



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA FORMACION
CARAPITA DEL CAMPO JUSEPÍN, ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR:
VIANKHELI SOFÍA MÁRQUEZ
C.I 18.272.079**

**Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar Al
Título De INGENIERO DE PETRÓLEO**

Maturín, Marzo 2011



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA FORMACION
CARAPITA DEL CAMPO JUSEPÍN, ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:

VIANKHELI SOFÍA MÁRQUEZ

C.I. 18.272.079

REVISADO POR:

Msc. Carlos J. De La Cruz

Asesor Académico

Ing. Diógenes Rodríguez

Asesor Industrial

Maturín, Marzo 2011



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA FORMACION
CARAPITA DEL CAMPO JUSEPÍN, ESTADO MONAGAS**

**Realizado por:
Viankheli Sofía Márquez
C.I. 18.272.079**

Aprobado por:

**Ing. Ceres Luigi
Jurado Principal**

**Ing. Jesús Othaola
Jurado Principal**

**Msc. Carlos J. De La Cruz O.
Asesor Académico**

Maturín, Marzo 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son propiedad exclusiva de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

*Primeramente a **DIOS**, al **Divino Niño** y a la **Virgen Del Valle** porque siempre me han acompañado, escuchado, protegido, ayudado, y bendecido en lo que llevo de vida. Por llenarme de fortaleza y permitirme alcanzar esta meta.*

*A mis seres queridos, incondicionales, los pilares de mi vida, que con muchos esfuerzos y sacrificios lo han dado todo por mí, dándome educación, valores, mucho cariño y afectos que me llenaron de fuerzas para alcanzar este logro. **Luis Enrique Márquez Yendiz, Enoe Josefina Márquez Yendiz, Enidia Del Carmen Márquez Yendiz, Antonia María Yendiz, Iván José Márquez Yendiz.***

*Mi hermano **Leonardo Enrique Márquez** del cual me siento muy orgullosa y ha sido un ejemplo para mí de constancia y disciplina.*

***Ivania Nathaly Márquez Pereda** y **Jorge Luis Márquez Pereda**, mis hermanos menores. Espero llegar hacer ejemplo para ustedes como leo lo ha sido para mí.*

*Y aquellos que estoy completamente segura que se encuentran siempre como ángeles cuidándome. **Mi Abuelo** y mi **Primo Catire**.*

Espero que se sientan orgullosos de mí. Los quiero!

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco eternamente a **DIOS**, al **Divino Niño** y a la **Virgencita Del Valle**, por bendecirme poniendo a mi lado todas aquellas personas que de una u otra forma han estado a mi lado poniendo un granito de arena y así colaborando para que pudiera lograr esta meta y por llenarme de la fortuna más grande de tener a mis Padres y Madres.

Para mis padres y madres **Luis Enrique, Iván José, Enidia Del Carmen, Enoe Josefina y Antonia María**. Por velar mis sueños, compartir mis preocupaciones, enseñarme el valor del respeto, ha ser agradecida y llenarme de ánimos y fortaleza siempre para seguir adelante y nunca rendirme por más duro que sea el camino.

A **Enoe y Enidia**, mujeres excepcionales, en su senos de madres me acobijaron y me dieron todo el amor que solos las madres le brindan a sus hijos, enseñándome el respeto y el valor de cada persona como mi querida abuela **Antonia** lo hizo con ustedes y también conmigo y por la cual le pido a dios le permita verme recibir mi título. Las Amo, lo son todo para mí. Me siento afortunada de tener a tres madres como ustedes.

Especialmente a mi padre **Luis Enrique Márquez Yendiz**, una persona excepcional. A pesar de tus defectos, me has enseñado a luchar por lo que quiero, a querer superarme y valorar las cosas que **DIOS** nos ha dado, a que siempre debemos aspirar más en la vida y no ser conformista, eso sin hacerle daño a nadie, me ha enseñado lo que es la Familia, a que ningún sacrificio es grande cuando se hace por las personas que queremos. MUCHISIMAS GRACIAS! a ti te debo la mayor parte de mis logros

A mi hermano **Leonardo Enrique Márquez** por darme ejemplo de constancia y disciplina, por enseñarme en su momento lo importante que es sentir vocación hacia una carrera universitaria y apoyarme siempre en mis decisiones.

A mi tío **Nelson** el cual también ha sido como un padre, brindándome su apoyo y preocupándose por mí.

A mi tío **Américo**, por apoyarme siempre sin importar los kilómetros de distancia a los cuales se encuentra.

Para **Rafael Eduardo Barboza Amundaray**. GRACIAS! Por ser siempre incondicional, como persona, amigo y compañero. Por aguantar mis lágrimas, estrés, preocupaciones durante toda mi carrera especialmente durante el desarrollo de esta tesis, y brindarme apoyo tanto en lo académico como en lo personal. Gracias por ser una persona tan especial y siempre estar ahí a pesar de todo.

También agradezco a **Erica** y **Karina**, por apoyarme, estar pendiente de una u otra forma y darme cariño.

A mi amigo de infancia **Jesús Alejandro Rondón Louis**, por su amistad, preocupación y por tus palabras en esos momentos estresantes.

A mi grupo de amistades y compañeros de la universidad con los cuales he compartido muchos momentos durante nuestra carrera y entre los que ha existido mucho apoyo, consejos y ánimos para seguir adelante. **Carmen Elena Guerra, Rosangela Peñalver, Horanny Maestre, Naybelis Rodríguez, Maria José Mayo, Jesica Lopez, Ana Aliendres, Raicelis Cabello, Carlos Rodríguez, Carlos Díaz, Luigy Anez, David López, Fernando Moron, Oswaldo Mayo, Roiman Abreu**. Le pido a **DIOS** que nos bendiga siempre junto a nuestras familias y a esta amistad, para que se mantenga siempre. Éxitos a todos.

Nuevamente agradezco a **Carlos Armando Rodríguez, Fernando Moron, Naybelis Rodríguez**, por tenerme paciencia, ayudarme y colaborar mucho en la organización de este Trabajo de Grado. A **Rosangela Peñalver, Carmen Guerra, Horanny Maestre, Carlos Diaz** y **Luigy Anez**, fueron mi grupo de estudio en la

gran parte de mi carrera, con los que viví muchos momentos de angustia por las materias e intercambio de conocimientos y apoyo.

También agradezco a **Marlenys Boada, Yareliz Martinez, Deisi Urbaneja, Elisaul Escalona, Lenis Villarroel**, por el compañerismo y amistad que me brindaron durante nuestra carrera, les deseo muchos éxitos.

Agradecida también estoy con mis compañeros de pasantías, por su colaboración y apoyo durante el desarrollo de este trabajo. **Alexandra Reyes, Jhanyeli Calderon, Saul Linares, Jesus Boada.**

Muy agradecida me encuentro con dos personas que me brindaron mucha, ayuda, orientación y confianza. Personas que se preocuparon por compartir sus conocimientos conmigo y a los cuales les debo mucho en el desarrollo de este trabajo de grado. Los ingenieros **Miguel Herdes y José Mata**. Les guardo mucho respeto y cariño.

Al ingeniero **Diogenes Rodríguez**, por asumir la responsabilidad como tutor industrial, compartir sus conocimientos conmigo y brindarme su atención y colaboración en el cumplimiento de este trabajo.

Al ingeniero **Tomas Villarroel**, por la constancia e interés que mantuvo en ayudarme, en enseñarme sobre el lenguaje técnico y operacional de la perforación, en orientarme con los análisis pertinentes al trabajo y por su amistad y confianza.

A todo el personal del Departamento de Fluido de Perforación, perteneciente a PDVSA Servicios S.A, Punta de Mata, por brindar su colaboración y apoyo. **Shirlenys Cumana, Verónica Rodríguez, Ernesto Moreno, Miguel Herdes, José Mata, José Moya, Rafael Mata, José García.**

A **PDVSA Servicio S.A**; por brindarme la oportunidad de permitirme realizar mi tesis en sus instalaciones y prestar la ayuda económica durante el desarrollo de

este trabajo. A la Srta. **Yudetxis Brito** perteneciente al departamento de Recursos Humanos de PDVSA Servicios, por su amable colaboración y orientación con respecto a la documentación necesaria requerida por la universidad y la empresa en los procedimientos durante el desarrollo de esta tesis.

A tres personas que aprecio, respeto y a las que les guardo mucho cariño, personas que me brindaron su amistad y confianza:

Farley Rosario, has sido y eres una gran amiga, siempre te preocupaste por mí, brindándome mucho apoyo y ayuda, no solo en la parte académica si no también en lo personal.

Carlos Javier De La Cruz Ortiz, mi tutor académico. No sé cómo agradecerte todo lo que has hecho por mí AMIGO. Eres una persona muy especial para mí. Me brindaste tu amistad y ayuda, te has preocupado por mí en todos los aspectos. Te aprecio muchísimo, gran parte de todo este Trabajo de te lo debo a ti.

Migdelys Tovar, a pesar de nuestra corta amistad siempre te has demostrado pendiente de mi, brindándome tu apoyo, consejos y palabras de ánimos

También aprovecho de agradecerle a dos personas que sin conocerme. Confiaron en mí y me brindaron su ayuda para poder desarrollar parte de este trabajo de grado: **Luis Enrique Villahermosa** y **Francis Arcia**, les estoy muy agradecida.

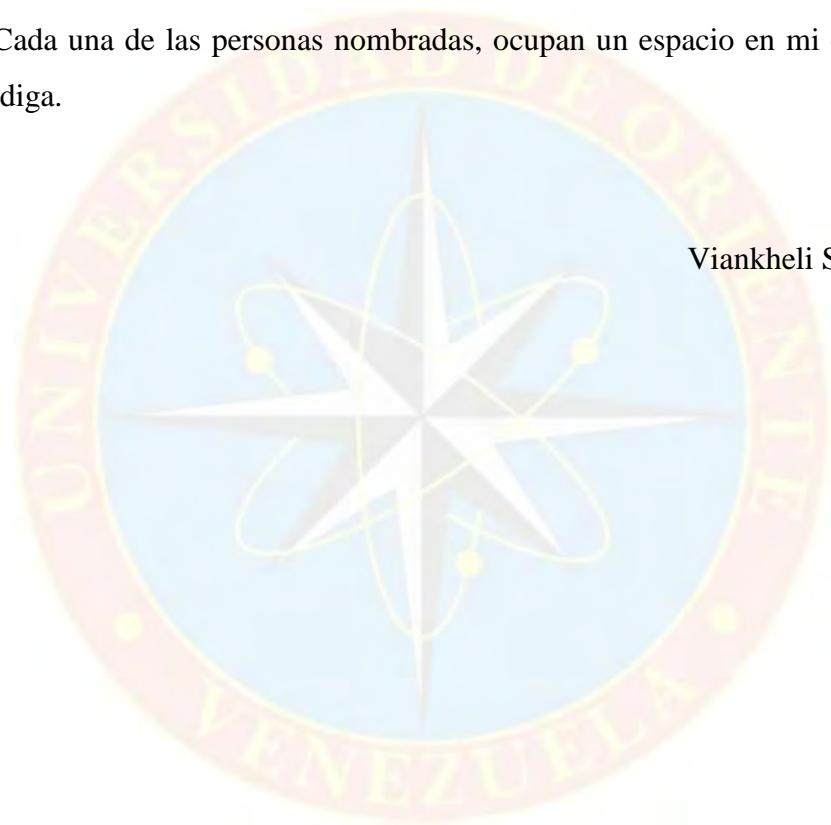
A **Odalys** por ayudarme en lo que pudo. Muchas gracias!

Por último y a pesar que algunas de las personas que tanto quiero lo consideraran como una acción desconsiderada para ellos, quizás hasta insultante, y de verdad espero que me perdonen pero no lo hago con esa intención, sino para estar bien conmigo misma y con las decisiones de **DIOS**. Voy agradecerle a una persona que a pesar de que no estuvo conmigo **DIOS** lo eligió junto a mi mama para traerme a este mundo. Nunca sabré si junto a ti hubiera alcanzado esta meta o que fuera ahora,

pero lo que si se es lo que soy hoy. Parece extraño pero te agradezco el no haber estado porque esa decisión permitió que creciera junto a esas maravillosas personas que me brindaron tanto cariño y amor, y que lo dieron todo para que alcanzara esta meta, y esa es la explicación por la cual no te guardo rencor. Así **DIOS** lo quiso y por algo fue. También te agradezco en haber estado presente con mensajes y llamadas estos últimos nueve años. **Hindegarh Rivas**

Cada una de las personas nombradas, ocupan un espacio en mi corazón. Dios los bendiga.

Viankheli Sofía Márquez



ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------------|
| RESOLUCIÓN | iv |
| DEDICATORIA | v |
| AGRADECIMIENTOS | vi |
| ÍNDICE GENERAL | xi |
| LISTA DE FIGURAS | xiv |
| LISTA DE GRAFICAS | xv |
| LISTA DE TABLAS | xvi |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO I | 3 |
| EL PROBLEMA | 3 |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN..... | 4 |
| 1.2.1 Objetivo General..... | 4 |
| 1.2.2 Objetivos Específicos..... | 4 |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN..... | 5 |
| CAPÍTULO II | 6 |
| MARCO TEÓRICO | 6 |
| 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN..... | 6 |
| 2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA GEOGRÁFICA..... | 6 |
| 2.2.1 Estratigrafía..... | 8 |
| 2.3 BASES TEÓRICAS..... | 11 |
| 2.3.1 Perforación..... | 11 |
| 2.3.2 Fluido de Perforación..... | 11 |
| 2.3.3 Tipos de Sistemas de Fluidos de Perforación..... | 12 |
| 2.3.3.1 Propiedades del Fluido de Perforación..... | 13 |
| 2.3.3.2 Problemas Asociados a los Fluidos de Perforación..... | 18 |
| 2.3.4 Características de los Pozos del Área Norte de Monagas..... | 22 |
| 2.3.5 Formación Carapita..... | 23 |
| 2.3.6 Estadística..... | 25 |
| 2.3.7 Análisis Descriptivo..... | 26 |
| 2.3.7.1 Desviación Típica..... | 26 |
| 2.3.7.2 Media..... | 26 |
| 2.3.8 Coeficiente de Variación (de Pearson)..... | 27 |
| 2.3.9 Análisis Inferencial..... | 27 |
| 2.3.9.1 Análisis de Varianza de una Vía de Clasificación..... | 28 |
| 2.3.9.2 Comparaciones Múltiples..... | 30 |
| 2.3.10 Correlación..... | 31 |
| 2.3.11 Distribución de Partículas..... | 31 |
| 2.3.12 Técnica de Difracción de Rayo Láser..... | 31 |
| 2.4 CONCEPTOS BÁSICOS..... | 31 |
| CAPÍTULO III | 34 |

| | |
|---|-----------|
| MARCO METODOLÓGICO | 34 |
| 3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN..... | 34 |
| 3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN | 34 |
| 3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA | 35 |
| 3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO | 37 |
| 3.4.1 Análisis de los Eventos Operacionales Presentados Durante la Perforación de la Formación Carapita..... | 37 |
| 3.4.2 Análisis Estadístico de las Propiedades de los Sistemas de Fluidos Utilizados en la Perforación de la Formación Carapita..... | 37 |
| 3.4.3 Determinación de los Rangos de Volumen y Propiedades Físico Química de los Sistemas de Fluidos Utilizados. | 39 |
| 3.4.4 Propuesta de una Distribución de Partículas que Pueda ser Aplicada Durante la Perforación de la Formación Carapita. | 40 |
| 3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS | 42 |
| 3.6 RECURSOS | 45 |
| CAPÍTULO IV | 46 |
| ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS | 46 |
| 4.1 ANÁLISIS DE LOS EVENTOS OPERACIONALES PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN CARAPITA EN EL CAMPO JUSEPÍN | 46 |
| 4.1.1 Identificación de los Eventos Operacionales..... | 46 |
| 4.1.2 Causas de los Eventos Operacionales Identificados..... | 48 |
| 4.1.2.1 Causas Generales | 48 |
| 4.1.2.2 Causa Comunes Entre Eventos Operacionales | 50 |
| 4.1.2.3 Causas Individuales de los Eventos Operacionales | 51 |
| 4.2 ANALISIS ESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE FLUIDO Y VOLUMEN UTILIZADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN CARAPITA..... | 56 |
| 4.2.1 Análisis de Propiedades de los Sistemas de Fluido Manejado..... | 57 |
| 4.2.2 Análisis del volumen de fluido manejado | 68 |
| 4.3 DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE VOLUMEN Y PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE FLUIDO UTILIZADO | 69 |
| 4.3.1 Rangos de las propiedades de los sistemas de fluidos..... | 69 |
| 4.3.2 Rangos de volumen de fluido | 78 |
| 4.4 PROPUESTA DE UNA DISTRIBUCIÓN DE PARTÍCULAS QUE PUEDA SER APLICADA DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN CARAPITA..... | 79 |
| 4.4.1 Simulación de Micro-fracturas en la Formación Carapita..... | 80 |
| 4.4.2 Pruebas de Laboratorio Simulando las Fracturas con Discos de Aloxitá.. | 81 |
| 4.4.3 Determinación de la Distribución de Partículas más Adecuada..... | 86 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 88 |
| CONCLUSIONES | 88 |
| RECOMENDACIONES | 89 |

BIBLIOGRAFIA..... 90
APÉNDICES..... 20
HOJA DE METADATOS 85



LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo Jusepín | 7 |
| Figura 2.2 Estratigrafía local del campo Jusepín (izquierda); estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela (derecha) | 8 |
| Figura 3.1 Mapa estructural del campo Jusepín..... | 36 |



LISTA DE GRAFICAS

Pág.

| | |
|--|----|
| Grafica 4.1 Representación porcentual de los eventos operacionales presentados en la perforación de la Formación Carapita..... | 47 |
| Grafica 4. 2 Volumen vs Profundidad..... | 68 |
| Gráfica 4.3 Rangos determinados para la densidad | 70 |
| Gráfica 4.4 Rango determinados para el % sólidos en el sistema..... | 71 |
| Gráfica 4.5 Rangos determinados para Pf (alcalinidad del filtrado)..... | 72 |
| Gráfica 4.6 Rangos determinados para la Densidad | 74 |
| Gráfica 4.7 Rango determinados para El filtrado HTH | 75 |
| Gráfica 4.8 Rango determinados para El % de sólidos totales | 76 |
| Gráfica 4.9 Rangos determinados para Volumen | 78 |



LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 3.1 Pozos pertenecientes a la muestra..... | 36 |
| Tabla 4.1 Eventos Operacionales presentados en la perforación de la Formación Carapita | 47 |
| Tabla 4.2 Causas de los eventos operacionales..... | 53 |
| Tabla 4.3 Resumen de eventos operacionales presente durante la perforación del Pozo J-497 | 54 |
| Tabla 4.4 Estadísticos descriptivos para sistemas de fluidos base agua | 57 |
| Tabla 4.5 Pruebas de los efectos inter-sujetos para sistemas de fluido base agua..... | 59 |
| Tabla 4.6 Comparaciones múltiples (diferencia mínima significativa), para sistemas de fluido base agua..... | 60 |
| Tabla 4.7 Correlaciones parciales entre % agua y Pf (sistemas de fluido base agua) | 61 |
| Tabla 4.8 Estadísticos descriptivos para sistemas de fluido base aceite | 63 |
| Tabla 4.9 Pruebas de los efectos inter-sujetos para sistemas de fluidos base aceite..... | 64 |
| Tabla 4.10 Comparaciones múltiples (diferencia mínima significativa), para sistemas de fluido base aceite..... | 65 |
| Tabla 4.11 Correlaciones para sistemas de fluido base aceite | 66 |
| Tabla 4.12 Rangos de aplicación de las propiedades físico-químicas del fluido base agua..... | 73 |
| Tabla 4.13 Rangos de aplicación de las propiedades físico-químicas del fluido base aceite | 77 |
| Tabla 4.14 Formulaciones..... | 82 |
| Tabla 4.15 Resultados de prueba PPT (fluido base) | 83 |
| Tabla 4.16 Resultados de pruebas PPT (fluido base + tratamiento) | 84 |
| Tabla 4.17 Distribución de partículas | 86 |



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA FORMACION
CARAPITA DEL CAMPO JUSEPÍN, ESTADO MONAGAS**

AUTOR

Viankheli Sofía Márquez
C.I. V-18.272.079
Febrero, 2011

ASESOR INDUSTRIAL

Ing. Diogenes Rodríguez
ASESOR ACADEMICO
Msc. Carlos J. De La Cruz O

RESUMEN

Motivado por los altos costos que se han generado durante la construcción de los pozos profundos del campo Jusepín, debido a la ocurrencia de eventos operacionales indeseados presentes durante la perforación de la Formación Carapita se realizó un análisis, con el fin de conocer las causas que generaron dichos eventos, también se analizaron estadísticamente las propiedades de los sistemas de fluidos utilizados en la perforación de la Formación Carapita, en pozos del campo anteriormente mencionado utilizando el programa estadístico SPSS. Estas mismas propiedades fueron graficadas individualmente logrando determinar los rangos de aplicabilidad de cada propiedad. Todo esto haciendo uso del programa estadístico conocido como STATGRAPHISCS PLUS 5.1. Finalmente tomando en cuenta las pérdidas de circulación que se han presentado durante la perforación de la Formación Carapita, se buscó determinar por medio de simulaciones con el programa I-BOSS, pertenecientes a la empresa MI-SWACO, el tamaño de micro fracturas que se pueden encontrar e inducir en esta formación, el tratamiento que selle cada una de las micro fracturas simuladas. La efectividad de cada tratamiento se comprobó por medio de pruebas PPT, realizadas en laboratorio, utilizando discos de aloxita de 90 y 190 micrones, con el fin de simular las micro-fracturas y así determinar y recomendar la distribución de partículas perteneciente al fluido con el tratamiento que brindó los resultados más satisfactorios en las pruebas. Con toda la investigación se pudo llegar a la conclusión que una de las causas de mayor peso, relacionada a los eventos es la falta de estudios geomecánico de la formación Carapita, que permita tener mayor conocimiento del tren de presiones de esta formación y así poder establecer los valores de presiones hidrostáticas que deban manejarse en la perforación de esta formación lutítica.

INTRODUCCIÓN

El campo Jusepín forma parte del Distrito Norte del estado Monagas y está situado a 30 km al oeste de la ciudad de Maturín. El área productora de petróleo es descrita como una extensa franja de rumbo N 60° E, con más de 45 km de extensión y 7 km de ancho. El petróleo fue descubierto con la perforación del pozo Jusepín-1, llevada a cabo por la *Standard Oil Company of Venezuela*, en octubre de 1938. El campo Jusepín entró a producción en 1939 cuando se construyó el oleoducto hasta Caripito. La extensión noreste del campo Jusepín fue descubierta con la perforación del pozo J-130, completado en marzo de 1944. En 1996 el consorcio *Total-Amoco* bajo convenio operativo con *Lagoven*, perforaron el pozo profundo J-476 de 18.473 pies, al norte del corrimiento de Pirital, obteniendo excelente producción del Oligoceno en horizontes profundos del viejo campo de Jusepín. Hasta la fecha se han perforado alrededor de 497 pozos, de los cuales la gran mayoría son pozos someros y un pequeño grupo, no mayores a 20 pozos, son profundos. Este pequeño número de pozos profundos perforados hasta la fecha en el campo Jusepín, han sido escenarios de innumerables eventos operacionales entre los cuales se puede mencionar: pérdida de circulación, arrastre, pega de tubería, alto torque, entre otros. Por los cuales hoy en día existe una serie de interrogantes relacionadas a la verdadera causa de origen de estos eventos que se han presentado en las operaciones de perforación.

En Petróleos de Venezuela, S.A., en sus inicios operacionales relacionados a los procesos de perforación, utilizaron sistemas de fluidos base agua que arrojaban un resultado favorable en relación con el comportamiento de las formaciones someras, sin embargo, al pasar del tiempo, mediante el estudio de sísmicas y mayores informaciones de yacimientos, surgieron nuevas tecnologías asociadas a nuevos sistemas de fluidos de perforación que brindan mejores resultados en formaciones más profundas. Entre las nuevas tecnologías de fluidos se encuentran los fluidos base

aceite, como: 100% aceite mineral y emulsión inversa. Actualmente son también utilizados con frecuencia en las operaciones de perforación llevadas a cabo en campos de nuestro país y del resto del mundo.

La efectividad de estos fluidos depende de las propiedades físico – químicas, las cuales determinan las funciones específicas del fluido de perforación, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar. Aunque sólo modifique una o dos propiedades físico- químicas para controlar una de las funciones del fluido de perforación en particular, es posible que otra función del fluido de perforación se vea afectada. Por ejemplo, la presión de la formación es controlada principalmente mediante la modificación de la densidad del fluido de perforación, pero el efecto de la viscosidad sobre las pérdidas de presión anular y la densidad equivalente de circulación (ECD) debería ser considerado para evitar la pérdida de circulación.

Existen casos en los cuales no se emplea el sistema de fluido adecuado para perforar algunas formaciones, y esto puede traer como consecuencia la ocurrencia de eventos operacionales indeseados, sin embargo, algunas veces estos inconvenientes son ajenos a los efectos del sistema de fluido empleado y no surgen como consecuencia de la selección del fluido de perforación sino a las practicas operacionales. Por esto, se presenta la dificultad de identificar cuál es el origen verdadero de los eventos presentes durante la perforación, como ha sucedido en el campo Jusepín. Es este el motivo de la presente investigación, basada en la información recopilada de algunos pozos profundos de dicho campo que presentaron inconvenientes al perforar los hoyos en la Formación Carapita, la cual busca conocer y mejorar los sistemas de fluidos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La perforación de pozos es una actividad que al igual que la exploración, demanda tiempo y recursos financieros. Por esto se debe velar porque toda esta operación sea lo más eficiente posible en cuanto al tiempo y costo. Para lograr este objetivo se debe evitar que se presenten eventos operacionales como lo son las pérdidas de circulación, derrumbes, pega de tubería, arrastres, altos torques, arremetidas, y otros tipos de inconvenientes que se puedan presentar en las operaciones de perforación.

Los pozos profundos del campo Jusepín han presentado numerosos problemas operacionales, como los nombrados en el párrafo anterior, asociados a la perforación de la Formación Carapita. En esta formación se han implementado diversos tipos de fluidos base agua o base aceite que han dado diferentes resultados, lo cual ha podido influir en los diversos problemas operacionales que se han registrado en dichas perforaciones. Sin embargo, existe la posibilidad de que estos eventos indeseados sean totalmente ajenos a los efectos de los sistemas de fluidos utilizados.

Debido a los numerosos inconvenientes que se presentaron y se siguen presentando al perforar la Formación Carapita en el campo Jusepín, los cuales han interferido con el tiempo estimado para que los pozos empiecen la producción y ha sido motivo del aumento de costos del proyecto, surge la necesidad de realizar un análisis de los eventos operacionales indeseados presentados durante la perforación de la Formación Carapita, analizar estadísticamente las propiedades y volumen de los fluidos

Utilizados en la perforación de la formación en estudio, para determinar los rangos de las propiedades físico - químicas y volumen manejados de los sistemas de fluidos empleados en los pozos perforados. Para ambos casos se empleará el programa estadístico conocido como Statgraphiscs Plus 5.1. Finalmente se propondrá una distribución de partículas que permitirá mejorar la estabilidad en las paredes del hoyo de la Formación Carapita, minimizando las pérdidas de circulación, aplicando un software creado por la compañía MI-SWACO conocido como I-BOSS.; con el fin de mejorar y recomendar un sistema de fluido que se adapte a las necesidades de las operaciones de perforación que se pudieran llevar a cabo en la Formación Carapita

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer la mejora de un sistema de fluidos para ser utilizados en la perforación de la Formación Carapita del campo Jusepín, estado Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar los eventos operacionales presentados durante la perforación de la Formación Carapita
- Analizar estadísticamente las propiedades y volúmenes manejados de los sistemas de fluidos utilizados en la perforación de la Formación Carapita.
- Determinar los rangos de volumen y propiedades físico químicas de los sistemas de fluidos utilizados.
- Proponer una distribución de partículas que pueda ser aplicada durante la perforación de la Formación Carapita.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Mediante el estudio de los sistemas de fluidos que se presentan en esta investigación se busca tener más conocimiento sobre los resultados y efectos obtenidos en las operaciones de perforación llevadas a cabo en la Formación Carapita, presentes en los pozos del campo Jusepín, para así poder recomendar un sistema de fluido que permita tener mayor control de las paredes del hoyo durante las operaciones de perforación y de este modo evitar pérdidas financieras y tiempo a causa de los eventos operacionales indeseados, que se han presentado en pozos perforados del campo en estudio. Como ejemplo se puede mencionar el caso del pozo J-497, el cual es un pozo inyector y que actualmente está siendo perforado y ha presentado una serie de problemas operacionales, generando un aumento en los costos de operaciones y que por ende ha retrasado el inicio de la función operacional del pozo.

Este estudio será una herramienta valiosa para minimizar la posibilidad de que al momento de iniciara futuras perforaciones de pozos profundos en el campo Jusepín, se pueda repetir la situación del pozo J-497. Esto permitiría optimizar tiempo y disminuir los costos asociados a proyectos a desarrollar en un futuro en dicho campo

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

- ☞ **Pinto, O. (2003)**; elaboró un trabajo de grado para la Universidad de Oriente titulado: “Evaluación de pérdida de circulación durante la perforación del hoyo 12 ¼ pulgadas en el campo Acema Casma, Anaco”. En él se estudiaron las pérdidas de circulación en la fase 12 ¼ , concluyendo que se debían básicamente a la inconsistencia del estudio geológico; el cual brindó cierta información al momento de realizar esta investigación y dió apoyo en cuanto a las referencias bibliográficas acerca del tema.
- ☞ **Díaz, F. y Peña, M. (2006)**; desarrollaron el trabajo de grado para la Universidad de Oriente titulado: Análisis estadístico de volúmenes y propiedades del fluido de perforación 100% aceite mineral en la Fase intermedia de los pozos Profundos del Campo Orocuál, Estudiaron estadísticamente las propiedades y volúmenes manejados en los pozos profundos del campo Orocuál, los volúmenes manejados y perdidos, apoyándose en el análisis estadístico de la data.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA GEOGRÁFICA

Jusepín pertenece al área petrolera conocida como Santa Bárbara- Jusepín, se encuentra hacia el norte del estado Monagas, situada 30 km al oeste de la ciudad de Maturín.

Conforma una extensa franja de rumbo N 60° E, con más de 45 kilómetros de extensión y 7 km de ancho. Este campo o área inicia su actividad petrolera a partir de la perforación de pozo Jusepín- 1, llevada a cabo por la compañía *Standard Oil Company of Venezuela*, en octubre de 1938 pero no fue hasta 1839 que entró en producción, con la construcción del oleoducto hasta Caripito. En el mes de Marzo de 1944 se completa el pozo J-130 por el cual se descubre la extensión Noreste del campo Jusepín la cual es una prolongación estrecha de 7 km de largo por 700 metros de ancho, que fue desarrollada rápidamente y en la cual para agosto de 1945 se habían perforado 53 pozos.

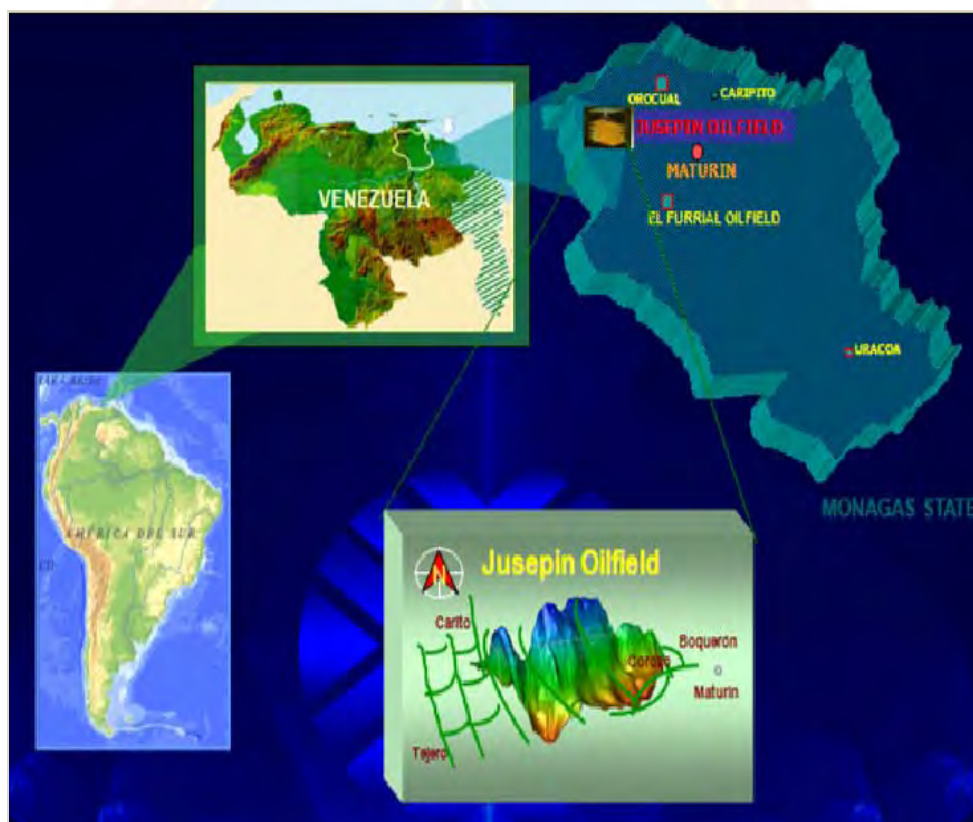


Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo Jusepín
Fuente: Archivos de PDVSA

2.2.1 Estratigrafía

La sección estratigráfica del área está constituida por formaciones que van de la más antigua a la más reciente: Naricual, Carapita, Chapapotal, La Pica, Mesa/Las Piedras.

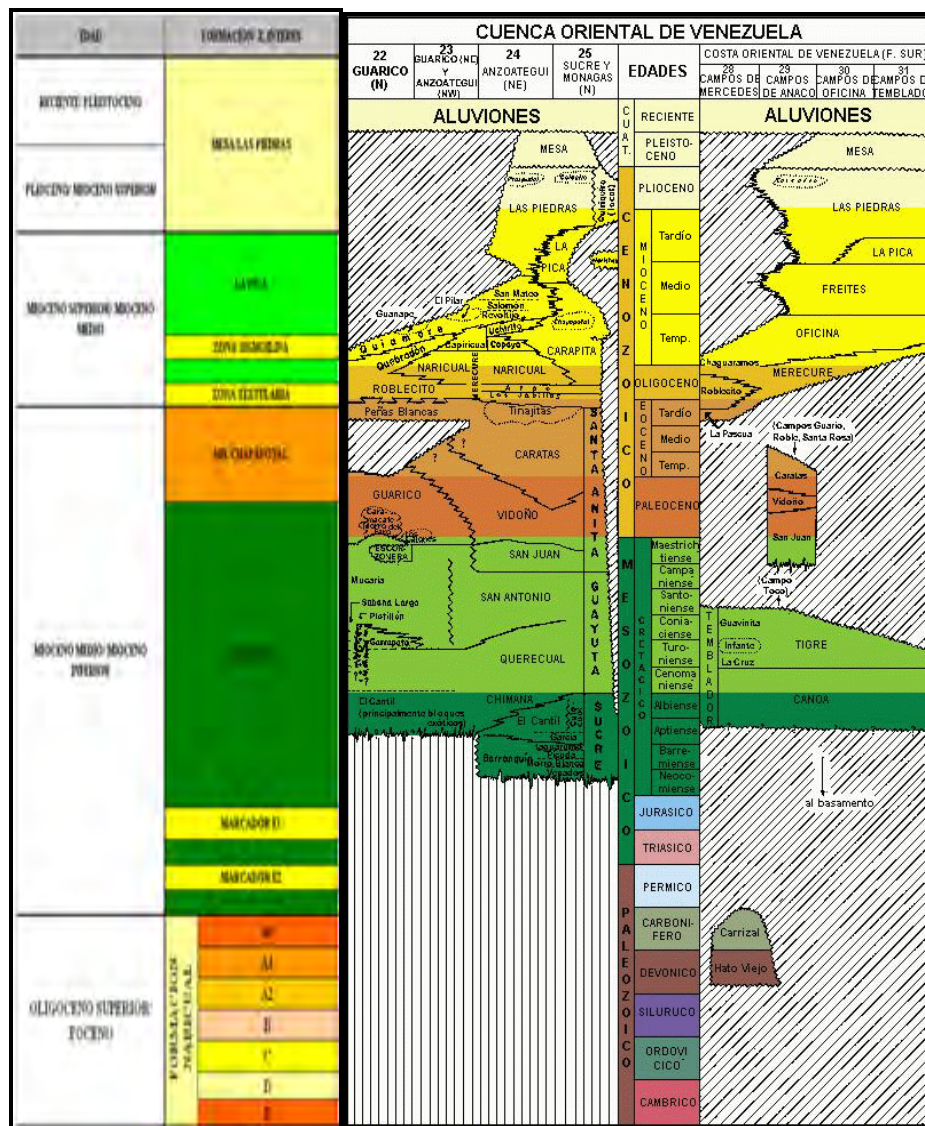


Figura 2.2 Estratigrafía local del campo Jusepín (izquierda); estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela (derecha)

○ **Formación Naricual**

Pertenece al Oligoceno Superior/ Eoceno. Presenta una secuencia compuesta por paquetes de areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y limolitas. Las areniscas son generalmente cuarzo cristalinas de color marrón claro, masivas, bien consolidadas, cemento silíceos (calcáreo hacia el tope), subangular a subredondeadas, moderadamente escogidas a bien escogidas. Las lutitas son grises oscuro a negras duras. Las limolitas son grises moderadamente duras.

○ **Formación Carapita**

Pertenece al Mioceno Medio / Mioceno Inferior. Representa el subsuelo del campo Jusepín con una secuencia de lutitas de color gris, ocasionalmente marrón claro, con inclusiones de glauconita, escasamente de color marrón oscuro a negro. Dichas lutitas en ocasiones se encuentran intercaladas con areniscas de grano fino, muy fino. Hacia la base presentan asociaciones de carbonatos, así como el marcador operacional conocido en el campo El Furrial como “Marcador E1 y E2”, los cuales están representados por una arenisca calcárea, cuarzo cristalino de grano fino a muy fino, matriz y cemento calcáreo.

○ **Formación Chapapotal**

Al igual que Carapita pertenece al Mioceno Medio / Mioceno Inferior. Se caracteriza por presentar areniscas blancas a marrón, intercaladas con arcillas. Hacia la parte media presenta microconglomerados marrón oscuro, pobre cemento calcáreo con presencia de pirita y glauconita.

- **Formación La Pica**

Mioceno Superior / Mioceno Medio. Se caracteriza por presentar intercalaciones de arenas y lutitas, así como arcillas y lutitas grises, plásticas e hidratables. Hacia la parte basal se encuentra un intervalo de lutitas grises, un intervalo de arenas (friables de grano fino) intercaladas con lutitas.

- **Zona textularia:** constituida por un intervalo basal de lutitas grises y un intervalo superior de arenas friables, intercaladas con lutitas. Durante la perforación de pozos someros, fue la zona más importante del campo como productora de hidrocarburos. Esta zona a su vez, ha sido subdividida en tres paquetes de arenas correlacionables a lo largo de todo el campo, denominados Textularia Superior, Intermedio e Inferior.
- **Zona de sigmoilina:** suprayace a la textularia y está constituido por lutitas moderadamente duras, seguidas por intercalaciones de arenas petrolíferas con lutitas blandas. Esta zona es la más depletada de la sección
- **Formación Mesa / Las Piedras**

Comprenden las edades Reciente/Pletoceno / Plioceno/Mioceno Superior. Se caracteriza por arenas grisáceas de grano grueso, ocasionalmente conglomeráticas intercaladas con arcillas moteadas y arcillas ligníticas hacia el tope. Hacia la base presentan paquetes de areniscas e intercalaciones de limolitas y arcillas mas compactas y abundante siderita.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Perforación

Es la operación siguiente a la Exploración. Es una actividad que demanda tiempo y recursos financieros. Por eso un equipo de perforación solo se instala y comienza a perforar cuando los geólogos y geofísicos han acordado la posible localización de un depósito de hidrocarburos en el subsuelo. Baroid, (1999)

La profundidad de los pozos profundos del campo Jusepín está aproximadamente entre 17.500 y 19.000 pies. Este es uno de los factores de los cuales va a depender la selección del equipo de perforación, junto a las formaciones que se deban atravesar y las condiciones propias del subsuelo.

2.3.2 Fluido de Perforación

Los fluidos de perforación también conocido en la industria petrolera como lodo, desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas en forma rentable. Es por ello que constituye una de las fases principales y de mayor importancia en todo el proceso de perforación. Los fluidos cumplen funciones físico-químicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar y sus propiedades pueden afectar a una función en particular del mismo. El fluido de perforación tiene como objetivo cumplir con las siguientes funciones:

- ✓ Remover y transportar los ripios del fondo del hoyo o pozo hacia la superficie.
- ✓ Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación.
- ✓ Cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable.

- ✓ Controlar las presiones de formaciones.
- ✓ Mantener en suspensión los ripios y el material densificante, cuando se interrumpe la circulación.
- ✓ Soportar por flotación, parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su introducción en el hoyo.
- ✓ Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo, evitando derrumbes.
- ✓ Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas.
- ✓ Transmitir potencia hidráulica a la barrena. MI-SWACO, (2001)

2.3.3 Tipos de Sistemas de Fluidos de Perforación

La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de rocas, por lo tanto la composición y tipo de fluido dependerá de cada operación de perforación a realizar. Por esto es necesario muchas veces mejorar los sistemas de fluido, para enfrentar las distintas condiciones; que se encuentran a medida que la perforación se hace cada vez más profunda en búsqueda del petróleo. Los sistemas de fluidos existentes son:

- *Fluido base agua*: son los más económicos y por ende más usados. Varían desde los lodos de inicio no tratados, hasta los más tratados con inhibidores. Los fluidos inhibidos a base agua impiden la interacción entre el lodo y las formaciones perforadas
- *Fluido base aceite*: tienen la característica de estabilizar lutitas problemáticas. **Los sistemas de emulsión inversa**, son emulsiones donde la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua, que en conjunto con una sal forma una

salmuera y se encuentra en pequeñas gotas suspendidas en el aceite, cumpliendo un fenómeno de ósmosis. En esta categoría de fluidos también se encuentran los **100% aceites**, no contiene agua como fase dispersa, los productos son presurizados y no existe reacción química entre el fluido y la formación. MI-SWACO, (2001)

2.3.3.1 Propiedades del Fluido de Perforación

Las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación juegan un papel importante sobre el desarrollo de esta operación. Estas propiedades pueden ser modificadas para contribuir con la eficiencia del fluido. Las propiedades más importantes son:

- **Densidad**

Generalmente, se le da el nombre de peso del lodo y está referida al peso por unidad de volumen, expresado en libras por galón (lpg) o en libras por pie cúbico (pcf). La densidad del fluido depende del tipo de líquido utilizado y del material densificante que se le adicione. Durante la perforación de un pozo, el control de la densidad juega un papel importante. La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo, permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. El peso o densidad del fluido debe ser suficiente para contener el o los fluidos de la formación, pero su valor no debe ser demasiado alto (sobre-balance) como para fracturar la formación y originar pérdidas de circulación, ya que altas densidades pueden provocar presiones hidrostáticas mayores a la presión de formación, sin embargo su valor no debe de ser demasiado bajo (bajo-balance), porque pueden ocasionar influjo. Baroid, (1999)

La densidad del fluido se determina utilizando una balanza de fluido, la cual consiste en una taza (con tapa), montada en el extremo de un brazo graduado. Una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca a la cuchilla o se aleja de ella, hasta balancear la taza llena de fluido. La densidad del fluido se lee directamente.

- **Viscosidad de Embudo (VE)**

Es la resistencia interna que ofrece un fluido a fluir (deformarse). Para las mediciones de viscosidad se emplea el embudo Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo dado. Es el número de segundos requeridos para que un cuarto de galón (946 ml) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo. El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del fluido. Baroid, (1999)

- **Viscosidad Plástica (VP)**

Es la resistencia del fluido a fluir, causada por la fricción mecánica, atribuida a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en el fluido. Todo aumento en la superficie o área total expuesta de los sólidos se reflejará en el incremento de los valores de la viscosidad plástica. Sin embargo, mayormente el aumento en la viscosidad plástica viene dado por el aumento en el porcentaje de sólidos. Existen tres formas en que los sólidos perforados pueden controlarse: dilución, sedimentación y mediante el control mecánico de los sólidos. La unidad utilizada para su medición es el centipoise (cP) y se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional tomando la lectura de 600 rpm y restándole la de 300 rpm. Baroid, (1999)

- **Punto Cedente (PC)**

Es la resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase líquida del fluido, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase líquida del fluido. Los valores altos de punto cedente, pueden tener varias causas, entre otras, la presencia de contaminantes como sal, cemento o anhídrita, los cuales pueden provocar la floculación de la arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas. Al igual que la viscosidad plástica se obtiene utilizando el viscosímetro rotacional y no es más que la lectura de 300 rpm menos el valor de *VP*, y se usan como unidades la lb/100 pies². Baroid, (1999)

- **Esfuerzo de Gel**

La fuerza de gel, es indicador de la condición tixotrópica. Los fluidos tienen una propiedad llamada tixotropía, lo que quiere decir que cuando el fluido ha sido sometido a velocidades de corte iguales a cero o cercanas durante cierto tiempo, el fluido tiende a formar una estructura de gel rígida o semirrígida, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del fluido de perforación, como lo es, la suspensión de sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería. La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con ocurrencia de geles progresivos o valores de geles instantáneos altos. Un amplio margen entre gel inicial (10 s) y el gel final (10 min) se denomina gel progresivo e indica acumulación de sólidos. Cuando ambos valores de gel son elevados se está en presencia de floculación. Baroid, (1999)

Las altas resistencias de gel pueden causar graves problemas, tales como:

- ✓ Retención de gas o aire en el lodo.
- ✓ Presiones excesivas al romper circulación después de un viaje.
- ✓ Reducción de velocidad de sedimentación de sólidos en superficie.
- ✓ Efecto de succión al sacar tubería.
- ✓ Efecto de pistón o surgencia al meter tubería.
- ✓ Imposibilidad de correr registros eléctricos.

Para la determinación de esta fuerza de gel se hacen dos mediciones: después de 10 segundos (gel inicial) y a los 10 minutos (gel final), utilizando un viscosímetro rotacional a baja revolución. Baroid, (1999)

- **Lecturas a 6 y 3 rpm**

Las lecturas a 6 y 3 rpm son indicaciones que permiten medir la resistencia a fluir que desarrolla el fluido a bajas velocidades de corte, estimar la capacidad de limpieza y proporcionar la suspensión de sólidos de alta gravedad específica bajo condiciones dinámicas y estáticas. Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas tradicionales de viscosidad plástica y punto cedente, así como las medidas estáticas del esfuerzo de gel. Actualmente es la teoría que más se aplica para garantizar la limpieza de hoyos desviados, por considerar que simulan las mismas velocidades anulares que se generan durante la perforación. Baroid, (1999)

- **Filtrado API**

Es la pérdida de volumen en la fase continua, medida en c.c luego de 30 minutos con un diferencial de presión de 100 lpc y temperatura ambiente. Este filtrado es medido en los fluidos base agua. Baroid, (1999)

- **Filtrado HTHP**

Es la pérdida de volumen en la fase continua, medida en c.c luego de 30 minutos, a 500 lpc diferenciales y a 300 °F. Comúnmente se realiza en sistemas base aceite. Baroid, (1999)

- **MBT**

Es la reacción de la arcilla al azul de metileno y cuando se realiza se produce una coloración de las mismas debido al intercambio cationico. Es medido generalmente en fluidos base agua. Baroid, (1999)

- **Alcalinidad (Pm)**

Representa la concentración de iones oxidrilo (OH^-) en exceso en una solución acuosa. Se dice que una solución es alcalina cuando el número de iones de oxidrilo excede el número de iones de hidrógeno. La alcalinidad de un fluido de emulsión inversa. El número de centímetros cúbicos (cm^3) de ácido sulfúrico utilizado en la titulación se reporta como la alcalinidad del fluido (Pm). Es medido generalmente en

fluidos base agua y emulsión inversa. Los fluidos 100% aceite no presentan fase acuosa, por lo tanto no aplica esta propiedad. Baroid, (1999)

- **Alcalinidad del filtrado (Pf)**

Permite medir la concentración de OH^- disuelto en el fluido, también la concentración de carbonato y bicarbonato. Es medido generalmente en fluidos base agua. Baroid, (1999)

- **Porcentajes de sólidos, agua y aceite**

El contenido de sólidos y agua afecta la mayor parte de las propiedades del lodo, incluyendo la densidad, la viscosidad, las resistencias de gel, la pérdida de fluido y la estabilidad a la temperatura. El contenido de sólidos tiene también una influencia considerable sobre el tratamiento del fluido y sobre el equipo necesario para una operación de perforación eficiente. Para determinar el porcentaje de líquidos y sólidos de un fluido de perforación se usa una cámara de destilación conocida con el nombre de retorta. El análisis de retorta es usado como una guía para controlar el % de aceite en los fluidos base agua, para obtener un coeficiente de lubricidad, la relación aceite / agua y contenido de sólidos del fluido base aceite. También ayuda a calcular los sólidos de baja y alta gravedad específica. Baroid, (1999)

2.3.3.2 Problemas Asociados a los Fluidos de Perforación

Durante las operaciones de perforación ocurren con frecuencia una serie de problemas asociados a los fluidos de perforación que pueden llegar a causar la

paralización parcial y/o total de las operaciones de perforación del pozo. Entre las cuales se mencionan las más importantes:

- **Pérdida de Circulación**

Es un problema originado por el sobre-balance generado entre la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido y la presión de formación. Consiste en la pérdida de fluido hacia las formaciones expuestas en el hoyo. El flujo de fluido hacia la formación implica que hay menos fluido retornado a la línea de descarga que el bombeado o bien que no hay retorno (Volumen de entrada > Volumen de salida). La reducción del flujo en el anular por causa de la pérdida del fluido puede causar muchos problemas. Los recortes se pueden acumular en la zona de baja velocidad y caer al fondo cuando se detiene el bombeo. La menor velocidad en el anular disminuye la capacidad de acarreo del fluido y como consecuencia de la acumulación de recortes se puede ocasionar un aprisionamiento de tubería o pérdida del pozo. Además la pérdida del fluido en el anular trae consigo una reducción de la presión hidrostática en el pozo que lo puede hacer colapsar o se puede originar un influjo o arremetida por efecto del desbalance entre la presión hidrostática y la presión presente de los estratos ya perforados.

Cuando se perforan secciones lutíticas, esta disminución del sostén de la pared del hoyo puede inducir a que las arcillas flojas se desmoronen haciendo, que la herramienta quede aprisionada o en casos graves la pérdida del pozo. El pozo fluirá si la presión hidrostática se hace inferior a la presión de la formación cuando se está en presencia de una zona permeable. Esto representa una situación sumamente peligrosa de pérdida de circulación en un pozo con surgencia. Si el fluido de la formación invade, el fluido se convierte en un reventón subterráneo.

Dependiendo de la magnitud del volumen de pérdida de lodo, las operaciones de perforación pueden verse considerablemente afectadas. Si el espacio anular del pozo no se mantiene lleno incluso cuando se ha cesado la circulación de fluido, la presión hidrostática disminuirá hasta que la presión diferencial entre la columna de lodo y la zona de pérdida sea igual a cero. MI-SWACO, (2001)

- **Inestabilidad de Hoyo**

Los problemas de inestabilidad del hoyo se originan principalmente, por un desbalance entre la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido y la presión de la formación o presión de poro. No obstante existen diferentes tipos de formaciones que debido a sus características son inestables. Es obvio que el mantenimiento de presión, aunado a las condiciones del fluido, contribuye sin lugar a dudas a estabilizar la pared del hoyo y a permitir en forma exitosa la perforación

La lutita desmoronable de baja estabilidad, es uno de los problemas más comunes asociados a la inestabilidad del hoyo. No existen soluciones simples para este problema, pero una combinación de una buena práctica y un buen diseño del fluido ayuda a minimizar su ocurrencia.

Los eventos problemáticos más comunes relacionados a la inestabilidad del hoyo son:

- ✓ Ensanchamiento del hoyo.
- ✓ Necesidad de revestidores intermedios.
- ✓ Malas cementaciones.
- ✓ Limpieza del hoyo ineficiente.

- ✓ Derrumbes.
- ✓ Pérdida de tiempo por la necesidad de repasar el hoyo para evitar apoyos y arrastres, durante los viajes de tubería o asentamiento de resvestidores
- ✓ Dificultad para correr registros.
- ✓ Atascamiento de tubería y operaciones de pesca.
- ✓ Incremento en el costo del tratamiento del fluido.

Los principales factores mecánicos asociados a los problemas con lutitas son:

- ✓ Invasión de filtrado hacia la formación y reacción desfavorable del fluido de perforación con las formaciones inestables.

Prácticas de perforación que ayudan en el problema de lutitas:

- ✓ Mantener el hoyo lo más vertical posible.
- ✓ Mantener un buen control de la densidad del fluido.
- ✓ Mantener de manera adecuada las propiedades reológicas del fluido.
- ✓ Evitar meter y sacar la sarta de perforación muy rápidamente. MI-SWACO, (2001)

- **Pega de Tubería**

En las operaciones de perforación, la tubería se considera pegada cuando no se la puede hacer subir, bajar o girar. Este problema puede ser causado por muchos factores. Las situaciones típicas de pega de tubería son:

- *Pega Diferencial*: La mayoría de los casos de los incidentes de pega de tubería es causada por efectos de excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión ocasiona que el fluido empuje la sarta de perforación sobre la pared del pozo de sondeo donde queda atascada.
- *Pega Mecánica*: La tubería de perforación puede quedarse mecánicamente pegada debido a varios factores entre los cuales se encuentran: *ojo de llave* el cual ocurre normalmente en pozos que son mantenidos verticalmente sin cambios severos de inclinación o dirección. *Empaque*, que ocurre debido a que la limpieza o el transporte de los recortes de perforación fuera del pozo no es efectivo, quedando estos incrustados alrededor de los portamecha o estabilizadores; pegando así la tubería. Otro factor influyente en la pega mecánica de tubería es tener un hoyo donde el diámetro del pozo es menor que el diámetro de la mecha utilizada para perforarlo. MI-SWACO, (2001)

2.3.4 Características de los Pozos del Área Norte de Monagas

Fases: Las etapas necesarias para poder alcanzar la zona productora de hidrocarburos seleccionada son denominadas fases y dependiendo de las características del yacimiento algunos pozos se perforan en 2 o más fases. En el caso de la mayoría de los pozos del campo Jusepín se han perforado en cuatro Fases las cuales son las siguientes:

Fase 26 pulgadas: También es conocida como hoyo conductor, el diámetro del hoyo es de 26 pulgadas, el revestidor para este hoyo es de 20 pulgadas y el fluido utilizado es un fluido base agua, conocido como fluidos Aguagel.

Fase 17 ½ pulgadas: esta fase es conocida como hoyo de superficie, el diámetro del hoyo es de 17 ½ pulgadas, el revestidor para éste hoyo es de 13 3/8 pulgadas y el fluido utilizado es un fluido base agua, conocido como fluido Semidisperso (Lignosulfonato).

Fase 12 ¼ pulgadas: esta fase se conoce como hoyo intermedio, en ésta se cambia a fluidos base aceite 100% aceite mineral. El diámetro del hoyo para ésta fase es 12 ¼ pulgadas y el revestidor para éste hoyo es de 9 5/8 pulgadas.

Fase 8 3/8 pulgadas: conocida como Hoyo de Producción, el diámetro del hoyo es de 8 3/8 pulgadas y el revestidor para éste hoyo es 7^{5/8} pulgadas, en ocasiones en esta fase se perfora otro hoyo adicional de diámetro 6 ½ pulgadas, el revestidor para éste hoyo es de 5 ½ pulgadas, para ambos casos se usa un fluido base aceite 100% mineral, Drill In.

2.3.5 Formación Carapita

La formación Carapita fue depositada en la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Mioceno por la transgresión de la placa tectónica del Caribe, que originó un movimiento al sur y la deformación del flanco de dicha cuenca, que hizo migrar hacia el sur hasta el Mioceno medio las arenas y sedimentos erosionados de la serranía del norte.

El ambiente de sedimentación de la Formación Carapita fue una extensión de facies marinas profundas que pasan lateralmente hacia los bordes de la cuenca, a

facies marinas someras y marginales, con discordancias intraformacionales en el flanco norte. Esta formación representa una invasión marina iniciada en el Oligoceno y una retirada del mar durante el Mioceno Superior, con migración del eje de la cuenca en dirección sur, a lo largo del tiempo.

La Formación Carapita es una zona de altas presiones por poseer una litología en su mayoría conformada de lutitas, las cuales se presentan en bloques de gran espesor con una compactación, que aumenta con la profundidad. Esta unidad litoestratigráfica se constituye principalmente por una secuencia casi masiva de lutitas gris oscuro a negro, en ocasiones gris verdoso, astillosa, piríticas y calcáreas, muy ricas en foraminíferos, hacia la parte basal de la formación.

En el subsuelo del campo Jusepín, la formación se encuentra representada por una secuencia de lutitas de color gris, ocasionalmente de color claro, con inclusiones de glauconita, escasamente de color marrón oscuro a negro. Dichas lutitas en ocasiones se encuentran intercaladas con arenisca de granos fino muy fino. Hacia la base presentan asociaciones, así como el marcador operacional conocido como “E1” el cual está representado por una arenisca calcárea, cuarzo cristalino de grano fino a muy fino, matriz y cemento calcáreo. Este marcador es muy importante para definir los asentamientos de los revestidores en Carapita y evaluar la entrada al tope de la formación Naricual (formación productora del campo Jusepín)

En los perfiles eléctricos las lutitas se expresan como líneas paralelas sin rasgos característicos o distintivos y la correlación de un pozo a otro normalmente es imposible sin la ayuda de determinaciones micropaleontológicas. A pesar del fuerte predominio de lutitas la formación contiene arenas de tres tipos diferentes, que localmente se evidencian de la siguiente manera:

- ◆ Zona de transición lateral de Carapita a varias formaciones arenosas hacia el oeste y sur se caracteriza por la presencia de lenguas de areniscas interestratificadas con lutitas marinas.
- ◆ La parte superior de Carapita exhibe características de regresión e incluye facies que contienen areniscas gruesas y persistentes, que presumiblemente fueron más extensas antes de ser erosionadas en el periodo Pre-La Pica.
- ◆ En las facies de aguas profundas de Carapita se presentan arenas lenticulares turbidíticas cuyos desarrollos más prominentes están en el sector de Quiriquire-Jusepín, aunque se conocen lentes más pequeños en muchas otras partes. A pesar de su carácter lenticular por conveniencia se aplica el nombre de Miembro Chapapotal a todas las capas turbidíticas. Gonzales, J; Iturralde, J y Picard,x (1980)

2.3.6 Estadística

La estadística es la ciencia de los datos; implica la colección, clasificación, síntesis, organización e interpretación de los mismos. Es una ciencia con base matemática. Se divide en dos ramas:

- *Estadística descriptiva*: Es la rama de la estadística que se dedica a la organización, síntesis y descripción de conjuntos de datos.
- *Estadística inferencial*: Es la que se ocupa de utilizar datos de muestra para inferir algo acerca de una población. Montgomery, D y Rugen, G. (2001)

2.3.7 Análisis Descriptivo

Es un estudio destinado al cálculo de media de tendencia central, para ver en qué medida los datos se agrupan o dispersan en torno a un valor central. Montgomery, D y Rugen, G. (2001)

2.3.7.1 Desviación Típica

Es una medida de centralización o dispersión para variables de razón (ratio o cociente) y de intervalo, de gran utilidad en la estadística descriptiva. Se define como la raíz cuadrada de la varianza. Junto con este valor, la desviación típica es una medida (cuadrática) que informa de la media de distancias que tienen los datos respecto de su media aritmética, expresada en las mismas unidades que la variable. Para conocer con detalle un conjunto de datos, no basta con conocer las medidas de tendencia central, sino que se necesita conocer también la desviación que representan los datos en su distribución respecto de la media aritmética de dicha distribución, con objeto de tener una visión de los mismos más acorde con la realidad al momento de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones. Montgomery, D y Rugen, G. (2001)

2.3.7.2 Media

También llamada promedio, de un conjunto finito de números es igual a la suma de todos sus valores dividida entre el número de sumandos. Montgomery, D y Rugen, G. (2001)

2.3.8 Coeficiente de Variación (de Pearson)

Es una medida de dispersión útil para comparar dispersiones a escalas distintas pues es una medida invariante ante cambios de escala. Suele representarse por medio de las siglas **C.V** y sirve para comparar variables que están a distintas escalas pero que están correlacionadas estadísticamente y sustantivamente con un factor en común. Es decir, ambas variables tienen una relación causal con ese factor. Su fórmula expresa la desviación estándar como porcentaje de la media aritmética, mostrando una mejor interpretación porcentual del grado de variabilidad que la desviación típica o estándar. Por otro lado presenta problemas ya que a diferencia de la desviación típica este coeficiente es variable ante cambios de origen. Por ello es importante que todos los valores sean positivos y su media de por tanto un valor positivo. A mayor valor de C.V. mayor heterogeneidad de los valores de la variable; y a menor C.V., mayor homogeneidad en los valores de la variable.

Exigiendo que: $\bar{x} > 0$

Se calcula:

$$C_V = \frac{\sigma}{\bar{x}} \quad (1)$$

Donde σ es la desviación típica. Se puede dar en tanto por ciento calculando:

$$C_V = \frac{\sigma}{\bar{x}} \cdot 100 \quad (2)$$

2.3.9 Análisis Inferencial

Se fundamenta en el análisis de muestra para caracterizar el comportamiento poblacional. Myers, S; Myers, P y Rugen, G. (2007)

2.3.9.1 Análisis de Varianza de una Vía de Clasificación

El análisis de la varianza (o Anova: Analysis of variance) es un método para comparar dos o más medias, que pueden estar en diversas situaciones, muy ligado, por tanto, al diseño de experimento y, de alguna manera, es el análisis del análisis multivariante.

Supónganse k muestras aleatorias independientes, de tamaño n , extraídas de una única población normal. A partir de ellas $2:\sigma$ existen dos maneras independientes de estimar la varianza de la población

- 1) Una, llamada varianza dentro de los grupos (ya que sólo contribuye a ella la varianza dentro de las muestras), o varianza de error, o cuadrados medios del error, y habitualmente representada por MSE (Mean Square Error) o MSW (Mean Square Within) que se calcula como la media de las k varianzas muestrales (cada 2 y la media de k estimadores σ varianza muestral es un estimador centrado de centrados es también un estimador centrado y más eficiente que todos ellos). MSE es un cociente: al numerador se le llama suma de cuadrados del error y se representa por SSE y al denominador grados de libertad por ser los términos independientes de la suma de cuadrados.
- 2) Otra, llamada varianza entre grupos (sólo contribuye a ella la varianza entre las distintas muestras), o varianza de los tratamientos, o cuadrados medios de los tratamientos y representada por MSA o MSB (Mean Square Between). Se calcula a partir de la varianza de las medias muestrales y es también un cociente; al numerador se le llama suma de cuadrados de los tratamientos (se le representa por SSA) y al denominador $(k-1)$ grados de libertad.

MSA y MSE, estiman la varianza poblacional en la hipótesis de que las k muestras provengan de la misma población. La distribución muestral del cociente de dos estimaciones independientes de la varianza de una población normal es una F con los grados de libertad correspondientes al numerador y denominador respectivamente, por lo tanto se puede contrastar dicha hipótesis usando esa distribución.

Si en base a este contraste se rechaza la hipótesis de que MSE y MSA estimen la misma varianza, se puede rechazar la hipótesis de que las k medias provengan de una misma población.

Aceptando que las muestras provengan de poblaciones con la misma varianza, este rechazo implica que las medias poblacionales son distintas, de modo que con un único contraste se contrasta la igualdad de k medias.

Existe una tercera manera de estimar la varianza de la población, aunque no es independiente de las anteriores. Si se consideran las kn observaciones como una única muestra, su varianza muestral también es un estimador centrado de s^2 : Se suele representar por MST, se le denomina varianza total o cuadrados medios totales, es también un cociente y al numerador se le llama suma de cuadrados total y se representa por SST, y el denominador $(kn - 1)$ grados de libertad.

Los resultados de un anova se suelen representar en una tabla como la siguiente:

| Fuente de variación | G.L. | SS | MS | F |
|------------------------------|----------|-----|--------------|---------|
| Entre grupos Tratamientos | $k-1$ | SSA | $SSA/(k-1)$ | MSA/MSE |
| Dentro Error | $(n-1)k$ | SSE | $SSE/k(n-1)$ | |
| Total | $kn-1$ | SST | | |

Y el cociente F se usa para realizar el contraste de la hipótesis de medias iguales. La región crítica para dicho contraste es $F > (k-1, (n-1)k)\alpha F$. Myers, S; Myers, P y Rugen, G. (2007)

2.3.9.2 Comparaciones Múltiples

En caso de presentarse diferencias estadísticamente significativas entre los valores de las variables analizadas, se procede a su comparación a través de los métodos existentes: método de Tukey, método de Man Whitney, método de Duncan, método de DMS, entre otros. Myers, S; Myers, P y Rugen, G. (2007)

Diferencia mínima Significativa (DMS)

Es la diferencia entre dos medias, basadas en la prueba t de Student, empleando el valor de la varianza del error. El valor de la DMS se encuentra referido a la distribución de t por la siguiente relación:

$$(DMS)\alpha = t\alpha \sqrt{2s^2/n} \quad (3)$$

Donde:

$(DMS)\alpha$ es la mínima diferencia significativa para un riesgo α determinado;

$t\alpha$ es el valor de la tabla para α y el número de grados de libertad asociado con la media de los cuadrados del error en la tabla resumen del ANOVA;

s^2 es la media de los cuadrados del error residual en la tabla resumen del ANOVA;

n es el número de observaciones implícito en cada media de los tratamientos.

El término $\sqrt{2s^2/n}$; es el error típico de la media y el factor 2 aparece en la ecuación porque en esta prueba se están comparando dos medias. Myers, S; Myers, P y Rugen, G. (2007)

2.3.10 Correlación

Indica la fuerza y la dirección de una relación lineal entre dos variables aleatorias. Se considera que dos variables cuantitativas están correlacionadas cuando los valores de una de ellas varían sistemáticamente con respecto a los valores homónimos de la otra: si tenemos dos variables (A y B) existe correlación si al aumentar los valores de A lo hacen también los de B y viceversa. Myers, S; Myers, P y Rugen, G. (2007)

2.3.11 Distribución de Partículas

Consiste en la determinación de los tipos de granos o partículas de un material y los porcentajes en que se encuentran presentes. Esta distribución se puede hacer por tamaño, peso (isodrómica), velocidad de sedimentación. MI-SWACO, (2001)

2.3.12 Técnica de Difracción de Rayo Láser.

El método se basa en la medición del ángulo de difracción de un rayo láser al incidir sobre la superficie de una esfera.

2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

Aceite 100% mineral: es un sistema que tiene como característica principal no contener agua, esta formulado totalmente a base de aceite mineral o de otra naturaleza vegetal.

Aguagel: mezcla de agua con bentonita.

Análisis de correlación: técnica para determinar el grado de relación lineal que hay entre variables.

Coefficiente de correlación: raíz cuadrada del coeficiente de determinación. Su signo indica la dirección de la relación entre dos variables, directa o inversa.

Densidad Equivalente de Circulación (E.C.D): es la densidad efectiva generada en el espacio anular que combina la densidad del fluido de perforación y caída de presión generada en el espacio anular.

Drill IN: sistema de fluido de perforación nuevo, limpio y con una distribución de partículas determinada o específica para perforar la zona productora con la finalidad de causar el mínimo daño posible.

Emulsión inversa: Es donde la fase dispersa es una sustancia hidrofílica y la fase continua es lipofílica.

Microconglomerados: son rocas sedimentarias formadas por consolidación de cantos, guijarros o gravas, de granos entre 2 y 4 mm englobados por una matriz arenosa o arcillosa y con un cemento de grano fino que los une (caliza o sílicea).

Ósmosis: es un fenómeno físico relacionado con el comportamiento de un sólido como soluto de una solución ante una membrana semipermeable para el solvente pero no para los solutos.

Spurt loss: Volumen de filtrado tomado en los primeros minutos de la prueba PPT. Volumen inicial

Varianza: representa la media aritmética de las desviaciones con respecto a la media que son elevadas al cuadrado.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tema propuesto se rigió por un procedimiento de investigación del tipo explicativa, ya que según la definición de Arias, F. (2004), “se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa - efecto” (p.24).

Dejando claro que se quiere realizar un análisis de los eventos operacionales presentados en la Formación Carapita y de las propiedades físico - químicas de los diferentes sistemas de fluidos utilizados en las Formación Carapita de los pozos del campo Jusepín, y proponer una distribución de partículas que permita minimizar las pérdidas de circulación y así reforzar las paredes del hoyo en la Formación en estudio con el fin de recomendar el sistema de fluido que ayude a evitar los eventos operacionales mencionados anteriormente.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo se basó en una investigación del tipo documental, que según Arias, F. (2004), “es un proceso basado en la búsqueda, recopilación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, lo obtenido y registrado por otros investigadores en fuentes documentales.”; (p.28).

Esto debido a la necesidad de recolectar toda la data relacionada a los pozos en estudio y de los sistemas de fluidos de perforación aplicados en ellos para luego analizarlos y establecer las causas que produjeron los hechos indeseados, que

tuvieron lugar en dichos pozos y así recomendar el sistema de fluido de perforación más indicado para perforar la Formación Carapita del campo Jusepín, con una distribución de partículas que permita evitar las pérdidas de circulación, dándole mas estabilidad a la formación.

Todo esto con el fin de evitar cualquier inconveniente que pueda ser originado por el fluido de perforación. Para ello se utilizará como apoyo una herramienta muy importante, como lo es el programa DIMS, propio de PDVSA, y el cual contiene toda la data sobre las operaciones de cada pozo, en tiempo real. Se realizará una serie registros en un pozo que está actualmente sometido a operaciones de perforación con la finalidad de obtener la información necesaria para el desarrollo de los objetivos específicos planteados.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Población

En la siguiente investigación la población estuvo referida a todos aquellos elementos u objetos en estudio. Al respecto, Arias F. (2004) expresa: “La población se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan” (p. 98).

En este estudio, la población está representada por quince (15) pozos profundos que presentaron problemas operacionales al perforar la Formación Carapita del campo Jusepín, estado Monagas.

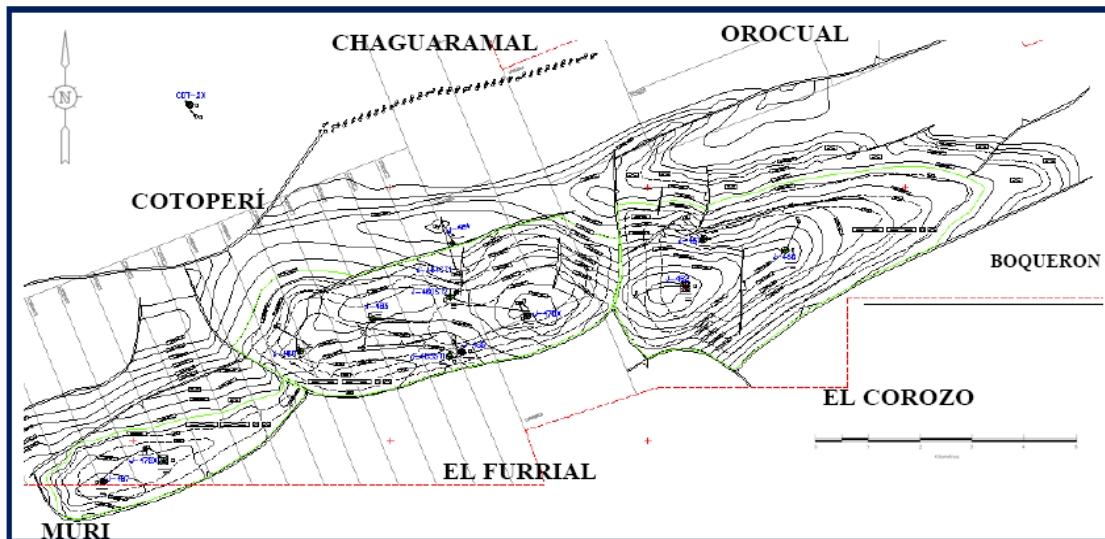


Figura 3.1 Mapa estructural del campo Jusepín
Fuente: Departamento de Yacimiento Jusepín

Muestra

Es un subconjunto representativo de la población o universo. En esta investigación la muestra está conformada por ocho (8) de los pozos profundos que conforman la población del campo en estudio.

Tabla 3.1 Pozos pertenecientes a la muestra

| N° | Pozo |
|----|---------|
| 1 | J-476X |
| 2 | J-479RE |
| 3 | J-480 |
| 4 | J-486 |
| 5 | J-487 |
| 6 | J-495 |
| 7 | J-496X |
| 8 | J-497 |

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Análisis de los Eventos Operacionales Presentados Durante la Perforación de la Formación Carapita.

En esta parte de la investigación, se recopiló toda la información relacionada a los reportes diarios de cada pozo, con la finalidad de identificar los eventos operacionales presentados durante la perforación de la Formación Carapita, el número de ocurrencias de cada uno de ellos y el tiempo no productivo generado. Luego con toda la información, se procedió a revisarla y hacerle un seguimiento a cada evento. Se discutieron y analizaron las causas relacionadas a cada evento operacional indeseable identificado. También fue necesario solicitar información a otras empresas de servicio que tenían parte de la información requerida de cuatro (4) pozos que conformaron la muestra.

3.4.2 Análisis Estadístico de las Propiedades de los Sistemas de Fluidos Utilizados en la Perforación de la Formación Carapita.

Para el desarrollo de este objetivo fueron utilizados los sumarios de lodo de cada pozo, necesario para obtener toda la data diaria relacionada a las propiedades de cada fluido utilizado y el volumen manejado, durante la perforación de la Formación Carapita. Algunos registrados en el programa Dim's de PDVSA y otros en los archivos de compañías que prestaron el servicio del fluido. Posteriormente toda esta data fue introducida al programa estadístico conocido como SPSS, con el que se aplicó un análisis descriptivo, logrando obtener los valores máximos y mínimos manejados para cada una de las siguientes propiedades de los sistemas de fluido:

- **Sistemas de Fluido Base Agua:**

Densidad

Viscosidad

Viscosidad plástica

Punto cedente

Gel de 10 segundos

Gel de 10 minutos

Filtrado API

pH

MBT

L3

L6

% Sólidos

% Agua

% Aceite

Pm (alcalinidad de lodo)

Pf (alcalinidad del lodo filtrado)

- **Sistemas de fluido base aceite:**

Densidad

Viscosidad

Viscosidad plástica

Punto cedente

Gel de 10 segundos

Gel de 10 minutos

Filtrado HTHP

L3

L6

% Aceite

% Agua

% Sólidos totales

También se pudo obtener la media, desviación típica y el coeficiente de variación; comparaciones múltiples basándose en pruebas de diferencias mínimas significativas y correlaciones parciales. Todos estos cálculos permitieron observar la relación entre las variables para cada sistema de fluido.

Con respecto a los volúmenes diarios, estos fueron graficados conjuntamente con las profundidades a las cuales fueron manejados cada uno de ellos con el fin de determinar la pendiente que brindara una idea del índice volumétrico (bls/pie) promedios utilizados durante la perforación de la Formación Carapita.

3.4.3 Determinación de los Rangos de Volumen y Propiedades Físico Química de los Sistemas de Fluidos Utilizados.

Para esta etapa se hizo uso de la misma información relacionada a las propiedades del fluido y el volumen manejado junto al programa estadístico Statgraphiscs Plus 5.1. con el cual se obtuvo los rangos de aplicación para cada variable por medio de los límites de control estadístico obtenidos mediante el procedimiento de gráfico X barra; el cual consistió en crear un grafico individual para cada una de las propiedades estudiadas de cada sistema de fluido y el volumen, tomando en cuenta la mediciones de la media y la desviación estándar calculadas en el objetivo anterior para cada una de ellas, y así determinar si los datos proceden de un proceso que está en un estado de control estadístico.

3.4.4 Propuesta de una Distribución de Partículas que Pueda ser Aplicada Durante la Perforación de la Formación Carapita.

En esta etapa final del trabajo se buscó diseñar un tratamiento para el sistema de fluido base aceite, que permita minimizar las pérdidas de circulación durante la perforación de la Formación Carapita. Pérdidas que se puedan dar por la existencia de microfracturas presentes o inducidas, en la formación de estudio. Para lograr esto fue necesario estimar el tamaño de las fracturas que están presente o se pueden inducir durante la perforación en esta formación lutítica, la densidad equivalente de circulación (ECD) resultante al perforar, para seleccionar y diseñar el tratamiento apropiado con materiales obturantes en el fluido de perforación cuya distribución de tamaños de partículas pueda sellar y obturar eficazmente dichas fracturas, con el objetivo de prevenir pérdidas de circulación. Todo esto por medio de la aplicación de simulaciones hechas por un programa conocido como I-BOSS, perteneciente a la empresa MI SWACO, el cual necesitó una serie de datos de entradas, relacionados a la geo-mecánica de la roca de formación, que eran totalmente desconocidos debido a que la Formación Carapita no cuenta con ningún estudio de este tipo, por no ser una formación productora por lo que se tuvo que buscar ayuda del personal perteneciente al departamento de VCD (visualización, conceptualización y diseño de pozo) en Punta de Mata- Monagas, geólogos de PDVSA encargados del campo Jusepín y de la gerencia de INTEVEP en el estado Miranda, especializados en estudios relacionados a la rama de la geo-mecánica, los cuales aceptaron brindar el apoyo para el cálculo de los datos. Fue necesario recopilar toda la información relacionada a los registros de resistividad, densidad neutrón, sónico dipolar cruzado, y gamma ray en archivos. Las, pertenecientes al pozo J-496X y dar tiempo a que se corrieran otros registros en el pozo J-497, que estaba en ejecución para el momento en que avanzaba esta investigación. Con la información relacionada a los registros, facilitados por los geólogos y por el departamento de VCD, el personal de INTEVEP, alimentó el

programa llamado DrillWork Predict, perteneciente a su gerencia, se obtuvieron los datos exigidos para alimentar el programa I-BOSS

Se procedió a enviar la información a la ciudad de Houston, E.E.U.U, a las instalaciones de MI-SWACO, donde se encuentra el programa I-BOSS y el personal capacitado para manejarlo. Luego los resultados fueron recibidos aquí en Venezuela, los cuales arrojaron dos (2) posibles valores de densidades equivalentes de circulación resultante al perforar, el tamaño de la fractura que pueda iniciarse y la selección del diseño del tratamiento, en donde se recomienda las concentraciones de material obturante que se debe aplicar para un sistemas de fluido de perforación cuya distribución de tamaños de partículas pueda sellar y obturar eficazmente dichas fracturas, con el objetivo de eliminar pérdidas de circulación.

Con los resultados obtenidos por la simulación con el I-BOSS se procedió a iniciar una larga búsqueda de discos de aloxita con el número de micrones iguales o cercanos a las fracturas determinadas por la corrida del simulador utilizado, en donde se recibió la ayuda de las empresas Halliburton y MI-SWACO, las cuales solicitaron estos discos a sus instalaciones en Mexico, Colombia y Houston, pero lamentablemente, después de una larga espera no fue posible conseguir los discos con las características que se necesitaban. Únicamente se encontraron discos de 90, 190, 2000 y 5000 micrones. Debido a las dificultades presentadas para encontrar los discos necesarios, se decidió simular las fracturas de 87 micrones y 322 micrones con los discos de aloxita de 90 y 190 micrones, respectivamente, discos que tenían el número de micrones más cercanos a los de las fracturas determinadas por la simulación.

Luego se procedio a realizar una serie de pruebas PPT (pruebas de taponamiento de permeabilidad), con el fin de simular las fracturas determinadas, haciendo uso de los discos de 90 y 190 micrones. Realizándose las pruebas para los dos discos, con un fluido base (fluido base aceite que la empresa MI SWACO utiliza

para perforar la zona de mayor profundidad y dificultad de la Formación Carapita), y otras pruebas en la cual se utilizó el fluido base más el tratamiento recomendado para cada fractura simulada. Es importante acotar que al fluido base se le realizó pruebas para determinar sus propiedades físico-química. Se aplicó el procedimiento experimental para pruebas PPT, indicado en el manual de la empresa MI-SWACO, el cual se puede encontrar en el Apéndice D.

Finalmente se tomó 50 cc del fluido base al cual se le agregó el tratamiento que se utilizó para realizar la prueba con el disco de aloxita de 190 micrones (fluido que arrojó los resultados más satisfactorio). Se dejó por 5 minutos en una centrifuga, con el fin de separar la fase líquida de la sólida. Luego la parte sólida se le agregó alcohol isopropílico para luego ser sometida la muestra nuevamente a centrifugación. Se tomó una pequeña cantidad de la misma para ser introducida en un equipo conocido como Cilas 920, por medio del cual se obtuvo la distribución de partícula que brinda mayor sello en la fractura simulada. Las pruebas PPT y la determinación de la distribución de partículas fueron realizadas en el laboratorio de la empresa MI-SWACO.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

Durante la recolección de información se emplearon las técnicas e instrumentos que a continuación se mencionan:

Técnicas: se aplicaron distintas técnicas entre las cuales se mencionan:

- **Revisión de bibliografías:** Permitió obtener información necesaria para el desarrollo del marco teórico.

- **Entrevistas informales:** Con el personal vinculados al desarrollo de los proyectos de construcción de pozos tomados en cuenta para la muestra de esta investigación, permitiendo obtener más información significativa para el desarrollo de esta investigación.

Instrumentos: a continuación son mencionados los instrumentos y herramientas utilizados para el desarrollo de esta investigación:

- **Cilas 920:** es un equipo de laboratorio que emplea un sistema de difracción de rayos láser, que mide entre 0.3 micras a 400 micras. Está destinado a medir solo el tamaño de las partículas de carbonato de calcio, permitiendo determinar la distribución de partículas de un fluido.
- **Dim's:** es una herramienta con la que cuenta PDVSA Servicios, específicamente la Gerencia de OMT (Operación y Mantenimiento de Taladros) para el reporte diario de las actividades de perforación, directamente desde las instalaciones del taladro y es actualizado tres veces por día.
- **Red interna o INTRANET de PDVSA:** es una red de ordenadores privados que utiliza la empresa a través de la tecnología de Internet para compartir de manera segura cierta información y programas para evitar que cualquier usuario no autorizado pueda ingresar.
- **Reportes de gestión:** contiene la información general del pozo, sumarios de tiempos operacionales junto a la descripción de actividades productivas y no productivas por fase.
- **Software Integrated Borehole Strengthening Solution (I-BOSS):** Este programa brinda un conjunto de soluciones para reforzar el hoyo durante la perforación y así evitar las pérdidas de circulación, pega de tubería diferencial de presión, e inestabilidad del hoyo. Está provisto de un módulo llamado OPTI

STRESS para el cálculo de fracturas alrededor del hoyo. Puede predecir la densidad equivalente de circulación (ECD) resultante mientras se perfora, calcular el tamaño de la fractura que pueda iniciarse, y seleccionar y diseñar el tratamiento apropiado con materiales obturantes en el fluido de perforación cuya distribución de tamaños de partículas pueda apuntalar y obturar eficazmente dichas fracturas. Realiza la simulación propiedades mecánicas de la formación y régimen de presiones experimentadas en el pozo, a partir de los siguientes datos de entrada:

- ✓ Módulo de Young.
 - ✓ Relación de Poisson.
 - ✓ Orientación de los esfuerzos.
 - ✓ Esfuerzo máximos y mínimos horizontal.
 - ✓ Presión de la formación.
 - ✓ Diámetro de hoyo.
 - ✓ Longitud de penetración de la fractura.
-
- **Statgraphics plus 5.1:** Es un programa para gestionar y analizar valores estadísticos. Es una herramienta completa para el estudio, análisis y aprendizaje de cualquier rama de la estadística, se destaca especialmente por su capacidad de representación gráfica de todo tipo de estadística y el desarrollo de experimentos, prevenciones y simulaciones en función del comportamiento de los valores.
 - **Sumarios de lodo:** información de todas las propiedades y volumen del fluido, manejadas diariamente por pozo.

- *Sumarios operacionales*: reportes diarios de las operaciones de perforación por pozo.

3.6 RECURSOS

En el desarrollo del presente trabajo se contó con el apoyo de los aportes de recursos financieros, humanos y materiales por parte de la filial PDVSA Servicios, especialmente del área de fluidos de perforación; computadoras, impresoras, equipos de seguridad etc. Cabe destacar el apoyo de empresas que prestan servicios con relación a fluidos de perforación y registros, del personal del departamento de Yacimientos que labora en el ESEM y son encargados del campo Jusepín; de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, en especial a la Escuela de Petróleo con su comisión de grado que brindan la asesoría académica; y la hemeroteca la cual facilitó trabajos de grados relacionados al tema planteado en esta investigación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LOS EVENTOS OPERACIONALES PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN CARAPITA EN EL CAMPO JUSEPÍN

4.1.1 Identificación de los Eventos Operacionales

Como se ha descrito previamente, la Formación Carapita está conformada en su mayoría por lutitas, que son rocas de grano fino con alto contenido de arcilla, baja permeabilidad y poros pequeños, que por lo general contienen agua salada. La combinación de estas características hace que las lutitas sean altamente susceptibles a fenómenos de inestabilidad y por esto se convierte en escenario de innumerables eventos indeseados presentes en las operaciones de perforación del campo Jusepín, entre los cuales se puede mencionar:

- ✓ Arrastres, altos torques, apoyos
- ✓ Derrumbes
- ✓ Pérdida de circulación
- ✓ Pega de tubería

Los cuales representan gran pérdida de tiempo y dinero al momento de llevar a cabo un nuevo proyecto. Es por esto que se realizó un análisis de los eventos operacionales que se han presentado durante la perforación de la Formación Carapita, en algunos pozos profundos del campo Jusepín, para así identificar las causas que influyeron en los eventos acaecidos. Para esto se realizó una serie de entrevistas al

personal que estuvo vinculado en el desarrollo de la perforación de los pozos seleccionados para el estudio, y se revisaron los reportes operacionales diarios de cada pozo. Como resultados de las entrevistas hechas y la información registrada en los reportes operacionales de cada pozo seleccionado, se pudo identificar los eventos indeseados que se presentaron durante las operaciones de perforación de la Formación Carapita. La Tabla 4.1, muestra los cuatros (4) eventos operacionales presentados durante la perforación de la formación en estudio, la ocurrencia de cada uno de ellos por pozos y la ocurrencia total.

Tabla 4.1 Eventos Operacionales presentados en la perforación de la Formación Carapita

| Eventos Operacionales | Ocurrencia por Pozos | | | | | | | | Ocurrencia total |
|----------------------------|----------------------|---------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|------------------|
| | J-476X | J-479RE | J-480 | J-486 | J-487 | J-495 | J-496X | J-497 | |
| Arrastres, Apoyos, Torques | 3 | 62 | 2 | 3 | 2 | 80 | 77 | 157 | 386 |
| Derrumbes | 1 | 1 | | 3 | | 2 | 5 | 13 | 25 |
| Perdida de circulación | 2 | 6 | 2 | | | 17 | 18 | 4 | 49 |
| Pega de tubería | 1 | 4 | | | 1 | 3 | 2 | 8 | 19 |
| TOTAL | | | | | | | | | 479 |



Gráfica 4.1 Representación porcentual de los eventos operacionales presentados en la perforación de la Formación Carapita

Con la información de la Tabla 4.1 se pudo representar el porcentaje de ocurrencia de cada uno de los eventos (Gráfica 4.1). Observándose que los Arrastres, apoyos y torque, representan un 81% de los eventos operacionales presentes durante la perforación de la Formación Carapita, seguido por las pérdidas de circulación con un 10%, derrumbes 5% y finalmente pega de tubería que representan el 4%.

4.1.2 Causas de los Eventos Operacionales Identificados

De acuerdo al seguimiento que se realizó a los eventos operacionales identificados, que se presentaron en las perforaciones llevadas a cabo en la Formación Carapita, en el campo Jusepín. Se pudo observar, en los sumarios operacionales de cada pozo, que estuvieron relacionados a una serie de causas. Algunas de estas identificadas, se presentan como causas comunes en todos los pozos, debido a que son eventos que se encuentran estrechamente relacionados; otras como causas individuales para eventos operacionales en algunos pozos.

4.1.2.1 Causas Generales

Como causas generales de los cuatros (4) eventos operacionales se identificaron:

- **Perfil de densidad:** Al manejarse una densidad de fluido mayor a la del perfil de densidad requeridos para perforar algunos intervalos de la Formación Carapita, se crearon micro-fracturas causando invasión del fluido hacia la formación lo cual se convirtió en pérdidas de circulación, aumentando la inestabilidad de la formación y por ende trayendo como consecuencia derrumbes, arrastres, apoyos, altos torques que posteriormente generaron pega de tubería. Sin embargo, hubo intervalos en los cuales el perfil de densidad

manejado fue bajo con relación al requerido por la formación, y en estos casos el peso de la columna hidrostática no fue suficiente para mantener estables las paredes del hoyo, dando lugar a derrumbes, arrastres, altos torques, apoyos y pegas de tubería.

- **Geometría del hoyo:** En algunos pozos direccionales se observaron variaciones bruscas en la toma de dirección e inclinación, registrándose DIs entre $3,23^\circ - 3,58^\circ / 100$ pies, lo que causó cambios grandes en el ángulo de inclinación o dirección del hoyo, generando aumento de fricción entre la sarta de perforación y las paredes de la formación, lo cual conlleva a los apoyos, torques, derrumbes, pérdidas de circulación debido al resquebrajamiento de las paredes del hoyo y finalmente a una pega de tubería. También se toma en cuenta que el hecho de perforar con un equipo direccional crea ojos de llaves, escalones y pata de perros en la formación por los cambios de dirección e inclinación de la perforación lo cual genera arrastres, torques, y apoyos al sacar o meter tubería, resquebrajamientos de las paredes del hoyo por la fricción generada, dando lugar a derrumbes, pérdidas de circulación y pegas de tubería.

Estas dos causas mencionadas estuvieron relacionadas a la ocurrencia de los eventos identificados, presentes en las operaciones de perforación de la Formación Carapita en todos los pozos seleccionados para la muestra de la investigación.

- **Viajes de tubería:** El subir o bajar tubería es una actividad que genera mucho riesgo si se realiza a altas velocidades. El movimiento brusco o rápido de la tubería al intentar bajarla, en algunos casos, causó un efecto pistón, generando una pérdida de circulación debido al aumento de presión. También se produce fricción y arrastre entre la sarta de perforación y las paredes del hoyo, causando derrumbes mecánicos los cuales generaron la pega de tubería. En algunos casos, al subir la tubería se observaron al circular trazas de

derrumbes y unido a esto, arrastres, sin embargo se continuó subiendo tubería registrándose nuevamente los arrastres causando pega de la misma, debido a que se mantuvieron los arrastres en vez de buscar liberar la tensión.

Esta última causa mencionada, se encontró relacionada a todos los eventos operacionales en solo dos pozos de la muestra como fue el caso del J-479RE y J-495

4.1.2.2 Causa Comunes Entre Eventos Operacionales

Arrastres, apoyos, torques y pega de tubería

- **Limpieza del hoyo:** Debido a los bajos caudales manejados, la poca circulación y la baja tixotropía del fluido; no fueron removidos a superficie los sólidos de formación, que se generaron durante la actividad de perforación, los cuales se decantaron dentro del hoyo generando recarga del anular lo que produjo arrastres, torques y apoyos ocasionando un empaque o aprisionamiento de la BHA y así la pega de la tubería.

Esta causa estuvo vinculada a los eventos mencionados en los pozos J-479RE y J-496X.

Arrastres, apoyos, torques y derrumbes

- **Longitud de intervalo perforado:** El periodo de tiempo por el cual se mantiene el hoyo abierto hasta perforar toda la Formación Carapita dió lugar a la ocurrencia de arrastres, apoyos, altos torques y derrumbes, como sucedió en el caso del pozo J-495 en el cual se generó un desprendimiento del material densificante dentro del fluido, causando una disminución de la columna hidrostática y dió lugar a la inestabilidad de las paredes del hoyo.

4.1.2.3 Causas Individuales de los Eventos Operacionales

Arrastres, apoyos y torques

- **Presión de la formación:** Durante la perforación de la Formación Carapita, se encontró una zona de lutitas presurizadas que fue perforada con una densidad baja lo cual generó derrumbe, altos torques, pega de tubería, como consecuencia de haber dejado en descubierto esta zona. Esto ocurrió en el pozo J-497

Derrumbes

- **Surgencia de formación:** Antes de registrarse una de las pegas de tubería la Formación aportó fluido lo que genero desprendimiento de las lutitas dando lugar a derrumbes. Esto se pudo observar significativamente en los pozos J-495 y J-496

Perdidas de circulación

- **Lentes de arenas:** A lo largo de la formación Carapita existe presencia de algunas intercalaciones de arenas, suprayacentes e infrayacentes a la formación lutítica, y debido a esto la columna hidrostática produce un diferencial de presión mayor en la cara de estas arenas, generando la pérdida de circulación. Esta causa se registro en los pozos J-479RE y J-495.
- **Presencia de micro-fracturas:** A lo largo de la formación Carapita existe presencia de pequeñas micro fracturas naturales o inducidas por acuñaamiento de material densificante (Barita), que permiten el paso del fluido a la formación generando pérdidas de circulación. Esta causa fue observada en los pozos J-476X y J-495.

- **Bajada de revestidor:** En los pozos J-495 y J-496X se registró pérdida de circulación al momento de bajar el revestidor 13 3/8 pulgadas, tomando como medida de acción disminuir la velocidad de bajada del mismo debido a que se determinó que estaba generando un efecto pistón que aumento la presión de la columna hidrostática creando un diferencial de presión muy alta con respecto a la formación, causando pequeñas fracturas en las paredes del hoyo y así presentándose la pérdida de circulación.

Pega de tubería

Las causas que a continuación se mencionan, estuvieron relacionadas a este evento operacional en el pozo J-497

- **Asentamiento de revestidor:** Se decidió asentar revestidor antes de cubrir una zona de presiones anormales; zona que no se esperaba encontrar por correlaciones con otros pozos vecinos, lo cual creó varios escenarios incrementando la incertidumbre en la ejecución del proyecto.
- **Inclinación alcanzada:** Debido a que se perforó uno de los intervalos de la formación sin MWD se alcanzó una inclinación al perforar alrededor de los 22°, que trajo como consecuencia la pérdida de control del pozo.
- **Complejidad geológica:** Aunque no existe información confiable de la geomecánica de la Formación Carapita, no deja de ser ésta una de las causas de peso. Según los resultados arrojados por los registros, los geólogos e ingenieros de este pozo, observaron que al tratar de llevar el pozo a la inclinación y dirección planteada en el proyecto, se perforó en contra de los esfuerzos máximos de la formación.

Tabla 4.2 Causas de los eventos operacionales

| Eventos Operacionales | Causas | Pozo |
|------------------------------|---|---|
| Arrastres, apoyos y torques | Perfil de densidad Geometría de hoyo | J-476X, J-479RE, J-480, J-486X, J-487, J-495, J-496X, J-497 |
| | Viajes de tubería | J-479RE, J-495 |
| | Limpieza de hoyo | J-479RE, J-496X |
| | Longitud del intervalo perforado | J-495 |
| | Presión de la formación | J-497 |
| Derrumbes | Perfil de densidad Geometría de hoyo | J-476X, J-479RE, J-480, J-486X, J-487, J-495, J-496X, J-497 |
| | Viajes de tubería | J-479RE, J-495 |
| | Surgencia de la formación | J-495, J-496X |
| | Longitud del intervalo perforado | J-495 |
| Pérdida de circulación | Perfil de densidad Geometría de hoyo | J-476X, J-479RE, J-480, J-486X, J-487, J-495, J-496X, J-497 |
| | Viajes de tubería | J-479RE, J-495 |
| | Bajada de revestidor | J-495, J-496 |
| | Presencia de micro fracturas | J-476X, J495 |
| Pega de tubería | Perfil de densidad Geometría de hoyo | J-476X, J-479RE, J-480, J-486X, J-487, J-495, J-496X, J-497 |
| | Viajes de tubería | J-479RE, J-495 |
| | Limpieza de hoyo | J-479RE, J-496X |
| | Asentamiento de Revestidor | |
| | Inclinación alcanzada | J-497 |
| | Complejidad geológica | |

Tabla 4.3 Resumen de eventos operacionales presente durante la perforación del Pozo J-497

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo no productivo | Acción tomada |
|-------|--|----------------------------|--|---|------------|--|--|
| J-497 | 100% aceite mineral (5420-14006) Emulsión inversa (6857-18230) / Sistema de fluido base aceite | Arrastres, apoyos, torques | 5529-14763 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Presión de formación | 157 | 4790,5 hrs 199,23 días 99,6% del total en todo el pozo | Bojó bomba y rotatoria, repasó, realizó servicio de Top Drive, continuó sacando tubería con bomba rotatoria, bombeó píldora viscosa. |
| | | Derrumbes | 5639, 6587, 6900, 7534, 7644, 7827, 9675, 9820, 10127, 10291, 13845, 16691 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 13 | 74,6 hrs 3 días 98% del total en todo el pozo | Circuló fondo arriba, píldora viscosa, bajó bomba y rotatoria. |

Tabla 4.3 Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo no productivo | Acción tomada |
|--------------|---|------------------------|--|---|------------|--|--|
| J-497 | 100% aceite mineral (5420-14006) | Perdida de circulación | 17940 y 18969 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 4 | 15,6 hrs 0,65 días 96% del total en todo el pozo | Bombeo píldora de material anti-perdida. |
| | Emulsión inversa (6857-18230) / Sistema de fluido base aceite | Pega de tubería | 6691, 7606, 8308, 8776, 8931, 9866, 11125, 14006 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Complejidad geológica Asentamiento de revestidor Inclinación alcanzada | 8 | 67,50 hrs 2,81 días 100% del total en todo el pozo | Bombeo tapón de cemento y realizo side track, trabajo tubería. |

La Tabla 4.3 muestra el resumen de los eventos operacionales presentados en la perforación de la Formación Carapita. Para el análisis se tomó como ejemplo el pozo J-497. Pozo que estaba siendo perforado durante el desarrollo de esta investigación y el cual presentó el mayor número de ocurrencias de eventos operacionales indeseados durante la perforación de la formación lutítica. En relación a este pozo el tope de la formación se encontró a los 5422 pie, así se puede observar que los eventos se comenzaron a registrar casi de inmediato que se inicia la perforación de esta formación. También se observa como dato de gran relevancia, que el 100% del total de pega de tubería que se registraron durante la construcción de todo el pozo, ocurrieron durante la perforación de la formación en estudio, observándose también que el mayor porcentaje de los demás eventos operacionales presentados durante la construcción de todo el pozo se registraron en esta formación.

Si se observa detenidamente la tabla completa en el Apéndice A; se puede ver que el intervalo de profundidad promedio en las cuales se presenta mayor dificultad al perforar la Formación Carapita es entre 7500 pies – 17500 pies, intervalo que se perfora con sistemas de fluido base aceite debido a que se necesita manejar altas densidades para poder controlar el pozo y contrarrestar las presiones propias de la formación.

4.2 ANALISIS ESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE FLUIDO Y VOLUMEN UTILIZADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN CARAPITA.

En la Formación Carapita, los sistemas de fluido base agua son utilizados para perforar los primeros pies de esta formación (zona considerada muchas veces como una zona de transición entre la formación Chapapotal y Carapita) buscando definir dentro de ella la integridad de la lutita para asentar el revestidor. Una vez revestido los primeros pies de la formación lutítica, se continúa las operaciones de perforación

en la Formación Carapita utilizando sistemas de fluido base aceite, debido a que la formación se hace menos estable por sus altas presiones y este tipo de fluido permiten tener control del pozo debido a su alta densidad.

4.2.1 Análisis de Propiedades de los Sistemas de Fluido Manejado

Tomando en cuenta como variables las propiedades de los sistemas de fluidos utilizados en las operaciones de perforación de la Formación Carapita. Se buscó determinar si existe relación entre las variables realizando pruebas inter sujetos las cuales arrojaron los resultados de las pruebas F y de la significancia entre las variables, relación que se vió corroborada junto a las correlaciones parciales hechas para cada sistema de fluido.

➤ Sistema de fluido base agua

Para el análisis de los sistemas de fluido base agua, manejado al perforar la formación lutítica, se consideraron como variables de estudio, las propiedades físico- químicas mencionadas en el capítulo tres, sección 3.4.2, Para los sistemas de fluido base agua.

• Análisis descriptivo

Tabla 4.4 Estadísticos descriptivos para sistemas de fluidos base agua

| | Mínimo | Máximo | Media | Desv. típ. | %CV |
|-----------------|--------|--------|---------|------------|-------|
| Densidad | 8.80 | 12.90 | 11.0676 | 1.14230 | 10.32 |
| V | 39.00 | 90.00 | 54.5034 | 8.51643 | 15.63 |
| VP | 10.00 | 34.00 | 20.0690 | 5.96710 | 29.73 |
| YP | 6.00 | 28.00 | 17.1931 | 4.92908 | 28.67 |

Tabla 4.4: Continuación

| | Mínimo | Máximo | Media | Desv. típ. | %CV |
|-------------------------------|------------|--------|---------|------------|--------|
| gel10s | 2.00 | 18.00 | 6.6276 | 2.17608 | 32.83 |
| gel10m | 6.00 | 32.00 | 18.0138 | 5.20415 | 28.89 |
| FiltAPI | 3.50 | 63.00 | 6.1161 | 5.00983 | 81.91 |
| pH | 8.30 | 11.70 | 9.9462 | .93117 | 9.36 |
| MBT | 5.00 | 35.00 | 22.8462 | 7.79663 | 34.13 |
| Sólidos | .98 | 22.00 | 10.6941 | 6.68145 | 62.48 |
| L3 | 1.00 | 11.00 | 5.6621 | 1.84173 | 32.53 |
| L6 | 2.00 | 12.00 | 6.5862 | 2.04323 | 31.02 |
| Aceite | .00 | 10.00 | 2.3759 | 3.29116 | 138.52 |
| Agua | 69.00 | 96.00 | 83.9276 | 7.56017 | 9.01 |
| Pm | .01 | 4.80 | 1.5294 | 1.42247 | 93.01 |
| Pf | .05 | 30.10 | .9148 | 2.53393 | 276.98 |
| N válido (según lista) | 145 | | | | |

La Tabla 4.4; muestra los estadísticos descriptivos para todas las variables estudiadas mostrando entonces el mínimo y el máximo, la media y la desviación típica de cada una de ellas. Como información relevante se muestra también el coeficiente de variación de cada una de las variables. Siendo la de mayor relevancia el % de agua, por tener el comportamiento más homogéneo al tener la menor variación a diferencia de la variable Pf que fue la menos homogénea en relación a sus valores al presentar una variación alta del 276.98%

- **Análisis de varianza de una vía de clasificación**

Para poder hacer las comparaciones entre las variables, primero se visualizó si hay diferencia o no entre ellas mediante un análisis de varianza que determina todos los parámetros estadísticos. Tiene una variable que se va a estudiar con respecto a un

estadístico de prueba, que es la prueba F la cual indica que si existe diferencia significativa o no entre las variables. Diferencia que se determinó por medio del valor de significación arrojado.

Tabla 4.5 Pruebas de los efectos inter-sujetos para sistemas de fluido base agua

| Fuente | Suma de cuadrados tipo III | Gl | Media cuadrática | F | P (Significación) |
|------------------|----------------------------|------|------------------|-----------|-------------------|
| Modelo corregido | 1048039.822(a) | 15 | 69869.321 | 2934.542 | .000 |
| Intersección | 700754.301 | 1 | 700754.301 | 29431.991 | .000 |
| Codigos | 1048039.822 | 15 | 69869.321 | 2934.542 | .000 |
| Error | 54856.564 | 2304 | 23.809 | | |
| Total | 1803650.687 | 2320 | | | |
| Total corregida | 1102896.386 | 2319 | | | |

La Tabla 4.5; se observa que el F determinado es alto significa que si se comparara con un F tabulado por ser demasiado alto arrojaría que existe diferencia significativa pero como el programa ya arroja de una vez el valor P de significación, no es necesario buscar un valor de F tabulado ya que por medio de la significación se observa fácilmente que si existe la diferencia entre las variables, al ver que el valor es menor a 0.05 que es el valor de error considerado.

Al ser este menor al 5% se rechaza la hipótesis nula (H_0) de igualdad de medias y por lo tanto existe diferencia significativa entre las variables consideradas.

Una vez determinado que existe diferencia estadísticamente significativa, se procedió a realizar las comparaciones múltiples mediante el método de mínima diferencia significativa (Tabla 4.6)

Tabla 4.6 Comparaciones múltiples (diferencia mínima significativa), para sistemas de fluido base agua

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior |
| % Agua | Densidad | 72.8600(*) | .57307 | .000 | 73.9838 | 71.7362 |
| | Viscosidad | 29.4241(*) | .57307 | .000 | 30.5479 | 28.3004 |
| | VP | 63.8586(*) | .57307 | .000 | 64.9824 | 62.7348 |
| | YC | 66.7345(*) | .57307 | .000 | 67.8583 | 65.6107 |
| | gel 10 s | 77.3000(*) | .57307 | .000 | 78.4238 | 76.1762 |
| | gel 10 m | 65.9138(*) | .57307 | .000 | 67.0376 | 64.7900 |
| | Fil API | 77.8114(*) | .57307 | .000 | 78.9352 | 76.6877 |
| | pH | 73.9814(*) | .57307 | .000 | 75.1052 | 72.8576 |
| | MBT | 61.0814(*) | .57307 | .000 | 62.2052 | 59.9576 |
| | %Sólidos | 73.2335(*) | .57307 | .000 | 74.3573 | 72.1097 |
| | L3 | 78.2655(*) | .57307 | .000 | 79.3893 | 77.1417 |
| | L6 | 77.3414(*) | .57307 | .000 | 78.4652 | 76.2176 |
| | %Aceite | 81.5517(*) | .57307 | .000 | 82.6755 | 80.4279 |
| | Pm | 82.3982(*) | .57307 | .000 | 81.2744 | 83.5220 |
| Pf | 83.0128(*) | .57307 | .000 | 81.8890 | 84.1365 | |
| Pf | Densidad | -10.1528(*) | .57307 | .000 | -9.0290 | -11.2765 |
| | Viscosidad | -53.5886(*) | .57307 | .000 | -52.4648 | -54.7124 |
| | VP | -19.1541(*) | .57307 | .000 | -18.0304 | -20.2779 |
| | YC | -16.2783(*) | .57307 | .000 | -15.1545 | -17.4021 |
| | gel 10 s | -5.7128(*) | .57307 | .000 | -4.5890 | -6.8365 |
| | gel 10 m | -17.0990(*) | .57307 | .000 | -15.9752 | -18.2227 |
| | Fil API | -5.2013(*) | .57307 | .000 | -4.0775 | -6.3251 |
| | pH | -9.0314(*) | .57307 | .000 | -7.9076 | -10.1552 |
| | MBT | -21.9314(*) | .57307 | .000 | -20.8076 | -23.0552 |
| | %Sólidos | -9.7792(*) | .57307 | .000 | -8.6555 | -10.9030 |
| | L3 | -4.7472(*) | .57307 | .000 | -3.6235 | -5.8710 |
| | L6 | -5.6714(*) | .57307 | .000 | -4.5476 | -6.7952 |
| | %Aceite | -1.4610(*) | .57307 | .011 | -.3373 | -2.5848 |
| | Pm | -.6146 | .57307 | .284 | -.5092 | -1.7383 |

Para el análisis de las comparaciones múltiples por medio de la determinación de la diferencia mínima significativa, se tomó como ejemplo el % de Agua y el Pf. La Tabla 4.6; muestra como el % de agua domina entre todas las variables, por tener el mayor diferencia. Lo cual tiene lógica por ser un fluido base agua donde el % de agua manejado es importante. También se observa que la otra variable con comportamiento relevante es la representada por la propiedad conocida como Pf, que se mantuvo como la menos dominante, al presentar la menor diferencia entre todas las variables. El comportamiento de las demás variables obtenidos como resultado de la comparación múltiple, se pueden observar en el Apéndice B.

- **Correlaciones Parciales**

Ahora la relación de estas dos propiedades con respecto a las otras también se observa en las correlaciones parciales hechas. En donde se tomó en cuenta un coeficiente de correlación con el que se determinó que tan relacionado se encuentra una variable con respecto a las demás.

Tabla 4.7 Correlaciones parciales entre % agua y Pf (sistemas de fluido base agua)

| Variables | %Agua | | Pf | |
|--------------|-------|------|-------|------|
| | R | Sig. | R | Sig |
| Densidad | -.920 | .000 | -.007 | .931 |
| V | -.402 | .000 | .010 | .906 |
| Vp | -.734 | .000 | .037 | .662 |
| YP | -.093 | .266 | .149 | .073 |
| Gel 10s | -.393 | .000 | -.009 | .916 |
| Gel 10m | -.240 | .004 | -.154 | .064 |
| Filtrado API | .230 | .005 | -.067 | .422 |

Tabla 4.7: Continuación

| Variab les | %Agua | | Pf | |
|-------------------|--------------|------|-----------|------|
| Aceite | -.904 | .000 | 0.83 | .323 |
| Agua | 1 | | -.060 | .471 |
| Pm | -.858 | .000 | .098 | .242 |
| Pf | -.060 | .471 | 1 | |
| Ph | -.595 | .000 | .141 | .090 |
| MBT | -.838 | .000 | .012 | .885 |
| %Sólidos | -.872 | .000 | .154 | .065 |
| L3 | -.101 | .227 | .086 | .303 |
| L6 | -.249 | .003 | .153 | .066 |

R= coeficiente de correlación

La Tabla 4.7, muestra nuevamente el % de agua y el Pf con las variables cuyo comportamiento, son los mas relevantes. De las 15 variables comparadas con el % de agua, seis de ellas presentan una relación significativa con esta variable. Obteniendo el mayor grado de relación la densidad y el menor grado de relación Yp. Corroborando que es la variable que tuvo el mayor dominio sobre las demás en este sistema de fluido. Caso contrario se observa con respecto a la relación que guarda el Pf con las demás, que no presento ninguna relación significativa con alguna de las variables existentes. Todo esto es determinado con el valor de R (coeficiente de correlación).

Las correlaciones de las demás propiedades se pueden observar en los Apéndices B.

Si se observan los resultados obtenidos de todos los análisis estadísticos realizados al sistema de fluido base agua, todos coinciden con las variables que presentaron el resultado más resaltante en cada uno de ellos. Así se puede decir que los sistemas de fluidos base agua, manejados al perforar la Formación Carapita en pozos del campo Jusepín, se vieron influenciados mayormente por el % de Agua manejado, el cual presentó el mejor comportamiento estadístico; y el Pf el cual se mantuvo como el del peor comportamiento estadístico en el sistema.

➤ Sistemas de fluido base aceite

Para el análisis de los fluidos base aceite se procedió de manera análoga al caso de los fluidos base agua.

• Análisis descriptivo

Tabla 4.8 Estadísticos descriptivos para sistemas de fluido base aceite

| | Mínimo | Máximo | Media | Desv. típ. | %CV |
|-------------------------------|--------|--------|---------|------------|--------|
| Densidad | 1.63 | 17.70 | 15.6579 | 1.58367 | 10.11 |
| V | 5.00 | 664.00 | 76.3942 | 24.86020 | 32.54 |
| VP | .00 | 109.00 | 43.8916 | 15.74813 | 35.88 |
| YP | 5.00 | 91.00 | 20.1419 | 6.83168 | 33.92 |
| gel10s | 4.00 | 331.00 | 16.6135 | 10.86900 | 65.42 |
| gel10m | 3.00 | 73.00 | 36.7219 | 14.51415 | 39.52 |
| HTHP | .80 | 64.00 | 5.2959 | 3.99087 | 75.36 |
| L3 | .00 | 100.00 | 10.8800 | 4.51378 | 41.49 |
| L6 | .00 | 29.00 | 11.7155 | 3.89497 | 33.25 |
| Aceite | 8.00 | 82.00 | 61.7258 | 7.00604 | 11.35 |
| Agua | .00 | 13.00 | 3.4465 | 3.57950 | 103.86 |
| Solidos | 18.00 | 38.00 | 27.2845 | 6.61388 | 24.24 |
| N válido (según lista) | 1550 | | | | |

La Tabla 4.8; muestra que para este sistema de fluido base aceite la variable que presentó menor variación y por ende un comportamiento mas homogéneo fue la densidad, esto debido a que presentó el menor valor de coeficiente de variación (10.11%). En cambio el % de agua tuvo con coeficiente de variación de 103.86%, el más alto obtenido entre todas las variables, lo que indica que fue la propiedad con mayor variación siendo poco homogénea.

- **Análisis de Varianza**

Tabla 4.9 Pruebas de los efectos inter-sujetos para sistemas de fluidos base aceite

| Fuente | Suma de cuadrados tipo III | gl | Media cuadrática | F | P (Significación) |
|------------------|-----------------------------------|-----------|-------------------------|------------|--------------------------|
| Modelo corregido | 9029807.019(a) | 11 | 820891.547 | 7030.578 | .000 |
| Intersección | 14046587.776 | 1 | 14046587.776 | 120302.905 | .000 |
| Codigos | 9029807.019 | 11 | 820891.547 | 7030.578 | .000 |
| Error | 2170338.062 | 18588 | 116.760 | | |
| Total | 25246732.856 | 18600 | | | |
| Total corregida | 11200145.080 | 18599 | | | |

Según el análisis de varianza determinado mostrado en la Tabla 4.9; se observa que la prueba F arroja resultados altos lo cual da indicios de que si estos resultados son comparados con un F tabulado el resultado final determinaría que existe diferencia significativa entre las variables, lo que es corroborado al observar los resultados de significación los cuales son iguales a 0.000 (significación < 0.050), es decir, existe diferencia entre las variables. Cabe destacar que el análisis de varianza se realiza para detectar si existe o no diferencias significativas entre las variables, para luego, de existir diferencias realizar las comparaciones múltiples.

Tabla 4.10 Comparaciones múltiples (diferencia mínima significativa), para sistemas de fluido base aceite

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior |
| Viscosidad | Densidad | 60.7363(*) | .38815 | .000 | 61.4971 | 59.9755 |
| | VP | 32.5026(*) | .38815 | .000 | 31.7418 | 33.2634 |
| | YP | 56.2523(*) | .38815 | .000 | 55.4915 | 57.0131 |
| | Gel 10s | 59.7806(*) | .38815 | .000 | 59.0198 | 60.5414 |
| | Gel 10m | 39.6723(*) | .38815 | .000 | 38.9115 | 40.4331 |
| | Fil HTHP | 71.0983(*) | .38815 | .000 | 70.3375 | 71.8591 |
| | L3 | 65.5142(*) | .38815 | .000 | 64.7534 | 66.2750 |
| | L6 | 64.6787(*) | .38815 | .000 | 63.9179 | 65.4395 |
| | % Aceite | 14.6684(*) | .38815 | .000 | 13.9076 | 15.4292 |
| | % Agua | 72.9477(*) | .38815 | .000 | 72.1869 | 73.7085 |
| % Sólidos | 49.1097(*) | .38815 | .000 | 48.3489 | 49.8705 | |
| % Agua | Densidad | -12.2115(*) | .38815 | .000 | -11.4507 | -12.9723 |
| | VP | -40.4452(*) | .38815 | .000 | -39.6844 | -41.2060 |
| | YP | -16.6955(*) | .38815 | .000 | -15.9347 | -17.4563 |
| | Gel 10s | -13.1671(*) | .38815 | .000 | -12.4063 | -13.9279 |
| | Gel 10m | -33.2755(*) | .38815 | .000 | -32.5147 | -34.0363 |
| | Fil HTHP | -1.8494(*) | .38815 | .000 | -1.0886 | -2.6102 |
| | L3 | -7.4335(*) | .38815 | .000 | -6.6727 | -8.1944 |
| | L6 | -8.2690(*) | .38815 | .000 | -7.5082 | -9.0298 |
| | % Aceite | -58.2794(*) | .38815 | .000 | -57.5186 | -59.0402 |
| | % Sólidos | -23.8381(*) | .38815 | .000 | -24.5989 | -23.0773 |

La tabla 4.10, muestra las comparaciones múltiples determinadas por medio de la prueba de la diferencia mínima significativa entre variables, en la cual la viscosidad obtuvo la mayor diferencia entre las medias obtenidas, indicando que esta variable es la que predomina o sobresale estadísticamente sobre las demás; sin embargo el % agua se mostró como la propiedad menos resaltante al poseer las menores diferencias entre medias y no mostrando un comportamiento similar al de las

otras variables. El resultado de las comparaciones múltiples para las demás variables se encuentra en el Apéndice B.

- **Correlaciones parciales**

Tabla 4.11 Correlaciones para sistemas de fluido base aceite

| Variables | VP | | Gel 10 s | | Filt. HTHP | | % Agua | | % Sólidos | |
|---------------|------|------|----------|------|------------|------|--------|------|-----------|-------|
| | R | Sig. | R | Sig. | R | Sig. | R | Sig. | R | Sig. |
| Densidad | .743 | .000 | .117 | .000 | - | .011 | .099 | .000 | .063 | .013 |
| V | .576 | .000 | .007 | .774 | - | .014 | .048 | .061 | .093 | .000 |
| Vp | 1 | . | .039 | .129 | - | .000 | .148 | .000 | .261 | .000 |
| YP | .518 | .000 | .173 | .000 | .023 | .375 | .077 | .003 | -.047 | .066 |
| Gel 10s | .039 | .129 | 1 | | .003 | .912 | .432 | .000 | -.054 | .000 |
| Gel 10m | .236 | .000 | .482 | .000 | .006 | .808 | .228 | .000 | -.531 | .000 |
| Filtrado HTHP | - | .000 | .003 | .912 | 1 | | - | .000 | -.167 | .000 |
| L3 | .219 | .000 | .440 | .000 | .071 | .005 | .252 | .000 | -.331 | .000 |
| L6 | .286 | .000 | .478 | .000 | .081 | .001 | .276 | .000 | -.316 | .000 |
| %Aceite | - | .000 | -.290 | .000 | .057 | .024 | - | .000 | .082 | .001 |
| Agua | .675 | .000 | .432 | .000 | - | .000 | .457 | | -.020 | 0.437 |

Tabla 4.11: Continuación

| | VP | | Gel 10 s | | Filt. HTHP | | % Agua | | % Sólidos | |
|----------|------|------|----------|------|------------|------|--------|------|-----------|------|
| | R | Sig. | R | Sig. | R | Sig. | R | Sig. | R | Sig. |
| %Sólidos | .261 | .000 | -.354 | .000 | - | .000 | - | .437 | 1 | |
| | | | | | .167 | | .020 | | | |

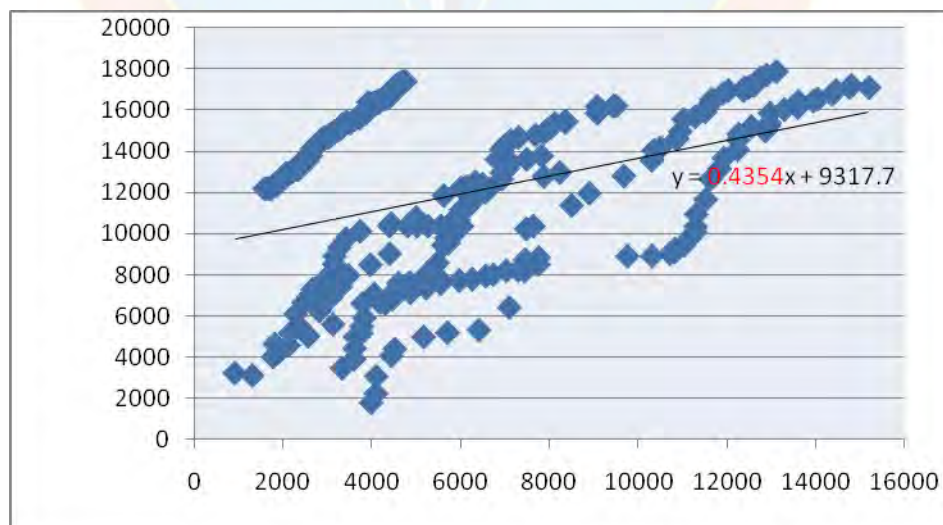
Si se detalla La Tabla 4.11; se tomaron en cuenta para el análisis, cinco (5) de las variables estudiadas, a diferencia de las tablas de los análisis anteriores, en las que solo se consideró dos (2) variables para el análisis (variables con comportamiento mas resaltante). Esto se debe a que cuatro de estas variables (gel 10s, Filtrado HPHT, % Agua, % Sólidos); no mostraron grado de relación significativa, con ninguna otra variable del sistema. Solo la Vp presento relación significativa con cuatro (4) de las variables en el sistema. El resultado de las correlaciones para las demás variables se encuentra en el Apéndice B.

Al observar los resultados de los distintos análisis estadísticos representados en cada una de sus tablas se puede ver la discordancia entre los resultados de cada proceso. Caso contrario a lo que se observó en el análisis para los sistemas de fluido base agua donde la variable que se presentó mas homogénea, fue la misma que presentó el mayor rango de dominio en el sistema y fue la misma que guardo relación significativa con el mayor número de variables estudiadas. Sin embargo, en el caso de los sistemas de fluido base aceite, el análisis estadístico muestra como variable mas homogénea a la Densidad, en la comparación múltiple la variable que presentó mayor rango de dominio fue la Viscosidad y en las correlaciones parciales la variable que guardó relación significativa con el mayor número de las variables estudiadas fue la VP (Viscosidad Plástica). Significa que al analizar este sistema de fluido, existe un comportamiento estadístico irregular lo que no permite definir con exactitud cuales variables influyeron más estadísticamente en este sistema de fluido.

Este comportamiento estadístico irregular se debe, a que en los sistemas de fluido base aceite utilizados durante la perforación de la Formación Carapita en los pozos del campo Jusepín, se encuentran dos tipos de fluidos base aceite, que es el 100% Aceite y el de Emulsión inversa que a pesar de tener la misma fase continua, presentan composiciones distintas. El 100% aceite no contiene agua como fase dispersa y el de emulsión inversa tiene entre 20-30 % de agua en su composición, además contiene salmueras. Se debe resaltar también que ambos fluidos brindan resultados diferentes en las operaciones de perforación siendo uno más beneficioso que el otro.

4.2.2 Análisis del volumen de fluido manejado

El análisis para el volumen de fluido manejado fue hecho considerando los dos sistemas de fluido logrando así determinar un promedio de los barriles por pie utilizados al perforar la formación de estudio, por medio de la determinación de la pendiente de una línea recta.



Grafica 4. 2 Volumen vs Profundidad

La Grafica 4.2; muestra la línea recta con mejor tendencia, obtenida al graficar los volumen diario manejado vs las profundidades perforadas en la Formación Carapita en los pozos del campo Jusepín. Obteniendo una pendiente igual 0.4354, lo que indica que el volumen promedio manejado fue de 0.4354 bls/pie.

4.3 DETERMINACIÓN DE LOS RANGOS DE VOLUMEN Y PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE FLUIDO UTILIZADO

En algunos pozos del campo Jusepín, durante la perforación de la Formación Carapita se utilizaron distintos sistemas de fluido (fluido base agua, fluido base aceite), con los cuales se manejaron diferentes volúmenes y propiedades del fluido diarias, obteniendo distintos resultados con respecto al avance de la perforación en la formación de estudio. Por esto se recurrió a utilizar una herramienta estadística para determinar cuales son los rangos entre los cuales se debería encontrar cada uno de estos parámetros tomados en cuenta. El programa estadístico utilizado fue Statgraphiscs plus 5.1, se basó en un procedimiento de gráfico X barra que crea un gráfico individual para cada una de las propiedades y volúmenes manejados. El procedimiento está diseñado para permitir determinar si los datos proceden de un proceso que está en un estado de control estadístico.

4.3.1 Rangos de las propiedades de los sistemas de fluidos

➤ Sistemas de fluidos base agua

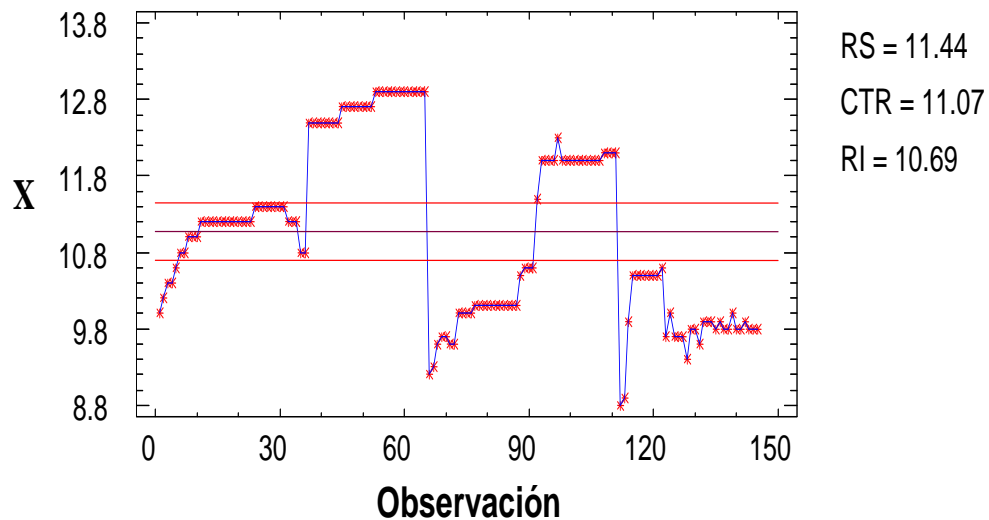
Para determinar los rangos de las propiedades de los sistemas de fluidos base agua manejados durante la perforación de la formación Carapita del campo Jusepín, se utilizó una base de datos conformada por 145 observaciones, correspondiente a seis (6) pozos pertenecientes de la muestra (J-476X; J-480; J-486; J-487; J-496X; J-

495); debido a que fueron los únicos pozos en los cuales se perforó parte de la Formación Carapita con este tipo de sistema de fluido.

Se tomaron en cuenta las propiedades mencionadas en la sección 3.4.2, para sistema de fluido base agua, en el capítulo III.

Para efectos de este objetivo solo se tomaran en cuenta tres de las propiedades mas resaltantes para el análisis como la densidad, que es la propiedad mas importante de controlar al momento de perforar la formación en estudio y las propiedades que presentaron mayor y menor número de observaciones fuera de los rangos de aplicación. Las demás se podrán encontrar en la sección de los Apéndices C.

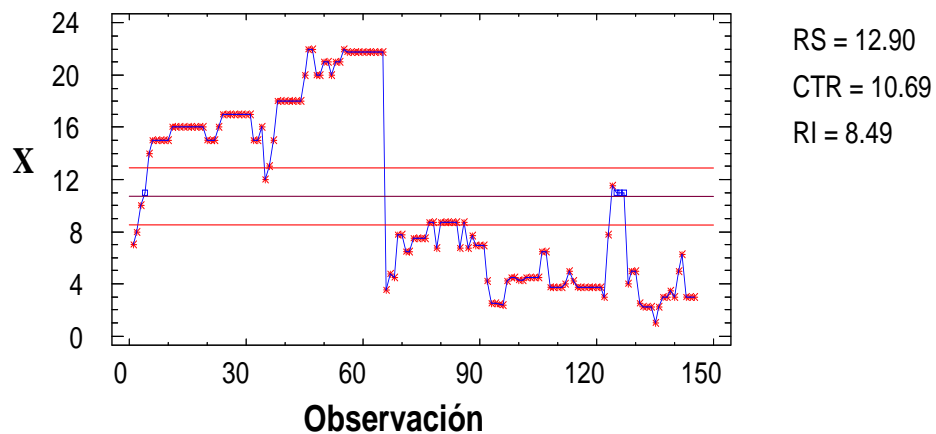
Densidad



Gráfica 4.3 Rangos determinados para la densidad

La densidad es una de las propiedades más importantes tomadas en cuenta al perforar la Formación Carapita en el campo Jusepin, debido a las variaciones de presiones que presenta la formación en estudio. La gráfica 4.3; fue generada por 145 puntos correspondientes a la base de datos manejada de los cuales 114 de estos puntos quedaron fuera de los rangos de control, determinados por medio del procedimiento estadístico aplicado por el programa. Esto indica que los valores de densidad manejados durante la perforación de la Formación Carapita en los pozos mencionados anteriormente, estuvieron fuera de un control estadístico representativo del 99% de nivel de confianza, debido a que es suficiente con que un punto de la data se mantenga fuera de los rangos determinados, para que el sistema pueda ser considerado fuera de control estadístico. La razón por la cual se registraron valores de densidad fuera del rango determinado y exista la constante variación de ellos se le puede atribuir a la poca definición del tren de presiones de la formación de estudio, por lo que se suele aumentar o disminuir la densidad buscando controlar la formación y así evitar la ocurrencia de los eventos operacionales indeseados.

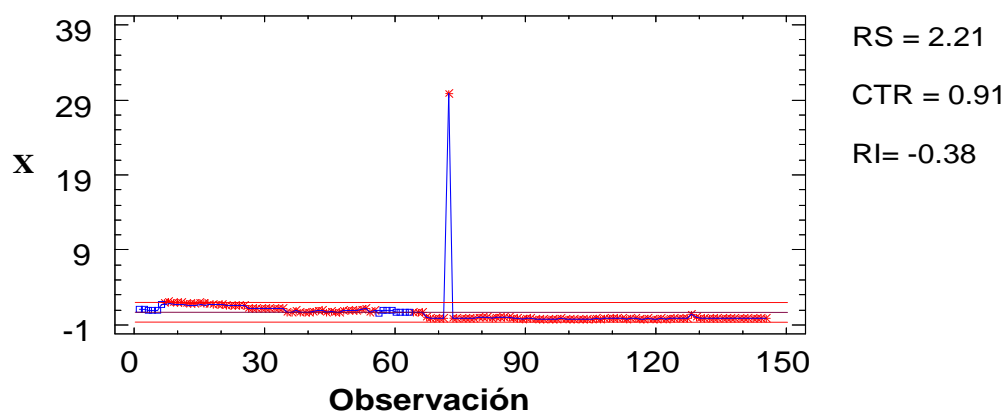
% Sólidos totales



Gráfica 4.4 Rango determinados para el % sólidos en el sistema.

De acuerdo a los resultados obtenidos por medio de procedimiento aplicado por el programa estadístico, los cuales se ven reflejados en la gráfica 4.4; se puede observar que el porcentaje de sólidos manejados, fue la propiedad del fluido que mas resaltó entre las demás, debido a que se encontró con mayor frecuencia fuera de los rangos determinados. Observándose que de 145 puntos, 130 estuvieron fuera de estos rangos, lo cual indica que el porcentaje de sólidos totales manejados, estuvo fuera de un control estadístico representativo del 99% de nivel de confianza. Este comportamiento pudo estar influenciado por diseños de mallas no adecuados, utilizados en los equipos de control de sólidos, que permitieron el paso de sólidos de baja y alta gravedad.

Pf (alcalinidad del lodo filtrado)



Gráfica 4.5 Rangos determinados para Pf (alcalinidad del filtrado)

La gráfica 4.5; muestra que a diferencia del porcentaje de sólidos, la alcalinidad de lodo filtrado (PF) fue la propiedad del sistema de fluido base agua, que mayormente se mantuvo dentro de los rangos de control determinados. Solo un punto, de los 145 valores manejados para esta propiedad en los pozos anteriormente mencionados, estuvo fuera de los rangos de control, a pesar de que el intervalo entre los rangos de aplicación fue el mas estrecho observado. Sin embargo, debido a que

basta con que un punto se encuentre fuera de los rangos determinados para que el sistema sea considerado fuera de control estadístico, se puede afirmar que el proceso está fuera de control de 99% de nivel de confianza.

Todas las propiedades estudiadas para este sistema de fluido se mantuvieron fuera de un control estadístico, en relación a los rangos determinados para cada una de ellas.

Tabla 4.12 Rangos de aplicación de las propiedades físico-químicas del fluido base agua

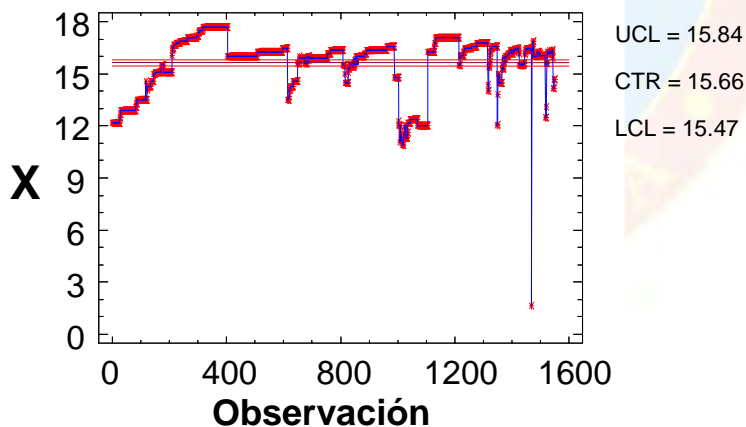
| Propiedades físico-químicas | Rangos de aplicación determinados |
|------------------------------------|--|
| Densidad | 11.5 – 10.7 |
| Viscosidad | 6.8.67 – 40.34 |
| VP | 25.85 -14.29 |
| YP | 22.57 – 11.82 |
| Gel 10s | 9.88 – 3.38 |
| Gel 10m | 26.07 – 9.96 |
| L3 | 8.40 – 2.93 |
| L6 | 9.36 – 3.82 |
| Filtrado API | 9.50 -2.74 |
| pH | 10.56 -9.33 |
| MBT | 28.11 – 17.58 |
| Pm | 1.99 – 1. 07 |
| Pf | 2.21 – (-0.37) |
| % Agua | 86.46 – 81,40 |
| % Aceite | 3 – 1.75 |
| % Solidos | 12.89 – 8.49 |

La Tabla 4.12, muestra los rangos de aplicación para los sistemas de fluido base agua que podrían ser utilizados en los primeros pies perforados en la Formación Carapita, hasta encontrar la zona de mayor integridad para asentar revestidor. Estos rangos son los que se recomienda pautar en los contratos con las empresas de servicios de fluido, hasta que se logre hacer un estudio más profundo y detallado de geo-mecánica para conocer mejor las condiciones de esta formación lutítica.

➤ Sistema de fluido base aceite

En relación a los sistemas de fluidos base aceite, se tomaron en cuenta los ochos (8) pozos que conforman la muestra de esta investigación, de los cuales se obtuvo una data de 1550 observaciones correspondiente a los valores de las propiedades diarias manejadas para los sistemas de fluido base aceite utilizados en los pozos mencionados en la muestra. Se debe tener en cuenta que en cinco de los pozos considerados se trabajó con fluido de emulsión inversa y que en el número de pozos restante se trabajó con 100% aceite por lo cual los resultados obtenidos podrían ser mas representativos si se hiciera un estudio individual para cada fluido. Para este tipo de sistema se tomaron en cuenta las propiedades mencionadas en la sección 3.4.2, para fluido base aceite..

Densidad

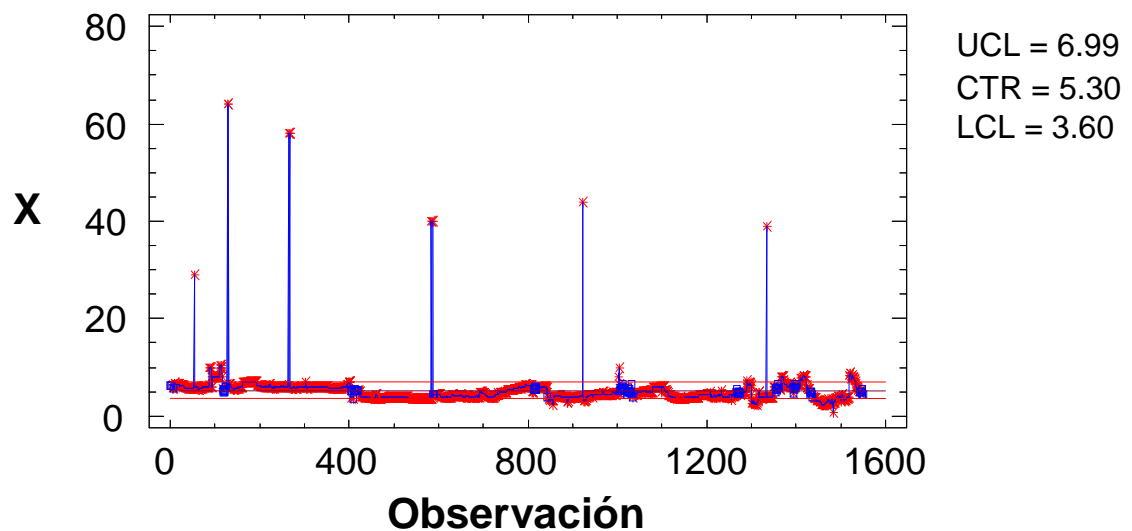


Gráfica 4.6 Rangos determinados para la Densidad

Al igual que para los sistemas de fluido base agua se toma como propiedad importante a discutir la densidad, que se encuentra representada por el gráfica 4.6; en el cual se puede observar que el intervalo entre los rangos de aplicación es bastante

estrecho y se mantiene entre valores mas altos, en comparación al determinado en los sistemas de fluido base agua. Según los resultados obtenidos, 1471 puntos de los 1550 que conforman la data para este sistema de fluido, se encuentra fuera de los rangos de aplicabilidad lo cual afirma que el sistema se mantuvo fuera de control estadístico al 99% del nivel de confiabilidad. La razón al comportamiento presentado por la densidad en este caso se considera la misma explicada en la densidad estudiada en los sistemas de fluido base agua.

Filtrado HTHP

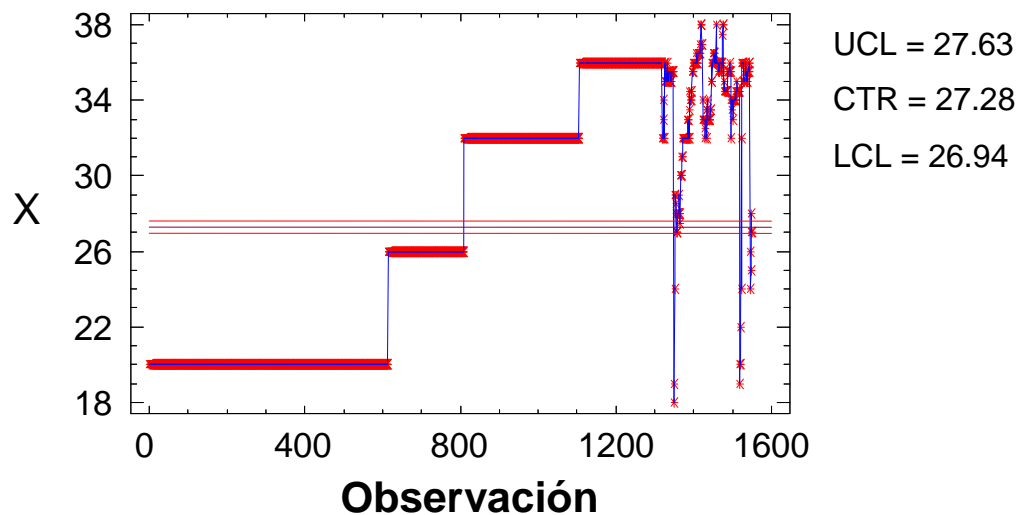


Gráfica 4.7 Rango determinados para El filtrado HTH

De acuerdo con el intervalo de rango de aplicación obtenido mediante del programa estadístico Statgraphics plus 5.0, el filtrado HTHP para un sistema de fluido base aceite, se debería mantener entre un rango 3 - 7 para que el proceso pueda estar bajo un control estadístico; de no ser así y de volverse a observar un comportamiento igual o parecido al plasmado en el gráfico 4.7, el proceso se

considerara fuera de control al 99% del nivel confianza. Es importante resaltar que de todas las propiedades tomadas en cuenta para el estudio de este tipo de sistema de fluido, ésta fue la que presentó un menor número de observaciones fuera de los rangos de control determinados. Solo 202 observaciones fuera de los rangos de un número de 1550 registradas.

% Sólidos totales



Gráfica 4.8 Rango determinados para El % de sólidos totales

La gráfica 4.8; muestra que al igual como se observó en los sistemas de fluido base agua, el porcentaje de sólidos totales fue la propiedad que se mantuvo con mayor frecuencia fuera del intervalo de los rangos de aplicación determinados para los sistemas de fluido base aceite. De un número de 1550 observaciones registrada, 1485 estuvieron fuera de los rangos de aplicación, trayendo como resultado que el sistema estuviera fuera de control al 99% del nivel de confianza. Este comportamiento observado también se le atribuye al diseño de mallas utilizadas en los equipos de

control de sólidos. También se puede observar que al igual que la densidad y la mayoría de las propiedades estudiadas, el intervalo entre los rangos de aplicación es bastante estrecho.

Todas las propiedades estudiadas para este sistema de fluido, también se mantuvieron fuera de un control estadístico. Las gráficas de rangos estadísticos para las demás propiedades se encuentran en el Apéndice C.

Tabla 4.13 Rangos de aplicación de las propiedades físico-químicas del fluido base aceite

| Propiedades físico-químicas | Rangos de aplicación determinados |
|------------------------------------|--|
| Densidad | 15.84 – 15.47 |
| Viscosidad | 88.70 – 64.09 |
| VP | 48.53 – 39.24 |
| YP | 22.57 – 17.37 |
| Gel 10s | 20.16 – 13.06 |
| Gel 10m | 41.27 – 32.16 |
| L3 | 12.52 – 9.24 |
| L6 | 13.18 – 10.25 |
| Filtrado HTHP | 7 – 3.59 |
| % Agua | 3.91 – 2.98 |
| % Aceite | 62.97 – 60.48 |
| % Sólidos | 27.62 – 26.94 |

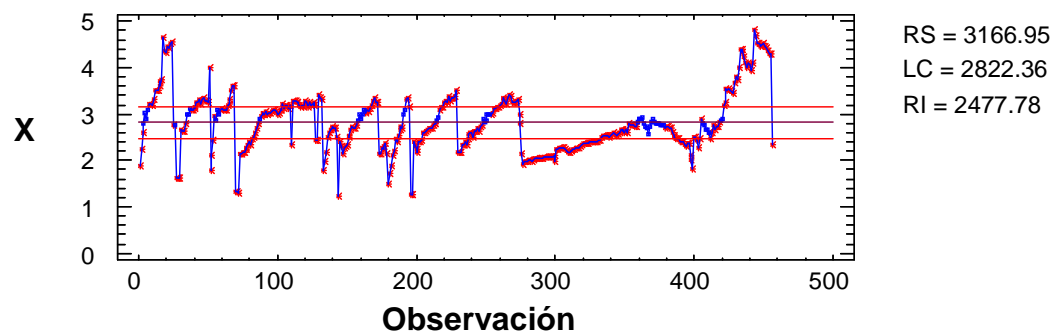
Como se puede observar en la tabla 4.13, muestra los rangos determinados por medio de gráficos X barra, de las propiedades físico-químicas de los sistemas de fluido base aceite. Recordando que para este sistema de fluido se tomaron en cuenta dos tipos de fluidos, como lo fueron 100% aceite mineral y emulsión inversa. Estos rangos se

recomienda que sean pautados al momento de hacer contrato con la empresa de servicio del fluido, en futuros pozos a perforar en el campo Jusepín. Hasta que se haga un mejor estudio y determinación del tren de presiones en la Formación Carapita y una determinación de rango mas detallado de los fluidos acabados de mencionar, por separado.

4.3.2 Rangos de volumen de fluido

Buscando determinar el rango en el cual se debería encontrar el volumen diario a manejar durante la perforación de la Formación Carapita, se obtuvo por medio del programa estadístico empleado, el siguiente resultado:

Volumen



Gráfica 4.9 Rangos determinados para Volumen

Al igual que todas las propiedades analizadas de los sistemas de fluido utilizados durante la perforación de la formación en estudio, el volumen manejado diariamente en la perforación de la Formación Carapita, también tuvo un comportamiento fuera de control estadístico. La gráfica 4.9; muestra que de 456 observaciones consideradas para el cálculo de los rangos de volumen, 260 se

encontraron fuera de los mismos, indicando que el sistema estuvo fuera de control estadístico a un 99 % de confianza. El comportamiento que tuvo el volumen puede ser atribuido a las pérdidas que se registraron (pérdidas de circulación y pérdidas en superficie), como también a pequeños aportes de la formación que no fueron considerados.

4.4 PROPUESTA DE UNA DISTRIBUCIÓN DE PARTÍCULAS QUE PUEDA SER APLICADA DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN CARAPITA

Realizando el análisis de las causas y eventos operacionales que se presentan durante la perforación de la Formación Carapita, se pudo observar que se considera como una de las causas el perfil de densidad manejado como también la existencia de micro fracturas naturales o inducidas por las altas densidades manejadas, trayendo como consecuencia las pérdidas de circulación, generando la inestabilidad y descontrol de las paredes del hoyo en la formación de estudio, dando lugar a los otros eventos operacionales ya identificados, debido a la relación que guardan entre si.

De acuerdo con lo planteado en la tabla 4.3, se observa que las pérdidas de circulación tuvieron lugar en todos los pozos seleccionados para la muestra, presentándose entre los 7430 pie y 18969 pie. Estas profundidades en la Formación Carapita son perforadas con sistemas de fluido base aceite, debido a que es una zona de altas presiones que necesita ser perforada con un perfil de densidad alto para mantener el mayor control de las paredes de la formación. Es por esto que se selecciona el sistema de fluido base aceite, recomendablemente 100% Aceite mineral debido a la menor contaminación que genera, para la aplicación de la distribución de partícula que tiene como fin recomendar este objetivo.

4.4.1 Simulación de Micro-fracturas en la Formación Carapita

Mediante la aplicación del Programa I-BOSS, perteneciente a la empresa MI – SWACO, alimentado por una serie de datos relacionados a la geo-mecánica de la Formación Carapita, los cuales fueron calculados y facilitados por ingenieros de la gerencia de INTEVEP. Se obtuvieron dos (2) resultados relacionados a simulación de micro fracturas que pueden ser inducidas en la formación en estudio.

Para la corrida del programa se tomó en cuenta:

Shmin= 17,84 lpg (esfuerzo horizontal mínimo de la formación)

Shmax= 19.67 lpg (esfuerzo horizontal máximo de la formación)

- **Primera Simulación**

En esta simulación se obtuvo como resultado:

ECD máxima= (17.8 lpg)

A pesar de que la EDC resultante en esta simulación es un poco menor al gradiente de fractura o esfuerzo mínimo horizontal (Shmin), la diferencia no es significativa. El programa considera también que este último se ve afectado y tiende a disminuir por el elevado valor del esfuerzo máximo horizontal (Shmax), por lo que el programa determinó que si se abren fracturas:

Tamaño de la fractura inducida = 87 micrones y una longitud de 6 pulgadas

Tratamiento recomendado = Una mezcla de 9 lpb de materiales obturantes, específicamente 8 lpb SAFE-CARB 40 + 1 lpb G-SEAL PLUS.

Este resultado se encuentra en el Apéndice E

- **Segunda Simulación**

En esta simulación se realizó un aumento arbitrario de la ECD máxima que se piensa alcanzar, con 0.5 lpg (por ejemplo. durante la corrida de tubería o revestimiento).

ECD máxima= (18.3 lpg)

Ancho de la boca de la fractura inducida = 322 micrones y una longitud de 6 pulgadas

Tratamiento recomendado = Una mezcla de 17 lpb de materiales obturantes, específicamente 4 lpb SAFE-CARB 40 + 8 lpb de SAFE CARB 250+ 1 lpb de NUT PLUG FINE + 1 lpb G-SEAL PLUS.

Este resultado se encuentra en el Apéndice E.

4.4.2 Pruebas de Laboratorio Simulando las Fracturas con Discos de Aloxita

Con la finalidad de comprobar si los tratamientos recomendados por el programa para ser aplicados en los sistemas de fluido base aceite, arrojan los resultados esperados de lograr sellar las fracturas que pueden ser inducidas durante la perforación de la Formación Carapita. Se realizaron pruebas PPT (pruebas de taponamiento de permeabilidad), siguiendo el procedimiento experimental que se encuentra en el Apéndice D. Estas pruebas fueron realizadas en el laboratorio perteneciente a la empresa MI-SWACO, utilizando discos de aloxita que fueron escogidos para simular las fracturas resultantes de las simulaciones realizadas, y el fluido de alta densidad, perteneciente a la empresa anteriormente mencionada, el cual utiliza para la perforación en la formación de estudio.

Para las pruebas fue imposible conseguir discos de aloxita con el número de micrones que registraron las fracturas determinadas con las simulaciones, así que se empleó discos de aloxita de 90 micrones para representar la fractura de 87 micrones generada en la primera simulación y discos de aloxita de 190 micrones para simular la fractura de 322 micrones, determinada en la segunda simulación, debido a que fueron los únicos discos con números de micrones que se acercaban mas a los resultados. Se realizaron dos pruebas PPT para ambos discos; la primera, con un fluido base. Luego se realizó la segunda prueba con el fluido base más el tratamiento correspondiente para cada simulación de fractura.

- **Resultado de las pruebas**

Se mezclaron los productos de acuerdo al orden agregado de la Tabla 4.14, en un mixer modelo Price Castel de un solo eje utilizando los procedimientos descritos en el apéndice D.

Tabla 4.14 Formulaciones

| Productos | *Concentraciones (lpb) | Concentraciones (lpb) | Concentraciones (lpb) |
|---------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Versacore | Versacore | Versacore |
| Oil | 199.26 | 199.26 | 199.26 |
| VG-69 | 8.0 | 8.0 | 8.0 |
| Versatrol | 12.5 | 12.5 | 12.5 |
| Lime | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| Versacoat HF | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| Versamod | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| CaCO3 60 TT | 60.0 | 60.0 | 60.0 |
| Agua | 6.16 | 6.16 | 6.16 |
| Barita | 432.95 | 432.95 | 432.95 |
| Safe Carb 40 | | 8.0 | 4.0 |
| G-Seal Plus | | 1.0 | 1.0 |
| | Versacore | Versacore | Versacore |
| Safe Carb 250 | | | 8.0 |
| Nut Plug Fine | | | 1.0 |

*Fluido base

- **Primera Pruebas PPT (Fluido Base)**

Tabla 4.15 Resultados de prueba PPT (fluido base)

| Tiempo, min. | 90 Micrones | 190 Micrones |
|-----------------------|--------------------|---------------------|
| Spurt Loss | 5.0 | 2.0 |
| 10 | 5.0 | 1.0 |
| 20 | 4.0 | 0.5 |
| 30 | 3.0 | 0.0 |
| *Volumen total | 29.0 | 5.0 |

$$\text{*Volumen Total} = \text{Sport Loss} + 2(\text{V}_{10\text{ min}} + \text{V}_{20\text{ min}} + \text{V}_{30\text{ min}}) \quad (4)$$

La Tabla 4.15; muestra los resultados obtenidos de la pruebas PPT realizadas con el fluido base, para ambos discos. Se observa que en el disco de aloxita de 90 micrones el resultado del Spurt Loss es mayor en relacion al resultado obtenido en el disco de 190 micrones. A pesar que para ambos discos a medida que pasa el tiempo la cantidad de filtrado disminuye, se observó mejor resultado de sellamiento en la prueba realizada con el disco de aloxita de 190 micrones. Logrando alcanzar un sello total a los 30 minutos de iniciar la prueba, y obteniendo un menor resultado del volumen total de filtrado. En cambio para el disco de 90 micrones el resultado a los 30 minutos no es satisfactorio debido a que se sigue manteniendo el filtrado.

Esto se debe a que la distribución de partículas que contiene el fluido base, no es el adecuado (muy grande) para lograr un sello superficial en el disco de 90 micrones, debido a lo pequeño de sus poros, y por esto no se obtiene una medida de Spurt Loss menor, lo que disminuiría significativamente el resultado del volumen total del filtrado, debido a que es el valor que repercute en la ecuación 1. Caso contrario se presenta en el disco de 190 micrones, donde el tamaño de las partículas

en el fluido base, si logran crear un sello superficial al inicio de la prueba y sellar por completo los poros a los 30 minutos.

Al obtener una medida de Sport Loss menor significa que las medidas de volumen tomadas 10, 20 y 30 minutos después de iniciar la prueba, van a ser menor a ésta y por ende el resultado del volumen total obtenido de la ecuación (4) será menor.

- **Segundas Pruebas PPT (Fluido Base + tratamiento)**

Prueba PPT fluido base mas tratamiento con 8 lbp de Safe Carb 40 + 1lbp de G Seal Plus, con disco de 90 micrones y fluido base mas tratamiento con 4 Lbp de Safe Carb 40 + 8 lpb de Safe Carb 250+ 1 lbp de Nut Plug fine +1 lbp de G Seal Plus, con disco de aloxita de 190 micrones @ 300°F / 2000 lpc.

Los resultados obtenidos en estas pruebas, utilizando el fluido base mas el tratamiento correspondiente para cada uno de los discos, es satisfactorio con respecto a los obtenidos en la primera prueba, ya que los resultados disminuyen. Aunque los resultados más satisfactorios fueron los obtenidos con el disco de 190 micrones.

Tabla 4.16 Resultados de pruebas PPT (fluido base + tratamiento)

| Tiempo, min. | 90 Micrones | 190 Micrones |
|-----------------------|-------------|--------------|
| Spurt Loss | 4.0 | 1.0 |
| 10 | 4.0 | 0.5 |
| 20 | 4.0 | 0.0 |
| 30 | 2.0 | 0.0 |
| *Volumen total | 22.0 | 2.0 |

$$*\text{Volumen Total} = \text{Sport Loss} + 2(V_{10\text{min}} + V_{20\text{min}} + V_{30\text{min}})$$

La gráfica 4.16; muestra que los resultados en la prueba realizada con el fluido mas el tratamiento en el disco de 190 micrones, es más satisfactorio que los resultados obtenidos en la pruebas con el fluido base mas el tratamiento correspondiente en el disco de 90 micrones, observando un sello total de la fractura a los 20 minutos (10 minutos menos que lo observado en la primera prueba). Disminuyendo significativamente el volumen total del filtrado. Caso contrario ocurre con el disco de 90 micrones donde si se observa una disminución notable en el filtrado a medida que pasa el tiempo, sin embargo, no se logra obtener un sello total a los 30 minutos. Significa que sigue ocurriendo lo mismo observado en la primera prueba. El tamaño de las partículas que contiene el fluido formulado con el tratamiento para el disco, de 90 micrones, es muy grande para sellar sus poros, sin embargo, el tamaño de las partículas que contiene el fluido formulado con el tratamiento correspondiente al disco de 190 micrones, se adaptan más para sellar los poros.

Si se analiza, el tratamiento recomendado para una fractura de 87 micrones debería ser más satisfactorio en una fractura de 90 micrones debido a que las partículas encontrarían un mejor acomodo en los poros, sin embargo, en las pruebas no se observa este resultado, mas no se duda que se pueda encontrar el sellamiento en un tiempo mayor a los 30 minutos. Ahora el tratamiento recomendado para una fractura de 322 micrones brinda buenos resultados en la fractura simulada con el disco de aloxita de 190 micrones, logrando un sello total a los 20 minutos de ser iniciada la prueba, lo que da una idea que si se lograra simular la fractura con un disco que contenga un número de micrones mas cercano o igual a la fractura determinada por el programa, seria muy probable que el sello se logra a los 10 minutos o inclusive inmediatamente que se inicie la prueba, debido al mejor acomodo que encontrarían las partículas en los poros.

4.4.3 Determinación de la Distribución de Partículas más Adecuada

Debido a las altas densidades manejadas al perforar la Formación Carapita entre los 7430 pies y los 18969 pies, se consideró que existe mayor posibilidad de que se induzcan fracturas con aberturas entre los 190 micrones hasta alrededor de los 400 micrones, es por esto que luego de ver y analizar los resultados de las simulaciones hechas por el programa y las pruebas realizadas en el laboratorio, se toma la decisión de seleccionar la distribución de partículas pertenecientes al fluido base al cual se le agregó la mezcla del tratamiento recomendado para la segunda fractura determinada por el simulador.

Con esta decisión tomada se procedió a determinar la distribución de partículas perteneciente al fluido formulado, para simular la fractura con el disco de aloxita de 190 micrones y así determinar los decentiles D10, D50 y D90 que permitieron conocer que combinación de carbonato de calcio se deberá utilizar para logra tener en el fluido una distribución de partícula que brinde sellamiento en las micro fracturas inducidas en Carapita haciendo uso del equipo conocido como Cilas 920, perteneciente al mismo laboratorio en el cual se realizaron las pruebas PPT. Equipo que arrojó los siguientes resultados:

Tabla 4.17 Distribución de partículas

| Distribución de partículas | D 10 % | D 50% | D 90% |
|--|---------------|--------------|--------------|
| Fluido Base + 4 Lbp de Safe Carb 40 + 8 lpb de Safe Carb 250+ 1 lbp de Nut Plug fine +1 lbp de G Seal Plus | 12.84 mu | 43.84 mu | 90.17 |

La tabla 4.17; muestra la distribución de partículas determinada del fluido que fue utilizado para la segunda prueba realizada con el disco de aloxita de 190 micrones. Teniendo como resultado de gran importancia el valor del decantil cincuenta (D 50%) el cual fue igual a 43.84 μ , esto significa que una de las combinación de carbonato de calcio que se deberá utilizar para lograr conseguir el sello en la fractura simulada deberá ser carbonato de calcio (40-45) micrones a un máximo del 50% del contenido del tamaño de partículas que deberá contener el fluido. También se observa que el percentil diez (D 10%) es bastante elevado, lo que se debe a que el fluido patrón es un fluido nuevo (recién formulado en el laboratorio), donde los sólidos deseables del controlador de filtrado, posiblemente hasta de la misma arcilla organofílica, no han tenido una solubilidad completa porque el fluido no ha tenido corte o cizallamiento a través de la mecha. Entonces los coloides deseables se suman al carbonato de calcio dando como resultado un D 10% elevado.

En toda determinación distribución de partícula se considera como resultado importante, el obtenido en el decantil 50 (D 50%) debido a que este resultado coincide con la media y brinda la idea de cual es la combinación de carbonato de calcio con la cual se deberá trabajar para alcanzar sellar las micro-fracturas existentes en cualquier formación. Este resultado coincide con la media de toda la distribución de partícula presente en el fluido.

Para efectos de esta investigación, la distribución de tamaños de partículas que se recomienda exigir a las empresas de servicios de fluido, deberá estar entre los parámetros establecido en La Tabla 4.17; para poder lograr el sellamiento de las micro fracturas inducidas en la Formación Carapita.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La causa más común de los eventos operacionales indeseados presentados al perforar la Formación Carapita, en los pozos del campo Jusepín es el perfil de densidad por no estar bien definido.
- El intervalo de profundidad promedio en el cual tiene mayor ocurrencia los eventos operacionales es entre 7500 – 17500 pie.
- El % de agua fue la propiedad que presentó el mejor comportamiento y dominio en los sistemas de fluido base agua, utilizados al perforar la Formación Carapita.
- El volumen de fluido se debería manejar entre 3167 bls/pie y 2478 bls/pie diario.
- Los resultados del análisis estadístico para los sistemas de fluido base aceite no son representativos debido a la diferencia composicional del fluido 100% aceite y el fluido de emulsión inversa.
- El volumen promedio del fluido utilizado durante la perforación de la formación Carapita es de 0.4385 bls/pie
- El volumen de fluido de perforación diario manejado se debería de manejar entre 3167 – 2478 bls/día
- De acuerdo a los gráficos X barra determinados para cada propiedad estudiada de los sistemas de fluido, todas las propiedades se mantuvieron fuera de control estadístico a un 99% de confianza.
- El tamaño de fractura que se induce en la Formación Carapita se encuentra entre 190 micrones y los 400 micrones.
- La distribución de tamaños de partículas que brindó resultados satisfactorios de sellamiento de las micro fracturas determinadas cumple con los siguientes parámetros: $D_{10\%} = 12.84 \mu$; $D_{50\%} = 43.84 \mu$; $D_{90\%} = 90.17 \mu$.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer estudios geo-mecánicos que permitan obtener una mayor definición de las presiones de poros encontradas a lo largo de la Formación Carapita para, así poder definir mejor en los programas de perforación, las presiones hidrostáticas a ser manejadas para atravesar la Formación Carapita.
- Definir mejor los puntos de asentamiento de revestidores, durante la construcción de pozos futuros en el campo Jusepín.
- Tener mayor control de las velocidades a la cual es bajada la tubería y los revestidores, para evitar crear efecto pistón que generen micro fracturas en la formación lutítica.
- Se recomienda hacer un análisis estadístico de las propiedades del fluido 100% aceite y emulsión inversa por separado, para así obtener un resultado más representativo de las propiedades.
- Se recomienda, al momento de perforar la Formación Carapita en futuros pozos en el campo Jusepín, tomar en cuenta los rangos obtenidos para cada propiedad estudiada de los sistemas de fluidos manejados.
- Hacer un chequeo de las mallas de los equipos de control de sólidos que puedan ser utilizados en la perforación de pozos futuros en el campo Jusepín.
- Correr registro de imágenes en la Formación Carapita, para tener mejor información sobre el tamaño de las fracturas que puedan ser inducidas al perforar.
- Tomar en cuenta la distribución de partículas determinadas en esta investigación y exigir a las empresas de servicios que el tamaño de partículas en un sistema de fluido base aceites encuentre entre los parámetros $D_{10\%} = 12.84 \mu$; $D_{50\%} = 43.84 \mu$; $D_{90\%} = 90.17 \mu$.

BIBLIOGRAFIA

ARIAS F. (2004). El Proyecto De Investigación, Editorial Episteme, 3era Edición. Caracas Venezuela.

BAROID, (1999). Manuél De Fluidos. Houston, Texas

CAMPOS PETROLIFEROS DE VENEZUELA. (1998) [PAGINA WED] DISPONIBLE EN:
<http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/>

CEDEÑO, R Y MIRANDA, J. (2007); “Análisis Estadístico De Volúmenes Y Propiedades Del Fluido 100% Aceite Utilizado En La Perforación Del Bloque Aloctono, Distrito Social Norte De PDVSA” U.D.O; Tesis de grado.

DÍAZ, F. Y PEÑA M. (2006); “Análisis Estadístico De Volúmenes Y Propiedades Del Fluido De Perforación 100% Aceite Mineral En La Fase Intermedia De Los Pozos Profundos Del Campo Orocual”; U.D.O; Tesis de grado.

G ONZALES, J.; ITURRALDE, J. Y PICARD, X. (1980). “Geología De Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”, Editorial Foninves, 1 Era Edición, Caracas Venezuela

MI- SWACO (2001). MI-FLUIDOS. SCHLUMBERGER COMPANY

MONTGOMERY, D. Y RUGEN, G. (2001). “Probabilidades y Estadística. Aplicaciones a la ingeniería. Editorial mc granhill. 1era edición.

MYERS, S.; MYERS, R. Y WALPOLE, R. (2007) “Probabilidades y Estadística para Ingeniería y Ciencias”. Editorial Person. 8ava Edición. Mexico

PINTO, O (2003); “Evaluación de Pérdida de Circulación Durante la Perforación del hoyo 12 ¼ Pulgadas en el Campo Casma, Anaco”; U.D.O, Tesis De Grado.





APÉNDICES



APÉNDICE A

**TABLA DE RESUMEN DE EVENTOS OPERACIONALES
PRESENTADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN
CARAPITA**

Tabla A.1: Resumen de eventos operacionales por pozos del campo Jusepín

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo no productivo | Acción tomada |
|---------------|---|----------------------------|-------------------|---|------------|----------------------|---|
| J-476X | PHPA (3245 – 10384) / Sistema de fluido base agua Emulsión inversa (10384 – 16463) / Sistema base aceite | Arrastres, apoyos, torques | 7800, 14392-15450 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 3 | - | Incrementó densidad del fluido, levantó sarta, conecto Top Drive y repasó |
| | | Derrumbes | 11464 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 1 | - | Tensionó tubería, bombeo píldora viscosa y circulo. |
| | | Perdida de circulación | 7750 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Presencia de micro-fracturas | 2 | - | Bombeó píldora de material antiperdida, redujó velocidad de bajada de revestidor |
| | | Pega de tubería | 13617 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 1 | - | Tensionó tubería, bombeó píldora viscosa, completó con fresado, aumentó peso del lodo |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo no productivo | Acción tomada |
|---------|--|----------------------------|--|--|------------|--|---|
| J-479RE | 100% aceite mineral / Sistema de fluido base aceite | Arrastres, apoyos, torques | 12203- 17280 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viaje de tubería Limpieza del hoyo | 62 | 105,5 hrs 4,4 días 95,6% del total en todo el pozo | Levantó sarta, conecto Top Drive y repasó, desconectó un tubo de la pareja, bajó con bomba y rotatoria S/P, bombeó píldora pesada, repasó |
| | | Derrumbes | 12268 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería | 1 | 21 hrs 0,82 días 30% del total en todo el pozo | Bombeó píldora viscosa y circuló |
| | | Perdidas de circulación | 12131, 12165, 13390, 13412, 17132, 17356 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería Lentes de arenas | 6 | 25 hrs 1,04 días 16,7% del total en todo el pozo | Bajó galonaje, bombeo material antiperdida. |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo productivo | Acción tomada |
|----------------|--|------------------------|-----------------------------|---|------------|---|--|
| J-479RE | 100% aceite mineral / Sistema de fluido base aceite | Pega de tubería | 12569,12565,1352 5,13560 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería Limpieza del hoyo | 4 | 534,5 hrs 22,27 días 100% del total en todo el pozo | Trabajo tubería, bombeó píldora pesada, levantó sarta. |
| J-480 | PHPA (4029 – 8924) / Sistema de fluido base agua | Arrastre | 13720 | Perfil de densidad Geometría del hoyo | 2 | - | Incrementó la densidad del fluido |
| | Emulsión inversa (8924 – 17222) / Sistema base aceite | Perdida de circulación | 13832 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 2 | - | Bombeo píldora de material antiperdida |
| J-486 | PHPA (3128 – 8230) / Sistema de fluido base agua | Arrastre | 7968 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 3 | - | Incrementó la densidad del fluido |
| | Emulsión inversa (8230 – 17890) / Sistema base aceite | Perdida de circulación | 7430 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 3 | - | Bombeo píldora de material antiperdida |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo no productivo | Acción tomada |
|-------|--|----------------------------|--------------|---|------------|--|---|
| J-487 | PHPA (4655 – 8505) / Sistema de fluido base agua | Arrastres, torques | 8012, 9608 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 2 | - | Levantó tubería, repasó, bombeo píldora pesada |
| | Emulsión inversa (8505 – 17696) / Sistema base aceite | Pega de tubería | 9903 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 1 | - | Trabajó tubería, bombeó píldora |
| J-495 | Inhibidor Alples (3822-7605) / Sistema de fluido base agua. | Arrastres, apoyos, torques | 3635-13765 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería Longitud de intervalo | 80 | 42,5 hrs 1,77 días 94% del total en todo el pozo | Trabajó tubería con tensión máxima y circuló para homogenizar, conecto Top Drive, saco tubería, repasó, incrementó densidad del lodo. |
| | 100% aceite mineral (7605-13603) / Sistema de fluido base aceite | Derrumbes | 7936 y 10000 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería Longitud de intervalo | 2 | 40 hrs 1,6 días 98% del total en todo el pozo | Trabajó tubería con tensión y circuló para homogenizar |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo no productivo | Acción tomada |
|-------|---|------------------------|-------------------|---|------------|---|--|
| J-495 | Inhibidor Alples (3822-7605) / Sistema de fluido base agua. 100% aceite mineral (7605-13603) / Sistema de fluido base aceite | Perdida de circulación | 8184- 13461 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería Presencia de micro-fracturas Lentes de arena | 17 | 119 hrs 4,96 días 93% del total en todo el pozo | Bombeó píldora antiperdida, píldora dispersa y píldora viscosa. Redujo velocidad de bajada de revestidor |
| | | Pega de tubería | 6177,9575 y 10025 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Viajes de tubería | 3 | 0,50 hrs 0,02 días 100% del total en todo el pozo | Trabajó tubería con tensión, homogenizó lodo, trabajó tubería. |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo productivo | Acción tomada |
|--------|--|----------------------------|----------------------------------|--|------------|--|--|
| J-496X | Lignosulfonato (3563-4400) / Sistema de fluido base agua 100% aceite mineral (4400-18979) / Sistema de fluido base aceite | Arrastres, apoyos, torques | 3801-18879 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Limpieza del hoyo | 77 | 0,50 hrs 0,02 días 96,2% del total en todo el pozo | Paro pozo y levanto sarta, repaso, bombeo píldora viscosa, trabajo con Top Drive y rotatoria |
| | | Derrumbes | 10825,10908, 14830, 13370, 19161 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 5 | 29,5 hrs 1,23 días 100% | Píldora viscosa, trabajó tubería con tensión |
| | | Perdida de circulación | 7600-18969 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 18 | 435,50 hrs 18,15 días 100% del total en todo el pozo | Se continuó bajando casing, bajo galonaje, levanto sarta. |
| | | Pega de tubería | 13570 y 18795 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Limpieza del hoyo | 2 | 14 hrs 0,58 días 100% del total en todo el pozo | Tensión tubería, bombeo píldora viscosa y homogenizo. |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo productivo no | Acción tomada |
|-------|--|----------------------------|---|---|------------|--|--|
| J-497 | 100% aceite mineral (5420-14006) Emulsión inversa (6857- 18230) / Sistema de fluido base aceite | Arrastres, apoyos, torques | 5529-14763 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Presión de formación | 157 | 4790,5 hrs 199,23 días 99,6% del total en todo el pozo | Bojo bomba y rotatoria, repasó, realizó servicio de Top Drive, continuo sacando tubería con bomba rotatoria, bombeo píldora viscosa. |
| | | Derrumbes | 5639, 6587, 6900, 7534,7644, 7827, 9675, 9820, 10127, 10291, 13845, 16691 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 13 | 74,6 hrs 3 días 98% del total en todo el pozo | Circuló fondo arriba, píldora viscosa, bajó bomba y rotatoria. |

Tabla A.1: Continuación

| Pozo | Fluido de perforación/ Sistema de fluido | Evento | Profundidad | Causas | Ocurrencia | Tiempo productivo no | Acción tomada |
|-------|--|------------------------|--|---|------------|--|---|
| J-497 | 100% aceite mineral (5420-14006) Emulsión inversa (6857-18230) / Sistema de fluido base aceite | Perdida de circulación | 17940 y 18969 | Perfil de densidad Geometría de hoyo | 4 | 15,6 hrs 0,65 días 96% del total en todo el pozo | Bombeó píldora de material anti-perdida. |
| | | Pega de tubería | 6691, 7606, 8308, 8776, 8931, 9866, 11125, 14006 | Perfil de densidad Geometría de hoyo Complejidad geológica Asentamiento de revestidor Inclinación alcanzada | 8 | 67,50 hrs 2,81 días 100% del total en todo el pozo | Bombeó tapón de cemento y realizó sidetrack, trabajó tubería. |



APÉNDICE B

TABLAS DE ANALISIS ESTADISTICO

Tabla B.1: Comparaciones múltiples (diferencia mínima significativa), Sistema de fluido base agua

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|---------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | |
| Densidad | Viscosidad | -43.4359(*) | .57307 | .000 | -44.5596 | -42.3121 | |
| | VP | -9.0014(*) | .57307 | .000 | -10.1252 | -7.8776 | |
| | YC | -6.1255(*) | .57307 | .000 | -7.2493 | -5.0017 | |
| | gel 10 s | 4.4400(*) | .57307 | .000 | 3.3162 | 5.5638 | |
| | gel 10 m | -6.9462(*) | .57307 | .000 | -8.0700 | -5.8224 | |
| | Fil API | 4.9514(*) | .57307 | .000 | 3.8277 | 6.0752 | |
| | pH | 1.1214 | .57307 | .050 | -.0024 | 2.2452 | |
| | MBT | -11.7786(*) | .57307 | .000 | -12.9024 | -10.6548 | |
| | %Sólidos | .3735 | .57307 | .515 | -.7503 | 1.4973 | |
| | L3 | 5.4055(*) | .57307 | .000 | 4.2817 | 6.5293 | |
| | L6 | 4.4814(*) | .57307 | .000 | 3.3576 | 5.6052 | |
| | %Aceite | 8.6917(*) | .57307 | .000 | 7.5679 | 9.8155 | |
| | Pm | 9.5382(*) | .57307 | .000 | 8.4144 | 10.6620 | |
| | Viscosidad | VP | 34.4345(*) | .57307 | .000 | 33.3107 | 35.5583 |
| YC | | 37.3103(*) | .57307 | .000 | 36.1866 | 38.4341 | |
| gel 10 s | | 47.8759(*) | .57307 | .000 | 46.7521 | 48.9996 | |
| gel 10 m | | 36.4897(*) | .57307 | .000 | 35.3659 | 37.6134 | |
| Fil API | | 48.3873(*) | .57307 | .000 | 47.2635 | 49.5111 | |
| pH | | 44.5572(*) | .57307 | .000 | 43.4335 | 45.6810 | |
| MBT | | 31.6572(*) | .57307 | .000 | 30.5335 | 32.7810 | |
| %Sólidos | | 43.8094(*) | .57307 | .000 | 42.6856 | 44.9332 | |
| L3 | | 48.8414(*) | .57307 | .000 | 47.7176 | 49.9652 | |
| L6 | | 47.9172(*) | .57307 | .000 | 46.7935 | 49.0410 | |
| %Aceite | | 52.1276(*) | .57307 | .000 | 51.0038 | 53.2514 | |
| Pm | | 52.9741(*) | .57307 | .000 | 51.8503 | 54.0978 | |
| VP | | YC | 2.8759(*) | .57307 | .000 | 1.7521 | 3.9996 |
| | | gel 10 s | 13.4414(*) | .57307 | .000 | 12.3176 | 14.5652 |
| | gel 10 m | 2.0552(*) | .57307 | .000 | .9314 | 3.1789 | |
| | Fil API | 13.9528(*) | .57307 | .000 | 12.8291 | 15.0766 | |
| | pH | 10.1228(*) | .57307 | .000 | 8.9990 | 11.2465 | |
| | MBT | -2.7772(*) | .57307 | .000 | -3.9010 | -1.6535 | |
| | %Sólidos | 9.3749(*) | .57307 | .000 | 8.2511 | 10.4987 | |
| | L3 | 14.4069(*) | .57307 | .000 | 13.2831 | 15.5307 | |
| | L6 | 13.4828(*) | .57307 | .000 | 12.3590 | 14.6065 | |
| | %Aceite | 17.6931(*) | .57307 | .000 | 16.5693 | 18.8169 | |
| | Pm | 18.5396(*) | .57307 | .000 | 17.4158 | 19.6634 | |

Tabla B.1: Continuación

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error t \acute{u} p. | Significaci3n | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| | | L \acute{u} mite inferior | L \acute{u} mite superior | L \acute{u} mite inferior | L \acute{u} mite superior | L \acute{u} mite inferior |
| YP | gel 10 s | 10.5655(*) | .57307 | .000 | 9.4417 | 11.6893 |
| | gel 10 m | -.8207 | .57307 | .152 | -1.9445 | .3031 |
| | Fil API | 11.0770(*) | .57307 | .000 | 9.9532 | 12.2007 |
| | pH | 7.2469(*) | .57307 | .000 | 6.1231 | 8.3707 |
| | MBT | -5.6531(*) | .57307 | .000 | -6.7769 | -4.5293 |
| | %S3lidos | 6.4990(*) | .57307 | .000 | 5.3753 | 7.6228 |
| | L3 | 11.5310(*) | .57307 | .000 | 10.4073 | 12.6548 |
| | L6 | 10.6069(*) | .57307 | .000 | 9.4831 | 11.7307 |
| | %Aceite | 14.8172(*) | .57307 | .000 | 13.6935 | 15.9410 |
| Pm | 15.6637(*) | .57307 | .000 | 14.5399 | 16.7875 | |
| Gel 10s | gel 10 m | -11.3862(*) | .57307 | .000 | -12.5100 | -10.2624 |
| | Fil API | .5114 | .57307 | .372 | -.6123 | 1.6352 |
| | pH | -3.3186(*) | .57307 | .000 | -4.4424 | -2.1948 |
| | MBT | -16.2186(*) | .57307 | .000 | -17.3424 | -15.0948 |
| | %S3lidos | -4.0665(*) | .57307 | .000 | -5.1903 | -2.9427 |
| | L3 | .9655 | .57307 | .092 | -.1583 | 2.0893 |
| | L6 | .0414 | .57307 | .942 | -1.0824 | 1.1652 |
| | %Aceite | 4.2517(*) | .57307 | .000 | 3.1279 | 5.3755 |
| | Pm | 5.0982(*) | .57307 | .000 | 3.9744 | 6.2220 |
| Gel 10m | Fil API | 11.8977(*) | .57307 | .000 | 10.7739 | 13.0214 |
| | pH | 8.0676(*) | .57307 | .000 | 6.9438 | 9.1914 |
| | MBT | -4.8324(*) | .57307 | .000 | -5.9562 | -3.7086 |
| | %S3lidos | 7.3197(*) | .57307 | .000 | 6.1959 | 8.4435 |
| | L3 | 12.3517(*) | .57307 | .000 | 11.2279 | 13.4755 |
| | L6 | 11.4276(*) | .57307 | .000 | 10.3038 | 12.5514 |
| | %Aceite | 15.6379(*) | .57307 | .000 | 14.5142 | 16.7617 |
| | Pm | 16.4844(*) | .57307 | .000 | 15.3606 | 17.6082 |
| Fil API | pH | -3.8301(*) | .57307 | .000 | -4.9538 | -2.7063 |
| | MBT | -16.7301(*) | .57307 | .000 | -17.8538 | -15.6063 |
| | %S3lidos | -4.5779(*) | .57307 | .000 | -5.7017 | -3.4542 |
| | L3 | .4541 | .57307 | .428 | -.6697 | 1.5778 |
| | L6 | -.4701 | .57307 | .412 | -1.5938 | .6537 |
| | %Aceite | 3.7403(*) | .57307 | .000 | 2.6165 | 4.8641 |
| Pm | 4.5868(*) | .57307 | .000 | 3.4630 | 5.7105 | |

Tabla B.1: Continuación

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error t \acute{u} p. | Significaci3n | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
| | | L \acute{u} mite inferior | L \acute{u} mite superior | L \acute{u} mite inferior | L \acute{u} mite superior | L \acute{u} mite inferior |
| pH | MBT | -12.9000(*) | .57307 | .000 | -14.0238 | -11.7762 |
| | %S3lidos | -.7479 | .57307 | .192 | -1.8716 | .3759 |
| | L3 | 4.2841(*) | .57307 | .000 | 3.1604 | 5.4079 |
| | L6 | 3.3600(*) | .57307 | .000 | 2.2362 | 4.4838 |
| | %Aceite | 7.5703(*) | .57307 | .000 | 6.4466 | 8.6941 |
| | Pm | 8.4168(*) | .57307 | .000 | 7.2931 | 9.5406 |
| MBT | %S3lidos | 12.1521(*) | .57307 | .000 | 11.0284 | 13.2759 |
| | L3 | 17.1841(*) | .57307 | .000 | 16.0604 | 18.3079 |
| | L6 | 16.2600(*) | .57307 | .000 | 15.1362 | 17.3838 |
| | %Aceite | 20.4703(*) | .57307 | .000 | 19.3466 | 21.5941 |
| | Pm | 21.3168(*) | .57307 | .000 | 20.1931 | 22.4406 |
| %S3lidos | L3 | 5.0320(*) | .57307 | .000 | 3.9082 | 6.1558 |
| | L6 | 4.1079(*) | .57307 | .000 | 2.9841 | 5.2316 |
| | %Aceite | 8.3182(*) | .57307 | .000 | 7.1944 | 9.4420 |
| | Pm | 9.1647(*) | .57307 | .000 | 8.0409 | 10.2885 |
| L3 | L6 | -.9241 | .57307 | .107 | -2.0479 | .1996 |
| | %Aceite | 3.2862(*) | .57307 | .000 | 2.1624 | 4.4100 |
| | Pm | 4.1327(*) | .57307 | .000 | 3.0089 | 5.2565 |
| L6 | %Aceite | 4.2103(*) | .57307 | .000 | 3.0866 | 5.3341 |
| | Pm | 5.0568(*) | .57307 | .000 | 3.9331 | 6.1806 |
| % Aceite | Pm | .8465 | .57307 | .140 | -.2773 | 1.9703 |



Tabla B.1: Continuación

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior |
| % Agua | Densidad | 72.8600(*) | .57307 | .000 | 73.9838 | 71.7362 |
| | Viscosidad | 29.4241(*) | .57307 | .000 | 30.5479 | 28.3004 |
| | VP | 63.8586(*) | .57307 | .000 | 64.9824 | 62.7348 |
| | YC | 66.7345(*) | .57307 | .000 | 67.8583 | 65.6107 |
| | gel 10 s | 77.3000(*) | .57307 | .000 | 78.4238 | 76.1762 |
| | gel 10 m | 65.9138(*) | .57307 | .000 | 67.0376 | 64.7900 |
| | Fil API | 77.8114(*) | .57307 | .000 | 78.9352 | 76.6877 |
| | pH | 73.9814(*) | .57307 | .000 | 75.1052 | 72.8576 |
| | MBT | 61.0814(*) | .57307 | .000 | 62.2052 | 59.9576 |
| | %Sólidos | 73.2335(*) | .57307 | .000 | 74.3573 | 72.1097 |
| | L3 | 78.2655(*) | .57307 | .000 | 79.3893 | 77.1417 |
| | L6 | 77.3414(*) | .57307 | .000 | 78.4652 | 76.2176 |
| | %Aceite | 81.5517(*) | .57307 | .000 | 82.6755 | 80.4279 |
| | Pm | 82.3982(*) | .57307 | .000 | 81.2744 | 83.5220 |
| Pf | 83.0128(*) | .57307 | .000 | 81.8890 | 84.1365 | |
| Pf | Densidad | -10.1528(*) | .57307 | .000 | -9.0290 | -11.2765 |
| | Viscosidad | -53.5886(*) | .57307 | .000 | -52.4648 | -54.7124 |
| | VP | -19.1541(*) | .57307 | .000 | -18.0304 | -20.2779 |
| | YC | -16.2783(*) | .57307 | .000 | -15.1545 | -17.4021 |
| | gel 10 s | -5.7128(*) | .57307 | .000 | -4.5890 | -6.8365 |
| | gel 10 m | -17.0990(*) | .57307 | .000 | -15.9752 | -18.2227 |
| | Fil API | -5.2013(*) | .57307 | .000 | -4.0775 | -6.3251 |
| | pH | -9.0314(*) | .57307 | .000 | -7.9076 | -10.1552 |
| | MBT | -21.9314(*) | .57307 | .000 | -20.8076 | -23.0552 |
| | %Sólidos | -9.7792(*) | .57307 | .000 | -8.6555 | -10.9030 |
| | L3 | -4.7472(*) | .57307 | .000 | -3.6235 | -5.8710 |
| | L6 | -5.6714(*) | .57307 | .000 | -4.5476 | -6.7952 |

Tabla B.1: Continuación

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior |
| Pf | % Aceite | -1.4610(*) | .57307 | .011 | -3373 | -2.5848 |
| | Pm | -.6146 | .57307 | .284 | -.5092 | -1.7383 |



Tabla B.2: Correlaciones parciales, sistema de fluido base agua

| | | Densidad | V | VP | YP | gel10s | gel10m | FiltAPI | pH | MBT | Solidos | L3 | L6 | Aceite | Agua | Pm | Pf |
|----------|------|----------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|-------|-------|---------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
| Densidad | R | 1 | .417 | .744 | -.172 | .346 | .317 | -.184 | .324 | .848 | .649 | -.008 | .150 | .727 | -.920 | .665 | -.007 |
| | Sig. | | .000 | .000 | .038 | .000 | .000 | .027 | .000 | .000 | .000 | .928 | .073 | .000 | .000 | .000 | .931 |
| V | R | .417 | 1 | .515 | .065 | .489 | .395 | -.092 | .014 | .423 | .298 | .299 | .322 | .248 | -.402 | .173 | -.010 |
| | Sig. | .000 | | .000 | .435 | .000 | .000 | .270 | .865 | .000 | .000 | .000 | .000 | .003 | .000 | .037 | .906 |
| VP | R | .744 | .515 | 1 | .122 | .360 | .214 | -.090 | .364 | .689 | .606 | .080 | .286 | .556 | -.73 | .481 | .037 |
| | Sig. | .000 | .000 | | .143 | .000 | .010 | .282 | .000 | .000 | .000 | .340 | .000 | .000 | .000 | .000 | .662 |
| YP | R | -.172 | .065 | .122 | 1 | .343 | -.109 | -.237 | .153 | -.261 | .159 | .616 | .706 | -.190 | .093 | -.100 | .149 |
| | Sig. | .038 | .435 | .143 | | .000 | .191 | .004 | .066 | .002 | .055 | .000 | .000 | .022 | .266 | .233 | .073 |
| gel10s | R | .346 | .489 | .360 | .343 | 1 | .616 | -.169 | .167 | .314 | .397 | .629 | .584 | .276 | -.393 | .262 | -.009 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .000 | | .000 | .042 | .045 | .000 | .000 | .000 | .000 | .001 | .000 | .001 | .916 |
| gel10m | R | .317 | .395 | .214 | -.109 | .616 | 1 | .002 | -.143 | .398 | .043 | .329 | .119 | .146 | -.240 | .081 | -.154 |
| | Sig. | .000 | .000 | .010 | .191 | .000 | | .980 | .087 | .000 | .604 | .000 | .153 | .080 | .004 | .334 | .064 |
| FiltAPI | R | -.184 | -.092 | -.090 | -.237 | -.169 | .002 | 1 | -.219 | -.136 | -.265 | -.197 | -.237 | -.201 | .230 | -.232 | -.067 |
| | Sig. | .027 | .270 | .282 | .004 | .042 | .980 | | .008 | .102 | .001 | .018 | .004 | .015 | .005 | .005 | .422 |
| pH | R | .324 | .014 | .364 | .153 | .167 | -.143 | -.219 | 1 | .395 | .785 | .138 | .188 | .760 | -.595 | .836 | .141 |
| | Sig. | .000 | .865 | .000 | .066 | .045 | .087 | .008 | | .000 | .000 | .097 | .024 | .000 | .000 | .000 | .090 |
| MBT | R | .848 | .423 | .689 | -.261 | .314 | .398 | -.136 | .395 | 1 | .638 | -.038 | .086 | .714 | -.838 | .650 | .012 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .002 | .000 | .000 | .102 | .000 | | .000 | .651 | .301 | .000 | .000 | .000 | .885 |
| Solidos | R | .649 | .298 | .606 | .159 | .397 | .043 | -.265 | .785 | .638 | 1 | .269 | .435 | .845 | -.872 | .869 | .154 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .055 | .000 | .604 | .001 | .000 | .000 | | .001 | .000 | .000 | .000 | .000 | .065 |

Tabla B.2: Continuación

| | | Densidad | V | VP | YP | gel10s | gel10m | FiltAPI | pH | MBT | Solidos | L3 | L6 | Aceite | Agua | Pm | Pf |
|--------|------|----------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|-------|-------|---------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
| L3 | R | -.008 | .299 | .080 | .616 | .629 | .329 | -.197 | .138 | -.038 | .269 | 1 | .845 | .022 | -.101 | .065 | .086 |
| | Sig. | .928 | .000 | .340 | .000 | .000 | .000 | .018 | .097 | .651 | .001 | | .000 | .791 | .227 | .440 | .303 |
| L6 | R | .150 | .322 | .286 | .706 | .584 | .119 | -.237 | .188 | .086 | .435 | .845 | 1 | .090 | -.249 | .137 | .153 |
| | Sig. | .073 | .000 | .000 | .000 | .000 | .153 | .004 | .024 | .301 | .000 | .000 | | .279 | .003 | .100 | .066 |
| Aceite | R | .727 | .248 | .556 | -.190 | .276 | .146 | -.201 | .760 | .714 | .845 | .022 | .090 | 1 | -.904 | .957 | .083 |
| | Sig. | .000 | .003 | .000 | .022 | .001 | .080 | .015 | .000 | .000 | .000 | .791 | .279 | | .000 | .000 | .323 |
| Pm | R | .665 | .173 | .481 | -.100 | .262 | .081 | -.232 | .836 | .650 | .869 | .065 | .137 | .957 | -.858 | 1 | .098 |
| | Sig. | .000 | .037 | .000 | .233 | .001 | .334 | .005 | .000 | .000 | .000 | .440 | .100 | .000 | .000 | | .242 |
| Agua | R | .920 | -.402 | -.734 | .093 | -.393 | -.240 | .230 | -.595 | -.838 | -.872 | -.101 | -.249 | -.904 | 1 | -.858 | -.060 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .266 | .000 | .004 | .005 | .000 | .000 | .000 | .227 | .003 | .000 | | .000 | .471 |
| Pf | R | -.007 | -.010 | .037 | .149 | -.009 | -.154 | -.067 | .141 | .012 | .154 | .086 | .153 | .083 | -.060 | .098 | 1 |
| | Sig. | .0931 | .006 | .662 | .073 | .916 | .064 | .422 | .090 | .885 | .065 | .303 | .066 | .323 | .471 | .242 | |



Tabla B.3: Comparaciones múltiples (diferencia mínima significativa) Sistema de fluido base aceite

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior |
| Densidad | VP | -28.2337(*) | .38815 | .000 | -28.9945 | -27.4729 |
| | YP | -4.4840(*) | .38815 | .000 | -5.2448 | -3.7232 |
| | Gel 10s | -.9556(*) | .38815 | .014 | -1.7164 | -.1948 |
| | Gel 10m | -21.0640(*) | .38815 | .000 | -21.8248 | -20.3032 |
| | Fil HTHP | 10.3621(*) | .38815 | .000 | 9.6013 | 11.1229 |
| | L3 | 4.7779(*) | .38815 | .000 | 4.0171 | 5.5387 |
| | L6 | 3.9425(*) | .38815 | .000 | 3.1816 | 4.7033 |
| | %Aceite | -46.0679(*) | .38815 | .000 | -46.8287 | -45.3071 |
| | %Sólidos | -11.6266(*) | .38815 | .000 | -12.3874 | -10.8658 |
| VP | YP | 23.7497(*) | .38815 | .000 | 22.9889 | 24.5105 |
| | Gel 10s | 27.2781(*) | .38815 | .000 | 26.5173 | 28.0389 |
| | Gel 10m | 7.1697(*) | .38815 | .000 | 6.4089 | 7.9305 |
| | Fil HTHP | 38.5958(*) | .38815 | .000 | 37.8350 | 39.3566 |
| | L3 | 33.0116(*) | .38815 | .000 | 32.2508 | 33.7724 |
| | L6 | 32.1761(*) | .38815 | .000 | 31.4153 | 32.9369 |
| | %Aceite | -17.8342(*) | .38815 | .000 | -18.5950 | -17.0734 |
| | %Sólidos | 16.6071(*) | .38815 | .000 | 15.8463 | 17.3679 |
| | YP | Gel 10s | 3.5284(*) | .38815 | .000 | 2.7676 |
| Gel 10m | | -16.5800(*) | .38815 | .000 | -17.3408 | -15.8192 |
| Fil HTHP | | 14.8461(*) | .38815 | .000 | 14.0853 | 15.6069 |
| L3 | | 9.2619(*) | .38815 | .000 | 8.5011 | 10.0227 |
| L6 | | 8.4265(*) | .38815 | .000 | 7.6656 | 9.1873 |
| %Aceite | | -41.5839(*) | .38815 | .000 | -42.3447 | -40.8231 |
| %Sólidos | | -7.1426(*) | .38815 | .000 | -7.9034 | -6.3818 |

Tabla B.3: Continuación

| (I) Códigos | (J) Códigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior | Límite superior | Límite inferior |
| Gel 10s | Gel 10m | -20.1084(*) | .38815 | .000 | -20.8692 | -19.3476 |
| | Fil HTHP | 11.3177(*) | .38815 | .000 | 10.5569 | 12.0785 |
| | L3 | 5.7335(*) | .38815 | .000 | 4.9727 | 6.4944 |
| | L6 | 4.8981(*) | .38815 | .000 | 4.1373 | 5.6589 |
| | % Aceite | -45.1123(*) | .38815 | .000 | -45.8731 | -44.3515 |
| | % Sólidos | -10.6710(*) | .38815 | .000 | -11.4318 | -9.9102 |
| Gel 10m | Fil HTHP | 31.4261(*) | .38815 | .000 | 30.6653 | 32.1869 |
| | L3 | 25.8419(*) | .38815 | .000 | 25.0811 | 26.6027 |
| | L6 | 25.0065(*) | .38815 | .000 | 24.2456 | 25.7673 |
| | % Aceite | -25.0039(*) | .38815 | .000 | -25.7647 | -24.2431 |
| | % Sólidos | 9.4374(*) | .38815 | .000 | 8.6766 | 10.1982 |
| Fil HTHP | L3 | -5.5841(*) | .38815 | .000 | -6.3449 | -4.8233 |
| | L6 | -6.4196(*) | .38815 | .000 | -7.1804 | -5.6588 |
| | % Aceite | -56.4299(*) | .38815 | .000 | -57.1908 | -55.6691 |
| | % Sólidos | -21.9887(*) | .38815 | .000 | -22.7495 | -21.2279 |
| L3 | L6 | -.8355(*) | .38815 | .031 | -1.5963 | -.0747 |
| | % Aceite | -50.8458(*) | .38815 | .000 | -51.6066 | -50.0850 |
| | % Sólidos | -16.4045(*) | .38815 | .000 | -17.1653 | -15.6437 |
| L6 | % Aceite | -50.0103(*) | .38815 | .000 | -50.7711 | -49.2495 |
| | % Sólidos | -15.5690(*) | .38815 | .000 | -16.3298 | -14.8082 |
| | % Sólidos | 34.4413(*) | .38815 | .000 | 33.6805 | 35.2021 |

Tabla B.3: Continuación

| (I) Codigos | (J) Codigos | Diferencia entre medias (I-J) | Error típ. | Significación | Intervalo de confianza al 95%. | |
|-------------|-------------|-------------------------------------|------------|---------------|--------------------------------|-----------------|
| | | Límite inferior | | | Límite superior | Límite inferior |
| Viscosidad | Densidad | 60.7363(*) | .38815 | .000 | 61.4971 | 59.9755 |
| | VP | 32.5026(*) | .38815 | .000 | 31.7418 | 33.2634 |
| | YP | 56.2523(*) | .38815 | .000 | 55.4915 | 57.0131 |
| | Gel 10s | 59.7806(*) | .38815 | .000 | 59.0198 | 60.5414 |
| | Gel 10m | 39.6723(*) | .38815 | .000 | 38.9115 | 40.4331 |
| | Fil HTHP | 71.0983(*) | .38815 | .000 | 70.3375 | 71.8591 |
| | L3 | 65.5142(*) | .38815 | .000 | 64.7534 | 66.2750 |
| | L6 | 64.6787(*) | .38815 | .000 | 63.9179 | 65.4395 |
| | %Aceite | 14.6684(*) | .38815 | .000 | 13.9076 | 15.4292 |
| | %Agua | 72.9477(*) | .38815 | .000 | 72.1869 | 73.7085 |
| | %Sólidos | 49.1097(*) | .38815 | .000 | 48.3489 | 49.8705 |
| % Agua | Densidad | -12.2115(*) | .38815 | .000 | -11.4507 | -12.9723 |
| | VP | -40.4452(*) | .38815 | .000 | -39.6844 | -41.2060 |
| | YP | -16.6955(*) | .38815 | .000 | -15.9347 | -17.4563 |
| | Gel 10s | -13.1671(*) | .38815 | .000 | -12.4063 | -13.9279 |
| | Gel 10m | -33.2755(*) | .38815 | .000 | -32.5147 | -34.0363 |
| | Fil HTHP | -1.8494(*) | .38815 | .000 | -1.0886 | -2.6102 |
| | L3 | -7.4335(*) | .38815 | .000 | -6.6727 | -8.1944 |
| | L6 | -8.2690(*) | .38815 | .000 | -7.5082 | -9.0298 |
| | %Aceite | -58.2794(*) | .38815 | .000 | -57.5186 | -59.0402 |
| | %Sólidos | -23.8381(*) | .38815 | .000 | -24.5989 | -23.0773 |

Tabla B.4: Correlaciones parciales, sistemas de fluido base aceite

| | | Densidad | V | VP | YP | gel10s | gel10m | HTHP | L3 | L6 | Aceite | Agua | Solidos |
|------------|------|----------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|---------|
| Densidad | R | 1 | .476 | .743 | .447 | .117 | .385 | -.065 | .304 | .348 | -.780 | .099 | .063 |
| | Sig. | | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .011 | .000 | .000 | .000 | .000 | .013 |
| V | R | .476 | 1 | .576 | .267 | .007 | .141 | -.063 | .092 | .127 | -.426 | .048 | .093 |
| | Sig. | .000 | | .000 | .000 | .774 | .000 | .014 | .000 | .000 | .000 | .061 | .000 |
| YP | R | .447 | .267 | .518 | 1 | .173 | .317 | .023 | .461 | .570 | -.435 | .077 | -.047 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | | .000 | .000 | .375 | .000 | .000 | .000 | .003 | .066 |
| gel10m | R | .385 | .141 | .236 | .317 | .482 | 1 | .006 | .431 | .456 | -.480 | .228 | -.531 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | | .808 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| L3 | R | .304 | .092 | .219 | .461 | .440 | .431 | .071 | 1 | .843 | -.392 | .252 | -.331 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .005 | | .000 | .000 | .000 | .000 |
| L6 | R | .348 | .127 | .286 | .570 | .478 | .456 | .081 | .843 | 1 | -.441 | .276 | -.316 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .001 | .000 | | .000 | .000 | .000 |
| Aceite | R | -.780 | -.426 | -.675 | -.435 | -.290 | -.480 | .057 | -.392 | -.441 | 1 | -.457 | .082 |
| | Sig. | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .024 | .000 | .000 | | .000 | .001 |
| Vp | R | .743 | .576 | 1 | .518 | .039 | .236 | -.125 | .219 | .286 | -.675 | .148 | .261 |
| | Sig. | .000 | .000 | | .000 | .129 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| Gel 10s | R | .117 | .007 | .039 | .173 | 1 | .482 | .003 | .440 | .478 | -.290 | .432 | -.354 |
| | Sig. | .000 | .774 | .129 | .000 | | .000 | .912 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| Filt. HTHP | R | -.065 | -.063 | -.125 | .023 | .003 | .006 | 1 | 0.71 | .081 | 0.57 | -.100 | -.167 |
| | Sig. | .011 | .014 | .000 | .375 | .912 | .808 | | .005 | .001 | .024 | .000 | .000 |
| % Agua | R | .099 | .048 | .148 | 0.77 | .432 | .228 | -.100 | .252 | .276 | -.457 | 1 | -.020 |
| | Sig. | .000 | .061 | .000 | .003 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | | .437 |
| % Sólidos | R | .063 | .093 | .261 | -.047 | -.354 | -.531 | -.167 | -.331 | -.316 | .082 | -.020 | 1 |
| | Sig. | .013 | .000 | .000 | .066 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .011 | .437 | |



APÉNDICE C

GRAFICOS ESTADISTICOS

Apéndice C.1: Gráficos de rangos estadísticos para sistemas de fluido base agua

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 11.4407

Línea central = 11.0676

LCL: -3.0 sigma = 10.6945

114 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 11.0676

Sigma del Proceso = 0.12436

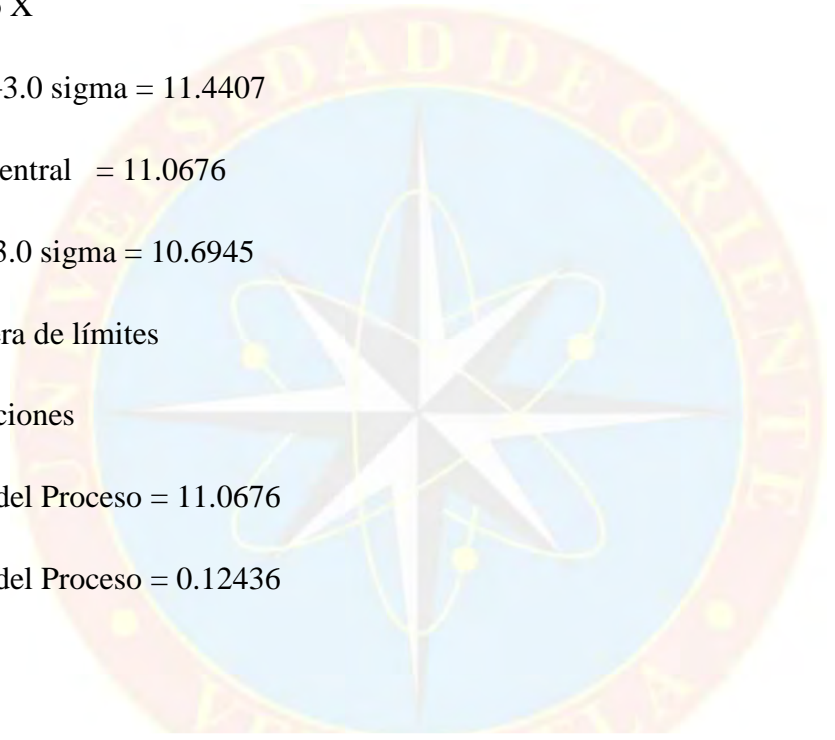
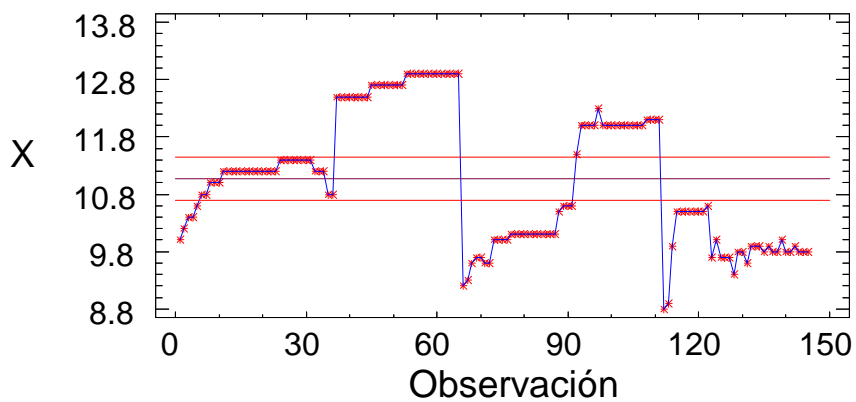


Gráfico X para Densidad



UCL = 11.44
CTR = 11.07
LCL = 10.69

Gráfica C.1.1: Rango determinados para La Densidad

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 68.6694

Línea central = 54.5034

LCL: -3.0 sigma = 40.3375

8 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 54.5034

Sigma del Proceso = 4.72198

MR (2) Medio = 5.32639

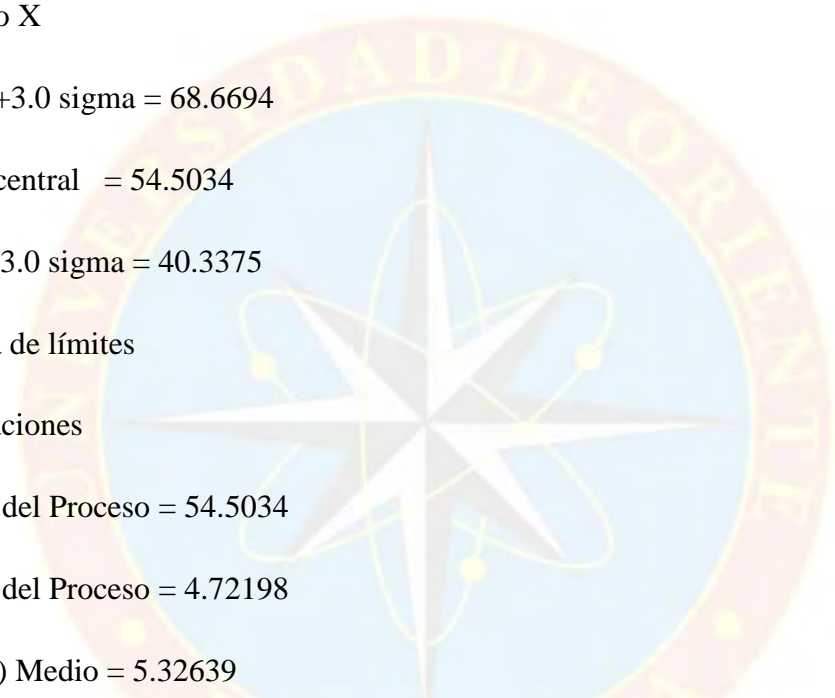
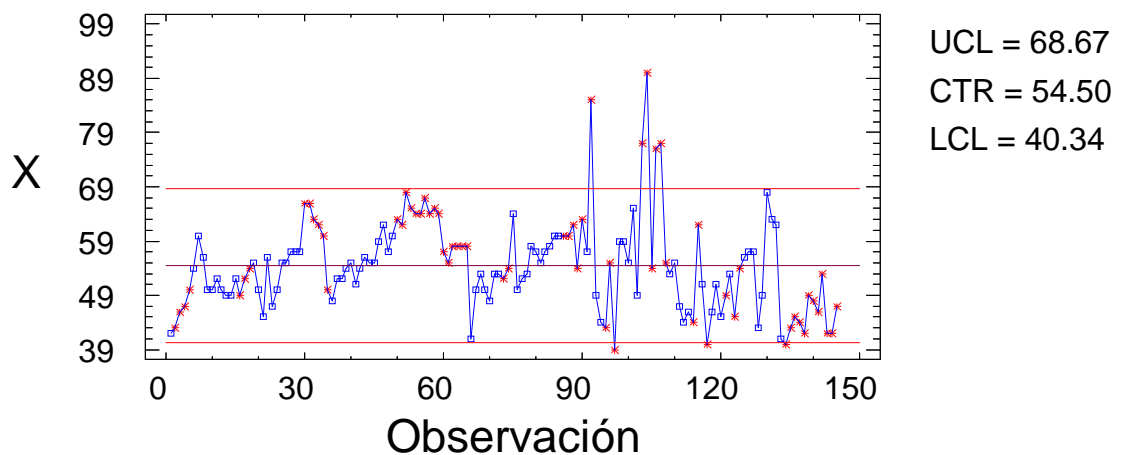


Gráfico X para V



Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 25.8498

Línea central = 20.069

LCL: -3.0 sigma = 14.2881

59 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 20.069

Sigma del Proceso = 1.92696

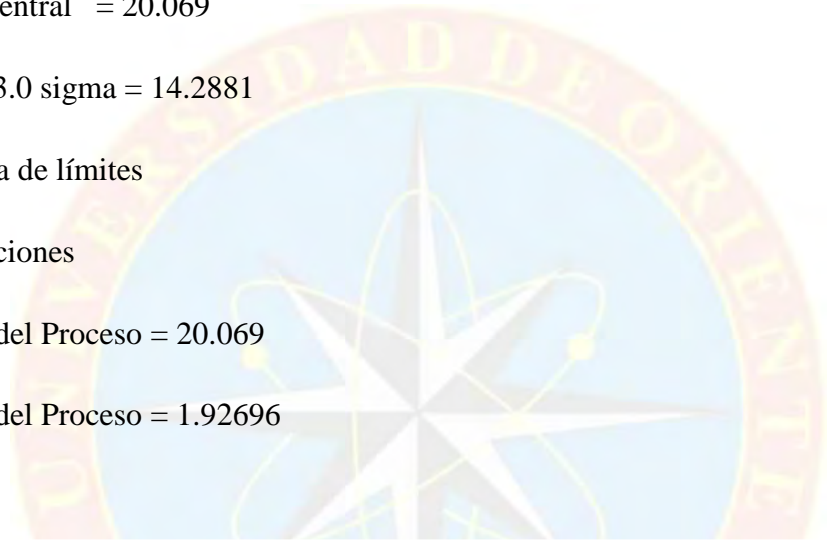
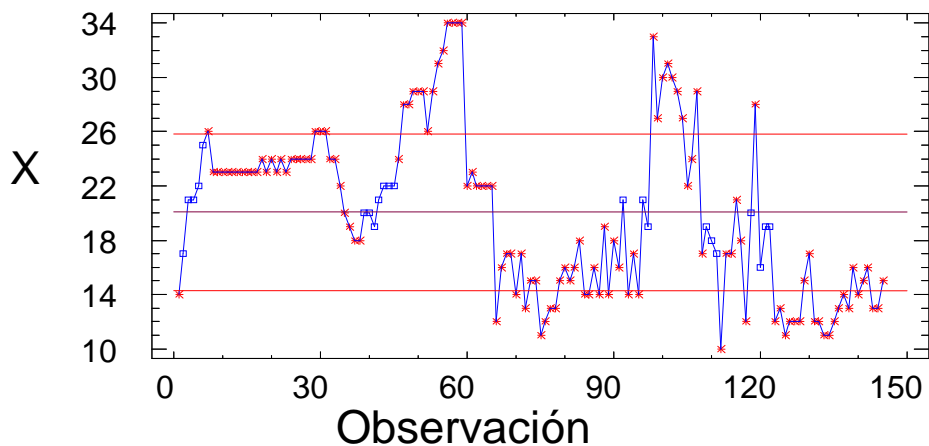


Gráfico X para VP



UCL = 25.85
CTR = 20.07
LCL = 14.29

Gráfica C.1.3: Rango determinados para La Viscosidad Plástica

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 22.5677

Línea central = 17.1931

LCL: -3.0 sigma = 11.8185

45 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 17.1931

Sigma del Proceso = 1.79152

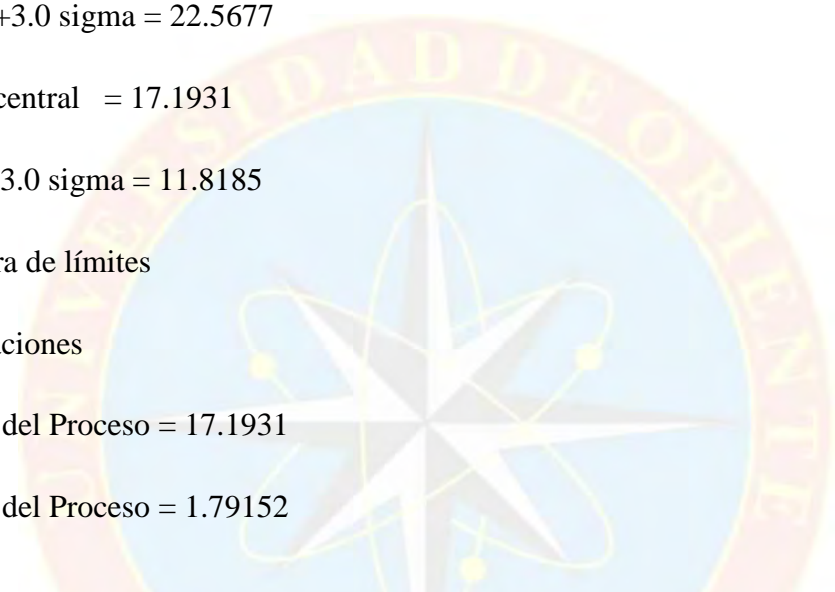
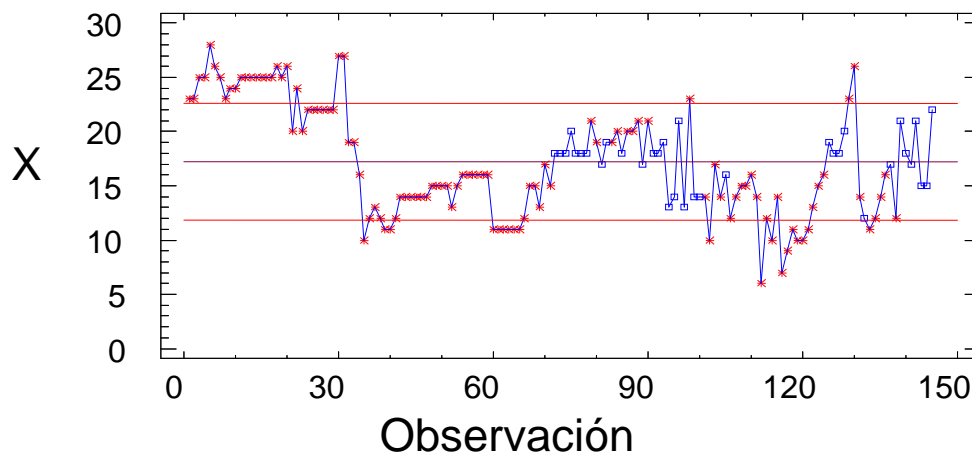


Gráfico X para YP



UCL = 22.57

CTR = 17.19

LCL = 11.82

Gráfica C.1.4: Rango determinados para El Punto Cedente

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluida

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 9.87818

Línea central = 6.62759

LCL: -3.0 sigma = 3.377

20 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 6.62759

Sigma del Proceso = 1.08353

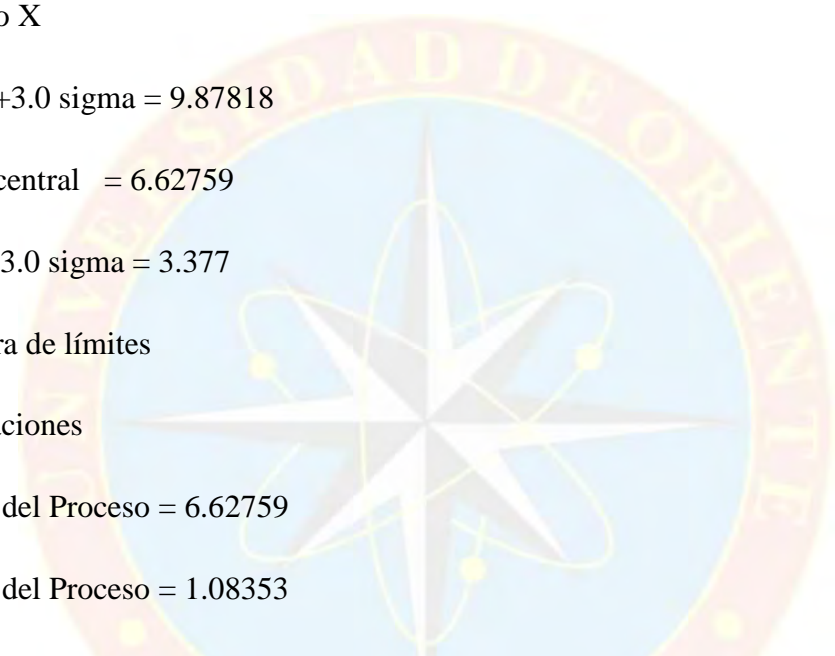
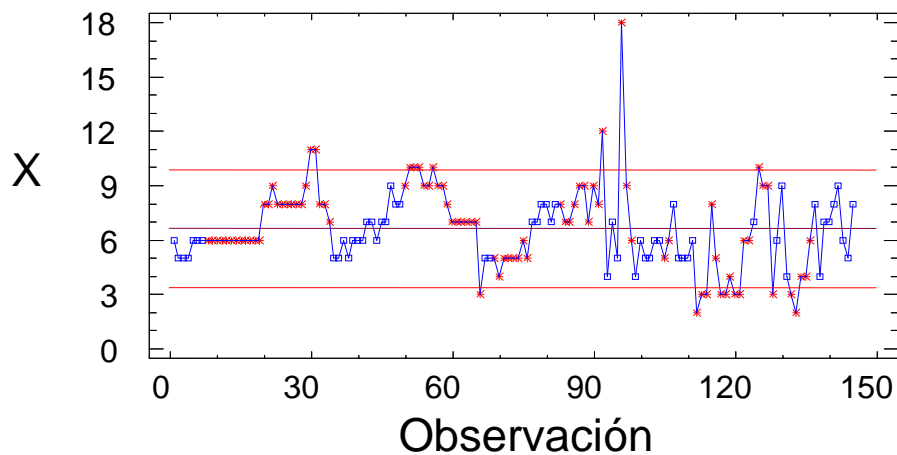


Gráfico X para Gel 10 s



UCL = 9.88
CTR = 6.63
LCL = 3.38

Gráfica C.1.5: Rango determinados para gel de 10 segundos

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 26.0664

Línea central = 18.0138

LCL: -3.0 sigma = 9.96119

13 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 18.0138

Sigma del Proceso = 2.6842

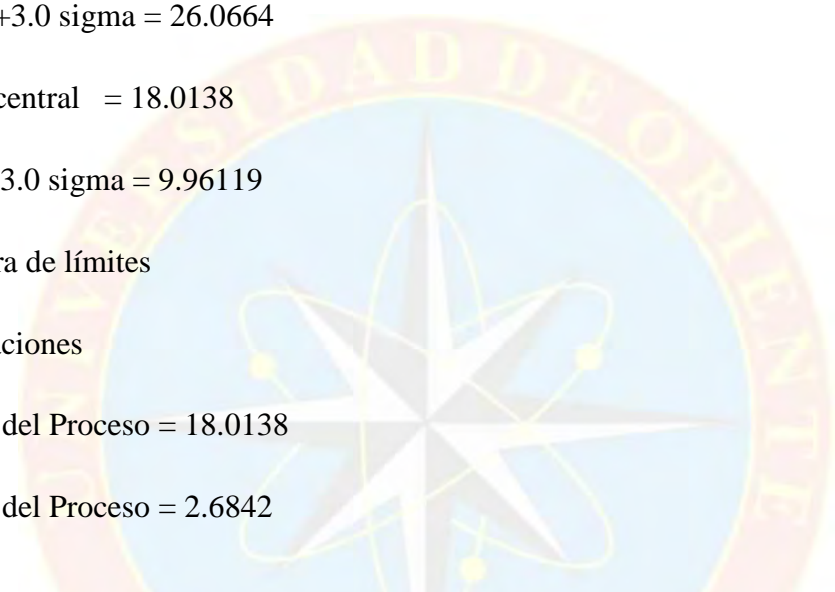
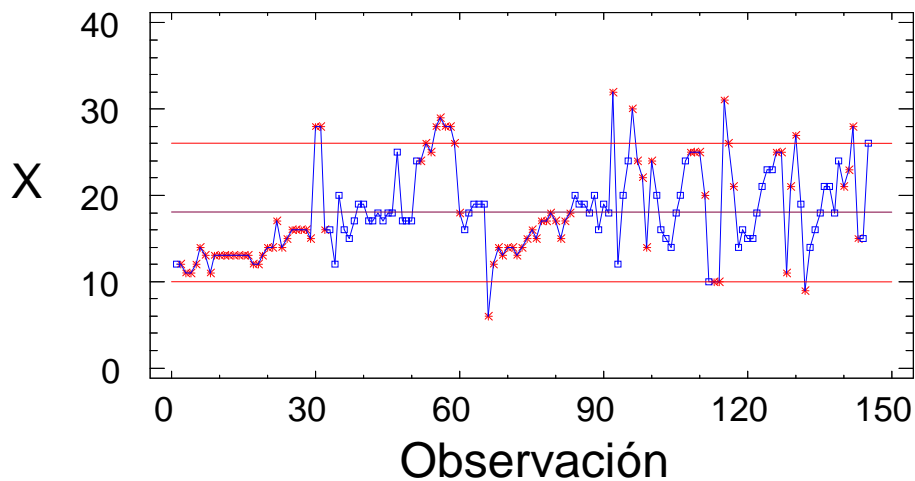


Gráfico X para Gel 10 min



UCL= 26.07
CTR = 18.01
LCL = 9.96

Gráfica C.1.6: Rango determinados para gel de 10 minuto

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 10.5594

Línea central = 9.94621

LCL: -3.0 sigma = 9.33303

95 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 9.94621

Sigma del Proceso = 0.204393

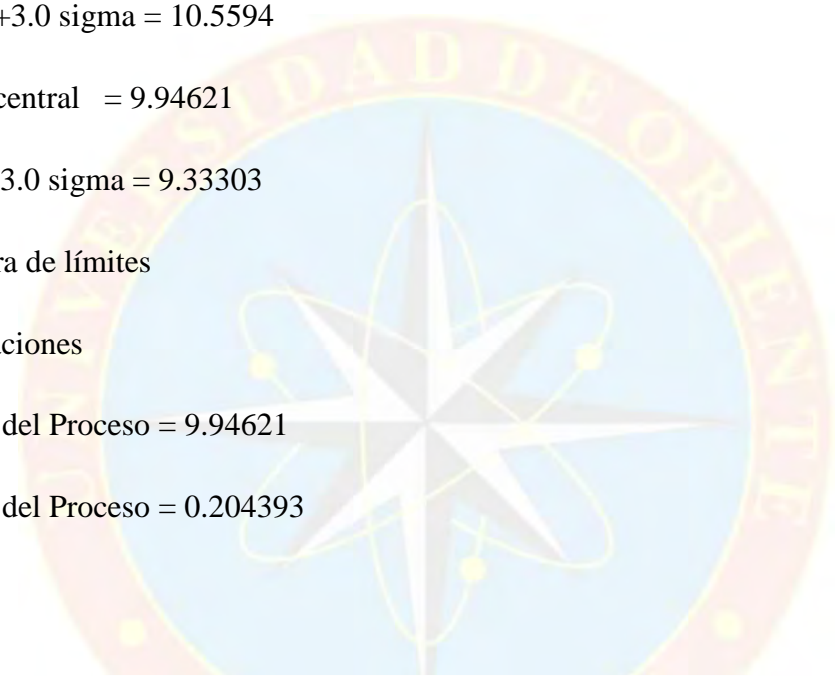
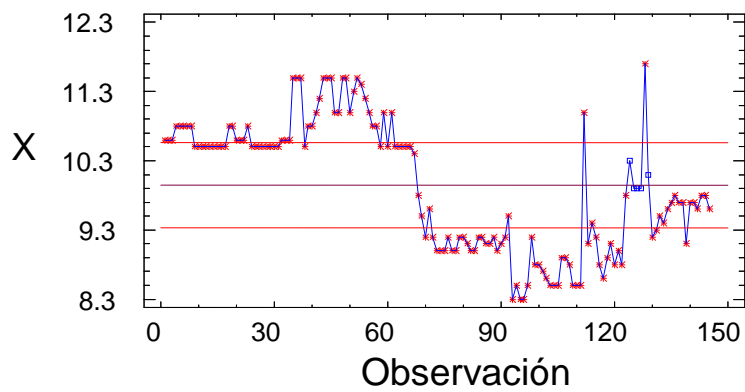


Gráfico X para pH



UCL = 10.56
CTR = 9.95
LCL = 9.33

Gráfica C.1.7: Rango determinados para pH

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 28.1118

Línea central = 22.8462

LCL: -3.0 sigma = 17.5806

83 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 22.8462

Sigma del Proceso = 1.7552

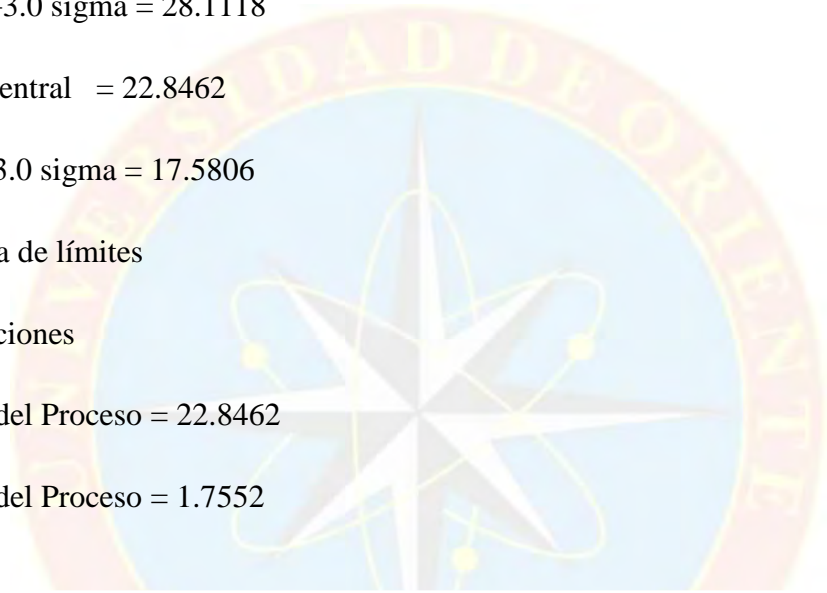
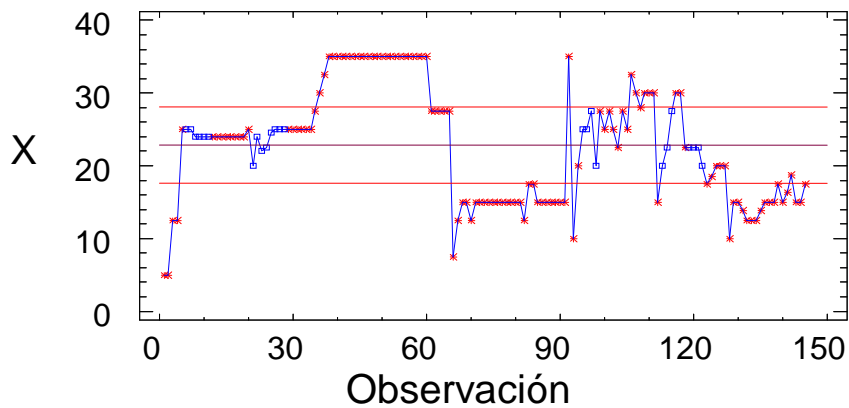


Gráfico X para MBT



UCL = 28.11
CTR = 22.85
LCL = 17.58

Gráfica C.1.8: Rango determinados para MBT

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 8.39552

Línea central = 5.66207

LCL: -3.0 sigma = 2.92862

15 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 5.66207

Sigma del Proceso = 0.911151

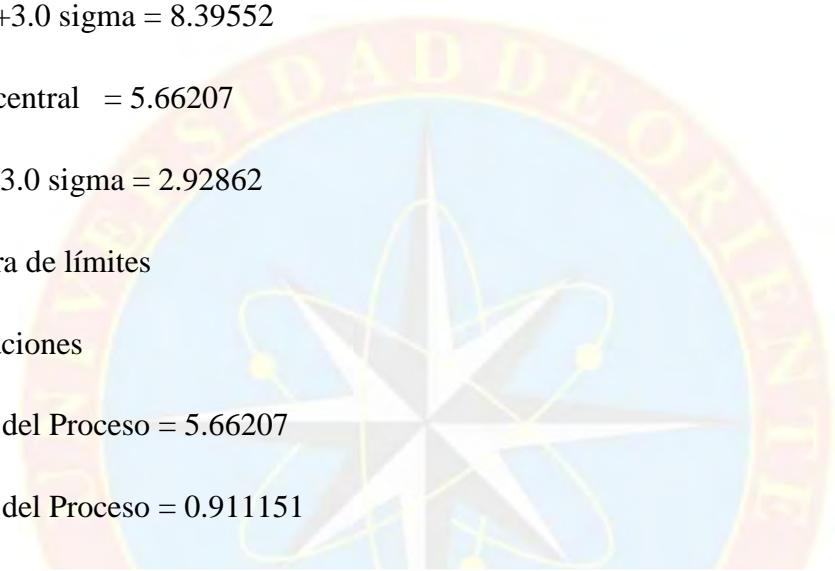
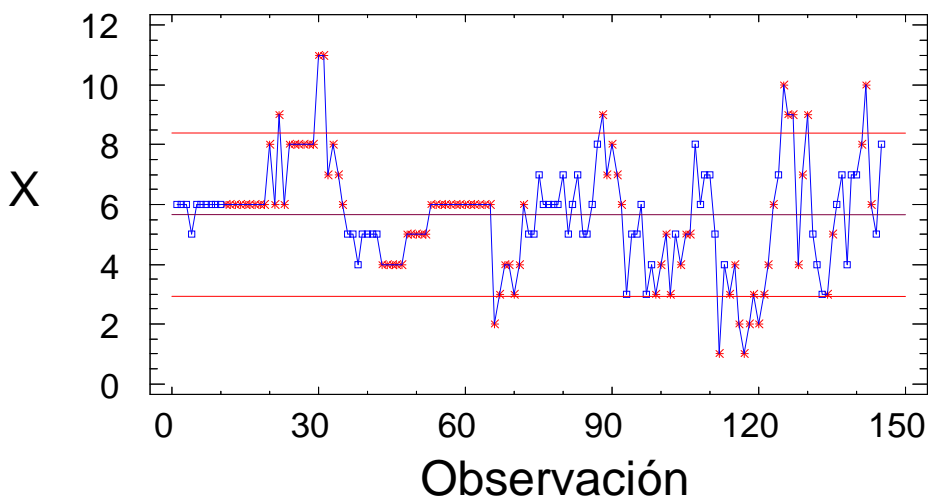


Gráfico X para L3



UCL = 8.40

CTR = 5.66

LCL = 2.93

Gráfica C.1.9: Rango determinados para L 3

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 9.3566

Línea central = 6.58621

LCL: -3.0 sigma = 3.81582

17 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 6.58621

Sigma del Proceso = 0.923463

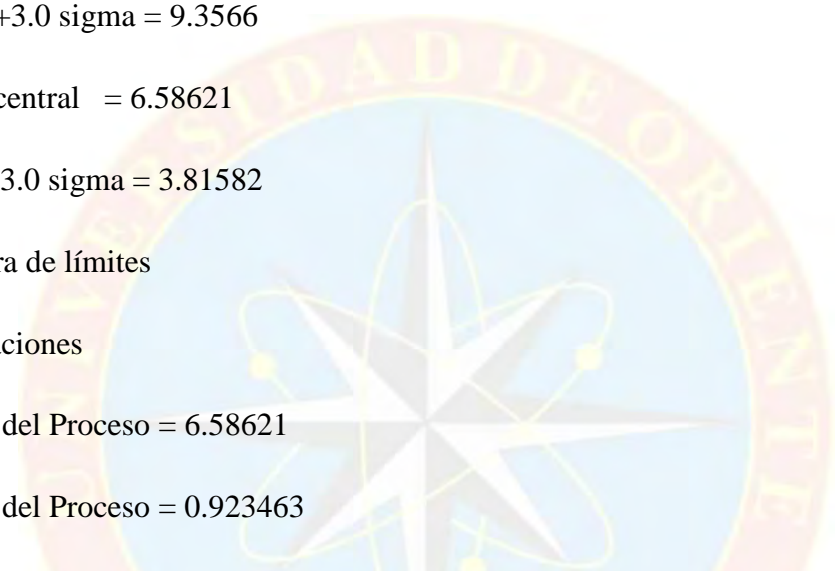
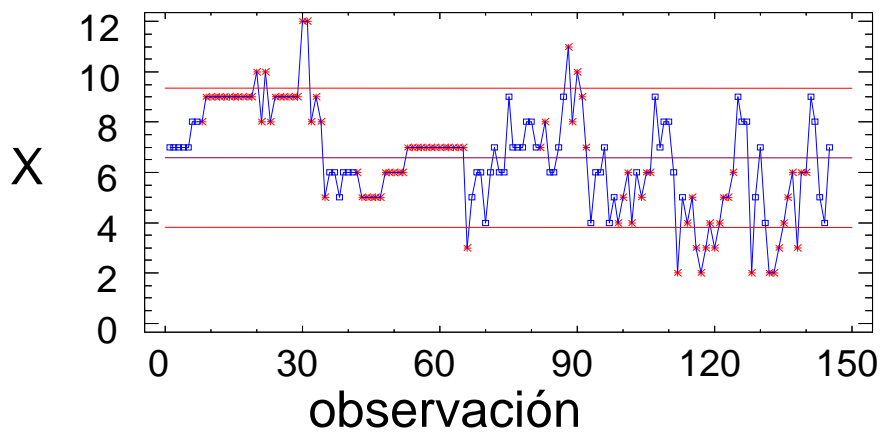


Gráfico X para L6



UCL = 9.36
CTR = 6.59
LCL = 3.82

Gráfica C.1.10: Rango determinados para L6

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 3.00382

Línea central = 2.37586

LCL: -3.0 sigma = 1.74791

116 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 2.37586

Sigma del Proceso = 0.209318

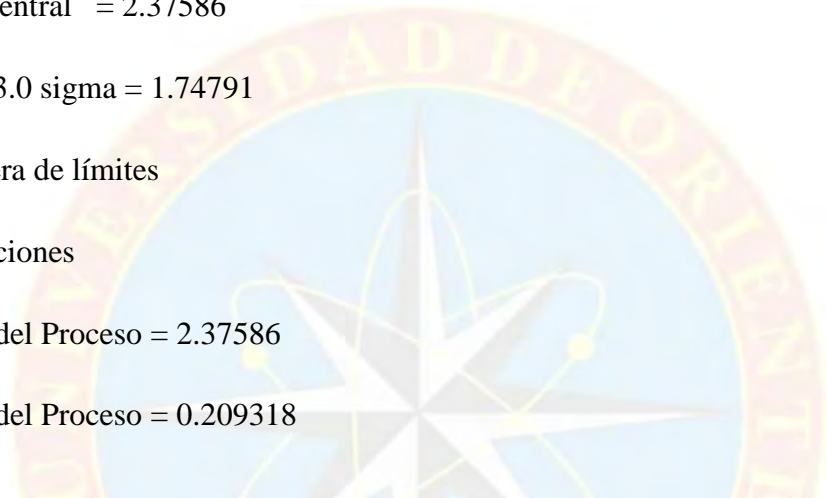
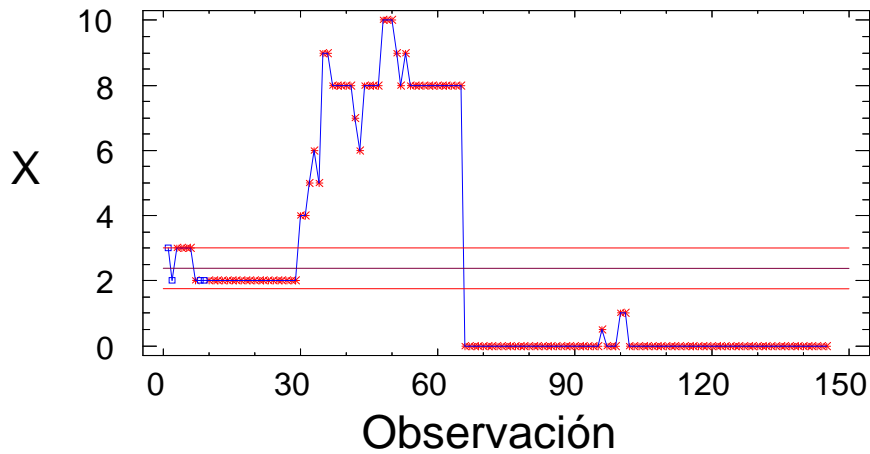


Gráfico X para % Aceite



UCL = 3.00
CTR = 2.38
LCL = 1.75

Gráfica C.1.11: Rango determinados para % de aceite

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 86.4579

Línea central = 83.9276

LCL: -3.0 sigma = 81.3973

106 fuera de límites

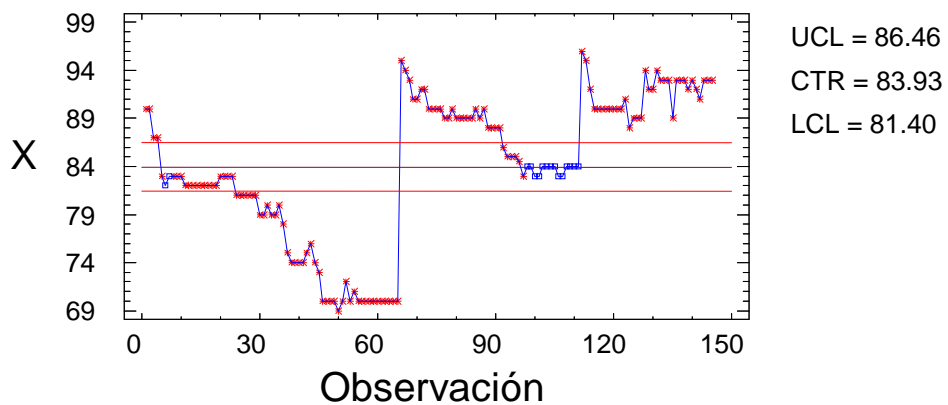
Estimaciones

Media del Proceso = 83.9276

Sigma del Proceso = 0.84343



Gráfico X para % Agua



Gráfica C.1.12: Rango determinados para % Agua

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 1.98853

Línea central = 1.52938

LCL: -3.0 sigma = 1.07023

109 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 1.52938

Sigma del Proceso = 0.153049

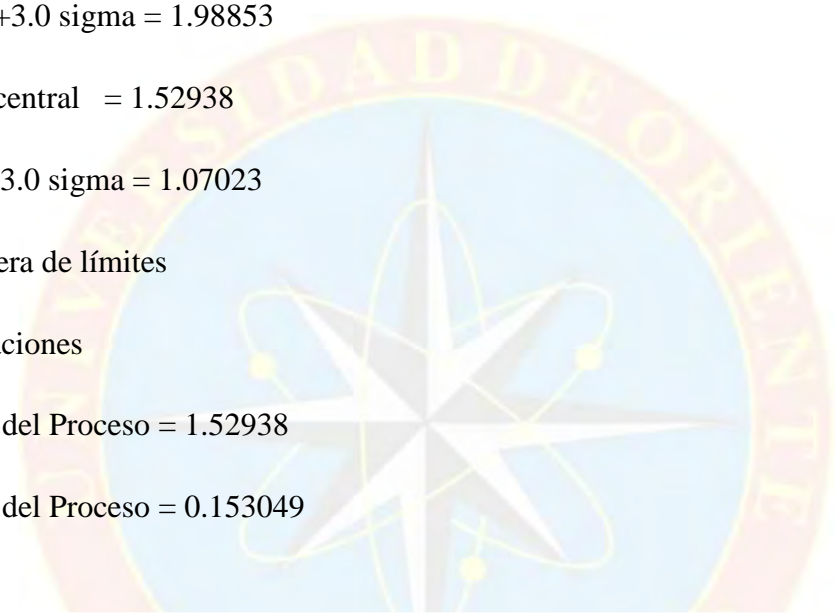
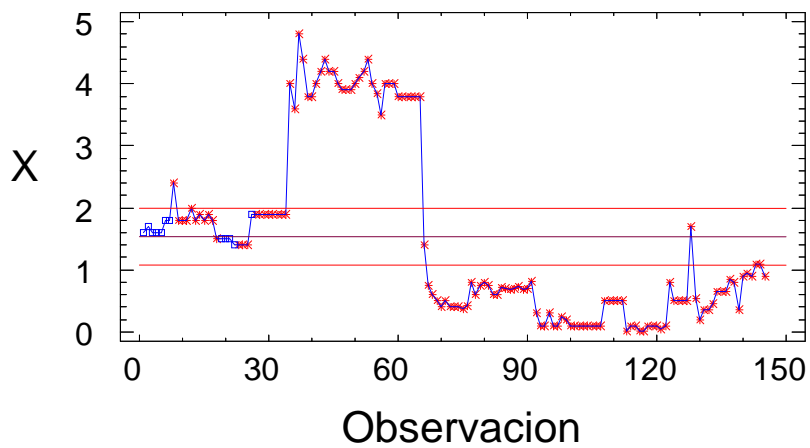


Gráfico X para Pm (Alcalina del Lodo)



UCL= 1.99
CTR = 1.53
LCL = 1.07

Gráfica C.1.13: Rango determinados para Pm

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Grafico X

RS: +3.0 sigma = 12.8956

Línea central = 10.6941

RI: -3.0 sigma = 8.49253

130 fuera de límites

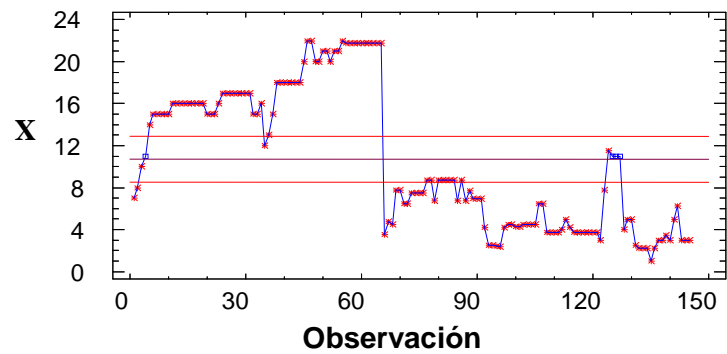
Estimaciones

Media del Proceso = 10.6941

Sigma del Proceso = 0.733846



% Solidos Totales



RS = 12.90
CTR = 10.69
RI = 8.49

Gráfica C1.14: Rango determinados para el % sólidos en el sistema.

Número de observaciones = 145

0 observaciones excluidas

Grafico X

RS: +3.0 sigma = 2.20786

Línea central = 0.914828

RI: -3.0 sigma = -0.378206

1 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 0.914828

Sigma del Proceso = 0.431011

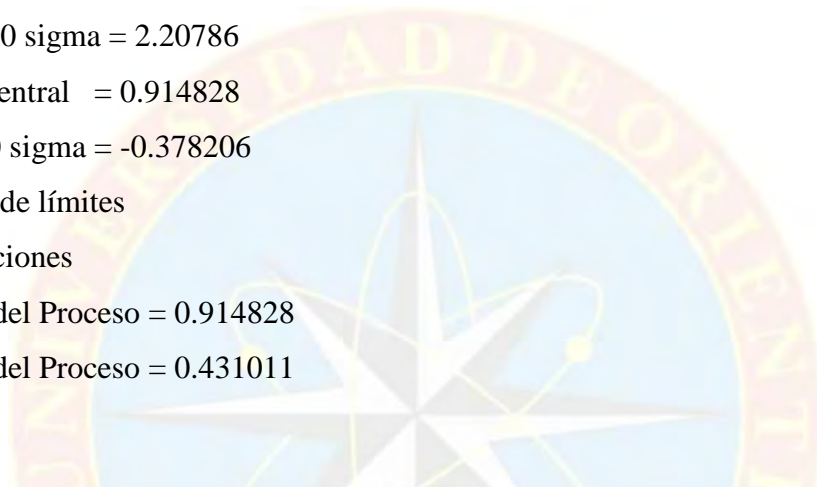
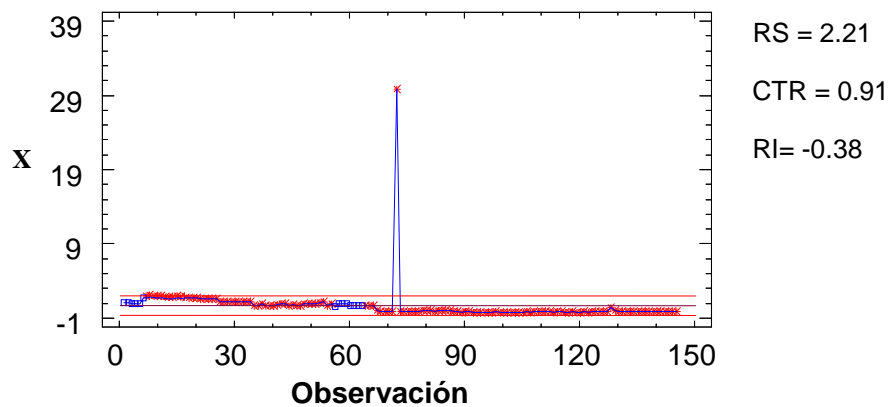


Gráfico PF (alcalinidad del filtrado)



Gráfica C1.15: Rango determinados Pf (alcalinidad del filtrado)

Apéndices C.2: Gráficos de rangos estadísticos para sistemas de fluido base aceite

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 88.7014

Línea central = 76.3942

LCL: -3.0 sigma = 64.087

786 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 76.3942

Sigma del Proceso = 4.1024

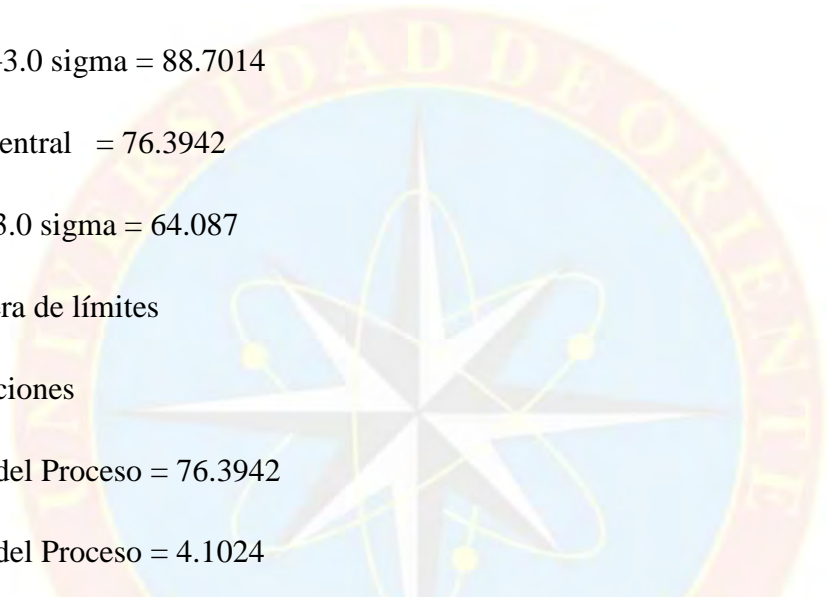
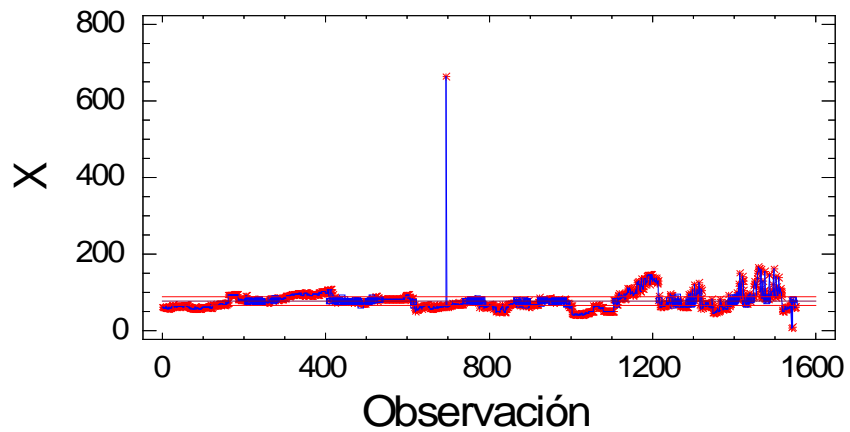


Gráfico X para Viscosidad



UCL = 88.70

CTR = 76.39

LCL = 64.09

Gráfica C.2.1: Rango determinados para La Viscosidade

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 48.5377

Línea central = 43.8916

LCL: -3.0 sigma = 39.2455

1192 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 43.8916

Sigma del Proceso = 1.5487

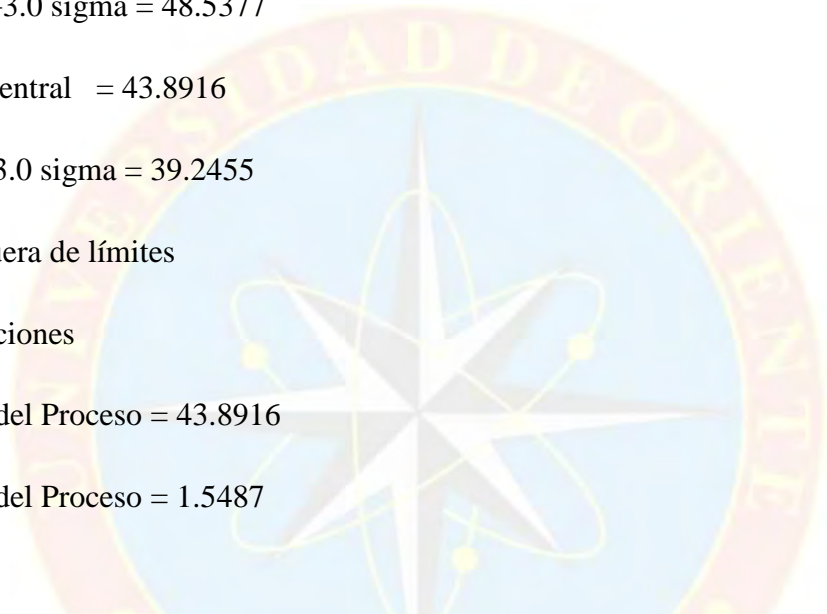
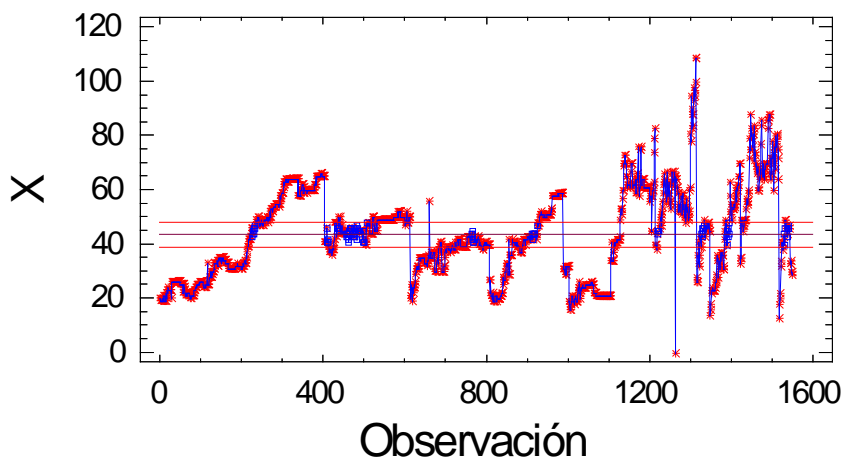


Gráfico X para VP



UCL = 48.54
CTR = 43.89
LCL = 39.25

Gráfica C.2.2: Rango determinados para La Viscosidad Plastica

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 22.9131

Línea central = 20.1419

LCL: -3.0 sigma = 17.3708

1028 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 20.1419

Sigma del Proceso = 0.923726

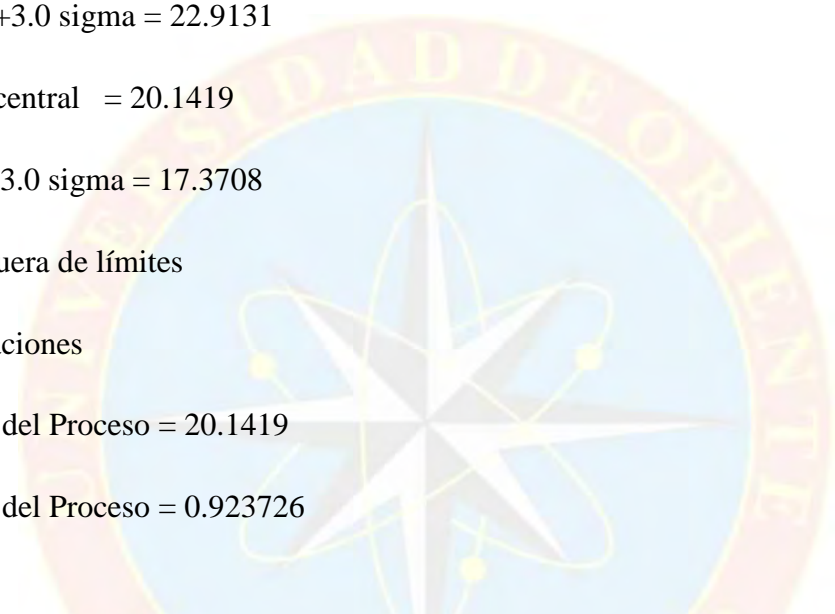
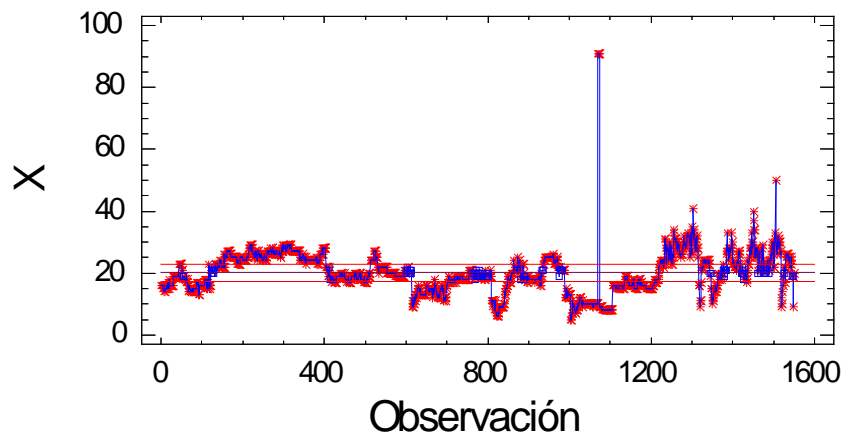


Gráfico X para YP



Gráfica C.2.3: Rango determinados para punto cedente

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 20.1625

Línea central = 16.6135

LCL: -3.0 sigma = 13.0646

1027 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 16.6135

Sigma del Proceso = 1.18299

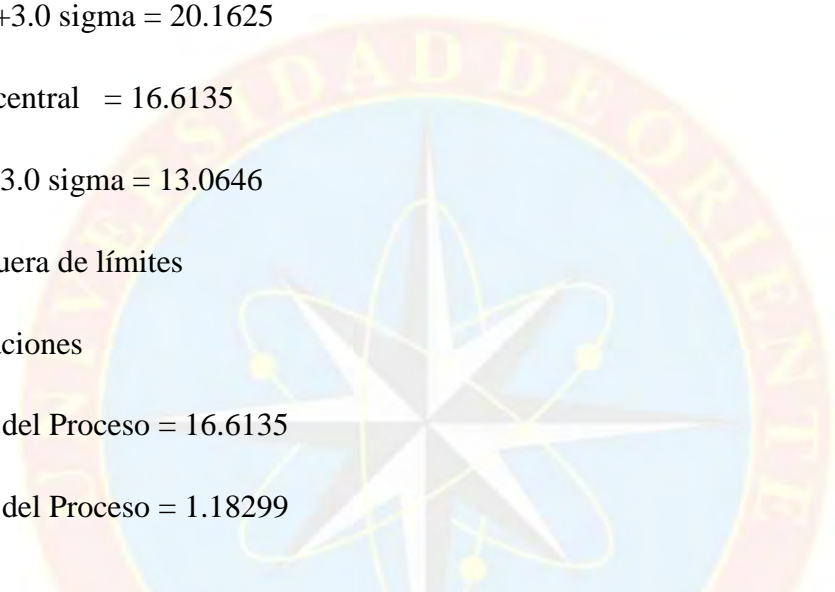
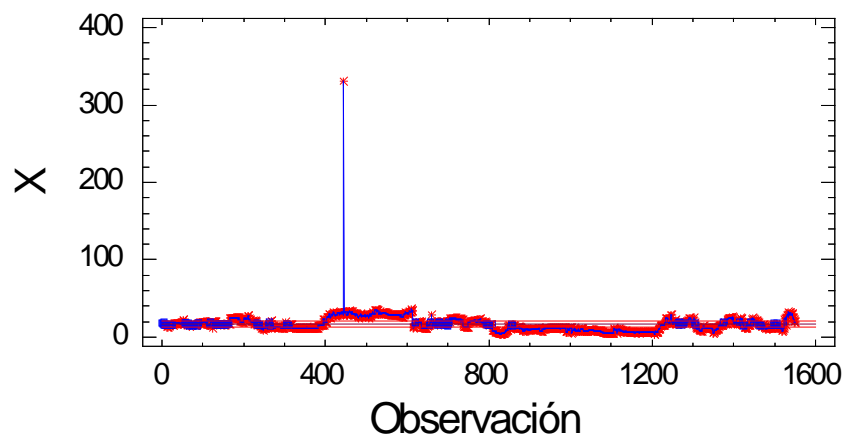


Gráfico X para Gel 10 s



UCL = 20.16

CTR = 16.61

LCL = 13.06

Gráfica C.2.4: Rango determinados para gel 10 s

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 41.2788

Línea central = 36.7219

LCL: -3.0 sigma = 32.1651

1223 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 36.7219

Sigma del Proceso = 1.51894

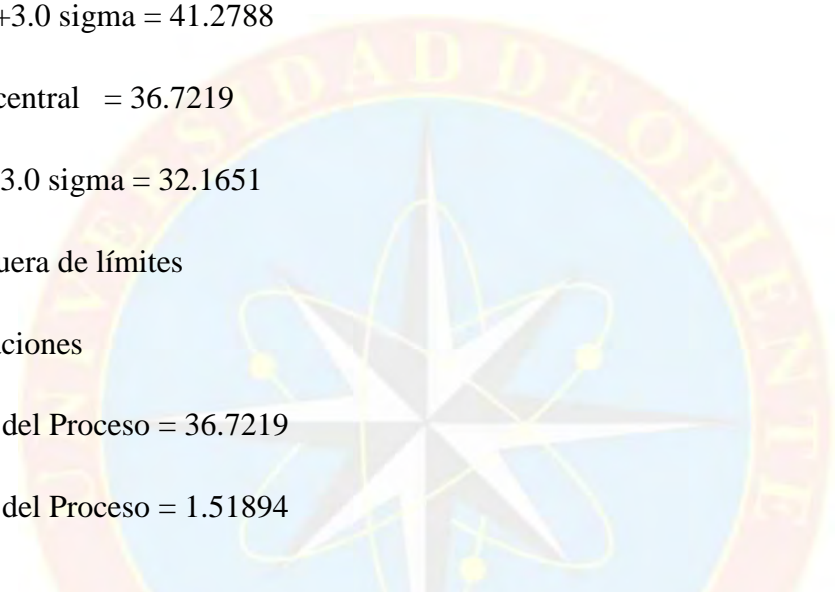
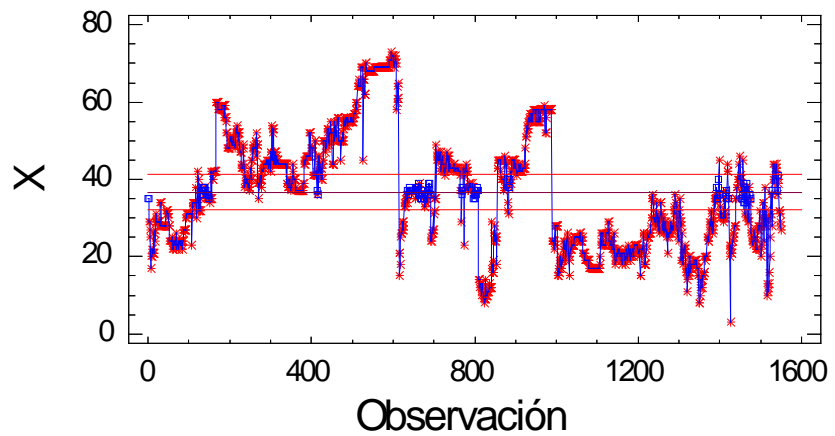


Gráfico X para Gel 10 min



UCL = 41.28

CTR = 36.72

LCL = 32.17

Gráfica C.2.5: Rango determinados para gel 10 min

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 12.5197

Línea central = 10.88

LCL: -3.0 sigma = 9.2403

1045 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 10.88

Sigma del Proceso = 0.546566

MR (2) Medio = 0.616527

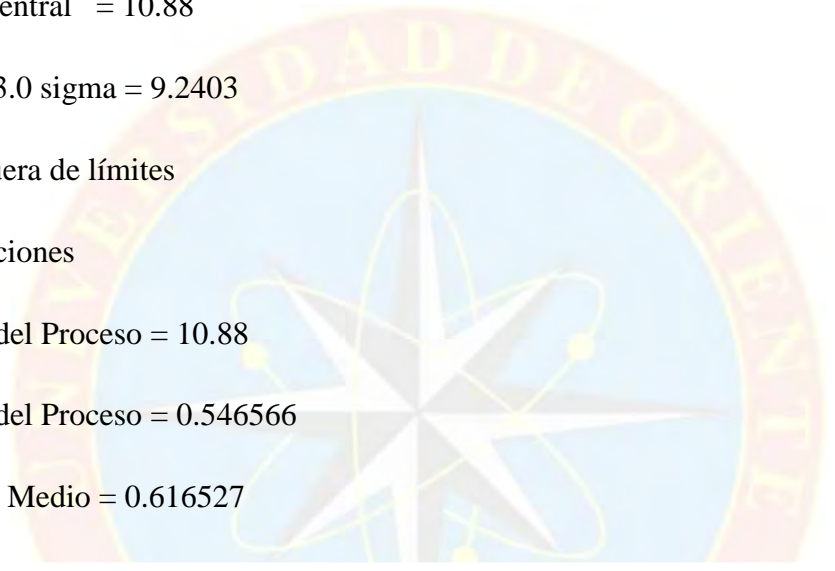
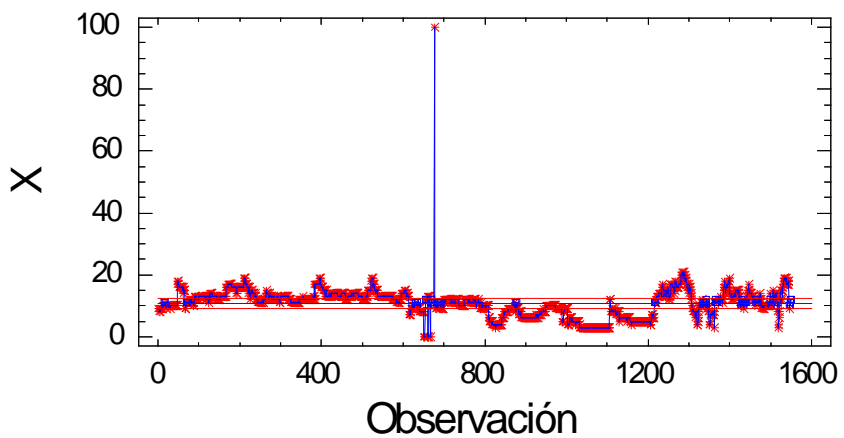


Gráfico X para L3



UCL = 12.52
CTR = 10.88
LCL = 9.24

Gráfica C.2.6: Rango determinados para L3

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 13.1783

Línea central = 11.7155

LCL: -3.0 sigma = 10.2526

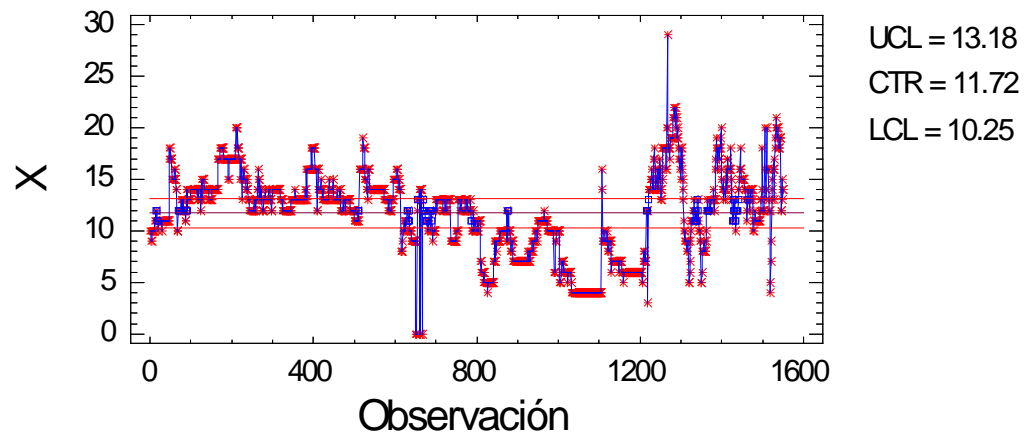
1008 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 11.7155

Sigma del Proceso = 0.487617

Gráfico X para L6



Gráfica C.2.7: Rango determinados para L6

Número de observaciones = 1549

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 62.9772

Línea central = 61.7282

LCL: -3.0 sigma = 60.4792

1419 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 61.7282

Sigma del Proceso = 0.416346

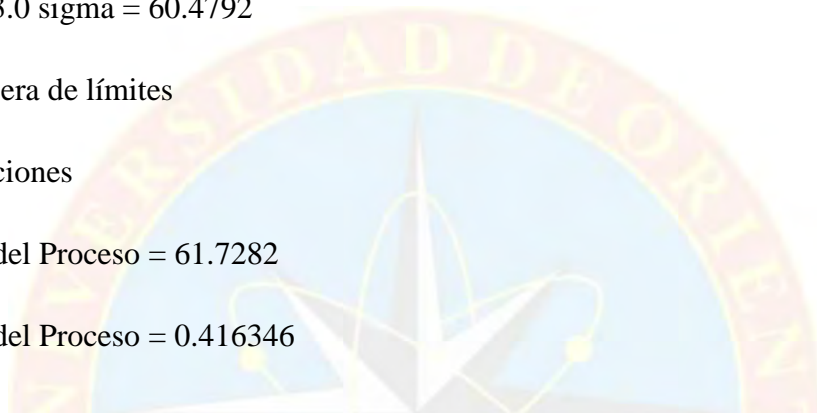
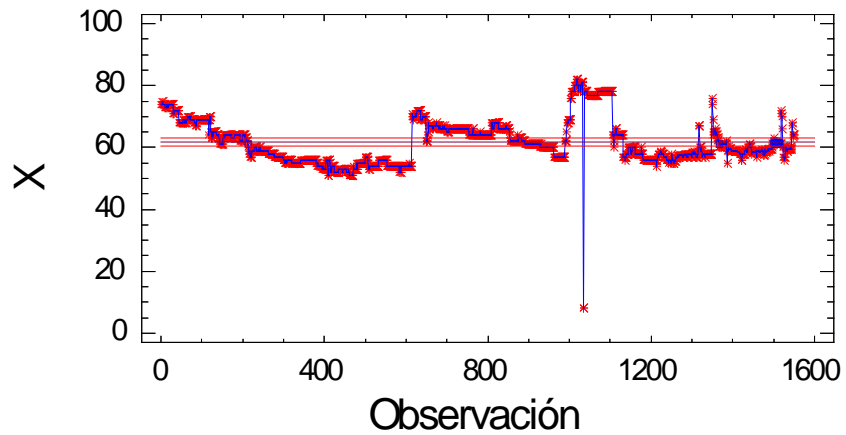


Gráfico X para % Aceite



UCL = 62.98
CTR = 61.73
LCL = 60.48

Gráfica C.2.8: Rango determinados para % aceite

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

UCL: +3.0 sigma = 3.91175

Línea central = 3.44645

LCL: -3.0 sigma = 2.98115

1485 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 3.44645

Sigma del Proceso = 0.155099

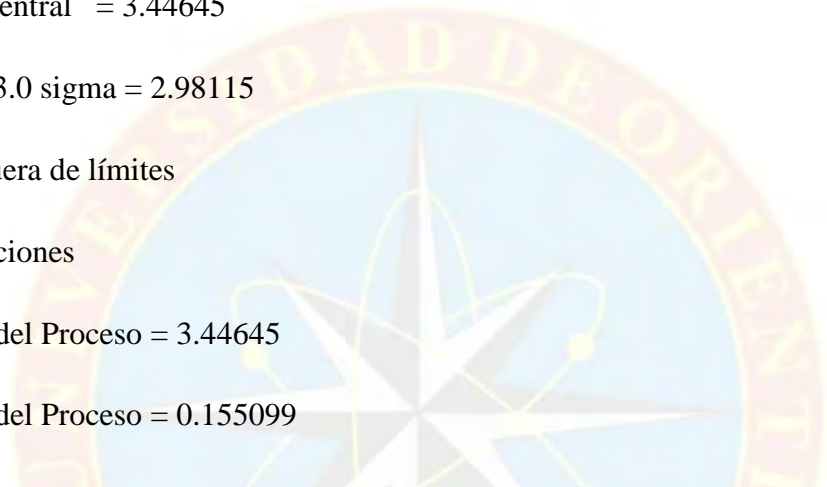
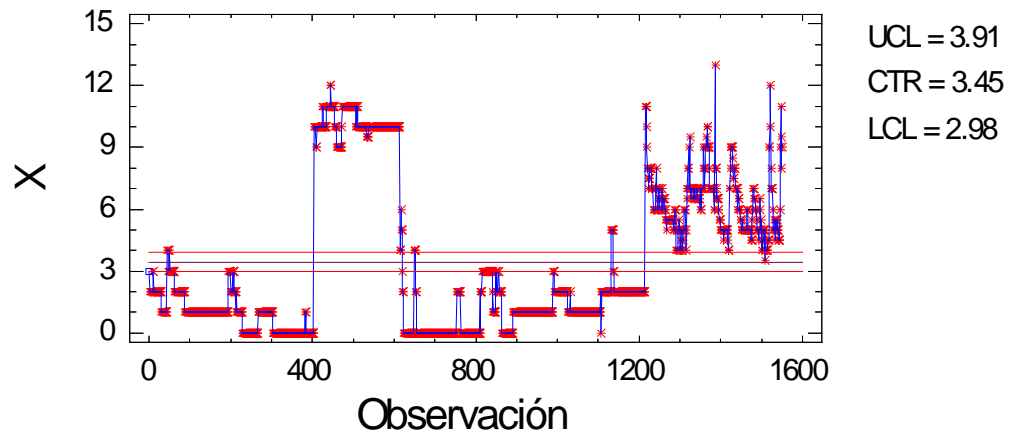


Gráfico X para % Agua



Gráfica C.2.9: Rango determinados para % agua

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

RS: +3.0 sigma = 15.8415

Línea central = 15.6579

RI: -3.0 sigma = 15.4744

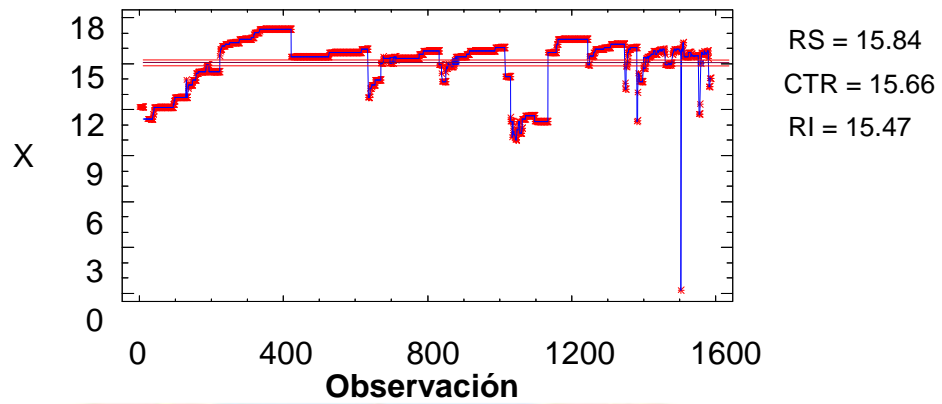
1471 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 15.6579

Sigma del Proceso = 0.0611811

Gráfico para Densidad



Gráfica C 2.10: Rango determinados para La Densidad

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

RS: +3.0 sigma = 6.99297

Línea central = 5.29586

RI: -3.0 sigma = 3.59874

202 fuera de límites

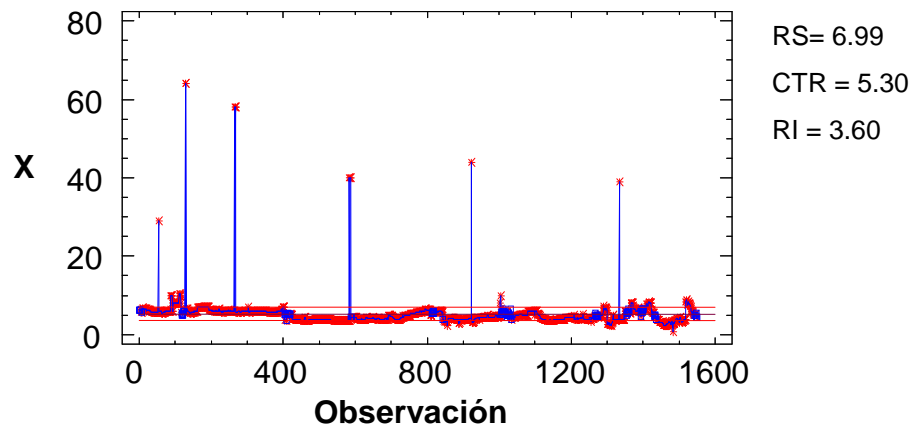
Estimaciones

Media del Proceso = 5.29586

Sigma del Proceso = 0.565705



Gráfico Filtrado HTHP



Gráfica C2.11: Rango determinados para El filtrado HTHP

Número de observaciones = 1550

0 observaciones excluidas

Gráfico X

RS: +3.0 sigma = 27.6262

Línea central = 27.2845

RI: -3.0 sigma = 26.9428

1544 fuera de límites

Estimaciones

Media del Proceso = 27.2845

Sigma del Proceso = 0.113892

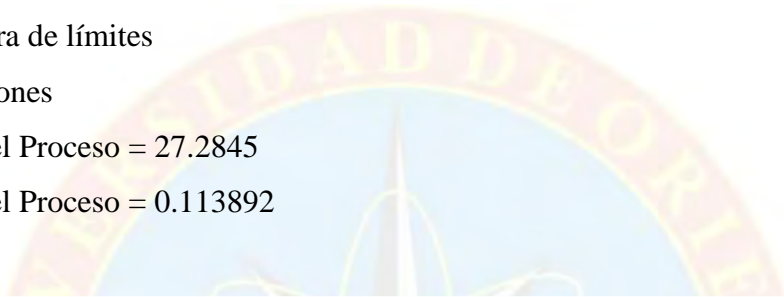
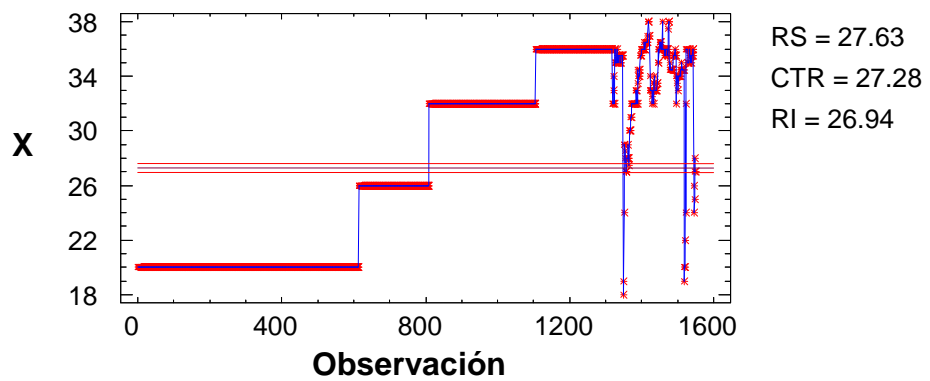


Gráfico % Solidos Totales



Gráfica C2.12: Rango determinados para El % de sólidos totales



APÉNDICE D

PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL DE PRUEBA PPT

Apéndice D.1: procedimiento experimental de prueba PPT

Ensamblaje:

1. Sumergir por 5 minutos los discos de aloxita a utilizar en aceite mineral (Vasa).
2. Calentar la camisa de calentamiento a una temperatura de 300°F.
3. Revisar todos los orings de: pistón, válvulas, celdas, tapas de celdas, cuidando de que estén todos en perfectas condiciones.
4. Colocar el pistón en el interior de la celda de tal forma que quede en el fondo (la parte interior de la celda – abertura de la tapa menos profunda).
5. Llenar la celda de lodo hasta un 90% de la misma por el lado en que la aberturas de las tapas sean mas profunda (cerciorarse de que cabe el disco y la tapa)
6. Poner el disco de cerámica, una vez escurrido, en el tope de la celda.
7. Tapar el tope de la celda con la tapa respectiva.
8. Conectar la celda recolectora de filtrado a la válvula superior, y así mismo el manómetro de alta presión.
9. Revisar si la instalación es segura, chequeando sobre todo los pasadores de seguridad.

Prueba:

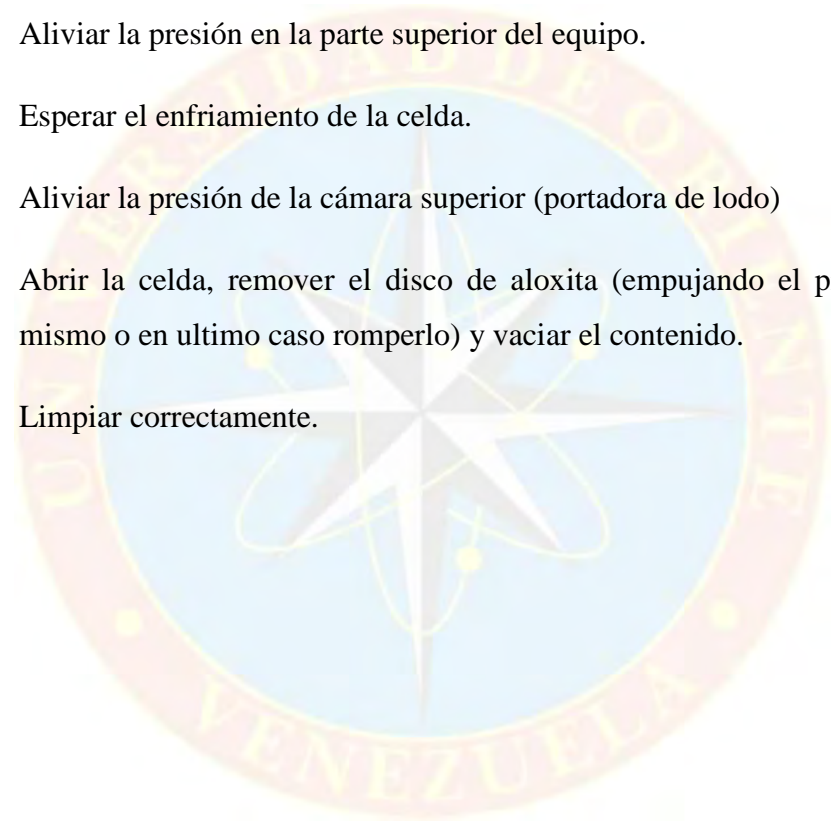
1. Esperar tener la temperatura constante deseada bajo las condiciones de 100 lpc, alimentada por la parte superior del equipo.

2. Una vez presurizado el sistema se debe cerrar la válvula (válvula verde superior) hasta alcanzar la temperatura de prueba (esta temperatura debe ser registrada por el termómetro de la celda)
3. Una vez alcanzada la temperatura abrir la válvula inferior.
4. Empezar a operar la bomba cerciorándose primero que la válvula que alivia la misma está en posición cerrada (esta válvula esta abierta cuando se ve mas extendida, así como se utiliza en esta posición para despresurizar el sistema)
5. Abrir la válvula superior (verde)
6. Chequear si ambas presiones (manómetro de la bomba hidráulica y regulador superior) se mantienen correctamente en las presiones requeridas.
7. Tomar rápidamente el primer filtrado recogido en el primer minuto de la prueba a fin de tener nuestro valor “*spurt loss*” inicial del filtrado, (V_0 ; T_0).
8. Verificar si ambas presiones se mantienen correctamente, de no ser así, hacer los ajustes necesarios. Si la presión aumenta, entonces purgar ligeramente el sistema con la válvula de alivio de la bomba.
9. Estimar el tiempo de prueba 60 min. Durante los cuales se toman muestras de volumen de filtrado cada 10 min. Este volumen debe ser considerado acumulativo, de tal forma que se pueda tabular (V_0, t_0); (V_1, t_1); (V_2, t_2); (V_3, t_3)
10. Graficar resultados obtenidos de volumen vs tiempo.

Desamblaje:

1. Apagar el equipo eléctricamente

2. Abrir completamente la válvula de alivio de la bomba (en sentido contrario a las de las agujas del reloj), de tal forma que el fluido hidráulico regrese al sistema.
3. Desconectar el acople de la bomba.
4. Cerrar la válvula superior.
5. Aliviar la presión en la parte superior del equipo.
6. Esperar el enfriamiento de la celda.
7. Aliviar la presión de la cámara superior (portadora de lodo)
8. Abrir la celda, remover el disco de aloxita (empujando el pistón hacia el mismo o en ultimo caso romperlo) y vaciar el contenido.
9. Limpiar correctamente.





APÉNDICE E

RESULTADOS DE SIMULACIONES DE FRACTURA

Figura E.1: Resultado de simulación de fractura 87 micrones

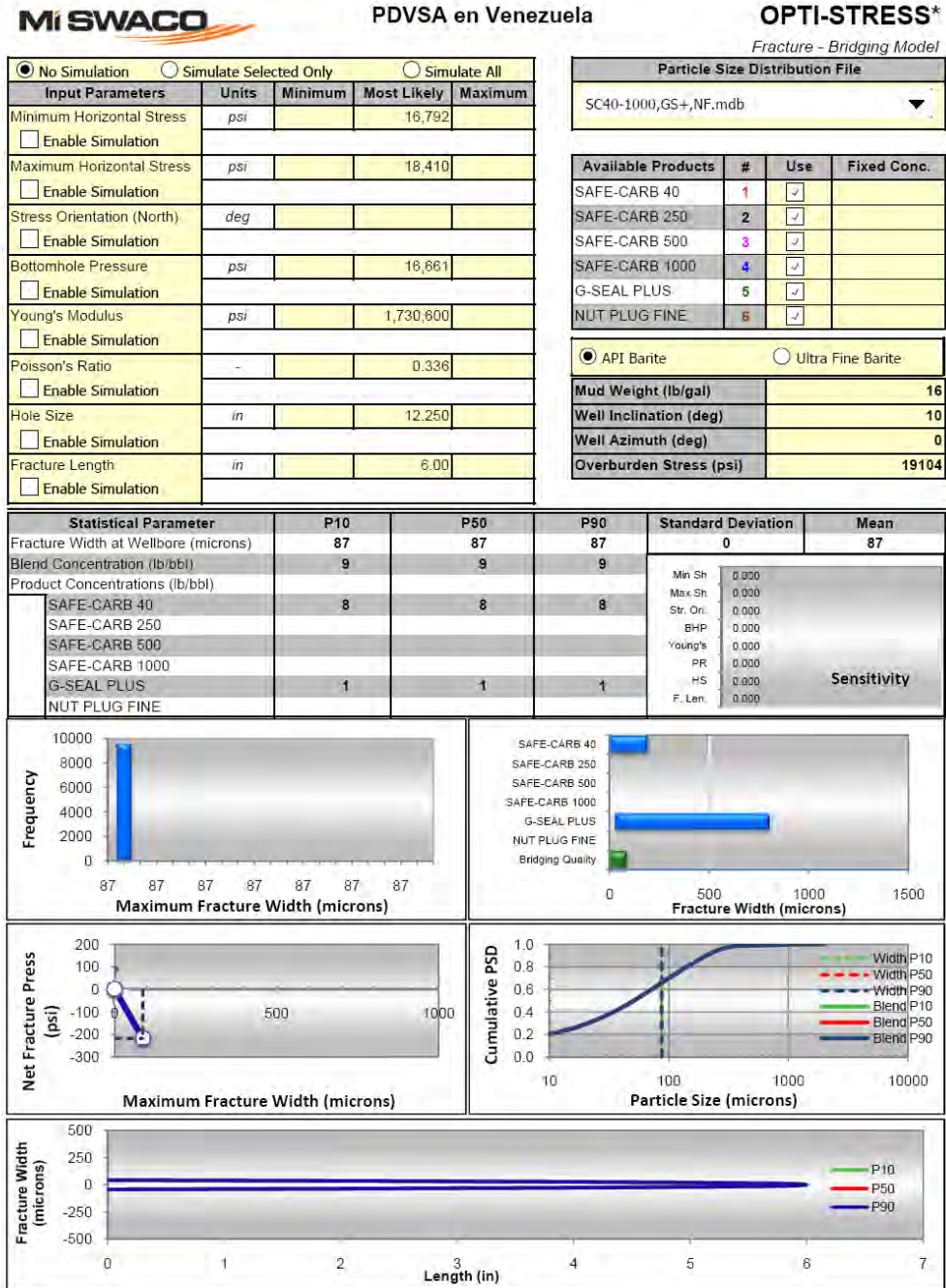
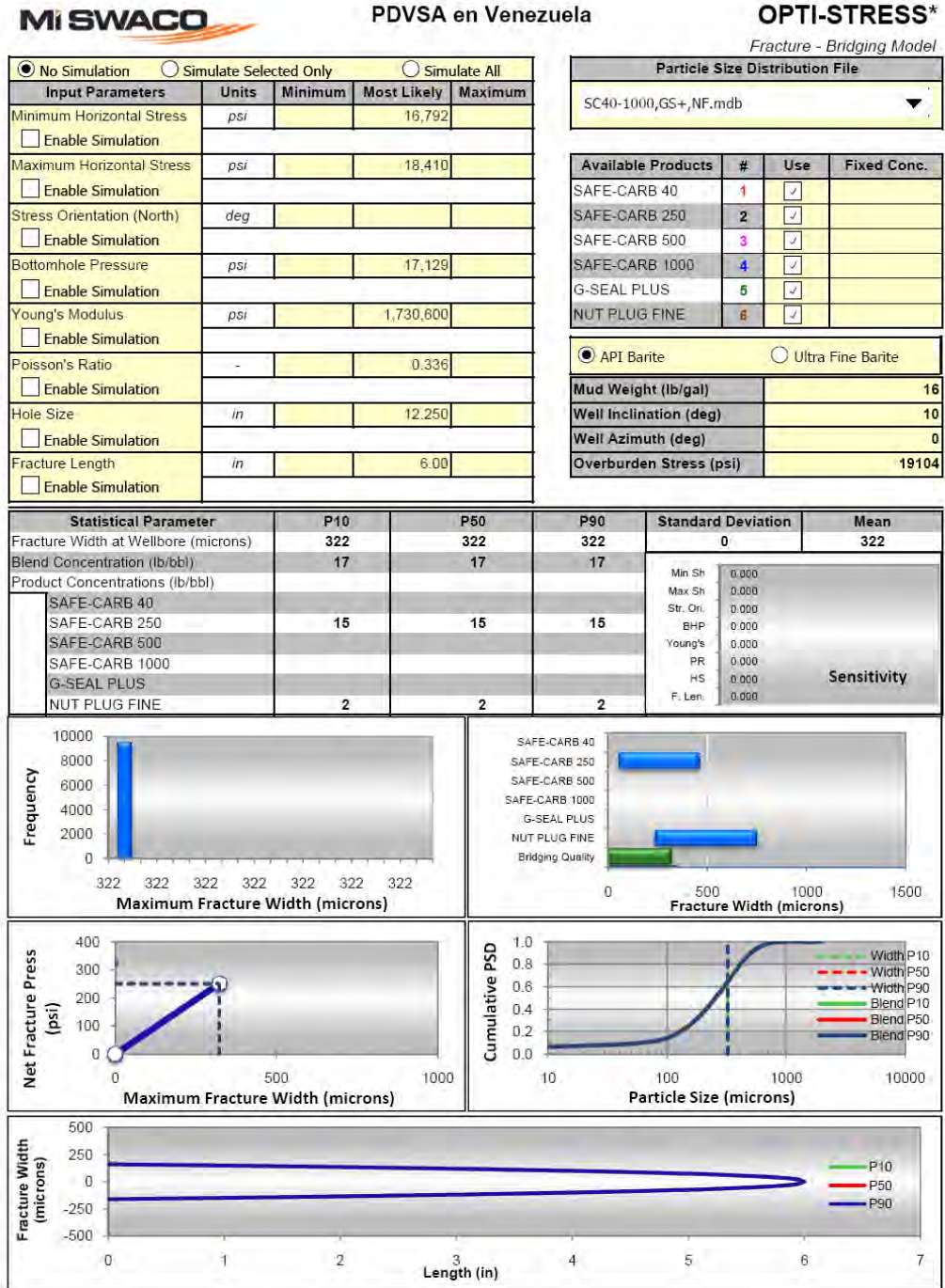


Figura E.2: Resultado de simulación de fractura 322 micrones





HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso

- 1/5

| | |
|------------------|---|
| Título | PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA FORMACION CARAPITA DEL CAMPO JUSEPÍN, ESTADO MONAGAS |
| Subtítulo | |

El título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional

Autor(es)

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | |
|----------------------------|------------------------------|--------------------|
| Márquez Viankheli Sofía | CVLAC | 18272079 |
| | e-mail | khemarqz@gmail.com |
| | e-mail | |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |

Palabras o frases claves

| |
|-----------------------------|
| Propuesta para Mejoramiento |
| Sistemas de fluido |
| Distribución de partículas |
| Eventos operacionales |
| Formación Carapita |
| Determinación de rangos |
| |
| |
| |
| |

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras clave. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso

- 2/5

Líneas y sublíneas de investigación

| Área | Subárea |
|---------------------------------|------------------------|
| Tecnología (Ciencias Aplicadas) | Ingeniería de Petróleo |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

Resumen (abstract)

Motivado por los altos costos que se han generado durante la construcción de los pozos profundos del campo Jusepín, debido a la ocurrencia de eventos operacionales indeseados presentes durante la perforación de la Formación Carapita se realizó un análisis, con el fin de conocer las causas que generaron dichos eventos, también se analizaron estadísticamente las propiedades de los sistemas de fluidos utilizados en la perforación de la Formación Carapita, en pozos del campo anteriormente mencionado utilizando el programa estadístico SPSS. Estas mismas propiedades fueron graficadas individualmente logrando determinar los rangos de aplicabilidad de cada propiedad. Todo esto haciendo uso del programa estadístico conocido como STATGRAPHISCS PLUS 5.1. Finalmente tomando en cuenta las pérdidas de circulación que se han presentado durante la perforación de la Formación Carapita, se buscó determinar por medio de simulaciones con el programa I-BOSS, pertenecientes a la empresa MI-SWACO, el tamaño de micro fracturas que se pueden encontrar e inducir en esta formación, el tratamiento que selle cada una de las micro-fracturas simuladas. La efectividad de cada tratamiento se comprobó por medio de pruebas PPT, realizadas en laboratorio, utilizando discos de aloxita de 90 y 190 micrones, con el fin de simular las micro fracturas y así determinar y recomendar la distribución de partículas perteneciente al fluido con el tratamiento que brindó los resultados mas satisfactorios en las pruebas. Con toda la investigación se puede llegar a la conclusión que una de las causas de mayor peso, relacionada a los eventos es la falta de estudios geomecánico de la formación Carapita, que permita tener mayor conocimiento del tren de presiones de esta formación y así poder establecer los valores de presiones hidrostáticas que deban manejarse en la perforación de esta formación lutítica.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/5

Contribuidores

| Apellidos y Nombres | ROL / Código CVLAC / e-mail | |
|--------------------------|-----------------------------|---|
| Ing. De La Cruz, Carlos | ROL | CA <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU |
| | CVLAC | 12664336 |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| Ing. Rodríguez, Diogenes | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | 4613479 |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| Ing. Otahola, Jesús | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | 8290936 |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| Ing. Luigi, Ceres | ROL | CA <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> JU |
| | CVLAC | 4027480 |
| | e-mail | |
| | e-mail | |

Fecha de discusión y aprobación:

| Año | Mes | Día |
|------|-----|-----|
| 2011 | 03 | 16 |

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/5

| Nombre de Archivo | Tipo MIME |
|-----------------------|-----------------|
| MARQUEZ VIANKHELI.doc | Aplicación Word |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

Espacial : _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado al trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejs: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum en Investigación de Operaciones, Profesor Asociado, Administrativo III, etc.

Nivel Asociado con el Trabajo:

Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Postdoctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o Grado:

Universidad De Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenios, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el Título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 5/5

Derechos:

Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales o industriales.

**Br. Viankheli S.
Márquez
Autor**

**Ing. Carlos De La
Cruz
Tutor**