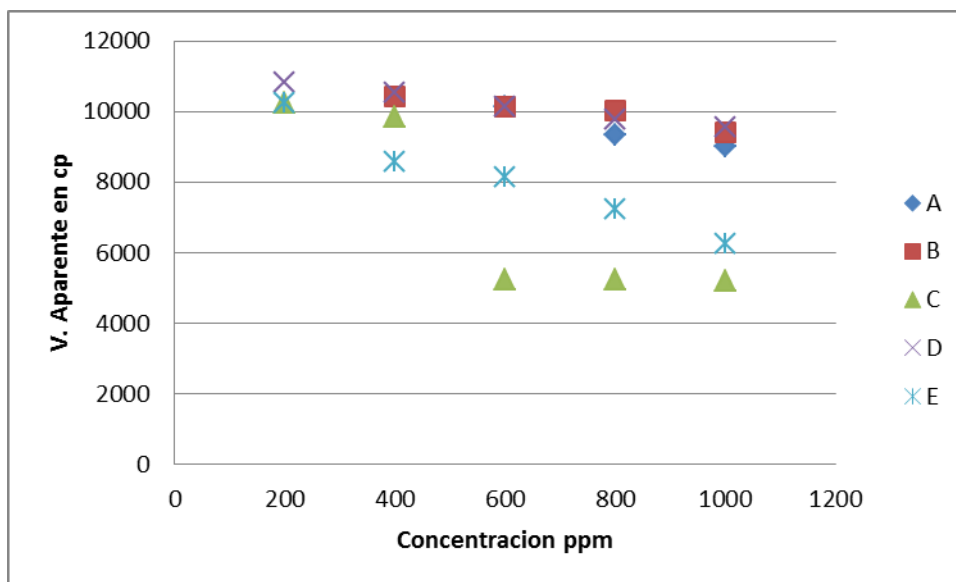
En las tablas se puede observar la variabilidad de Viscosidad Aparente en contribuciones debidas a varios factores. La contribución de cada factor se mide eliminando los efectos de los demás factores. Los valores-P prueban la significancia estadística de cada uno de los factores. Puesto que 2 valores-P son menores que 0,05, estos factores tienen un efecto estadísticamente significativo sobre la viscosidad aparente con un 95,0% de nivel de confianza.

También se puede observar que la interacción entre los factores afecta el resultado de la variable dependiente pues los productos mostraron mejor rendimiento a niveles de concentración más altos de manera proporcional, tal resultado permite tomar decisiones lógicas basándose en la concentración y el rendimiento de los productos químicos.

### 3. SELECCIÓN DE POLIMEROS PARA PRUEBAS PILOTO

La selección del mejor producto para realizar las pruebas piloto es quizá la parte más importante de todo el proyecto, es por ello que se deben aprovechar las herramientas que se utilizaron para validar las pruebas realizadas en el laboratorio y así obtener de forma eficaz el producto adecuado. La selección del polímero se va a realizar teniendo en cuenta el desempeño mostrado por los productos en los experimentos realizados anteriormente haciendo énfasis en la relación desempeño versus concentración. La selección del producto para el campo A y B se presentan en las figuras 2 y 3 respectivamente.

#### 3.1 CAMPO A

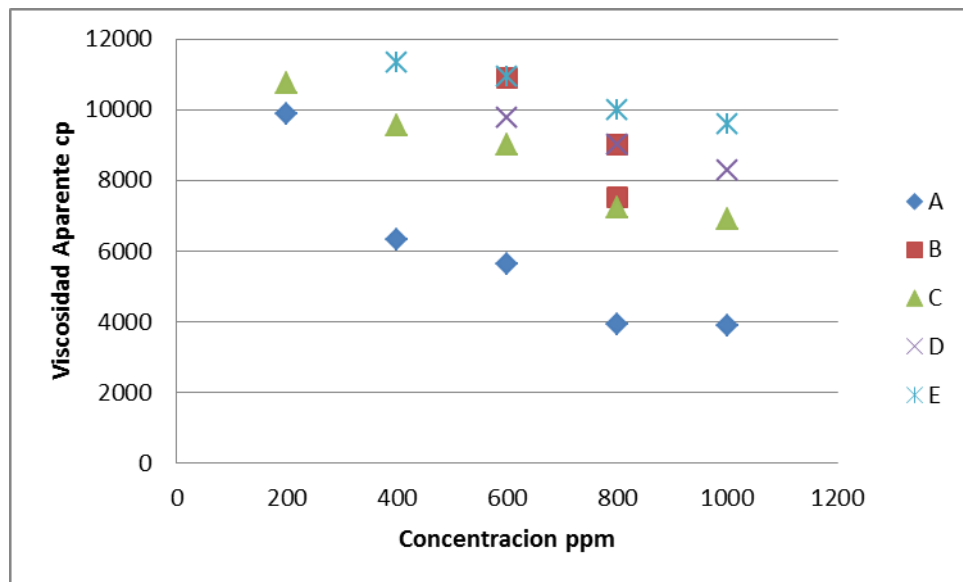


**Figura 2:** Comportamiento de los productos químicos a diferentes concentraciones en las pruebas de laboratorio del campo A.

**Fuente:** Autor

Como se puede observar en la gráfica anterior el producto que más rendimiento mostro fue el C, pero se seleccionará este producto a una concentración de 600 ppm ya que mostro una disminución de la viscosidad aparente muy similar a la que mostro este producto a concentraciones de 800 y 1000 ppm. Haber escogido este producto a la concentración de 600 ppm representa una gran disminución del consumo en comparación con 800 y 1000 ppm.

### 3.2 CAMPO B



**Figura 3:** Comportamiento de los productos químicos a diferentes concentraciones en las pruebas de laboratorio del campo B.

**Fuente:** Autor

En el caso de los productos del campo B se puede observar que todos los productos aumentan su eficiencia cuando aumenta la concentración pero en el caso del producto A los valores obtenidos para las concentraciones de 1000 y 800 ppm son casi los mismos así que para generar un ahorro en el consumo a la hora

de correr la prueba piloto la mejor opción es seleccionar el producto A con 800 ppm, esto indica un ahorro alrededor del 20%.

## **4. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS**

Así como se deben tener en cuenta ciertos factores para seleccionar los productos químicos, es de gran importancia conocer los parámetros indicados para poder realizar las pruebas en los pozos correctos. El proceso de selección que se debería tener para la selección será presentado a continuación.

### **4.1 PARAMETROS DE SELECCION**

Para poder correr un piloto en el cual se ponga a prueba la efectividad del producto químico seleccionado se debe tener una muy buena información acerca de los pozos del campo. La selección del pozo cumple un papel importante pues las condiciones del fluido que se esté produciendo podrán favorecer o no el desarrollo del proyecto. Los factores más importantes a tener en cuenta para la selección del pozo son los siguientes.

#### **4.1.1 Agua Libre.**

Es importante que el pozo produzca agua libre ya que esta se puede utilizar para diluir el producto químico y no se tendría que buscar otra fuente de agua para inyectar por el anular. Cabe anotar que si el pozo tiene bajo corte de agua el proceso se podría realizar pero habría que suministrársele agua de otra fuente lo que subiría los costos del tratamiento. Lo mismo sucedería si el volumen de agua libre no fuera el suficiente para cumplir con el porcentaje en volumen requerido de agua para correr la prueba satisfactoriamente. El porcentaje en volumen requerido

para correr la prueba corresponde al mismo que se utilizó en el laboratorio que en este caso corresponde al 15 %.

#### **4.1.2 Producción del Pozo.**

Aunque la rata de producción del pozo no afecta directamente la eficiencia del tratamiento si afecta los volúmenes de agua que se tienen que utilizar, así pues si el pozo tiene una rata alta de producción se va a tener que manejar un volumen grande de agua lo que dificulta la operación, además hay que tener en cuenta la capacidad del sistema de levantamiento artificial que se esté utilizando pues el pozo va a empezar a manejar un volumen más grande de fluidos.

#### **4.1.3 Ubicación Geográfica.**

La ubicación del pozo presenta un factor importante puesto que la accesibilidad representa una dificultad a la hora de manejar los volúmenes de agua necesarios independientemente de si el agua hay que traerla de una fuente alterna o si es agua del mismo pozo.

### **4.2 POZOS SELECCIONADOS**

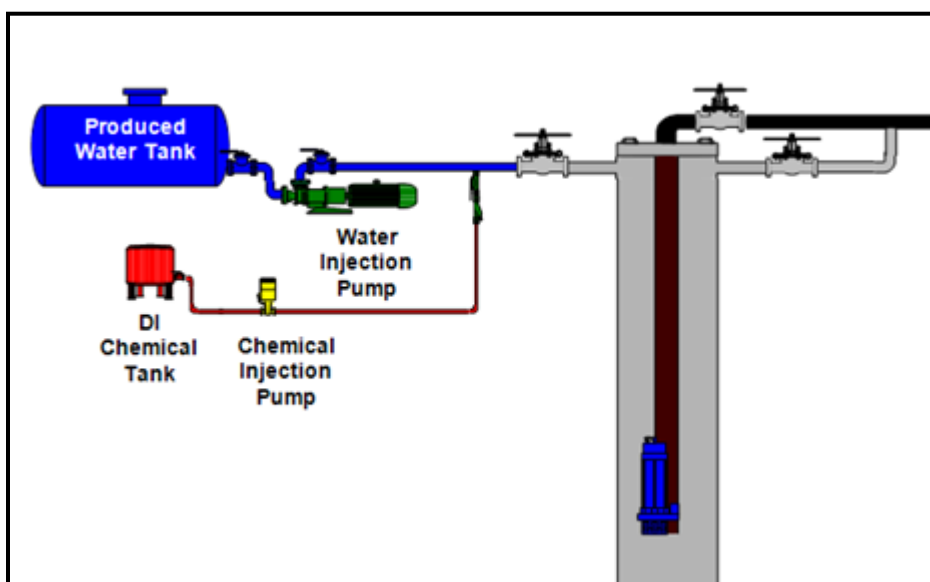
Debido a las campañas que se están desarrollando actualmente en el país para desarrollar campos nuevos y mejorar los campos que ya se encontraban en producción, el proceso de selección de los pozos se vio afectado de tal manera que los pozos que se seleccionaron para realizar las pruebas piloto en los dos campos fueron escogidos teniendo como prioridad el menor efecto en la operación normal de los campos. En el campo A se asignó para la prueba piloto el pozo REP-64 y en el Campo B el pozo OLH-61. Ambos pozos presentan propiedades de los fluidos similares: 11000 y 12000 centi-pois de viscosidad

respectivamente, temperatura promedio en cabeza de 120° F en el pozo REP-64 y 100° F en el pozo OLH-61. La tasas de producción que presentaron los pozos fueron: 1377 BOPD en el pozo REP-64 con un corte de agua del 20% y 900 BOPD en el pozo OLH-61 con un corte de agua del 10%.

## 5. PRUEBAS PILOTO

Una vez se han seleccionado los pozos para realizar las pruebas es muy importante conocer el esquema que se debe montar para la inyección del químico. Se debe tener mucho cuidado a la hora de realizar el montaje pues hay tener en cuenta los parámetros de selección de los equipos ya que se va manejar un considerable volumen de agua y las bombas que se utilicen deben enviar el fluido a una presión que le permita llegar a fondo de pozo.

### 5.1 ESQUEMA DE INYECCION



**Figura 4:** Esquema de Inyección.

**Fuente:** Field study of heavy oil viscosity reduction for production transport.

#### 5.1.1 Tanque de Agua.

En este tanque se almacenará el agua que será utilizada para diluir el producto químico. En este caso el agua que será utilizada será el agua de producción. El

tamaño del tanque va a depender de los volúmenes de agua que se vayan a utilizar. En casos donde no se puedan conectar líneas de suministro de agua por inconvenientes como la difícil accesibilidad el agua tiene que ser llevada en carro-tanques hasta la locación.

### **5.1.2 Tanque de Químicos.**

En este tanque se almacena el producto químico que va a entrar en contacto con agua para su posterior inyección en el pozo. Las dimensiones de este tanque son mucho menores que las del tanque de agua debido a que la cantidad de químico que se inyecta es mínima en comparación al agua que se va a inyectar.

### **5.1.3 Bomba de inyección de Agua.**

Esta bomba será utilizada para inyectar el agua por el anular y en punto de la línea de inyección recibe el producto químico que se ira diluido en el agua.

### **5.1.4 Bomba de Químicos.**

Esta bomba es la encargada de tomar el producto químico del tanque de químicos e inyectarlo en la línea de inyección del agua en donde se ira diluyendo hasta llegar a fondo de pozo.

## **5.2 PROCEDIMIENTO**

### **5.2.1 Conexión de la Bomba de Inyección de Agua.**

Para poder enviar el agua por el anular es necesario contar con una bomba que permita inyectar el fluido, por lo cual el tanque de almacenamiento debe ser conectado a la bomba de inyección de agua. Una vez conectados la bomba debe

conectarse mediante una línea de flujo a cabeza de pozo para poder empezar a bombear el fluido, es importante saber que en la línea de flujo se conectara también la bomba de inyección de químico.

### **5.2.2 Conexión de la Bomba de Inyección de Químico.**

La bomba de inyección de químico cumple un factor muy importante pues será la encargada de controlar la concentración del polímero. Esta bomba está conectada al tanque de químico de y de ahí conecta con la línea de flujo que va de la bomba de agua a la entrada del anular. Lo que se espera que suceda en el trayecto recorrido por el agua y por el químico es que se homogenicen de tal manera que cuando lleguen a fondo de pozo el producto pueda funcionar óptimamente y se genere la emulsión inversa en fondo de pozo. En caso de que el tiempo no se suficiente para homogenizar los fluidos será necesario adicionar al esquema de tratamiento un mezclador en donde se procederá a realizar la homogenización para su posterior inyección por el anular.

### **5.2.3 Condiciones de Inyección.**

Una vez se han verificado todas las conexiones de los equipos se debe proceder a configurar las bombas para controlar la cantidad de fluido que se va a inyectar tanto de agua como de producto químico. La etapa posterior a esta es evaluar el desempeño del producto lo cual se va a realizar en el siguiente capítulo mediante el análisis de los datos obtenidos.

## 6. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LOS PRODUCTOS EN LOS DIFERENTES CAMPOS

A continuación se hará el análisis respectivo de los datos obtenidos en las pruebas realizadas en campo. Finalmente en esta etapa del proyecto se podrá analizar el desempeño real de los productos en condiciones de campo para evaluar posteriormente la funcionalidad a gran escala.

### 6.1 CAMPO A

Pozo: REP-64  
Viscosidad: 11000 cp.  
T. prom.: 120°F  
BOPD: 1377  
BWPD: 345  
BNPD: 500  
Dosis VR: 600ppm  
Dosis Gph: 2.08  
BPWPD: 260

Cálculo Galones por hora:

$$600 * 1981 / 23810 / 24 = 2.08 \text{ gph}$$

Datos de La prueba Campo A									
Fecha	Bomba			Wellhead				Tasa de Flujo	
	Hz	Temperatura	PIP	Presión	Temperatura	Pipe	Anular	Nafta bls/h	VR gal/h
19/10/2010 01:00	58	208	1364	135	158	128	4	21,43	0,00
19/10/2010 02:00	58	208	1364	135	160	128	4	20,26	0,00
19/10/2010 03:00	58	208	1364	135	164	124	4	19,96	0,00
19/10/2010 04:00	58	208	1364	130	168	122	4	23,01	0,00
19/10/2010 05:00	58	208	1364	130	164	122	4	22,25	0,00
19/10/2010 06:00	58	208	1363	130	153	122	4	22,16	0,00
19/10/2010 07:00	58	208	1364	130	157	126	4	19,47	0,00
19/10/2010 08:00	58	209	1363	130	157	124	4	18,92	0,00
19/10/2010 09:00	58	208	1364	130	158	128	4	20,47	0,00
19/10/2010 10:00	58	209	1364	135	160	124	5	19,10	0,00
19/10/2010 11:00	58	208	1364	135	165	124	5	25,65	0,00
19/10/2010 12:00	58	208	1364	135	168	124	5	24,10	0,00
19/10/2010 13:00	58	208	1363	135	168	120	5	21,10	0,00
19/10/2010 14:00	58	208	1363	135	162	120	5	20,54	0,00
19/10/2010 15:00	58	208	1363	135	160	124	5	16,28	0,00
19/10/2010 16:00	58	208	1363	135	162	122	5	20,33	0,00
19/10/2010 17:00	58	208	1363	135	164	118	5	25,85	0,00
19/10/2010 18:00	58	208	1363	130	168	116	5	26,04	0,00
19/10/2010 19:00	58	208	1363	130	168	116	5	21,34	0,00
19/10/2010 20:00	58	208	1363	130	164	120	5	20,29	0,00
19/10/2010 21:00	58	208	1363	130	164	120	5	19,56	0,00
19/10/2010 22:00	58	208	1363	130	164	118	5	19,41	0,00
19/10/2010 23:00	58	208	1363	130	168	114	5	25,45	0,00
20/10/2010 00:00	58	209	1363	130	162	114	5	24,87	0,00

20/10/2010 01:00	58	208	1363	130	166	118	5	17,60	0,00
20/10/2010 02:00	58	208	1363	130	166	118	5	18,93	0,00
20/10/2010 03:00	58	208	1363	130	166	116	5	27,56	0,00
20/10/2010 04:00	58	208	1363	130	166	112	5	22,96	0,00
20/10/2010 05:00	58	208	1363	130	160	112	5	22,06	0,00
20/10/2010 06:00	58	208	1363	120	156	114	5	23,66	0,00
20/10/2010 07:00	58	208	1363	120	158	116	5	22,27	0,00
20/10/2010 08:00	58	208	1363	120	158	116	5	20,77	0,00
20/10/2010 09:00	58	208	1363	120	155	116	5	20,51	0,00
20/10/2010 10:00	58	208	1363	120	158	118	5	19,51	0,00
20/10/2010 11:00	58	208	1363	120	160	116	5	21,96	0,00
20/10/2010 12:00	58	208	1363	120	163	116	5	28,80	0,00
20/10/2010 13:00	58	208	1363	120	163	116	5	20,71	0,00
20/10/2010 14:00	58	208	1363	120	155	118	5	20,50	0,00
20/10/2010 15:00	58	208	1368	120	150	116	6	21,14	2,08
20/10/2010 16:00	58	208	1370	120	155	116	6	21,21	2,08
20/10/2010 17:00	58	208	1365	120	160	120	6	19,60	2,08
20/10/2010 18:00	58	208	1370	120	156	114	7	18,96	2,08
20/10/2010 19:00	58	208	1368	120	156	114	7	19,10	2,08
20/10/2010 20:00	58	208	1368	120	160	116	7	24,55	2,08
20/10/2010 21:00	58	208	1370	120	158	118	7	18,52	2,08
20/10/2010 22:00	58	208	1370	130	158	122	7	16,92	2,08
20/10/2010 23:00	58	208	1365	125	160	120	7	18,96	2,08
21/10/2010 00:00	58	208	1361	125	162	118	7	20,55	2,08
21/10/2010 01:00	58	208	1363	120	164	110	7	28,42	2,08
21/10/2010 02:00	58	209	1364	120	164	110	7	21,01	2,08
21/10/2010 03:00	58	208	1363	120	166	110	7	19,85	2,08
21/10/2010 04:00	58	208	1365	120	162	110	7	19,50	2,08
21/10/2010 05:00	58	208	1367	120	164	110	7	18,57	2,08

21/10/2010 06:00	58	208	1363	120	155	110	7	19,93	2,08
21/10/2010 07:00	58	208	1364	120	158	110	7	19,91	2,08
21/10/2010 08:00	58	208	1365	120	160	106	7	20,93	2,08
21/10/2010 09:00	58	208	1365	120	159	108	8	19,65	2,08
21/10/2010 10:00	58	208	1365	120	160	108	8	24,77	2,08
21/10/2010 11:00	58	208	1365	120	160	106	8	20,68	2,08
21/10/2010 12:00	58	208	1364	120	160	108	8	21,69	2,08
21/10/2010 13:00	58	208	1364	120	155	110	8	16,94	2,09
21/10/2010 14:00	58	208	1365	120	149	110	9	17,72	2,09
21/10/2010 15:00	58	209	1367	120	154	108	9	20,54	2,09
21/10/2010 16:00	58	208	1368	120	158	108	9	19,13	2,09
21/10/2010 17:00	58	208	1367	120	156	110	9	15,34	2,09
21/10/2010 18:00	58	208	1367	120	160	112	9	11,35	2,09
21/10/2010 19:00	58	208	1367	120	160	110	9	12,75	2,09
21/10/2010 20:00	58	208	1363	120	160	108	9	17,50	2,09
21/10/2010 21:00	58	208	1363	125	162	116	9	13,35	2,09
21/10/2010 22:00	58	208	1367	130	156	120	9	16,29	2,09
21/10/2010 23:00	58	208	1365	120	164	112	9	17,64	2,09
22/10/2010 00:00	58	208	1365	120	164	112	9	16,93	2,09
22/10/2010 01:00	58	209	1365	120	164	112	9	14,47	2,09
22/10/2010 02:00	58	208	1363	120	164	112	9	15,01	2,09
22/10/2010 03:00	58	208	1365	120	164	112	9	17,31	2,09
22/10/2010 04:00	58	208	1367	120	166	112	9	15,97	2,09
22/10/2010 05:00	58	208	1364	120	154	110	9	16,13	2,09
22/10/2010 06:00	58	209	1365	120	155	110	9	21,17	2,09
22/10/2010 07:00	58	209	1364	120	157	110	9	21,55	2,09
22/10/2010 08:00	58	208	1364	120	157	108	9	18,74	2,09
22/10/2010 09:00	58	208	1365	120	153	108	9	16,20	2,09
22/10/2010 10:00	58	208	1365	120	155	108	9	17,17	2,09

22/10/2010 11:00	58	208	1365	120	158	106	9	14,29	2,09
22/10/2010 12:00	58	208	1363	120	163	110	9	12,95	2,09
22/10/2010 13:00	58	209	1361	120	165	112	9	10,47	2,09
22/10/2010 14:00	58	208	1364	110	164	112	9	7,78	2,09
22/10/2010 15:00	58	208	1364	110	160	112	9	11,53	2,09
22/10/2010 16:00	58	209	1364	110	163	112	9	12,79	2,09
22/10/2010 17:00	58	209	1364	110	161	112	9	5,88	2,09
22/10/2010 18:00	58	209	1364	120	170	114	9	9,46	2,09
22/10/2010 19:00	58	209	1364	120	168	114	9	8,66	2,09
22/10/2010 20:00	58	209	1364	125	164	118	9	7,80	2,09
22/10/2010 21:00	58	209	1364	125	164	118	9	8,11	2,09
22/10/2010 22:00	58	209	1364	125	162	118	9	11,12	2,09
22/10/2010 23:00	58	208	1364	125	160	120	9	11,49	2,09
23/10/2010 00:00	58	208	1368	130	162	122	9	9,53	2,09
23/10/2010 01:00	58	208	1366	130	164	120	9	11,13	2,09
23/10/2010 02:00	58	208	1366	130	164	120	9	10,59	2,09
23/10/2010 03:00	58	209	1371	130	166	120	9	10,02	2,09
23/10/2010 04:00	58	209	1371	130	164	120	9	8,77	2,09
23/10/2010 05:00	58	209	1361	130	162	120	9	12,34	2,09
23/10/2010 06:00	58	209	1364	120	164	116	10	13,30	2,09
23/10/2010 07:00	58	209	1365	120	158	118	10	10,46	2,09
23/10/2010 08:00	58	208	1364	120	154	120	10	8,70	2,09
23/10/2010 09:00	58	209	1366	120	163	120	9	10,71	2,09
23/10/2010 10:00	58	208	1370	120	163	120	10	9,16	2,09
23/10/2010 11:00	58	209	1369	124	155	120	10	8,48	2,09
23/10/2010 12:00	58	209	1368	126	159	120	10	9,14	2,09
23/10/2010 13:00	58	209	1365	128	160	120	10	7,79	2,09
23/10/2010 14:00	58	208	1364	124	145	120	9	9,55	2,09
23/10/2010 15:00	58	207	1366	124	148	120	9	8,63	2,09

23/10/2010 16:00	58	208	1361	130	150	120	9	6,84	2,09
23/10/2010 17:00	58	208	1373	130	152	122	9	5,49	2,09
23/10/2010 18:00	58	208	1371	130	154	122	11	2,85	2,09
23/10/2010 19:00	58	208	1371	130	154	120	11	4,00	2,09
23/10/2010 20:00	58	208	1373	130	156	120	11	9,37	2,09
23/10/2010 21:00	58	208	1371	130	156	120	11	3,68	2,09
23/10/2010 22:00	58	208	1371	130	158	120	11	5,09	2,09
23/10/2010 23:00	58	208	1364	130	160	120	11	7,15	2,09
24/10/2010 00:00	58	208	1365	130	164	120	11	5,21	2,09
24/10/2010 01:00	58	209	1364	130	166	120	11	6,7	2,09
24/10/2010 02:00	58	209	1364	130	164	120	11	5,32	2,09
24/10/2010 03:00	58	209	1365	130	162	120	11	5,77	2,09
24/10/2010 04:00	58	209	1364	130	164	120	11	4,16	2,09
24/10/2010 05:00	58	209	1364	130	158	122	11	2,51	2,09
24/10/2010 06:00	58	208	1365	142	154	126	11	2,93	2,09
24/10/2010 07:00	58	209	1367	142	163	128	11	3,58	2,09
24/10/2010 08:00	58	208	1366	142	163	128	11	4,65	2,09
24/10/2010 09:00	58	209	1363	142	155	126	10	6,81	2,09
24/10/2010 10:00	58	209	1376	142	159	126	10	6,64	2,09
24/10/2010 11:00	58	209	1372	142	160	126	11	5,84	2,09
24/10/2010 12:00	58	208	1370	142	145	126	11	6,49	2,09
24/10/2010 13:00	58	207	1371	130	148	120	11	10,68	2,09
24/10/2010 14:00	58	208	1373	130	150	122	11	10,54	2,09
24/10/2010 15:00	58	208	1374	130	154	124	11	5,07	2,09
24/10/2010 16:00	58	208	1371	130	148	126	11	3,53	2,09
24/10/2010 17:00	58	208	1383	130	158	122	12	3,31	2,09
24/10/2010 18:00	58	208	1377	130	162	122	12	9,54	2,09
24/10/2010 19:00	58	208	1374	130	162	124	12	5,11	2,09
24/10/2010 20:00	58	209	1374	135	162	128	12	3,34	2,09

24/10/2010 21:00	58	209	1367	135	162	128	12	4,90	2,09
24/10/2010 22:00	58	209	1367	140	156	132	11	3,35	2,09
24/10/2010 23:00	58	208	1377	140	162	130	12	3,34	2,10
25/10/2010 00:00	58	209	1367	135	162	126	12	8,93	2,10
25/10/2010 01:00	58	208	1367	135	162	124	12	6,92	2,10
25/10/2010 02:00	58	208	1367	135	160	124	12	5,59	2,10
25/10/2010 03:00	58	208	1367	135	162	126	12	4,46	2,10
25/10/2010 04:00	58	209	1367	135	162	126	12	6,69	2,10
25/10/2010 05:00	58	209	1371	135	155	126	12	4,02	2,10
25/10/2010 06:00	58	208	1367	135	150	126	12	6,68	2,10
25/10/2010 07:00	58	208	1365	135	155	128	12	4,67	2,10
25/10/2010 08:00	58	209	1367	140	155	130	12	3,99	2,10
25/10/2010 09:00	58	209	1370	140	155	130	12	7,32	2,10
25/10/2010 10:00	58	209	1363	140	160	130	12	0	2,10
25/10/2010 11:00	58	208	1365	142	160	134	12	0	2,10
25/10/2010 12:00	58	208	1371	140	162	134	12	0	2,10
25/10/2010 13:00	58	208	1371	138	156	132	12	0	2,10
25/10/2010 14:00	58	208	1367	140	154	134	12	0	2,10
25/10/2010 15:00	58	209	1365	138	158	134	12	0	2,10
25/10/2010 16:00	58	209	1373	138	156	132	12	0	2,10
25/10/2010 17:00	58	209	1376	138	158	132	12	0	2,10
25/10/2010 18:00	58	209	1376	138	158	132	12	0	2,10
25/10/2010 19:00	58	209	1377	140	160	132	12	0	2,10
25/10/2010 20:00	58	209	1373	140	160	132	12	0	2,10
25/10/2010 21:00	58	209	1366	140	160	132	12	0	2,10
25/10/2010 22:00	58	209	1370	145	164	136	12	0	2,10
25/10/2010 23:00	58	209	1368	145	164	136	12	0	2,10
26/10/2010 00:00	58	209	1371	140		136	12	0	2,10
26/10/2010 01:00	58	209	1370	145		140	12	0	2,10

26/10/2010 02:00	58	209	1366	145		140	12	0	2,10
26/10/2010 03:00	58	209	1374	145		140	12	0	2,10
26/10/2010 04:00	58	209	1374	150		136	12	0	2,10
26/10/2010 05:00	58	209	1371	150		140	12	0	2,10
26/10/2010 06:00	58	209	1372	150		142	12	0	2,10
26/10/2010 07:00	58	209	1374	150		142	12	0	2,10
26/10/2010 08:00	58	209	1375	150		142	12	0	2,10
26/10/2010 09:00	58	209	1370	148		139	12	0	2,10
26/10/2010 10:00	58	209	1370	148		139	11	0	2,10
26/10/2010 11:00	58	209	1370	148		139	11	0	2,10
26/10/2010 12:00	58	209	1369	148		140	12	0	2,10
26/10/2010 13:00	58	209	1368	148		140	12	0	2,10
26/10/2010 14:00	58	209	1368	148		140	12	0	2,10
26/10/2010 15:00	58	209	1368	148		140	12	0	2,10
26/10/2010 16:00	58	209	1367	148		140	12	0	2,10
26/10/2010 17:00	58	209	1367	148		140	12	0	2,10
26/10/2010 18:00	58	209	1380	145		138	13	0	2,10
26/10/2010 19:00	58	209	1379	145		138	13	0	2,10
26/10/2010 20:00	58	209	1374	148		138	13	0	2,10
26/10/2010 21:00	58	209	1375	148		138	13	0	2,10
26/10/2010 22:00	58	209	1374	148		142	13	0	2,10
26/10/2010 23:00	58	209	1367	148		138	13	0	2,10
27/10/2010 00:00	58	209	1370	148		136	12	0	2,10
27/10/2010 01:00	58	209	1368	145		138	12	0	2,10
27/10/2010 02:00	58	209	1368	145		138	12	0	2,10
27/10/2010 03:00	58	209	1370	146		138	12	0	2,10
27/10/2010 04:00	58	209	1369	148		138	13	0	2,10
27/10/2010 05:00	58	209	1368	148		138	13	0	2,10
27/10/2010 06:00	58	209	1370	148		138	12	0	2,10

27/10/2010 07:00	58	209	1372	148		138	12	0	2,10
27/10/2010 08:00	58	209	1375	148		138	12	0	2,10
27/10/2010 09:00	58	208	1377	148		138	12	0	2,10
27/10/2010 10:00	58	208	1370	148		140	12	0	2,10
27/10/2010 11:00	58	208	1367	148		140	12	0	2,10
27/10/2010 12:00	58	208	1367	148		140	12	0	2,10
27/10/2010 13:00	58	208	1370	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 14:00	58	208	1370	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 15:00	58	208	1372	150		140	12	0	2,10
27/10/2010 16:00	58	208	1374	150		140	12	0	2,10
27/10/2010 17:00	58	208	1374	150		140	12	0	2,10
27/10/2010 18:00	58	208	1370	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 19:00	58	208	1368	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 20:00	58	208	1371	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 21:00	58	208	1373	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 22:00	58	208	1377	150		140	13	0	2,10
27/10/2010 23:00	58	208	1374	150		144	13	0	2,10
28/10/2010 00:00	58	208	1371	150		144	13	0	2,10
28/10/2010 01:00	58	208	1374	150		142	14	0	2,10
28/10/2010 02:00	58	208	1373	150		142	14	0	2,10
28/10/2010 03:00	58	208	1370	150		142	14	0	2,10
28/10/2010 04:00	58	208	1368	150		142	14	0	2,10
28/10/2010 05:00	58	208	1370	150		142	13	0	2,10
28/10/2010 06:00	58	208	1370	150		142	13	0	2,10
28/10/2010 07:00	58	208	1370	150		142	13	0	2,10
28/10/2010 08:00	58	208	1371	150		142	12	0	2,10
28/10/2010 09:00	58	208	1370	152		144	12	0	2,10
28/10/2010 10:00	58	208	1370	152		144	12	0	2,10
28/10/2010 11:00	58	208	1374	152		144	12	0	2,10

28/10/2010 12:00	58	208	1379	152		144	12	0	2,10
28/10/2010 13:00	58	208	1379	152		144	12	0	2,10
28/10/2010 14:00	58	208	1384	153		144	12	0	2,10
28/10/2010 15:00	58	208	1384	153		144	12	0	2,10
28/10/2010 16:00	58	208	1379	152		144	12	0	2,10
28/10/2010 17:00	58	209	1379	152		144	12	0	2,10
28/10/2010 18:00	58	209	1378	152		150	14	0	2,10
28/10/2010 19:00	58	209	1375	152		150	14	0	2,10
28/10/2010 20:00	58	209	1377	150		144	13	0	2,10
28/10/2010 21:00	58	209	1374	150		142	13	0	2,10
28/10/2010 22:00	58	209	1370	150		146	13	0	2,10
28/10/2010 23:00	58	209	1375	150		146	13	0	2,10
29/10/2010 00:00	58	209	1373	150		140	13	0	2,10
29/10/2010 01:00	58	209	1373	150		142	14	0	2,10
29/10/2010 02:00	58	209	1370	150		140	14	0	2,10
29/10/2010 03:00	58	209	1375	150		140	14	0	2,10
29/10/2010 04:00	58	209	1371	150		140	14	0	2,10
29/10/2010 05:00	58	209	1370	150		140	14	0	2,10
29/10/2010 06:00	58	209	1370	150		140	14	0	2,10
29/10/2010 07:00	58	208	1370	150		140	14	0	2,10
29/10/2010 08:00	58	208	1370	150		140	14	0	2,10

**Tabla 12:** Datos de la Prueba en el campo A.

## **Análisis de Resultados**

Los datos de la prueba realizada en el campo A se empezaron a obtener el 19 de Octubre de 2010 a las 1:00 horas. La concentración inicial de la prueba corresponde en galones por hora a los 600 ppm que se obtuvieron en las pruebas de laboratorio. Como en este pozo se inyectaba nafta para mejorar la producción, se obtuvieron datos del proceso sin la inyección de del reductor de viscosidad para posteriormente realizar la comparación correspondiente. La inyección del reductor de viscosidad empezó el 20 de octubre a las 15:00 horas y se dejaron funcionar los dos tratamientos simultáneamente mientras se iba disminuyendo la inyección de nafta. El consumo de nafta varia para mantener las condiciones óptimas de producción que se habían establecido anteriormente por lo que las tasas de consumo no se ven disminuidas súbitamente. La tasa de inyección de reductor de viscosidad se mantuvo igual hasta las 13:00 horas del 21 de octubre donde se modifica a 2.09 gph ya que no se había logrado una disminución significativa del consumo de nafta. A las 6 horas de haber hecho el cambio se pueden observar que el consumo de nafta se disminuyó hasta un promedio de 8 barriles por día, esta tasa de inyección se mantuvo hasta las 22:00 horas del 24 de octubre de 2010 cuando se logró bajar en un promedio de 10 barriles el consumo de nafta en comparación a la dosis anterior. En este punto se decidió aumentar finalmente la dosis de inyección del reductor de viscosidad a 2.10 gph y 12 horas después la respuesta del tratamiento fue muy favorable pues se logró mantener la producción del pozo en condiciones seguras de operación y se eliminó por completo la inyección de nafta. El pozo se dejó en producción bajo este sistema hasta las 8 horas del 29 de octubre de 2010 cuando se volvió a inyectar nafta y se terminó la prueba.

Aunque no se presentó una variación significativa de la producción esto demuestra que el reductor de viscosidad seleccionado puede ser utilizado para mejorar la producción de pozos de crudo pesado que no utilicen algún otro sistema de

mejoramiento. También se puede utilizar para reemplazar sistemas de mejoramiento de la producción más costosos como el caso de la inyección de nafta. El análisis de costos por medio del cual se afirma que la nafta es un sistema de mejoramiento de la producción más costoso se analizara en el próximo capítulo.

## 6.2 CAMPO B

Pozo: OGL-61  
Viscosidad: 13000 cp.  
T. prom.: 100°F  
BOPD: 900  
BWPD: 100  
Dosis VR: 800ppm  
Dosis Gph: 1,6  
BPWPD: 150

Cálculo Galones por hora:

$$800 * 1150 / 23810 / 24 = 1.6 \text{ gph}$$

<b>Datos de La prueba Campo B</b>				
<b>Fecha</b>	<b>Wealhead</b>			<b>VR gal/h</b>
	<b>Presión</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Anular</b>	
03/01/2011 09:00	177	101	17	0,00
03/01/2011 10:00	177	105	17	0,00
03/01/2011 11:00	177	103	17	0,00
03/01/2011 12:00	177	103	17	0,00
03/01/2011 13:00	177	106	17	0,00
03/01/2011 14:00	177	97	17	0,00
03/01/2011 15:00	177	102	17	0,00
03/01/2011 16:00	177	99	17	0,00
03/01/2011 17:00	177	106	17	0,00
03/01/2011 18:00	176	107	15	1,60
03/01/2011 19:00	176	106	15	1,60
03/01/2011 20:00	176	100	15	1,60
03/01/2011 21:00	174	97	14	1,60
03/01/2011 22:00	174	98	15	1,60
03/01/2011 23:00	173	104	15	1,60
04/01/2011 00:00	173	97	15	1,60
04/01/2011 01:00	173	106	16	1,60
04/01/2011 02:00	173	101	15	1,60
04/01/2011 03:00	173	105	15	1,60
04/01/2011 04:00	173	97	15	1,60
04/01/2011 05:00	173	106	14	1,60
04/01/2011 06:00	173	106	13	1,60
04/01/2011 07:00	173	97	13	1,60
04/01/2011 08:00	172	99	15	1,60
04/01/2011 09:00	173	99	14	1,60
04/01/2011 10:00	172	100	14	1,60
04/01/2011 11:00	172	105	14	1,60
04/01/2011 12:00	172	105	14	1,60
04/01/2011 13:00	172	106	14	1,60
04/01/2011 14:00	170	97	12	1,60
04/01/2011 15:00	171	106	15	1,60
04/01/2011 16:00	168	102	12	1,60
04/01/2011 17:00	168	99	13	1,60
04/01/2011 18:00	168	97	13	1,60
04/01/2011 19:00	168	98	13	1,60
04/01/2011 20:00	168	99	13	1,60
04/01/2011 21:00	168	103	13	1,60

04/01/2011 22:00	167	101	13	1,60
04/01/2011 23:00	168	97	12	1,60
05/01/2011 00:00	168	104	12	1,60
05/01/2011 01:00	167	106	12	1,60
05/01/2011 02:00	167	105	12	1,60
05/01/2011 03:00	167	100	12	1,60
05/01/2011 04:00	167	105	12	1,60
05/01/2011 05:00	167	104	12	1,60
05/01/2011 06:00	167	107	12	1,60
05/01/2011 07:00	167	104	12	1,60
05/01/2011 08:00	167	104	12	1,60
05/01/2011 09:00	167	102	12	1,60
05/01/2011 10:00	167	103	12	1,60
05/01/2011 11:00	167	98	12	1,60
05/01/2011 12:00	167	98	12	1,60
05/01/2011 13:00	167	97	12	1,60
05/01/2011 14:00	167	101	12	1,60
05/01/2011 15:00	168	98	12	1,60
05/01/2011 16:00	166	103	12	1,60
05/01/2011 17:00	166	99	11	1,60
05/01/2011 18:00	166	106	11	1,60
05/01/2011 19:00	166	104	11	1,60
05/01/2011 20:00	166	99	11	1,60
05/01/2011 21:00	165	98	11	1,60
05/01/2011 22:00	165	99	10	1,60
05/01/2011 23:00	164	98	10	1,60
06/01/2011 00:00	164	102	10	1,60
06/01/2011 01:00	164	100	10	1,60
06/01/2011 02:00	164	99	10	1,60
06/01/2011 03:00	164	101	10	1,60
06/01/2011 04:00	162	97	10	1,60
06/01/2011 05:00	162	106	9	1,60
06/01/2011 06:00	161	107	9	1,60
06/01/2011 07:00	163	106	9	1,60
06/01/2011 08:00	162	102	9	1,60
06/01/2011 09:00	161	98	9	1,60
06/01/2011 10:00	161	105	9	1,60
06/01/2011 11:00	161	102	9	1,60
06/01/2011 12:00	161	107	9	1,60
06/01/2011 13:00	161	107	9	1,60
06/01/2011 14:00	159	101	9	1,60

06/01/2011 15:00	159	100	9	1,60
06/01/2011 16:00	159	102	9	1,60
06/01/2011 17:00	159	106	9	1,60
06/01/2011 18:00	159	102	9	1,60
06/01/2011 19:00	159	104	9	1,60
06/01/2011 20:00	159	104	9	1,60
06/01/2011 21:00	157	101	9	1,60
06/01/2011 22:00	157	101	9	1,60
06/01/2011 23:00	157	98	9	1,60
07/01/2011 00:00	157	101	9	1,60
07/01/2011 01:00	157	104	9	1,60
07/01/2011 02:00	157	103	9	1,60
07/01/2011 03:00	157	98	9	1,60
07/01/2011 04:00	157	105	9	1,60
07/01/2011 05:00	156	104	9	1,60
07/01/2011 06:00	157	98	9	1,60
07/01/2011 07:00	156	104	9	1,60
07/01/2011 08:00	156	99	9	1,60
07/01/2011 09:00	156	104	9	1,60
07/01/2011 10:00	156	101	9	1,60
07/01/2011 11:00	155	106	9	1,60
07/01/2011 12:00	155	103	9	1,60
07/01/2011 13:00	156	98	9	1,60
07/01/2011 14:00	154	105	8	1,60
07/01/2011 15:00	154	104	8	1,60
07/01/2011 16:00	153	99	8	1,60
07/01/2011 17:00	154	104	9	1,60
07/01/2011 18:00	156	102	10	1,60
07/01/2011 19:00	152	100	7	1,60
07/01/2011 20:00	152	103	7	1,60
07/01/2011 21:00	152	104	7	1,60
07/01/2011 22:00	152	106	7	1,60
07/01/2011 23:00	152	99	7	1,60
08/01/2011 00:00	152	106	7	1,60
08/01/2011 01:00	153	107	7	1,60
08/01/2011 02:00	152	98	7	1,60
08/01/2011 03:00	151	103	6	1,60
08/01/2011 04:00	151	98	6	1,60
08/01/2011 05:00	152	97	7	1,60
08/01/2011 06:00	150	101	8	1,60
08/01/2011 07:00	151	99	6	1,60

08/01/2011 08:00	150	102	6	1,60
08/01/2011 09:00	150	99	6	1,60
08/01/2011 10:00	150	101	6	1,60
08/01/2011 11:00	151	105	6	1,60
08/01/2011 12:00	152	101	7	1,60
08/01/2011 13:00	149	106	5	1,60
08/01/2011 14:00	151	104	6	1,60
08/01/2011 15:00	151	104	7	1,60
08/01/2011 16:00	150	98	5	1,60
08/01/2011 17:00	150	99	5	1,60
08/01/2011 18:00	150	102	5	1,60
08/01/2011 19:00	148	103	5	1,60
08/01/2011 20:00	148	99	5	1,60
08/01/2011 21:00	148	104	4	1,60
08/01/2011 22:00	146	107	4	1,60
08/01/2011 23:00	147	103	4	1,60
09/01/2011 00:00	147	103	4	1,60
09/01/2011 01:00	148	105	4	1,60
09/01/2011 02:00	148	103	4	1,60
09/01/2011 03:00	148	97	4	1,60
09/01/2011 04:00	146	102	4	1,60
09/01/2011 05:00	147	100	4	1,60
09/01/2011 06:00	146	99	3	1,60
09/01/2011 07:00	146	103	3	1,60
09/01/2011 08:00	146	105	3	1,60
09/01/2011 09:00	146	98	3	1,60
09/01/2011 10:00	146	104	3	1,60
09/01/2011 11:00	145	101	3	1,60
09/01/2011 12:00	145	100	3	1,60
09/01/2011 13:00	145	106	3	1,60
09/01/2011 14:00	145	100	3	1,60
09/01/2011 15:00	145	102	3	1,60

**Tabla 13:** Datos de la prueba realizada en el campo B.

## **Análisis de Resultados**

La prueba en el campo B empezó el 3 de enero de 2011 a las 9:00 horas. En primer lugar se realizó la medición de la presión en cabeza y en el anular sin la inyección del reductor de viscosidad. Esta etapa de la prueba duro 9 horas y posteriormente se inició la inyección del polímero. Durante la duración del resto de la prueba se mantuvo la misma tasa de inyección y se tomaron datos de la presión en cabeza, en el anular y de la temperatura. A media que avanzo el tiempo se pudo notar que la presión tanto en cabeza como en el anular fue disminuyendo hasta tocar el valor límite de 3 psi en el anular y 145 psi en cabeza de pozo. Con estos datos se puede inferir que el trabajo de bomba pudo mejorar su eficiencia de tal forma que posiblemente se aumentó la producción. Esta suposición toma valor pues al comparar los datos de producción de la empresa operadora se pudo identificar un aumento promedio en la producción del pozo en un 12%.

Con esta prueba se pudo demostrar que en el campo B se puede mejorar la producción de los pozos mediante la implementación del reductor de viscosidad, ahora para terminar de sustentar los resultados de la prueba en el siguiente capítulo se hará el análisis económico para justificar la implementación de la tecnología a gran escala o dejar la puerta abierta para realizar más pruebas que corroboren los datos que fueron tomados.

## 7. EVALUACION ECONOMICA

Para poder hacer un análisis integral de la aplicación de la herramienta, es necesario desarrollar una evaluación económica que cuantifique el impacto de la implementación del reductor de viscosidad en los campos donde se puso a prueba para lo cual se va a tener en cuenta la relación costo beneficio como principal indicador de la respuesta económica que genera la inversión en dicha tecnología. El análisis económico se va a realizar campo por campo teniendo en cuenta los datos obtenidos de la prueba piloto y la moneda que se tendrá como base será el dólar americano.

### 7.1 CAMPO A

#### Inversión:

Reductor de Viscosidad (USD/gal.).....	44
Consumo Promedio Diario (Galones).....	50,4
Precio de Inyección (USD/día).....	2220
Equipos para Inyección(USD/día).....	1000
Inversión (USD/día).....	3220

#### Ahorros:

Precio nafta (USD/bbl).....	92
Precio Crudo (USD/bbl).....	60
Diferencia (USD).....	32
Volumen Nafta (bbl/día).....	260

Precio nafta (USD/día).....	8320
Equipos para Inyección de nafta (USD/día).....	1600
Ahorros (USD/día).....	9920
Ahorros Netos (USD/día).....	6700

Relación Costo Beneficio:

Inversión Anual (USD).....	1175300
Ahorros Anuales (USD)....--.....	3620800
Ahorros Netos (USD).....	2445500

RCB:  $3620800/1175300= 3,0807$

La relación costo beneficio da mayor de tres lo que significa que por cada dólar que se invierte se reciben tres y quedan 2 de ganancia. Además analizando las ganancias netas por día y tomando el valor del barril de crudo a 60 USD es como si se hubiera ganado 110 barriles de crudo en producción gracias a la implementación del reductor de viscosidad.

## 7.2 CAMPO B

### Inversión:

Reductor de Viscosidad (USD/gal.).....	44
Consumo Promedio Diario (Galones).....	38,4
Precio de Inyección (USD/día).....	1670
Equipos para Inyección(USD/día).....	1000
Inversión (USD/día).....	2670

### Ahorros:

Aumento Producción (bbl).....	110
Precio Crudo (USD/bbl).....	60
Ahorros (USD/día).....	6600
Ahorros Netos (USD/día).....	3810

### Relación Costo Beneficio:

Inversión Anual (USD).....	974550
Ahorros Anuales (USD).....	2365200
Ahorros Netos (USD).....	1390650

RCB:  $2365200/974550= 2,43$

La relación costo beneficio da 2,43 lo que significa que por cada dólar que se invierte se reciben 2,43 y quedan 1,43 de ganancia. Relacionando los ahorros netos diarios estos equivalen a haber aumentado la producción 63.4 barriles por día.

## 8. CONCLUSIONES

Con la realización del proyecto se logró demostrar que la emulsificación en fondo de pozo es posible y que permite mejorar las condiciones normales de producción en campos de crudo pesado, ya que en el campo B se logró aumentar la producción del pozo probado en un 12 por ciento.

La emulsificación en fondo de pozo sirve de reemplazo para otros métodos de mejoramiento de la producción de crudo pesado como la dilución con nafta pues en la prueba realizada en el campo A se logró reemplazar completamente la inyección de nafta para bombear crudo a las facilidades.

Los resultados económicos que presento la aplicación del producto en los dos campos teniendo como referencia la relación costo beneficio: 3,08 en el campo A y 2,43 en el campo B indican que el proyecto es viable económicamente y es un muy buen prospecto para tener en cuenta.

Como la aplicación del producto químico se realiza por el anular, el producto no entra en contacto con la formación, además es mucho más seguro trabajar en superficie con este producto pues la dilución se realiza en agua por lo que el riesgo de accidentes es mucho menor en comparación al uso de la dilución con nafta.

## 9. RECOMENDACIONES

La emulsificación en fondo de pozo no es una técnica nueva se debe considerar como una herramienta clave a la hora de mejorar la producción en campos de crudo pesado ya que según las pruebas que se realizaron en los dos campos presenta muy buenos resultados tanto técnicos como económicos.

Aunque las pruebas se realizaron con base a una previa planeación se recomienda en un futuro utilizar los criterios de selección de pozos para que la aplicación de los productos tenga mejores resultado y así se obtengan más beneficios.

Es posible mejorar las condiciones de producción mediante la aplicación de técnicas sencillas como la que se presentó anteriormente es por esto que se deben invertir más recursos ya sea en la aplicación de esta técnica o en el desarrollo de técnicas similares que no pongan en riesgo las propiedades del yacimiento y el futuro desarrollo de las reservas.

## 10. BIBLIOGRAFIA

- *DOWN-HOLE EMULSIFICATION FOR IMPROVING VISCOUS CRUDE PRODUCTION.* **Simon, R., Poynter, W.G.**, Chevron Oil Field Research Co, 1968.
- *DOWNHOLE EMULSIFICATION VISCOSITY REDUCTION INCREASES PRODUCTION.* **Browne, G.E., Hass, G.R., Sell, R.D., Spe,** SPE, PETROFERM INC., 1996.
- *FIELD STUDY OF HEAVY OIL VISCOSITY REDUCTION FOR PRODUCTION TRANSPORT.* **Pinto, J., Ecopetrol S.A., Annichiaricco, G., Ecopetrol S.A., Montañez, M., Ecopetrol S.A., Faust M. JR., Nalco Energy Services, Parra, R., Nalco de Colombia LTDA, Weathers, T., Nalco Energy Services,** WORLD HEAVY OIL CONGRESS, Edmonton, Canada, 2011.
- *OIL/WATER EMULSIONS FOR PIPELINE TRANSPORT OF VISCOUS CRUDE OILS.* **Pilehvari, A., U. of Tulsa, Saadevandi, B., Ohio State U., Halvaci, M., U. of Tulsa, Clark, P.E., U. of Alabama,** SPE, 1988.
- *PRODUCTION IMPROVEMENT BY DOWNHOLE EMULSIFICATION – A SIMPLE AND COST EFFECTIVE APPROACH.* **Dutta, Bapan K., Ahmed, Hani H.,** SPE, BAPCO, 2003.
- *PUMPING HEAVY OILS WITH THE AID OF DOWNHOLE OIL-IN-WATER EMULSIFICATIONS.* **Des Brisay, C.M., Mudie, D.W., Mourits F.M., Kurucz, L.,** SASKATCHEWAN RESEARCH COUNCIL, 1989.
- *THE FIELD APPLICATION OF A SURFACTANT FOR THE PRODUCTION OF HEAVY, VISCOUS CRUDE OILS.* **McCafferty, J.F., McClafflin, G.G.,** CONOCO INC., 1992.

- *THE REPLACEMENT OF HYDROCARBON DILUENT WITH SURFACTANT AND WATER FOR THE PRODUCTION OF HEAVY VISCOUS CRUDE OIL.*  
**Mcclafin, Gifford G., Clark, Charles R., Sifferman, Thomas R., SPE, 1982.**