



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

**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE UN POLÍMERO
REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN LOS POZOS DE CRUDO
ALTAMENTE VISCOSO DEL DISTRITO SAN TOMÉ**

**REALIZADO POR:
ALBERTO JOSÉ ANUEL MARÍN**

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad para obtener el título
de INGENIERO DE PETRÓLEO.**

MATURÍN, ENERO 2013



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

**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE UN POLÍMERO
REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN LOS POZOS DE CRUDO
ALTAMENTE VISCOSO DEL DISTRITO SAN TOMÉ**

**REALIZADO POR:
ALBERTO JOSÉ ANUEL MARÍN
C.I:18.651.797**

REVISADO POR:

ING. TOMÁS MARÍN

Asesor Académico

ING. ISMAEL RAMÍREZ

Asesor Industrial

MATURÍN, ENERO 2013



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

**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE UN POLÍMERO
REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN LOS POZOS DE CRUDO
ALTAMENTE VISCOSO DEL DISTRITO SAN TOMÉ**

**REALIZADO POR:
ALBERTO JOSÉ ANUEL MARÍN
C.I:18.651.797**

APROBADO POR:



ING. TOMÁS MARÍN
Asesor-Académico



ING. ROXANA RUJANO
Jurado Principal



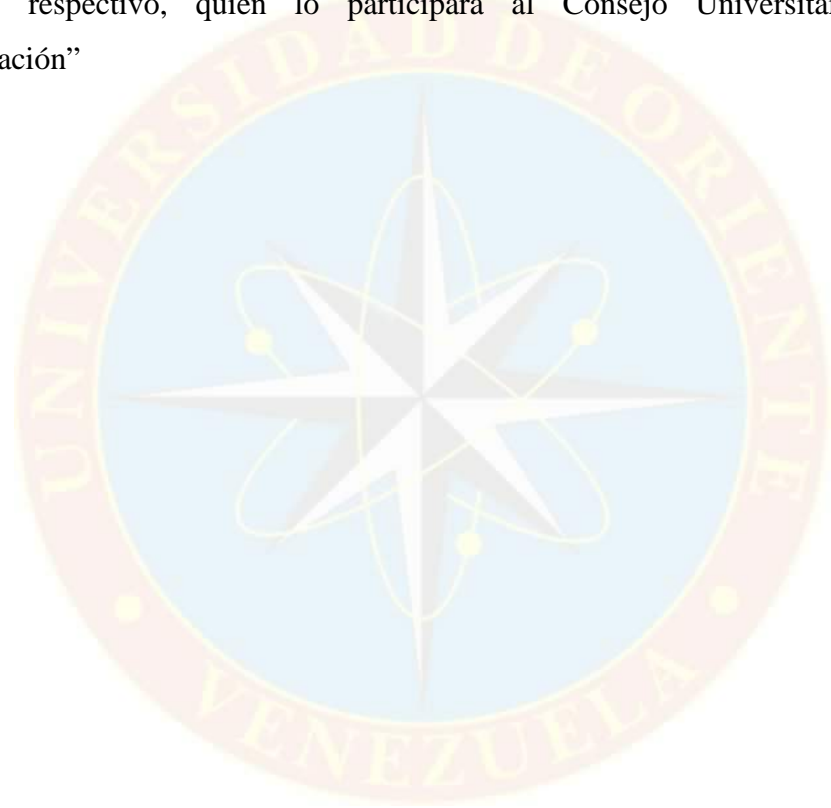
ING. DANIEL TABERNERO
Jurado Principal

MATURÍN, ENERO 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario, para su autorización”



DEDICATORIA

Le dedico este gran logro a Dios todo poderoso y a mis padres Marcos y Josefa por estar siempre a mi lado y apoyarme en cada uno de las metas propuestas.

Alberto J. Anuel M.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco antes que nada a Dios, por estar conmigo en cada paso, además de fortalecer e iluminar mi mente cada día y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante toda mi vida.

A mis padres por haberme dado la vida, su apoyo y toda la confianza que día tras día se fortalece más, teniendo un solo objetivo, la superación. Gracias.

A mis hermanos, Marcos y Yenny por guiarme siempre y darme sus buenos ejemplos.

A mis primos, que más que mis primos son dos hermanos más, Jhonatan y Jhoan por estar siempre juntos.

A todas mis amigas y amigos con los que he compartido tantos momentos buenos dentro de la universidad y también fuera de ella.

A mi novia, por todo su colaboración y brindarme todo su amor durante todo este tiempo. Te Amo.

Finalmente agradezco a mis maestros y a todas aquellas personas que agregaron su granito de arena e hicieron posible la culminación de este gran reto.

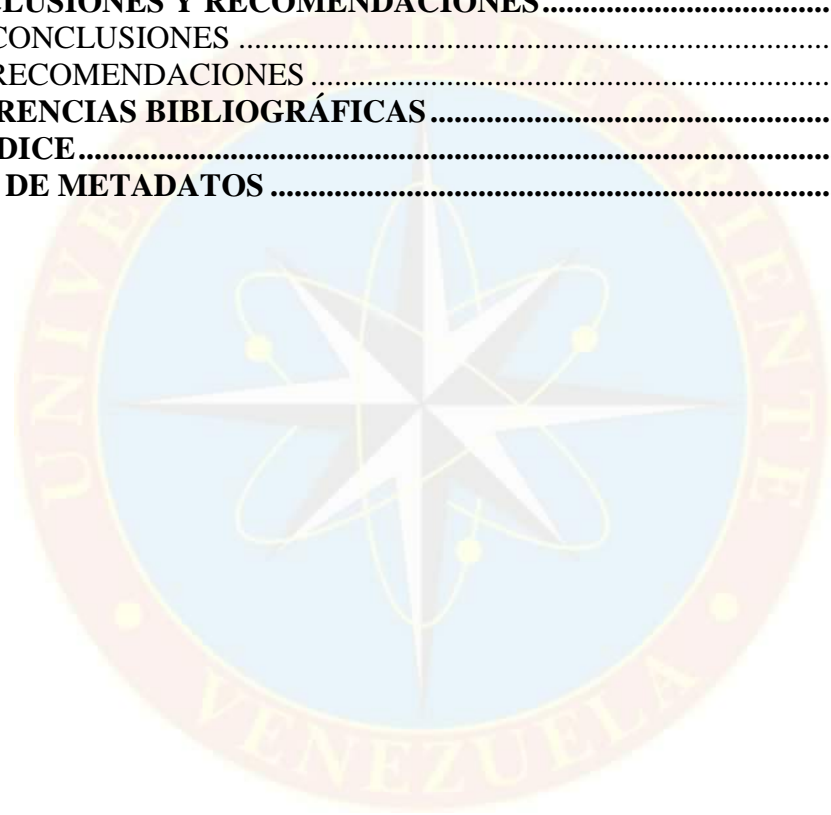
Alberto J, Anuel M.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	vii
LISTAS DE FIGURAS	x
LISTAS DE GRÁFICOS	xi
LISTAS DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación del área de estudio.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	7
2.3.1 El petróleo crudo.....	7
2.3.2 Clasificación del Petróleo.....	7
2.3.3 Crudo pesado y extrapesado.....	8
2.3.4 Bombeo de Cavidades Progresivas.....	8
2.3.4.1 Equipos de subsuelo.....	9
2.3.4.1 Equipos de Superficie.....	9
2.3.4.2 Principio de Funcionamiento de la Bomba.....	10
2.3.4.3 Principales Componentes del BCP.....	10
2.3.4.4 Tipos de Bombas.....	11
2.3.4.5 Ventajas del Bombeo de Cavidades Progresivas.....	12
2.3.4.6 Desventajas del bombeo de cavidad progresiva.....	12
2.3.5 Tecnología Proflux.....	13
2.3.6 Tipos de aplicaciones de la Tecnología Proflux.....	13
2.3.6.1 Wellflux.....	14
2.3.6.2 Transflux.....	14
2.3.6.3 Terraflux.....	15
2.3.6.4 Clasificación de los pozos petroleros según su categoría.....	15

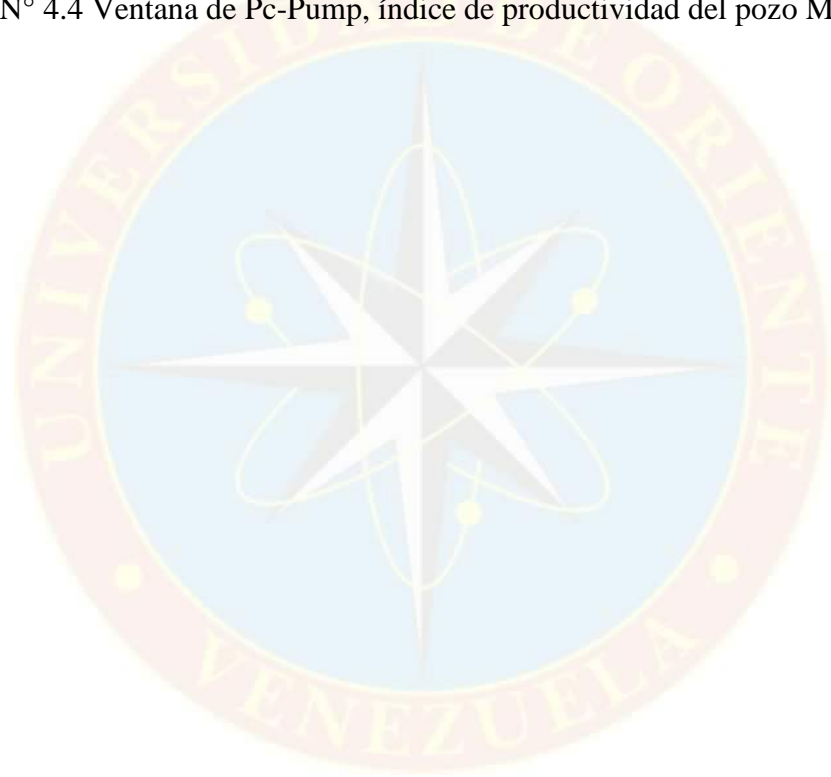
2.4 TÉRMINOS BÁSICOS.....	15
CAPÍTULO III.....	17
MARCO METODOLÓGICO	17
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	17
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	17
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	17
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	18
3.4.1 Selección de los pozos candidatos para la aplicación del reductor de viscosidad en el Distrito San Tomé.....	18
3.4.2 Análisis del efecto que produce la inyección de Wellflux en los crudos altamente viscosos del Distrito San Tomé, a través de pruebas de laboratorio...	21
3.4.3 Simulación del comportamiento de producción con la inyección de Wellflux a través de la herramienta Pc-Pump	23
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	23
3.5.1 Técnicas	23
3.5.2 Instrumentos	24
3.5.2.1 Computadora.....	24
3.5.2.2 Centinela 2000	24
3.5.2.3 Pc-Pump.....	24
3.5.2.5 Equipos de laboratorio	25
3.6 RECURSOS	26
3.6.1 Humanos.....	26
3.6.2 Materiales	26
3.6.3 Financieros	26
CAPÍTULO IV	27
ANÁLISIS DE RESULTADOS	27
4.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN EL DISTRITO SAN TOMÉ	27
4.1.1 Método de levantamiento artificial: bombeo de cavidades progresivas (BCP).....	28
4.1.2 Viscosidad (μ): >1.000 cP a condiciones de yacimiento.....	30
4.1.3 Corte de Agua (%AyS): <40%	32
4.1.4 Condiciones de bombeo: Eficiencia de la bomba (EF)>0,65 y velocidad de bombeo <40% de la velocidad máxima tolerable.....	33
4.1.5 Presión en la entrada de la bomba: >400 lpc	35
4.2 ANÁLISIS DEL EFECTO QUE PRODUCE LA INYECCIÓN DE WELLFLUX EN LOS CRUDOS ALTAMENTE VISCOSOS DEL DISTRITO SAN TOMÉ, A TRAVÉS DE PRUEBAS DE LABORATORIO.....	38
4.2.1 Determinación la gravedad API de cada muestra.....	38
4.2.2 Determinación del contenido de agua y sedimentos de las muestras	39
4.2.3 Determinación del contenido de agua emulsionada	40
4.2.4 Determinación de la viscosidad dinámica Brookfield.....	41
4.2.5 Separación de la solución acuosa Wellflux	47

4.2.6 Determinación del perfil de temperatura.....	49
4.3 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN CON LA INYECCIÓN DE WELLFLUX A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA PC-PUMP	52
4.3.1 Simulación para el pozo MFD-66	53
4.3.2 Simulación para el pozo MFD-74	54
4.3.3 Simulación para el pozo MFB-862.....	56
4.3.4 Simulación para el pozo MFB-864.....	58
CAPÍTULO V.....	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	62
5.1 CONCLUSIONES	62
5.2 RECOMENDACIONES	62
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
APÉNDICE.....	65
HOJA DE METADATOS	126



LISTAS DE FIGURAS

Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé	6
Figura N° 2.2 Diferentes aplicaciones de la Tecnología Proflux.....	13
Figura N° 3.1 Aplicación funcional Centinela 2000.....	19
Figura N° 3.2 Total Well Management. ECHOMETER	21
Figura N° 4.1 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFD-66.....	54
Figura N° 4.2 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFD-74.....	55
Figura N° 4.3 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFB-862.....	58
Figura N° 4.4 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFB-864.....	60

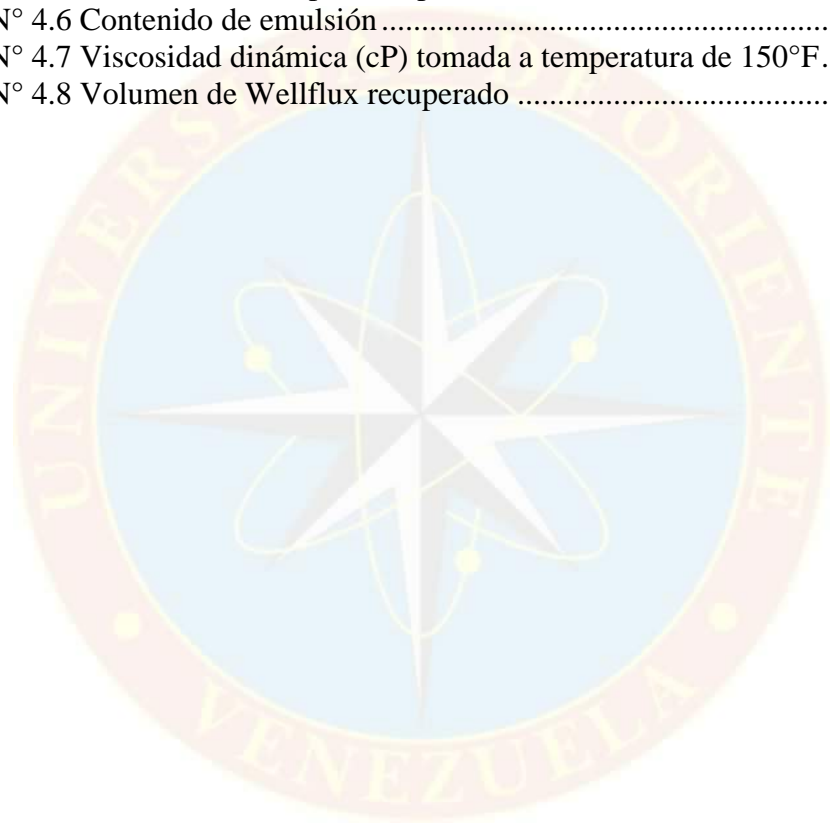


LISTAS DE GRÁFICOS

Gráfico N° 4.1 Distribución de los pozos por categoría	29
Gráfico N° 4.2 Distribución de frecuencia del % AyS	33
Gráfico N° 4.3 Resultados. Método del hidrómetro (° API).....	38
Gráfico N° 4.4 Resultados. Método de la centrífuga (%AyS).....	39
Gráfico N° 4.5 Perfil reológico pozo MFD-66 @ Temp: 150°F	43
Gráfico N° 4.6 Perfil reológico sin el blanco pozo MFD-66 @ Temp: 150°F	44
Gráfico N° 4.7 Perfil reológico pozo MFD-74 @ Temp: 150°F	44
Gráfico N° 4.8 Perfil reológico pozo MFB-862 @ Temp: 150°F.....	45
Gráfico N° 4.9 Perfil reológico pozo MFB-864 @ Temp: 150°F.....	46
Gráfico N° 4.10 Wellflux recuperado	48
Gráfico N° 4.11 Perfil de temperatura del crudo blanco @ Tasa de corte: 100 rpm ..	49
Gráfico N° 4.12 Perfil de temperatura de las mezclas @ Tasa de corte: 100 rpm.....	50
Gráfico N° 4.13 Perfil de temperatura de las muestras @ Tasa de corte: 100 rpm	52
Gráfico N° 4.14 Resultados de la simulación al pozo MFD-66.....	53
Gráfico N° 4.15 Resultados de la simulación al pozo MFD-74.....	55
Gráfico N° 4.16 Resultados de la simulación al pozo MFB-862, bomba actual	56
Gráfico N° 4.17 Resultados de la simulación al pozo MFB-862, con bomba recomendada	57
Gráfico N° 4.18 Resultados de la simulación al pozo MFB-864.....	59
Gráfico N° 4.19 Resultados de la simulación al pozo MFB-864, con bomba recomendada	60

LISTAS DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Clasificación del crudo según su densidad y gravedad API.....	8
Tabla N° 4.1 Pozos completados con BCP por categorías	29
Tabla N° 4.2 Viscosidades originales en el Distrito San Tomé	31
Tabla N° 4.3 Yacimientos de crudo altamente viscoso seleccionados	32
Tabla N° 4.4 Selección de pozos de acuerdo a la EF de la BCP	34
Tabla N° 4.5 Pozos candidatos para la aplicación de Wellflux	37
Tabla N° 4.6 Contenido de emulsión	40
Tabla N° 4.7 Viscosidad dinámica (cP) tomada a temperatura de 150°F.....	41
Tabla N° 4.8 Volumen de Wellflux recuperado	47





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

**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE UN POLÍMERO REDUCTOR DE
VISCOSIDAD EN LOS POZOS DE CRUDO ALTAMENTE VISCOSO DEL
DISTRITO SAN TOMÉ**

Autor:

Alberto José, Anuel Marín

C.I: 18.651.797

Enero 2013

Asesores:

Académico: Ing. Tomás Marín

Industrial: Ing. Ismael Ramírez

RESUMEN

Este trabajo consistió en el estudio del reductor de viscosidad Wellflux para determinar la aplicación del mismo en pozos de crudo altamente viscoso (viscosidad mayor a 1.000 cP a condiciones de yacimiento) del Distrito San Tomé, considerando el corte de agua, condiciones operacionales referentes al método de levantamiento (bombeo de cavidades progresivas) y parámetros de producción. Se seleccionaron 21 pozos candidatos de los cuales se escogieron 4, ubicados en los campos Dobokubi y Bare y se les realizaron pruebas para determinar el contenido de agua y sedimentos, gravedad API, viscosidad original y después de ser mezclado con el reductor de viscosidad para establecer el efecto del producto, el cual alcanzó una reducción de más del 90% de la viscosidad inicial. Mediante el simulador Pc-Pump se logró predecir el comportamiento de producción con la inyección de Wellflux asumiendo un incremento del potencial en 50% y manteniendo una dosificación de 20% del polímero, logrando reducir o mantener los valores del torque en el sistema de levantamiento mientras se incrementaban la velocidad en las bombas.

INTRODUCCIÓN

El Distrito San Tomé maneja un crudo pesado en su mayoría entre 8 y 12° API y una viscosidad entre 100 y 7.000 cP a condiciones de yacimiento, lo cual resulta un crudo con muy poca movilidad para su producción y transporte. Para lograr la producción de estos crudos pesados, es necesaria la aplicación de métodos de recuperación que ayuden a movilizar el crudo hasta la superficie. La inyección de diluyente en el fondo del pozo es la técnica más comúnmente utilizada, debido a que arroja buenos resultados en cuanto a reducción de viscosidad del crudo y aumento significativo en la tasa de producción, pero, la inyección del crudo mediano y liviano en las formaciones de crudos viscosos resta un importante ingreso para los activos de la empresa (PDVSA) debido a que es producido en conjunto con el crudo viscoso formando una segregación determinada (crudo Merey).

Proflux es un sistema integrado que se aplica en diversos puntos de acceso como en el espacio anular del pozo, yacimiento, líneas de flujo y oleoductos pudiéndose reciclar y reutilizar. Está basado en una serie de polímeros que mezclados con agua de formación forma una dispersión que encapsula el petróleo viscoso permitiendo un desplazamiento más efectivo hacia la superficie, creando un aumento en la producción, mientras se reduce el torque en las bombas de cavidad progresiva, lo que permite que se produzca y se transporte el petróleo pesado y extrapesado como si fuera petróleo ligero convencional sin alterar la composición original del mismo. Para evitar el uso de diluentes en el Distrito San Tomé se planteó evaluar la aplicación de la Tecnología Proflux, a través de análisis de viscosidades de los crudos viscosos mezclados con la solución acuosa Wellflux, y de esta forma predecir por medio del simulador PC-PUMP los valores de producción y el efecto generado en el torque del sistema de levantamiento.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Distrito San Tomé comprende la mayor parte del sur de los estados Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta las áreas de Casma – Soledad en el estado Monagas, posee un área aproximada de 24.000 km² y administra el 60% de la Faja Petrolífera del Orinoco en el cual maneja un crudo pesado en su mayoría entre 8 y 12° API y una viscosidad entre 100 y 7.000 cP a condiciones de yacimiento. Estos altos valores de viscosidad del crudo generan una baja movilidad y reducción de la vida útil de los métodos de levantamiento artificial debido a la fricción y el alto torque que se originan durante las actividades de producción.

La inyección de diluyente a fondo de pozo es una técnica que arroja buenos resultados en cuanto a reducción de viscosidad del crudo, tomando en cuenta el bombeo mecánico como método de levantamiento artificial. La problemática de esta técnica se presenta durante el uso de Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) para levantar el crudo, debido a que uno de sus componentes operativos, el estator elastomérico, se ve afectado por los fluidos livianos con alto contenido de compuestos aromáticos presentes en el diluyente.

Por tal motivo, surge la necesidad de estudiar la aplicabilidad en el Distrito San Tomé de un polímero reductor de viscosidad (Wellflux) que permita aumentar la movilidad del crudo, reducir el torque en los equipos de levantamiento artificial e incrementar la tasa de producción actual en los yacimientos de crudo altamente viscoso (viscosidad mayor a 1.000 cP a condiciones de yacimiento) del distrito y de esta forma obtener un mejor aprovechamiento de las reservas de crudo pesado y del crudo liviano producido en las áreas tradicionales.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Analizar la aplicación de la tecnología Wellflux, como reductor de viscosidad en pozos de crudo altamente viscoso del Distrito San Tomé.

1.2.2 Objetivos específicos

- ◆ Seleccionar los pozos candidatos para la aplicación del reductor de viscosidad en el Distrito San Tomé.
- ◆ Analizar el efecto que produce la inyección de Wellflux en los crudos altamente viscosos del Distrito San Tomé, a través de pruebas de laboratorio.
- ◆ Simular el comportamiento de producción con la inyección de Wellflux a través de la herramienta PC-Pump.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La producción de crudos altamente viscosos en el Distrito San Tomé está estrechamente ligada a la inyección de diluyente, en el cual se mezclan crudos livianos o derivados, con el crudo pesado y extrapesado, resultando así un crudo más fácil de transportar y con un mayor precio para la venta, pero esta dilución necesaria lleva a la derivación de una parte del crudo liviano producido en las áreas tradicionales, que podría representar un gran aporte económico a la empresa si se comercializara en lugar de ser reinyectado como diluyente. Es por esto que surge la iniciativa del estudio para la aplicación de un polímero, que diluido en una solución acuosa e inyectado en el fondo del pozo y/o directamente en el yacimiento pueda reducir la viscosidad del crudo, facilitando así su extracción y posterior traslado para la venta, mientras que se reduce la fricción entre el crudo y los equipos de levantamiento, disminuyendo de

esta manera el torque e incrementando la vida útil de los equipos BCP, lo que se traduciría en un aumento de la producción, mayor aprovechamiento de las reservas de crudos pesados y una mayor rentabilidad del negocio.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

López, Y (2011). En su Trabajo Especial de Grado titulado “Evaluación de un Químico Mejorador de Flujo para su Aplicación en Fondo, a Pozos Completados con BCP de la Unidad de Producción Extrapesado del Distrito San Tomé”, analizó las características de estabilidad de asfáltenos y la eficiencia de mezcla entre el crudo, los fluidos vehículo y el mejorador de flujo; así como también caracterizó por medio de análisis de pruebas de laboratorio la composición de los solventes (diesel liviano, diesel mediano, diluyente) y su compatibilidad con el elastómero de alto nitrilo. Se enfocó más directamente en el efecto del mejorador de flujo en los diferentes elastómeros y la reducción de viscosidad del crudo. Se determinó que el solvente con el menor porcentaje de aromáticos fue el diesel mediano con un 34.3% y se logró reducir la viscosidad del crudo de más de 200.000 cP a 228,6 cP a una temperatura de 80 °F, al realizar una mezcla de 60% crudo y 40% diesel.

Landaeta y Amaya (2006). En su informe Técnico titulado “Aplicación de Reductores de Viscosidad” presentado en la I Jornada Técnico Operacionales de Exploración y Producción, en el cual mostraron los resultados de la aplicación en el Distrito San Tomé de un reductor de viscosidad basado en una mezcla de dispersante de asfaltenos y un desmulsificante de acción rápida, que al ser aplicado bajo condiciones favorables de contenido de agua y en presencia de una emulsión fuerte permite una reducción importante de la viscosidad del crudo, así como también demostraron la aplicabilidad del producto como una alternativa eficiente en el transporte de petróleo viscoso a través de las líneas de flujo sin la necesidad de realizar inyección de diluyente; analizaron además la propuesta económica de un

proyecto para la aplicación del reductor de viscosidad en la estación BARED-10.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del área de estudio

El Distrito San Tomé comprende la mayor parte del sur de los estados Anzoátegui y Guarico y se extiende hasta las áreas de Casma – Soledad en el estado Monagas, con un área aproximada de 24.000 km² está ubicado específicamente en el centro de la mesa guanipa administrando el 60% de la Faja Petrolífera del Orinoco. Está subdividido en cinco unidades de producción, a saber: Liviano, Mediano, Dación, Pesado y Extrapesado.

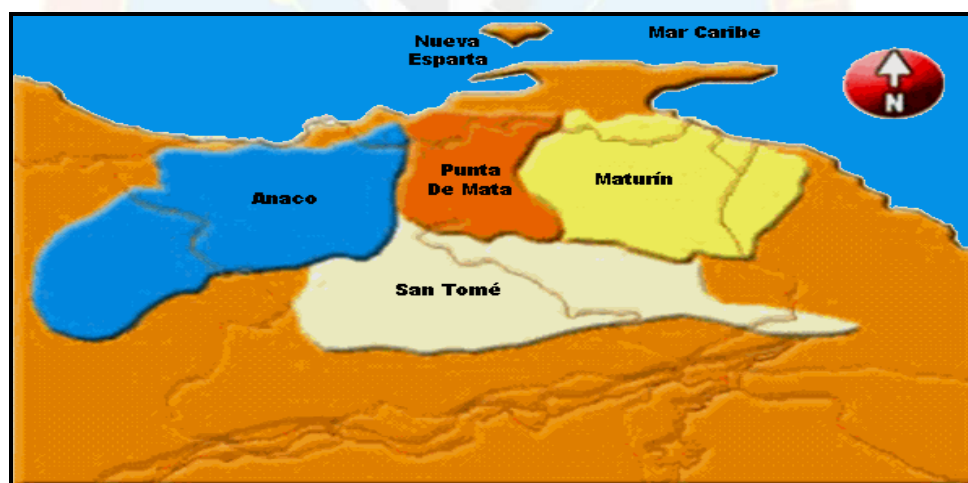


Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé

Fuente: Distrito San Tomé (Márquez 2006)

Este distrito es un área extensa que se caracteriza por tener pozos medianamente profundos de hasta 14.000 pies en el área tradicional y pozos someros hasta 2.500 pies, en el área de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las propiedades

petrofísicas de la región son: porosidad aproximada de 30%, saturación de agua 15%, permeabilidad 2.000 mD, arcillosidad de 15%, gravedad API de 12 y una viscosidad de 7.000 cP a condiciones normales de yacimiento.

Una gran parte de las reservas de crudo del Distrito San Tomé se encuentra en lo que se conoce como las áreas tradicionales de crudos pesados y extrapesados y comprenden los campos Melones, Meroy, Miga, Oca, Oleos, Lejos, Oveja, Dobokubi, Yopales, Bare, Arecuna, y Cariña. (Márquez, 2006).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 El petróleo crudo

Es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, unos compuestos denominados hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Su origen es de tipo orgánico y sedimentario. Se formó como resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, que, debido a la presión y las altas temperaturas, se fueron descomponiendo las materias orgánicas que estaban formadas especialmente por fitoplancton y el zooplancton marinos, así como por materia vegetal y animal, que se depositaron posteriormente en el pasado en lechos de los grandes lagos, mares y océanos. A esto se unieron rocas y mantos de sedimentos que a través del tiempo se transformaron en petróleo y gas natural. (Esper, 2009).

2.3.2 Clasificación del Petróleo

El petróleo crudo se clasifica en condensado, liviano, mediano, pesado o extrapesado. Esta clasificación está muy vinculada a la gravedad específica o índice

de grados API de cada crudo. La propia clasificación nos da una idea de la viscosidad o fluidez de cada crudo y su valor comercial.

Tabla N° 2.1 Clasificación del crudo según su densidad y gravedad API

Tipo de Crudo	Densidad (g/cm ³)	°API
Condensado	< 0,83	> 40
Liviano	0,83 – 0,87	29,9 – 40
Mediano	0,87 – 0,92	21,9 – 29,9
Pesado	0,92 – 1,0	10 – 21,9
Extrapesado	> 1,0	< 10

2.3.3 Crudo pesado y extrapesado

Se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 21,9° lo que significa que su densidad es superior a 0,92 gr/cm³. Este resultado del petróleo crudo es una degradación por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire, como consecuencia, la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando atrás sus fracciones más pesadas. En la escala de viscosidad en centipoise (cP), estos crudos tienen una viscosidad desde 1.200 y algunos llegan a superar los 95.000 cP. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 cP de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos. (López, 2011).

2.3.4 Bombeo de Cavidades Progresivas

Este método consiste en el desplazamiento positivo de un volumen, ocasionado por una diferencia de presión producto de la transformación de la energía cinética en potencial cuando se combina el movimiento longitudinal a lo largo del mismo. La

bomba de cavidad progresiva o tornillo, es un equipo utilizado para el levantamiento artificial de crudo desde el subsuelo hasta la superficie.

En los últimos años se ha incrementado el uso de este tipo de bombas, el cual actualmente se está perfeccionando para minimizar los problemas operacionales encontrados en el campo. Este método al igual que los otros métodos de levantamiento artificial está formado por un equipo de subsuelo y otro de superficie. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.4.1 Equipos de subsuelo

- Sarta de cabilla:
- Tubería de producción.
- Ancla de gas.
- Bomba.
- Niple de **paro**.

2.3.4.1 Equipos de Superficie

- Cabezal giratorio.
- Prensa estopa y barra pulida.
- Sistema de transmisión de energía. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.4.2 Principio de Funcionamiento de la Bomba

La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra: el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple.

Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidad progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de bomba desde la admisión en el extremo inferior hasta la descarga en el extremo superior transportando de este modo el fluido del pozo hacia la tubería de producción; el bombeo es a tasa fija, sin pulsaciones y directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.4.3 Principales Componentes del BCP

Estator: es un cilindro de acero (tubo), recubierto de un elastómero sintético (goma endurecida) en forma de doble hélice. Se debe prestar mucha atención al seleccionar el elastómero, ya que su vida útil depende de la gravedad del crudo, la temperatura, agentes corrosivos, gas, arena y otros.

Elastómero: constituye el elemento más frágil de la bomba de cavidades progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación. El elastómero reviste internamente el estator y en si es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo).

Rotor: suspendido y rotado por las cabillas, es la única pieza móvil en la bomba. Consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, torneada a precisión, está hecho de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido, girando de modo excéntrico dentro del estator y creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Cabezal giratorio: se instala en el cabezal del pozo su función es soportar la carga de la sarta de cabilla y transmitir el movimiento rotacional a las mismas. Puede ser de eje vertical con caja de rodamiento o de caja reductora de ángulo recto. Es accionado por motores eléctricos, de combustión e hidráulicos. Es recomendable completar el eje con un sistema antiretorno, con o sin freno, con el fin de evitar el giro contrario del rotor cuando se para la instalación. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.4.4 Tipos de Bombas

Las bombas de cavidades progresivas se clasifican en: Bombas tabulares e insertables.

Las bombas tabulares: se caracterizan porque el estator se baja al pozo suspendido de la tubería de producción y luego, con la sarta de cabillas desciende el rotor. Para cambiar esa bomba se debe sacar el encabillado y la tubería de producción.

Las bombas insertables: se distinguen porque con la tubería de producción se baja un niple de asentamiento y, posteriormente con la sarta de cabilla desciende tanto el estator como el rotor como un conjunto. Cuando se requiera cambiar la bomba, se recupera la sarta de cabilla, se realiza el cambio y se baja nuevamente. Este tipo de bomba está limitada por el diámetro y, por lo tanto, la capacidad para producir altas tasas. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.4.5 Ventajas del Bombeo de Cavidades Progresivas

- Bombea crudo de alta y baja gravedad API.
- Puede manejar hasta 100% de agua.
- El equipo de superficie puede ser transportado, instalado y removido fácilmente.
- Aumenta la vida útil de las cabillas.
- Bajo consumo de energía eléctrica.
- Bajos costos de mantenimiento.
- En la comunidad presenta mejor estética. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.4.6 Desventajas del bombeo de cavidad progresiva

- Su profundidad de operaciones recomendada es de 4.000pies.
- Requiere suministro de energía eléctrica.
- No se recomienda en pozos de más de 180°F.
- La tasa máxima manejada es de 500 BPD.
- Su eficiencia disminuye drásticamente en pozos con altas RGL.
- El material elastómero es afectado por crudos con aromáticos. (Hirschfeldt, 2008).

2.3.5 Tecnología Proflux

Es un sistema integrado que se aplica en diversos puntos de acceso como en el orificio del pozo, yacimiento, líneas de flujo y oleoductos pudiéndose reciclar y reutilizar. Se basa en una familia de polímeros que tienen propiedades únicas cuando se encuentran en contacto con petróleos pesados y bitumen. Está formulado con agua producida en campo y forma una dispersión con petróleos pesados, con la finalidad de encapsular gotas pequeñas de crudo e impedir su posterior coalescencia produciendo una dispersión de baja viscosidad, altamente móvil, de flujo libre, que permite que se produzca y se transporte el petróleo pesado y extrapesado como si fuera petróleo ligero convencional sin alterar la composición original del mismo. (Oilflow Solutions, 2010).

2.3.6 Tipos de aplicaciones de la Tecnología Proflux

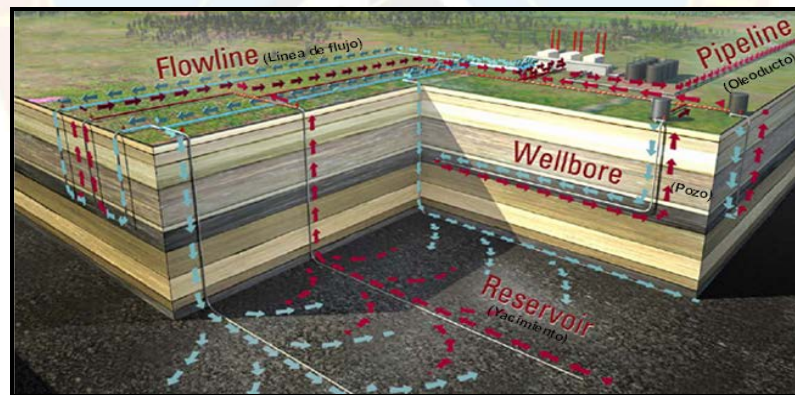


Figura N° 2.2 Diferentes aplicaciones de la Tecnología Proflux

Fuente: Oilflow Solutions Brochure (Mi-Swaco 2011)

La tecnología Proflux puede ser aplicada principalmente en tres puntos: Wellflux para el orificio del pozo, Transflux para la línea de flujo y oleoductos y Terraflux para aplicaciones en el yacimiento.

2.3.6.1 Wellflux

Se denomina Wellflux a la aplicación del químico reductor de viscosidad en el orificio del pozo, bien sea a través del espacio anular o por medio de tubería continua.

Wellflux AI (inyección anular): crea una dispersión de líquidos de baja viscosidad en el espacio anular, antes de la entrada de la bomba. La presión de flujo del fondo del pozo se reduce principalmente como resultado de un abatimiento de presión más eficaz y controlada, esto aumenta también la productividad de las zonas anteriormente bajas o no productivas.

Wellflux CT (tubería continua): es una aplicación en la cual la tubería continua está instalada en la sección horizontal del pozo. La tubería continua permite que el Wellflux sea aplicado directamente hasta el fondo del pozo. Esta técnica permite un mejor contacto del yacimiento y mejor movilización de petróleo pesado de la sección lateral del pozo. (Mi-Swaco, 2011).

2.3.6.2 Transflux

Es una solución de transporte para petróleo pesado y extrapesado, capaz de reducir la viscosidad del flujo de crudo en las líneas de flujo como en las aplicaciones de oleoducto, permitiendo llevar el petróleo pesado a la viscosidad del petróleo convencional. La dispersión transflux está mezclada al inicio del oleoducto y está transportado a través de oleoductos y líneas de flujo, como si fueran petróleos convencionales de baja viscosidad, eliminando la presión alta de la bomba, solventes caros, hidrocarburos o agua empujada; al final del oleoducto, la dispersión puede ser

separada fácilmente, usando equipos convencionales de separación de campos petroleros para producir el petróleo pesado original y reutilizar el transflux acuoso. (Mi-Swaco, 2011).

2.3.6.3 Terraflux

Es una tecnología que redefine aplicaciones de petróleos pesados y bitumen. Se trata de formulaciones químicas optimizadas que son inyectados en formaciones porosas para aumentar la movilidad del petróleo. Terraflux no es un sistema convencional de surfactante, EOR o polímero. Funciona a través de una combinación única de modificación de saturación de agua, reducción de la tensión interfacial y encapsulamiento de gotas pequeñas de petróleo que se aplica directamente al yacimiento. (Mi-Swaco, 2011).

2.3.6.4 Clasificación de los pozos petroleros según su categoría

- Categoría 1: Pozos activos
- Categoría 2: Pozos inactivos que necesitan reparación o instalación sencilla en superficie para pasar a categoría 1.
- Categoría 3: Pozos inactivos que requieren reparación mayor (rehabilitación y reacondicionamiento).

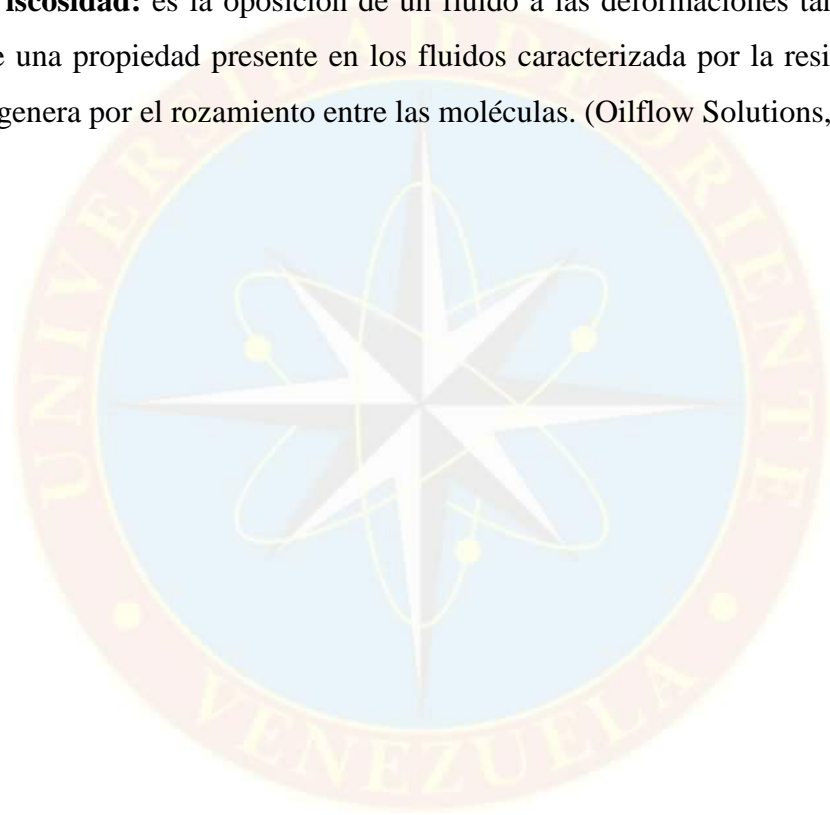
2.4 TÉRMINOS BÁSICOS

Diluyente: crudo con °API entre los (22 - 26)°, utilizado para mejorar la fluidez a los crudos de baja gravedad API. (Esper, 2009)

Polímeros: son macromoléculas generalmente orgánicas formadas por la unión de moléculas más pequeñas llamadas nanómeros. (López, 2011).

Torque: es la torsión máxima que un motor puede generar a un determinado rango de velocidad (Rpm). (Oilflow Solutions, 2010).

Viscosidad: es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales; Se trata de una propiedad presente en los fluidos caracterizada por la resistencia a fluir que se genera por el rozamiento entre las moléculas. (Oilflow Solutions, 2010).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación que se realizó fue de tipo explicativa, que según Fidias Arias (2006) la define como: “Aquella que se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” (pág. 26). Esta investigación se basó en resultados de pruebas realizadas a nivel de campo y de laboratorio, estudios de parámetros operacionales y en bases teóricas, para indicar las causas que llevarán a la posible aplicación en el Distrito San Tomé de un polímero reductor de viscosidad y el efecto que este produce en el crudo altamente viscoso y los equipos BCP; esto con la finalidad de responder y explicar el por qué del objeto que se investiga.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La estrategia general que adoptó el investigador para responder al problema planteado se denomina diseño de la investigación, que en este trabajo se presentó bajo la estructura de diseño o investigación experimental y bibliográfica, debido a que según Fidias Arias (2006), se define como “un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”. (pág. 33).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

“La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. Fidias Arias (2006, pág. 81).

Para este estudio la población estuvo constituida por los 2.017 pozos (completados con BCP) que producen crudo altamente viscoso, ubicados en los diferentes yacimientos, pertenecientes al Distrito San Tomé.

“La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. Fidias Arias (2006, pág. 83). De los pozos que conformaron la población, la muestra estuvo integrada por cuatro pozos correspondientes a las áreas de Pesado y Extrapesado del Distrito San Tomé, que cumplen con todos los requerimientos para la aplicación de Wellflux establecidos por la empresa Schlumberger (%AyS menor a 40%, eficiencia de la bomba de cavidades progresivas mayor a 0,65 y que se encuentren operando por debajo del 40% de su velocidad máxima tolerable, presión en la entrada de la bomba de por lo menos 400 lpc).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para la realización de esta investigación, fue necesario seguir una metodología que permitió el cumplimiento de los objetivos establecidos al inicio.

3.4.1 Selección de los pozos candidatos para la aplicación del reductor de viscosidad en el Distrito San Tomé

Inicialmente se realizó la selección de los pozos del distrito ubicados en los yacimientos que producen crudo altamente viscoso y de esta manera se eligieron los pozos candidatos para la aplicación de Wellflux, haciendo un estudio de las propiedades del crudo producido, el tipo de completación utilizada y los diferentes requerimientos establecidos para la aplicación de la Tecnología Proflux.

En principio se tuvo como punto de partida los pozos activos completados con bombeo de cavidades progresivas en las áreas de pesados y extra pesados. Por medio de la base de datos que contempla los pozos pertenecientes al Distrito San Tomé y

con el apoyo del personal de la Gerencia de Yacimientos, se seleccionaron los yacimientos que contienen crudos con los más altos valores de viscosidad del Distrito y analizando las reservas remanentes del yacimiento y el petróleo producido en cada uno de ellos, así como también diversos problemas operacionales, se eligieron las arenas prospectivas para el estudio y desarrollo de esta investigación.

A través de la aplicación CENTINELA 2000 (Figura 3.1) se obtuvieron las cantidades de agua y sedimento contenido en el crudo, así como también la relación gas petróleo, gravedad API, el potencial y la producción actual de cada uno de los pozos.

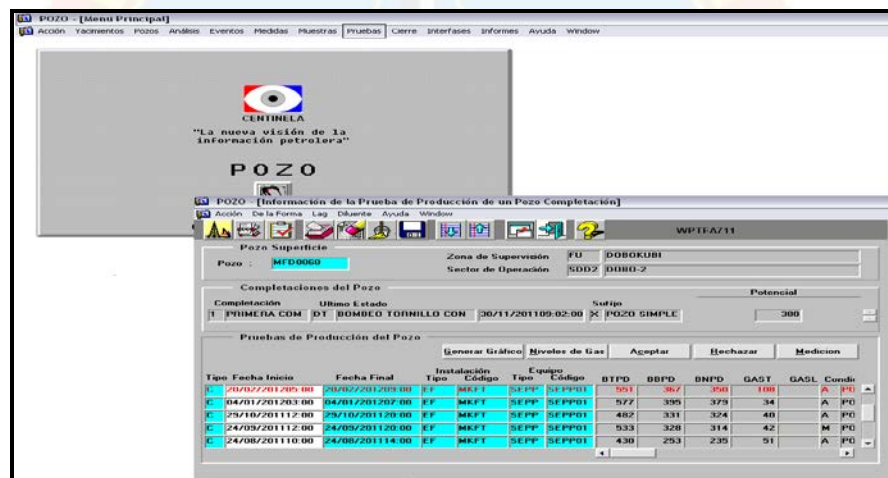


Figura N° 3.1 Aplicación funcional Centinela 2000

Los datos relacionados a los equipos BCP (tipo de bomba, marca del fabricante, modelo, velocidad de bombeo y torque) fueron revisados en los reportes diarios de los técnicos de la gerencia de optimización, y se determinó la eficiencia de levantamiento de los equipos activos, comparando el valor de producción ideal esperado por el fabricante (ver apéndice A.2 Tipos de bombas) y los barriles producidos en campo por medio de la siguiente ecuación:

$$EF_{\text{volumétrica}} = \text{VFR}_{(\text{BBPD})} / \text{VFE}_{(\text{BBPD})} \quad (3.1)$$

Donde:

VFR: Volumen de fluido real (BBPD) @100 rpm.

VFE: Volumen de fluido esperado (BBPD) @100 rpm.

Para los pozos que fueron probados en producción a una velocidad de bombeo diferente a 100 rpm, se les calculó la relación de fluidos para dicha velocidad a través de la Ec. 3.2.

$$\text{VFR} = (\text{Q}_{\text{p(BBPD)}} * 100_{\text{rpm}}) / \text{V}_{0(\text{rpm})} \quad (3.2)$$

Donde:

Q_p: Producción durante la prueba (BBPD) @ Velocidad ≠100rpm

V₀: Velocidad de la BPC durante la prueba (rpm).

Por último se inspeccionaron los archivos de cada uno de los pozos y se calcularon las presiones en la entrada de las bombas de cavidades progresivas y los niveles de fluidos en los pozos a través de la herramienta ECHOMETER (Figura 3.2), de esta manera se encontraron los parámetros en función del marco de aplicación de la tecnología y se seleccionaron los pozos del Distrito San Tomé con las mejores condiciones para la aplicación del producto Wellflux.

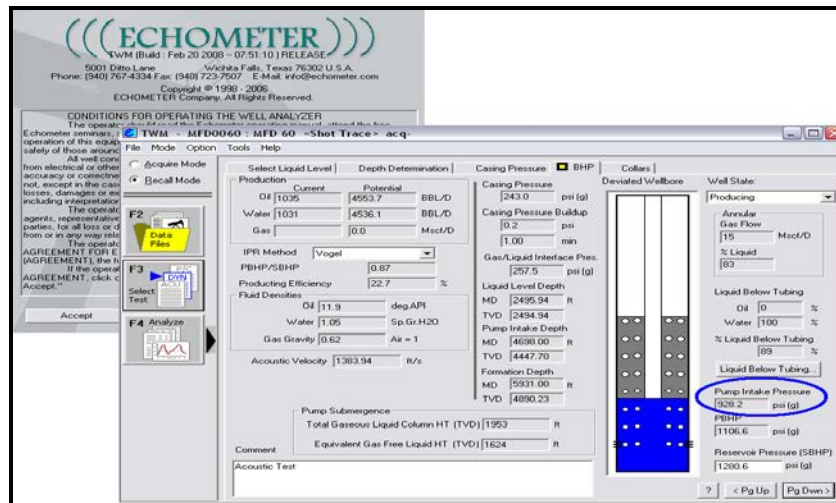


Figura N° 3.2 Total Well Management. ECHOMETER

3.4.2 Análisis del efecto que produce la inyección de Wellflux en los crudos altamente viscosos del Distrito San Tomé, a través de pruebas de laboratorio

Para analizar el efecto de Wellflux en el crudo, se tomaron aleatoriamente cuatro muestras de crudo viscoso del Distrito San Tomé directamente de los pozos seleccionados con anterioridad y que cumplen con todos los criterios para la aplicación del reductor de viscosidad establecidos por la empresa Schlumberger (corte de agua menor al 40%, eficiencia de la BCP mayor al 65% y una presión en la entrada de la bomba de por lo menos 400 lpc), con el fin de evaluar el producto a diferentes valores de corte de agua y en pozos que operaban con más de 1.000 lb.pie de torque en el sistema y se realizaron las pruebas respectivas en el laboratorio de la empresa MI-SWACO para determinar la gravedad API, contenido de agua y sedimentos y su viscosidad dinámica a una temperatura de 150 °F (temperatura de yacimiento), estableciendo de esta forma el perfil reológico de cada una, tomando los valores de viscosidad dinámica brookfield a diferentes tasas de corte (5, 20, 50 y 100 rpm) a una temperatura constante.

Una vez que se establecieron las propiedades de las muestras tomadas, se preparó la solución acuosa Wellflux mezclando muestras de agua proveniente del tanque de lavado de la estación BARED-10 con el polímero Wellflux a una concentración de 0,5% m/v, empleando un medio de agitación y calentamiento a más de 140 °F hasta lograr una dilución completa del producto; posteriormente se mezcló con las muestras en 4 proporciones diferentes cada una (60-40, 70-30, 80-20 y 90-10 por ciento, de crudo y Wellflux respectivamente) a las cuales se les determinó su viscosidad a una temperatura constante de 150°F y con la respectiva variación de la tasa de corte (desde 5 hasta 100 rpm), empleando la aguja o spindle #4.

Debido a que el reductor de viscosidad puede ser recuperado en la corriente de producción, se realizó el procedimiento pertinente para evaluar el porcentaje del producto que se puede separar del crudo, calentando las muestras en un horno por más de 16 horas a una temperatura superior a 160°F.

Con la finalidad de conocer el comportamiento de cada una de las muestras y su variación con los cambios de temperatura se determinó la viscosidad para cada una de ellas, antes de mezclarlo con el producto (blanco) y posteriormente aplicando una dosificación del 20% de Wellflux. Esta mezcla fue trabajada a una tasa de corte constante de 100 rpm e incrementando la temperatura desde 90°F hasta 180°F.

Las diferentes pruebas se realizaron cumpliendo con las normas COVENIN 883-90 (Método estándar para determinar la gravedad API del crudo y productos derivados del petróleo. Método del hidrómetro), COVENIN 2683-90 (Método estándar para determinar el contenido de agua y sedimento en crudos. Método de la centrífuga) y el procedimiento para el cálculo de viscosidad dinámica establecido en el manual de usuario del viscosímetro Brookfield (LDVD-II+), ver apéndice B.4.

3.4.3 Simulación del comportamiento de producción con la inyección de Wellflux a través de la herramienta Pc-Pump

Para la ejecución de este objetivo fue preciso contar con el simulador Pc-Pump en el cual se realizó la predicción del comportamiento de producción con la aplicación del reductor de viscosidad en pozos del Distrito San Tomé, partiendo de los resultados de viscosidad obtenidos en laboratorio, datos acerca de la caracterización, propiedades del crudo ($^{\circ}$ API, RGP, %AyS, entre otros), características de la completación utilizada y de la bomba.

Inicialmente se buscaron los diagramas de completación de los diferentes pozos con el fin de establecer las dimensiones del casing, tubing y la sarta de cabillas, así como también las diferentes profundidades de asentamiento del ancla de torque, la bomba y demás componentes del sistema.

Con las diferentes bases de datos de la empresa se completó la data requerida para simular las condiciones de producción actual en Pc-Pump y una vez terminada se realizaron las variaciones de viscosidad del crudo y se calcularon las velocidades óptimas de las bombas para incrementar la producción aproximadamente en un 50%, con los resultados de la última prueba de producción y la curva de índice de productividad del yacimiento en estudio.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

3.5.1 Técnicas

Las técnicas empleadas para el desarrollo de esta investigación se basaron en la observación directa de los resultados que se obtuvieron mediante las pruebas de laboratorio realizadas, su posterior análisis y obtención de conclusiones; revisión

bibliográfica de publicaciones, tesis, páginas web, así como también se realizaron entrevistas al personal profesional que labora en las instalaciones de PDVSA Distrito San Tomé (Ingenieros, Supervisores, Operadores, entre otros) y el personal de las demás empresas involucradas en la elaboración de esta investigación con el fin de obtener la información necesaria que sirvió de base para sustentar el marco de referencias de la investigación.

3.5.2 Instrumentos

3.5.2.1 Computadora

Proporcionada por la empresa (PDVSA) con acceso a ciertos servidores a nivel de Oriente, archivos electrónicos y programas de interés, fotocopiadora e impresoras. Herramientas o simuladores tales como: Microsoft (Excel, Word, PowerPoint), CENTINELA, ECHOMETER, PC-PUMP e Internet entre otros.

3.5.2.2 Centinela 2000

Es un sistema corporativo que permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances oficiales de crudo y gas. Su objetivo principal es asistir al personal en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

3.5.2.3 Pc-Pump

Es una herramienta de análisis para evaluar y estimar el rendimiento de los sistemas de fondo de pozo. Además de ayudar a seleccionar el tamaño adecuado de la

bomba para la presión y volumen requeridos. El software proporciona resultados como: el flujo de energía de base y eficiencia del sistema, carga en varillas y fatiga, contacto y desgaste entre tuberías de producción y varillas, flujo de fluidos, entre otros.

3.5.2.5 Equipos de laboratorio

Los equipos fueron facilitados por la empresa Schlumberger, como aporte al desarrollo del trabajo de investigación sin costo alguno asociado.

Hidrómetros: equipo calibrado utilizado en el laboratorio para medir la gravedad API del crudo.

Viscosímetro Brookfield: es un instrumento de medición basado en el principio de la viscosimetría rotacional, el cual mide la viscosidad captando el par de torsión necesario para hacer girar a velocidad constante un husillo inmerso en la muestra de fluido. El par de torsión es proporcional a la resistencia viscosa sobre el eje sumergido, y en consecuencia, a la viscosidad del fluido.

Centrífuga: es una máquina que pone en rotación una muestra para acelerar por fuerza centrífuga la decantación o sedimentación de sus componentes o fases en función de su densidad.

Polímero reductor de viscosidad Wellflux: es un producto formulado para reducir la viscosidad del crudo pesado y extrapesado.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Humanos

Para el desarrollo de esta investigación se contó con la asesoría del personal docente de la Universidad de Oriente – Núcleo de Monagas y del personal de las empresas PDVSA Distrito San Tomé y SCHLUMBERGER.

3.6.2 Materiales

PDVSA Distrito San Tomé proporcionó un computador con acceso a ciertos servidores a nivel Oriente, archivos electrónicos y a los programas de interés, herramientas o simuladores tales como: Microsoft (Excel, Word, PowerPoint), PC-PUMP, SEE PLUS, CENTINELA, ECHOMETER e Internet entre otros; así como también la documentación y muestras de crudo necesarias para la elaboración de esta investigación.

Las instalaciones, los equipos y el polímero requerido para las pruebas de laboratorio fueron facilitados por la empresa Schlumberger, como aporte al desarrollo del trabajo de investigación.

La Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente Núcleo de Monagas permitió el acceso a la documentación necesaria que fue utilizada en el desarrollo de la investigación.

3.6.3 Financieros

Los costos asociados al desarrollo de este proyecto estuvieron financiados por la Gerencia de Optimización del Distrito San Tomé.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN EL DISTRITO SAN TOMÉ

Para la aplicación del reductor de viscosidad (Wellflux) es necesario que los pozos se encuentren operando a ciertas condiciones que garanticen la eficiencia del producto.

Se ha establecido una serie de parámetros y condiciones para la selección de los pozos candidatos, los cuales son:

- **Método de levantamiento artificial:** bombeo de cavidades progresivas (BCP). Con el propósito de evaluar el efecto del torque producido en el sistema y verificar si es posible minimizar el mismo con la aplicación del reductor de viscosidad
- **Viscosidad (μ):** >1.000 cP a condiciones de yacimiento. Una alta viscosidad para colocar a prueba el producto y donde se muestra que es mayormente necesaria la aplicación de un reductor de viscosidad.
- **Corte de Agua (%AyS):** $<40\%$. Debido a que Wellflux es una solución acuosa que posteriormente se producirá con el resto de los fluidos provenientes del yacimiento se estableció un límite para controlar el agua de producción y garantizar la continua productividad del pozo.

- **Condiciones de bombeo:** Eficiencia de la bomba (EF) $>0,65$ y velocidad de bombeo $<40\%$ de la velocidad máxima tolerable. De esta forma se puede evaluar el efecto generado por el producto a condiciones operacionales óptimas.
- **Presión en la entrada a la bomba:** >400 lpc. Así se garantiza un aporte del yacimiento en la succión de los fluidos, evitando un mayor esfuerzo por parte del equipo de levantamiento.

Las principales áreas del Distrito San Tomé que muestran un significativo problema en cuanto al torque generado en las bombas BCP son las áreas tradicionales de pesado y extrapesado, en las cuales es inyectado el diluyente como alternativa de reducción de viscosidad y mejora de transporte del crudo a través de las líneas de producción, por lo que se inició la búsqueda de los pozos candidatos para la aplicación de Wellflux en estas áreas para una población total de 2.017 pozos operativos, de los cuales 1.331 pertenecen al área de pesado y 686 al área de extra pesado.

4.1.1 Método de levantamiento artificial: bombeo de cavidades progresivas (BCP)

Las condiciones energéticas de los yacimientos encontrados en las áreas de pesado y extra pesado, llevan a la necesidad de acudir a métodos de levantamiento artificial, ya que la profundidad a la que se encuentran las diferentes formaciones productoras no cuentan con la energía suficiente para movilizar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, por esto es necesaria la implementación de los diferentes métodos de producción secundarias; siendo el bombeo de cavidades progresivas uno de los más recomendables para estas condiciones de producción.

De los 2.017 pozos pertenecientes a las áreas tradicionales de pesado (PES) y extra pesado (XP) 705 están completados con el método de bombeo de cavidades progresivas, de los cuales 503 se encuentran activos (categoría 1) o inactivos que requieren reparaciones menores (categoría 2), como se muestra en la tabla a N° 4.1.

Tabla N° 4.1 Pozos completados con BCP por categorías

ÁREA	POZOS TOTALES	BCP CATEGORÍA 1	BCP CATEGORÍA 2	BCP OTRAS CATEGORÍAS
PES	1.331	230	21	119
XP	686	229	23	83
TOTAL	2.017	459	44	202

Para la aplicación de Wellflux se tomaron en cuenta únicamente los pozos categoría 1, completados con BCP (459 pozos), debido a que fue necesario establecer ciertos valores operacionales y de producción (presión de fondo fluente, velocidad de bombeo, producción diaria, entre otros) con los que no cuentan los pozos pertenecientes a las categorías restantes.

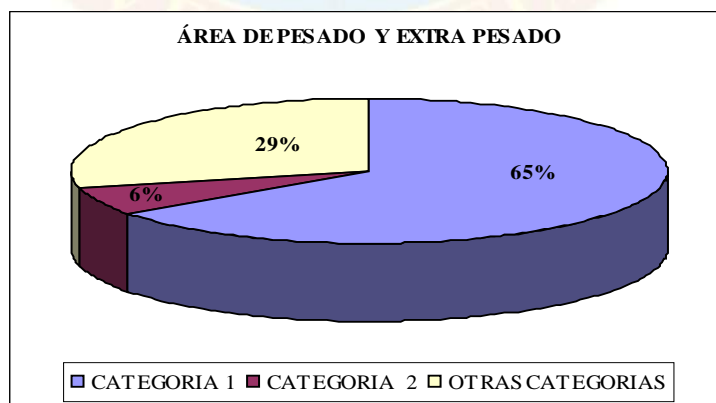


Gráfico N° 4.1 Distribución de los pozos por categoría

Como muestra la distribución en el gráfico N° 4.1 se evaluó un número representativo de los pozos completados con BCP para la aplicación de Wellflux, por encontrarse operando regularmente el 65% de ellos.

4.1.2 Viscosidad (μ): >1.000 cP a condiciones de yacimiento

La viscosidad a condiciones de yacimiento es una de las propiedades más importantes para la producción de hidrocarburos, ya que indica como se moverá o fluirá el petróleo en dichas condiciones. El Distrito San Tomé cuenta con formaciones que albergan arenas con crudo altamente viscoso, desde 1.000 cP y hasta alcanzar valores de 10.000 cP.

Se realizó un estudio de las viscosidades pertenecientes a los yacimientos ubicados en las áreas tradicionales de pesado y extra pesado, donde se encuentran los mayores valores y el mayor número de problemas operacionales, siendo este caso favorable para evaluar el comportamiento de la solución acuosa Wellflux.

El Distrito San Tomé cuenta con más de 100 arenas productoras en las áreas tradicionales de pesado y extra pesado, en las cuales se revisaron los valores de viscosidades, las producciones acumuladas y los problemas operacionales encontrados en algunos pozos (cabilla suelta, baja presión de diluyente y presionamiento en las líneas) estimando los yacimientos de crudo altamente viscoso (mayor a 1.000 cP en condiciones de yacimiento) donde es prioritaria la aplicación de reductores de viscosidad, como la inyección de Wellflux.

A continuación se muestra la tabla indicativa de las viscosidades originales de algunas arenas del Distrito San Tomé, tomadas de forma aleatoria en las cuales se puede notar los valores de viscosidad promedio de las áreas de Pesado (PES) y Extra Pesado (XP) cercanos a los 1.300 cP.

Tabla N° 4.2 Viscosidades originales en el Distrito San Tomé

ARENA/YAC.	ÁREA	VISCOSIDAD ORIGINAL CY (cP)	POES (MM BN)	PRODUCCIÓN ACUMULADA/FECHA (MMBN)	
S5,T MEL121	PES	1.279	84	5	30/12/2005
U2I,3 MS 423	PES	1.221	530	8	01/09/2008
U1L MS 806	PES	1.397	296	5	31/07/2006
U1,3 MFB 53	XP	1.600	5.935	365	30/12/2004
TL MFB 15	XP	1.200	643	17	13/02/2006
R0 MFB 208	XP	1.174	178	2	13/01/2006
L3,4 MFA 13	XP	1.523	91	3	07/12/2002

Estos valores de viscosidad se han venido incrementando a través del tiempo, debido a la producción de crudo, que genera una disminución de la presión del yacimiento y liberación del gas en solución, por tal motivo se consideró el tiempo y volumen de petróleo producido de las reservas de cada yacimiento. Por otra parte, también fueron tomados en cuenta para la selección de los yacimientos de crudo altamente viscoso los pozos repetitivos pertenecientes a una arena en común en donde se encontraron problemas operacionales como presionamiento de líneas y cabillas sueltas. Una vez evaluadas estas condiciones y considerando los factores antes mencionados los yacimientos seleccionados para el estudio de la aplicación de Wellflux en el Distrito San Tomé se muestran en el gráfico N° 4.3, en el cual se puede notar que de los 459 pozos activos que se encuentran produciendo por el método de bombeo de cavidades progresivas, se escogieron 159 pozos, los cuales manejan crudo viscoso, distribuidos en 9 yacimientos (que poseen viscosidades superiores a 1100 cP desde sus primeros pozos perforados), 61 pozos pertenecientes a 4 yacimientos en el área de crudo pesado y los 98 pozos restantes ubicados en 5 yacimientos seleccionados en el área de extra pesado.

Tabla N° 4.3 Yacimientos de crudo altamente viscoso seleccionados

YACIMIENTOS	ÁREA	VISCOSIDAD ORIGINAL (CP)	N° POZOS ACTIVOS
OFIMIA MFF 3	PES	1136	14
U2I,3 MS 423	PES	1221	22
U1L MS 806	PES	1397	8
S5,T MM 412	PES	1250	17
S5 MFB 163	XP	1320	27
U1,3 MFB 53	XP	1600	51
L3,4 MFA 13	XP	1470	7
TL MFB 15	XP	1200	9
J3 MFA 29	XP	1307	4
TOTAL			159

4.1.3 Corte de Agua (%AyS): <40%

La producción de agua en el Distrito San Tomé es una condición que se ha tratado de controlar día a día en la mayor medida posible. Las áreas tradicionales de pesados y extra pesado producen en promedio de 15 a 20 por ciento de agua, con respecto a la producción total del pozo. Wellflux es una solución acuosa, la cual es inyectada en el fondo del pozo y posteriormente es producida en conjunto con el resto de los fluidos, ocasionando un incremento en la producción de agua debido a que el producto inyectado debe retornar también a la superficie. Por tal motivo, se seleccionaron pozos con bajo corte de agua (<40%) de tal manera que al inyectar el producto, se mantenga una producción de petróleo aceptable que garantizara la continua productividad de los pozos.

Luego de la revisión en Centinela 2000 del %AyS de los 159 pozos activos, se

pudo seleccionar el 83% de ellos, siendo un total de 132 pozos que cumplen con los criterios ($<40\%$) para la aplicación del reductor de viscosidad como muestra la distribución de frecuencia representada en el gráfico N° 4.2, a través del cual se observan 108 pozos produciendo con un corte de agua menor al 10%.

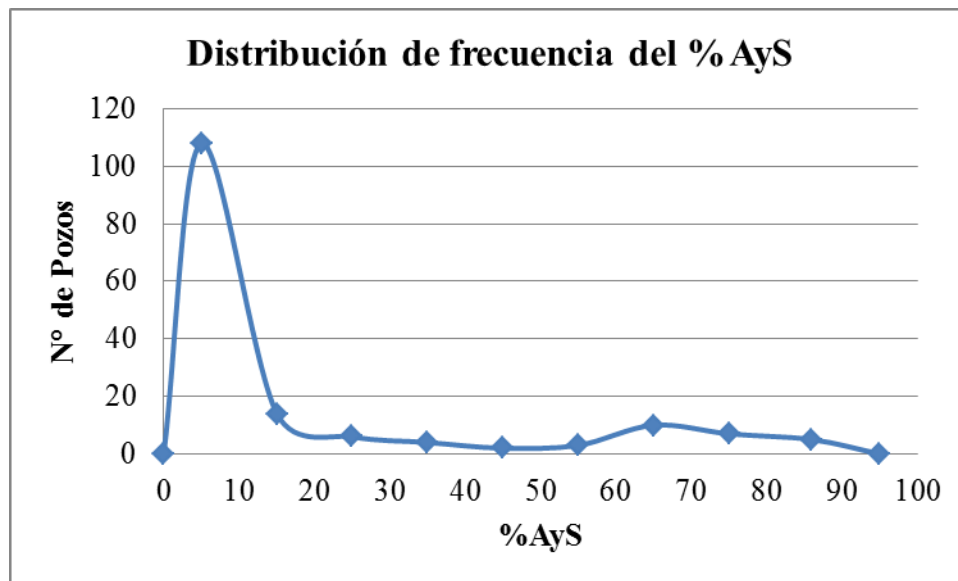


Gráfico N° 4.2 Distribución de frecuencia del %AyS

4.1.4 Condiciones de bombeo: Eficiencia de la bomba (EF) $>0,65$ y velocidad de bombeo $<40\%$ de la velocidad máxima tolerable

La eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas tiene una relación directa con la productividad de un pozo, es decir, mientras mayor sea la eficiencia a la cual esté operando la BCP, mayor será la producción de los fluidos provenientes del yacimiento.

La potencia requerida para operar las bombas y la velocidad a la cual gira el rotor es fundamental en la producción del pozo, por lo tanto cuando se incrementan las velocidades aumenta el volumen desplazado hacia la superficie, pero el

incremento de estas velocidades están limitadas principalmente por el torque generado en la sarta de cabillas (producto de la fricción ocasionada por el rozamiento del crudo altamente viscoso en su desplazamiento ascendente) que no permite un aumento significativo debido a que se afectaría el desempeño, la vida útil de los equipos BCP, así como también diversas condiciones del yacimiento y el pozo como: el nivel de fluido, nivel de sumergencia de la bomba y la incidencia de acuíferos o contacto agua-petróleo en las cercanías de la arena productora.

Para la aplicación de Wellflux se estableció una eficiencia volumétrica de bombeo de por lo menos un 65%, que garantice la continuidad de la producción una vez inyectado el reductor de viscosidad. La efectividad de las BCP pertenecientes a los 132 pozos seleccionados con anterioridad fue calculada relacionando el volumen teórico (establecido por cada fabricante de las BCP) y el volumen real (obtenido de la base de datos de pruebas de producción oficial a través de Centinela2000) utilizando las ecuaciones 3.1 y 3.2.

Luego de calcular la eficiencia de las bombas de cavidades progresivas se obtuvieron los resultados reflejados en la tabla N°4.4.

Tabla N° 4.4 Selección de pozos de acuerdo a la EF de la BCP

ÁREA	EF<65%	EF>65%
PES	21	17
XP	80	14
TOTAL	101	31

De los 132 pozos seleccionados con un corte de agua igual o menor al 40% solo 31 de ellos se encuentran operando con una eficiencia volumétrica superior al 65% esto se debe principalmente al largo tiempo de vida (run life) de las bombas activas,

el cual reduce la eficiencia de levantamiento a medida que pasan los días producto del esfuerzo y la fricción generada durante la rotación. La vida útil aproximada de las bombas de cavidades progresivas empleadas en el distrito es de 400 a 500 días dependiendo del modelo y fabricante.

Las velocidades de bombeo de las BCP son moderadas (en promedio 120 rpm en el área de pesado y 180 rpm en el área de extra pesado) por esta razón todas las bombas se encuentran operando por debajo del 40% de la velocidad máxima tolerable (en las bombas de menor capacidad es de 600 rpm) lo cual indica que no existe restricción por parte de la bomba en cuanto a velocidad al momento de realizar la inyección de Wellflux e incrementar este parámetro.

4.1.5 Presión en la entrada de la bomba: >400 lpc

Los valores de presión de un yacimiento son necesarios para ejercer un buen control en el desarrollo y la producción del mismo, estos valores están ligados al nivel dinámico en el pozo y la sumergencia de la bomba.

La presión en la entrada de la bomba o PIP por sus siglas en inglés (pump intake pressure) es producida principalmente por el peso de la columna de fluido contenido en el espacio anular (entre la tubería de producción y el revestidor) y la presión ejercida por los fluidos presentes en el yacimiento.

El promedio de las presiones en la entrada de la bomba en el área de pesado y extra pesado es de 650 y 420 lpc respectivamente, mientras que los niveles de sumergencia se encuentran en el orden de los 1300 y 620 pies para estas áreas tradicionales. Para la aplicación del reductor de viscosidad se estableció como criterio que los pozos tuvieran una presión mínima de 400 lpc en la entrada de la bomba, que actuará como energía adicional en la succión y posterior producción de los fluidos.

A través de la herramienta Echometer se pudo calcular los valores de PIP de los 31 pozos seleccionados anteriormente con un porcentaje de eficiencia volumétrica superior a 65% y se demostró que solo 21 de ellos poseen una presión mayor a 400 lpc en la entrada de la bomba de cavidades progresivas.

Finalmente se tiene un total de 21 pozos que cumplen con los requerimientos establecidos por la empresa Schlumberger para la aplicación del polímero reductor de viscosidad en el Distrito San Tomé, conformado por 8 pozos ubicados en el campo de Bare, pertenecientes al área de extra pesado y 13 pozos del área de pesado ubicados en los campos Dobokubi y Melones, todos produciendo crudo viscoso (con viscosidades superiores a los 1000 cP a condiciones de yacimiento) por el método de bombeo de cavidades progresivas, bajo corte de agua y condiciones operacionales estables, lo que permitirá una mejor evaluación del comportamiento del producto, al ser aplicado en un área específica.

Los pozos seleccionados como los prospectos para la aplicación del producto se muestran a continuación en la siguiente tabla.

Tabla N° 4.5 Pozos candidatos para la aplicación de Wellflux

POZO	YACIMIENTO	CAMPO	ÁREA	°API	AyS (%)	RGP	POT (BNPD)	PROD. (BNPD)	VEL. (RPM)	TORQUE (LB.PIE)	EF BCP (%)	PIP (LPC)
MFD 60	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	11,9	1,7	90	300	279	100	350	79,9	928,2
MFD 63	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	12,0	7,0	91	1020	1261	220	1200	83,1	1410,2
MFD 64	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	12,0	3,3	147	950	1170	140	1200	82,7	643,2
MFD 66	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	12,2	4,8	124	900	901	160	1150	92,0	910,7
MFD 68	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	11,7	6,1	145	600	600	80	1800	74,2	440,3
MFD 71	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	12,0	1,8	137	700	662	160	870	67,3	1403,0
MFD 74	OFIMIA MFF 3	DOBOKUBI	PES	11,7	2,8	94	700	810	120	1640	73,0	913,7
MFD 41	U2I,3 MS 423	DOBOKUBI	PES	11,9	18,6	277	400	441	100	800	81,4	557,9
MFD 57	U2I,3 MS 423	DOBOKUBI	PES	11,0	11,5	95	250	295	80	700	87,8	968,8
MEL 241	U1L MS 806	MELONES	PES	11,3	2,5	4528	40	53	80	150	66,3	669,1
MEL 327	S5,T MM 412	MELONES	PES	12,9	32,0	278	285	340	120	1090	94,4	576,0
MEL 164	S5,T MM 412	MELONES	PES	11,4	18,0	410	40	110	100	280	91,7	689,4
MFB 650	U1,3 MFB 53	BARE	XP	9,6	2,1	2211	237	336	170	140	82,4	516,8
MFB 727	U1,3 MFB 53	BARE	XP	9,5	30,1	32	180	277	80	130	91,1	439,4
MFB 767	S5 MFB 163	BARE	XP	9,1	0,5	485	442	497	120	1000	69,0	717,2
MFB 814	S5 MFB 163	BARE	XP	9,3	1,3	107	210	233	100	830	86,3	838,5
MFB 844	S5 MFB 163	BARE	XP	9,0	11,0	102	135	226	80	740	89,8	787,9
MFB 862	S5 MFB 163	BARE	XP	9,1	0,5	151	800	762	220	1050	69,3	642,1
MFB 864	S5 MFB 163	BARE	XP	9,0	8,4	41	246	90	100	463	89,4	590,2
MFB 875	S5 MFB 163	BARE	XP	9,3	2,0	510	145	130	140	500	98,4	546,8
PROMEDIO				10,8	8,3	485	446	498	122	820	84,3	783,6

4.2 ANÁLISIS DEL EFECTO QUE PRODUCE LA INYECCIÓN DE WELLFLUX EN LOS CRUDOS ALTAMENTE VISCOSOS DEL DISTRITO SAN TOMÉ, A TRAVÉS DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Con el propósito de conocer el cambio que se produce en la viscosidad del crudo una vez aplicada la solución acuosa Wellflux y abarcando diferentes condiciones de producción se seleccionaron aleatoriamente 4 de los 21 pozos candidatos, que mantuvieran un torque mayor a 1.000 lb.pie (considerado un alto torque de operación), %AyS y potenciales de producción variados. Se tomaron muestras en las líneas de producción provenientes del pozo, antes de la inyección de diluyente, 2 en el área de pesado (MFD-66 y MFD-74) ubicados en el campo Dobokubi y 2 pertenecientes al campo Bare (MFB-862 y MFB-864) en el área de extra pesado, a los cuales se les realizaron dos ensayos para caracterizarlas (gravedad API y el porcentaje de agua y sedimentos) y las pruebas de viscosidad, inicialmente al crudo sin el producto (blanco) y luego con la aplicación de Wellflux.

4.2.1 Determinación la gravedad API de cada muestra

Mediante el método del hidrómetro se determinó la gravedad API de las muestras obteniendo los resultados mostrados en el gráfico N°4.3.

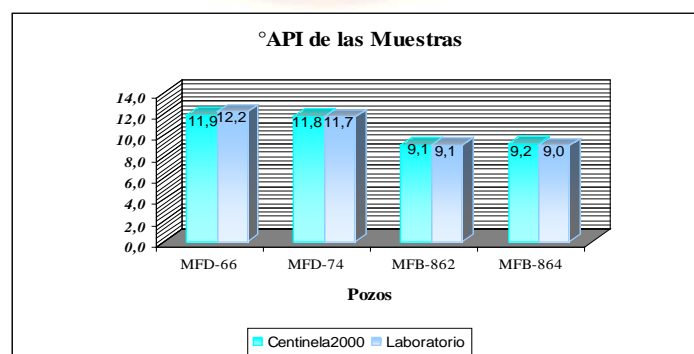


Gráfico N° 4.3 Resultados. Método del hidrómetro (°API)

Los resultados de gravedad API obtenidos en el laboratorio para cada una de las muestras fueron comparados con los resultados encontrados a través de la aplicación funcional Centinela2000 como se aprecia en el gráfico N°4.3 y se pudo validar la información ahí encontrada, ya que los valores están dentro de un rango aceptable ($\pm 0,5$ de diferencia), corroborando la denominación aplicada de crudo pesado para los pozos MFD-66 y MFD-74 (gravedad API entre 10 y 21,9) y crudo extra pesado para los pozos MFB-862 y MFB-864 (gravedad API menor a 10).

4.2.2 Determinación del contenido de agua y sedimentos de las muestras

Debido a la composición pesada del crudo y su origen asfáltico se realizaron las pruebas para determinar %AyS utilizando un solvente aromático (xileno) con el propósito de facilitar el proceso de separación entre las moléculas de agua y el crudo, durante el proceso de centrifugación aplicado en el método seleccionado, se obtuvieron los siguientes resultados:

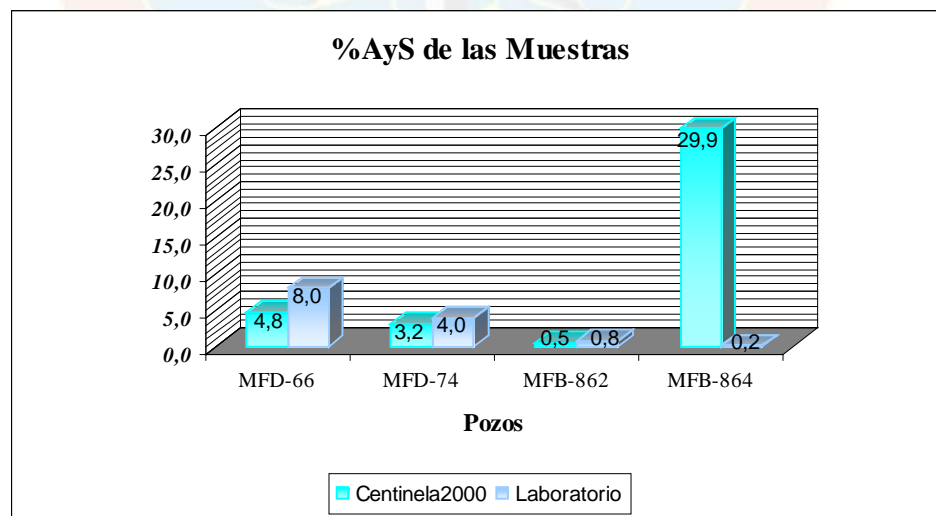


Gráfico N° 4.4 Resultados. Método de la centrifuga (%AyS)

Como se observa en el gráfico 4.4 los valores obtenidos en el laboratorio para

los pozos MFD-74 y MFB-862 se encuentran entre un rango aceptable (menor a 1%) en comparación con los valores de agua mostrados en la base de datos y que se venían produciendo en estos pozos, mientras que el pozo MFD-66 se encontró con porcentajes de agua y sedimentos superiores a los que reflejaba la última prueba de producción aplicada, pero, se pudo constatar con pruebas posteriores que el pozo sufrió un incremento en la producción de agua de 2,9% alcanzando un valor de 7,7% en la base de datos de Centinela2000.

Después de realizar repetidamente la prueba para la muestra perteneciente al pozo MFB-864 se determinó que el %AyS es de 0,2 para la muestra tomada y la diferencia con los valores obtenidos en la base de datos de Centinela2000 se debe a que este pozo mantiene una producción por baches (agua y crudo de forma alterna), lo que indica que la muestra se encuentra con menor contenido de agua que la habitual aportada por este pozo, que en el total de producción alcanza valores de hasta 30%.

Para el desarrollo de esta investigación se tomó el %AyS para el pozo MFB-864 igual a 0,2%.

4.2.3 Determinación del contenido de agua emulsionada

Tabla N° 4.6 Contenido de emulsión

POZO	%AyS (AGUA LIBRE)	%AyS (CON SLUG)	CONTENIDO DE EMULSIÓN
MFD-66	8,0	8,0	0
MFD-74	4,0	4,0	0
MFB-862	0,8	0,8	0
MFB-864	0,2	0,2	0

El agua contenida de manera emulsionada en el crudo puede ser determinada aplicando un rompedor de emulsión, en este caso se aplicó el producto Slug para cada una de las muestras y se determinó que el contenido de agua y sedimentos se mantuvo en el mismo valor, indicando que no existe la presencia de agua emulsionada para ninguna de las muestras seleccionadas, como se muestra en la tabla N° 4.6.

4.2.4 Determinación de la viscosidad dinámica Brookfield

Los resultados de viscosidad obtenidos se muestran en el **Apéndice B-1**. Pruebas de viscosidad Brookfield; y a manera de síntesis se representaron en la tabla N° 4.7. los promedios a diferentes tiempos (1, 2 y 3 minutos) para cada una de las muestras evaluadas.

Tabla N° 4.7 Viscosidad dinámica (cP) tomada a temperatura de 150°F

PROPORCIONES	MUESTRAS	VELOCIDAD DE CORTE (RPM)			
		5	20	50	100
BLANCO (100% CRUDO) (cP)	MFD-66	5.176	4.772	4.245	4.112
	MFD-74	2.709	2.709	2.760	2.719
	MFB-862	8.078	7.188	6.911	6.469
	MFB-864	11.877	11.228	10.698	-
PI (60 % CRUDO - 40 WELLFLUX) (cP)	MFD-66	1.320	1.130	611	620
	% Variación	74	76	86	85
	MFD-74	880	750	528	384
	% Variación	68	72	81	86
	MFB-862	840	630	620	724
	% Variación	90	91	91	89

Continuación de la Tabla N° 4.7 Viscosidad dinámica (cP) tomada a temperatura de 150°F

PROPORCIONES	MUESTRAS	VELOCIDAD DE CORTE (RPM)			
		5	20	50	100
PI (60 % CRUDO - 40 WELLFLUX) (cP)	MFB-864	1.733	1.020	696	636
	% Variación	85	91	93	
PI (70 % CRUDO - 30 WELLFLUX) (cP)	MFD-66	920	589	441	328
	% Variación	82	88	90	92
	MFD-74	1.080	670	471	457
	% Variación	60	75	83	83
	MFB-862	3.039	1.720	607	724
	% Variación	62	76	91	89
PI (80 % CRUDO - 20 WELLFLUX) (cP)	MFB-864	1.280	823	503	413
	% Variación	89	93	95	
	MFD-66	1.080	599	371	305
	% Variación	79	87	91	93
	MFD-74	1.200	750	672	458
	% Variación	56	72	76	83
PI (90 % CRUDO - 10 WELLFLUX) (cP)	MFB-862	1.960	1.000	680	654
	% Variación	76	86	90	90
	MFB-864	1.160	730	451	404
	% Variación	90	93	96	
	MFD-66	1.356	949	599	499
	% Variación	74	80	86	88
PI (90 % CRUDO - 10 WELLFLUX) (cP)	MFD-74	6.959	4.329	3.011	1.896
	% Variación	157	60	9	30
	MFB-862	8.518	3.636	2.080	1.606
	% Variación	5	49	70	75
	MFB-864	11.638	6.379	2.723	1.728
	% Variación	2	43	75	

Los resultados mostrados en la tabla N° 4.7 en color rojo, representan el porcentaje de variación negativa, donde la viscosidad con el producto superó los valores de viscosidad inicial, produciéndose un incremento en la viscosidad en vez de una reducción favorable.

Para representar más claramente el efecto ocasionado por el producto se

estableció la comparación entre los valores de viscosidad de cada una de las muestras sin el producto (blanco) y con la aplicación del producto en las respectivas proporciones seleccionadas.

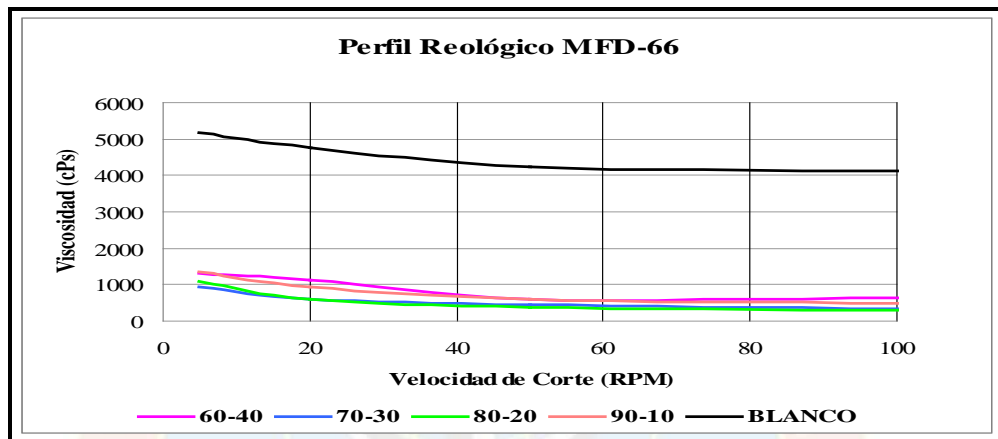


Gráfico N° 4.5 Perfil reológico pozo MFD-66 @ Temp: 150°F

Es notable el efecto causado en la viscosidad una vez aplicada la solución acuosa Wellflux. Inicialmente la viscosidad del crudo sin producto (blanco) perteneciente al pozo MFD-66 y representado con la línea de color negro en el gráfico N° 4.5 alcanza valores de 5.176 centipoises y a medida que se incrementa la velocidad de corte va disminuyendo hasta prácticamente estabilizarse en valores cercanos a 4.000 cP, debido a que la precisión del equipo aumenta a mayor velocidad de rotación.

Una vez aplicado el producto en las diferentes proporciones se pudo apreciar una considerable disminución de viscosidad para todas las proporciones, teniendo una mayor efecto con las proporciones 70-30 y 80-20 de crudo y Wellflux respectivamente, alcanzando valores entre 300 y 400 centipoises a 100 revoluciones por minuto, como muestra el gráfico N° 4.6 lo que representa una disminución de más del 90% de la viscosidad inicial obtenida, mostrándose similitud para los dos casos restantes (proporciones de 60-40 y 90-10).

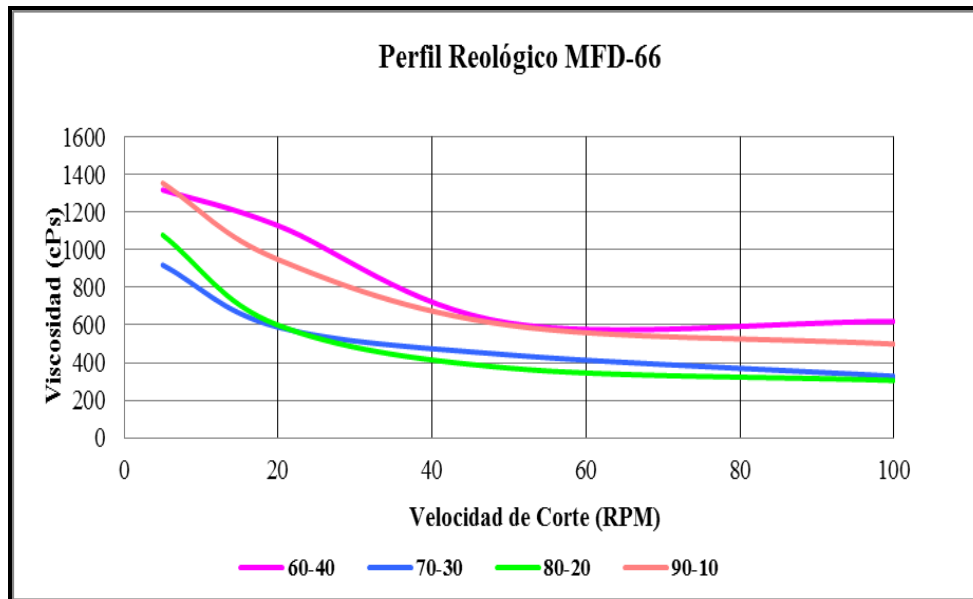


Gráfico N° 4.6 Perfil reológico sin el blanco pozo MFD-66 @ Temp: 150°F

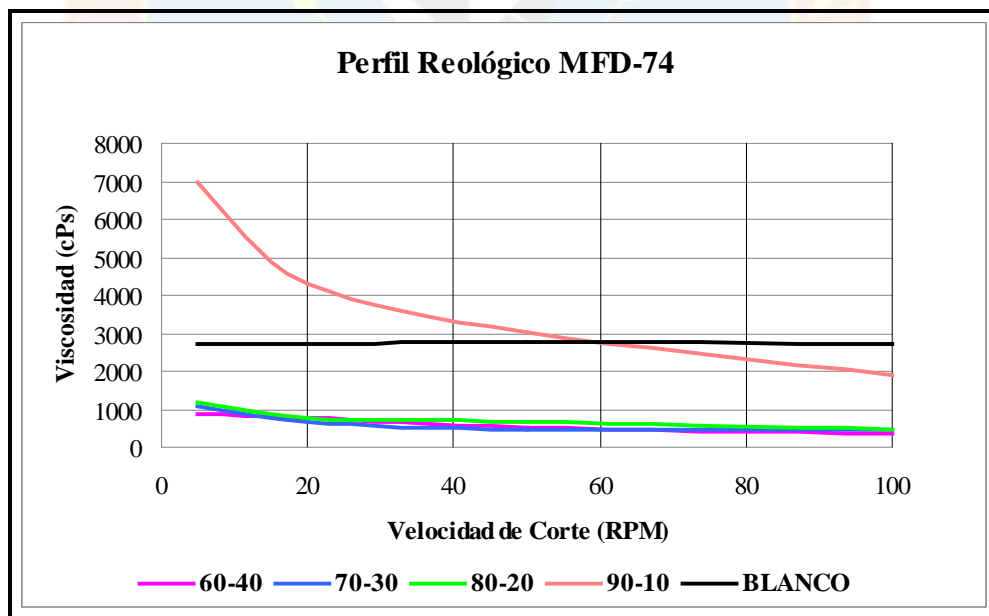


Gráfico N° 4.7 Perfil reológico pozo MFD-74 @ Temp: 150°F

En el gráfico N° 4.7 se puede visualizar que en la muestra tomada en el pozo MFD-74 la viscosidad dinámica se encontró alrededor de los 2700 centipoises antes de ser mezclado con el reductor de viscosidad, siendo un crudo menos viscoso que el

caso anterior (MFD-66), pero obteniendo resultados semejantes, en el cual se demuestra una importante disminución de la viscosidad del crudo después de ser aplicada la solución acuosa Wellflux en las proporciones 60-40, 70-30 y 80-20, con una mayor reducción de los valores a medida que se incrementó la dosificación y la tasa de corte, resultando una disminución de la viscosidad en un poco más del 80% del blanco.

Para el caso en donde se combinó 90% crudo y 10% Wellflux los resultados no fueron favorables ya que se obtuvieron incrementos en las viscosidades que duplicaron el valor inicial cuando se encontró a bajas tasas de corte y tan solo una reducción de 900 centipoises a la máxima velocidad rotacional (100 rpm), lo que indica que el efecto del producto en dicha proporción no genera la reducción de viscosidad deseada.

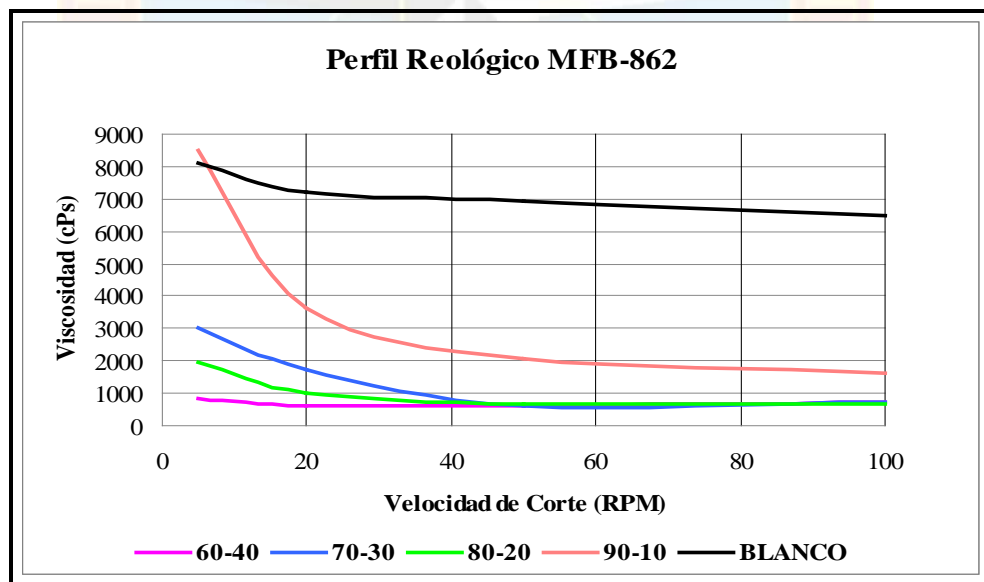


Gráfico N° 4.8 Perfil reológico pozo MFB-862 @ Temp: 150°F

El efecto del reductor de viscosidad Wellflux se aprecia en todas las proporciones para la muestra tomada en el pozo MFB-862, mostrando un

comportamiento similar para las proporciones de 40,30 y 20 por ciento de Wellflux, con una reducción mayor a 90% con respecto a la viscosidad del crudo sin el producto (blanco), mientras que con la dosificación de 10% del producto la reducción fue de un 75% a 100 rpm, reduciendo desde 6.469 cP hasta un valor mínimo de 1606, siendo una disminución considerable aunque no tan favorable como con las proporciones restantes, en donde se logra llevar los valores de viscosidad hasta 620 centipoises como se observa en el gráfico N°4.8.

Para la muestra tomada al pozo MFB-864 no fue posible determinar la viscosidad para una tasa de corte superior a 50 rpm en el blanco debido a restricciones presentadas por el viscosímetro brookfield, el cual no registra los valores de viscosidad superiores a 9.000 cP a esa velocidad, con la aguja empleada (spindle #4), como se muestra en el gráfico N° 4.9.

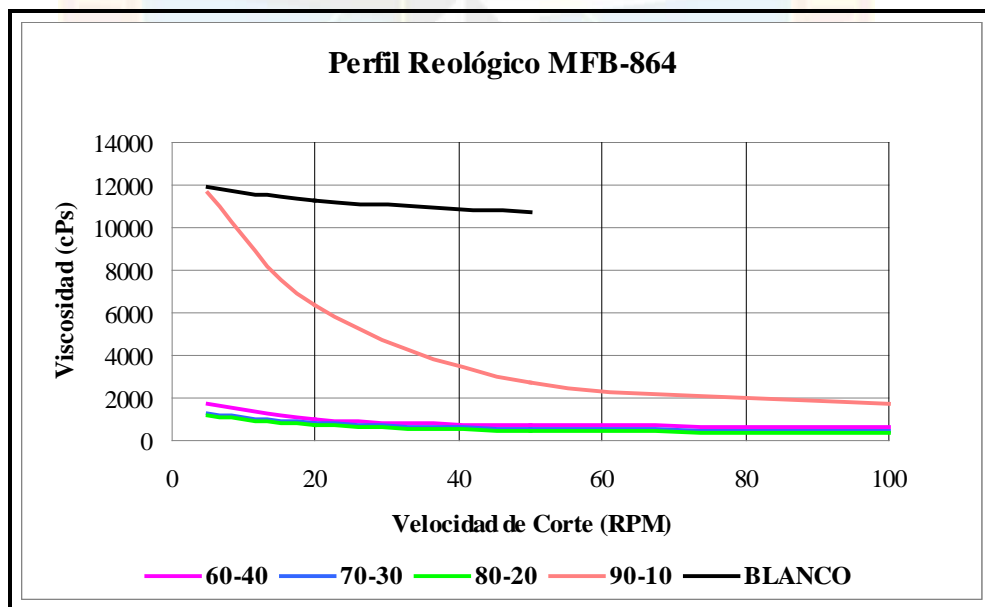


Gráfico N° 4.9 Perfil reológico pozo MFB-864 @ Temp: 150°F

La reducción radical generada luego de la aplicación del producto se muestra en mayor forma en los casos donde las proporciones de Wellflux es más alta, de igual

forma que para las muestras anteriores, ocasionando un efecto reducido donde la dosificación fue de tan solo el 10% de la mezcla.

4.2.5 Separación de la solución acuosa Wellflux

El reductor de viscosidad Wellflux tiene la particularidad que puede ser reciclado y reutilizado posteriormente con la misma finalidad, separándolo, realizando una dosificación adicional en la concentración del mismo y formando un ciclo de recuperación, ajuste y reinyección que reduciría los gastos concernientes a la compra de producto necesario para la aplicación, e incrementaría la rentabilidad del proyecto. Para determinar el porcentaje de Wellflux acuoso recuperado se utilizaron las cuatro muestras seleccionadas y se mezcló en proporciones de 60-40, 70-30, 80-20 y 90-10 por ciento de crudo y Wellflux respectivamente hasta conseguir una solución homogénea, la cual fue confinada en un horno de calentamiento a temperatura de 160°F por un lapso de tiempo recomendado por el fabricante de 16 horas obteniéndose los resultados mostrados en la tabla N°4.8.

Tabla N° 4.8 Volumen de Wellflux recuperado

POZOS	PROPORCIONES DE WELLFLUX (%)				
	INICIAL	40	30	20	10
MFD-66	RECUPERADO	36	28	20	5
MDF-74		35	28	18	5
MFB-862		32	22	16	5
MFB-864		30	18	16	4

La separación de Wellflux se produce por medio de calentamiento generado en

la mezcla y un tiempo de residencia que permita la disociación de los elementos que conforman la dispersión generada por el reductor de viscosidad.

Una vez retiradas las muestras del horno se contabilizó el volumen de Wellflux separado y se pudo notar que la mayor recuperación se obtuvo en el caso donde se mezcló las diferentes muestras de crudo con el 20% del producto seguido de las proporciones de 40, 30 y 10 por ciento. El efecto de reciclaje y posterior reinyección del producto para obtener un mayor aprovechamiento de la aplicación puede verse claramente en el gráfico 4.10.

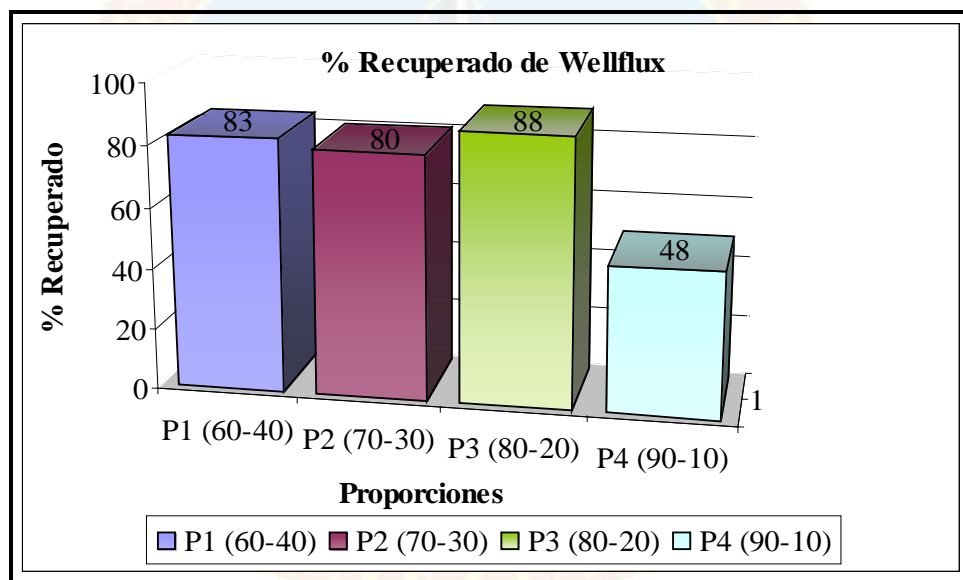


Gráfico N° 4.10 Wellflux recuperado

En las muestras en donde se combinó el 20% de Wellflux con el crudo se pudo recuperar en promedio el 88% de la cantidad inicialmente aplicada, lo que se traduce en un ahorro considerable en la aplicación del producto. En el gráfico 4.9 se observa que para el resto de las muestras al 10% de Wellflux la recuperación del producto resultó menos favorable (48%).

La poca recuperación del Wellflux se basa en la dispersión insuficiente generada en el crudo, cuando es combinado en pequeñas proporciones el producto se queda entrampado de manera emulsionada por lo que se dificulta la separación de los componentes de la mezcla.

4.2.6 Determinación del perfil de temperatura

Debido a que los mejores resultados de reducción de viscosidad y recuperación del producto fueron obtenidos aplicando una dosificación del 20,30 y 40 por ciento de Wellflux (ver Apéndice B2), se tomó en consideración la menor proporción requerida (20%) para determinar el perfil de temperatura de cada una de las muestras, debido a que la diferencia entre los resultados de cada una de estas proporciones es reducida y esta representa el menor costo asociado.

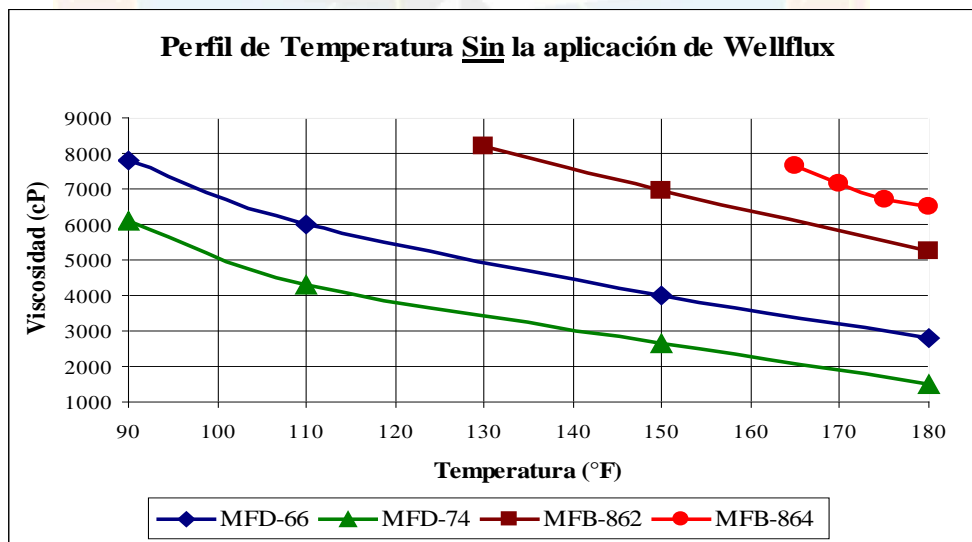


Gráfico N° 4.11 Perfil de temperatura del crudo blanco @ Tasa de corte: 100 rpm

Se estableció una tasa de corte constante de 100 rpm y se incrementó la temperatura paulatinamente, partiendo desde 90°F hasta 180°F para cada una de las

muestras, obteniendo el comportamiento dado para el crudo sin la aplicación del reductor de viscosidad y posteriormente haciendo la mezcla con la solución acuosa (en proporción de 20%), como se presenta en el gráfico N° 4.11. Se puede notar el efecto generado por la temperatura en la viscosidad del crudo, la reducción de viscosidad producida a medida que ocurre un incremento de temperatura es debido a la transferencia de energía entre las moléculas que forman el crudo de las diferentes muestras, al aumentar esta energía la velocidad de desplazamiento es mayor y por ende una reducción en la fuerza de cohesión molecular, lo que origina una mayor fluidez y movilidad del crudo.

Para las muestras pertenecientes al área de extra pesado (pozos MFB-862 y MFB-864) se determinó el perfil de viscosidad a partir de 130 y 165°F respectivamente, debido a que los valores de viscosidad eran superiores al máximo tolerable para la aguja seleccionada y tasa de corte establecida del viscosímetro utilizado.

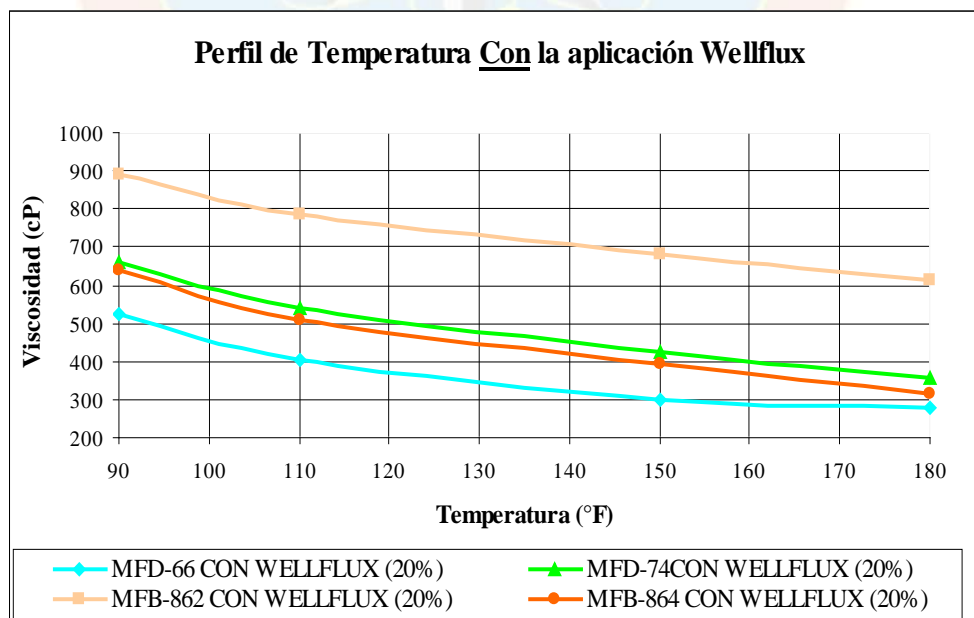


Gráfico N° 4.12 Perfil de temperatura de las mezclas @ Tasa de corte: 100 rpm

El comportamiento que adoptan las curvas de viscosidad de las diferentes muestras mezcladas con el producto Wellflux en la proporción de 20% mostrado en el gráfico N° 4.12 es el comportamiento característico esperado, con una disminución asintótica a medida que se incrementan los valores de temperatura, estableciendo un máximo valor de reducción de viscosidad aproximado para cada una de las muestras.

Comparando los valores de viscosidad sin la aplicación del producto con los resultados obtenidos una vez mezclado con Wellflux, se pudo demostrar que no existe relación alguna entre la viscosidad original del crudo y el efecto que produce la aplicación del producto, como se muestra en el gráfico N° 4.11, la viscosidad original de la muestra perteneciente al pozo MFB-864 y representado con el color rojo es superior al resto de las muestras, pero al ser combinado con la solución acuosa Wellflux reduce su viscosidad por debajo de los valores generados en las mezclas de los pozos MFD-74 y MFB-862 (gráfico N° 4.12), los cuales tenían viscosidades inferiores a dicha muestra antes de ser mezclados con Wellflux.

Un caso similar se observa en la muestra perteneciente al pozo MFD-74, el cual tenía inicialmente los menores valores de viscosidad en comparación con las muestras de los pozos restantes y una vez aplicado el producto solamente la reducción de viscosidad fue menor a la producida en la muestra del pozo MFB-862. Por otra parte el contenido de agua y sedimentos de las muestras tampoco contribuye a la predicción del efecto de Wellflux ya que no puede establecerse una relación entre la cantidad encontrada en cada una de las muestras y la reducción de la viscosidad posterior a la aplicación del producto, lo que indica que la solución acuosa Wellflux presenta un efecto particular para cada pozo (ver gráfico N° 4.13).

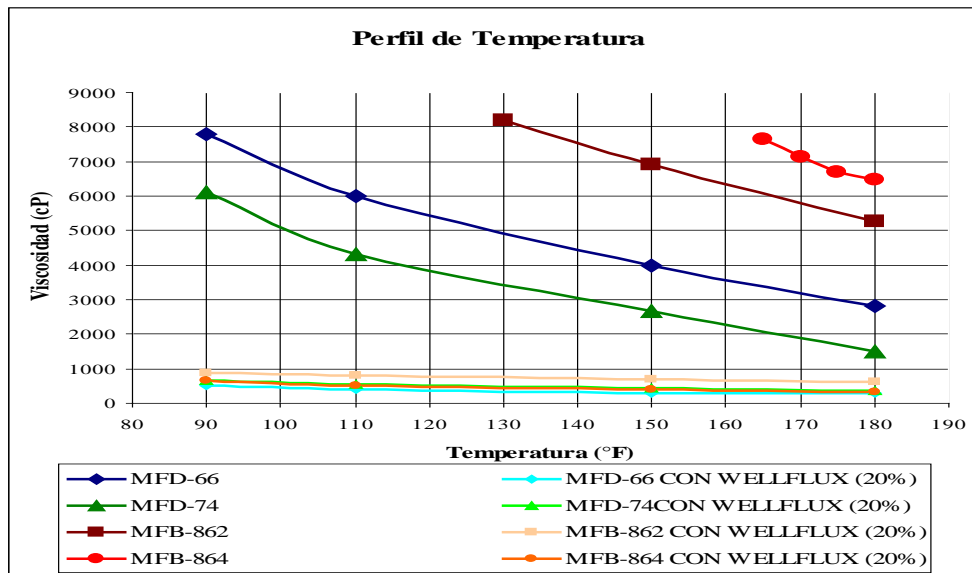


Gráfico N° 4.13 Perfil de temperatura de las muestras @ Tasa de corte: 100 rpm

4.3 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN CON LA INYECCIÓN DE WELLFLUX A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA PC-PUMP

La predicción e incremento de producción para los cuatro pozos seleccionados (MFD-66, MFD-74, MFB-862 y MFB-864) fue basado en la reducción de viscosidad del crudo obtenido en el laboratorio, para generar un menor torque en la sarta de cabillas e incrementar las velocidades en las BCP, obteniendo un mayor aporte de los pozos, considerando las condiciones de los yacimientos en donde se encuentran ubicados.

Para realizar la simulación a través de Pc-Pump fue necesario suministrar los datos mostrados en las tablas del Apéndice C.1, los respectivos diagramas de completación y la orientación de la perforación (survey) de cada uno de los pozos mostrados en el Apéndice C.2, además del perfil de temperatura respectivo del Apéndice B.3.

4.3.1 Simulación para el pozo MFD-66

A través del gráfico N° 4.14 se muestra, resaltado en color rojo, el comportamiento de producción y torque actual generado en la sarta de cabillas del pozo MFD-66 (1.035 BBPD y 1.480 Lb.Pie respectivamente) y su comportamiento al mantener las condiciones de producción y realizando sensibilidades en la velocidad de la bomba desde 100 hasta 340 rpm. Es notable que al ejecutar la simulación con la aplicación de Wellflux se estabilizan los valores del torque aproximadamente en 1.000 Lb.Pie, lo que permite incrementar la velocidad de rotación y de esta forma obtener un mayor ganancial en la producción.

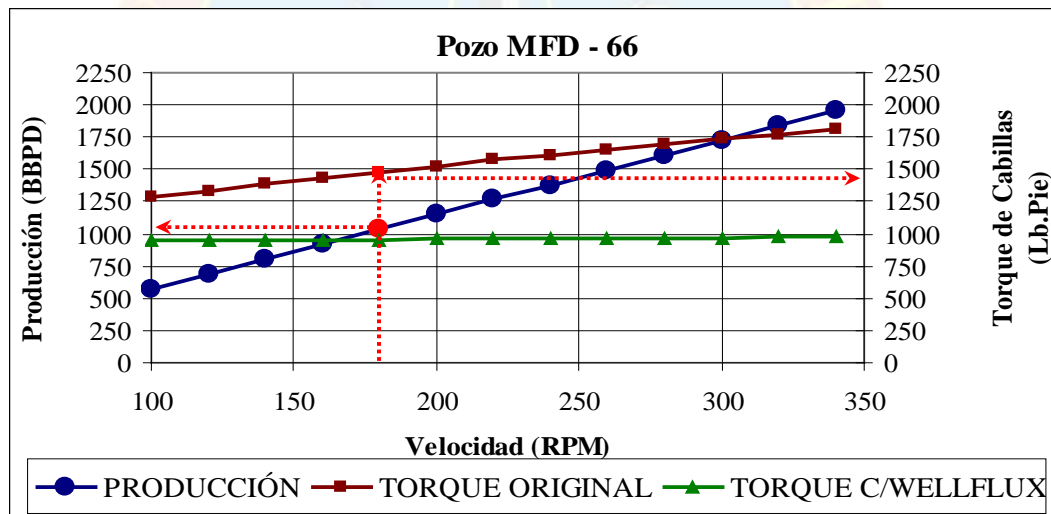


Gráfico N° 4.14 Resultados de la simulación al pozo MFD-66

Por medio del simulador se calculó el valor de presión de fondo fluvente óptima (677,2 lpc) para incrementar la producción hasta 1.500 BBPD; ingresando los valores de presión del yacimiento y de la última prueba realizada (Pr: 1.553 lpc, Pb: 705 lpc, Pwf: 900 lpc y tasa de producción de 1.119 BBPD), como muestra la figura N°4.1 presentada a continuación.

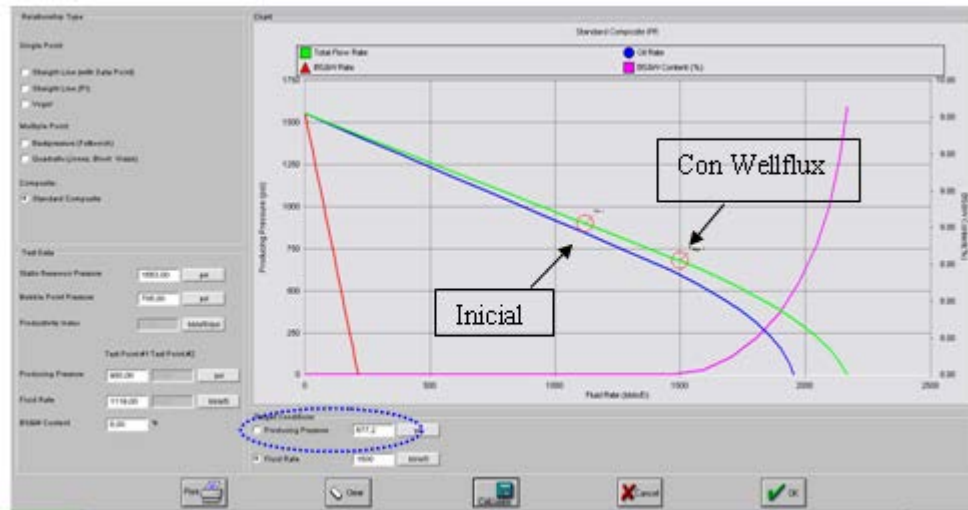


Figura N° 4.1 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFD-66

Conociendo el valor de presión de 677 lpc se determinó una velocidad de 264 rpm (como se muestra en el **Apéndice C.3**) a la cual tendría que operar la bomba para incrementar en 50% la producción hasta 1500 BBPD. Considerando la inyección del reductor de viscosidad que debe aplicarse al pozo y las capacidades de desplazamiento de la bomba 21-65-3000 instalada (ver **Apéndice A.2**) se determinó que la velocidad debe incrementarse paulatinamente hasta 280 rpm para producir la tasa esperada, obteniendo una reducción del 53% en el torque generado en la sarta de cabillas.

4.3.2 Simulación para el pozo MFD-74

El pozo MFD-74 se encuentra operando actualmente a 100 rpm, manteniendo una producción de 832 BBPD y un torque de 1.900 Lb.Pie, considerado un torque de operación máximo para las cabillas de 1 ½ pulgadas. Como se aprecia en el gráfico N°4.15 con la línea color verde se logra controlar el torque generado en la sarta de cabillas alrededor de las 1.500 y 1.600 Lb.Pie cuando se aplica la solución acuosa Wellflux.

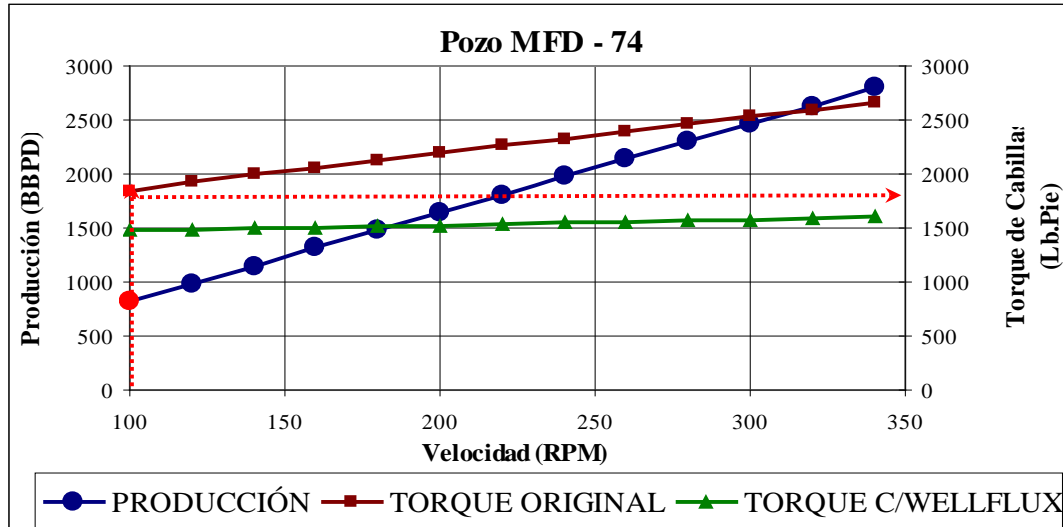
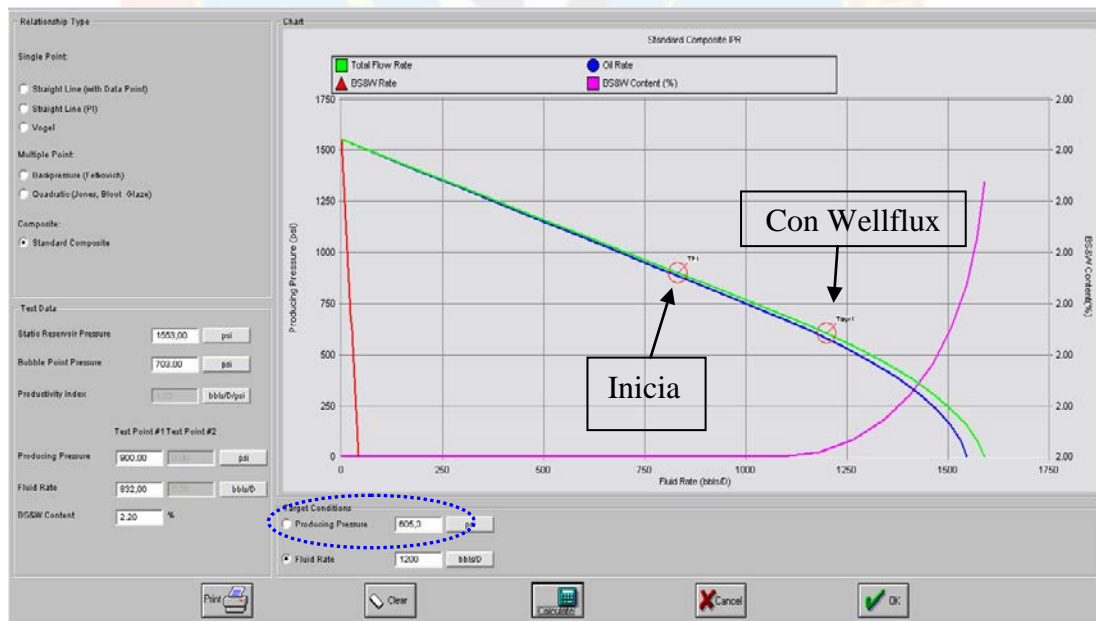


Gráfico N° 4.15 Resultados de la simulación al pozo MFD-74



Para incrementar en 50% el potencial del pozo MFD-74 hasta 1.200 BBPD se calculó el índice de productividad respectivo y se consideró los resultados de la última prueba de producción (P_{wf} de 900 lpc y tasa de producción de 832 BBPD) así

como también los valores empleados para el cálculo en el pozo MFD-66, ya que se encuentran ubicados en la misma arena yacimiento (OFIMIA MFF 3), tal y como se muestra en la figura N°4.2.

Para la aplicación de Wellflux e incremento del potencial de este pozo se determinó que se requiere una presión de fondo fluente de 605 lpc como muestra la figura N°4.2, y simulando estas condiciones se hizo la predicción de la velocidad de rotación obteniendo un resultado de 153 rpm necesarios para desplazar 1.200 BBPD (ver Apéndice C.4) y se ajustó a 180 rpm para producir la tasa esperada, considerando el fluido inyectado durante la aplicación de Wellflux.

4.3.3 Simulación para el pozo MFB-862

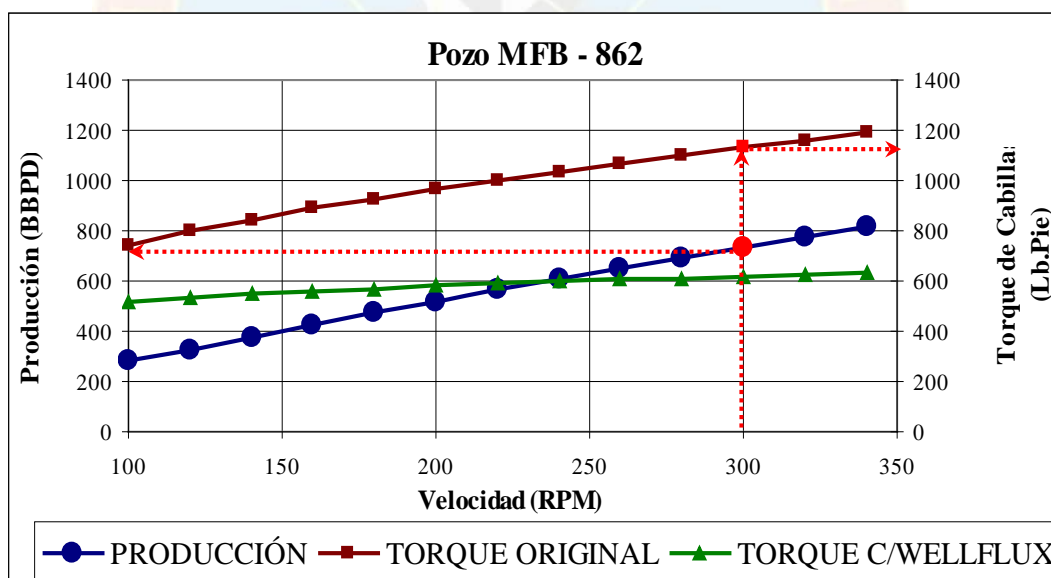


Gráfico N° 4.16 Resultados de la simulación al pozo MFB-862, bomba actual

Las velocidad de operación de 300 rpm en la que se encuentra produciendo el pozo MFB-862 (ver gráfico N°4.16) no permiten el incremento de velocidad, ya que para una producción de 743 BBPD es necesario inyectar 186 BPD de Wellflux (para

cumplir con una proporción de 80-20) para un total de 929 BBPD, lo cual excede el límite permitido por el variador de frecuencia instalado en superficie (350 rpm) por lo que se simuló las condiciones actuales con la instalación de una bomba nueva, reemplazando la bomba 500-G-1800 por una 900-G-1800 del mismo fabricante y se representó a través del gráfico N°4.17.

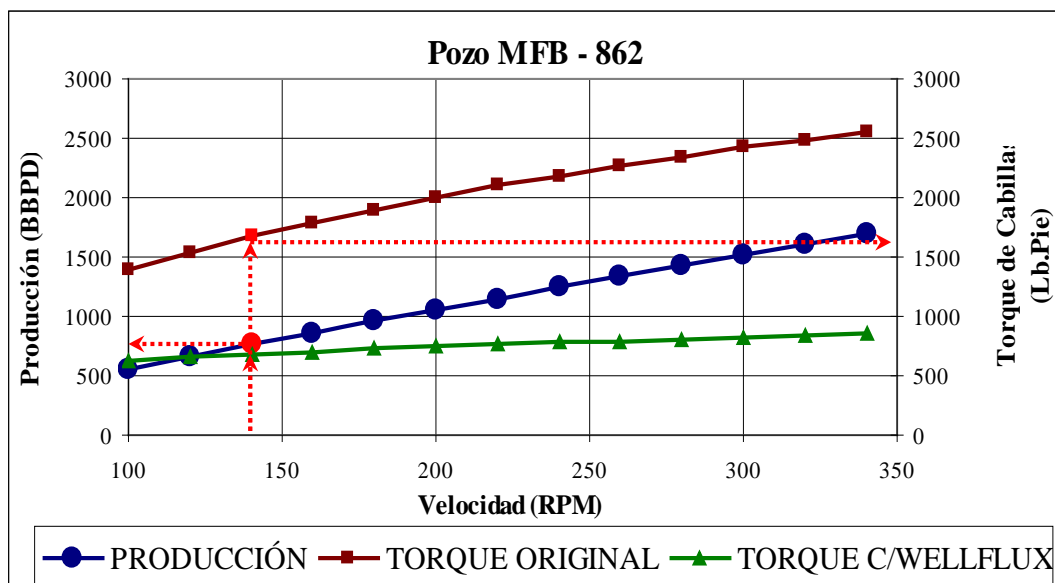


Gráfico N° 4.17 Resultados de la simulación al pozo MFB-862, con bomba recomendada

Con la instalación de esta nueva bomba se puede reducir la velocidad de operación desde 300 hasta 140 rpm pero, a su vez se incrementa el torque en la sarta de cabillas en un 48% desde 1.132 hasta 1.679 Lb.Pie. Con la aplicación de Wellflux en estas nuevas condiciones se logró reducir el torque hasta 684 Lb.Pie como se observa en el gráfico N° 4.17 y más detalladamente en la tabla de resultados correspondiente al pozo MFB-862 del **Apéndice C.5**.

Representando las condiciones operacionales, se determinó una presión de fondo fluente de 515 lpc, como se muestra en la figura 4.3 y se ejecutó la simulación

estableciendo un incremento de producción desde 734 hasta 1.100 BBPD dando como resultado una velocidad óptima de 210 rpm (ver **Apéndice C.5**).

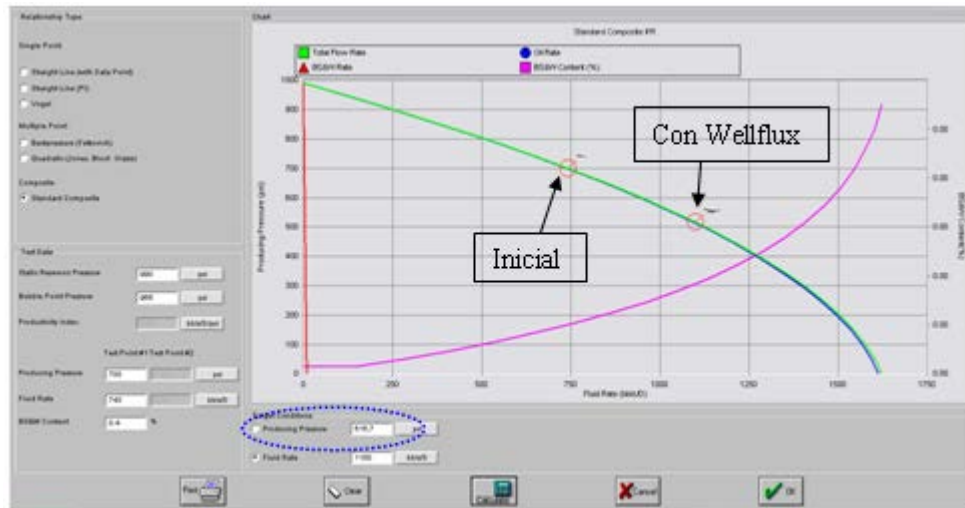


Figura N° 4.3 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFB-862

Para la producción de 1.100 BBPD es necesario inyectar 300 BPD de Wellflux, por lo que se estableció una velocidad para el pozo MFB-862 de 280 rpm.

4.3.4 Simulación para el pozo MFB-864

Para predecir el comportamiento de producción del pozo MFB-864 con la aplicación de Wellflux fue necesario remplazar la bomba insertable NTZ 350-150-ST 25 instalada actualmente por una bomba de tipo convencional 350-D-2300 que pueda manejar la tasa de producción una vez realizada la inyección del producto.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento de producción de dicho pozo y el equivalente valor de torque al realizar sensibilidades en las velocidades de operación con la bomba instalada inicialmente (NTZ 350-150-ST 25) y se señaló con el color rojo las condiciones de operación actuales (242 BBPD y 830 Lb.Pie)

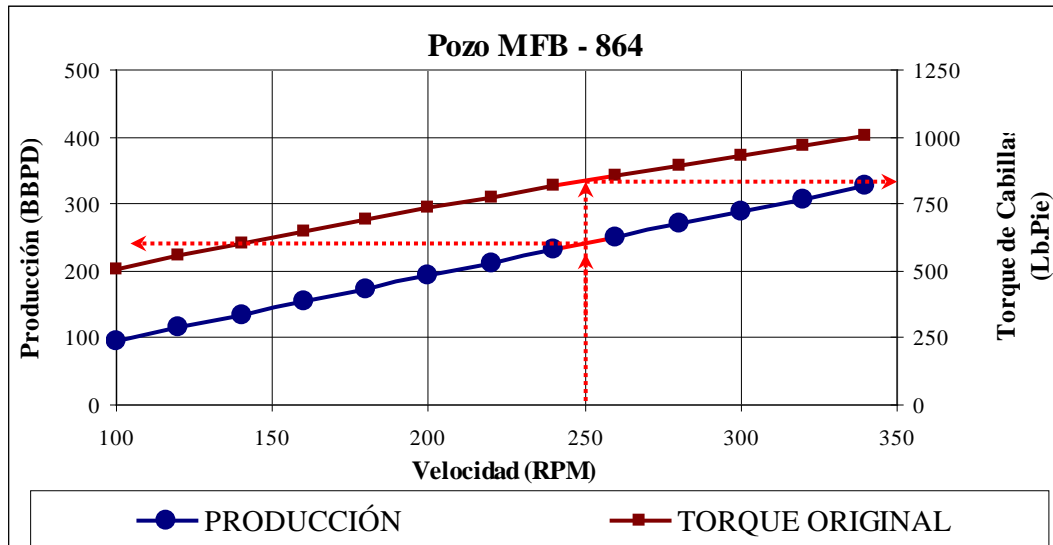


Gráfico N° 4.18 Resultados de la simulación al pozo MFB-864

Como se muestra en el gráfico N° 4.18, una producción superior a los 330 BBPD no puede ser manejada por esta bomba, por lo que se instaló una de mayor capacidad que sea capaz de manejar la producción total, suponiendo un incremento del potencial actual en un 50% y adicionalmente la solución acuosa Wellflux.

Para evaluar el comportamiento del reductor de viscosidad, se adecuó la velocidad la de la nueva bomba para producir la una tasa de 240 BBPD bajo condiciones semejantes como se muestra en la **figura C.6.4** del apéndice y se simuló posteriormente la producción bruta comparando los valores de torque resultantes, con los generados por la aplicación de Wellflux y haciendo sensibilidades en las velocidades de rotación del sistema de BCP, expuestos en el gráfico N° 4.19 presentado a continuación.

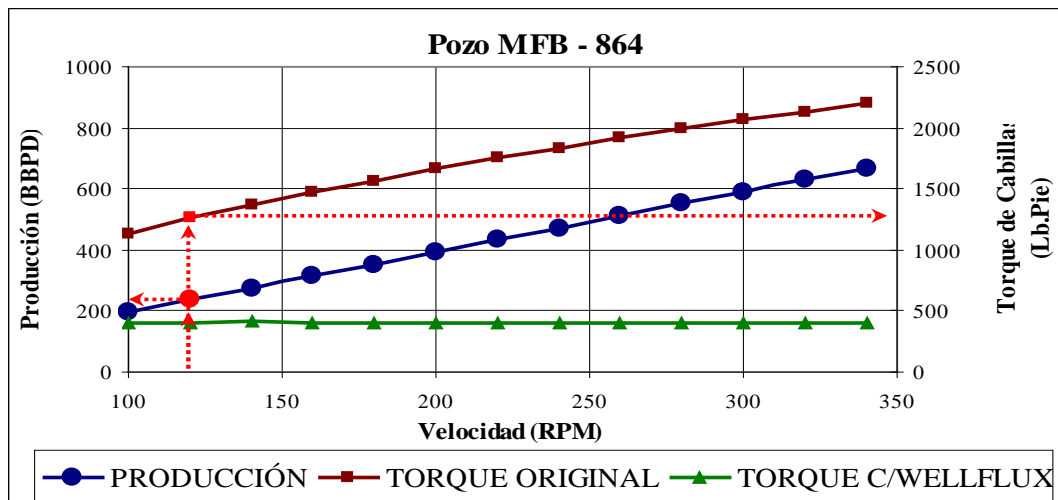


Gráfico N° 4.19 Resultados de la simulación al pozo MFB-864, con bomba recomendada

Con los resultados mostrados en el gráfico N° 4.19 se pudo calcular una presión de producción óptima de 530 lpc, estableciendo una tasa diaria de 350 barriles brutos y la respectiva información del yacimiento S5, MFB 163, mostrados a continuación en la figura N° 4.4.

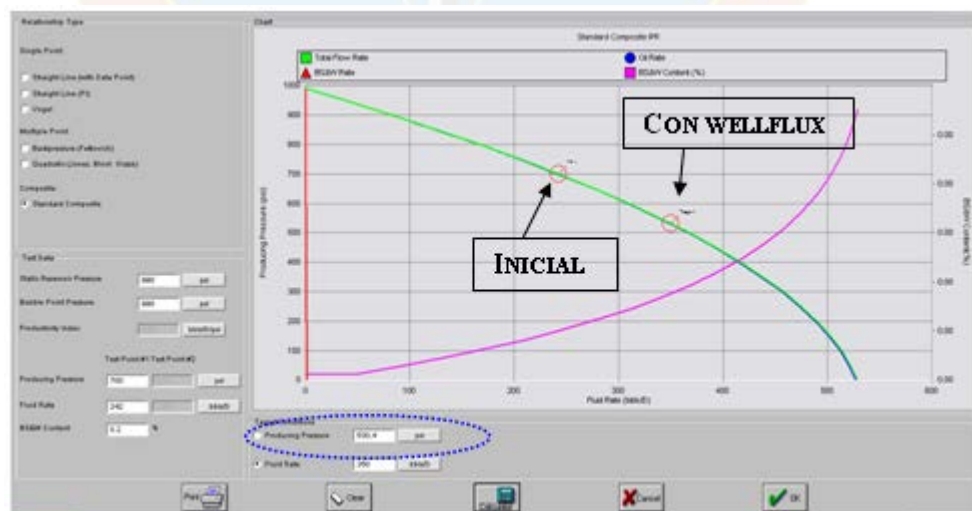


Figura N° 4.4 Ventana de Pc-Pump, índice de productividad del pozo MFB-864

Con esta nueva presión de fondo fluyente y fijando una producción de 350 BBPD se determinó que es necesario operar la bomba a una velocidad de 180 rpm como muestra el **Apéndice C.6** y se ajustó la velocidad de operación a 220 rpm considerando la producción de Wellflux inyectado, que adicionalmente con los barriles de fluido esperados debe retornar a la superficie.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

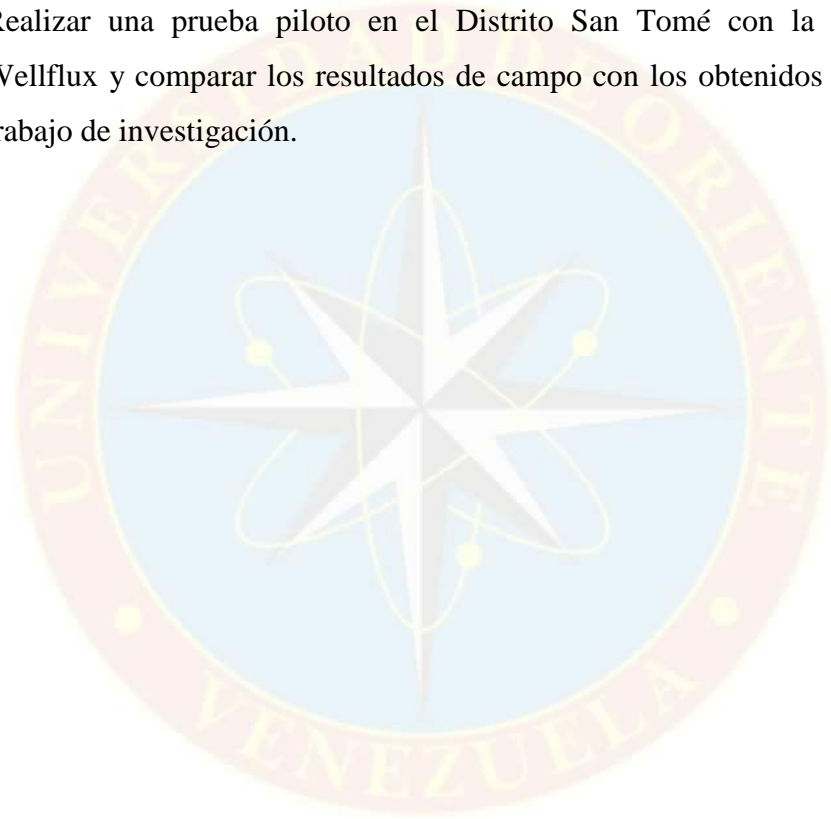
5.1 CONCLUSIONES

- Actualmente 21 pozos cumplen con los requerimientos establecidos para la aplicación de Wellflux en el Distrito San Tomé.
- El efecto de Wellflux no está relacionado con las condiciones del yacimiento en el cual es aplicado el producto ni con la viscosidad del crudo.
- El producto Wellflux reduce la viscosidad del crudo en valores cercanos al 90%.
- Los mejores resultados se obtienen al combinar el crudo de formación y la solución acuosa Wellflux en proporciones de 80% crudo y 20% del producto.
- Se debe realizar cambio de bomba por una de mayor caudal en aquellos pozos candidatos donde las altas velocidades no permiten incrementar la producción.
- La aplicación de Wellflux permite estabilizar en rangos aceptables los niveles de torque en los equipos de levantamiento, mientras se incrementan las velocidades de bombeo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Evaluar la existencia de acuíferos activos en las cercanías del pozo antes de aplicar el reductor de viscosidad y predecir el comportamiento del mismo al incrementar las velocidades de producción.

- Analizar la compatibilidad de la solución acuosa Wellflux con los diferentes tipos de elastómeros y evaluar si existe algún efecto corrosivo del mismo en las tuberías y líneas de flujo.
- Determinar el tiempo de residencia mínimo para separar el Wellflux del resto de la producción.
- Realizar una prueba piloto en el Distrito San Tomé con la aplicación de Wellflux y comparar los resultados de campo con los obtenidos mediante este trabajo de investigación.

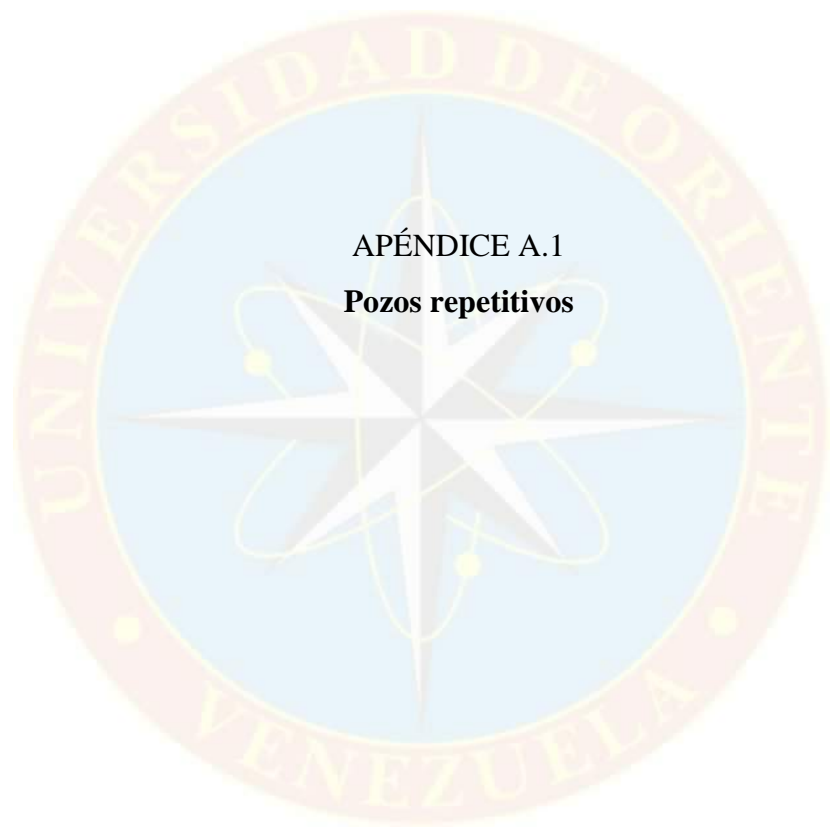


REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. 2006. El proyecto de investigación, Editorial Episteme, 5ta.Edición, Caracas, Venezuela, pp. 21-130.
- ESPER, J. (2009). El petróleo II. [Trabajo en línea]. Consultado el 28 de noviembre de 2011 en: www.monografias.com/trabajos/petroleo2/petroleo2.shtml
- HIRSCHFELDT, M. (2008). Información Técnica. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, pp. 9-37.
- LANDAETA, A. Y AMAYA, R. (2006). Información Técnica. Aplicación de Reductores de Viscosidad, pp. 4-5.
- LÓPEZ, Y. (2011). “Evaluación de un químico mejorador de flujo para su aplicación en fondo, a pozos completados con BCP de la unidad de producción extrapesado del Distrito San Tomé”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente. Núcleo Monagas, pp. 7-15.
- MÁRQUEZ, C. (2006). Distrito San Tomé [Trabajo en línea]. Consultado el 6 de diciembre de 2011 en: <http://www.monografias.com/trabajos38.shtml>
- MI-SWACO. (2011). Información Técnica. Oilflow Solutions Brochure, pp. 2-10.
- OILFLOW SOLUTIONS. (2010). Información Técnica. Wellflux Technology, pp.3-6

APÉNDICE





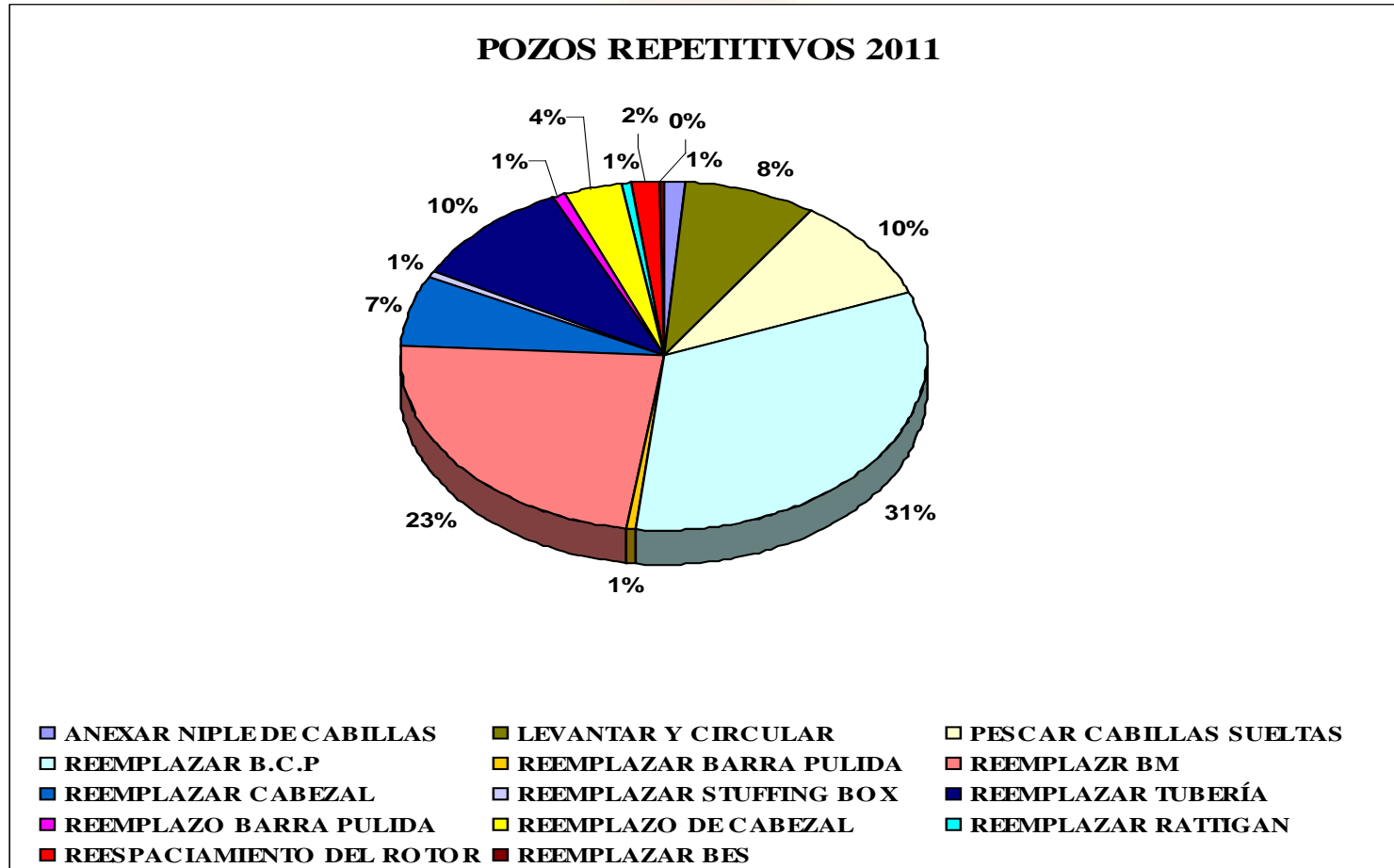
APÉNDICE A.1

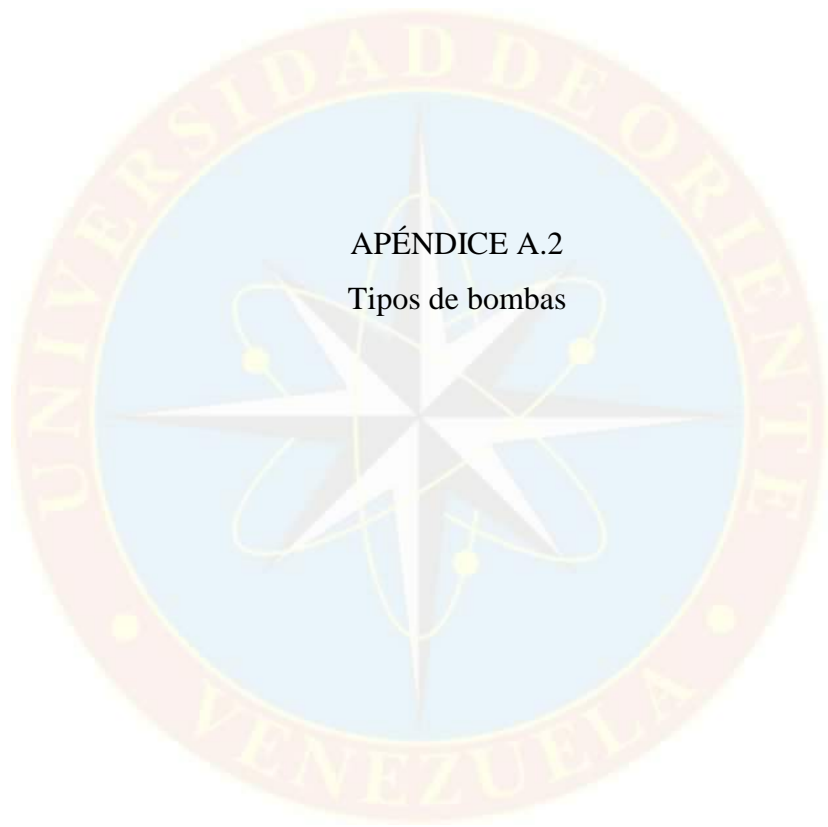
Pozos repetitivos

Tabla A.1.1. Pozos repetitivos 2011 (BCP).

AREA	POZO	ARENA/ YACIMIENTO	MÉTODO	TRABAJO	MES
PES	MEL-164	S5,T MM 412	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	ABRIL
PES	MEL-216	U2I,3S MEL 108	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	MAYO
PES	MEL-278	R4 MEL 225	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	AGOSTO
PES	MEL-285	U2I,3S MEL 107	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	AGOSTO
PES	MEL-286	S5,T MM 412	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	AGOSTO
PES	MEL-287	T MS 820	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	AGOSTO
PES	MEL-322	U2I,3S MEL 107	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	AGOSTO
PES	MEL-337	U2I,3S MEL 108	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	SEPTIEMBRE
PES	MEL-352	T MS 820	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	SEPTIEMBRE
PES	MEL-359	I3 MS 0444	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	SEPTIEMBRE
PES	MFD-19	TIGCAN MFD 23	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	OCTUBRE
PES	MFD-41	U2I,3 MS 423	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	OCTUBRE
PES	MG-629	S5,T MG 603	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	NOVIEMBRE
PES	MG-835	R4U MG 835	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	NOVIEMBRE
PES	MM-484	S5,T MM 412	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	NOVIEMBRE
PES	MS-475	T MS 434	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	NOVIEMBRE
PES	OM-158	I2L,3 OG 503	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	DICIEMBRE
XP	MFA-110	R2 MFA 8	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	DICIEMBRE
XP	MFA-126	L3,4 MFA 29	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	DICIEMBRE
XP	MFA-165	J3 MFA 29	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	DICIEMBRE
XP	MFA-206	R3 MFA 33	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	DICIEMBRE
XP	MFA-229	J3 MFA 29	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	ENERO
XP	MFA-241	J3 MFA 29	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	FEBRERO
XP	MFA-250	U1 MFA 38	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	FEBRERO
XP	MFB-159	U1,3 MFB 53	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	ABRIL
XP	MFB-241	U2,3 MFB 23	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	ABRIL
XP	MFB-382	R2 MFB 90	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	MAYO
XP	MFB-430	M1,3 MFB 15	BCP	LEVANTAR Y CIRCULAR	MAYO
XP	MFB-482	U1,3 MFB 53	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	JUNIO
XP	MFB-740	U1,3 MFB 53	BCP	PESCAR CABILLAS SUELTAS	SEPTIEMBRE

Gráfico A.1.1. Pozos repetitivos 2011.





APÉNDICE A.2
Tipos de bombas

Tabla A.2.1. Tipos de bombas por fabricantes. (Parte 1).

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	EMPRESA	BLS*100 RPM
24-40-1200	WEATHERFORD (GEREMIA)	240
40-40-1200	WEATHERFORD (GEREMIA)	260
32-65-3000	WEATHERFORD (GEREMIA)	600
20-40-1200	WEATHERFORD (GEREMIA)	434
24-40-1500	WEATHERFORD (GEREMIA)	300
130-1600	WEATHERFORD (GEREMIA)	815
161-1800	WEATHERFORD (GEREMIA)	1012
161-1600	WEATHERFORD (GEREMIA)	1011
20-40-2100	WEATHERFORD (GEREMIA)	420
28-40-2100	WEATHERFORD (GEREMIA)	420
28-45-700	WEATHERFORD (GEREMIA)	140
22-40-2500	WEATHERFORD (GEREMIA)	500
21-65-3000	WEATHERFORD	670

	(GEREMIA)	
98-1600	WEATHERFORD (GEREMIA)	615
22-1800	TIERRA ALTA	138
45-1800	TIERRA ALTA	283
55-1600	TIERRA ALTA	346
85-1600	TIERRA ALTA	350
105-1600	TIERRA ALTA	660
170-1600	TIERRA ALTA	1000
80-1600	NATIONAL	500
98-1580	NATIONAL	600
110-1600	NATIONAL	690



Tabla A.2.2. Tipos de bombas por fabricantes. (Parte 2).

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	EMPRESA	BLS*10 0 RPM
200-D-2300	ITS (LIFTEQ)	200
270-D-2300	ITS (LIFTEQ)	270
270-G-2300	ITS (LIFTEQ)	270
350-D-2300	ITS (LIFTEQ)	350
500-G-1800	ITS (LIFTEQ)	500
500-G-2300	ITS (LIFTEQ)	500
700-G-2300	ITS (LIFTEQ)	700
900-G-2300	ITS (LIFTEQ)	900
400-MET-1000	EQUIMAVENCA (PCM)	400
60-TP-1300	EQUIMAVENCA (PCM)	83
80-TP-1600	EQUIMAVENCA (PCM)	100
750-TP-1200	EQUIMAVENCA (PCM)	943
400-TP-1350	EQUIMAVENCA (PCM)	500
900-TP-1500	EQUIMAVENCA (PCM)	1132
120-TP-2000	EQUIMAVENCA (PCM)	150
430-TP-2000	EQUIMAVENCA (PCM)	542
200-TP-1800	EQUIMAVENCA	250

	(PCM)	
300-TP-1800	EQUIMAVENCA (PCM)	380
580-TP-1600	EQUIMAVENCA (PCM)	730

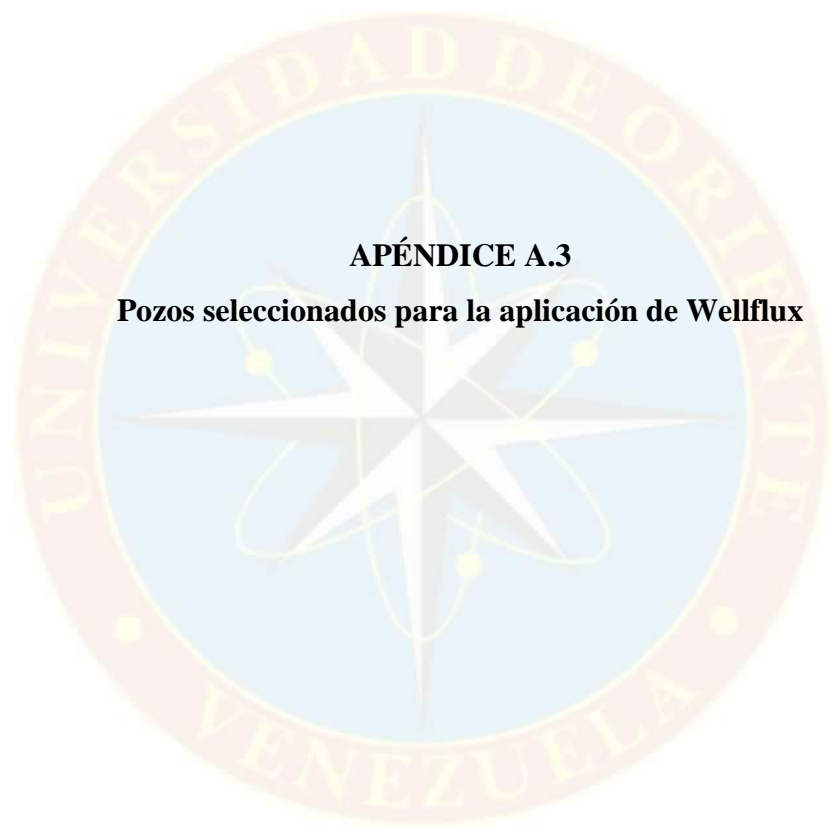


Tabla A.2.3. Tipos de bombas por fabricantes. (Parte 3).

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	EMPRESA	BLS*100 RPM
BCP INSERTABLE NTZ 450-150-SIT 25	BCPVEN (NETZSCH)	157,25
BCP INSERTABLE NTZ 350-150-SIT 20	BCPVEN (NETZSCH)	125,8
BCP INSERTABLE NTZ 450-150-SIT 15	BCPVEN (NETZSCH)	94,35
NTZ 400-300-ST-40H	BCPVEN (NETZSCH)	251,6
NTZ 400-240-ST-50H	BCPVEN (NETZSCH)	314,5
NTZ 400-180-ST-62H	BCPVEN (NETZSCH)	390
NTZ 400-150-ST-62	BCPVEN (NETZSCH)	400
NTZ 550-150-ST-145	BCPVEN (NETZSCH)	900
NTZ 550-150-ST-176	BCPVEN (NETZSCH)	1200
NTZ 550-150-ST-128	BCPVEN (NETZSCH)	805
60-N-340	R&M SYSTEMS (MOYNO)	327
50-H-400	R&M SYSTEMS (MOYNO)	400
50-N-170	R&M SYSTEMS	170

	(MOYNO)	
50-N-275	R&M (MOYNO)	SYSTEMS 275
80-N-275	R&M (MOYNO)	SYSTEMS 276,8
62-P-620	R&M (MOYNO)	SYSTEMS 620
50-H-800	R&M (MOYNO)	SYSTEMS 800
50-P-1000	R&M (MOYNO)	SYSTEMS 1200
50-P-1300	R&M (MOYNO)	SYSTEMS 1290





APÉNDICE A.3

Pozos seleccionados para la aplicación de Wellflux

Tabla A.3.1. Pozos del Distrito San Tomé candidatos para la aplicación de Wellflux.

POZO	ARENA/YAC	CAMPO	ÁREA	°API	%A _y S	RGP	POT	BNPD	BOMBA	MARCA	EF(%)	RPM	TORQ
MEL 241	U1L MS 806	MELONES	PES	11,3	2,5	4528	40	53	80-TP-1600	EQUIMAVENCA	66,3	80	150
MEL 327	S5,TMM 412	MELONES	PES	12,9	32	278	285	360	24-40-1500	WEATHERFORD	94,4	90	1090
MEL 164	S5,TMM 412	MELONES	PES	11,4	18	410	40	122	120-B-1800	ITS	91,7	80	280
MFD 41	U2L3 MS 423	DOBOKUEI	PES	11,9	18,6	277	400	441	430-TP-2000	EQUIMAVENCA	81,4	80	800
MFD 57	U2L3 MS 423	DOBOKUEI	PES	11	11,5	95	250	295	28-40-2100	WEATHERFORD	87,8	80	700
MFD 60	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	11,9	1,7	90	300	379	350-D-2300	ITS	79,9	70	350
MFD 63	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	12	7	91	1020	1261	110-1600	NATIONAL	83,1	220	1200
MFD 64	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	12	3,3	147	950	1170	161-1600	WEATHERFORD	82,7	140	1200
MFD 66	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	12,2	4,8	124	900	1119	21-65-3000	WEATHERFORD	92,0	160	1150
MFD 68	OFIMIA MFF 3	BOKUBI	PES	11,7	6,1	145	600	600	161-1600	WEATHERFORD	74,2	80	1800
MFD 69	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	11,5	8,7	127	790	985	161-1600	WEATHERFORD	97,4	100	1140
MFD 71	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	12	1,8	137	700	662	98-1600	WEATHERFORD	67,3	160	870
MFD 74	OFIMIA MFF 3	DOBOKUEI	PES	11,7	2,8	94	700	886	161-1600	WEATHERFORD	90,2	120	1640
MFB 767	S5 MFB 163	BARE	XP	9,1	0,5	485	442	497	32-65-3000	WEATHERFORD	69,0	120	1000
MFB 650	U1,3 MFB 53	BARE	XP	9,6	2,1	2211	237	336	24-40-1200	WEATHERFORD	82,4	170	140
MFB 727	U1,3 MFB 53	BARE	XP	9,5	30,1	32	180	277	300-TP-1800	EQUIMAVENCA	91,1	80	130
MFB 814	S5 MFB 163	BARE	XP	9,3	1,3	107	210	233	270-D-2300	ITS	86,3	100	830
MFB 844	S5 MFB 163	BARE	XP	9	11	102	135	226	NTZ-400-240-ST-50H	BCPVEN	89,8	80	740
MFB 862	S5 MFB 163	BARE	XP	9,1	0,5	151	800	762	500-G-1800	ITS	90,1	220	1050
MFB 864	S5 MFB 163	BARE	XP	9	8,4	41	246	90	NTZ-350-150-SIT-20	BCPVEN	75,0	80	1150
MFB 875	S5 MFB 163	BARE	XP	9,3	2	510	145	145	NTZ-450-150-SIT-15	BCPVEN	98,4	140	500



APÉNDICE B

Pruebas de laboratorio



APÉNDICE B.1

Pruebas de viscosidad brookfield

(Perfil reológico)

Tabla B.1.1. Perfil de viscosidad Pozo MFD-66. Viscosidad dinámica brookfield @ 150°F (spindle # 4).

PROPORCIONES	TIEMPO		VELOCIDAD DE CORTE			
			5	20	50	100
BLANCO (100% CRUDO)	VISCOSIDADES	1 Minuto	5115	4799	4177	4079
		2 Minutos	5115	4799	4279	4177
		3 Minutos	5299	4717	4279	4079
		PROMEDIO	5176	4772	4245	4112
P1 (60 % CRUDO - 40 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1200	959	527	551
		2 Minutos	1320	1170	635	619
		3 Minutos	1440	1260	671	689
		PROMEDIO	1320	1130	611	620
P1 (70 % CRUDO - 30 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	840	479	359	287
		2 Minutos	960	599	455	313
		3 Minutos	960	689	510	383
		PROMEDIO	920	589	441	328
P1 (80 % CRUDO - 20 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	959	569	359	322
		2 Minutos	1080	599	347	287
		3 Minutos	1200	629	407	305
		PROMEDIO	1080	599	371	305
P1 (90 % CRUDO - 10 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1320	959	635	539
		2 Minutos	1309	929	587	491
		3 Minutos	1439	959	575	467
		PROMEDIO	1356	949	599	499

Tabla B.1.2.Perfil de viscosidad Pozo MFD-74. Viscosidad dinámica brookfield @ 150°F (spindle # 4).

PROPORCIONES	TIEMPO		VELOCIDAD DE CORTE			
			5	20	50	100
BLANCO (100% CRUDO)	VISCOSIDADES	1 Minuto	2639	2669	2783	2717
		2 Minutos	2759	2669	2759	2723
		3 Minutos	2729	2789	2739	2717
		PROMEDIO	2709	2709	2760	2719
P1 (60 % CRUDO - 40 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	840	750	517	377
		2 Minutos	960	720	527	390
		3 Minutos	840	780	540	384
		PROMEDIO	880	750	528	384
P1 (70 % CRUDO - 30 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1080	629	417	467
		2 Minutos	960	660	420	467
		3 Minutos	1200	720	575	437
		PROMEDIO	1080	670	471	457
P1 (80 % CRUDO - 20 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1080	660	600	414
		2 Minutos	1200	750	684	456
		3 Minutos	1320	840	732	504
		PROMEDIO	1200	750	672	458
P1 (90 % CRUDO - 10 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	7078	4349	3047	1908
		2 Minutos	6959	4319	2999	1890
		3 Minutos	6839	4319	2987	1890
		PROMEDIO	6959	4329	3011	1896

Tabla B.1.3. Perfil de viscosidad Pozo MFB-862. Viscosidad dinámica brookfield @ 150°F (spindle # 4).

PROPORCIONES	TIEMPO		VELOCIDAD DE CORTE			
			5	20	50	100
BLANCO (100% CRUDO)	VISCOSIDADES	1 Minuto	8038	6959	6623	6439
		2 Minutos	8038	7078	6755	6439
		3 Minutos	8158	7528	7354	6529
		PROMEDIO	8078	7188	6911	6469
P1 (60 % CRUDO - 40 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	840	630	600	678
		2 Minutos	719	570	624	738
		3 Minutos	960	690	636	756
		PROMEDIO	840	630	620	724
P1 (70 % CRUDO - 30 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	2999	1620	560	678
		2 Minutos	2999	1770	624	738
		3 Minutos	3119	1770	636	756
		PROMEDIO	3039	1720	607	724
P1 (80 % CRUDO - 20 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1920	990	660	647
		2 Minutos	1920	990	684	654
		3 Minutos	2040	1020	696	660
		PROMEDIO	1960	1000	680	654
P1 (90 % CRUDO - 10 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	8398	3379	2064	1560
		2 Minutos	8638	3749	2076	1644
		3 Minutos	8518	3779	2100	1614
		PROMEDIO	8518	3636	2080	1606

Tabla B.1.4. Perfil de viscosidad Pozo MFB-864. Viscosidad dinámica brookfield @ 150°F (spindle # 4).

PROPORCIONES	TIEMPO	VELOCIDAD DE CORTE (RPM)				
		5	20	50	100	
BLANCO (100% CRUDO)	VISCOSIDADES	1 Minuto	11877	11128	10582	-
		2 Minutos	11877	11248	10774	-
		3 Minutos	11877	11308	10738	-
		PROMEDIO	11877	11228	10698	-
P1 (60 % CRUDO - 40 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1600	990	684	624
		2 Minutos	1800	1020	696	636
		3 Minutos	1800	1050	708	647
		PROMEDIO	1733	1020	696	636
P1 (70 % CRUDO - 30 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1080	670	491	402
		2 Minutos	1320	899	503	395
		3 Minutos	1440	899	515	443
		PROMEDIO	1280	823	503	413
P1 (80 % CRUDO - 20 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	1200	690	444	390
		2 Minutos	1080	750	442	420
		3 Minutos	1200	750	468	402
		PROMEDIO	1160	730	451	404
P1 (90 % CRUDO - 10 WELLFLUX)	VISCOSIDADES	1 Minuto	11518	6449	2723	1710
		2 Minutos	11638	6329	2735	1728
		3 Minutos	11757	6359	2711	1746
		PROMEDIO	11638	6379	2723	1728



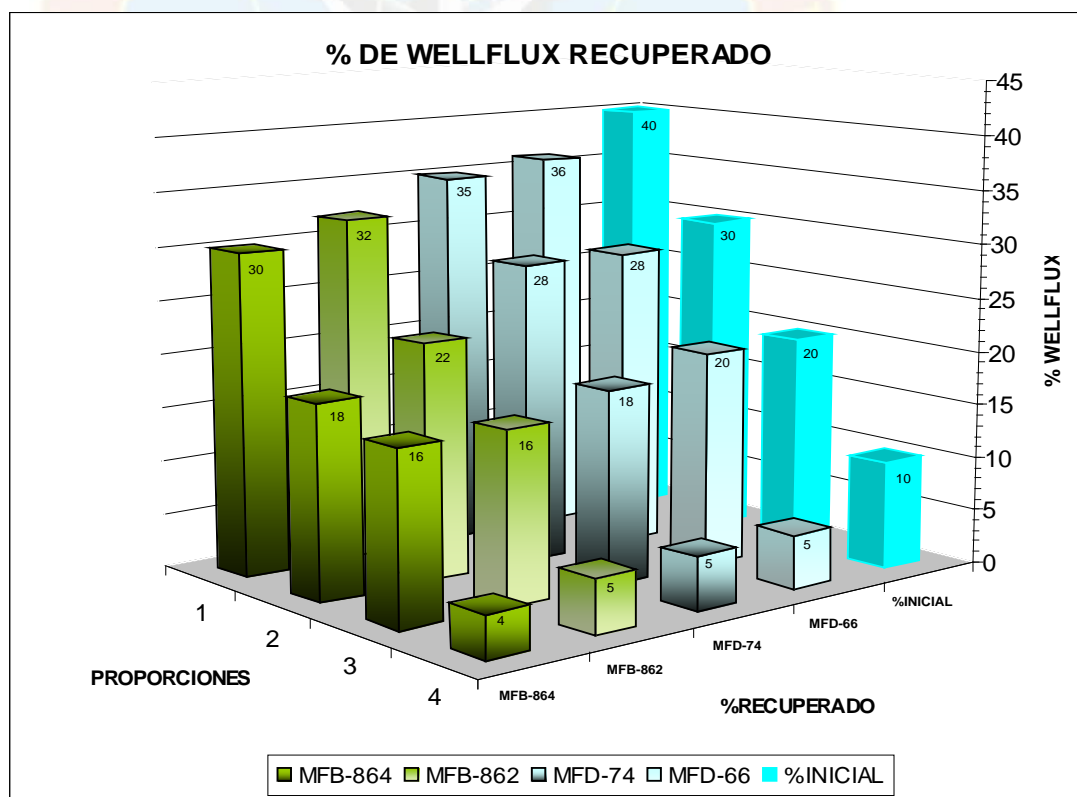
APÉNDICE B.2

Recuperación del producto

Tabla B.2.1. Proporciones de wellflux recuperada.

POZOS	PROPORCIONES DE WELLFLUX (%)				
	INICIAL	40	30	20	10
MFD-66	RECUPERADO	36	28	20	5
MDF-74		35	28	18	5
MFB-862		32	22	16	5
MFB-864		30	18	16	4

Gráfico B.2.1. Perfil de temperatura de las diferentes muestras.



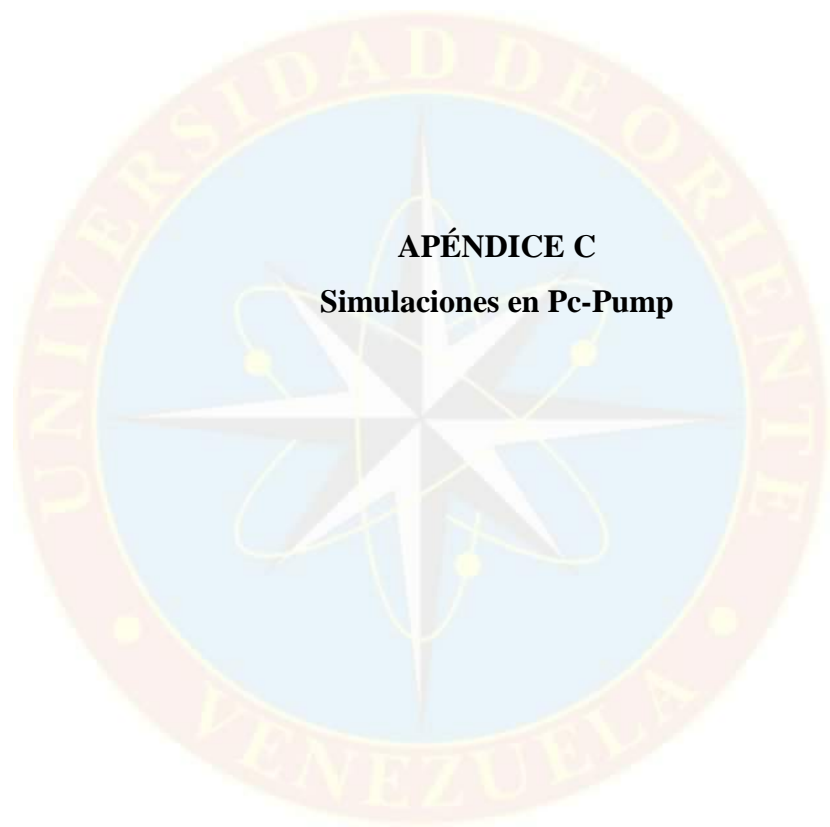


APÉNDICE B.3

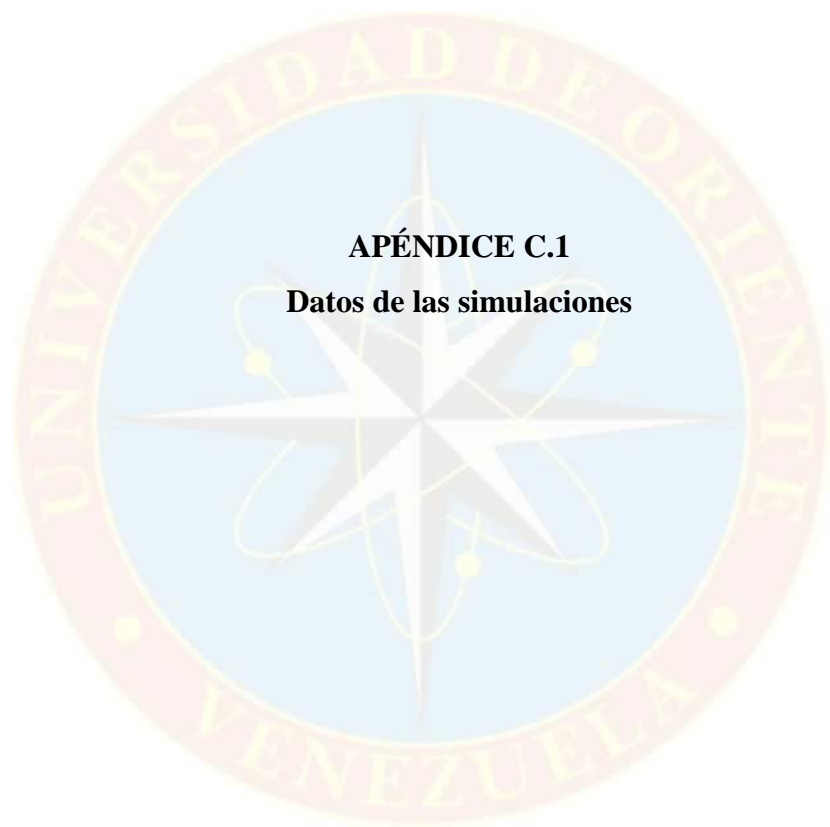
**Pruebas de viscosidad brookfield
(Perfil de temperatura)**

Tabla B.3.1. Perfil de temperatura de las diferentes muestras.

POZOS	PERFIL DE TEMPERATURA			
MFD-66	ORIGINAL		WELFLUX	
	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)
	90	7783	90	523
	110	6017	110	406
	150	3989	150	298
	180	2805	180	281
MFD-74	ORIGINAL		WELFLUX	
	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)
	90	6115	90	662
	110	4307	110	539
	150	2663	150	425
	180	1492	180	357
MFB-862	ORIGINAL		WELFLUX	
	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)
	-	-	90	889
	130	8184	110	787
	150	6929	150	681
	180	5267	180	613
MFB-864	ORIGINAL		WELFLUX	
	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)
	165	7653	90	641
	170	7127	110	510
	175	6711	150	395
	180	6482	180	316



APÉNDICE C
Simulaciones en Pc-Pump



APÉNDICE C.1

Datos de las simulaciones

Tabla C.1.1. Datos de simulación en pozos del área de Pesados.

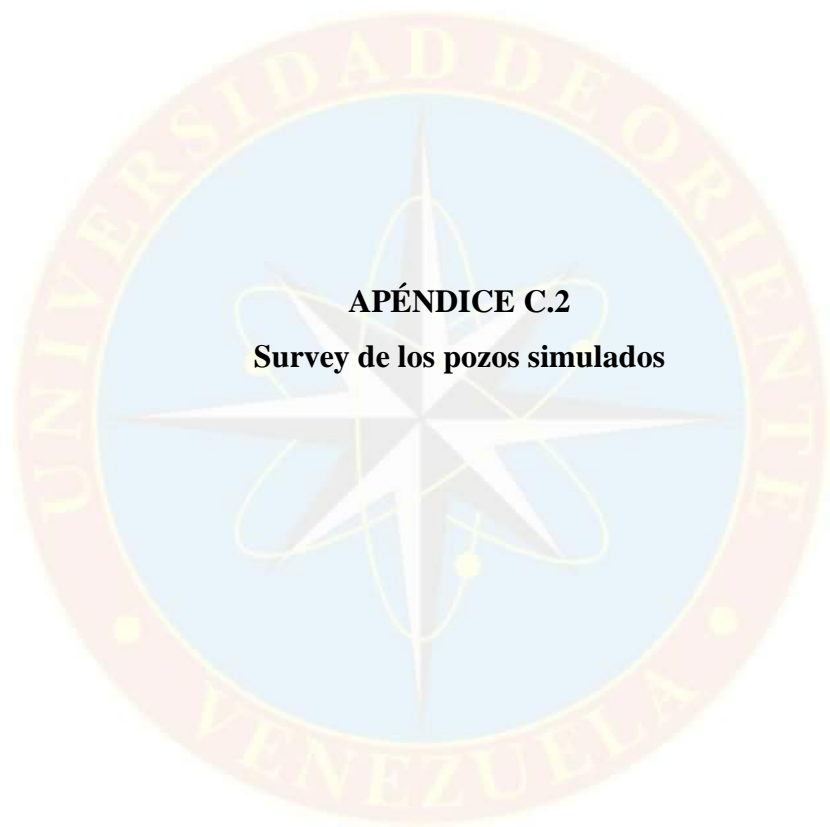
POZO		MFD-66	MFD-74
PROFUNDIDAD DEL ANCLA		4937	5150
PROFUNDIDAD DE ARENA		6378,5	7002,5
BOMBA	FABRICANTE	WEATHERFORD (BRAZIL)	WEATHERFORD (EDMONTON)
	TYPE	21-65-3000	161-1600
	EF	91	73
TUBING	TYPE	TUBING	TUBING
	SIZE	API 5,5x17	API 5,5x17
	LENGTH	4903	5118
CASING	SIZE	9,625x43,5	9,625x43,5
	LENGTH	5685	6170
ROD STRING	TYPE	CONTINUA	STANDARD
	BRAND	PRO-ROD	AOT
	SIZE	1,125 (1PIN) 970 N	(118 UNID.) 1,5 (1,25PIN) GRADE 97
	COUPING TYPE	N/A	1,125 SLIMHOLE
	LENGTH	N/A	25
ROD GUIDE	TYPE	N/A	SPIN THRU (1,5x4,5)UHMW-PE
	N° GUIDE	N/A	3 PER ROD
ANALISIS			
°API		12,2	11,7
WATHER SALINITY		5000	5000
%AyS		8	4
RGP		118	114
GE(GAS)		0,62	0,62
PUMP SPEED		180	100
BOTTOMHOLE PRESSURE		900	900
TBG HEAD PRESSURE		150	220
CSG HEAD PRESSURE		150	220
BOTTOMHOLE TEMPERATURE		135	144
FLOWING TEMPERATURE	WELLHEAD	110	110

Tabla C.1.2. Datos de simulación del pozo MFB-862

POZO		MFB-862	MFB-862 (CAMBIO DE BCP)
PROFUNDIDAD DEL ANCLA		3442	3442
PROFUNDIDAD DE ARENA		5403,5	5403,5
BOMBA	FABRICANTE	ITS (LIFTEQ)	ITS (LIFTEQ)
	TYPE	500-G-1800	900-G-1800
	EF	69	90
TUBING	TYPE	TUBING	TUBING
	SIZE	API 5,5x17	API 5,5x17
	LENGTH	3423	3423
CASING	SIZE	9,625x43,5	9,625x43,5
	LENGTH	4034	4034
ROD STRING	TYPE	STANDARD	STANDARD
	BRAND	AOT	AOT
	SIZE	1,25 (1,125PIN) GRADE 97	1,25 (1,125PIN) GRADE 97
	COUPLING TYPE	1,125 SLIMHOLE	1,125 SLIMHOLE
	LENGTH	25	25
ROD GUIDE	TYPE	N/A	N/A
	N° GUIDE	N/A	N/A
ANALISIS			
°API		9,1	9,1
WATHER SALINITY		5000	5000
%AyS		0,4	0,4
RGP		491	491
GE(GAS)		0,62	0,62
PUMP SPEED		300	210
BOTTOMHOLE PRESSURE		700	700
TBG HEAD PRESSURE		240	240
CSG HEAD PRESSURE		240	240
BOTTOMHOLE TEMPERATURE		139	139
FLOWING TEMPERATURE	WELLHEAD	110	110

Tabla C.1.3. Datos de simulación del pozo MFB-864

POZO		MFB-864	MFB-864
PROFUNDIDAD DEL ANCLA		3048	3048
PROFUNDIDAD DE ARENA		4404	4404
BOMBA	FABRICANTE	BCPVEN	ITS (LIFTEQ)
	TYPE	NTZ-350-150-SIT-20	350-D-2300
	EF	89	90
TUBING	TYPE	TUBING	TUBING
	SIZE	API 5,5x17	API 5,5x17
	LENGTH	2993	2993
CASING	SIZE	9,625x43,5	9,625x43,5
	LENGTH	3808	3808
ROD STRING	TYPE	STANDARD	STANDARD
	BRAND	AOT	AOT
	SIZE	1,5 (1,25PIN) GRADE 97	1,5 (1,25PIN) GRADE 97
	COUPLING TYPE	1,125 SLIMHOLE	1,125 SLIMHOLE
	LENGTH	25	25
ROD GUIDE	TYPE	N/A	N/A
	N° GUIDE	N/A	N/A
ANALISIS			
°API		9	9
WATHER SALINITY		5000	5000
%AyS		0,2	0,2
RGP		310	310
GE(GAS)		0,62	0,62
PUMP SPEED		250	180
BOTTOMHOLE PRESSURE		700	700
TBG HEAD PRESSURE		200	200
CSG HEAD PRESSURE		200	200
BOTTOMHOLE TEMPERATURE		130	130
FLOWING TEMPERATURE	WELLHEAD	110	110



APÉNDICE C.2

Survey de los pozos simulados

Tabla C.2.1 Survey. Pozo MFD-66

MD (ft)	Inclinación (°)	Azimuth (°)
0,00	0,00	0,00
1.000,00	0,27	131,36
1.164,00	0,31	131,36
1.256,00	0,45	115,07
1.347,00	0,70	84,89
1.439,00	0,97	102,41
1.532,00	0,45	59,11
1.622,00	0,14	326,86
1.714,00	0,28	70,99
1.805,00	0,36	28,18
1.896,00	0,25	15,60
1.986,00	0,53	22,64
2.074,00	0,14	284,23
2.164,00	0,25	319,58
2.255,00	0,38	340,76
2.346,00	0,43	329,07
2.435,00	0,25	47,35
2.526,00	0,06	325,35
2.618,00	0,25	0,68
2.708,00	0,31	304,46
2.799,00	0,45	343,08
2.891,00	0,88	344,35
2.982,00	1,43	313,13

3.072,00	2,79	262,31
3.161,00	6,59	278,81
3.251,00	9,34	277,54
3.339,00	11,23	279,52
3.429,00	15,82	275,21
3.520,00	17,39	274,52
3.611,00	18,99	275,89
3.702,00	20,24	274,85
3.796,00	22,72	275,44
3.891,00	27,30	276,19
3.986,00	29,50	274,71
4.081,00	32,20	277,61
4.176,00	36,19	277,84
4.271,00	37,94	277,28
4.366,00	42,47	275,92
4.461,00	47,13	275,44
4.556,00	51,17	275,44
4.650,00	52,94	275,73
4.745,00	53,95	276,05
4.841,00	56,27	276,32
4.935,00	57,10	276,87
5.030,00	57,31	274,91
5.125,00	63,11	274,20


Continuación de la tabla C.2.1 Survey. Pozo MFD-66

MD (ft)	Inclinación (°)	Azimuth (°)
5.220,00	68,84	274,93

5.315,00	74,11	273,52
5.410,00	81,57	272,76
5.504,00	84,13	271,36
5.600,00	85,67	270,00
5.685,00	85,64	269,15
5.769,00	85,61	268,31
5.864,00	87,41	269,45
5.959,00	90,43	268,54
6.054,00	92,22	270,78
6.148,00	92,84	280,96
6.243,00	88,45	286,25
6.339,00	84,99	284,93
6.433,00	85,54	282,90
6.528,00	85,98	276,92
6.621,00	88,58	271,25
6.716,00	87,34	264,43
6.811,00	94,45	258,10
6.905,00	101,18	256,70
7.000,00	101,50	264,03
7.072,00	101,80	265,00

Tabla C.2.2 Survey. Pozo MFD-74

MD (ft)	Inclinaci ón (°)	Azimuth (°)
0,00	0,00	0,00
1.173,00	0,16	166,88
1.271,00	0,38	138,69
1.368,00	0,52	158,95
1.463,00	0,28	138,61
1.557,00	0,51	160,67
1.651,00	0,42	128,43
1.746,00	0,29	148,10
1.837,00	0,51	146,13
1.926,00	0,60	162,39
2.017,00	0,87	164,19
2.108,00	0,81	167,42
2.198,00	1,16	181,70
2.284,00	0,46	175,72
2.380,00	0,72	172,25
2.469,00	0,77	178,26
2.560,00	1,03	179,77
2.650,00	1,34	177,45
2.741,00	1,54	173,56
2.830,00	1,37	172,62
2.921,00	1,22	117,84
3.011,00	2,34	93,95
3.101,00	2,93	76,09
3.193,00	4,45	81,63



3.282,00	6,62	73,48
3.372,00	9,14	72,15
3.464,00	11,71	72,94
3.555,00	15,01	75,99
3.646,00	18,95	79,16
3.738,00	22,93	80,72
3.829,00	27,15	81,23
3.919,00	31,28	83,33
4.009,00	35,12	82,90
4.100,00	39,23	83,15
4.190,00	43,62	85,15
4.280,00	47,50	84,30
4.369,00	50,10	85,67
4.458,00	50,79	84,20
4.547,00	52,68	81,95
4.642,00	56,94	81,96

Tabla C.2.3 Survey. Pozo MFB-862

MD (ft)	Inclinación (°)	Azimuth (°)
0,00	0,00	0,00
19,00	0,02	139,90
985,59	1,10	139,90
1.077,24	1,22	139,90
1.172,15	3,33	139,90
1.267,67	6,20	141,69
1.358,07	10,45	133,00
1.445,86	13,00	132,03
1.536,33	15,31	136,74
1.625,20	18,51	134,98
1.715,15	22,19	133,02
1.805,03	25,62	133,48
1.895,47	29,80	134,37
1.982,89	33,46	135,61
2.074,71	35,75	137,16
2.163,12	39,77	135,52
2.251,44	42,26	136,76
2.340,67	44,79	137,14
2.430,37	46,98	137,78
2.520,08	51,12	135,92
2.607,83	53,97	133,30
2.691,89	57,22	132,21
2.779,43	60,44	133,86
2.868,60	61,16	135,95

2.956,76	64,71	137,36
3.044,98	68,37	136,20
3.135,63	68,62	135,25
3.223,29	70,46	131,24
3.312,87	74,40	128,80
3.402,21	75,14	126,09
3.497,33	77,07	123,45
3.590,20	80,52	119,11
3.685,25	83,53	115,26
3.778,34	83,97	112,38
3.873,46	81,45	106,93
3.968,37	82,40	102,99
4.063,15	84,54	99,31
4.102,82	84,88	100,24
4.194,68	86,44	101,20
4.295,44	89,28	100,58

Continuación de la tabla C.2.3 Survey. Pozo MFB-862

MD (ft)	Inclinación (°)	Azimuth (°)
4.381,57	92,84	99,36
4.474,99	92,55	95,71
4.565,26	91,81	93,30
4.652,64	90,83	94,42
4.746,32	89,02	94,59
4.834,29	88,59	93,79
4.923,63	90,11	91,73
5.014,44	87,82	89,48

5.108,89	89,25	91,26
5.194,77	88,08	90,07
5.282,07	87,68	88,67
5.374,75	90,20	89,84
5.457,70	90,09	86,21
5.549,94	89,54	85,96
5.637,76	89,77	87,50
5.724,81	89,57	89,09
5.808,27	88,88	89,22
5.898,87	90,17	90,85
5.985,92	90,17	91,41
6.077,10	86,58	90,45
6.163,61	86,87	89,37
6.252,96	90,09	90,29
6.339,37	90,60	90,79
6.430,65	89,94	91,45
6.519,07	87,90	93,98
6.609,68	89,17	96,21
6.701,29	91,32	98,68
6.773,00	91,00	99,50

Tabla C.2.4 Survey. Pozo MFB-864

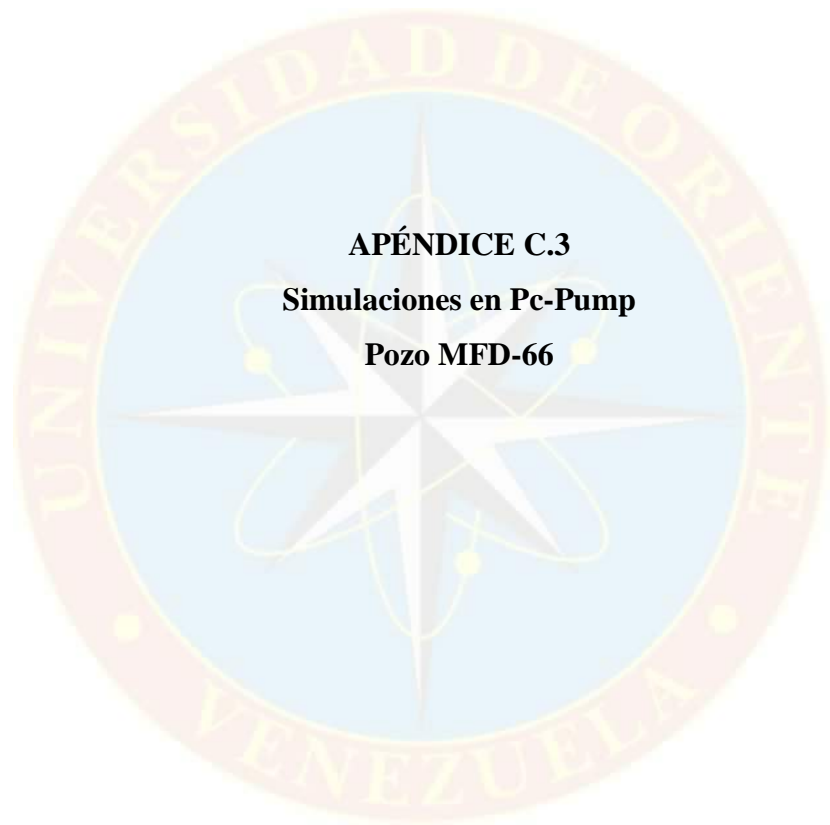
MD (ft)	Inclinación n (°)	Azimuth (°)
0,00	0,00	0,00
19,00	0,04	28,29
320,60	0,64	28,29
603,40	0,65	28,29
888,68	0,90	28,29
983,11	1,06	28,29
1.077,52	1,07	28,29
1.171,97	1,33	28,29
1.267,81	3,86	39,97
1.357,11	6,50	38,30
1.444,54	9,30	42,61
1.535,97	12,82	42,28
1.624,04	16,98	41,69
1.716,16	20,33	42,56
1.806,70	24,26	39,91
1.898,73	28,78	40,47
1.983,83	32,23	38,48
2.076,49	35,70	37,78
2.163,68	40,11	35,14
2.251,04	42,20	35,18
2.339,96	43,90	34,51
2.430,20	47,10	33,88
2.518,37	51,01	33,38
2.606,11	53,30	33,34

2.692,71	56,15	35,26
2.782,31	59,79	35,47
2.869,73	60,17	37,21
2.958,22	63,75	36,43
3.046,97	65,19	38,39
3.136,23	69,93	36,92
3.222,25	71,62	36,15
3.313,40	71,52	40,08
3.402,56	74,22	45,25
3.496,73	76,23	49,97
3.590,82	76,09	55,63
3.688,25	78,85	61,94
3.782,28	79,53	65,78
3.875,92	81,76	70,94
3.966,69	84,42	75,53
4.030,95	83,93	78,87

Continuación de la tabla C.2.4 Survey. Pozo MFB-864

MD (ft)	Inclinación n (°)	Azimuth (°)
4.135,97	84,16	82,36
4.217,57	86,12	83,99
4.290,08	86,90	84,12
4.377,59	87,79	87,03
4.468,80	88,97	90,56
4.557,60	90,46	91,03
4.642,93	91,49	90,97
4.737,28	90,03	89,21

4.822,44	88,22	88,44
4.916,82	87,79	90,32
5.002,06	90,14	90,83
5.094,40	90,83	90,08
5.182,20	90,23	90,48
5.270,77	90,29	89,29
5.359,65	88,02	89,17
5.449,13	87,96	90,46
5.532,75	89,31	90,33
5.625,23	89,11	90,61
5.709,73	89,60	91,04
5.797,23	88,77	91,81
5.885,75	91,00	92,82
5.974,77	92,44	91,91
6.064,01	92,84	92,16
6.148,76	92,61	91,83
6.239,81	90,89	90,91
6.328,54	87,65	90,93
6.421,21	87,73	90,47
6.492,00	88,50	90,35



APÉNDICE C.3
Simulaciones en Pc-Pump
Pozo MFD-66

Figura C.3.1 Ventana de Pc-Pump, datos de la bomba. Pozo MFD-66

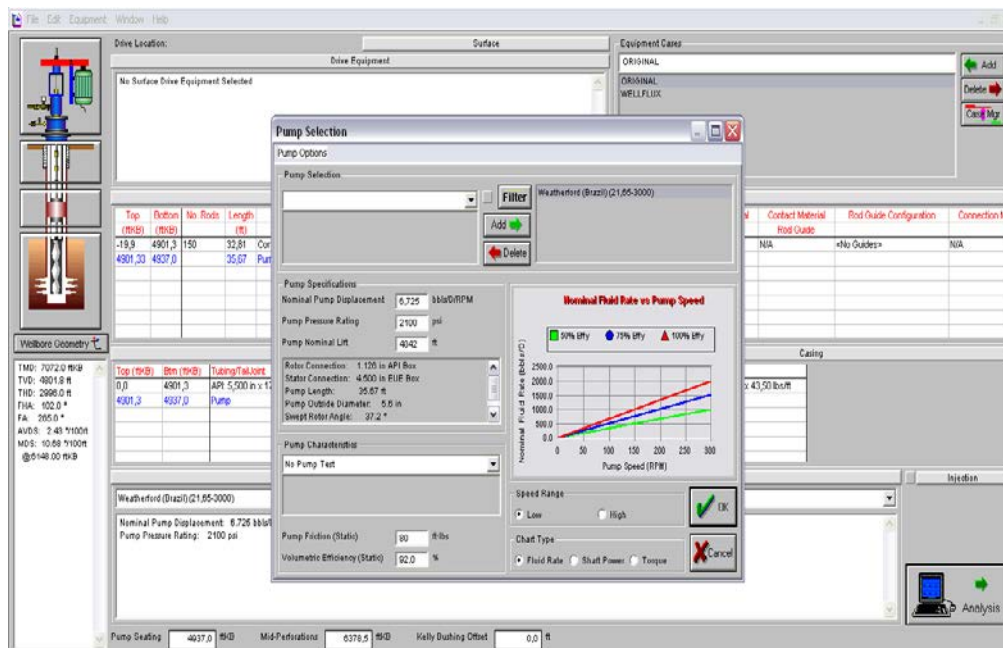


Figura C.3.2 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad. Original. Pozo MFD-

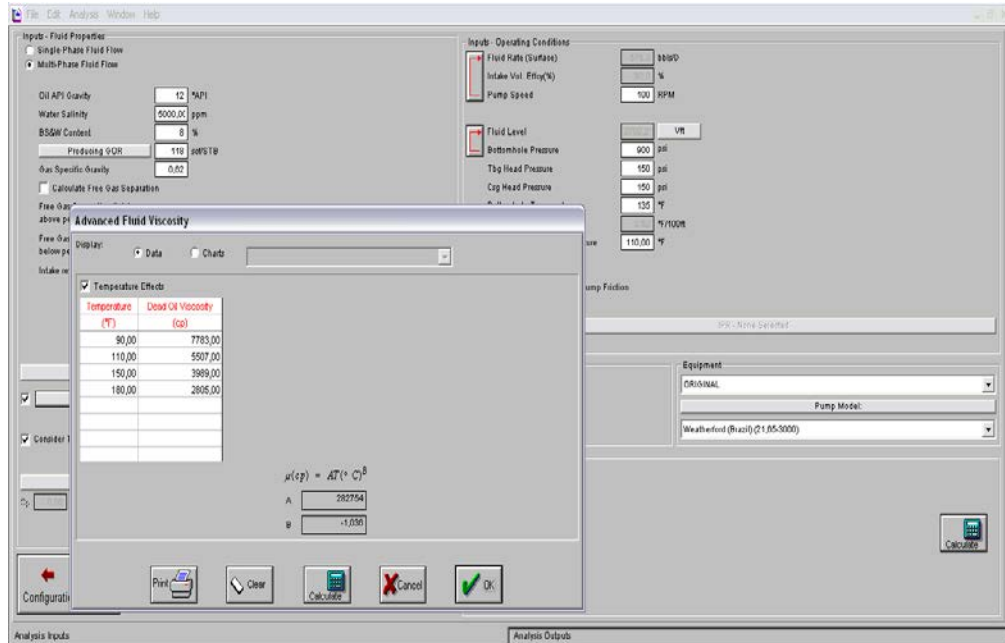


Figura C.3.3 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Original. Pozo MFD-66

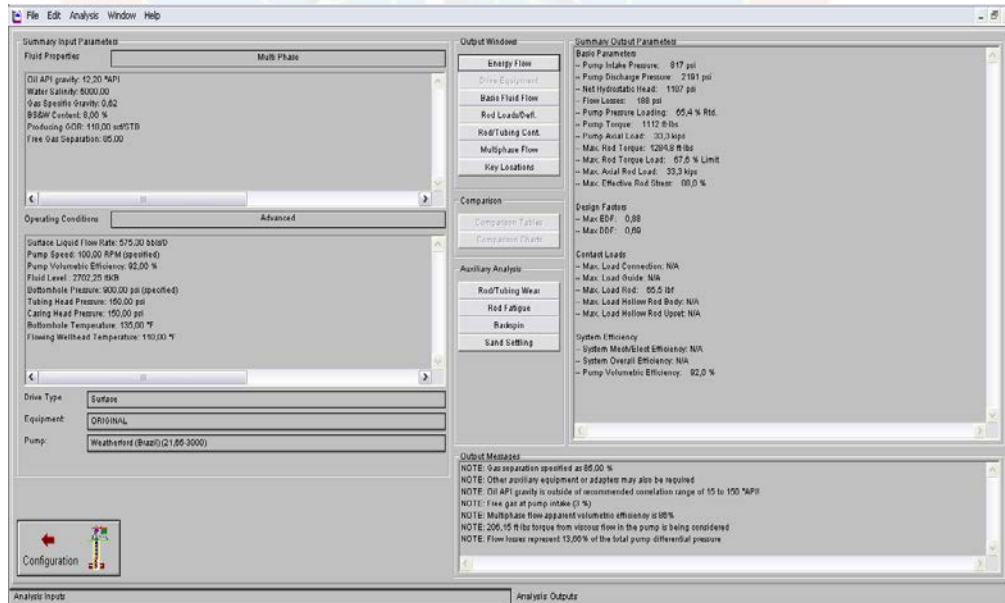


Figura C.3.4 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad con Wellflux. Pozo MFD-66

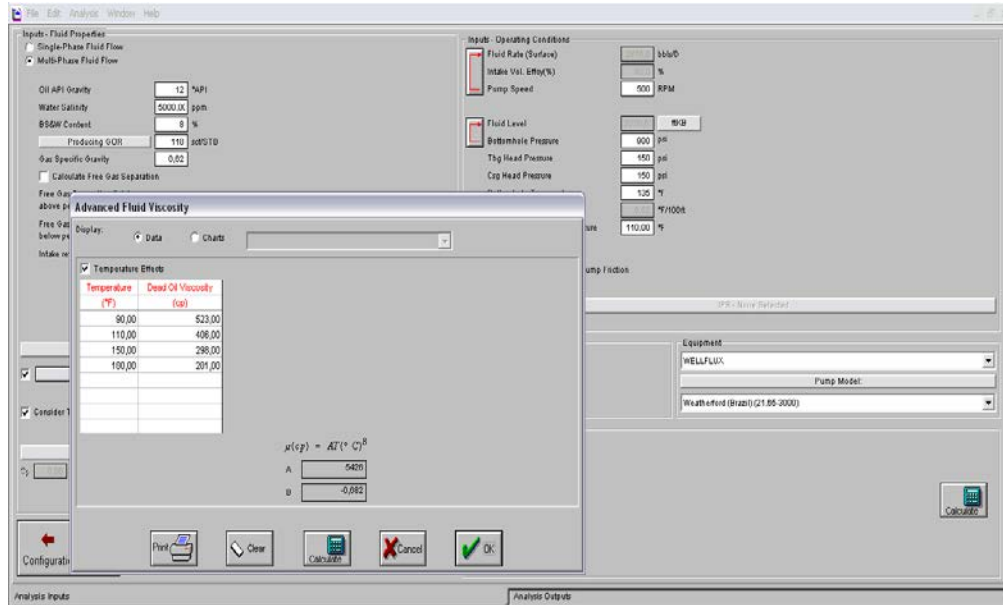


Figura C.3.5 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Wellflux. Pozo MFD-66

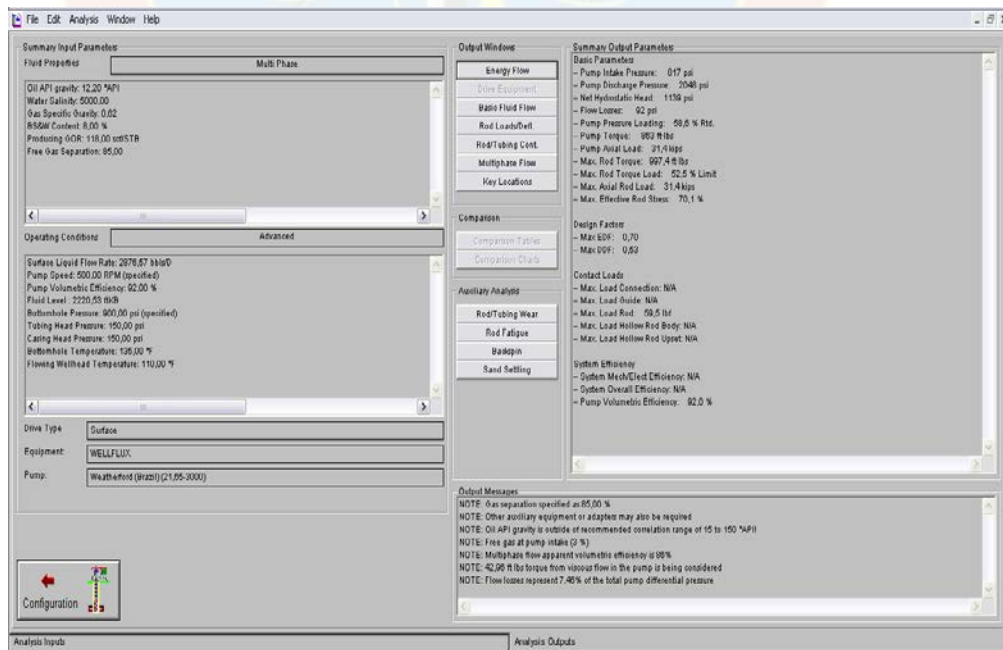


Figura C.3.6 Ventana de Pc-Pump, Curva IPR. Pozo MFD-66

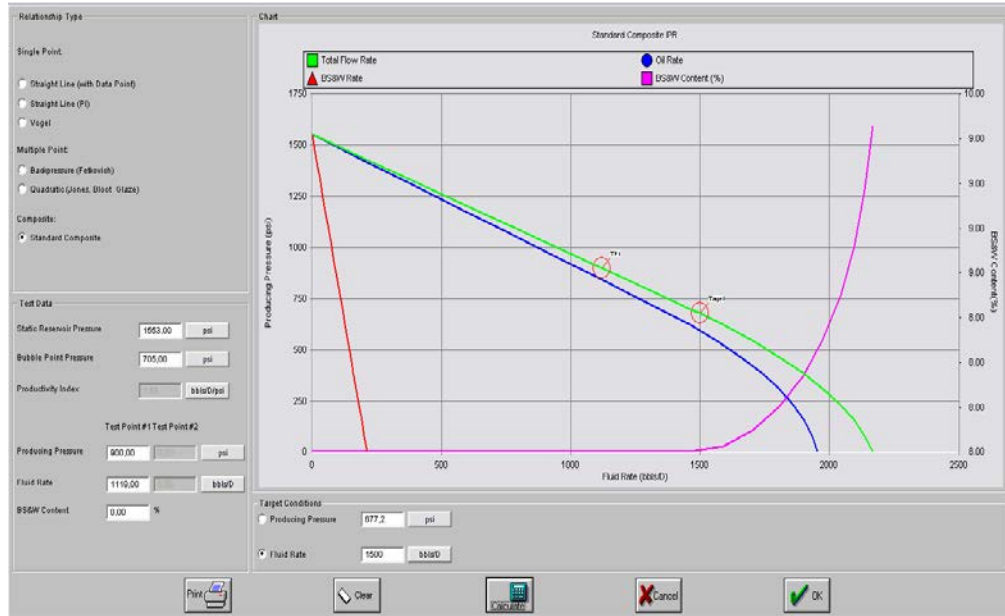
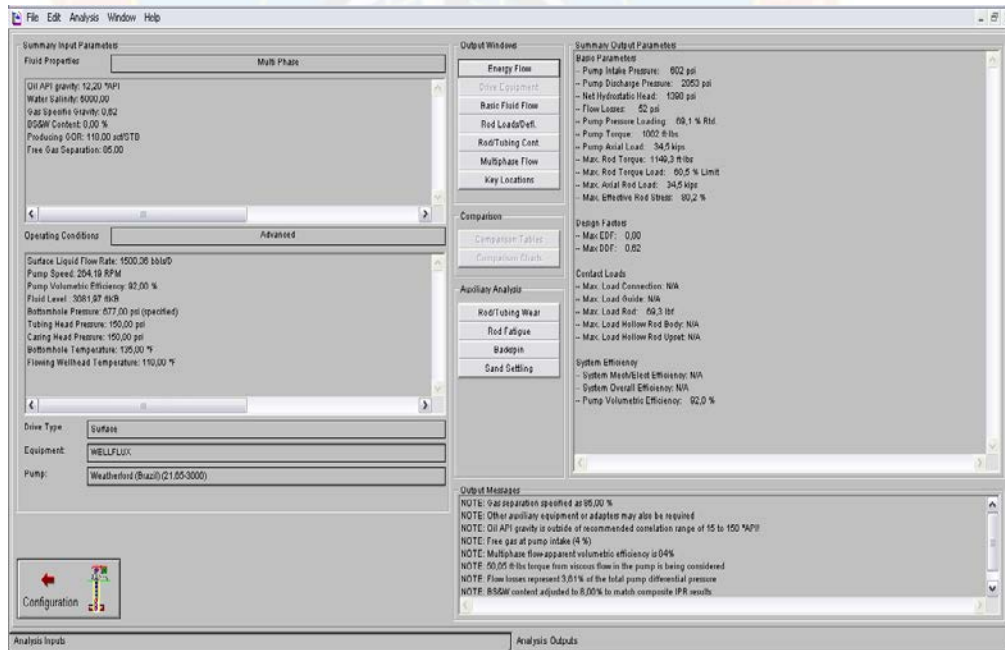
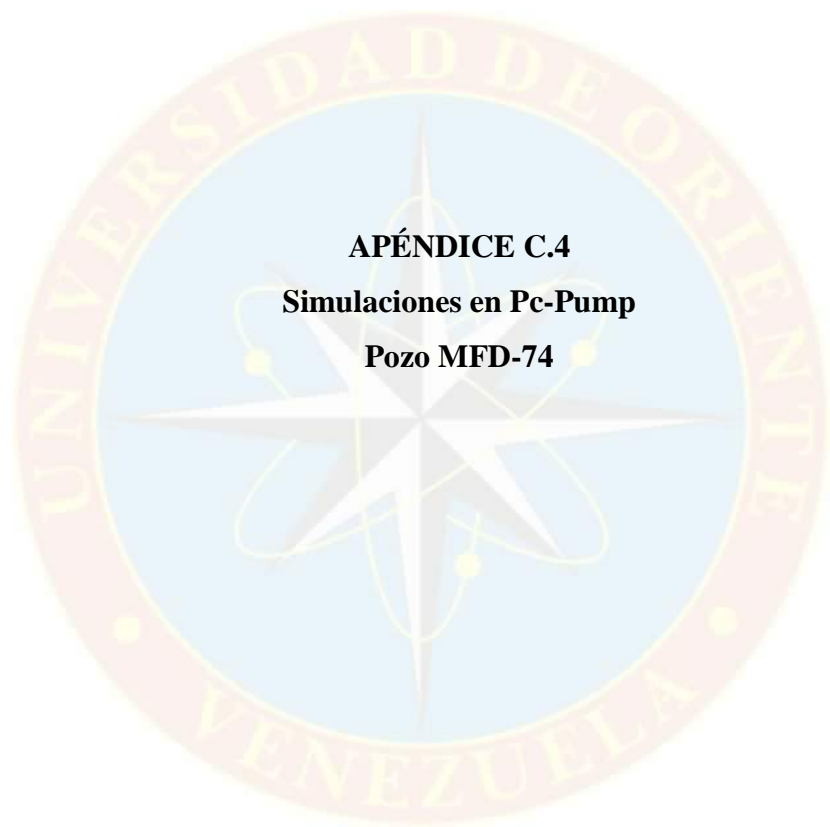


Figura C.3.7 Ventana de Pc-Pump, ajuste de velocidad con viscosidad. Wellflux. Pozo MFD-66





APÉNDICE C.4
Simulaciones en Pc-Pump
Pozo MFD-74

Figura C.4.1 Ventana de Pc-Pump, datos de la bomba. Pozo MFD-74

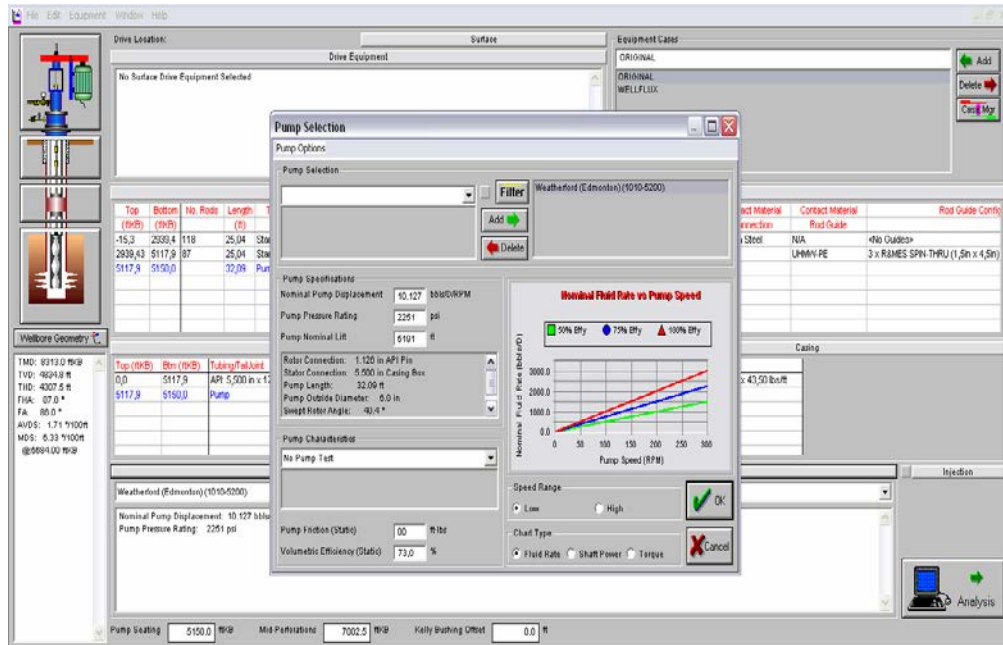


Figura C.4.2 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad. Original. Pozo MFD-74

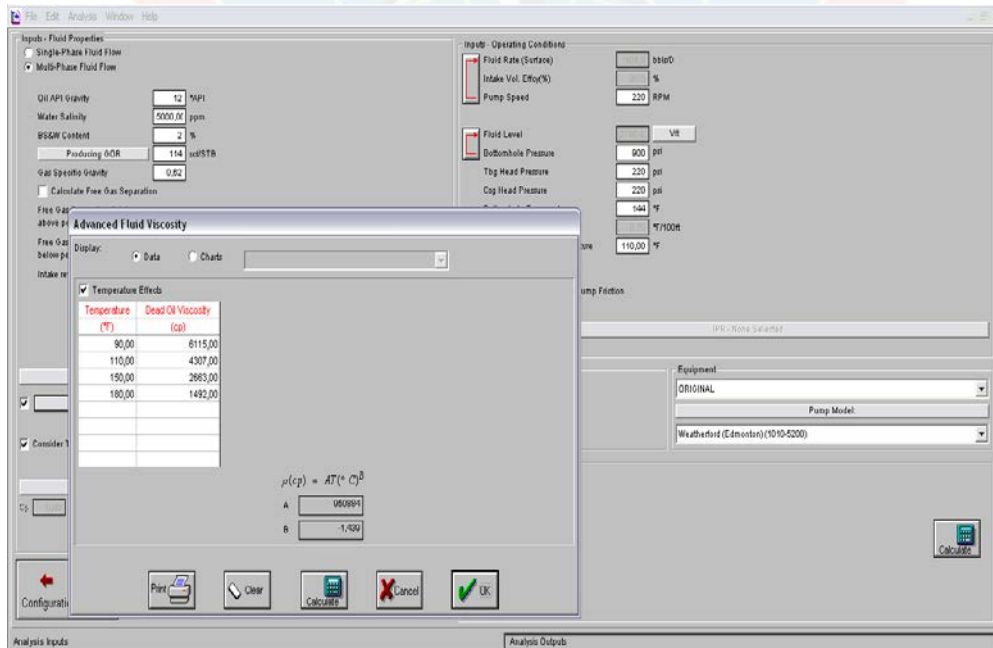


Figura C.4.3 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Original. Pozo MFD-74

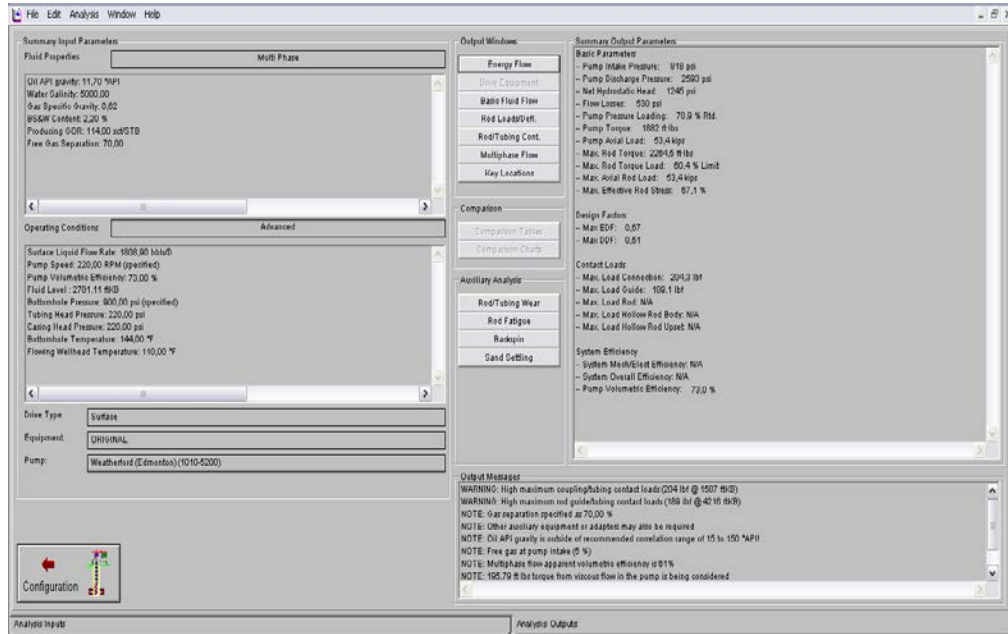


Figura C.4.4 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad con Wellflux. Pozo MFD-74

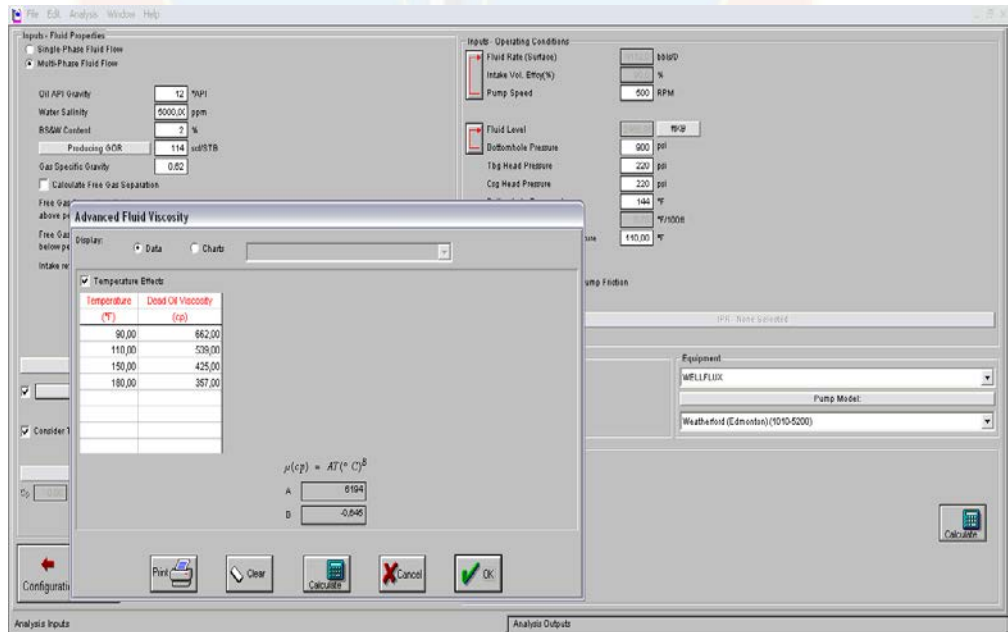


Figura C.4.5 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Wellflux.
 Pozo MFD-74

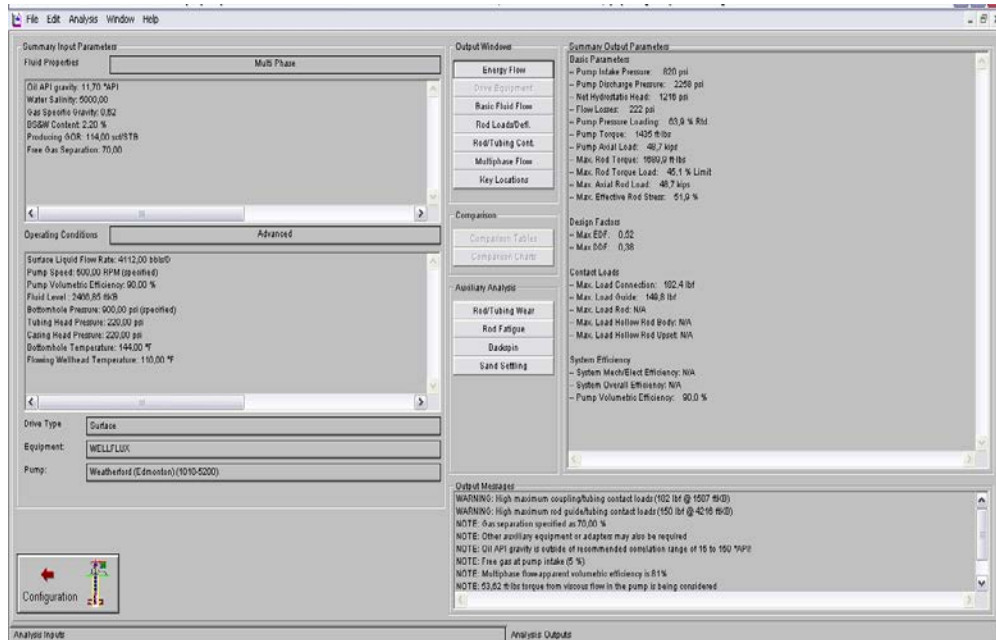
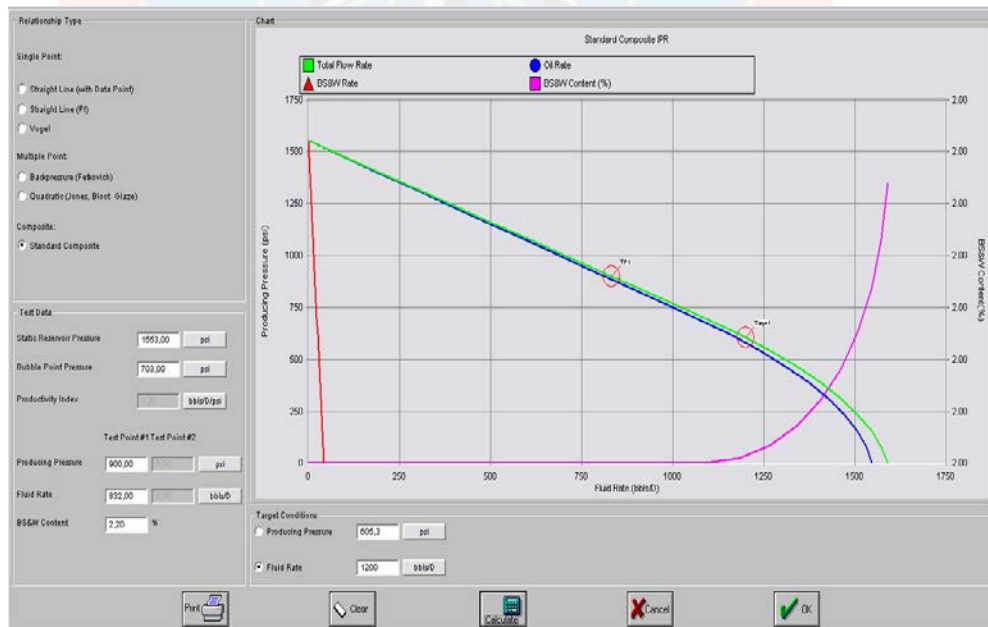
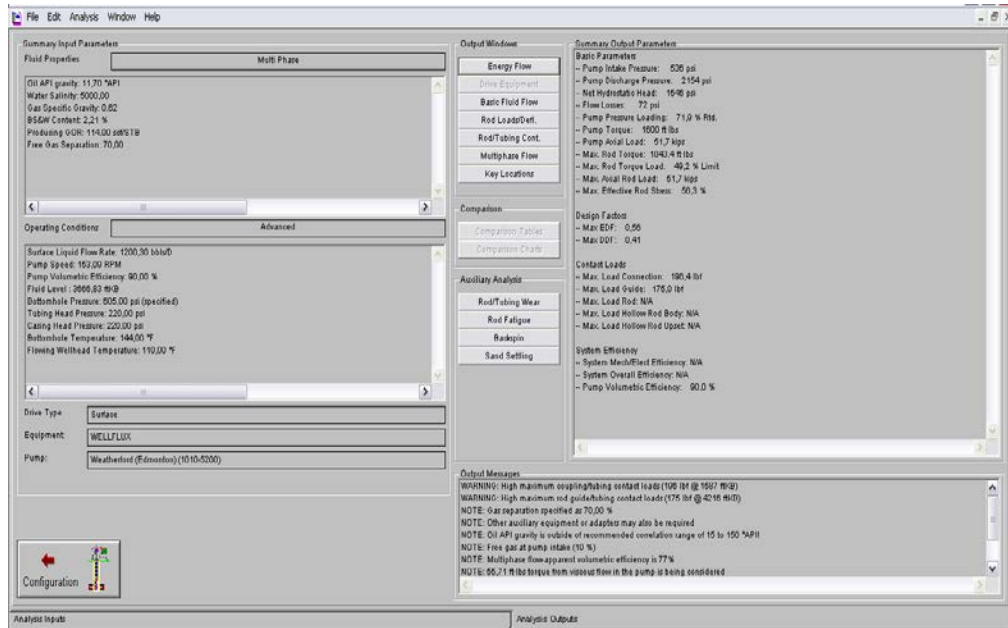
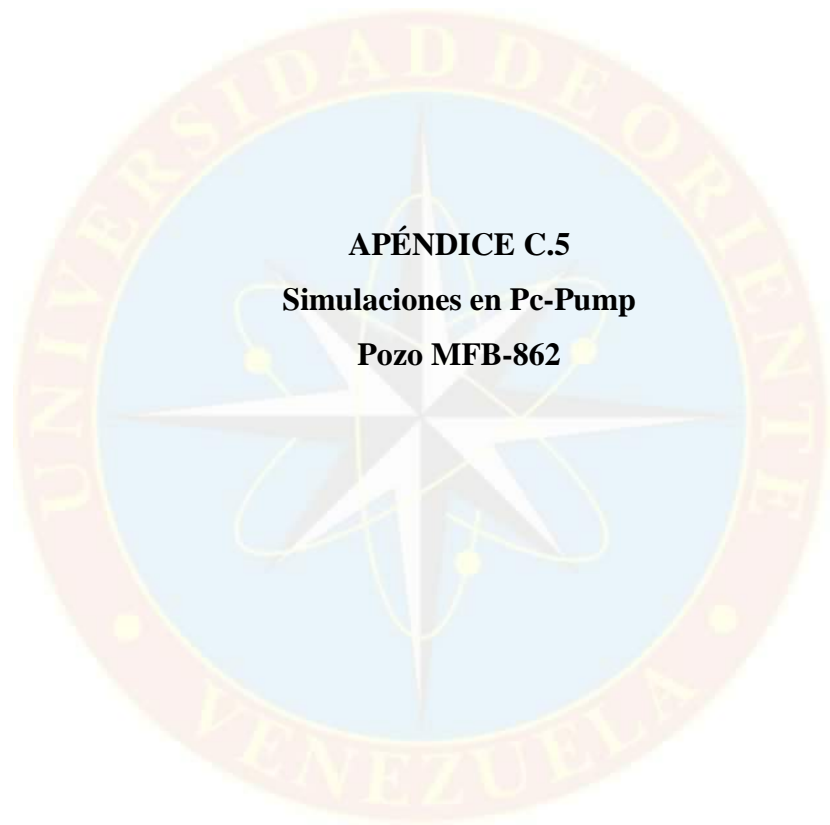


Figura C.4.6 Ventana de Pc-Pump, Curva IPR. Pozo MFD-74



**Figura C 4.7 Ventana de Pc-Pump, ajuste de velocidad con viscosidad.
Wellflux. Pozo MFD-74**





APÉNDICE C.5

Simulaciones en Pc-Pump

Pozo MFB-862

Figura C.5.1 Ventana de Pc-Pump, datos de la bomba. Pozo MFB-862

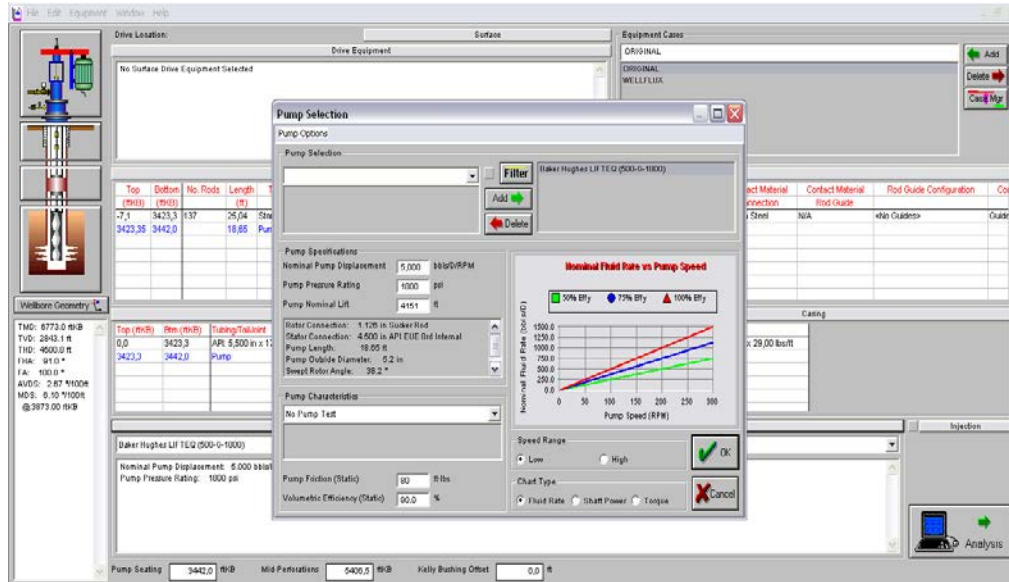


Figura C.5.2 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad. Original. Pozo MFB-862

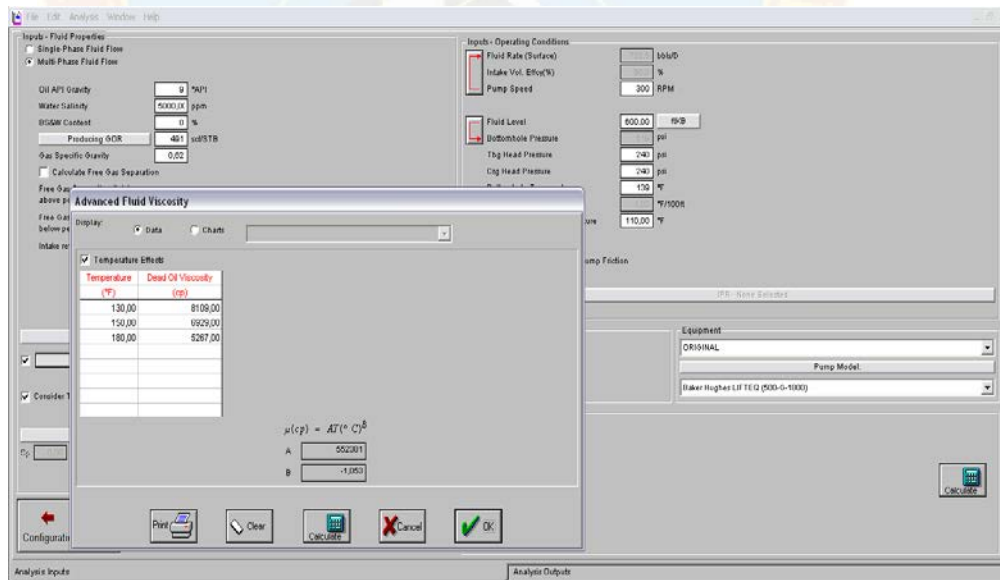


Figura C.5.3 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Original.
Pozo MFB-862

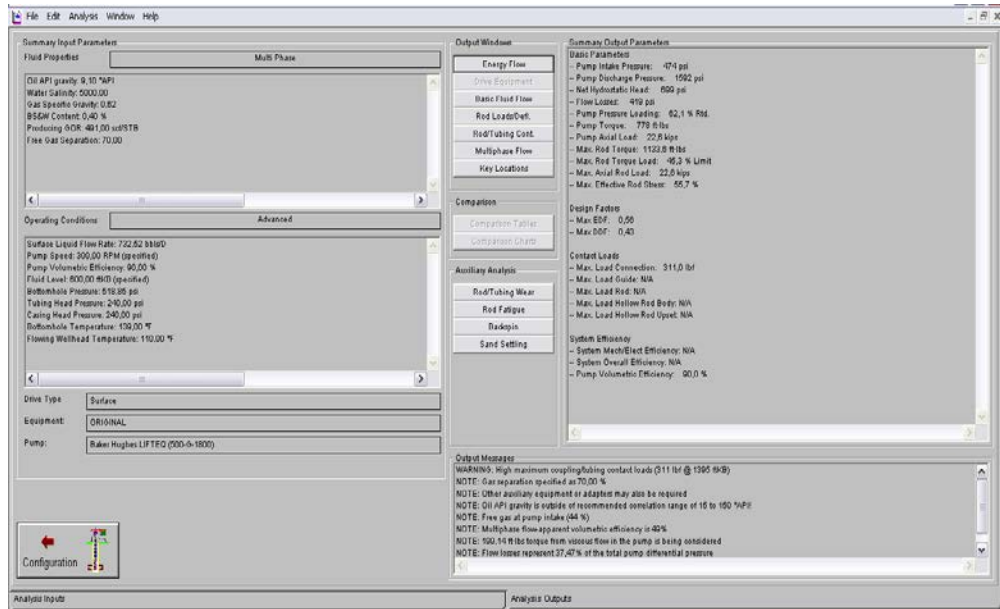


Figura C 5.4 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad con Wellflux. Pozo MFB-862

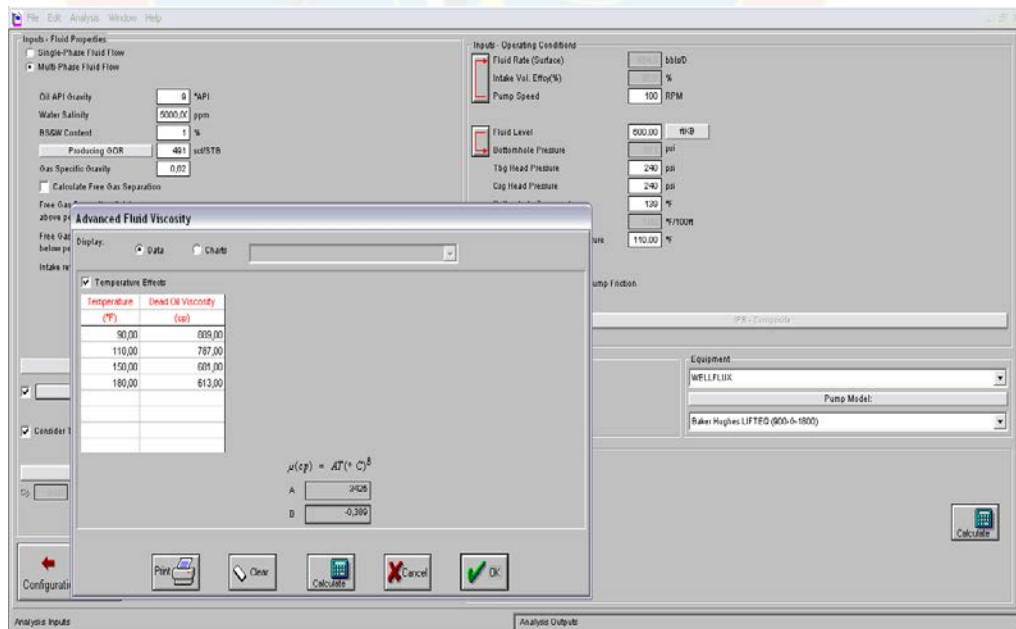


Figura C.5.5 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Wellflux. Pozo MFB-862

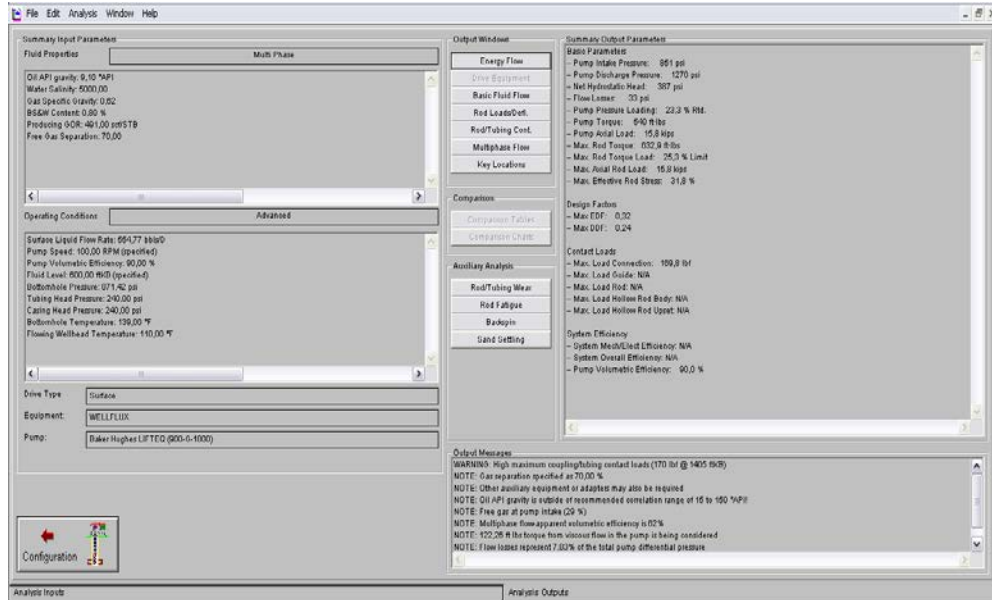
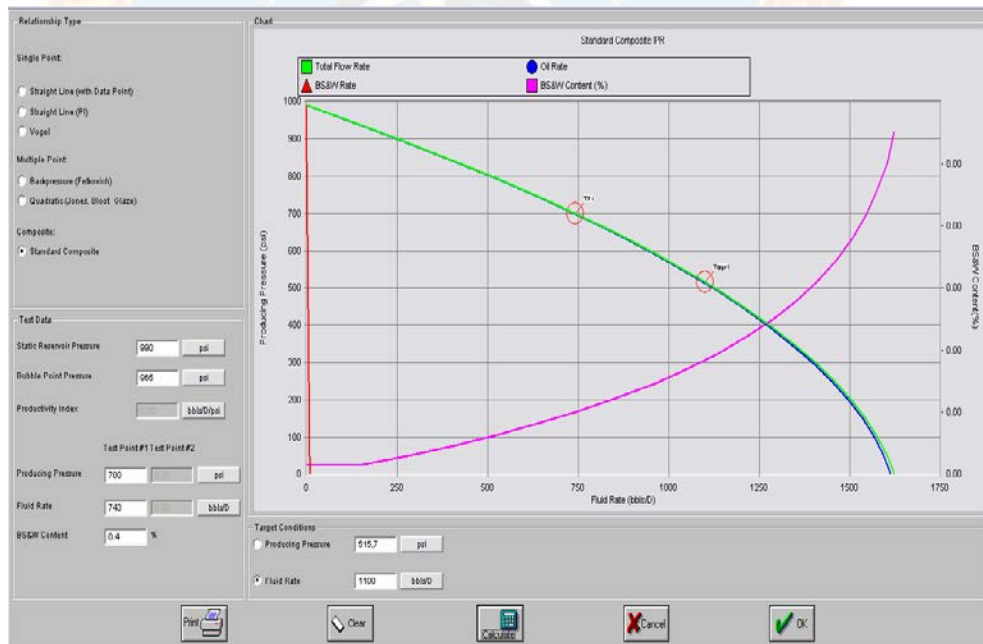
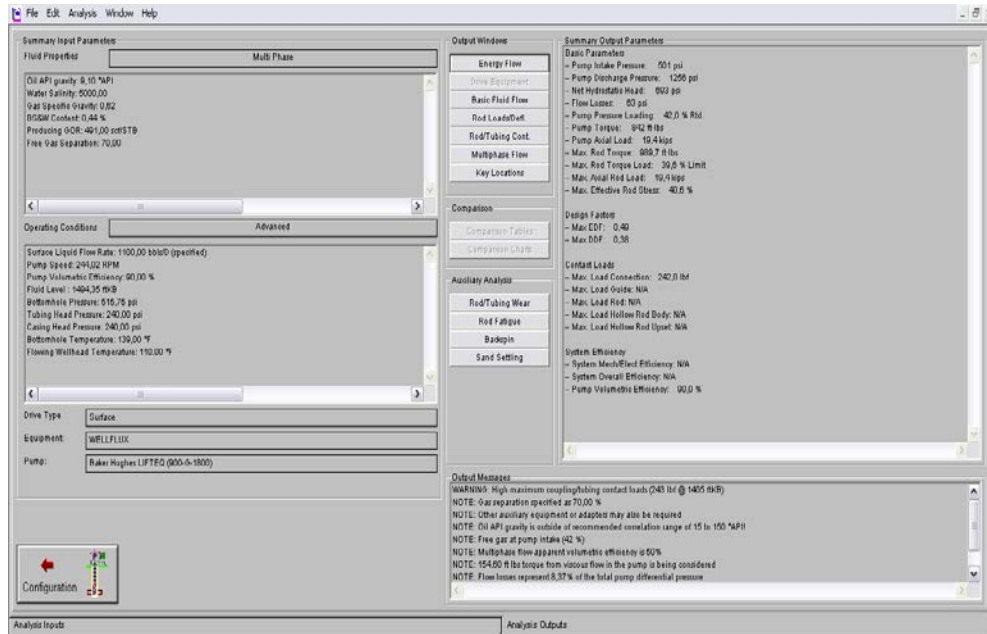
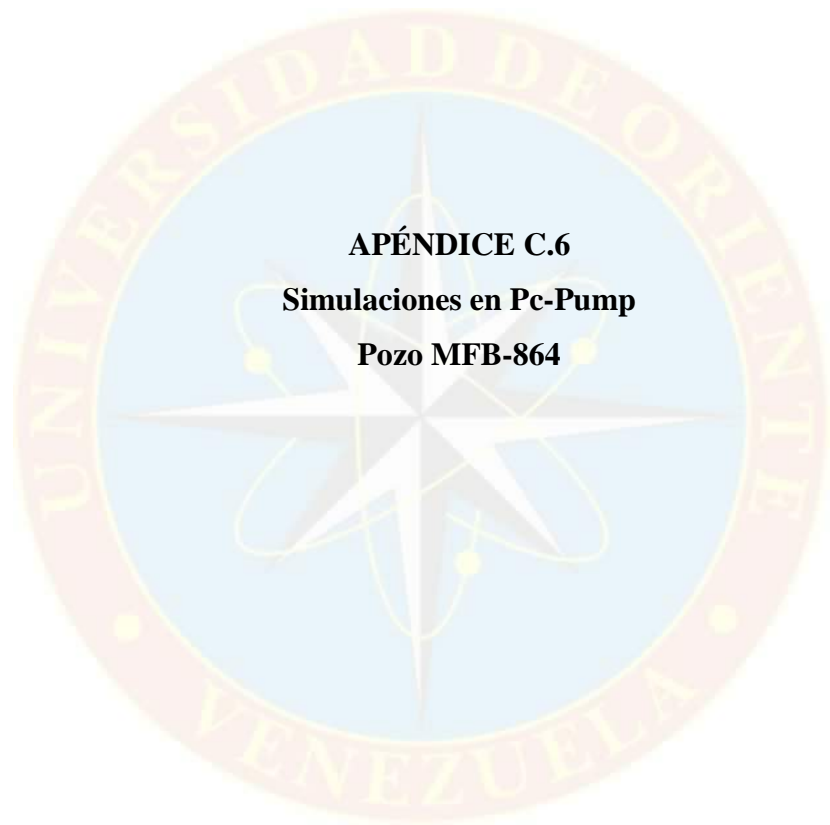


Figura C.5.6 Ventana de Pc-Pump, Curva IPR. Pozo MFB-862



**Figura C 5.7 Ventana de Pc-Pump, ajuste de velocidad con viscosidad.
Wellflux. Pozo MFB-862**





APÉNDICE C.6

Simulaciones en Pc-Pump

Pozo MFB-864

Figura C.6.1 Ventana de Pc-Pump, datos de la bomba. Pozo MFB-864

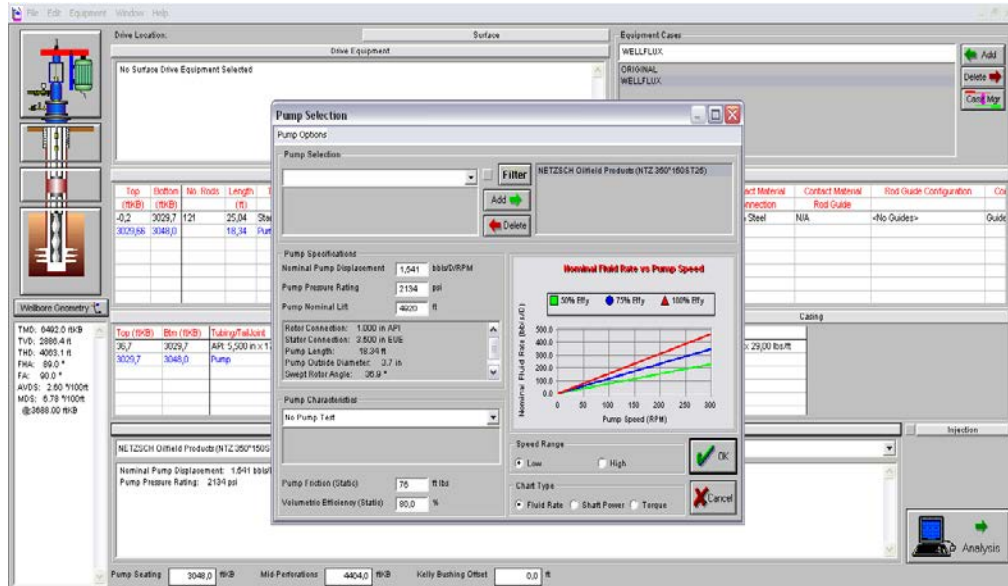


Figura C.6.2 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad. Original. Pozo MFB-864

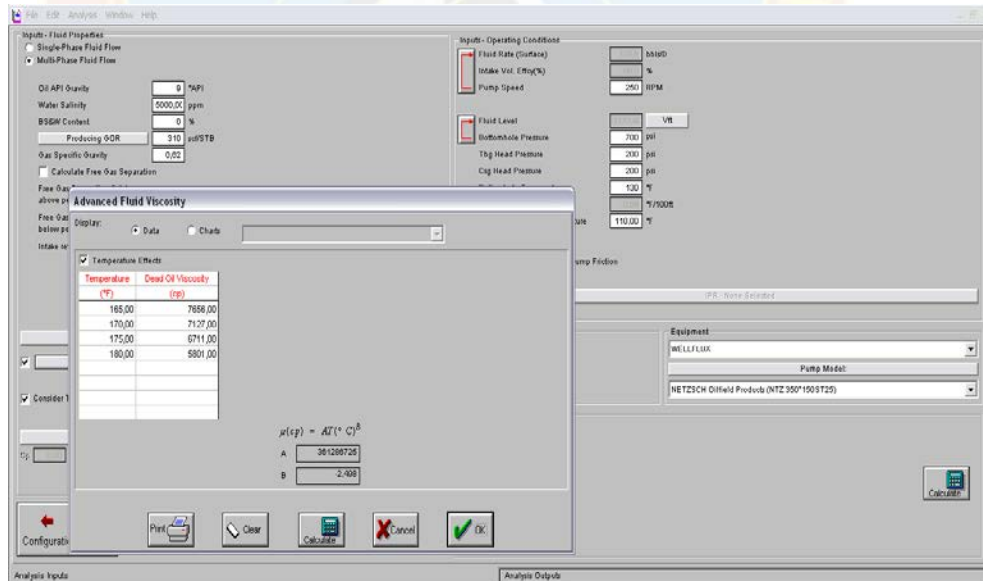


Figura C.6.3 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Original.
Pozo MFB-864

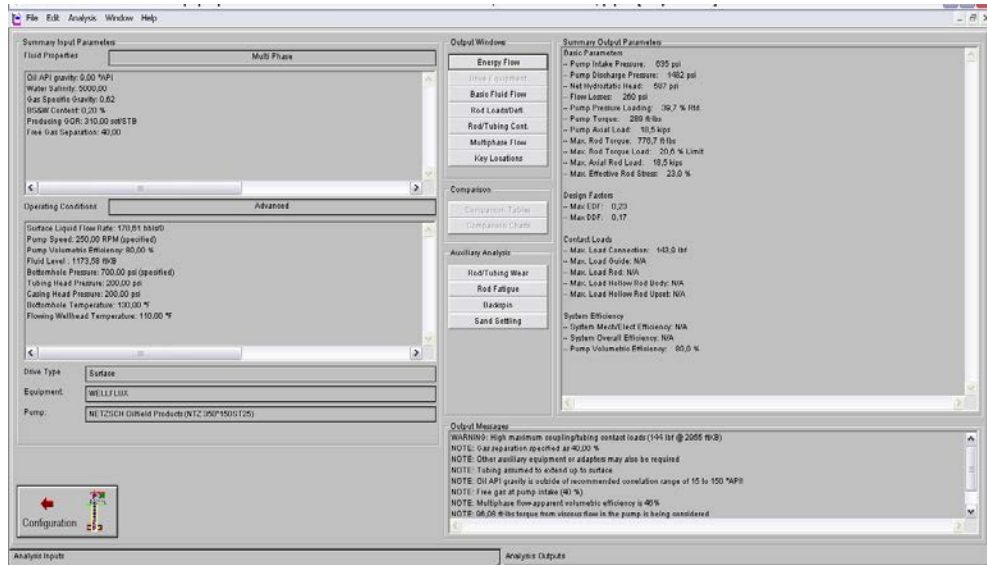


Figura C.6.4 Ventana de Pc-Pump, datos de viscosidad con Wellflux. Pozo MFB-864

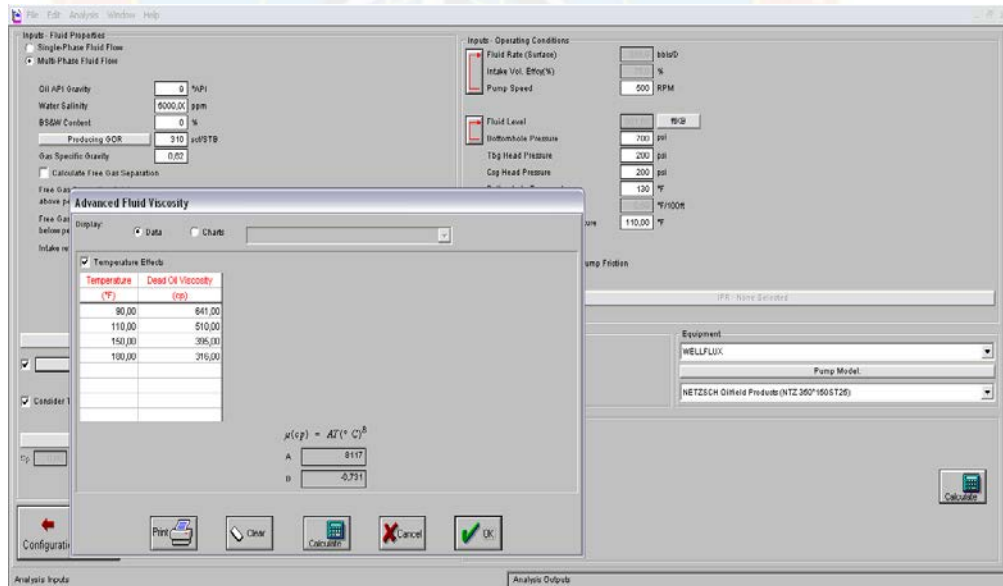


Figura C.6.5 Ventana de Pc-Pump, resultados con viscosidad. Wellflux. Pozo MFB-864

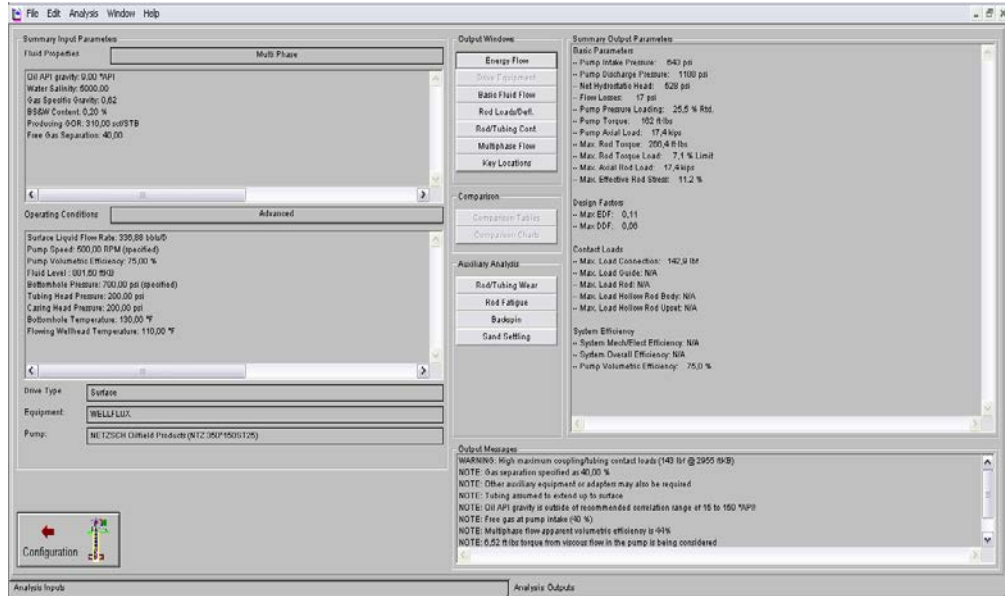
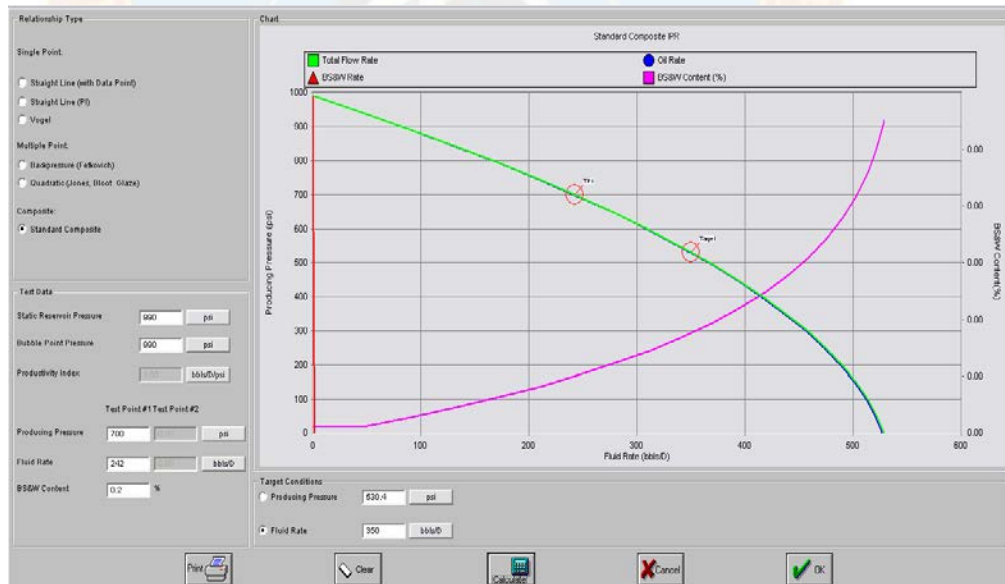
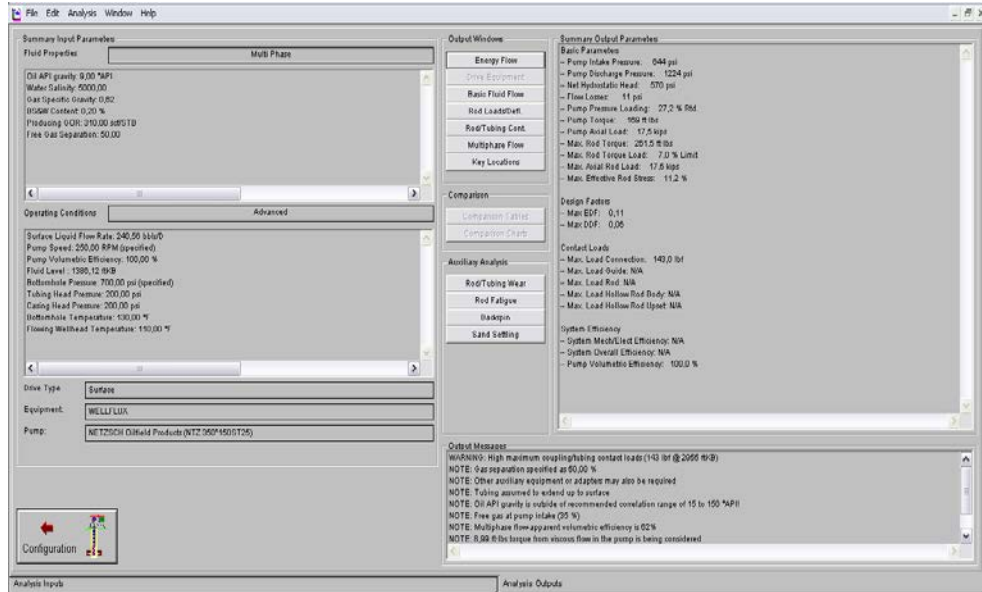


Figura C 6.6 Ventana de Pc-Pump, Curva IPR. Pozo MFB-864



**Figura C 6.7 Ventana de Pc-Pump, ajuste de velocidad con viscosidad.
Wellflux. Pozo MFB-864**



APÉNDICE B.4
Normas COVENIN



HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso 1/6

Título	ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE UN POLÍMERO REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN LOS POZOS DE CRUDO ALTAMENTE VISCOSOS DEL DISTRITO SAN TOMÉ
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ALBERTO JOSÉ ANUEL MARÍN	CVLAC	C.I: 18.651.797
	e-mail	albertoajam@gmail.com

Palabras o frases claves:

Polímero
Reductor de viscosidad
Tecnología Proflux
Wellflux
Crudo pesado
Distrito San Tomé

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso -

2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA APLICADAS	CIENCIAS PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

Este trabajo consistió en el estudio del reductor de viscosidad Wellflux para determinar la aplicación del mismo en pozos de crudo altamente viscoso (viscosidad mayor a 1.000 cP a condiciones de yacimiento) del Distrito San Tomé, considerando el corte de agua, condiciones operacionales referentes al método de levantamiento (bombeo de cavidades progresivas) y parámetros de producción. Se seleccionaron 21 pozos candidatos de los cuales se escogieron 4, ubicados en los campos Dobokubi y Bare y se les realizaron pruebas para determinar el contenido de agua y sedimentos, gravedad API, viscosidad original y después de ser mezclado con el reductor de viscosidad para establecer el efecto del producto, el cual alcanzó una reducción de más del 90% de la viscosidad inicial. Mediante el simulador Pc-Pump se logró predecir el comportamiento de producción con la inyección de Wellflux asumiendo un incremento del potencial en 50% y manteniendo una dosificación de 20% del polímero, logrando reducir o mantener los valores del torque en el sistema de levantamiento mientras se incrementaban la velocidad en las bombas.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
TOMÁS, MARÍN	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
ISMAEL, RAMIREZ	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I:
	e-mail	
	e-mail	
DANIEL, TABERNERO	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I:
	e-mail	
	e-mail	
ROXANA, RUJANO	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I:
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	01	30

Lenguaje

spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
ALBERTO.ANUEL.TESIS.WELLFLUX	DOCX

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo: **Ingeniería**

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLAÑOS CUAPELO
Secretario




C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja


Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



BR. ALBERTO JOSÉ ANUEL MARÍN
AUTOR



ING. TOMÁS MARÍN
TUTOR