

INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA REDUCIR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS  
PESADOS PRODUCIDOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES  
SUR DE ECOPETROL S.A.

FABIÁN ANDRÉS TAPIAS HERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015

INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA REDUCIR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS  
PESADOS PRODUCIDOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES  
SUR DE ECOPETROL S.A.

AUTOR:

FABIÁN ANDRÉS TAPIAS HERNÁNDEZ

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

Director

ESP. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos

Codirector:

ING. RAMON URIEL OCHOA DELGADO  
Ingeniero de Petróleos.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015

Dedicado con gran amor y cariño, a:

A Dios, por permitirme venir a la vida y rodearme de gente maravillosa.

A Mis padres, Yaneth Hernández y Gustavo Tapias por dedicar su vida a mi crecimiento personal e intelectual. Los amo.

Mi hermosa abuela, Luisa Moreno. Te admiro.

A mis tías, Luz Hernández y Bibiana Tapias por el apoyo dado.

A mi novia, Lady Díaz por su amor y apoyo incondicional.

A las chicas, Silvia Sánchez y Alba Guerra por “dejarme ser, y enseñarme a dejar ser”. Las quiero.

A José Sanabria y Leidy J. Nieto sus consejos y ayuda fueron necesarios y oportunos.

A mis amigos, Diego Osorio, Edison Mesa, Sergio Villegas, Catalina Sáenz y Jack M. Por cada vivencia juntos. Los quiero

**FABIAN ANDRES TAPIAS HERNANDEZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

Con gran complacencia expongo mis más profundos agradecimientos,

Al Ingeniero César Augusto Pineda Gómez por creer en mí, brindarme la oportunidad de emprender este proyecto y contar con su acertada orientación, apoyo académico y buenos consejos.

Al ingeniero Ramón Uriel Ochoa por su incondicional ayuda, el tiempo dispensado y cada buena charla que tuvimos.

Al ingeniero Nicolás Santos Santos, con su decisión logro cambiar completamente la vida de una persona.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1 CRUDOS PESADOS .....	20
1.1 PROPIEDADES.....	22
1.2 CUANTIFICACIÓN DE RESERVAS MUNDIALES .....	22
1.3 PROPIEDADES DE INTERES EN LABORATORIO .....	25
1.3.1 Viscosidad.....	25
1.3.2 Tipos de viscosidad.....	25
1.3.3 Punto de fluidez.....	26
1.3.4 Gravedad API.....	26
1.4 OTRAS PROPIEDADES DE INTERES .....	28
1.4.1 Histéresis .....	28
1.4.2 Drenaje .....	28
1.4.3 Imbibición.....	28
1.4.4 Presión capilar.....	28
1.4.5 Miscibilidad.....	28
1.4.6 Composición .....	29
1.4.7 Asfaltenos .....	29
2 INYECCION DE SOLVENTES .....	32
2.1 TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR DILUCIÓN .....	32
2.2 SELECCIÓN DEL DILUENTE .....	32
2.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS PROSPECTOS A INYECTAR.....	35
2.3.1 Jet A1.....	35
2.3.2 JP- 8.....	37
2.4 PRINCIPALES RAZONES PARA EL USO DE DILUENTE EN LA PRODUCCIÓN, RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDOS EXTRAPESADOS.....	41
2.5 DESVENTAJAS.....	41
3 DESCRIPCION POZO DE ESTUDIO.....	42
3.1 ASIGNACION DE NOMBRE Y DESCRIPCION DE PROBLEMÁTICA .....	42
3.2 CONCEPTUALIZACIÓN GEOLOGICA.....	42
3.2.1 Geología estructural cuenca del putumayo.....	42
3.2.2 Formación Villeta.....	43
3.2.3 Geología del petróleo .....	43
3.3 CARACTERIZACIÓN DEL POZO DE ESTUDIO .....	44
3.3.1 Estado mecánico LUISA - M.....	45

3.3.2	Propiedades del fluido .....	46
3.3.3	Viscosidad del crudo muerto .....	46
3.3.4	Perfil de desviación .....	47
3.3.5	Perfil geotérmico .....	47
3.3.6	Configuración de la tubería de producción .....	47
4	DESCRIPCION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	48
4.1	GENERALIDADES DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP – PROGRESSING CAVITY PUMP) .....	48
4.2	DEFINICIONES Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO .....	50
4.2.1	Definiciones.....	50
4.2.2	Principio de funcionamiento.....	50
4.3	BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS UTILIZADA EN EL POZO CASO DE ESTUDIO: “LUISA - M” .....	51
5	METODOLOGIA UTILIZADA .....	52
5.1	BUSQUEDA, REVISIÓN Y SELECCIÓN DE MATERIAL BIBLIOGRAFICO .....	52
5.2	SELECCIÓN DEL DILUENTE A INYECTAR .....	52
5.3	PRUEBAS DE LABORATORIO .....	52
5.4	DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS NECESARIAS DURANTE EL PROCESO DE SIMULACIÓN .....	53
5.4.1	Variables físicas .....	53
5.4.2	Variables operativas.....	55
5.4.3	Variables dependientes .....	56
5.4.4	Variables independientes .....	57
5.4.5	Variables de control.....	57
5.5	MODELAMIENTO DEL PROCESO .....	58
5.5.1	Software Pipesim / Schlumberger.....	58
5.5.2	Determinación de correlaciones del fluido .....	60
5.5.3	Configurar información del proyecto a realizar .....	69
5.5.4	Elaboración de la interfaz que representa el pozo “LUISA-M” .....	70
5.5.5	Especificaciones del tipo fluido.....	71
5.5.6	Especificaciones de la tubería de producción.....	79
5.5.7	Especificaciones de la terminación vertical.....	84
5.5.8	Selección de correlaciones de flujo vertical .....	85
5.5.9	Perfiles modelo del fluido de la arena productora N .....	86
5.5.10	Análisis Nodal del pozo Luisa – M.....	89

5.5.11	Inclusión del proceso de inyección de solventes en la simulación .....	89
5.5.12	Variaciones a realizar .....	94
6	ANALISIS DE RESULTADOS .....	95
6.1	RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO PRODUCTO “ X “ .....	95
6.1.1	Reducción de toque a velocidad DE 30 [RPM] .....	95
6.1.2	Reducción de torque a velocidad de 60 [RPM ] .....	96
6.2	RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO PRODUCTO “ Y “ .....	97
6.2.1	Reducción de toque a velocidad de 30 [RPM] .....	97
6.2.2	Reducción de torque a velocidad de 60 [RPM] .....	98
6.3	VISCOSIDAD DE LA MEZCLA .....	99
6.3.1	Variable Independiente: Gravedad API del JET A1 .....	99
6.3.2	Variable independiente: Corte de agua (BSW) .....	100
6.3.3	Variable independiente: Relación Gas – Aceite (GOR).....	102
6.3.4	Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM).....	103
6.4	CAUDAL DE ACEITE .....	104
6.4.1	Variable Independiente: Gravedad API del Jet-A1.....	104
6.4.2	Variable Independiente: Corte de agua (BSW).....	106
6.4.3	Variable independiente: Relación Gas-Aceite (GOR) .....	107
6.4.4	Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM).....	108
6.5	DENSIDAD DE LA MEZCLA .....	109
6.5.1	Variable Independiente: Gravedad API de la Jet-A1 .....	109
6.5.2	Variable independiente: Corte de agua (BSW) .....	110
6.5.3	Variable independiente: Relación Gas – Aceite (GOR).....	111
6.5.4	Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM).....	113
6.6	GRAVEDAD API DE LA MEZCLA .....	114
6.6.1	Variable Independiente: Gravedad API de la Jet-A1 .....	114
6.6.2	Variable independiente: Corte de agua (BSW) .....	115
6.6.3	Variable independiente: Relación Gas – Aceite (GOR).....	116
6.6.4	Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM).....	117
6.7	ANALISIS NODAL DEL POZO LUISA-M A CONDICIONES DE INYECCIÓN. ....	119
7	CONCLUSIONES .....	123
8	RECOMENDACIONES .....	125
	BIBLIOGRAFIA.....	126
	ANEXOS .....	129

## LISTA DE TABLAS

Tabla No. 1: Clasificación del crudo según la gravedad API .....	27
Tabla No. 2: Composición promedio de asfaltenos de varias partes del mundo, precipitados con n-pentano y n-heptano .....	30
Tabla No. 3: Características del Jet A1 .....	35 - 36
Tabla No. 4: Fracción Molar Jet-A-4658 .....	37
Tabla No. 5: Fracción Molar Jet-A-3638 .....	38
Tabla No. 6: Fracción Molar Jet-A-3602 .....	38
Tabla No. 7: Características del JP-8 .....	39 - 40
Tabla No. 8: Información General Luisa - M .....	44
Tabla No. 9: Propiedades del Fluido .....	46
Tabla No.10: Viscosidad del crudo muerto .....	46
Tabla No.11: Perfil de desviación Luisa - M .....	47
Tabla No.12: Perfil de geotérmico Luisa - M .....	47
Tabla No.13: Configuración de la tubería de producción Luisa - M .....	47
Tabla No.14: Variables independientes .....	57
Tabla No.15: Variables de control .....	57
Tabla No.16: Propiedades para cálculo de correlaciones .....	60
Tabla No.17: Correlaciones a utilizar para la presión de burbuja .....	61 - 62
Tabla No.18: Correlaciones a utilizar para el Gas en Solución en el Punto de Burbuja .....	63 - 64
Tabla No.19: Valores de las constantes C1, C2, C3, C4; Total C.F.P para cálculo de presión de burbuja. ....	65
Tabla No.20: Valores de las constantes C1, C2, C3, C4; Total C.F.P para cálculo del gas de solución en el punto de burbuja.....	67
Tabla No.21: Variaciones a realizar .....	94
Tabla No.22: Valores de las constantes C1, C2, C3, C4; Total C.F.P para cálculo del gas en solución .....	69
Tabla No.23: Análisis nodal del pozo Luisa-M a condiciones de inyección .....	119
Tabla No.23: Análisis económico.....	141

## LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1: Comportamiento molecular del crudo al ser aplicado un surfactante .....	21
Figura No. 2: Cuencas de interés exploratorio para crudos pesados en Colombia .....	24
Figura No. 3: Comportamiento del API en mezclas con diferentes diluentes .....	27
Figura No. 4: Asfaltenos precipitados VS presión. ....	31
Figura No. 5: Diagrama de fases para la formación de asfaltenos en un aceite....	31
Figura No. 6: Comportamiento de la viscosidad de un crudo pesado, respecto a destilados con Kerosene y aditivos. ....	33
Figura No. 7: Marco tectónico regional .....	43
Figura No. 8: Estrado mecánico pozo Luisa - M .....	45
Figura No. 9: Funcionamiento del estator - rotor.....	50
Figura No. 10: Información general del proyecto .....	69
Figura No. 11: Interfaz Luisa - M.....	70
Figura No. 12: Modelo Black Oil pozo Luisa – M .....	71
Figura No. 13: Viscosidad del crudo muerto .....	72
Figura No. 14: Calibración avanzada.....	73
Figura No. 15: Densidad del fluido de la arena productora N en la simulación.....	74
Figura No. 16: Solubilidad del gas del fluido de la arena productora N en la simulación .....	75
Figura No. 17: Factor volumétrico de fluido de la arena productora N en la simulación.....	76
Figura No. 18: Viscosidad del gas del fluido de la arena productora N en la simulación.....	77
Figura No. 19: Factor z del gas del fluido de la arena productora N en la simulación .....	78
Figura No. 20: Perfil de desviación .....	79
Figura No. 21: Registro geotérmico .....	80
Figura No. 22: Configuración de la tubería de producción.....	81

Figura No. 23: Configuración del equipo de fondo.....	82
Figura No. 24: Detalle del equipo de fondo.....	83
Figura No. 25: Propiedades generales del completamiento vertical .....	84
Figura No. 26: Correlación de flujo vertical a utilizar .....	85
Figura No. 27: Perfil de Temperatura Vs elevación Arena N .....	86
Figura No. 28: Perfil de Presión Vs Elevación Arenas N .....	87
Figura No. 29: Perfil de Viscosidad Vs Elevación Arenas N .....	88
Figura No. 30: Análisis nodal del pozo Luisa-M en condiciones normales de operación .....	89
Figura No. 31: Inclusión del proceso de inyección.....	90
Figura No. 32: Temperatura del fluido a inyectar .....	91
Figura No. 33: Configuración del punto de inyección.....	92
Figura No. 34: Configuración modelo del fluido a inyectar.....	93
Figura No. 35: Torque Vs. Concentración “ X “ a 30 [RPM], respecto al tiempo de mezclado .....	95
Figura No. 36: Torque Vs. Concentración “ X “ a 60 [RPM], respecto al tiempo de mezclado .....	96
Figura No. 37: Torque Vs. Concentración “ Y “ a 30 [RPM], respecto al tiempo de mezclado .....	97
Figura No. 38: Torque Vs. Concentración “ Y “ a 60 [RPM], respecto al tiempo de mezclado .....	98
Figura No. 39: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente.....	100
Figura No. 40: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW .....	101
Figura No. 41: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR .....	102
Figura No. 42: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba .....	103
Figura No. 43: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente.....	105
Figura No. 44: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW .....	106

Figura No. 45: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR .....	107
Figura No. 46: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba .....	108
Figura No. 47: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente .....	110
Figura No. 48: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW .....	111
Figura No. 49: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR .....	112
Figura No. 50: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba .....	113
Figura No. 51: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente .....	114
Figura No. 52 Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW.....	115
Figura No. 53: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR.....	117
Figura No. 54: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba .....	118
Figura No. 55: Análisis nodal del pozo Luisa-M a condiciones de inyección .....	119
Figura No. 56: Efectos de la inyección de solventes en la optimización de la producción .....	120
Figura No. 57: Especificaciones técnicas bomba PCP 300TP2400.....	129 - 130
Figura No. 58: Especificaciones técnicas bomba PCP400 60E2400 .....	131 - 132
Figura No. 59: Viscosidad del aceite diluido Vs Fracción en volumen del diluyente, respecto a la gravedad API del mismo .....	133
Figura No. 60: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una gravedad API del diluyente de 36°.....	134
Figura No. 61: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una gravedad API del diluyente de 44°.....	135
Figura No. 62: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una gravedad API del diluyente de 52°.....	136

Figura No. 63: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 1%.....	137
Figura No. 64: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 5%.....	138
Figura No. 65: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 10%.....	139
Figura No. 66: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 15%.....	140
Figura No. 67: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR 5% .....	141
Figura No. 68: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR 10% .....	142
Figura No. 69: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR 40% .....	143
Figura No. 70: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR 100%.....	144
Figura No. 71: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de la bomba de 94 [RPM] .....	145
Figura No. 72: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de la bomba de 104 [RPM] .....	146
Figura No. 73: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de la bomba de 114 [RPM] .....	147
Figura No. 74: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de la bomba de 124 [RPM] .....	148

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Especificaciones técnicas bomba PCP 300TP2400 .....	129
Anexo B: Especificaciones técnicas bomba PCP 400 60E2400 .....	131
Anexo C: Comportamiento de la viscosidad del aceite diluido en relación con la fracción en volumen del diluyente .....	133

## RESUMEN

**TITULO:** INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA REDUCIR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES SUR DE ECOPETROL S.A.\*

**AUTOR:** FABIAN ANDRES TAPIAS HERNANDEZ.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Crudo pesado, Inyección de solventes, Análisis nodal, Fluido No newtoniano, Producción, Simulación.

## DESCRIPCIÓN

Con el agotamiento de los recursos tradicionales y de fácil extracción, el desarrollo de un mercado enfocado a la recuperación de crudos pesados se convierte en una prioridad para la industria energética mundial.

Por su alta viscosidad, este petróleo necesita de estimulación térmica y química para ser extraído de los pozos. Bajo estos parámetros, es imprescindible que el sector se concentre en el desarrollo de varios proyectos y asuma la requerida planeación para poder tener una industria que esté preparada y calificada para una masiva producción de crudo pesado en el futuro.

Producto de la necesidad de generar ideas de aplicabilidad a la industria y que impacten positivamente en los yacimientos se presenta en este trabajo la inyección de solventes o hidrocarburos livianos como método para disminuir la viscosidad de los crudos pesados, mejorar la movilidad e impactar positivamente en la producción.

Para lo cual se indagara sobre los prospectos de diluyente a inyectar y su efecto en la mezcla, se definirán variables físicas y operativas que intervienen durante el proceso, incluye una serie de análisis de laboratorio de los cuales se esboza su principio físico de operación y se muestran resultados, finaliza con un ajuste mediante correlaciones PVT que facilitara la simulación, análisis nodal del proceso y sensibilización de variables críticas que permitan determinar los efectos en la mezcla crudo diluyente y la manera que impacta la producción. Lo anterior acompañado de un análisis económico básico determinara la viabilidad técnica y económica del proceso a realizar.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: Ramón Uriel Ochoa Delgado.

## ABSTRACT

**TITLE:** INJECTION OF SOLVENTS TO REDUCE THE HEAVY OIL VISCOCITY PRODUCED BY THE SOUTHERN OPERATIONS ECOPETROL S.A. SUPERINTENDENCY.\*

**AUTHOR:** FABIAN ANDRES TAPIAS HERNANDEZ.\*\*

**KEY WORDS:** Heavy oil, Injection of solvents, Nodal analysis, Non Newtonian fluid, Production, Simulation.

## DESCRIPTION

With the depletion of traditional resources and easy removal, the development of a heavy oil recovery focused market becomes a priority for the global energetic industry.

On account of its high viscosity, the oil needs to be thermal and chemical stimulated with the object to be extract from wells. Under these parameters it's essential that industry efforts join for the development of many projects and has the required planning to have an industry that is prepared and qualified for greater production of heavy oil in the future.

Result from the need to generate ideas of applicability to the industry and that impact positively on the reservoirs is presented in this paper the injection of solvents or light hydrocarbons as a method to reduce the heavy oil viscosity, improve mobility and positively impact the production.

For which it will be investigated the prospects of diluent injected and its effect on the mixing, physical and operational variables involved in the process are defined, including a series of laboratory tests which physical principle of operation is outlined and results show, ends with a setting by PVT correlations to facilitate the simulation, nodal analysis of the process and sensitization of critical variables for determining the effects on oil diluent mixture and how that impacts production. The last accompanied by a basic economic analysis will determine the technical and economic feasibility of the process.

---

\* Degree Project.

\*\* Faculty of Physical-Chemistry. School of Petroleum Engineering Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: Ramón Uriel Ochoa Delgado.

## INTRODUCCIÓN

Con el agotamiento de los recursos tradicionales y de fácil extracción, el desarrollo de un mercado enfocado a la recuperación de crudos pesados se convierte en una prioridad para la industria energética mundial.

Se estima que de la producción de petróleo actual de Colombia, el 45% corresponde a crudos pesados y todo apunta a que en el 2018, cuando el país sobrepase la barrera del millón de barriles por día, los aceites de alta densidad representen el 60% del total, gracias al desarrollo de los pozos actuales y a los descubrimientos que se auguran para el futuro.<sup>[1]</sup> Sin embargo, para llegar a ese punto, el sector y las empresas tienen que enfrentar diferentes brechas para garantizar el mayor aprovechamiento de estos recursos, pues la extracción de este petróleo aún presenta varios retos.

Por su alta viscosidad, este petróleo necesita de estimulación térmica y química para ser extraído de los pozos. Sin embargo, a pesar de los avances en diferentes técnicas de inyección de vapor o tecnología in situ para la producción del crudo pesado, en la mayoría de los casos el factor de recobro no es mayor al 20%. Con un bajo porcentaje de aprovechamiento como este, se debe trabajar para encontrar soluciones que garanticen una mayor extracción del recurso y permitan una adecuada administración del mismo, debido a su degradación natural por oxidación, este crudo tiene un importante contenido de sal y sustancias venenosas como el azufre, y en ocasiones sulfuro de hidrógeno. Todo esto hace necesario la utilización de tratamientos especiales de refinación para obtener un producto comercializable.

Bajo estos parámetros, es imprescindible que el sector se concentre en el desarrollo de varios proyectos y asuma la requerida planeación para poder tener una industria que esté preparada y calificada para una masiva producción de crudo pesado en el futuro. De esta manera se conseguirán resultados como los obtenidos en Venezuela, Canadá o China, que ya han adelantado estos esfuerzos, y los cuales han venido compartiendo su experiencia con Colombia.

Producto de la necesidad de generar ideas de aplicabilidad a la industria y que impacten positivamente en los yacimientos, surge la posibilidad de analizar un caso real operado por la Superintendencia de operaciones Sur de Ecopetrol.

---

<sup>[1]</sup> <http://colombiaenergia.com/node/75>

En el presente documento analizara los efectos ocasionados por las variables físicas y operativas en un proceso químico de inyección de solventes mediante la simulación y análisis nodal, cuyo fin será disminuir la viscosidad del aceite, mejorar la movilidad, facilitar la extracción de un fluido con condiciones reológicas muy singulares y de esta manera optimizar la producción.

Se encuentra distribuido de la siguiente manera:

El capítulo 1 trata temas de importancia como la definición de crudos pesados, sus propiedades, un estimado de la distribución y reservas a nivel mundial de este tipo de hidrocarburos. Para terminar se puntualizan propiedades de interés útiles durante el análisis en laboratorio, entre otras.

El capítulo 2 describe el proceso de inyección de solventes, la importancia que tiene en el transporte hidrocarburos, plantea los criterios básicos para la selección del diluyente y permite una clara diferenciación entre los fluidos candidatos a ser inyectados.

El capítulo 3 presenta el caso de estudio de una manera muy detallada, comenzando con la asignación de un nombre al pozo por políticas de privacidad de la empresa operadora, describe la problemática existente, conceptualiza al lector sobre las características geológicas del yacimiento y caracteriza el pozo.

El capítulo 4 generaliza definiciones importantes y esboza el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial utilizado; culminando con las características que tiene dicho mecanismo en el pozo objeto de estudio.

El capítulo 5 centra la atención en la metodología utilizada durante el desarrollo de este trabajo de investigación, iniciando con una búsqueda, revisión y selección del material bibliográfico, prosigue con la definición del diluyente a utilizar en el proceso de inyección, explica las pruebas de laboratorio a realizar y concluye con un estado del arte de las variables críticas necesarias para el proceso de simulación y el análisis nodal del pozo caso de estudio para determinar las condiciones iniciales de operación.

El ultimo capitulo se enfoca en la interpretación, análisis de resultados que darán origen a las conclusiones del proceso de inyección de solventes y cerrara con un análisis económico del proceso a implementar determinando su viabilidad económica.

# 1 CRUDOS PESADOS

La demanda mundial de crudo creció en promedio 1,76 % por año durante el periodo de 1994 – 2006, con un incremento de 3,4 % durante el 2003 – 2004. El crecimiento de la demanda es el más alto en países emergentes como China e India cuyas economías dinámicas reflejan un notable 1,8% de crecimiento en la demanda mundial durante el 2009. Numerosos reportes internacionales predicen el comportamiento de dos décadas, al menos el 80% de la demanda de energía mundial será suplida por productos derivados del petróleo y gas natural. De acuerdo con las estadísticas de la EIA (International Energy Agency), los crudos pesados representan el 50% de los recursos hidrocarburos recuperables. Durante el siglo 20, la demanda de crudo pesado y extrapesado ha sido mínima debido a su alta viscosidad y complejidad que han hecho de estos crudos los más difíciles y costosos de producir, transportar y refinar.<sup>[2]</sup>

EL crudo pesado tiene una importancia vital en las reservas recuperables a nivel mundial. Las viscosidades de este tipo de crudos a 25°C pueden llegar a más de  $1 \times 10^5$  Cp, sin embargo la viscosidad deseada y apropiada para el correcto flujo en tubería no puede exceder los 400 Cp. El transporte de crudo a través de tubería es el más conveniente y económico medio de movilización de este recurso, viéndose gran dificultad con esta clase de crudo debido a su alta viscosidad, reducida movilidad y bajo punto de fluidez.

Los crudos pesados son una mezcla de largas cadenas de carbono, diversa cantidad de ceras, y asfaltenos producto de biodegradación que produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, acidez, contenido de azufre y otros metales. A través de la biodegradación los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original. El petróleo también puede ser degradado por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

Se han realizado diferentes estudios con el fin de llegar a las técnicas útiles para reducir la viscosidad del crudo pesado para la optimización de la producción. Estas técnicas incluyen la formación de mezclas agua – aceite (Pal y Rhoderes, 1989). Otros incluyen un precalentamiento del crudo o la adición de éter planteado por (Ghannam y Esmail, 2006).

---

<sup>[2]</sup> Reporte IEA 2010 (International Energy Agency).

La técnica de calentamiento es generalmente utilizada para solucionar dificultades presentes el transporte de este tipo de crudo.

La base del método reside en el hecho de que a medida que el crudo se calienta reduce significativamente la viscosidad y será más fácil bombearlo. Sin embargo, el costo de operación es alto, especialmente a través de distancias largas. Otra técnica que se puede emplear para el transporte de crudo pesado es la formación de emulsiones. En tal método el crudo se suspende como micro-esferas de aceite estabilizadas en una fase continua por medio del uso de tenso activos, logrando una disminución significativa de la viscosidad.

Figura No. 1: Comportamiento molecular del crudo al ser aplicado un surfactante.



Fuente: Journal of Petroleum Science and Engineering. MODIFICATION OF HEAVY-OIL RHEOLOGY VIA ALKALINE SOLUTIONS. Publicado el 1 de Marzo de 2013.

La principal dificultad con el uso de este método es la selección y el costo de los materiales tenso activos para formar una emulsión estable. Dicho aditivo no solo debe ser capaz de estabilizar la emulsión durante el transporte, también debe lograr separar el crudo una vez se estabilice en el punto de destino. La mezcla de crudos pesados con aceites ligeros, hidrocarburos gases o alcoholes son otras alternativas potenciales para reducir la viscosidad de los aceites pesados. [3]

[3] Journal of Petroleum Science and Engineering. RHEOLOGICAL PROPERTIES OF HEAVY & LIGHT CRUDEOIL MIXTURES FOR IMPROVING FLOWABILITY. Publicado el 4 de Junio de 2012.

## 1.1 PROPIEDADES

Debido a la gran demanda y altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, se ha hecho viable la explotación de petróleo pesado definido por una gravedad API de 22,3° o menor. Los petróleos de 10° API o menor densidad son conocidos como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados.

La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0,02 Pa.s] y más de 1.000.000 cP[1.000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, es el bitumen, un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.<sup>[4]</sup>

Además de su gravedad API y viscosidad, los crudos pesados se caracterizan por poseer propiedades físicas y químicas definidas, tales como:

- Alto punto de fluidez: 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas-aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.
- Producción de arena.

## 1.2 CUANTIFICACIÓN DE RESERVAS MUNDIALES

Las reservas estimadas de petróleo pesado en el mundo equivales al triple de las reservas combinadas de petróleo y gas convencionales existentes, y constituyen la fuente de energía más segura en el futuro inmediato de la humanidad.

Los expertos señalan que, hasta hace pocos años, el petróleo pesado era desechado como recurso energético por los inconvenientes y costos vinculados con su producción, pero hoy ante el progresivo agotamiento de los yacimientos de petróleo liviano, sus reservas han concitado el interés mundial.

---

<sup>[4]</sup> [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf).

El hecho de que al 2009, se hubiesen realizado tres congresos mundiales de petróleo pesado, corrobora la veracidad de este tipo de crudo en el mapa económico mundial. El primero de ellos, a finales del 2006, en Beijing, China. El segundo en Canadá, en marzo del 2008, y el tercero, en la Isla de Margarita, Venezuela, entre el 3 y el 5 de Noviembre de 2009.

La publicación Oilfield Review dice que, para 2003, se atribuyen a las reservas mundiales de crudo pesado, 6 trillones de barriles, lo que es lo mismo, un trillón de metros cúbicos de este tipo de petróleo. Por su parte, Business News Americas, en la edición de su revista petrolera Energy Intelligence Series, de abril del 2009, señala que las reservas globales de petróleo pesado, extrapesado y bitumen se acerca al millón 200 mil millones de barriles.<sup>[5]</sup>

Referente al marco latinoamericano, la mayor acumulación de petróleo está presente en la faja del Orinoco, que ocupa un área de 55.314 kilómetros cuadrados, ubicada al norte del río y compartida por los estados: Delta Amacuro, Monagas, Anzoátegui y Guárico. Esta área ha sido dividida en cuatro bloques, de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, de los cuales se están explotando 11.593 kilómetros cuadrados. Esta zona, a su vez, ha sido segmentada en 29 espacios de 500 kilómetros cuadrados, aproximadamente, cada uno.

Gracias a esta acumulación Energy Intelligence Series señala que las certificadas de petróleo pesado de Venezuela podrían estar cerca de los 300 mil millones de barriles, es decir, un 25% de las reservas globales que ellos mismos determinan. Por su parte, la dirección general de exploración y producción de hidrocarburos de petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) informó oficialmente, en septiembre de 2008 que, aun sin concluir el proyecto de certificación, las reservas establecidas en la faja del Orinoco, ascendían a 235.600 millones de barriles.

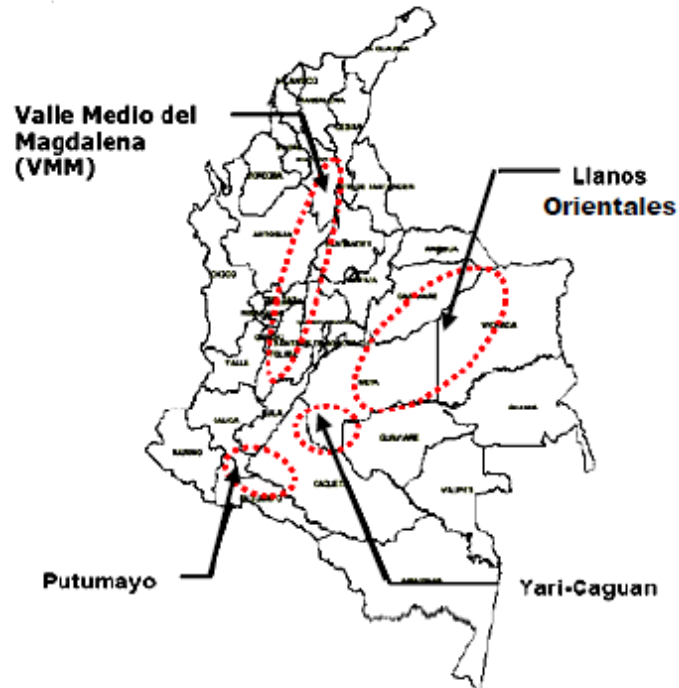
El potencial de crudos pesados de Colombia se concentra en dos cuencas principales: la cuenca Llanos y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. En estas dos cuencas se encuentra el 99% del crudo pesado que tiene el país (menor a 15° API).<sup>[6]</sup>

---

<sup>[5]</sup> <http://member.bnamericas.com/webstore/es/intelligence-series/la-atraccion-del-petroleo-no-convencional-de-america-latina>

<sup>[6]</sup> [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetroleradic06/rev\\_gestion.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetroleradic06/rev_gestion.htm)

Figura No. 2: Cuencas de interés exploratorio para crudos pesados en Colombia.



Fuente: [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)

Dentro de estas cuencas se destacan los siguientes campos con su respectiva producción a marzo de 2012:

1. Rubiales: Con una producción de 207.659 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
2. Castilla: Con una producción de 59.299 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
3. Castilla Norte: Con una producción de 44.697 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
4. Quifa: Con una producción de 57.628 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
5. Chichimene: Con una producción de 38.877 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
6. Girasol: Con una producción de 6.164 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
7. Jazmín: Con una producción de 7.206 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
8. Apiay: Con una producción de 6.052 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
9. Teca-Cocorná: Con una producción de 1532 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
10. Underriver: Con una producción de 3.349 Bbl/día. <sup>[7]</sup>
11. Nare: Con una producción de 339 Bbl/día. <sup>[7]</sup>

<sup>[7]</sup> <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion/septiembre2013.aspx>

## **1.3 PROPIEDADES DE INTERES EN LABORATORIO**

### **1.3.1 Viscosidad**

Es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a la fuerza de atracción entre sus moléculas.

La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.

### **1.3.2 Tipos de viscosidad**

Son definidos como diferentes tipos de acuerdo al método utilizado para su determinación.

#### **1.3.2.1 Viscosidad cinemática**

Es una medida del tiempo de flujo para un volumen fijo de líquido que fluye por gravedad a través de un capilar.

#### **1.3.2.2 Viscosidad dinámica o absoluta**

Es la fuerza tangencial sobre unidad de área de dos planos paralelos, distante una unidad, cuando el espacio entre los dos planos se llena con un fluido y uno de los dos planos se mueve con una velocidad unitaria en su propio plano respecto al otro. La viscosidad dinámica, también llamado viscosidad absoluta, es numéricamente el producto de la viscosidad cinemática y la densidad del líquido, ambos a la misma temperatura.

#### **1.3.2.3 Viscosidad Saybolt**

##### **1.3.2.3.1 Viscosidad Saybolt universal**

Es el tiempo de flujo en segundo de 60 ml de muestra que fluyen a través de un orificio universal calibrado bajo condiciones específicas.

---

<sup>[7]</sup> <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion/septiembre2013.aspx>

#### 1.3.2.3.2 Viscosidad Saybolt furol

Es el tiempo de flujo de 60 ml de muestra que fluyen a través de un orificio furol calibrado bajo condiciones específicas. La viscosidad furol es aproximadamente una décima parte de la viscosidad Universal y es recomendada para aquellos productos de petróleos que tienen viscosidades mayores a 1000 SSU, tales como aceites combustibles y otros materiales residuales.

#### 1.3.3 Punto de fluidez

Es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía fluye<sup>[8]</sup>, es decir, a partir de este punto el fluido pierde su capacidad para moverse. Este fenómeno puede ocurrir con aceites ligeros así como con los aceites pesados.

En aceite lubricante el punto de fluidez es la mínima temperatura a la cual este fluye sin ser perturbado bajo la condición específica de la prueba. Los aceites contienen ceras disueltas de tal forma que cuando son enfriados se separan y forman cristales que se encadenan formando una estructura rígida atrapando el aceite entre la red. Cuando una estructura de la cera está lo suficientemente completa el aceite no fluye bajo las condiciones de la prueba.

La agitación mecánica puede romper la estructura cerosa, y de este modo tener un aceite que fluye a temperaturas menores a su punto de fluidez. En estos aceites la viscosidad aumenta progresivamente a medida que la temperatura disminuye hasta llegar a un punto en que no se observa ningún flujo.

#### 1.3.4 Gravedad API

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el "American Petroleum Institute". En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor será su valor. Como referencia, el agua tiene una gravedad específica de 10 ° API.

---

<sup>[8]</sup> Norma D97 – 11, "STANDARD TEST METHOD FOR POUR POINT OF PETROLEUM PRODUCTS". ASTM

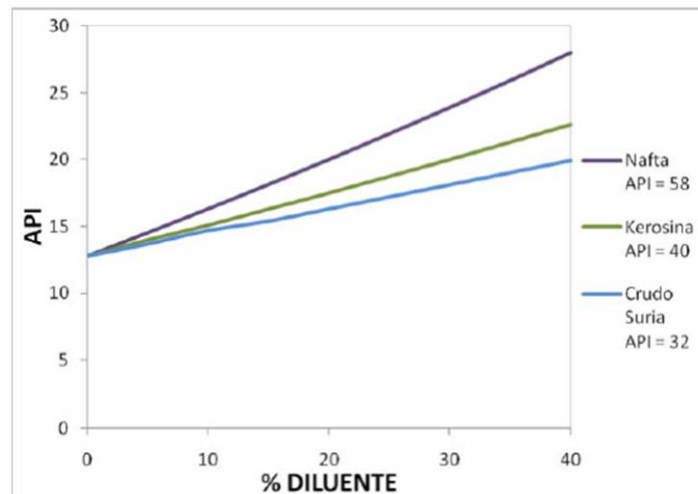
Tabla No. 1: Clasificación del crudo según la gravedad API.

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD
Condensado	a partir de 42
Liviano	Más de 30
Mediano	de 22,0 hasta 29,9
Pesado	de 10,0 hasta 21,9
Extrapesado	Hasta 9,9
Bitumen	Promedio 8,2

Fuente: Pineda Gómez, César Augusto. PRÁCTICA No. 1 – GRAVEDAD API, BSW & SALINIDAD. Guía Laboratorio de Fluidos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

Al incrementar el porcentaje de diluyente, la gravedad API de la mezcla se incrementa.

Figura No. 3: Comportamiento del API en mezclas con diferentes diluyentes.



Fuente: Cubides R. Laura J, Peña S. Paula J. "SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LOS CRUDOS PESADOS". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009. Pág. 55.

## **1.4 OTRAS PROPIEDADES DE INTERES**

### **1.4.1 Histéresis**

El término se aplica a la diferencia entre los valores que asumen la permeabilidad relativa, presión capilar y saturación residual a medida que la saturación del fluido es aumentada o disminuida. Es decir, en muchos medios porosos, los valores de permeabilidad relativa y presión capilar no son una función que depende de la saturación únicamente; se obtienen valores distintos dependiendo del incremento o la reducción en la saturación de una fase determinada.

En general, la histéresis es más pronunciada en los medios no mojantes que en los mojantes, sin embargo, puede ocurrir en ambos medios; siempre con dos magnitudes de permeabilidad relativa distintas debido a la dirección de saturación. En la mayoría de los casos, la permeabilidad relativa para una fase dada es mayor cuando su saturación se incrementa que cuando se reduce. Por el contrario, el aumento de la saturación siempre lleva consigo una disminución de la presión capilar.

### **1.4.2 Drenaje**

Es el proceso mediante el cual se fuerza a una fase no mojante a desplazar del medio poroso a la fase mojante.

### **1.4.3 Imbibición**

Es un proceso por el cual la fase mojante desplaza a la fase no mojante del yacimiento.

### **1.4.4 Presión capilar**

Se define como la diferencia de presión a través de la interfacial que separa dos fluidos inmiscibles cuando se ponen en contacto en un medio poroso.

### **1.4.5 Miscibilidad**

Es una propiedad que establece una condición de tensión interfacial igual a cero entre fluidos, formándose con esto una fase homogénea a una presión y temperatura específicas. Teniendo en cuenta que la Tensión Interfacial es la cantidad de energía por unidad de área (Dinas / cm<sup>2</sup>) necesaria para formar una interfase, la disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del crudo residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones de crudo residual.

En el caso de que dos fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, la tensión superficial e interfacial es la fuerza de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos e influye en su saturación, distribución y desplazamiento.

Además las fuerzas capilares son factores microscópicos que igualmente influyen en el comportamiento del desplazamiento de un fluido por otro, ya que se relacionan con el flujo de dos o más fases. Entre las fuerzas capilares que se presentan en un medio poroso saturado de diferentes fluidos se encuentran la tensión superficial e interfacial, la humectabilidad y la presión capilar.

#### **1.4.6 Composición**

La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfaltenos y resinas, a la naturaleza de los componentes del petróleo excluyendo a los asfaltenos, y al tipo y proporción de solvente suministrado al crudo. La dilución del petróleo con un alcano ligero, tal como n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo sin incluir a los asfaltenos, lo que rompe el equilibrio del sistema. Entonces algunas resinas son removidas de la mezcla resina-asfaleno, dando lugar al fenómeno de agregación entre asfaltenos.

#### **1.4.7 Asfaltenos**

Los asfaltenos son una clase de componente que puede precipitar los fluidos de yacimiento de petróleo con una alta viscosidad y material pegajoso, que es principalmente la causa de problemas de depositación en pozos productores y líneas de tuberías. Los asfaltenos son definidos como los constituyentes de una mezcla de aceite que, a temperatura ambiente, son prácticamente insolubles en n-pentano y n-heptano, pero solubles en benceno y tolueno.

La estructura elemental de los asfaltenos es muy variada y depende del crudo del cual provienen.

Tabla No. 2: Composición promedio de asfaltenos de varias partes del mundo, precipitados con n–pentano y n–heptano.

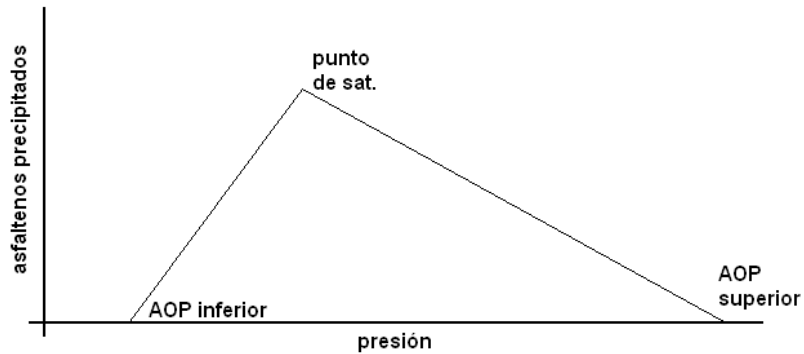
ORIGEN	AGENTE PRECIPITANTE	COMPOSICIÓN (%PESO)					RELACIONES ATÓMICAS			
		C	H	N	O	S	H/C	N/C	O/C	S/C
CANADA	n-pentano	79,5	8	1,2	3,8	7,5	1,21	0,013	0,036	0,035
	n-heptano	78,4	7,6	1,4	4,6	8	1,16	0,015	0,044	0,038
IRAN	n-pentano	83,4	7,5	1,4	2,3	5	1,07	0,014	0,021	0,022
	n-heptano	84,2	7	1,6	1,4	5,8	1,00	0,016	0,012	0,026
IRAQ	n-pentano	81,7	7,9	0,8	1,1	8,5	1,16	0,008	0,01	0,039
	n-heptano	80,7	7,1	0,9	1,5	9,8	1,06	0,01	0,014	0,046
KUWAIT	n-pentano	82,4	7,9	0,9	1,4	7,4	1,14	0,009	0,014	0,034
	n-heptano	82,0	7,3	1,0	1,9	7,8	1,07	0,01	0,017	0,036

Fuente: Delgado José G. "ASFALTENOS: composición, agregación, precipitación". Universidad de los Andes. Versión No. 1. 2006. Pág. 2

Existe una significativa diferencia de los asfaltenos precipitados con n–heptano respecto a los precipitados con n–pentano, la relación H/C de los primeros es más baja, lo que indica su alto grado de aromaticidad. Las relaciones N/C, O/C y S/C son usualmente más altas en los asfaltenos precipitados con n–heptano, lo que se debe a la alta proporción de heteroátomos en esta fracción.

Para un aceite con composición fija, la precipitación de asfaltenos es más probable que tome lugar justo en el punto burbuja. Esto es ilustrado esquemáticamente en la figura No. 4. En el punto burbuja, el aceite tiene el mayor contenido de gas disuelto. Los componentes parafínicos del gas ( $c_1$ ,  $c_2$ , etc.) son disolventes malos para los asfaltenos; esto hace más probable que tome lugar la precipitación de asfaltenos, si la presión se reduce, algún gas se evaporará, y la concentración de gas en la fase líquido disminuirá. Esto hace los asfaltenos más solubles en el líquido. La fase asfaltenos se disolverá lentamente y posiblemente desaparecerán. La presión a la cual los últimos asfaltenos ingresan a la solución es llamada la menor presión de inicio de los asfaltenos (AOP inferior). El aumento de la presión del punto burbuja también hará que la fase asfaltenos se disuelva. Aunque las parafinas generalmente son solventes pobres para los asfaltenos, la solubilidad de los asfaltenos en las parafinas incrementa con la presión, y, a una presión suficientemente alta, la presión superior de inicio de asfaltenos (AOP superior), la fase asfaltenos desaparecerá.

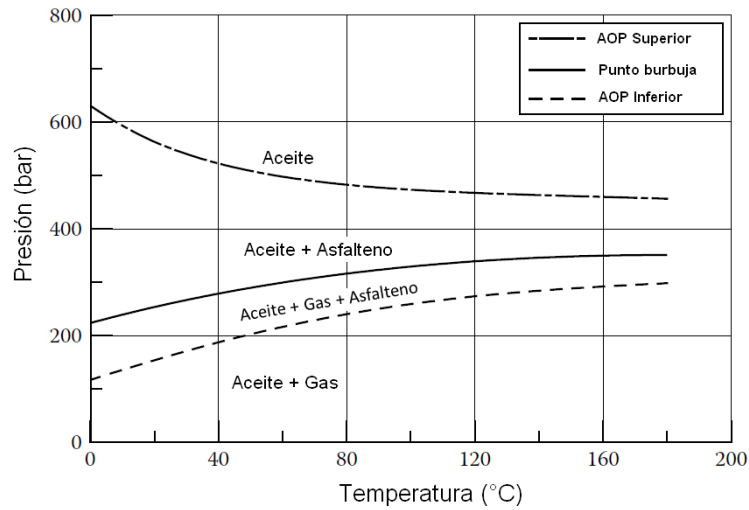
Figura No. 4: Asfaltenos precipitados Vs presión



Fuente: Pedersen, Karen S., Christensen, Peter L. "PHASE BEHAVIOR OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS". Tylor & Francis group. 2007. Pág. 260.

La más alta cantidad de asfaltenos se observa a la presión de saturación.

Figura No. 5: Diagrama de fases para la formación de asfaltenos en un aceite.



Fuente: Pedersen, Karen S., Christensen, Peter L. "PHASE BEHAVIOR OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS". Tylor & Francis group. 2007. Pág. 261.

La figura No. 5 muestra un diagrama de fases típico para una mezcla de aceite, dividiendo una fase de asfaltenos en una región de presión alrededor del punto burbuja. Si el gas es agregado a un aceite asfáltico que en sí mismo no hace precipitar asfaltenos a ninguna presión, la precipitación de asfaltenos puede ocurrir como un resultado del gas que es agregado.

## 2 INYECCION DE SOLVENTES

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo de pozo o en superficie. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema. En el caso de la inyección en fondo a la descarga de la bomba, parecería lógico pensar que la bomba está más protegida pues no maneja el diluyente, sin embargo, en caso de fallas eléctricas, el diluyente se desvía hacia abajo, inundando la bomba y produciendo su falla casi inmediata. Para evitar esto se coloca una válvula check de bola y asiento (válvula fija) a la entrada de la bomba. Esta práctica ha traído problemas, pues dificulta el espaciado, ya que el fluido atrapado entre el sello rotor-estator y la válvula fija, impide que el rotor llegue a tocar el pin de paro, dejando gran parte del rotor fuera del estator, lo cual puede producir la rotura del rotor por fatiga debido a vibraciones excesivas o el desgarramiento del estator, ya que el número de etapas efectivas y la capacidad de levantamiento o cabeza de la bomba, se ven reducidas.<sup>[10]</sup>

### 2.1 TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR DILUCIÓN

El método de dilución consiste en mezclar el crudo pesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento a través de tuberías en condiciones económicamente aceptables, esto es: diluirlo hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

### 2.2 SELECCIÓN DEL DILUYENTE

Se determina teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

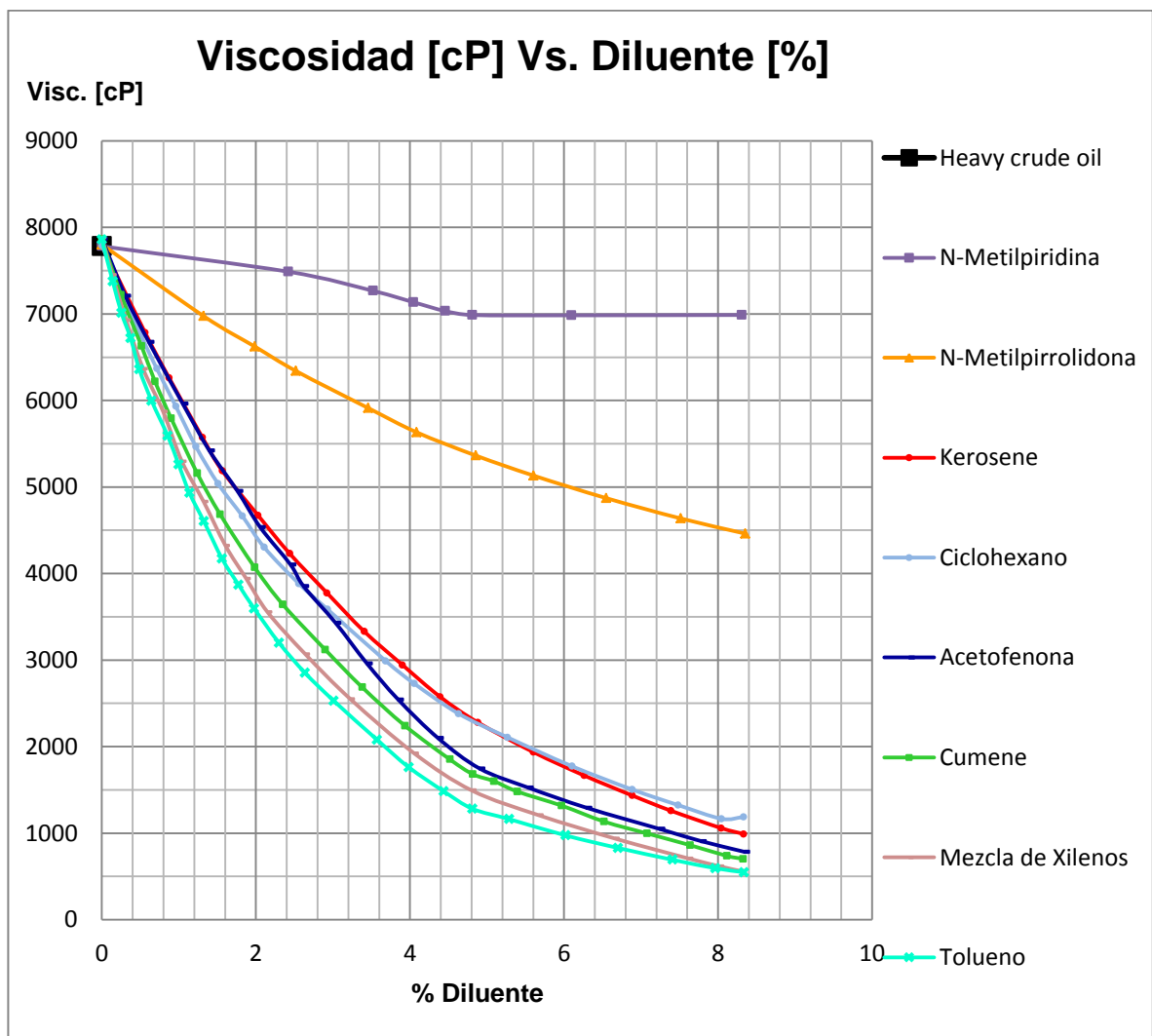
- Calidad de la mezcla y del diluyente.
- Aumento de la tasa de flujo en la vida útil del proyecto.
- Disponibilidad y costo del diluyente.

---

<sup>[10]</sup> EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE DILUCIÓN DE CRUDO PESADO PARA SU TRANSPORTE ENTRE LAS ESTACIONES SDN-1 Y BUEF-2, DISTRITO SUR SAN TOMÉ”. Tesis de pregrado. Universidad del Oriente. Venezuela. 2006.

Los criterios anteriormente mencionados son los básicos y generalizados para la escogencia del diluyente lo cual es un proceso de gran cuidado y estudio. Estableciendo un estado del arte acerca de los efectos esbozados por los destilados de Kerosene que junto con algún tipo de aditivos han generado óptimas reducciones de la viscosidad. Se muestra en la figura No. 6, la tendencia general de la viscosidad cuando se realiza una mezcla con destilados de Kerosene y la adición de compuestos químicos escogidos por su estructura cíclica.

Figura No. 6: Comportamiento de la viscosidad de un crudo pesado, respecto a la interacción con destilados de Kerosene y aditivos.



Fuente: VISCOSITY REDUCTION IN EXTRA HEAVY CRUDE OIL, Mark W. Badger , Harold H. Schobert , Modificado por el autor.

La tendencia general muestra que a medida que aumenta la polaridad del diluyente, la viscosidad tiende a aumentar. Lo anterior se debe a que una alta polaridad entre el aditivo y el crudo genera interacciones dipolo-dipolo muy fuertes entre las moléculas.

Los aditivos pueden llegar a romper las largas cadenas de aglomerados asfaltenos, pero a su vez pueden generar altas fuerzas de cohesión durante el proceso, lo que ocasiona un aumento en la viscosidad. Generalmente la reducción de la viscosidad es asociada a propiedades como la densidad relativa, volumen molar y peso molecular del fluido y la mezcla. Sin embargo estos cálculos no tienen en cuenta los efectos de la interacción dipolo-dipolo, la cual es de importancia.

Estos no son los únicos factores de interés, la solubilidad del diluyente en el crudo pesado juega un papel mucho más importante. Si la solubilidad es parcial o se evidencia una separación de fases, se dará origen a bajas reducciones de viscosidad.

Por otra parte asumiendo que los dispersantes a utilizar son solubles en el crudo, el tamaño molecular de los componentes tiene un rol importante en la reducción de la viscosidad. Moléculas más pequeñas o moléculas con las características físicas y químicas apropiadas pueden alojarse en los espacios de las cadenas de aglomerados asfaltenos reduciendo la viscosidad notablemente.

## 2.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS PROSPECTOS A INYECTAR

### 2.3.1 Jet A1

Producido por ECOPETROL S.A, también conocido como turbocombustible, turbosina o JP – 1A, destilado medio proveniente de la destilación atmosférica del petróleo, con características especiales de calidad, que es tratado químicamente para eliminar compuestos indeseados tales como sulfuros, mercaptanos y ácidos nafténicos, que pueden generar un comportamiento corrosivo en el sistema de producción.

Posee las siguientes características:

Tabla No. 3. Características del Jet A1

Características	Unidades	Métodos	Mínimo	Máximo	Menor que
Acidez	mg KOH/g	D 3242		0,1	
Aromáticos	mL/100 mL	D 1319 (1)		25	
Azufre Total	g/100 g	D 4294 (2)		0,30	
Azufre Mercaptano	g/100 g	D 3227		0,003	
Calor neto de combustión	MJ/kg	D 3338 (3)	42,8		
Apariencia			Clara y Brillante		
Color Saybolt		D 156	Reportar		
Corrosión al Cobre, 2 h a 100 °C	Clasificación	D 130		1 (4)	
Densidad a 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	D 4052 (5)	775	840	
Estabilidad Térmica:		D 3241			
Caída de presión en el filtro	kPa(mm Hg)			3.3 (25)	
Depósitos en el tubo					3
Destilación :		D 86 (6)			

Continuación,

Tabla No. 3. Características del Jet A1

Características	Unidades	Métodos	Mínimo	Máximo	Menor que
Punto Inicial de Ebullición	°C		Reportar		
10 % de recobrado	°C			205	
50 % de recobrado	°C		Reportar		
90 % de recobrado	°C		Reportar		
Punto Final de Ebullición	°C			300	
Residuo de destilación	mL/100 mL			1,5	
Pérdidas de destilación	mL/100 mL			1,5	
Goma existente	mg/100 mL	D 381		7	
Punto de Inflamación	°C	D 56	38		
Punto de Congelación	°C	D 2386 (7)		-47	
Propiedades de Combustión:					
Punto de humo (8)	mm	D 1322	18		
Naftalenos (8)	mL/100 mL	D 1840		3	
Viscosidad a - 20 °C	mm <sup>2</sup> /s	D 445		8	
Índice de separación de agua	-	D 3948			
Sin aditivo de conductividad eléctrica			85		
Con aditivo de conductividad eléctrica			70		
Contenido FAME (9)	ppm	GC-MS ( 9 )		5	

Fuente: ECOPETROL S.A., Modificado por el autor.

### 2.3.2 JP- 8

Es el equivalente militar del Jet A-1, con inhibidor de la corrosión, anti-hielo, antiestático y otros aditivos. Es utilizado frecuentemente por las fuerzas aéreas de Estados Unidos de América, siempre y cuando se cumplan con las especificaciones británicas DEF SATAN 91-87 AVTUR/FSII.<sup>[11]</sup>

Se obtiene la composición molar de tres lotes de muestras diferentes de Jet A denominados (Jet-A-3602, Jet-A-3638, Jet-A-4658) procesados independientemente con el fin de tener una comprensión de las propiedades del líquido para determinar en qué manera se verá afectado el Jet-A al agregar el paquete de aditivos que le dan las particularidades del Jet JP-8. Estos lotes muestran un rango alto de diferencia en su composición permitiendo considerar el trabajo realizado como representativo de las propiedades del fluido. Lo anterior surge de un proceso realizado para mejorar las curvas de destilación, dicho proceso contempla modificaciones a la medición clásica estipulada en la norma ASTM D-86 y son las siguientes:<sup>[12]</sup>

- Mediciones de temperatura y volumen de baja incertidumbre.
- Control de temperatura basado en el comportamiento del fluido.
- Composición explícita en un canal de datos como adición a la usual relación temperatura – volumen.

Las composiciones molares fueron obtenidas a presión atmosférica y son las siguientes:

Tabla No. 4. Fracción Molar Jet-A-4658

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR
n - Undecano	0,09
n - Dodecano	0,221
2,6 - Dimetil Undecano	0,06
2,3 - Dimetil Undecano	0,068
2 - Metil Dodecano	0,067
n - Tridecano	0,264
n - Tetradecano	0,164
n - Pentadecano	0,067

Fuente: IMPROVEMENTS IN THE MEASUREMENT OF DISTILLATION CURVES. 4. APPLICATION TO THE AVIATION TURBINE FUEL JET – A, Modificado por el autor.

<sup>[11]</sup> PETROLEUM FUELS MANUFACTURING HANDBOOK, Surinder Parkash, PH.D, Capítulo 4.

<sup>[12]</sup> IMPROVEMENTS IN THE MEASUREMENT OF DISTILLATION CURVES. 4. APPLICATION TO THE AVIATION TURBINE FUEL JET – A, Beverly L. Smith and Thomas J. Bruno.

Tabla No. 5. Fracción Molar Jet-A-3638

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR
n - Decano	0,08
2,6 - Dimetil Nonano	0,032
n - Undecano	0,235
3 - Etil Nonano	0,024
1,4 - Dimetil - 2 - Etil Benceno	0,024
2 - Metil Undecano	0,035
3 - Metil Undecano	0,016
5 - Etil Decano	0,016
n - Dodecano	0,216
2,6 - Dimetil Undecano	0,062
2 - Methyl Dodecano	0,029
5 - Methyl Dodecano	0,044
n - Tetradecano	0,147

Fuente: IMPROVEMENTS IN THE MEASUREMENT OF DISTILLATION CURVES. 4. APPLICATION TO THE AVIATION TURBINE FUEL JET – A, Modificado por el autor.

Tabla No. 6. Fracción Molar Jet-A-3602

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR
n - Undecano	0,15
1- Metil - 5 Pentil Ciclohexano	0,053
n - Dodecano	0,212
2,6 - Dimetil Undecano	0,083
n - Hexil Ciclohexano	0,054
2 -Metil Dodecano	0,059
2,3,7 - Trimetil Decano	0,061
2,6,7 - Trimetil Decano	0,056
n - Tetradecano	0,198
x,y,z - Trimetil Dodecano	0,074

Fuente: IMPROVEMENTS IN THE MEASUREMENT OF DISTILLATION CURVES. 4. APPLICATION TO THE AVIATION TURBINE FUEL JET – A, Modificado por el autor.

### 2.3.2.1 Jet - A - 4658

Es considerado como el más representativo de los tres ejemplos ya que fue obtenido a partir de una mezcla de numerosos lotes de múltiples productores de Jet-A, que posteriormente han sido mezclados en igual proporción de volumen. Por otra parte se le ha adicionando compuestos químicos para anclar su composición al JP-8.

La obtención de este lote tiene como objetivo ofrecer una base de datos de las propiedades representativas del Jet A que son casi idénticas a las del JP-8, las cuales se presentan a continuación:

Tabla No. 7. Características del JP-8

Características	Unidades	Métodos	Mínimo	Máximo	Menor que
Acidez	mg KOH/g	D 3242		0,015	
Aromáticos	mL/100 mL	D 1319 (1)		25	
Azufre Total	g/100 g	D 4294 (2)		0,30	
Azufre Mercaptano	g/100 g	D 3227		0,002	
Calor neto de combustión	MJ/kg	D 3338 (3)	42,8		
Apariencia			Clara y Brillante		
Color Saybolt		D 156	Reportar		
Corrosión al Cobre, 2 h a 100 °C	Clasificación	D 130		1 (4)	
Densidad a 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	D 4052 (5)	775	840	
Estabilidad Térmica:		D 3241			
Caída de presión en el filtro	kPa(mm Hg)			3.3 (25)	
Depósitos en el tubo					3
Destilación :		D 86 (6)			

Continuación,

Tabla No. 7. Características del JP-8

Características	Unidades	Métodos	Mínimo	Máximo	Menor que
Punto Inicial de Ebullición	°C		Reportar		
10 % de recobrado	°C			205	
50 % de recobrado	°C		Reportar		
90 % de recobrado	°C		Reportar		
Punto Final de Ebullición	°C			300	
Residuo de destilación	mL/100 mL			1,5	
Pérdidas de destilación	mL/100 mL			1,5	
Goma existente	mg/100 mL	D 381		7	
Punto de Inflamación	°C	D 56	38		
Punto de Congelación	°C	D 2386 (7)		-47	
Propiedades de Combustión:					
Punto de humo	mm	D 1322	18		
Naftalenos	mL/100 mL	D 1840		3	
Viscosidad a - 20 °C	mm <sup>2</sup> /s	D 445		8	
Índice de separación de agua	-	D 3948			

Fuente: PETROLEUM FUELS MANUFACTURING HANDBOOK, Surinder Parkash, PH.D. Capítulo 4, Página 56. Modificado por el autor

## **2.4 PRINCIPALES RAZONES PARA EL USO DE DILUENTE EN LA PRODUCCIÓN, RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDOS EXTRAPESADOS.**

Una de las principales razones de usar diluyente, es obtener una mezcla con una viscosidad que permita su bombeo desde el yacimiento hasta superficie y que también pueda ser bombeable a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos. Debido a esto se pueden obtener las siguientes ventajas:

- ❖ Una disminución en la viscosidad de un crudo que se va a deshidratar permite incrementar el grado de efectividad de este proceso.
- ❖ La reducción de viscosidad también facilita el paso del fluido a través de: Válvulas, equipos de medición y otros equipos.
- ❖ Reduce el consumo de energía eléctrica.
- ❖ Mejora el desplazamiento de fluidez en la línea de producción.

## **2.5 DESVENTAJAS**

- ❖ Es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición, control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento apreciable.
- ❖ Es necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas.
- ❖ Generalmente tanto los diluyente como su transporte y almacenamiento son costosos.

### **3 DESCRIPCION POZO DE ESTUDIO**

#### **3.1 ASIGNACION DE NOMBRE Y DESCRIPCION DE PROBLEMÁTICA**

Al pozo objeto de estudio se le asigna el nombre de “**Luisa-M**” con el fin de respetar el acuerdo de confidencialidad establecido con las partes poseedoras de información al respecto ECOPETROL S.A – Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Luisa-M es un pozo productor de la formación Villeta, operado por la Superintendencia Sur – Putumayo de Ecopetrol S.A, localizado en el sector nororiental del bloque, el cual presenta una pérdida progresiva de productividad asociada a la complejidad reológica del crudo. Este crudo tiene una gravedad API de 13,6° pero exhibe un comportamiento de un crudo extrapesado asemejándose a un modelo de fluido No Newtoniano; a condiciones de yacimiento tiene una viscosidad de 180 cP, y en condiciones estándar puede alcanzar 160 mil cP, lo cual limita su movilidad y genera un impacto negativo en el sistema de producción.

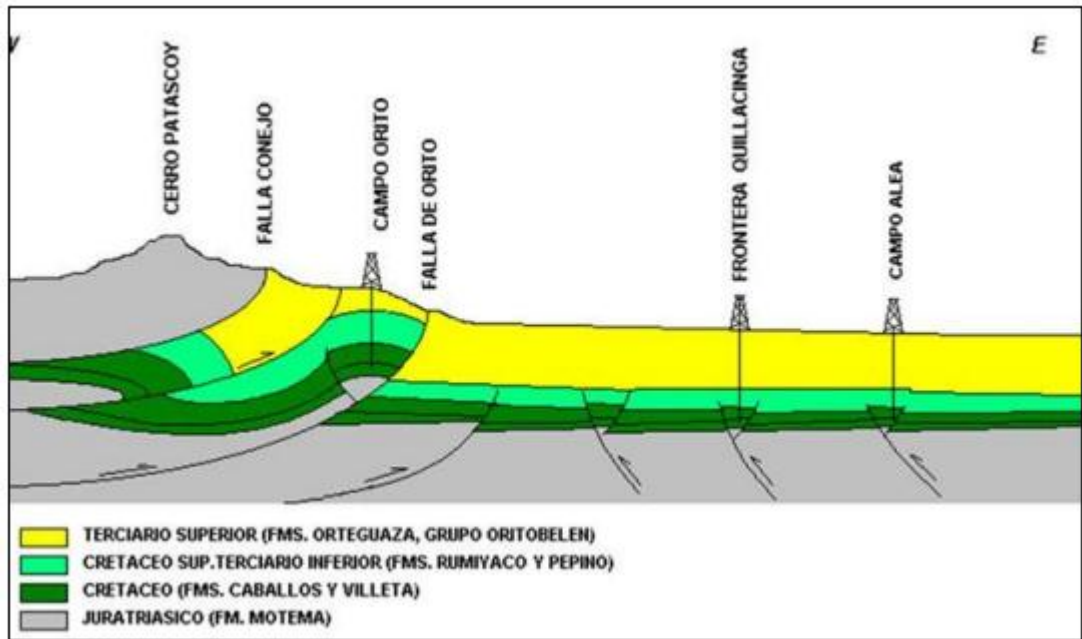
#### **3.2 CONCEPTUALIZACIÓN GEOLOGICA**

##### **3.2.1 Geología estructural cuenca del putumayo**

Los rasgos estructurales generales presentes en la cuenca del Putumayo permiten definir dos provincias tectónicas, las cuales están diferenciadas de acuerdo a sus caracteres estructurales en:

- Una zona altamente plegada, asociada a cabalgamientos que presenta fallas inversas de gran desplazamiento vertical, con rumbos NE – SO y buzamientos al oeste, con pliegues asimétricos que se ubican en la parte occidental de la cuenca, la cual reposa sobre el Piedemonte y está limitada al este por el sistema de fallas Orito, Loro – Hormiga. (Ver figura 6).
- Una provincia de plataforma, menos tectonizada, conformada por bloques rígidos separados por sistemas de fallas de gran longitud. Presenta estructura muy sutiles por movimiento diferencia en el salto de las fallas y estructuras asociadas a altos del basamento. Estas fallas con más de 20 Km. de longitud separan a los bloques. Las fallas principales por lo general tienen direcciones desde N-S hasta N50E.

Figura No. 7: Marco tectónico regional



Fuente: Marco Geológico. Contrato de Producción Incremental ECP-Consorcio. Colombia Energy

### 3.2.2 Formación Villeta

El término Villeta fue usado originalmente por Hettner (1892) para designar una secuencia de lutitas negras en el área de Villeta, Cundinamarca. La formación Villeta está compuesta por una intercalación de areniscas, calizas y arcillas cuya edad está comprendida entre el Albiense y el Campaniense. Las areniscas han sido nombradas de base a tope como: arenisca “T”, (Espesor promedio 80’), arenisca “U” inferior, (Espesor promedio 70’), areniscas “U” superior, arenisca “M2” y arenisca “N”, (Espesor promedio: 400’). De igual forma las calizas se han nombrado como caliza “C” en la base, caliza “B”, caliza “A” y caliza “M2”.

### 3.2.3 Geología del petróleo

Los análisis geoquímicos muestran que regionalmente las formaciones Caballos y Villeta poseen un potencial generador de regular a pobre y se encuentran inmaduras con excepción de una pequeña franja en la parte más sur occidental en donde la Formación Caballos, de acuerdo a los valores de reflectancia de vitrinita habría alcanzado la ventada de generación y expulsión antes del Mioceno, habiendo sido suspendido este proceso debido al levantamiento de esta parte, durante el Mioceno.

Las principales acumulaciones de petróleo descubiertas están relacionadas, justamente con los cierres estructurales formados durante el Mioceno.

Las rocas almacenadoras en el bloque son las areniscas cretácicas de la Formación Villeta (miembros T, U, M2 y N). Las unidades arcillosas de las formaciones Villeta, Rumiayaco y Orteguzaza, serían las rocas sellos regionales más importantes.

El proceso de generación estaría ligado a una columna de sobrepeso o sobrecarga de rocas marinas del Cretácico Superior, las transicionales del Paleoceno y las continentales del Eoceno-Mioceno.

La gravedad de los aceites esperados dentro del bloque, podrán variar entre 14° API en los yacimientos de la arenisca N, hasta 32° API en los yacimientos de los intervalos U y T de la Formación Villeta.

### 3.3 CARACTERIZACIÓN DEL POZO DE ESTUDIO

A continuación, datos relevantes de Luisa-M:

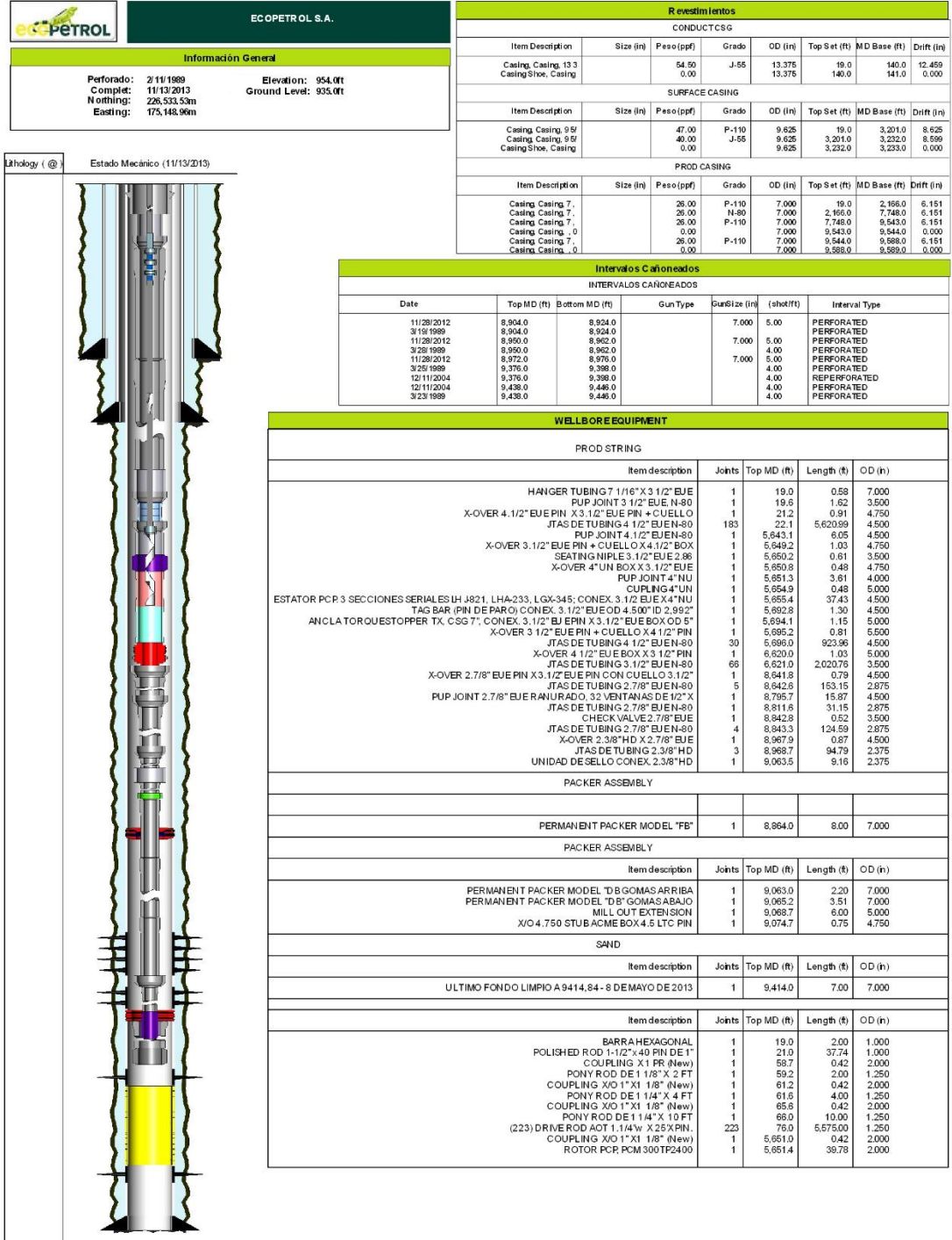
Tabla No. 8. Información General Luisa-M

<b>Formación productora</b>	Villeta	
<b>Fecha de perforación</b>	Febrero 11 de 1989	
<b>Fecha de completamiento</b>	Noviembre 13 de 2013	
<b>Profundidad perforada</b>	9053,1 MD - 9048,1 TVD	
<b>Temperatura del yacimiento, Tyto</b>	230	°F
<b>Presión del yacimiento, Pws</b>	4547	Psi
<b>Arena cañoneada</b>	N	
<b>Tipo de bomba</b>	Cavidades Progresivas	
<b>Índice de productividad</b>	0,14 STB/día/psi	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

### 3.3.1 Estado mecánico LUISA - M

Figura No. 8: Estado mecánico pozo Luisa - M



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

### 3.3.2 Propiedades del fluido

Tabla No.9. Propiedades del Fluido

PARAMETRO	VALOR	UNIDADES
GOR	10	scf/STB
BSW	1	%
Gravedad especifica gas	0,66	Adimensional
Gravedad especifica agua	1,02	Adimensional
API	13,6	° API
Presión de burbuja	572,7	Psia
Temperatura en el Pb	100	°F
Punto de fluidez	70	°F
Gas solución	56	scf/STB

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPELROL S.A.

### 3.3.3 Viscosidad del crudo muerto

Tabla No. 10. Viscosidad del crudo muerto

VISCOSIDAD [ cP ]	TEMPERATURA [ °F ]
960.000	70
160.000	90

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPELROL S.A.

### 3.3.4 Perfil de desviación

Tabla No. 11. Perfil de desviación Luisa – M

MD [ ft ]	TVD [ ft ]
0	0
141	141
3233	3232,5
7748	7744,8
9053,1	9048,1

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

### 3.3.5 Perfil geotérmico

Tabla No. 12. Perfil geotérmico Luisa – M

MD [ ft ]	TEMPERATURA AMBIENTE [ °F ]
0	70
9053,1	230

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

### 3.3.6 Configuración de la tubería de producción

Tabla No. 13. Configuración Tubería de Producción Luisa – M

MD DE FONDO [ ft ]	DI [ in ]	ESPESOR [ in ]	ESPESOR [ in ]	RUGOSIDAD [ in ]	DI CASING [ in ]
6594,7	2,992	1,508	1,508	0,001	12,459
8622,2	2,992	0,508	0,508	0,001	8,625
8948,3	2,992	0,508	0,508	0,001	6,151
9053,1	2,05	0,325	0,325	0,001	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A.

## **4 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

### **4.1 GENERALIDADES DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS ( PCP – PROGRESSING CAVITY PUMP)**

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajoso con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50% y 60%. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre ( no se bloquea ).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación como por ejemplo:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes (< 18° API) con cortes de arena hasta un 50%.
- Producción de crudos medios (18 – 30 ° API) con limitaciones en el % de H<sub>2</sub>S.
- Petróleos livianos (>30 °API) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de las limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan Varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día o 320 m<sup>3</sup>/día. (Máximo de 4000 Bls/día o 640 m<sup>3</sup>/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 10500 pies o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Tendencia del estator al daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tomarse como un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos.

En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidad progresiva proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

## 4.2 DEFINICIONES Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

### 4.2.1 Definiciones

La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal, y son:

1. **ROTOR METALICO:** Es la pieza interna conformada por una sola hélice.
2. **ESTATOR:** La parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélices enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

### 4.2.2 Principio de funcionamiento

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor del eje del estator.

Figura No. 9: Funcionamiento del estator – rotor.



Fuente: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Marcelo Hirschfeldt, Versión 2008 V1.

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es desplazamiento positivo.

#### **4.3 BOMBA DE CAVIDADES PROGESIVAS UTILIZADA EN EL POZO CASO DE ESTUDIO: “LUISA - M”**

El pozo LUISA – M opera con una bomba PCP de Marca PCM referencia 300TP2400, a una velocidad de 114 RPM y factor de carga 0,85.

La empresa PCM maneja una identificación por nomenclatura, donde la primera sección indica una aproximación a la capacidad del caudal a extraer en [m<sup>3</sup>/día] a 500 RPM y altura de elevación cero, y la segunda indica el potencial de elevación nominal en metros.

Fue necesario establecer contacto con la empresa productora de este tipo de bombas (PCM), donde se informa que la bomba 300TP2400 fue definida como un modelo obsoleto por ende no se puede obtener mucha información (**Ver anexo No. 1**); se obtuvo acceso a la hoja de especificaciones técnicas de la bomba 400-60E2400 que es su equivalente en la actualidad. (**Ver anexo No. 2**).

## 5 METODOLOGIA UTILIZADA

### 5.1 BUSQUEDA, REVISIÓN Y SELECCIÓN DE MATERIAL BIBLIOGRAFICO

Se efectuó la búsqueda de artículos técnicos, tesis de grado, libros y demás elementos de información alusivos a la inyección de solventes, reductores de viscosidad o mejoradores de movilidad, y manejo del software a utilizar.

Posteriormente se revisaron las fuentes bibliográficas y se clasificaron los recursos según su importancia y aporte para el proyecto.

### 5.2 SELECCIÓN DEL DILUENTE A INYECTAR

Se decidió inyectar Jet-A1 debido a su fácil obtención en el país, la cercanía al pozo de estudio Luisa-M de una batería de producción del combustible propiedad del operador del pozo ECOPETROL S.A. esperando una reducción en costos de obtención y transporte.

### 5.3 PRUEBAS DE LABORATORIO

Se realizaron una serie de análisis de laboratorio con el fin de determinar la incidencia en la viscosidad de dos productos mejoradores de movilidad en solución con JET-A1, en diferentes concentraciones; para lo cual se utilizó un mezclador rotacional el cual registra el torque (T) aplicado al eje de mezclado cuando a gira a una determinada velocidad, en rpm.

Oldshue (1992), muestra que el torque aplicado sobre la hélice del mezclador vertical del diámetro D, con velocidad rotacional N y en régimen de mezclado laminar, tiene la siguiente proporcionalidad:

$$T \propto ND^3\rho\mu ; Ec. 1$$

Donde;

$\rho$ : Densidad de la mezcla evaluada

$\mu$ : Viscosidad de la mezcla evaluada

Por lo anterior se establece una relación directamente proporcional entre el torque y la viscosidad, es decir una reducción de torque implica una reducción en la viscosidad de la mezcla.

Los mejoradores de movilidad utilizados son:

- De la compañía A preparado con JET A-1 en concentración de 0, 100, 550, 1000 [ppm], las pruebas se realizaron a 30 y 60 [rpm], durante duraciones de 0, 10, 15 [minutos].
- De la compañía B preparado con JET A-1 en concentración de 0, 100, 550, 1000, 1500 [ppm], las pruebas se realizaron a 30 y 60 [rpm], durante duraciones de 0, 10, 15 [minutos].

Se abstiene de mencionar el nombre de los productos por políticas de privacidad, para efectos de resultados:

- El producto “ X “ corresponde a la compañía A.
- El producto “ Y “ corresponde a la compañía B.

## **5.4 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES CRÍTICAS NECESARIAS DURANTE EL PROCESO DE SIMULACIÓN**

La reducción de la viscosidad y la densidad del crudo de la formación dependen de diversas variables que intervienen en el proceso de inyección determinando los resultados de la interacción fluido producido – fluido inyectado. Por lo anterior es necesario definir variables físicas, operativas, dependientes, independientes y de control.

### **5.4.1 Variables físicas**

Son variables inherentes del proceso a realizar.

#### **5.4.1.1 Corte de agua (BSW)**

El agua es un fluido que se considera está asociado a la totalidad de los crudos producidos de un yacimiento y los sedimentos provienen de la misma roca en donde éste se encuentra almacenado originalmente.

Un volumen excesivo de agua y sedimentos puede originar precipitación de carbonatos de Ca y ocasionar taponamiento en las tuberías, problemas en el procesamiento del crudo entre otros.

#### **5.4.1.2 Gravedad API**

Forma común de expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API [ $^{\circ}$ API], unidad creada por el “American Petroleum Institute”.

La determinación de la gravedad del petróleo y sus productos es una medida necesaria para la conversión de volúmenes medidos a cualquier temperatura. La gravedad API es un factor que gobierna la calidad del crudo y se usa para tener una idea de su composición, su calor de combustión y su valor comercial. La gravedad API es una medida basada en la gravedad específica de un líquido y se calcula con la siguiente expresión:

$$[^{\circ}API] = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad ; \quad Ec. 2$$

Donde;

$$\gamma_o = \text{Gravedad específica del fluido de interes}$$

#### **5.4.1.3 Relación gas – aceite (GOR)**

Son los pies cúbicos de gas producidos por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

Esta relación está dada por la siguiente expresión:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} \quad ; \quad Ec. 3$$

Donde;

$$Q_g = \text{Tasa de producción de gas} \left[ \frac{SCF}{\text{día}} \right]$$

$$Q_o = \text{Tasa de producción de aceite} \left[ \frac{STB}{\text{día}} \right]$$

#### **5.4.1.4 Velocidad bomba [ RPM ]**

Es una medida de la cantidad de revoluciones que tendrá el rotor de la bomba y permitirá la generación de una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí desplazándose axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga.

#### **5.4.1.5 Porcentaje de Jet-A1**

Indica la relación de JET A-1 a inyectar en el pozo respecto a la cantidad de crudo producido.

Se tiene como primicia que al incrementar el porcentaje de JET A-1, la gravedad API de la mezcla tenderá a incrementarse.

### **5.4.2 Variables operativas**

Son variables resultantes del proceso a realizar.

#### **5.4.2.1 Caudal de aceite**

Representa los barriles crudo producidos por día.

#### **5.4.2.2 Viscosidad de la mezcla**

La evaluación de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de varias etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción. Esta evaluación puede obtenerse de un análisis de laboratorio corrido a la temperatura de yacimiento, o usando correlaciones empíricas.

La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño del compuesto que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.

#### **5.4.2.3 Densidad del aceite**

La densidad está definida como la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia, y se determina mediante la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{m_{\text{petroleo}}}{\text{Volumen}} \quad ; \quad \text{Ec. 4}$$

Donde;

$$\rho = \text{Densidad}, \left[ \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \text{ ó } \left[ \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$m = \text{Masa}, [\text{gr}] \text{ ó } [\text{lb}]$$

$$V = \text{Volumen}, [\text{cm}^3] \text{ ó } [\text{ft}^3]$$

#### **5.4.2.4 Gravedad API de la mezcla**

En general, para un porcentaje de diluyente, la gravedad API es directamente proporcional a la gravedad API del diluyente. A mayor API de diluyente, mayor gravedad API de la mezcla.

#### **5.4.3 Variables dependientes**

Para efectos de ejecución del proyecto, la variable dependiente es el porcentaje de JET A-1

#### 5.4.4 Variables independientes

Para el análisis a realizar las variables independientes se muestran en la siguiente tabla:

Tabla No. 14. Variables independientes

<b>VARIABLES INDEPENDIENTES</b>
Gravedad API del JET A-1
Relación Gas-Aceite (GOR)
Corte de agua (BSW)
Frecuencia de la bomba

Fuente: El autor.

#### 5.4.5 Variables de control

Existen variables que al ser modificadas afectaran los resultados, por ende, y buscando garantizar que los datos obtenidos sean producto de la variables mencionadas en la Tabla No. 14, en la siguiente tabla se muestran las variables a controlar.

Tabla No. 15. Variables de Control

<b>PARAMETRO</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Presión del yacimiento, Pws	4547	Psi
Presión de fondo fluyendo, Pwf	2430	Psi
Temperatura del yacimiento	230	°F
Gravedad especifica gas	0,66	Adimensional
Gravedad especifica agua	1,02	Adimensional
API	13,6	° API
Profundidad de la bomba PCP	5694	ft

Fuente: El autor.

## 5.5 MODELAMIENTO DEL PROCESO

### 5.5.1 Software Pipesim / Schlumberger

Se escogió este simulador debido a que diagnostica el desempeño de la producción a través del modelado integral de los sistemas de pozos y levantamiento artificial.

No solo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Presenta las siguientes singularidades:

- ✓ Permite realizar diseños de pozos, análisis de desempeños de la producción, gracias a un modelamiento integral de los pozos y el levantamiento artificial.
- ✓ Efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.
- ✓ Permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada/flujo de salida en cualquier nodo del sistema.
- ✓ Generar tablas VFP como datos de entrada para los modelos de sistemas de simulación de yacimientos ECLIPSE.
- ✓ Operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar.
- ✓ Incluye todos los tipos de modelos de terminación estándar para pozos verticales, horizontales y fracturados, y posibilita el modelado de terminaciones complejas de varias capas, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.
- ✓ Permite determinar el método de levantamiento artificial más adecuado y que luego desarrolle el diseño detallado del sistema de levantamiento artificial por gas o del sistema ESP.

Con el fin de realizar un correcto modelamiento de la situación que está presentando en LUISA-M, se llevan a cabo las siguientes actividades:

- 1) Determinación de correlaciones del fluido
- 2) Configurar información del proyecto a realizar
- 3) Elaboración de la interfaz que representa el pozo LUISA-M
- 4) Especificaciones del tipo de fluido:
  - 3.1) Modelo de Fluido
  - 3.2) Datos de Viscosidad
  - 3.3) Datos de calibración Avanzada.
- 5) Especificaciones de la tubería de producción
  - 5.1) Perfil de desviación
  - 5.2) Registro Geotérmico
  - 5.3) Configuración de la Tubería de producción
  - 5.4) Configuración del equipo de fondo
- 6) Especificaciones de la terminación vertical
  - 6.1) Propiedades generales
  - 6.2) Asignación del Modelo de fluido
- 7) Seleccionar correlaciones de flujo vertical
- 8) Modelo de fluido de la arena productora N
- 9) Análisis Nodal pozo Luisa-M
- 10) Inclusión del proceso de inyección en la simulación
  - 9.1) Temperatura del fluido a inyectar
  - 9.2) Configuración del punto de inyección
  - 9.3) Configuración modelo de fluido a inyectar
- 11) Variaciones a realizar

### 5.5.2 Determinación de correlaciones del fluido

Se procedió a verificar datos dados por la empresa ECOPETROL S.A. como la Presión de Burbuja (Pb) y el Gas en solución en el punto de burbuja (Rsb) por medio de correlaciones, para determinar cuál modelo se ajusta de mejor manera al comportamiento exhibido por el crudo.

Para lo cual se estudió la viabilidad de las siguientes correlaciones:

- Standing
- Lasarter
- Vásquez y Beggs
- Glaso
- Total CFP
- Al – Marhoun, MA
- Dokla, Osman, ME
- Petrosky – Farshad
- Kartoatmodjo – Schimidt

Los cálculos fueron realizados según la siguiente tabla de propiedades:

Tabla No. 16. Propiedades para cálculo de correlaciones

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES	CODICIONES
Presión del Yacimiento	4547	Psi	
Temperatura Ycto	230	°F	
API	13,6	API	
BSW	1	%	
Rsb	56	SCF/STB	
Pb	572,7	Psi	
Viscosidad del Fluido	182	Cp	230 °F - 4547 Psi
	160.000	Cp	70 °F - 14,7 Psi
Punto Fluidez	70	°F	
Temperatura SC	80	°F	
Presión SC	14,7	Psi	
SG oil	0,97518952		
SG Gas	0,661268		
Temp _ Separador 1	80	°F	
Presión Separador 1	100	Psi	

Fuente: El autor.

Las correlaciones que mejor pueden modelar el comportamiento de la presión de burbuja en el fluido y sus respectivos errores porcentuales son las siguientes:

Tabla No. 17. Correlaciones a utilizar para la Presión de Burbuja

Correlación	Valor Pb	Unidades	Constante	Valor Cte	Observaciones	Útil	ERROR ( % )
Standing	767,850442	Psi	-----	-----	Fuera del Rango API	NO	34,07550939
Lasarter	-----	Psi	Mo	494	Fuera del Rango API	NO	-----
			Yg	0,176087825	Fuera del Rango de SG gas		
Vásquez y Beggs	415,337452	Psi	Yg	0,658734503	Presión Separador Asumida	<b>SEGÚN OBSERVACIONES REALIZADAS</b>	27,47730884
			C1	0,0362	Temperatura Separador Asumida		
			C2	1,0937			
			C3	25,724			
Glaso	-----	-----	-----	-----	Fuera del Rango Rs	NO	-----
					Fuera del Rango API		
TOTAL CFP	537,177658	Psi	C1	12,847	API <= 10	<b>SI</b>	41,7962174
			C2	0,9636			
			C3	0,000993			
			C4	0,03417			
	812,066937	Psi	C1	25,2755	10 < API <=35		6,202609072
			C2	0,7617			
			C3	0,000835			
			C4	0,011292			
Al- Marhoun, MA	1121,72039	Psi	-----	-----	Fuera del Rango API	NO	95,86526783

Fuente: El autor.

Continuación,

Tabla No. 17. Correlaciones a Utilizar para la Presión de Burbuja

Correlación	Valor Pb	Unidades	Constante	Valor Cte	Observaciones	Util	ERROR ( % )
Dokla, Osman, ME	-----	-----	-----	-----	Fuera Presión del Pb	NO	-----
					Fuera del Rango de Rs		
					Fuera del Rango de Soil		
					Fuera del Rango de SG gas		
Petrosky, Farshad	415,390781	Psi	F	16,02492714	Rango API cercano	SI	27,46799698
Kartoatmodjo - Schimidt	718,667792	Psi	Yg	0,655086797	Presión Separador Asumida	<b>SEGÚN OBSERVACIONES REALIZADAS</b>	25,48765361
			C1	0,05958			
			C2	0,7972	Temperatura Separador Asumida		
			C3	13,1405			
			C4	0,9986			

Fuente: El autor.

Las correlaciones que mejor pueden modelar el comportamiento de del gas en solución en el punto de burbuja del fluido y sus respectivos errores porcentuales son las siguientes:

Tabla No. 18. Correlaciones a utilizar para el Gas en Solución en el Punto de Burbuja

Correlación	Valor Pb	Unidades	Constante	Valor Cte	Observaciones	Útil	ERROR ( % )
Standing	39,84941203	scf/STB	-----	-----	Fuera del Rango API	NO	28,84033567
Lasarter	11,2831972	scf/STB	Mo	494	Fuera del Rango API	NO	79,85143358
			Yg	0,176087825	Fuera del Rango de SG gas		
			Ygc	0,041277386			
Vásquez y Beggs	79,57702703	scf/STB	Yg	0,658734503	Presión Separador Asumida	<b>SEGÚN OBSERVACIONES REALIZADAS</b>	42,10183399
			C1	0,0362			
			C2	1,0937	Temperatura Separador Asumida		
			C3	25,724			
Glaso	-----	-----	-----	-----	Fuera del Rango Rs	NO	-----
					Fuera del Rango API		
TOTAL CFP	68,26563042	scf/STB	C1	12,2651	API <= 10	SI	21,90291146
			C2	0,030405			
			C3	0			
			C4	0,9669			
	46,31653141	scf/STB	C1	15,0057	10 < API <=35		17,2919082
			C2	0,0152			
			C3	0,0004484			
			C4	1,095			

Fuente: El autor.

Continuación,

Correlación	Valor Pb	Unidades	Constante	Valor Cte	Observaciones	Util	ERROR ( % )
-------------	----------	----------	-----------	-----------	---------------	------	-------------

Al- Marhoun, MA	21,87074045	scf/STB	-----	-----	Fuera del Rango API	NO	60,94510635
Dokla, Osman, ME	-----	-----	-----	-----	Fuera Presión del Pb	NO	-----
					Fuera del Rango de Rs		
					Fuera del Rango de Soil		
					Fuera del Rango de SG gas		
Petrosky, Farshad	64,70332133	scf/STB			Rango API cercano	<b>SI</b>	15,54164524
Kartoatmodjo - Schimidt	44,61170207	scf/STB	Yg	0,655086797	Presión Separador Asumida	<b>SEGÚN OBSERVACIONES REALIZADAS</b>	20,3362463
			C1	0,05958			
			C2	0,7972	Temperatura Separador Asumida		
			C3	13,1405			
			C4	0,9986			

Tabla No. 18. Correlaciones a utilizar para el Gas en Solución en el Punto de Burbuja

Fuente: El autor.

La correlación que presenta mayor ajuste es la de la empresa TOTAL CFP, dicha correlación se originó del análisis del crudo extraído de Venezuela en la faja del Orinoco, que tiene un comportamiento muy similar al presentado en LUISA -M.

El software no trae incluido el paquete de correlaciones de TOTAL CFP, por ende se trabajara como correlación para el fluido con los modelos propuestos con Petrosky – Farshad.

Las fórmulas utilizadas para las correlaciones señaladas en color amarillo en las tablas 17 y 18, se presentan a continuación:

## 1) PRESIÓN DE BURBUJA

### a) CORRELACION DE LA TOTAL C.F.P.

$$P_b = C_1 * \left[ \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right]^{C_2} * 10^{(C_3 * T - C_4 * \text{°API})} ; \text{ Ec. 5}$$

Donde;

$P_b$ : Presión en el punto de Burbuja, [Psi]

$R_{sb}$ : Razón de gas disuelto en el petróleo a  $P \geq P_b$ , [ $\frac{scf}{STB}$ ]

$T$ : Temperatura del Yacimiento, [°F]

$\gamma_g$ : Gravedad específica del Gas

°API: Gravedad API del crudo

Esta correlación fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de crudos de Oriente de Venezuela. El análisis estadístico mostro que el 86,5 de 289 valores de  $P_b$  calculados con la correlación, presentaron un error menor del 20% en comparación con los valores experimentales. La tabla 19 muestra los valores de las constantes C1, C2, C3 y C4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

Tabla No. 19. Valores de las constantes C1, C2, C3, C4

	CONSTANTES			
	C1	C2	C3	C4
°API ≤ 10	12,847	0,9636	0,000993	0,03417
10 < °API ≤ 35	25,2755	0,7617	0,000835	0,011292
35 < °API ≤ 45	216,4711	0,6922	-0,000427	0,02314

Fuente: CORRELACIONES NUMERICAS PVT, Carlos Bánzer S. Modificado por: El autor.

### b) CORRELACIÓN DE PETROSKY, GE, Jr y FARSHAD, F.F.

$$P_b = 112,727[F - 12,34] ; \text{ Ec. 6}$$

$$F = \frac{Rsb^{0,5774}}{\gamma_g^{0,8439}} * 10^{(4,561*10^{-5}*T^{1,3911} - 7,916*10^{-4}*API^{1,541})}$$

Donde;

$P_b$  : Presión en el punto de Burbuja, [Psi]

$R_{sb}$ : Razón de gas disuelto en el petróleo a  $P \geq P_b$ , [ $\frac{scf}{STB}$ ]

$T$ : Temperatura del Yacimiento, [°F]

$\gamma_g$ : Gravedad específica del Gas

°API: Gravedad API del crudo

Un total de 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México fueron realizados en el desarrollo de esta correlación. Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0,17% con una desviación estándar de 4,18% para la correlación.

Las demás correlaciones para el cálculo de la presión de burbuja pueden ser revisadas en el libro de CORRELACIONES NUMERICAS PVT, de Carlos Bánzer. No fueron detalladas debido a que su uso es irrelevante en el desarrollo de esta tesis.

## 2) GAS EN SOLUCIÓN EN EL PUNTO DE BURBUJA

### a) CORRELACION DE LA TOTAL C.F.P.

$$R_s = \gamma_g * \left[ \frac{P}{C_1} * 10^{(C_2 * \text{°API} - C_3 * T)} \right]^{C_4} ; \text{ Ec. 7}$$

Donde;

*P*: Presión de interes, [Psi]

*R<sub>s</sub>*: Razón de gas disuelto en el petroleo a  $P \leq P_b$ , [ $\frac{scf}{STB}$ ]

*T*: Temperatura del Yacimiento, [°F]

*γ<sub>g</sub>*: Gravedad específica del Gas

*°API*: Gravedad API del crudo

La tabla 20 presenta los valores de las constantes C1, C2, C3 y C4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

Tabla No. 20. Valores de las constantes C1, C2, C3, C4

	CONSTANTES			
	C1	C2	C3	C4
°API ≤ 10	12,2651	0,030405	0	0,9669
10 < °API ≤ 35	15,0057	0,0152	4,484 x 10 <sup>(-4)</sup>	1,0950
35 < °API ≤ 45	112,925	0,0248	-1,469 x 10 <sup>(-3)</sup>	1,1290

Fuente: CORRELACIONES NUMERICAS PVT, Carlos Bánzer S. Modificado por: El autor

**b) CORRELACIÓN DE PETROSKY, GE, Jr y FARSHAD, F.F.**

$$R_s = \left[ \gamma_g^{0,8439} * \left( \frac{P}{112,727} + 12,34 \right) * 10^{(7,916*10^{-4}) * \text{°API}^{1,5410} - 4,561*10^{-5} * T^{1,3911}} \right]^{1,73184} ; \text{ Ec. 8}$$

Donde;

*P: Presión de interes, [Psi]*

*R<sub>s</sub>: Razón de gas disuelto en el petroleo a P ≤ P<sub>b</sub>, [ $\frac{scf}{STB}$ ]*

*T: Temperatura del Yacimiento, [°F]*

*γ<sub>g</sub>: Gravedad específica del Gas*

*°API: Gravedad API del crudo*

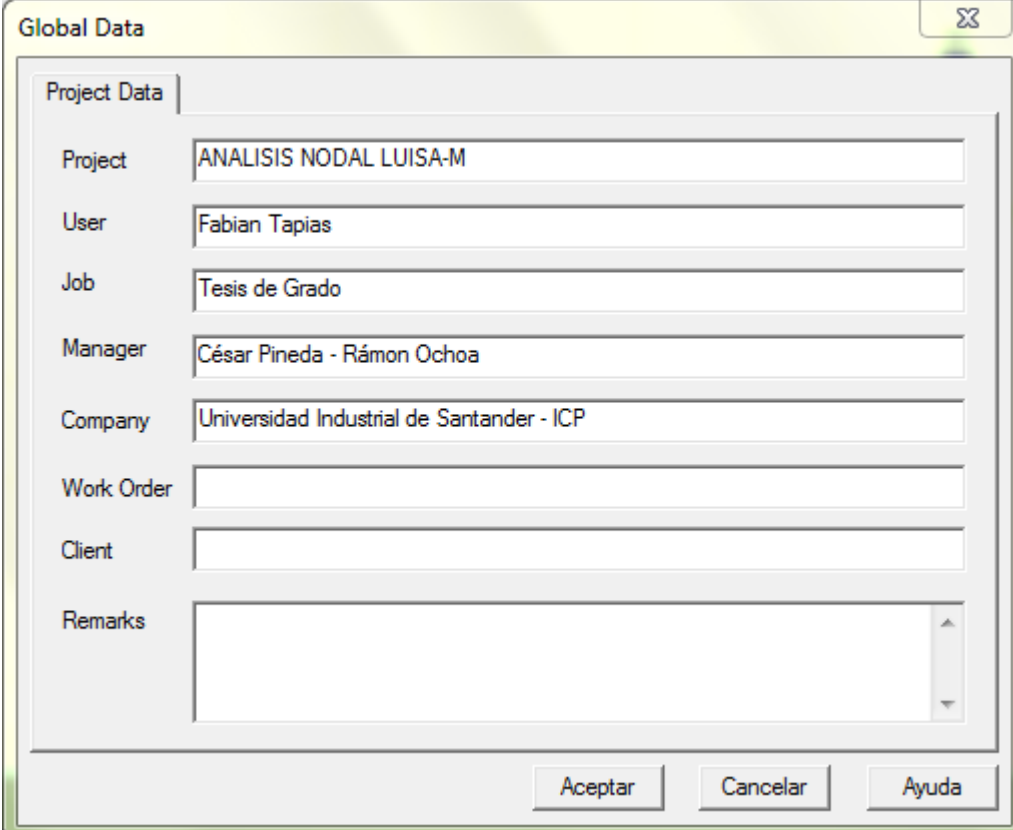
Petrosky y Farshad reporta un error promedio relativo de -0,05% con una desviación estándar de 4,79% para la correlación.

Las demás correlaciones para el cálculo del gas en solución pueden ser revisadas en el libro de CORRELACIONES NUMERICAS PVT, de Carlos Bánzer. No fueron detalladas debido a que su uso es irrelevante en el desarrollo de esta tesis.

### 5.5.3 Configurar información del proyecto a realizar

Se especifica información general del proyecto a realizar, como el nombre del proyecto, persona que lo elabora, tipo de trabajo entre otras.

Figura No. 10: Información general del proyecto



The image shows a software dialog box titled "Global Data" with a close button in the top right corner. The dialog contains several input fields for project information:

- Project Data** (tabbed section)
- Project**: ANALISIS NODAL LUISA-M
- User**: Fabian Tapias
- Job**: Tesis de Grado
- Manager**: César Pineda - Ramón Ochoa
- Company**: Universidad Industrial de Santander - ICP
- Work Order**: (empty field)
- Client**: (empty field)
- Remarks**: (empty text area with a vertical scrollbar)

At the bottom of the dialog, there are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

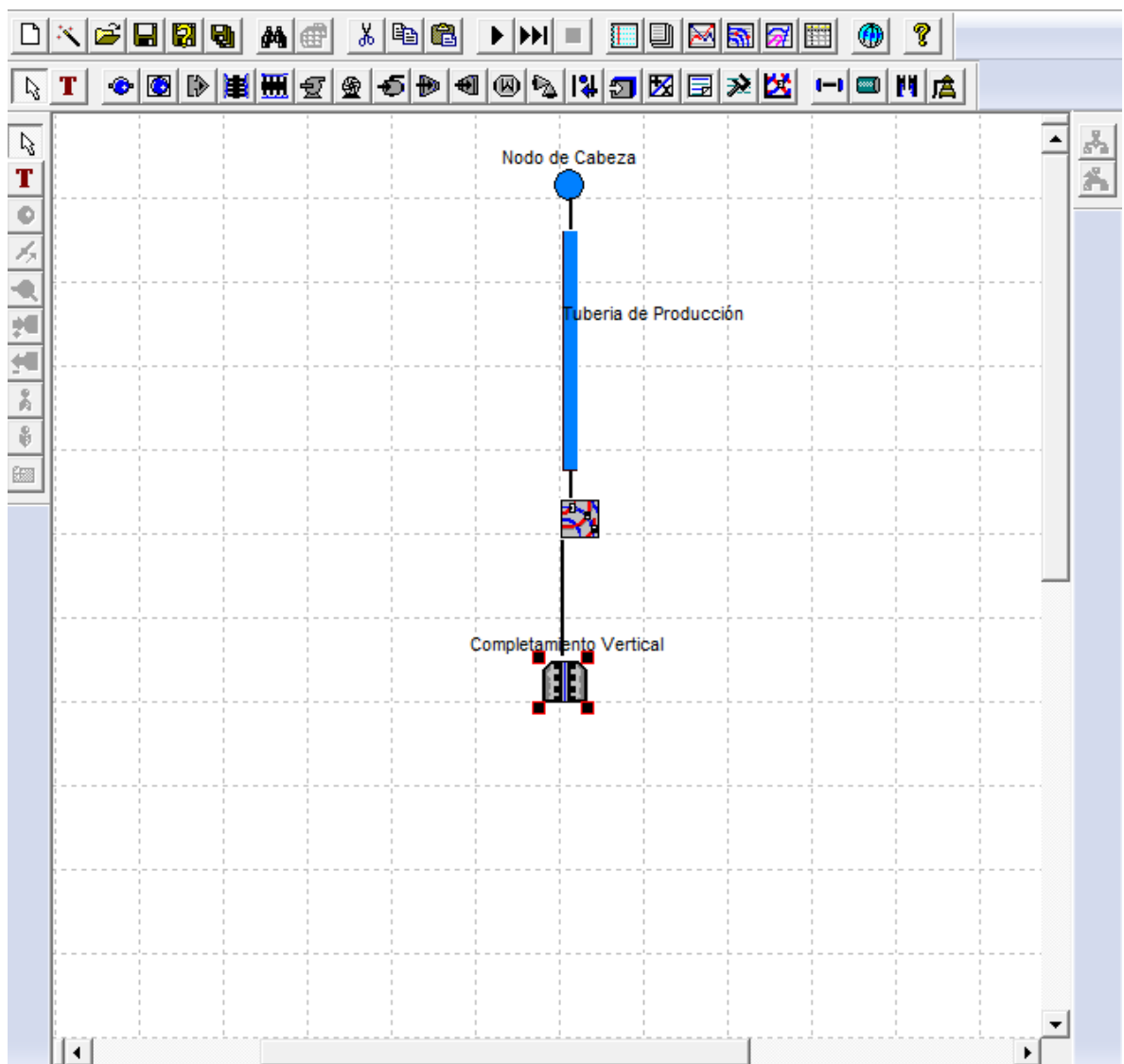
Fuente: El autor.

#### 5.5.4 Elaboración de la interfaz que representa el pozo “LUISA-M”

Se seleccionan y ubican los elementos necesarios para recrear la interfaz que representara a LUISA-M, como lo son:

- a) Nodo de cabeza.
- b) Tubería de producción.
- c) Punto de análisis nodal.
- d) Completamiento vertical.

Figura No. 11: Interfaz Luisa-M



Fuente: El autor.

### 5.5.5 Especificaciones del tipo fluido

Una vez culminada la creación de la interfaz, se procede a establecer los parámetros necesarios para que la simulación sea lo más aproximada posible al comportamiento real del pozo.

#### 5.5.5.1 Modelo de fluido

Se escoge un tipo de modelo de fluido Black Oil y se ingresan los datos de la tabla No. 9.

Figura No. 12: Modelo Black oil pozo Luisa-M

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D: ◀ ▶

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: OIL  
Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	1	%
GOR	10	scf/STB
S.G. Gas	0,66	
G.E. Agua	1,02	
API	13,6	

Datos de Calibración en el Pb

(La opción de calibración avanzada ha sido seleccionada y los datos de calibración del Punto de Burbuja serán desplegados en la ventana 'Calibración Avanzada')

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: El autor.

### 5.5.5.2 DATOS DE VISCOSIDAD

Se Ingresan los datos que corresponden a la viscosidad del crudo muerto especificados en la tabla No. 10.

Figura No. 13: Viscosidad del crudo muerto

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes

Viscosidad del Petróleo Muerto

Correlación: user's 2 data points

Temperatura	Unidad	Viscosidad	Unidad
70	F	960000	cP
90	F	160000	cP

API = 14

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Método para el Cálculo de la Viscosidad de Líquido: Fijar a la viscosidad de la fase continua

Establecer viscosidad líquida igual a la viscosidad del petróleo si el corte de agua  $\leq$  cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua

Método de "Cutoff" de corte de agua

Especificado por el Usuario: 10 %

Ecuación de Brauner-Ullman

Viscosidad del Crudo Vivo: Petrosky-Farshad

Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Petrosky-Farshad

Aceptar | Cancelar | Ayuda

Fuente: El autor.

Para los cálculos de la viscosidad por encima del punto de burbuja se escoge la opción de fijar la fase continua. (Es la opción por Default del programa).

### 5.5.5.3 DATOS DE CALIBRACIÓN AVANZADA

Es una opción ofrecida por el simulador con el fin de refinar los datos y poder recrear de mejor manera el comportamiento exhibido por el crudo. Es necesario determinar datos por encima del punto de burbuja, en el punto de burbuja y por debajo del punto de burbuja, para lo cual se ingresan los datos como se muestra en la siguiente figura.

Figura No. 14: Calibración avanzada

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D, ◀ ▶

NO Calibración  Calibración Punto Unico  Calibración Multipunto

Presión: psia | Temperatura: F | Correlación

Por encima del Pb

Vasquez Beggs

En Pb

Rsb

En el Punto de Burbuja o Por Debajo

Density     Standing

Viscosidad del Crudo Vivo

Viscosidad del Gas     Lee et al.

Factor Z del Gas    Standing

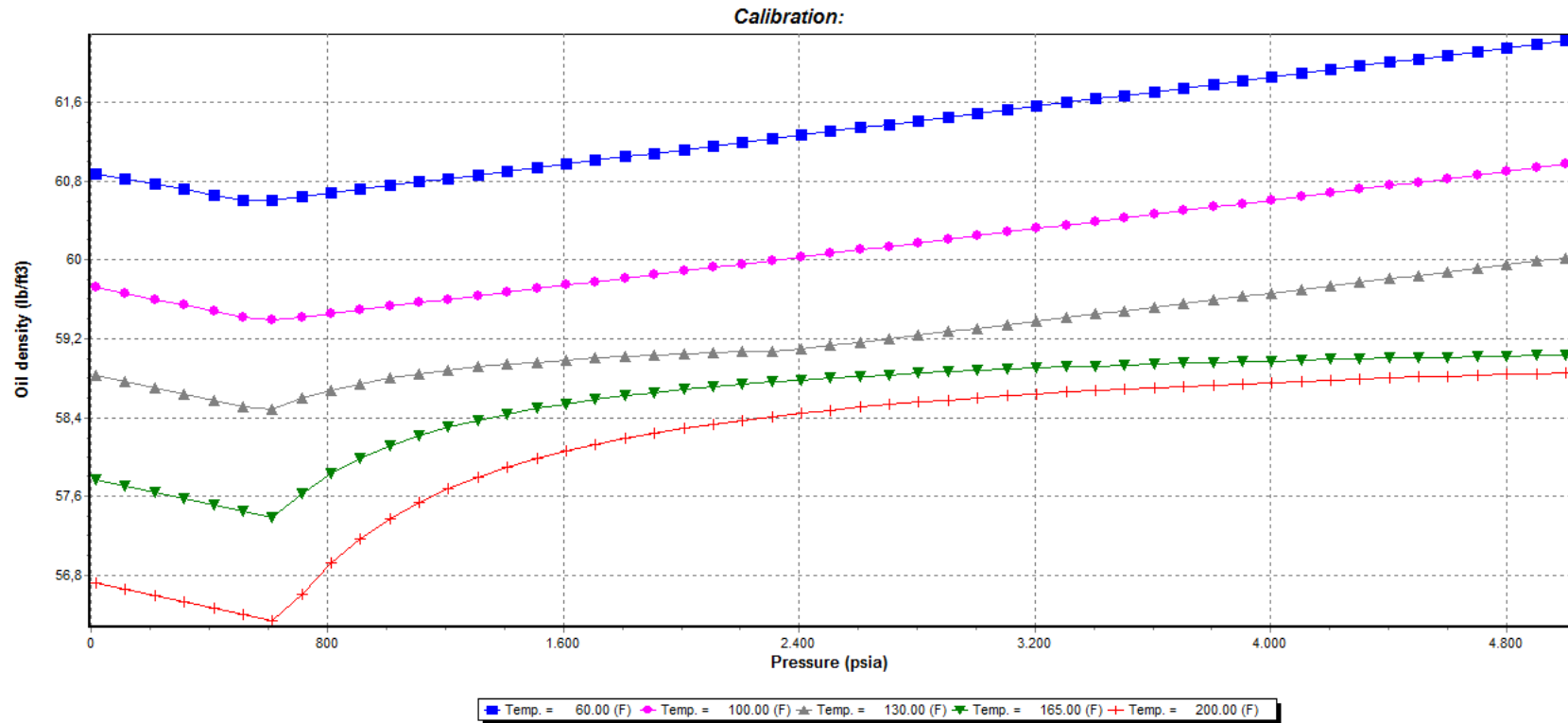
Generar Tablas

Fuente: El autor

Solo se estima por medio de correlaciones como se mostró en el ítem anterior el factor volumétrico de formación del crudo por encima del punto de burbuja. Los datos introducidos para el punto de burbuja y por debajo de este son datos verídicos dados por ECOPETROL S.A. No se procedió a estimar más propiedades ya que aumentara la incertidumbre de la calibración al no contar con un análisis PVT detallado del fluido.

El simulador procesa los datos introducidos, recrea condiciones en el subsuelo, estima propiedades, ajusta y corrige valores según la configuración preestablecida. Con lo anterior se procede a generar las gráficas de un posible PVT del fluido.

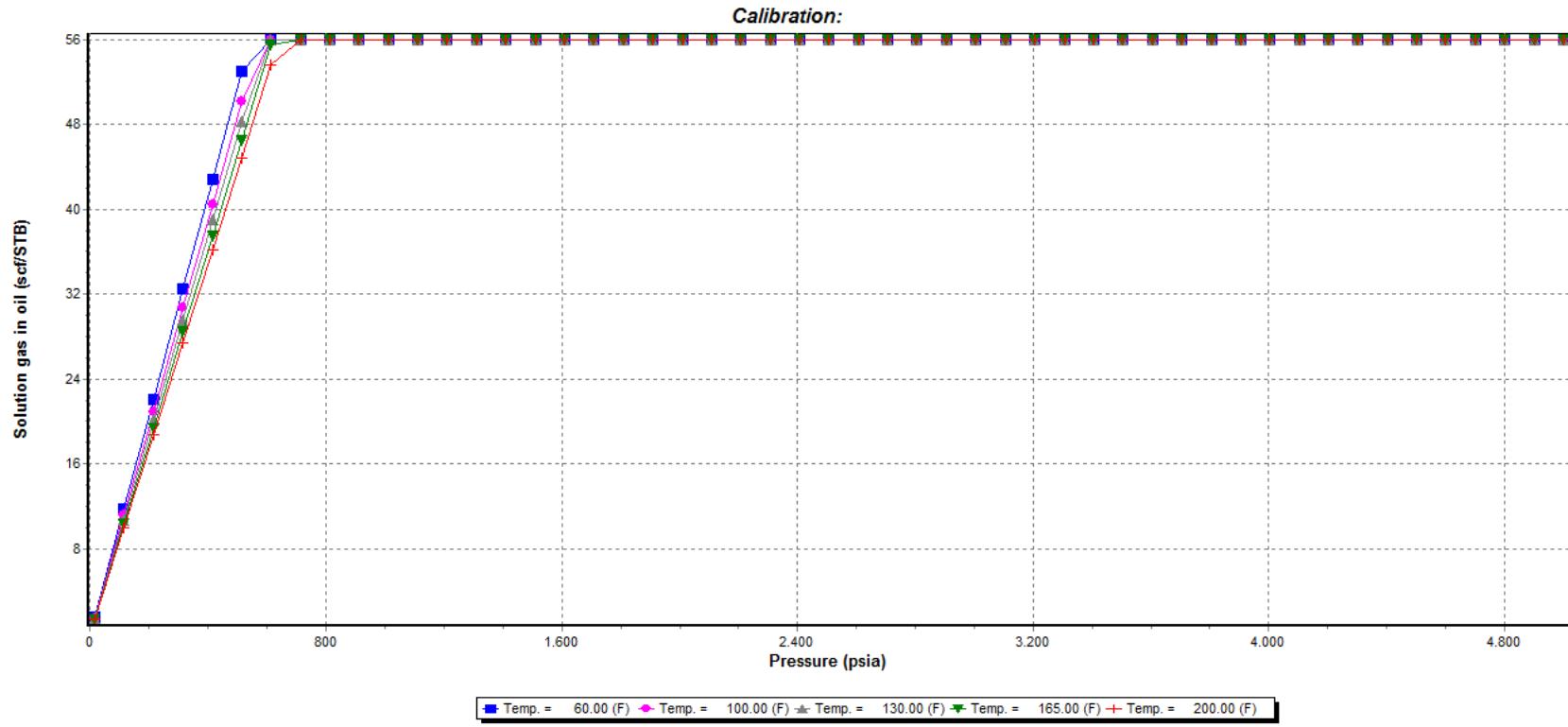
Figura No. 15: Densidad del fluido de la arena productora N en la simulación



Schlumberger  
Created by Palm2000 on 24/07/14 21:57:54

Fuente: El autor

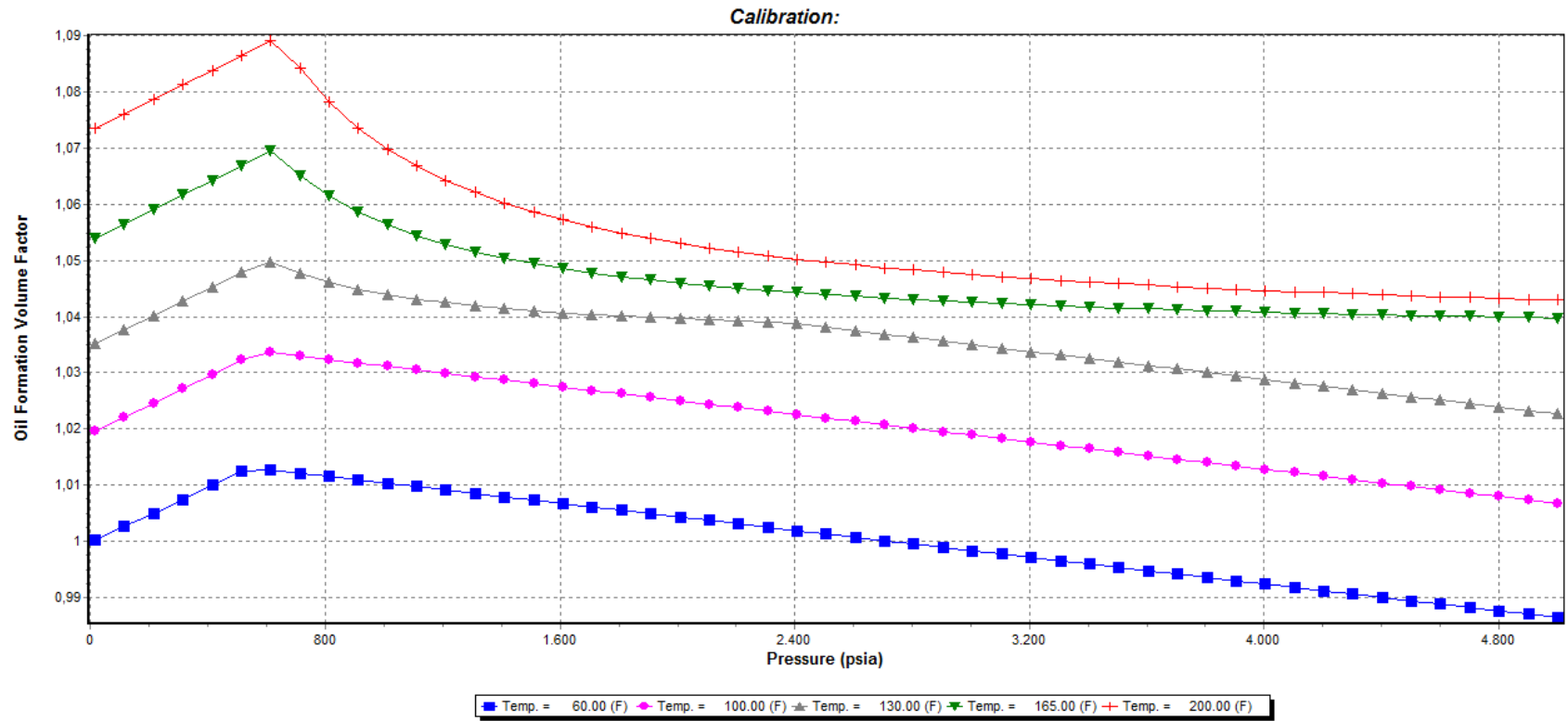
Figura No. 16: Solubilidad del gas del fluido de la arena productora N en la simulación



Schlumberger  
Created by Psim2000 on 24/07/14 21:55:17

Fuente: El autor

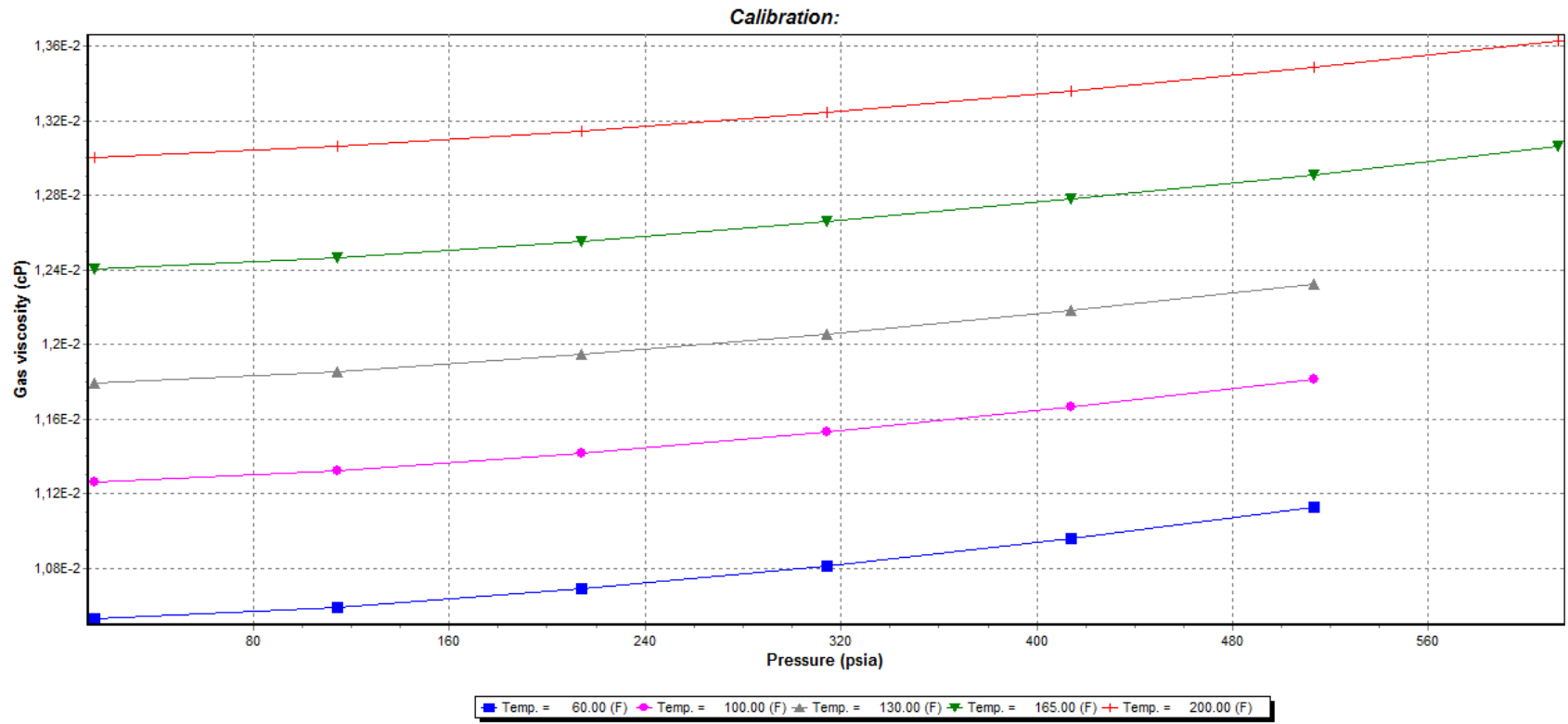
Figura No. 17: Factor volumétrico del fluido de la arena productora N en la simulación



Schlumberger  
Created by Psim2000 on 24/07/14 21:55:17

Fuente: El autor

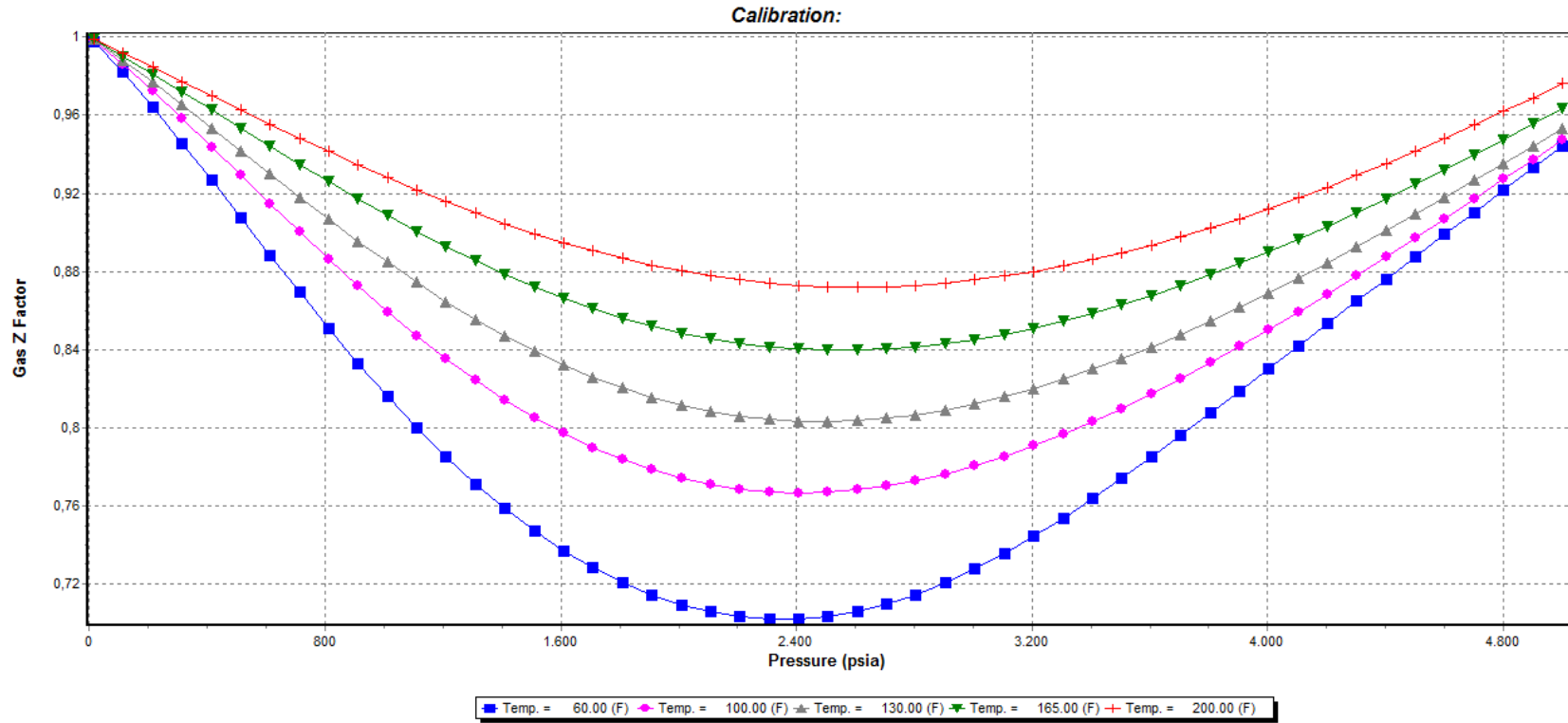
Figura No. 18: Viscosidad del gas del fluido de la arena productora N en la simulación



Schlumberger  
Created by Psim2000 on 24/07/14 22:03:27

Fuente: El autor

Figura No. 19: Factor z del gas del fluido de la arena productora N en la simulación



Schlumberger  
Created by Psim2000 on 24/07/14 22:05:27

Fuente: El autor

## 5.5.6 Especificaciones de la tubería de producción

Una vez establecido el tipo de fluido del pozo se procede a dar las especificaciones de la tubería de producción con el fin de modelar los cambios ocurrentes en el fluido hasta llegar a superficie.

### 5.5.6.1 Perfil de desviación

Se cargan los datos de la tabla No. 11 y se selecciona la opción para calcular el ángulo de desviación del pozo.

Figura No. 20: Perfil de desviación

Tubería de Producción - Tubería de Producción

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [▼] [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Registro Geotérmico | Configuración de la Tubería de Producción | Equipo de Fondo

	MD	TVD	Angulo ( Deg )
-	ft [▼]	ft [▼]	
1	0	0	0
2	141	141	1
3	3233	3232,5	2
4	7748	7744,8	3
5	9053,1	9048,1	
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes

TVD

MD

Angulo

[Calcular]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Fuente: El autor

### 5.5.6.2 Registro geotérmico

Se cargan los datos de la tabla No. 12. El programa designa por defecto un valor para el coeficiente de transferencia global de calor (U) de 2 [BTU / hr ft<sup>2</sup> °F] el cual será de utilidad siempre y cuando el fluido exhiba un comportamiento newtoniano. El fluido de LUISA-M exhibe un comportamiento NO newtoniano lo que hace necesario realizar una serie de múltiples corridas (iteración) para ajustar el coeficiente de transferencia global de calor (U) debido a la ausencia de datos específicos como:

- Conductividad térmica del tubing – [BTU / hr ft °F]
- Conductividad térmica del casing - [BTU / hr ft °F]
- Conductividad térmica del cemento - [BTU / hr ft °F]
- Coeficiente de radiación en el espacio anular - [BTU / hr ft<sup>2</sup> °F]
- Coeficiente de convección natural en el espacio anular - [BTU / hr ft<sup>2</sup> °F]

Figura No. 21: Registro geotérmico

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
-	ft	F	Btu/hr/ft <sup>2</sup>
1	0	70	2,896
2	9053,1	230	3,287
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

Fuente: El autor

### 5.5.6.3 Configuración de la tubería de producción

Se cargan los datos de la tabla No. 13.

Figura No. 22: Configuración de la tubería de producción

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [v] [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Registro Geotérmico | Configuración de la Tubería de Producción | Equipo de Fondo

El PRIMER nodo en la lista se refiere al TOPE de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa HASTA la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería de Producción

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestiment	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft [v]	inches [v]	inches [v]	inches [v]	inches [v]		
1	6594,7	2,992	1,508	0,001	12,459	Tubing [v]	pipe:#1_Tubii
2	8622,2	2,992	0,508	0,001	8,625	Tubing [v]	pipe:#2_Tubii
3	8948,3	2,992	0,508	0,001	6,151	Tubing [v]	pipe:#3_Tubii
4	9053,1	2,05	0,325	0,001	6,151	Tubing [v]	pipe:#4_Tubii
5			0,5	0,001		Tubing [v]	
6			0,5	0,001		Tubing [v]	
7			0,5	0,001		Tubing [v]	
8			0,5	0,001		Tubing [v]	
9			0,5	0,001		Tubing [v]	
10			0,5	0,001		Tubing [v]	
11			0,5	0,001		Tubing [v]	
12			0,5	0,001		Tubing [v]	

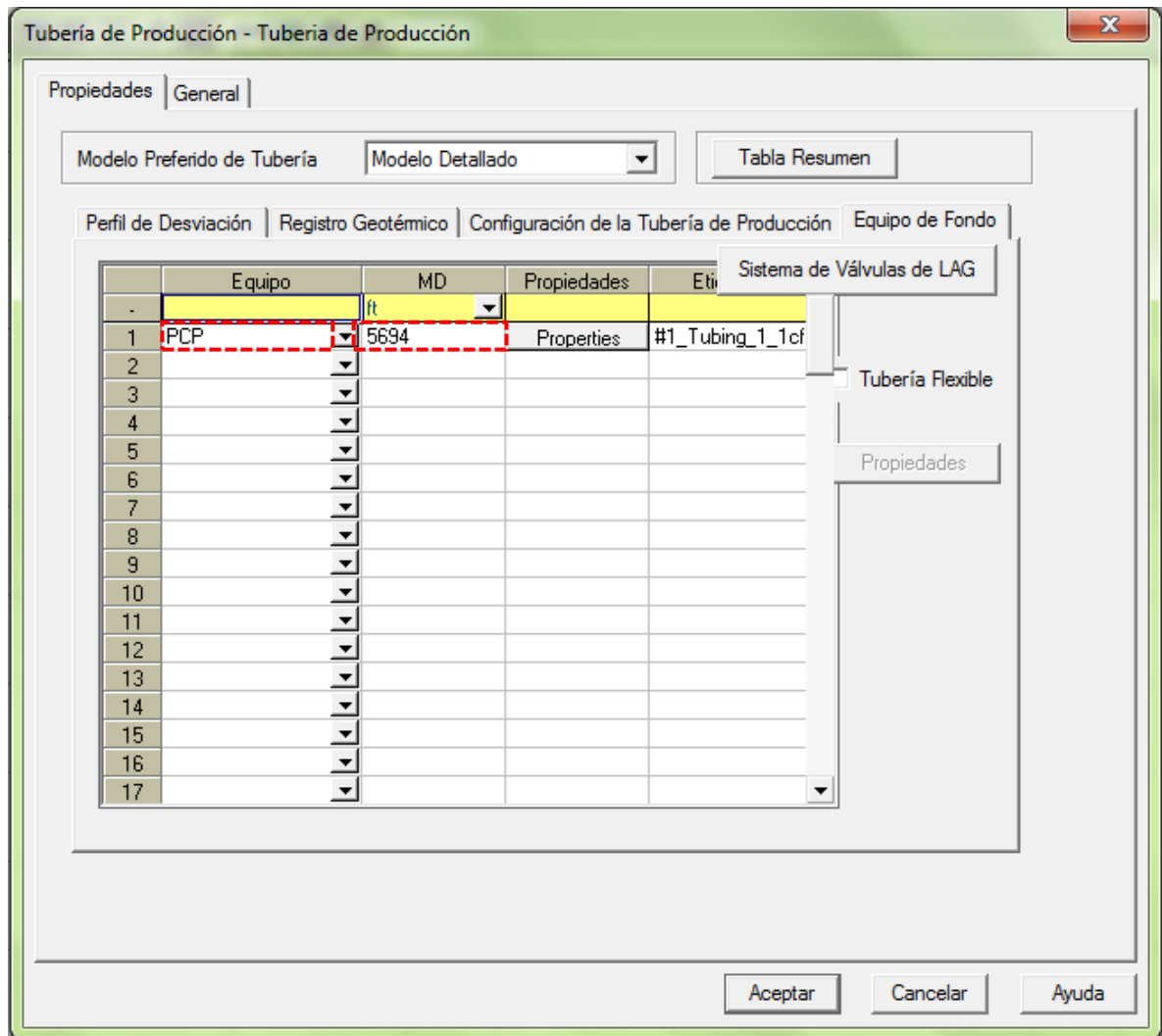
Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: El autor

#### 5.5.6.4 Configuración del equipo de fondo

Selecciono el tipo de equipo y la profundidad a la cual está instalado, para el caso de LUISA-M es una bomba PCP a una MD registrada en la figura No. 7 de 5694[ft].

Figura No. 23: Configuración del equipo de fondo



Fuente: El autor

A continuación se asignan las propiedades del equipo de fondo especificadas en el ítem 4.3. Y se activa la casilla de corrección de viscosidad para que el programa en cada iteración ajuste la viscosidad según las correlaciones escogidas.

Figura No. 24: Detalle del equipo de fondo

PCP Selection

Datos de BCP | Tabla de Comportamiento | Curvas Estándar | Curvas de Velocidad Variable

Selección de BCP

Fabricante: PCM

Modelo: 400-60E2400

Diámetro: 4,29 inches

Gasto (Tasa Nominal): 362,47525 bbl/d

Velocidad Base: 100 rpm

Datos de Diseño

Velocidad: 114 rpm

Motor de Superficie:  Sí  No

Factor de Carga: 0,85

Opción de Cálculos

Corrección por Viscosidad

Separador de Gas Presente

Copiar a BCP Definida por el Usuario | Guardar...

Aceptar | Cancelar | Aplicar | Ayuda

Fuente: El autor

### 5.5.7 Especificaciones de la terminación vertical

Definido el tipo de fluido y debidamente especificada la tubería de producción, se procede a determinar las características de la terminación vertical.

#### 5.5.7.1 Propiedades generales

Introduzco los debidos valores de la tabla No. 8.

Figura No. 25: Propiedades Generales del Completamiento Vertical

The screenshot shows a software window titled "Terminación Vertical - VertWell\_1". It has three tabs: "Propiedades", "Modelo de Fluido", and "General". The "Propiedades" tab is active. It is divided into two main sections: "Datos de Yacimiento" and "Modelo IPR".

- Datos de Yacimiento:**
  - Presión Estática: 4547 (highlighted with a red dashed box), unit: psia.
  - Temperatura: 230 (highlighted with a red dashed box), unit: F.
- Modelo IPR:**
  - Tipo de Modelo: Well PI.
  - Válvula de Control de Flujo (VCF) with a button labeled "Propiedades 'VCF'".

Below these sections, there is a large empty rectangular area. At the bottom of this area, there is a dropdown menu set to "Liq.PI", a text input field containing "0,14" (highlighted with a red dashed box), and another dropdown menu set to "STB/d/psi". Below this is a checkbox labeled "Usar Vogel por debajo del punto de burbuja" which is unchecked. At the bottom left of the main area is a button labeled "Calculate/Graph...".

At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: El autor

### 5.5.8 Selección de correlaciones de flujo vertical

En este paso se seleccionaron las correlaciones de flujo utilizadas para las simulaciones a realizar, como se muestra en la siguiente figura.

Figura No. 26: Correlación de flujo vertical a utilizar

The image shows a software dialog box titled "Dato Global" with a close button in the top right corner. The dialog is divided into several sections for configuring flow correlations:

- Correlaciones de Flujo** (Flow Correlations):
  - Flujo Vertical (Multifásico)** (Vertical Flow (Multiphase)):
    - Fuente (Source): bja
    - Correlación (Correlation): Ansari
    - Factor de Fricción (Friction Factor): 1
    - Factor de Colgamiento (Accumulation Factor): 1
  - Flujo Horizontal (Multifásico)** (Horizontal Flow (Multiphase)):
    - Fuente (Source): bja
    - Correlación (Correlation): Beggs & Brill Revised
    - Factor de Fricción (Friction Factor): 1
    - Factor de Colgamiento (Accumulation Factor): 1
  - Ángulo Vertical-Horizontal de Cambio de la Correlación de Flujo** (Vertical-Horizontal Change Angle of Flow Correlation):
    - Ángulo de Cambio (Change Angle): 45 (0-90) grados con respecto a la horizontal
    - Ángulo de Cambio (Change Angle): 45 (0-90) desviación con respecto a la vertical
  - Monofásico** (Single Phase):
    - Correlación (Correlation): Moody

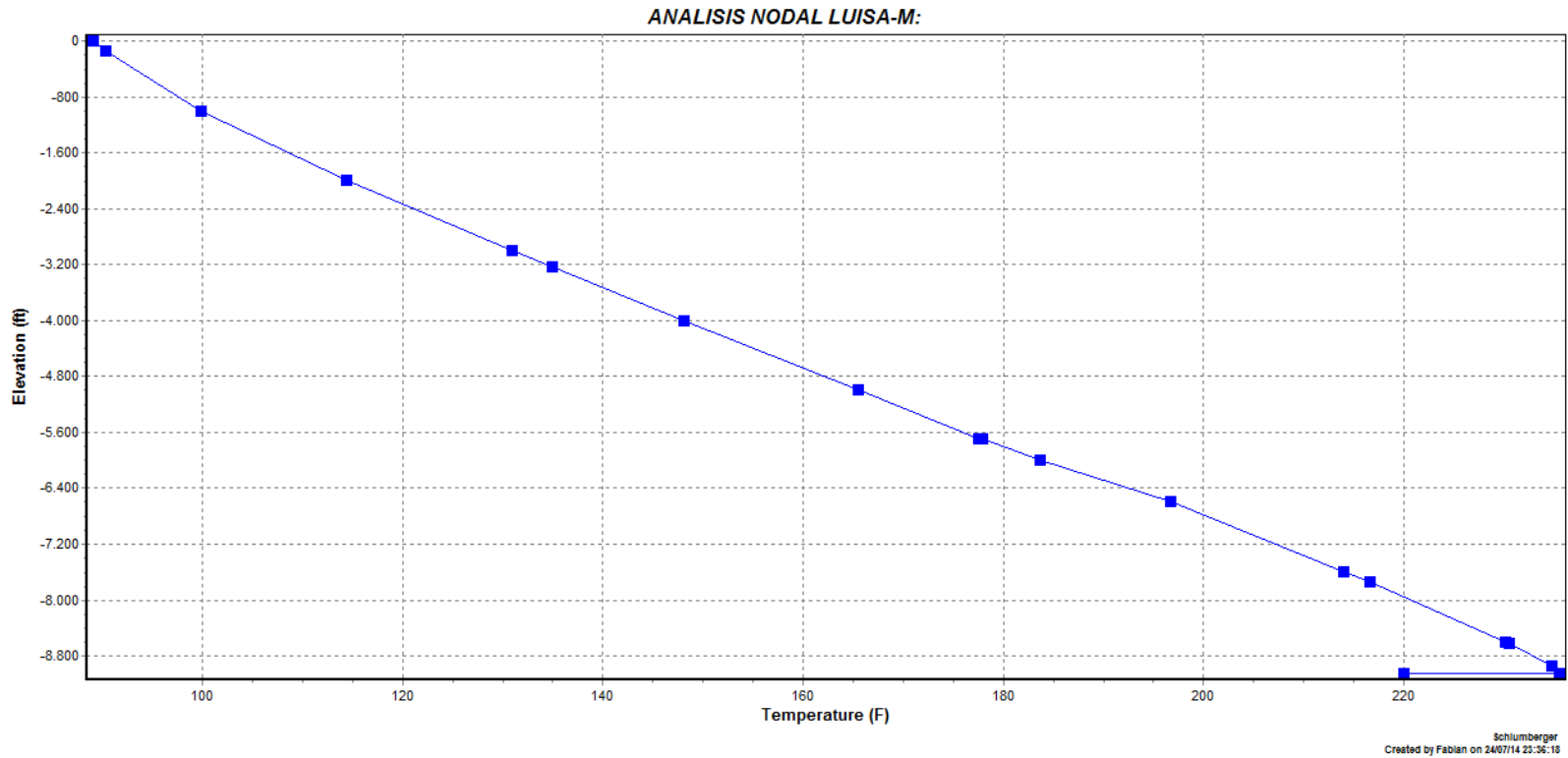
At the bottom of the dialog are three buttons: "Aceptar" (Accept), "Cancelar" (Cancel), and "Ayuda" (Help).

Fuente: El autor

### 5.5.9 Perfiles modelo del fluido de la arena productora N

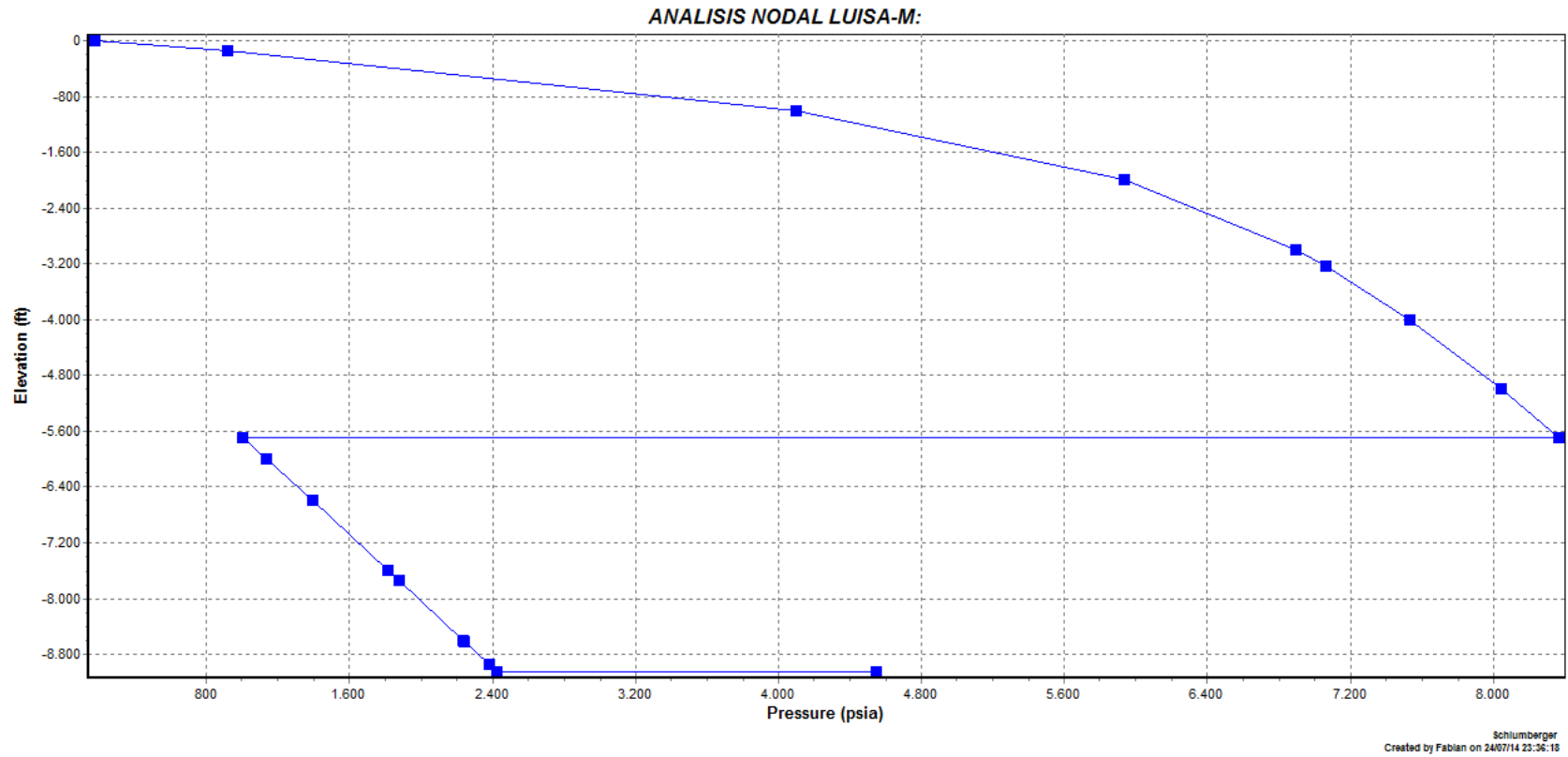
Una vez configurado el modelo de simulación se procede a correr el programa al caudal actual que es de 300 [bbl/día] obteniendo los siguientes perfiles representativos del fluido de la arena N.

Figura No. 27: Perfil de Temperatura Vs elevación Arenas N



Fuente: El autor

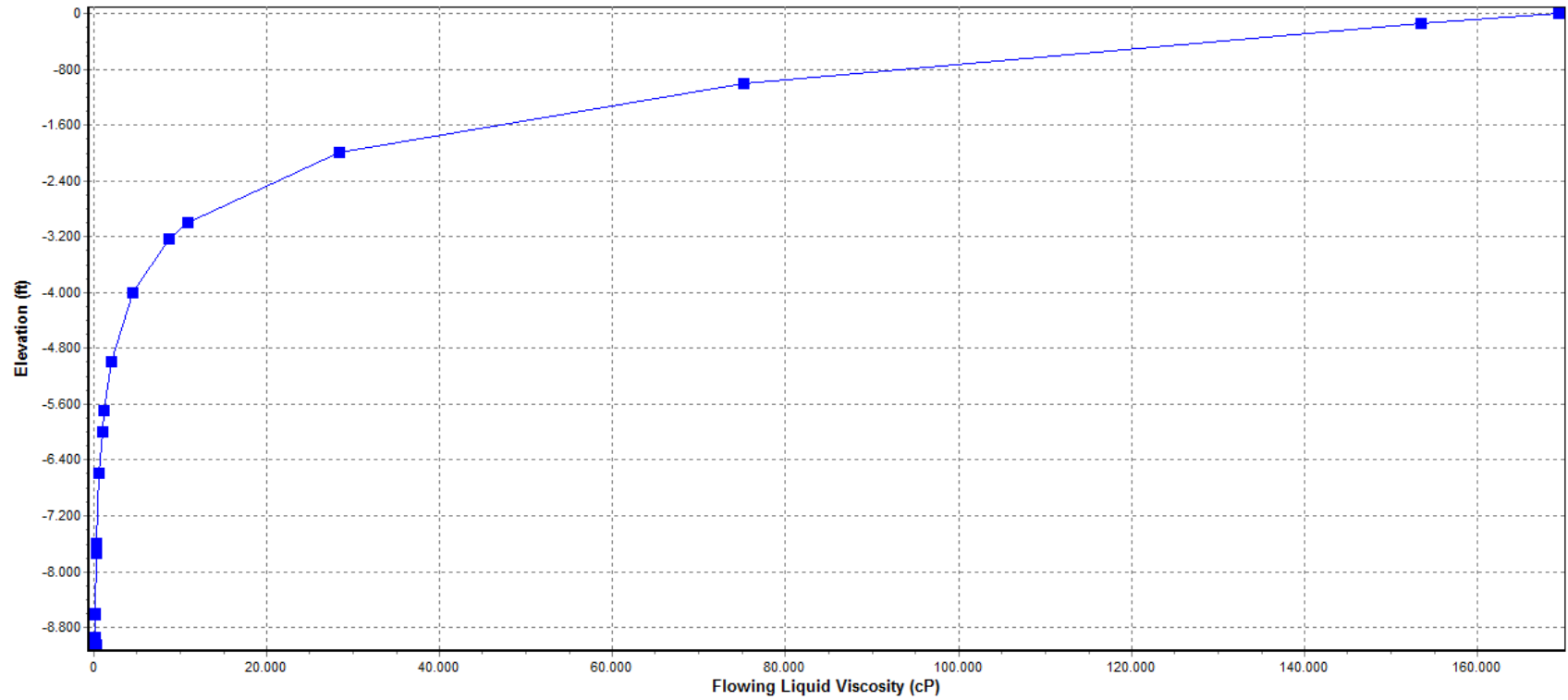
Figura No. 28: Perfil de Presión Vs Elevación Arenas N



Fuente: El autor

Figura No. 29: Perfil de Viscosidad Vs Elevación Arenas N

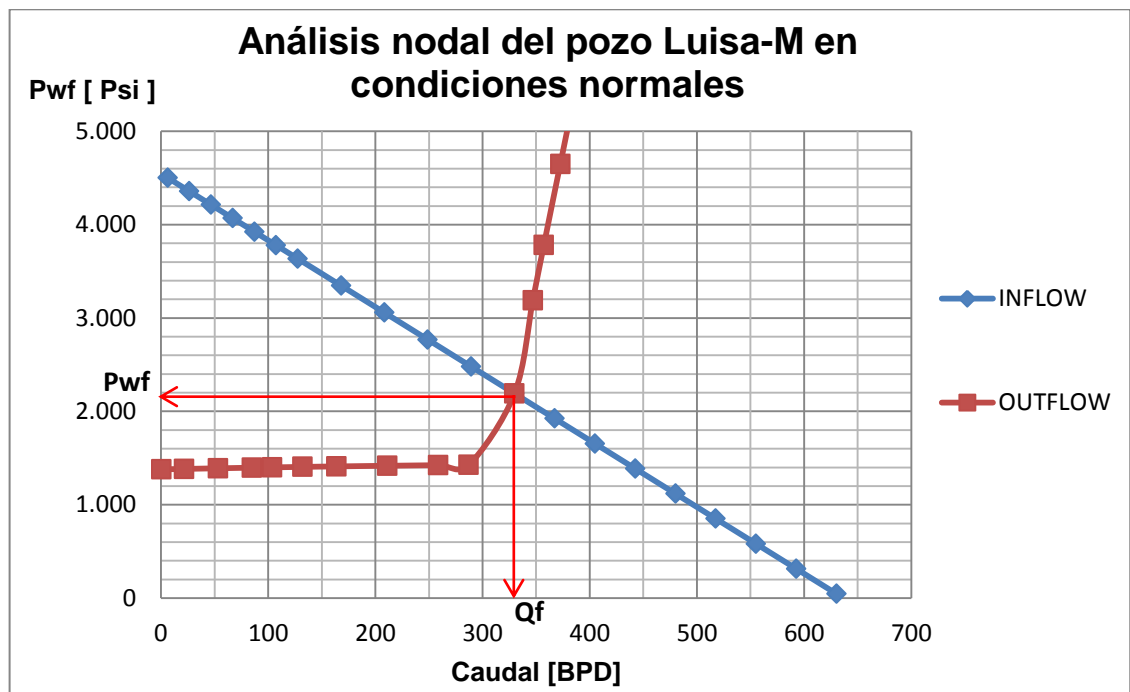
*ANALISIS NODAL LUISA-M:*



### 5.5.10 Análisis Nodal del pozo Luisa – M.

Una vez establecido el modelo del pozo y fluido se procede a realizar el análisis nodal a condiciones normales de operación, con el fin de establecer un parámetro de inicio y comparación del funcionamiento del pozo.

Figura No. 30: Análisis nodal del pozo Luisa-M en condiciones normales.



Fuente: El autor.

En este punto se obtiene la capacidad de producción del pozo y la presión de fondo fluente. Para el pozo Luisa – M se tiene un caudal de producción de  $Q_f = 330$  BFPD y una presión de fondo fluente de  $P_{wf} = 2191$  [Psi].

El potencial de producción del pozo también se puede obtener del análisis nodal, y corresponde al caudal de producción total (agua y petróleo), que de acuerdo a la curva de energía del pozo (IP), se obtendría cuando la presión de fondo fluente a la profundidad media de las perforaciones es igual a cero. Para este caso se tiene un **AOF (Absolute Open Flow Potencial) = 630 BFPD**.

### 5.5.11 Inclusión del proceso de inyección de solventes en la simulación

Para el proceso de inyección de solventes se debe agregar el elemento “Inyector” dentro de la configuración del equipo de fondo, como se muestra en la siguiente figura.

Figura No. 31: Inclusión del proceso de Inyección

The screenshot shows a software window titled "Properties | General". At the top, there is a "Preferred Tubing Model" dropdown set to "Detailed Model" and a "Summary Table" button. Below this are tabs for "Deviation Survey", "Geothermal Survey", "Tubing Configurations", and "Downhole Equipment". The "Tubing Configurations" tab is active, displaying a table with the following data:

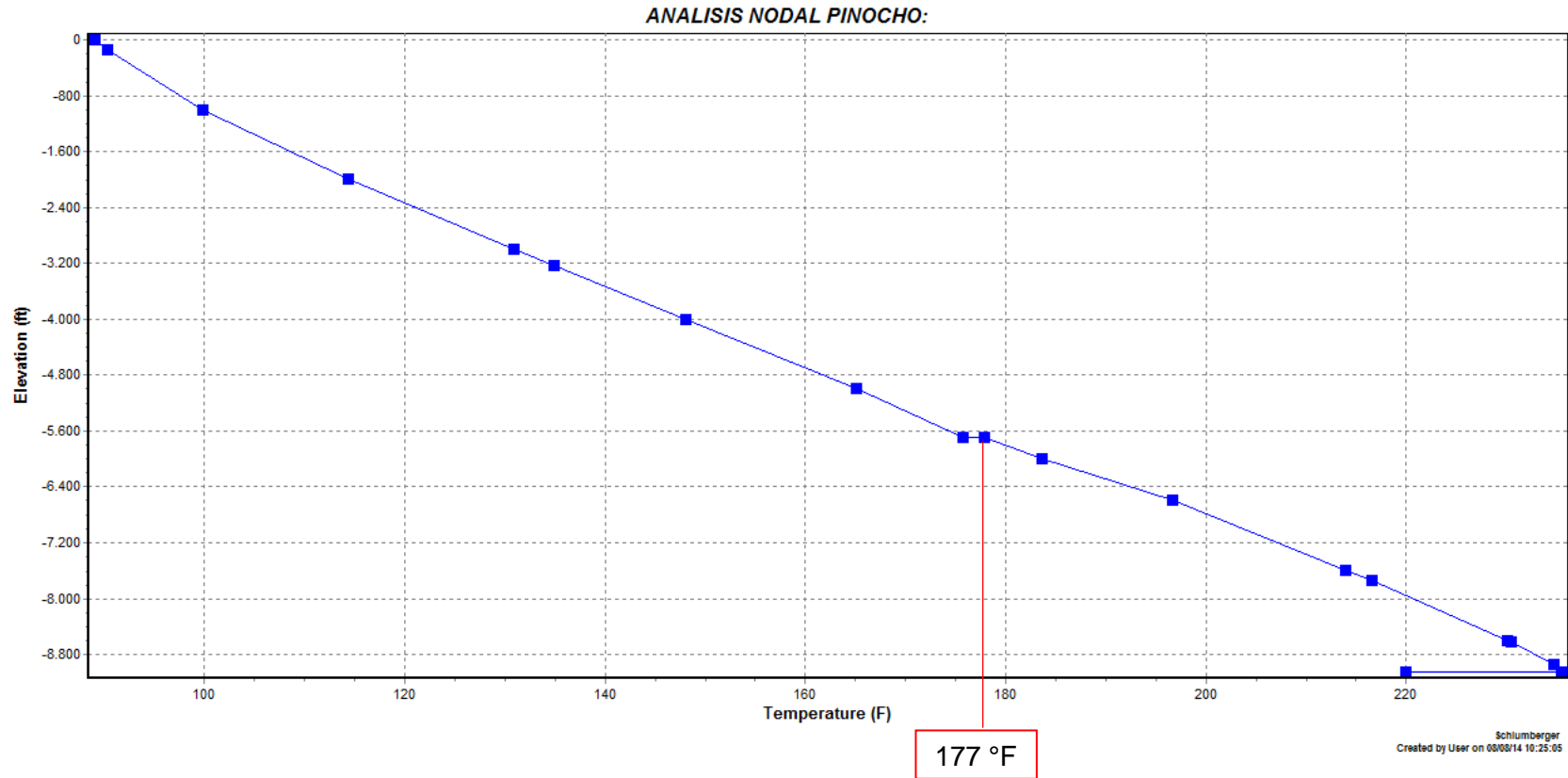
	Equipment	MD	Properties	Label
.		ft		
1	PCP	5694	Properties	#1_Tubing_1_1cf
2	Injector	5694	Properties	#2_Tubing_1_1cf
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				

To the right of the table is a "G/L Valve System" section with a "Remedial Coiled Tubing" checkbox (unchecked) and a "Properties" button. At the bottom of the window are "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda" buttons.

Fuente: El autor

### 5.5.11.1 TEMPERATURA DEL FLUIDO A INYECTAR

Figura No. 32: Temperatura del fluido a inyectar



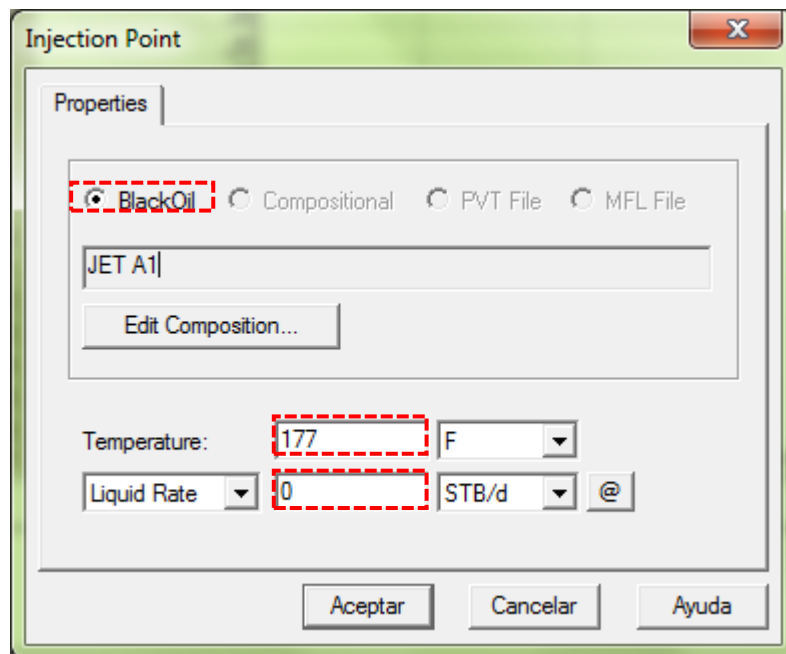
Fuente: El autor

### 5.5.11.2 Configuración punto de inyección

Se decide realizar la inyección solo en fondo de pozo porque en superficie sería un proceso poco eficiente debido a que en los perfiles mostrados en la figura 27 y figura 29 se evidencia que entre 0 - 900 [ft] de la superficie la temperatura oscila entre 90 - 100 [°F] y la viscosidad oscila entre 100.000 - 160.000 [cP]. Según las fuentes consultadas bajo estas condiciones los efectos del diluyente (Jet A1) sería insignificantes, además de esto se vería comprometida la miscibilidad del proceso que difícilmente sería de primer contacto siendo necesario la incorporación de un sistema de mezclado que aumentaría los costos de la operación de una manera innecesaria y poco productiva.

Para la inyección en fondo de pozo se requiere conocer el caudal de inyección y la temperatura de inyección que fue especificada anteriormente.

Figura No. 33: Configuración del punto de inyección



Fuente: El autor

### 5.5.11.3 Configuración modelo de fluido a inyectar

Figura No. 34: Configuración modelo de fluido a inyectar

The image shows a software window titled "- Black Oil Properties" with a close button (X) in the top right corner. The window contains several tabs: "Black Oil Properties", "Viscosity Data", "Advanced Calibration Data", "Contaminants", and "Thermal Data". The "Black Oil Properties" tab is active. In the top right of the main area, there are "Import..." and "Export" buttons. Below these, there are two input fields: "Fluid Name" (containing "JET A1" and highlighted with a red dashed box) and "Optional Comment" (empty). The main area is divided into two columns. The left column is titled "Stock Tank Properties" and contains: "WCut" (dropdown) with "0" and "%" (dropdown); "GOR" (dropdown) with "0" and "scf/STB" (dropdown); "Gas S.G." (text input) with "0.64"; "Water S.G." (text input) with "1.02"; and "API" (dropdown) with "52" (highlighted with a red dashed box). The right column is titled "Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended)" and contains: "Pressure" (text input) with "psia" (dropdown); "Temperature" (text input) with "F" (dropdown); "Sat. Gas" (text input) with "scf/STB" (dropdown). Below this is a section titled "Solution Gas Correlation" with "Rs and Pb" (dropdown) set to "Lasater". At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: El autor

### 5.5.12 Variaciones a realizar

A continuación se muestran las variaciones a realizar para las variables dependientes e independientes.

Tabla No. 21. Variaciones a realizar

VARIABLE	TIPO DE VARIABLES	VARIACIONES	UNIDADES
Porcentaje de JET A-1	Dependiente	0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35	%
Gravedad API de la nafta	Independiente	36, 44, 52	° API
Relación Gas-Aceite (GOR)	Independiente	5, 10, 40, 100	scf / STB
Corte de agua (BSW)	Independiente	1, 5, 10, 15	%
Frecuencia de la bomba	Independiente	94, 104, 114, 124	rpm

Fuente: El autor

## 6 ANALISIS DE RESULTADOS

Efectuadas las actividades propuestas para la inyección de solventes en fondo de pozo y realizando las variaciones propuestas, se procede a evaluar los datos obtenidos, analizando parámetros operativos y considerando las variables de mayor influencia.

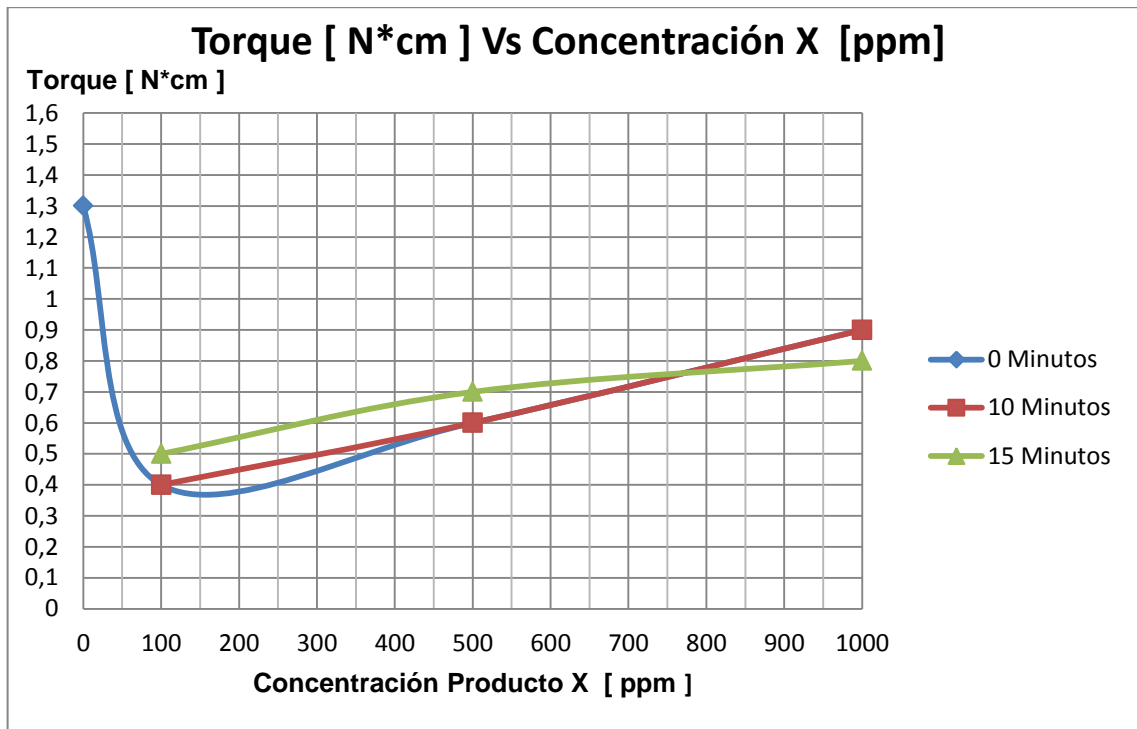
### 6.1 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO PRODUCTO “ X “

A continuación se analizará el comportamiento del torque con respecto a la concentración del producto de la empresa A. Este comportamiento estará en función del tiempo y la velocidad de realización de la prueba.

#### 6.1.1 Reducción de toque a velocidad DE 30 [RPM]

En la figura 35 se muestra el comportamiento del torque en relación con la concentración del producto “X” de la empresa A, respecto al tiempo de realización de la prueba de laboratorio a una velocidad de 30 [RPM].

Figura No. 35: Torque Vs. Concentración “X” a 30 [RPM], respecto al tiempo.



Fuente: El autor

Analizando la gráfica se observa una eficiente reducción del torque con el producto X, dicha reducción de torque es menos notoria a medida que se aumenta la concentración del producto.

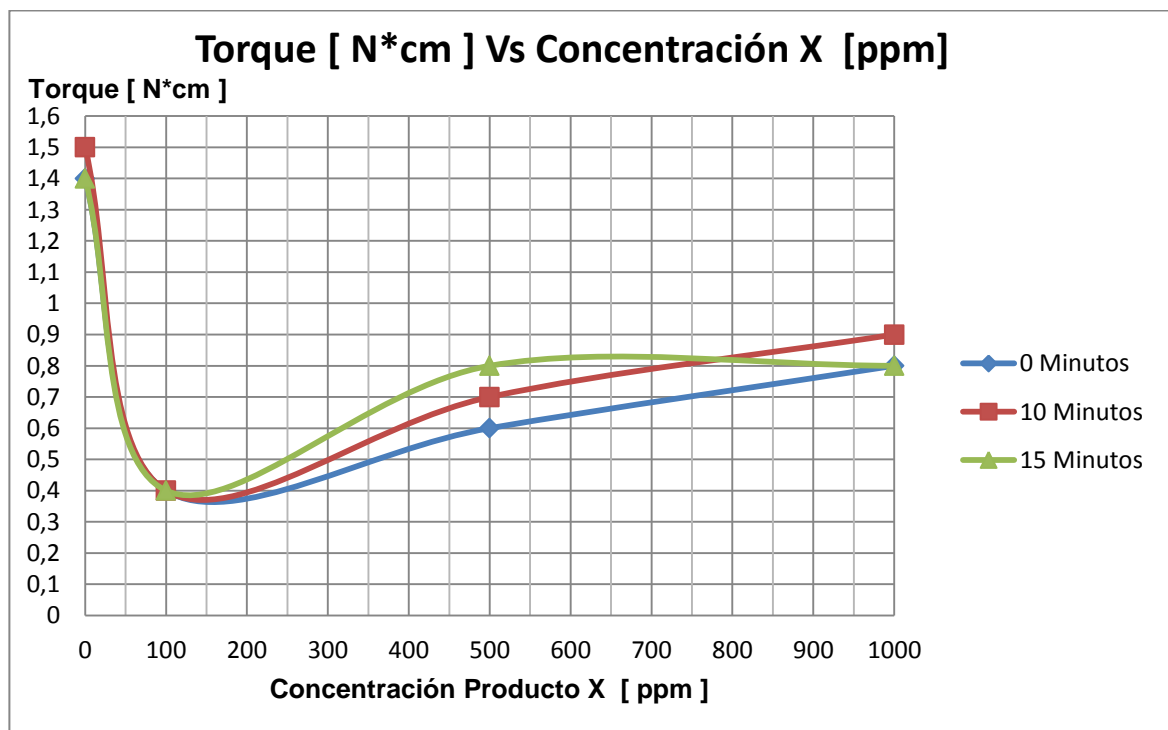
También se evidencia que el tiempo de realización de la prueba es un factor poco influyente en la reducción de torque a bajas concentraciones del producto.

Por lo anterior, se concluye que la mayor reducción de torque se presenta a una concentración de 100[ppm] del producto "X" alcanzando valores cercanos al 68%, valor que varía poco según el tiempo de mezclado y puede ser considerado una medida proporcional a la reducción de viscosidad.

### 6.1.2 Reducción de torque a velocidad de 60 [RPM ]

En la figura 36 se muestra el comportamiento del torque en relación con la concentración del producto "X" de la empresa A, respecto al tiempo de realización de la prueba de laboratorio a una velocidad de 60 [RPM].

Figura No. 36: Torque Vs. Concentración "X" a 60[RPM] , respecto al tiempo



Fuente: El autor

Realizando el análisis de la figura, se observa que el torque se reduce hasta cierta concentración con el producto X, luego valores altos de concentración tendrán un efecto negativo en la reducción del torque. También se evidencia que el tiempo de realización de la prueba es un factor poco influyente a bajas concentraciones del producto.

Por lo anterior, se concluye que la mayor reducción de torque se presenta a una concentración de 100[ppm] del producto “X” alcanzando valores cercanos al 71%, valor que varía poco según el tiempo de mezclado y puede ser considerado una medida proporcional a la reducción de viscosidad.

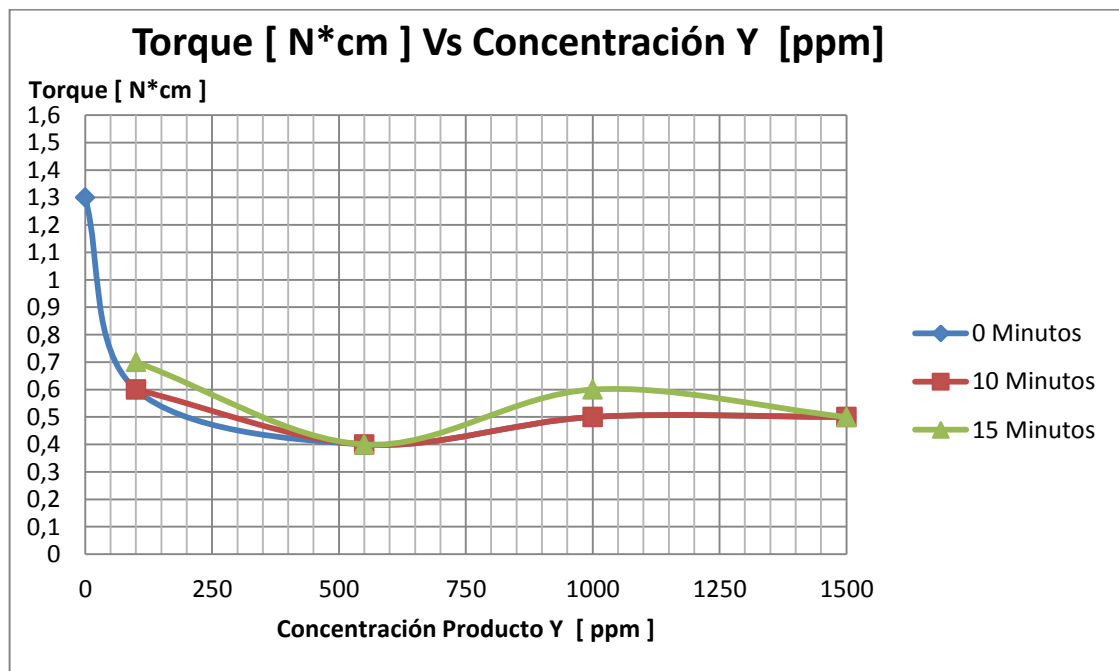
## 6.2 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO PRODUCTO “ Y “

A continuación se analizará el comportamiento del torque con respecto a la concentración del producto de la empresa B. Este comportamiento estará en función del tiempo y la velocidad de realización de la prueba.

### 6.2.1 Reducción de toque a velocidad de 30 [RPM]

En la figura 37 se muestra el comportamiento del torque en relación con la concentración del producto “Y” de la empresa B, respecto al tiempo de realización de la prueba de laboratorio a una velocidad de 30 [RPM].

Figura No. 37: Torque Vs. Concentración “Y” a 30 [RPM], respecto al tiempo



Fuente: El autor

Al analizar la figura, se visualiza que el torque se reduce hasta cierta concentración con el producto Y, luego valores altos de concentración tendrán un efecto negativo en la reducción del torque.

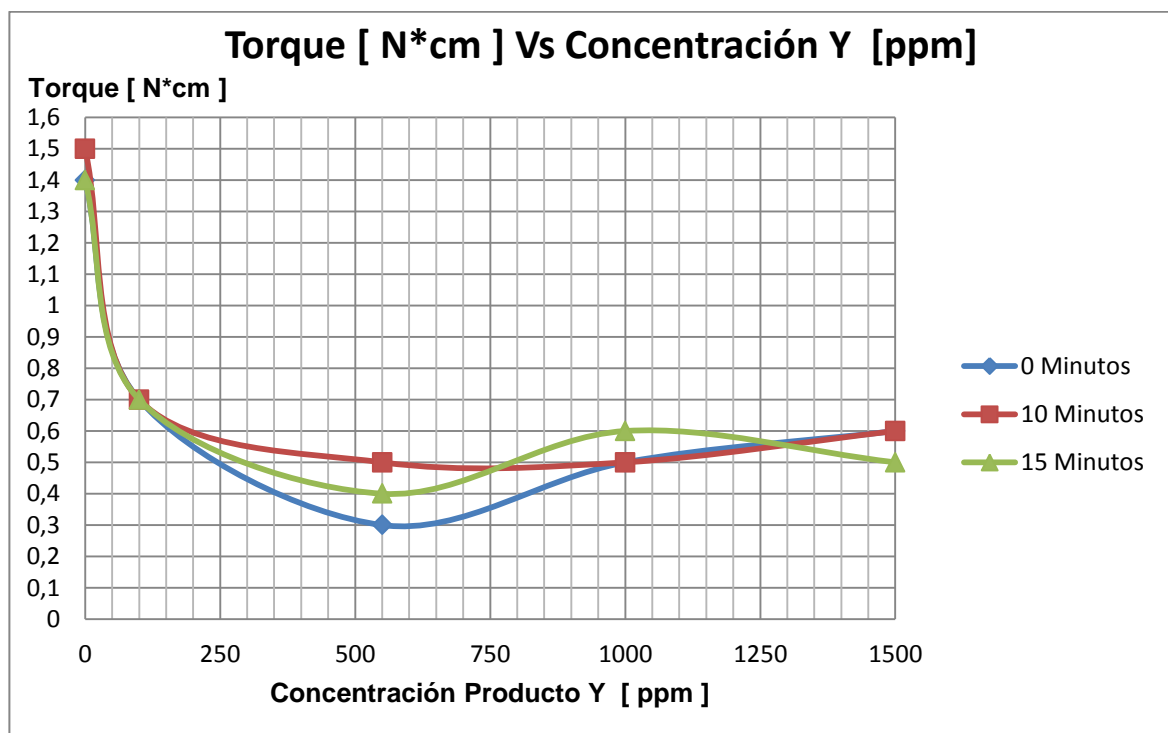
También se evidencia que el tiempo de realización de la prueba es un factor influyente ya que tiene a homogenizar la reducción del torque.

Por lo anterior, se concluye que la mejor reducción de torque se presenta a una concentración de 550[ppm] del producto “Y” alcanzando valores cercanos al 69%, con un tiempo de mezclado de 10 minutos y puede ser considerada una medida proporcional a la reducción de viscosidad.

### 6.2.2 Reducción de torque a velocidad de 60 [RPM]

En la figura 38 se muestra el comportamiento del torque en relación con la concentración del producto “Y” de la empresa B, respecto al tiempo de realización de la prueba de laboratorio a una velocidad de 60 [RPM].

Figura No. 38: Torque Vs. Concentración “Y” a 60 [RPM], respecto al tiempo



Fuente: El autor

De la figura se observa que el torque se reduce hasta cierta concentración con el producto Y, luego valores altos de concentración tendrán un efecto negativo en la reducción del torque.

Por otra parte se hace notorio el efecto del tiempo de realización de la prueba ya que tiende a variar significativamente el torque.

Por lo anterior, se concluye que la mejor reducción de torque se presenta a una concentración de 550[ppm] del producto "Y" alcanzando valores cercanos al 80%, con un tiempo de mezclado de 0 minutos ocasionado posiblemente por un miscibilidad de primer contacto. Lo anterior puede ser considerado una medida proporcional a la reducción de viscosidad.

### **6.3 VISCOSIDAD DE LA MEZCLA**

A continuación se analizara el comportamiento de la viscosidad de la mezcla respecto al porcentaje de Jet-A1 (Variable dependiente). Este comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API del JET-A1, BSW, GOR y velocidad de la bomba.

#### **6.3.1 Variable Independiente: Gravedad API del JET A1**

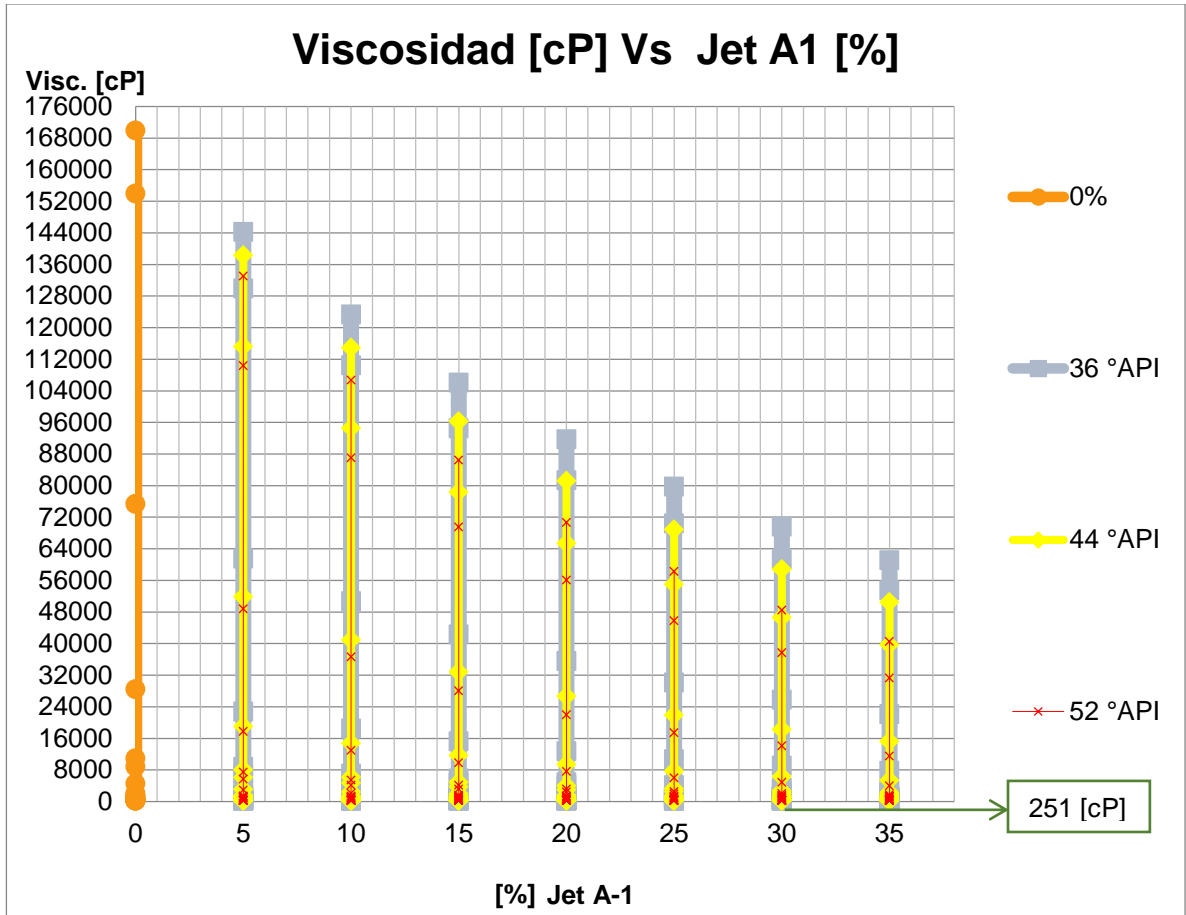
En la figura 39 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a la gravedad API del mismo.

De la figura se observa que la viscosidad disminuye notoriamente, a medida que se aumenta el porcentaje de JET A1 inyectado. Como se evidencia en las pruebas de reducción de torque en determinado punto la concentración del diluyente no genera mayor variación en los resultados por ende no se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores a 30%.

Por otra parte se evidencia que a medida que aumenta la gravedad API del JET A1, la viscosidad de la mezcla se reduce notoriamente, para un porcentaje de diluyente fijo.

En el **anexo 3**, figuras 60, 61, 62 se puede observar los perfiles de viscosidad Vs temperatura según el porcentaje de diluyente inyectado y gravedad API del mismo, que corrobora el correcto comportamiento del modelo establecido para las variaciones allí aplicadas.

Figura No. 39: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente.



Fuente: El autor

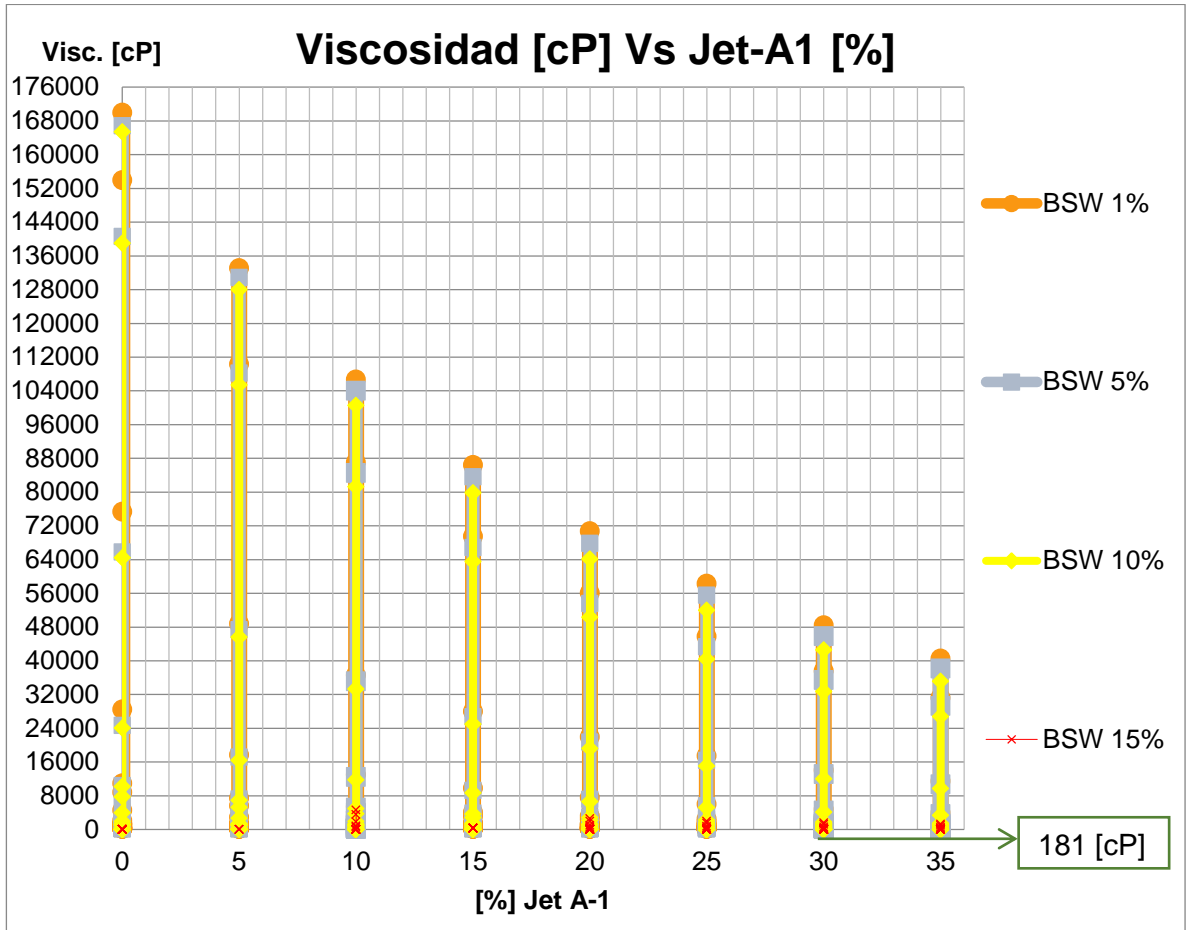
Por lo anterior, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de diluyente (JET A1) y su gravedad API, la viscosidad de la mezcla se reducirá.

A un porcentaje de 30% y una gravedad API de 52°, se obtiene la máxima reducción de la viscosidad, tomando un valor cercano a 251 [cP].

### 6.3.2 Variable independiente: Corte de agua (BSW)

En la figura 40 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a las variaciones del BSW propuestas.

Figura No. 40: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la BSW.



Fuente: El autor

Realizando el análisis de la figura, se evidencia que la viscosidad disminuye notoriamente, a medida que se aumenta el porcentaje de JET A1 inyectado. Como se evidencia en las pruebas de reducción de torque en determinado punto la concentración del diluyente no genera mayor variación en los resultados por ende no se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores a 30%.

También se observa que a mayor BSW (corte de agua) menor será la viscosidad de la mezcla, para un diluyente fijo. Los valores para un corte de agua superiores a 10% no se toman en cuenta debido a la pérdida del modelo de viscosidad esperado, ver **anexo 3**, figura 66.

Por ende, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de Jet A-1 inyectado y el BSW, la viscosidad de la mezcla tenderá a reducirse.

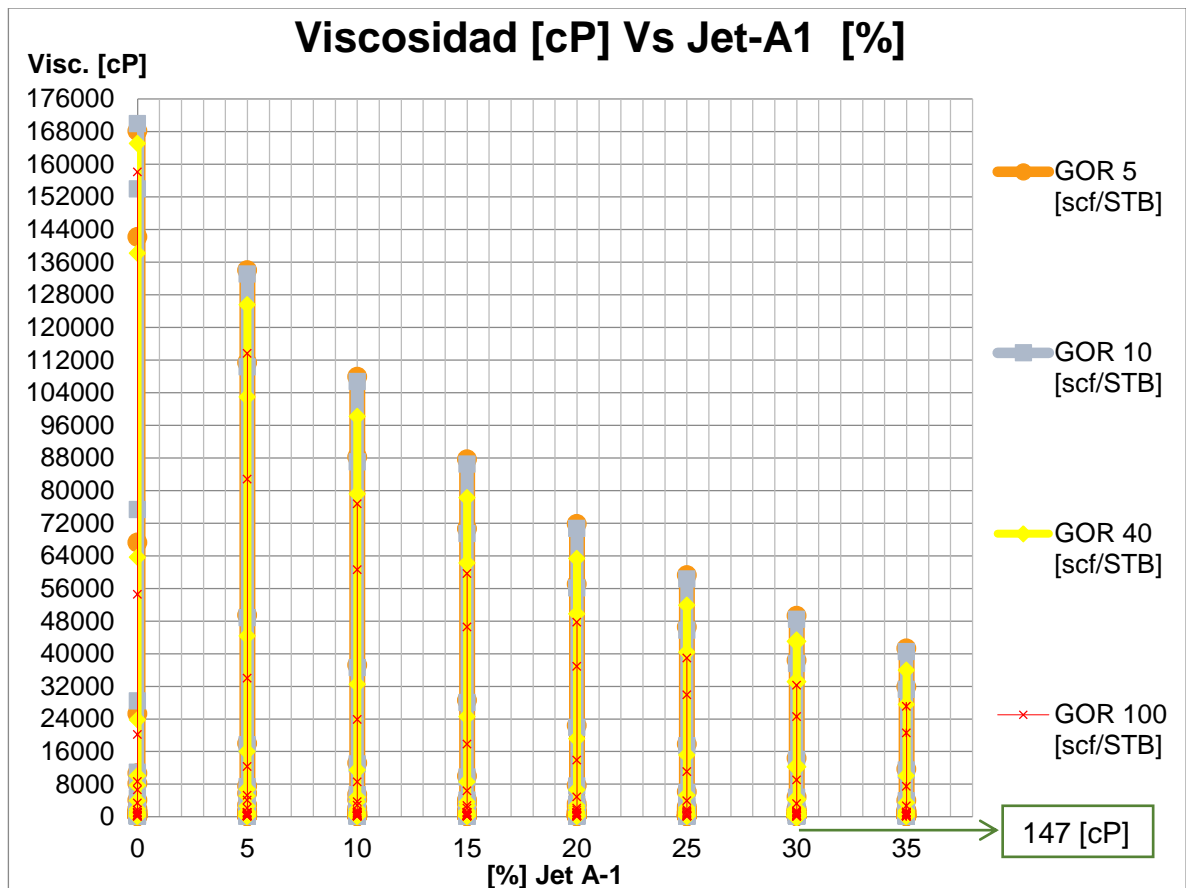
A un porcentaje de Jet A-1 del 30% y un BSW de 10%, se obtiene la mayor reducción de viscosidad, mostrando un valor cercano a 181 [cP].

En el **anexo 3**, figuras 63, 64, 65 se puede observar los perfiles de viscosidad Vs temperatura según el porcentaje de diluyente inyectado y gravedad API del mismo, que corrobora el correcto comportamiento del modelo establecido para las variaciones allí aplicadas.

### 6.3.3 Variable independiente: Relación Gas – Aceite (GOR)

En la figura 41 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a las variaciones propuestas para la relación gas-aceite (GOR).

Figura No. 41: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR.



Fuente: El autor

A partir del análisis de la figura, se observa que la viscosidad disminuye notoriamente, a medida que se aumenta el porcentaje de JET A1 inyectado. Como se evidencia en las pruebas de reducción de torque en determinado punto la concentración del diluyente no genera mayor variación en los resultados por ende no se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores a 30%.

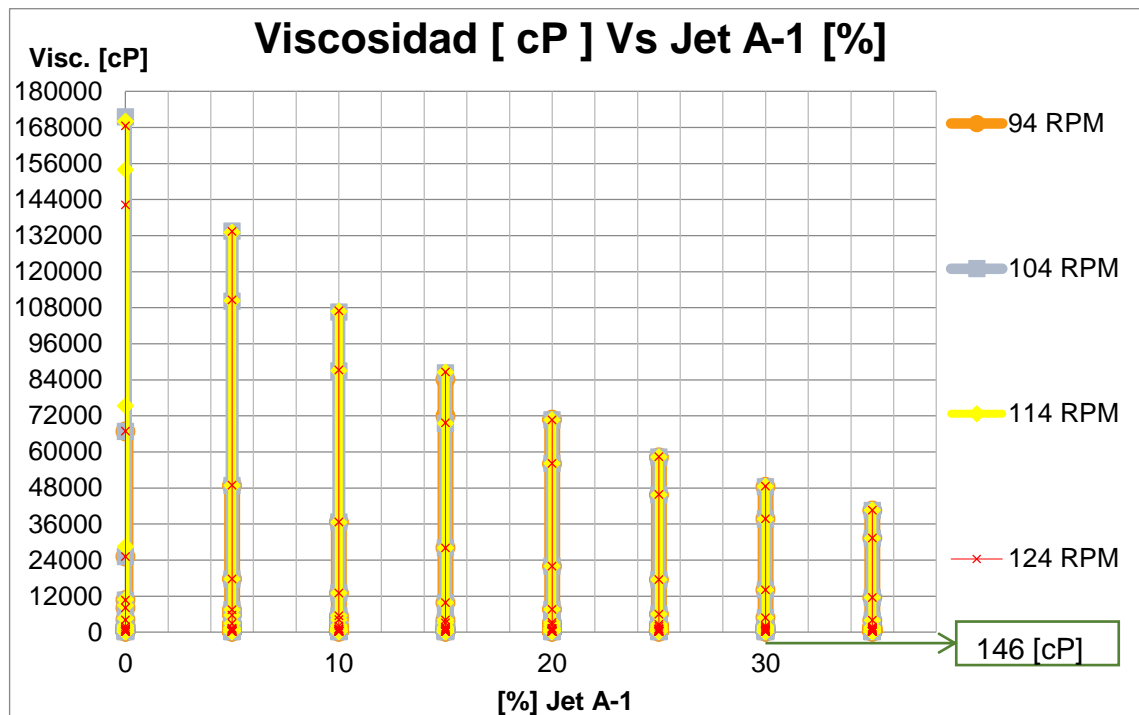
También se observa que el GOR influye positivamente en la reducción de la viscosidad de la mezcla, manteniendo el comportamiento esperado para el modelo de viscosidad planteado, ver **anexo 3**, figura 67, 68, 69, 70.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado y el GOR, la viscosidad de la mezcla tiende a disminuir. A un porcentaje de Jet-A1 del 30% y un GOR de 100[scf/STB], se obtiene la máxima reducción de viscosidad, exhibiendo un valor cercano a 147 [cP].

### 6.3.4 Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM)

En la figura 42 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a las variaciones propuestas para la velocidad de la bomba.

Figura No. 42: Viscosidad del aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba.



Fuente: El autor

De la figura se observa que la viscosidad disminuye, a medida que se aumenta el porcentaje de JET A1 inyectado. Como se evidencia en las pruebas de reducción de torque en determinado punto la concentración del diluyente no genera mayor variación en los resultados por ende no se tienen en cuenta porcentajes de diluyente mayores a 30%.

También se evidencia que la frecuencia de la bomba contribuye a la reducción de viscosidad pero no existe mayor diferenciación a la reducción realizada por el porcentaje de diluyente, lo anterior se atribuye a la posible ocurrencia de una miscibilidad de primer contacto y alta eficiencia entre los fluidos. Lo cual es demostrado con las pruebas de laboratorio cuyos resultados no variaron mucho según la velocidad de ejecución.

La operación de la bomba a velocidades menores de 104 RPM, sin el ajuste del factor de carga presenta resultados que no se ajustan al modelo de viscosidad esperado, ver **anexo 3**, figura 71. Esto puede ser debido a que en el simulador no tiene en cuenta parámetros de la interacción fluido (diluyente) – fluido (aceite en yacimiento) omitiendo los efectos que tendría una equilibración durante el proceso; lo que conlleva a fluctuaciones erróneas en el valor de la BHP, con lo cual el modelo de viscosidad del fluido no mostrara el comportamiento esperado.

Por lo tanto, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado y el fluido se encuentra bajo el continuo efecto de mezclado, la viscosidad de la mezcla tiende a disminuir manteniendo el comportamiento esperado para el modelo de viscosidad planteado, ver **anexo 3**, figura 72, 73, 74.

A un porcentaje de Jet-A1 del 30% y una velocidad de la bomba de 124 RPM, resulta la mayor reducción de la viscosidad, adquiriendo un valor de 146 [cP] aproximadamente.

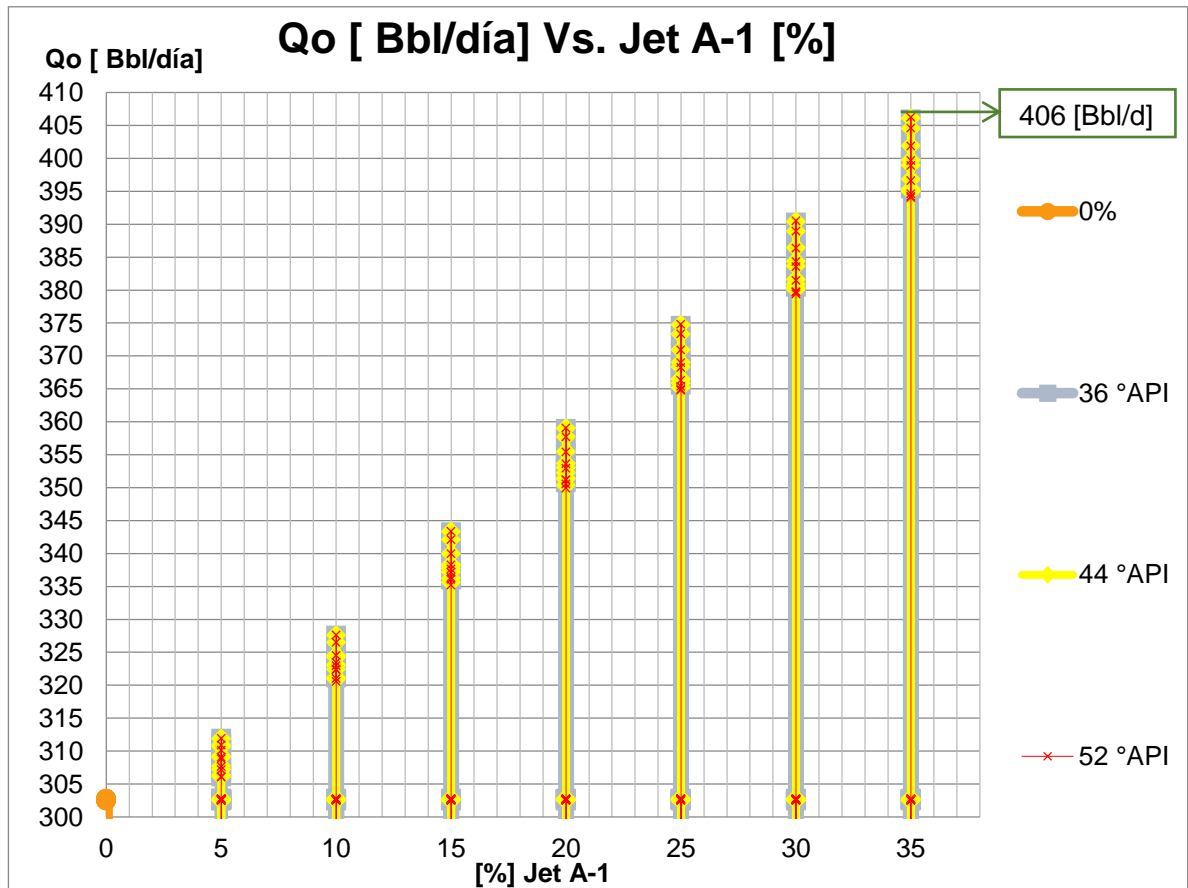
## **6.4 CAUDAL DE ACEITE**

A continuación se analizara el comportamiento del caudal de aceite respecto al porcentaje de Jet-A1 (Variable dependiente). Este comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API del JET-A1, BSW, GOR y velocidad de la bomba.

### **6.4.1 Variable Independiente: Gravedad API del Jet-A1**

En la figura 43 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a la gravedad API del mismo.

Figura No. 43: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente.



Fuente: El autor

Producto del proceso de simulación del fenómeno ocuriente en el pozo caso se estudió, se puede observar que la producción de aceite aumenta, a medida que el porcentaje de Jet-A1 es incrementado.

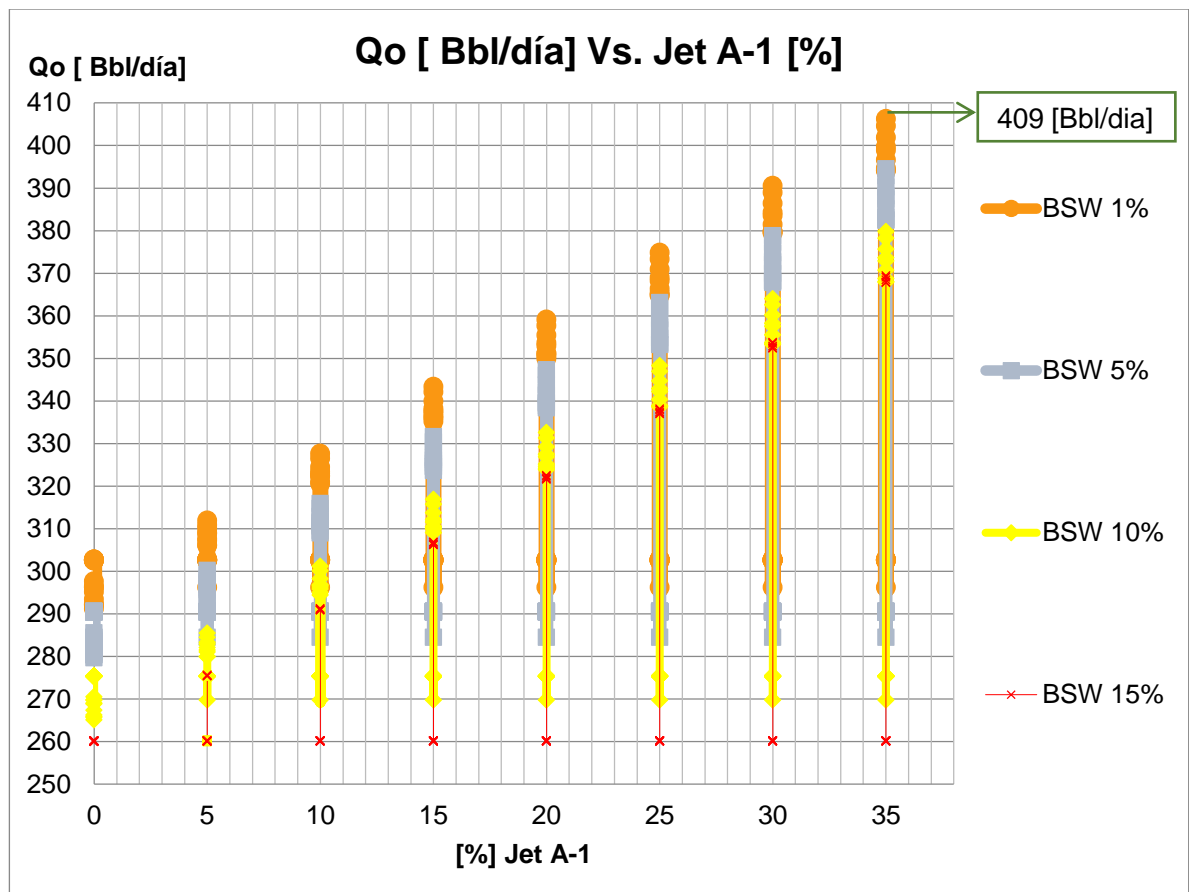
Además de esto, se observa que el efecto de la gravedad API del Jet A-1, influye en el aumento de la producción pero no de manera tan notoria como lo hace la concentración del diluyente. Concluyendo, que a medida que se aumente el porcentaje de Jet A-1 y la gravedad API del mismo, el caudal de aceite presentara un incremento en la producción.

A un porcentaje de Jet A-1 del 35% y una gravedad API de 52°, se consigue un valor máximo del caudal de aceite de 406 [Bbl/día] aproximadamente.

#### 6.4.2 Variable Independiente: Corte de agua (BSW)

En la figura 44 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a las variaciones del BSW propuestas.

Figura No. 44: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW.



Fuente: El autor

Realizando el análisis de la figura, se determina que la producción de aceite presenta una tendencia lineal creciente a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado. Además de esto se observa un comportamiento inversamente proporcional entre el caudal de aceite producido y el corte de agua (BSW).

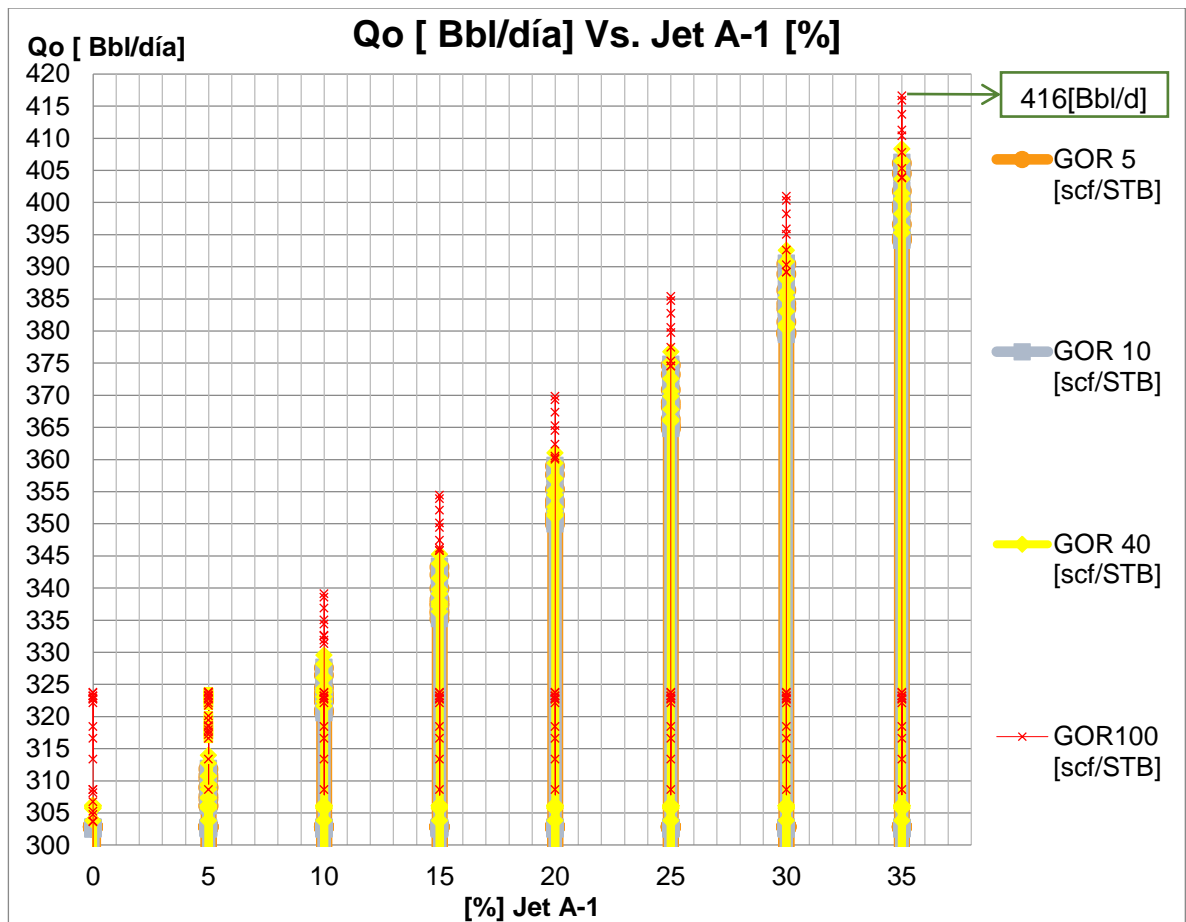
Concluyendo, a medida que aumenta el porcentaje de diluyente inyectado y disminuye el BSW, el caudal de aceite tiende a incrementarse.

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y un BSW de 1%, se obtiene el máximo caudal de aceite que es cercano a los 409 [Bbl/día].

### 6.4.3 Variable independiente: Relación Gas-Aceite (GOR)

En la figura 45 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a las variaciones del GOR propuestas.

Figura No. 45: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR.



Fuente: El autor

De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación, se establece que que la producción de aceite aumenta, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

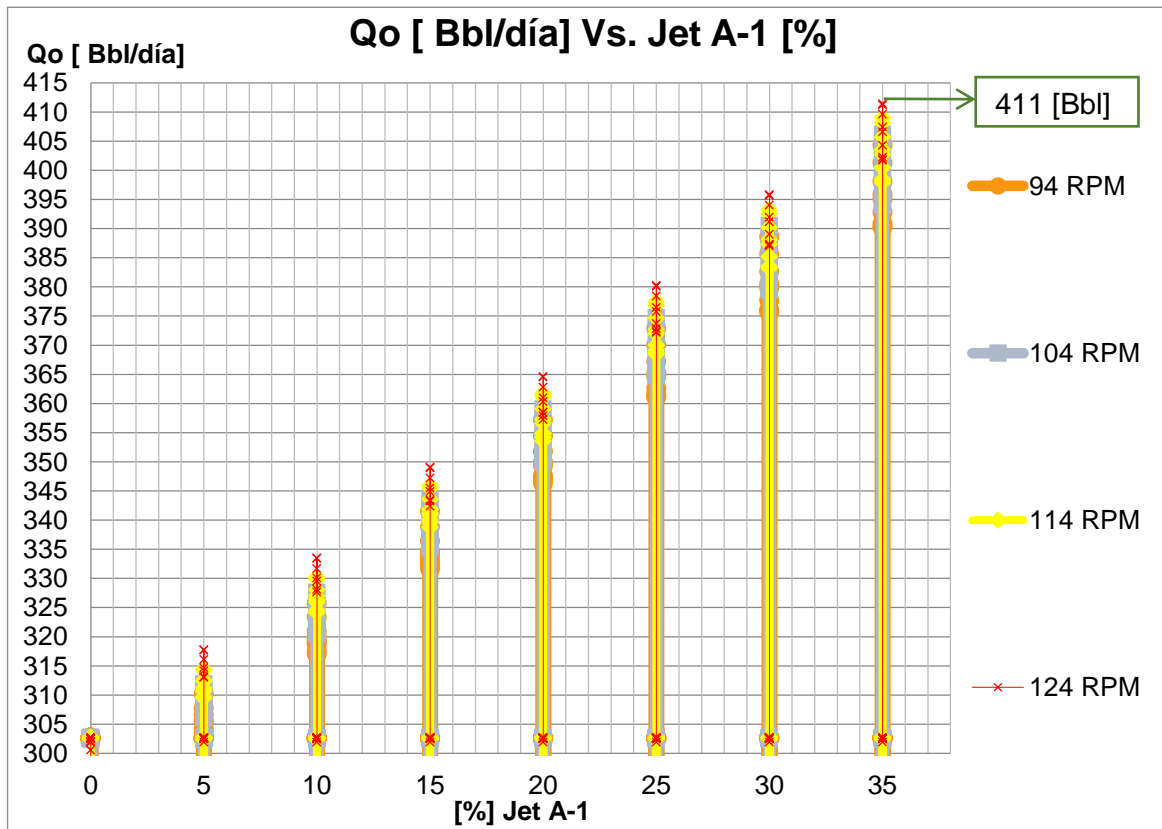
Por otra parte se evidencia un efecto positivo del GOR sobre la producción de aceite, provocando significativos aumentos en el caudal obtenido. Debido a lo anterior, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de Jet A-1 y GOR, la producción de aceite aumentara.

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y un GOR de 100 [scf/STB], se obtiene el mayor caudal de aceite siendo aproximadamente de 416 [Bbl/día].

#### 6.4.4 Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM)

En la figura 46 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a las variaciones propuestas para la velocidad de la bomba.

Figura No. 46: Caudal de aceite Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba.



Fuente: El autor

De la figura observada, se concluye que que la producción de aceite aumenta, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

También se evidencia una relación directa entre la frecuencia de la bomba y el caudal de aceite. A medida que aumenta la frecuencia de la bomba, la producción tiende a incrementar.

Por los comportamientos mostrados, se puede concluir que a medida que aumente el porcentaje de Jet-A1 inyectado y la frecuencia de la bomba, el caudal de aceite tendera a aumentar. A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y una frecuencia de la bomba de 124 RPM, se obtiene el mayor caudal de aceite siendo aproximadamente de 411 [Bbl/día].

## **6.5 DENSIDAD DE LA MEZCLA**

A continuación se analizara el comportamiento de la densidad de la mezcla respecto al porcentaje de Jet-A1 (Variable dependiente). Este comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API del JET-A1, BSW, GOR y velocidad de la bomba.

### **6.5.1 Variable Independiente: Gravedad API de la Jet-A1**

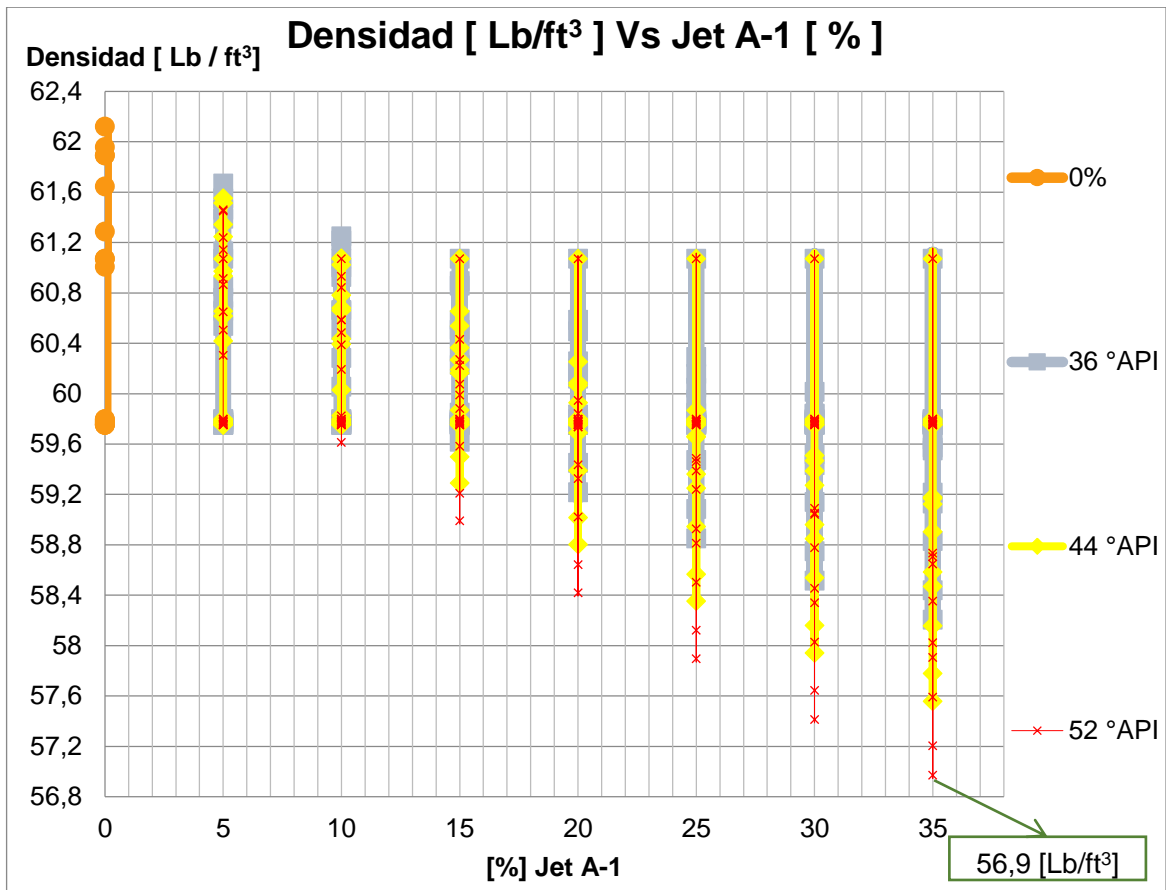
En la figura 47 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla en relación con el porcentaje de JET A1 inyectado, respecto a la gravedad API del mismo.

A partir del análisis de la figura, se observa que la densidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado. Además se observa una mayor reducción de la densidad a medida que se aumenta la gravedad API del diluyente.

Por ende, se establece que la densidad de la mezcla disminuye, a medida que el porcentaje de Jet-A1 y su gravedad API aumenten.

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y un API de 52°, se obtiene el menor valor de densidad siendo aproximadamente de 56,9 [Lb/ft<sup>3</sup>].

Figura No. 47: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente.



Fuente: El autor

### 6.5.2 Variable independiente: Corte de agua (BSW)

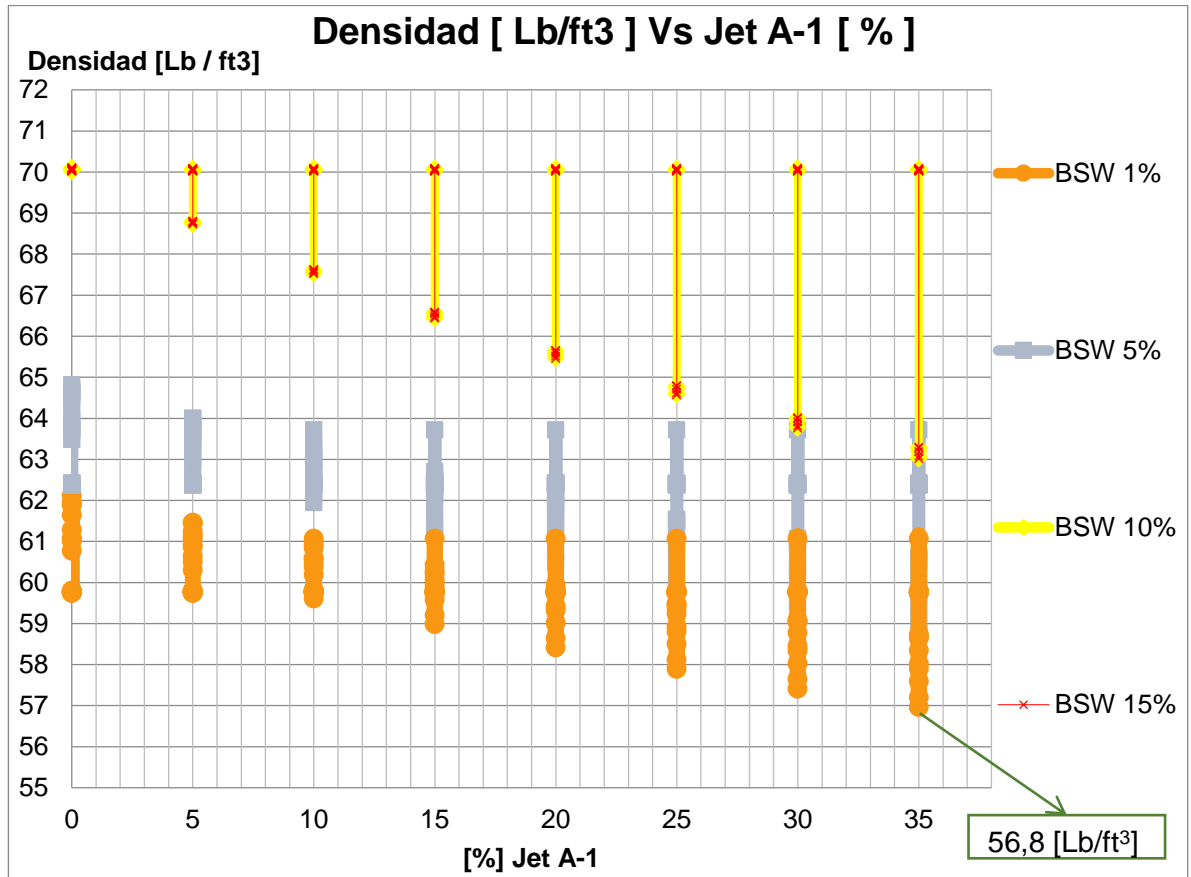
En la figura 48 se muestra el comportamiento de la densidad de la mezcla en relación con el porcentaje de Jet A1 inyectado, respecto a las variaciones del BSW propuestas.

Realizando el análisis de la gráfica, se determina que la densidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

Además se observa una mayor reducción de la densidad de la mezcla a medida que se disminuye el porcentaje de BSW presente en el crudo.

Concluyendo, la densidad de la mezcla disminuye, a medida que el porcentaje de Jet-A1aumente y el BSW disminuye.

Figura No. 48: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW.



Fuente: El autor

A una concentración de Jet A-1 de 35% y un BSW de 1% se obtiene el menor valor de densidad siendo aproximadamente de 56,8 [Lb/ft<sup>3</sup>].

### 6.5.3 Variable independiente: Relación Gas – Aceite (GOR)

En la figura 49 se muestra el comportamiento de la densidad de la mezcla en relación con el porcentaje de Jet A1 inyectado, respecto a las variaciones del GOR propuestas.

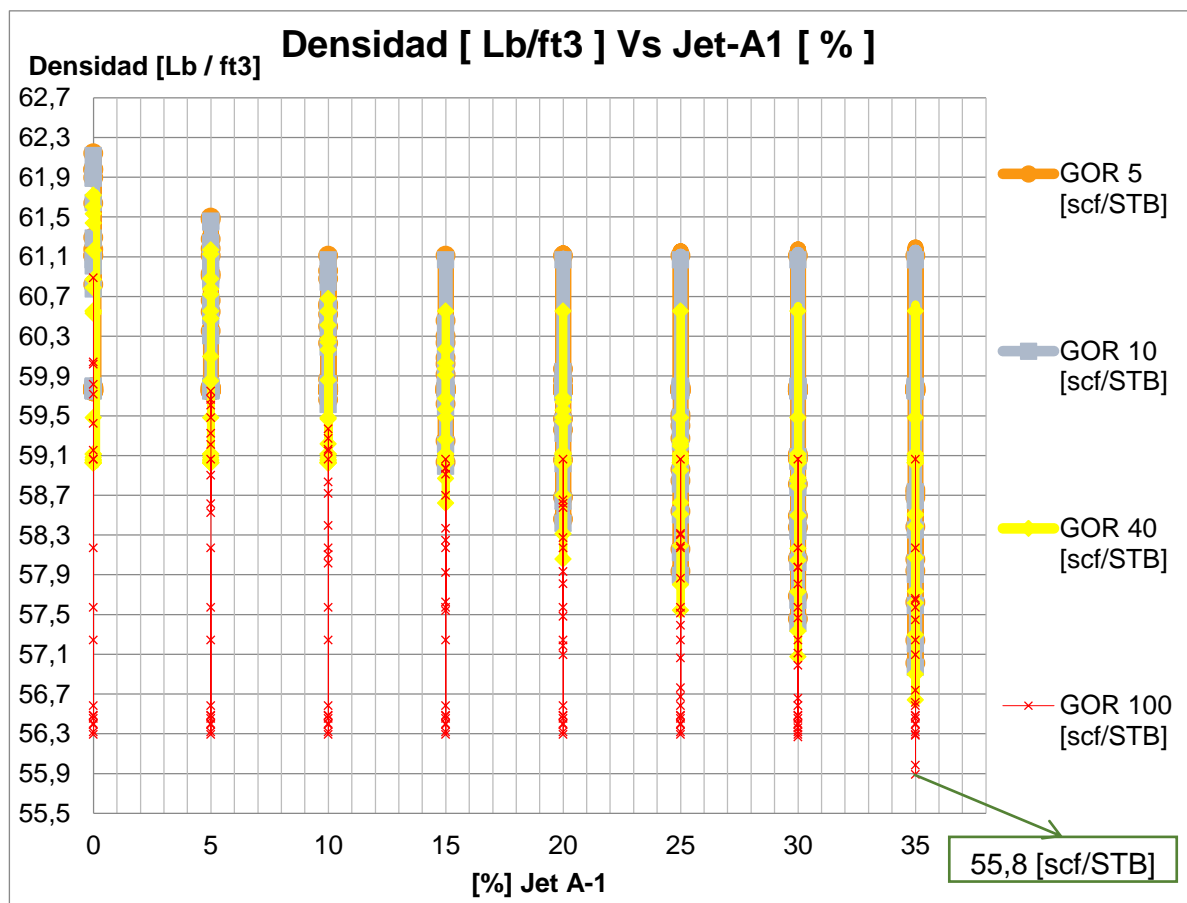
Interpretando los datos obtenidos, se determina que la densidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

Además se observa una disminución progresiva en la densidad de la mezcla, a medida que se va incrementando el GOR hasta valores inferiores a 100 [scf/STB].

Cuando se tiene un GOR mayor o igual a 100[scf/STB], el crudo presenta una significativa reducción de densidad que tiende a ser constante para concentraciones del diluyente entre 0 – 30% y alcanza el máximo valor con una concentración de 35% de Jet A-1.

Concluyendo se establece que la densidad de la mezcla disminuye, a medida que el porcentaje de Jet-A1 y GOR aumenten.

Figura No. 49: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR.



Fuente: El autor

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y un GOR de 100% se obtiene el menor valor de densidad siendo aproximadamente de 55,8 [Lb/ft<sup>3</sup>].

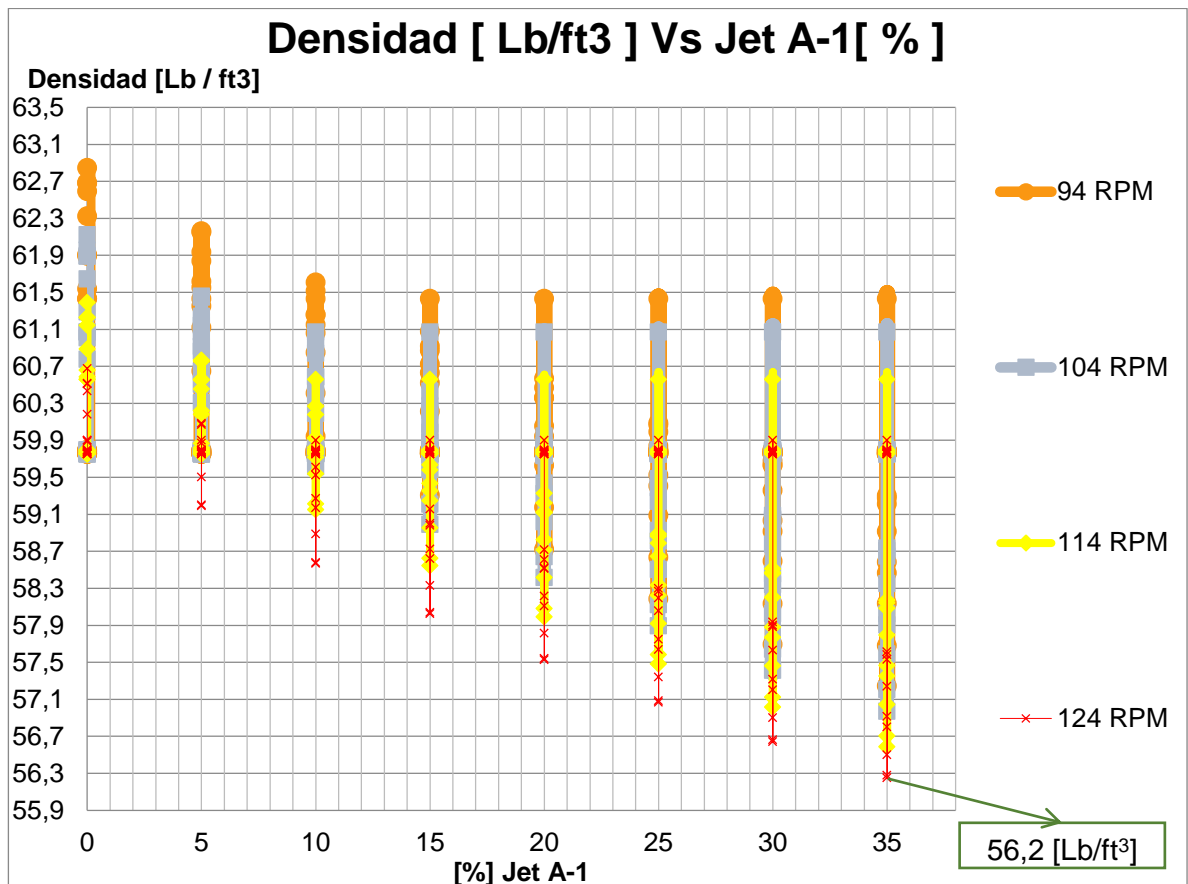
#### 6.5.4 Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM)

En la figura 50 se muestra el comportamiento del caudal de aceite en relación con el porcentaje de Jet A1 inyectado, respecto a las variaciones propuestas para la velocidad de la bomba.

Analizando los resultados obtenidos, se observa que la densidad de la mezcla disminuye, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

Además se observa una disminución lineal de la densidad de la mezcla, a medida que se va incrementando el número de revoluciones de la bomba. Por lo tanto, se determina que la densidad disminuye, a medida que el porcentaje de Jet-A1 y la frecuencia de la bomba aumenten.

Figura No. 50: Densidad de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba.



Fuente: El autor

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y una velocidad de la bomba de 124 RPM, se obtiene la mayor reducción de densidad que está cercana a 56,2 [Lb/ft<sup>3</sup>].

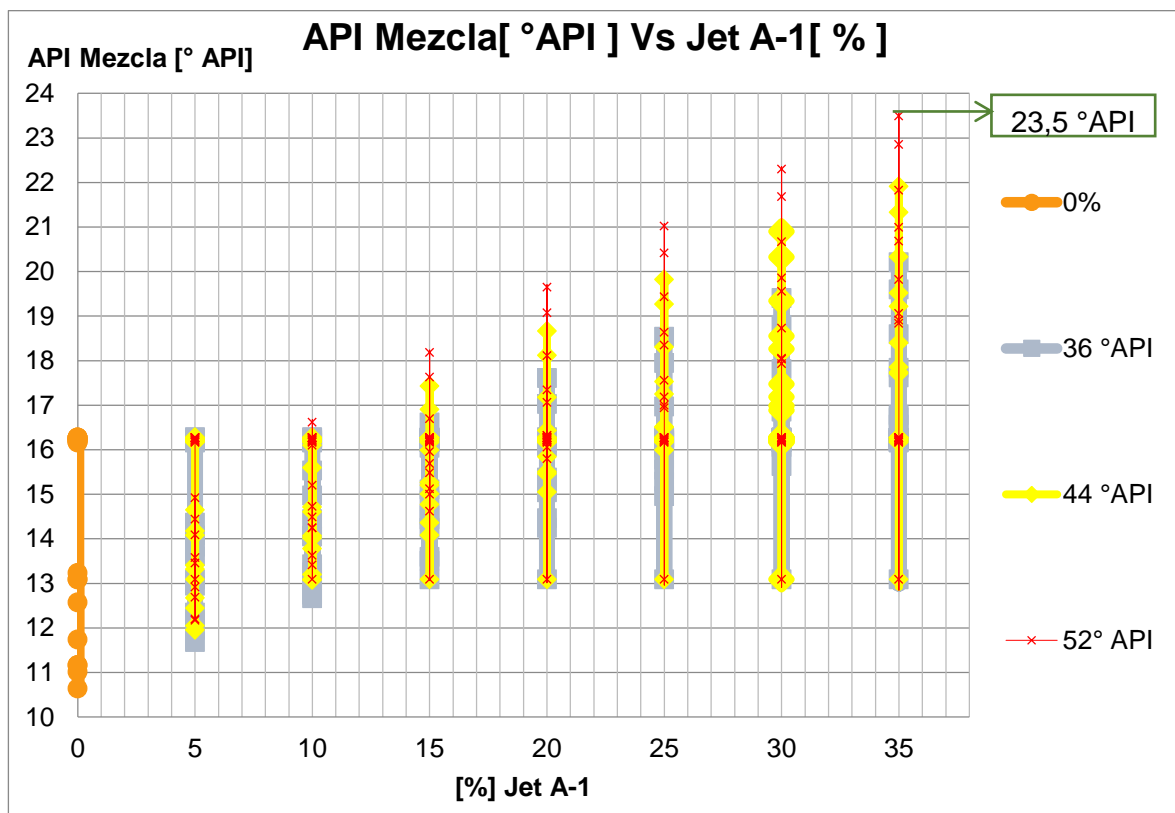
## 6.6 GRAVEDAD API DE LA MEZCLA

A continuación se analizará el comportamiento de la gravedad API de la mezcla respecto al porcentaje de Jet-A1 (Variable dependiente). Este comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API del JET-A1, BSW, GOR y velocidad de la bomba.

### 6.6.1 Variable Independiente: Gravedad API de la Jet-A1

En la figura 51 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de Jet-A1 inyectado, respecto a la gravedad API del mismo.

Figura No. 51: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la gravedad API del diluyente.



Fuente: El autor

De la figura se observa que la gravedad API de la mezcla aumenta notoriamente, a medida que se aumenta el porcentaje de JET A1 inyectado.

Por otra parte se evidencia que a medida que aumenta la gravedad API del Jet-A1, la gravedad API de la mezcla se aumenta notoriamente, para un porcentaje de diluyente fijo.

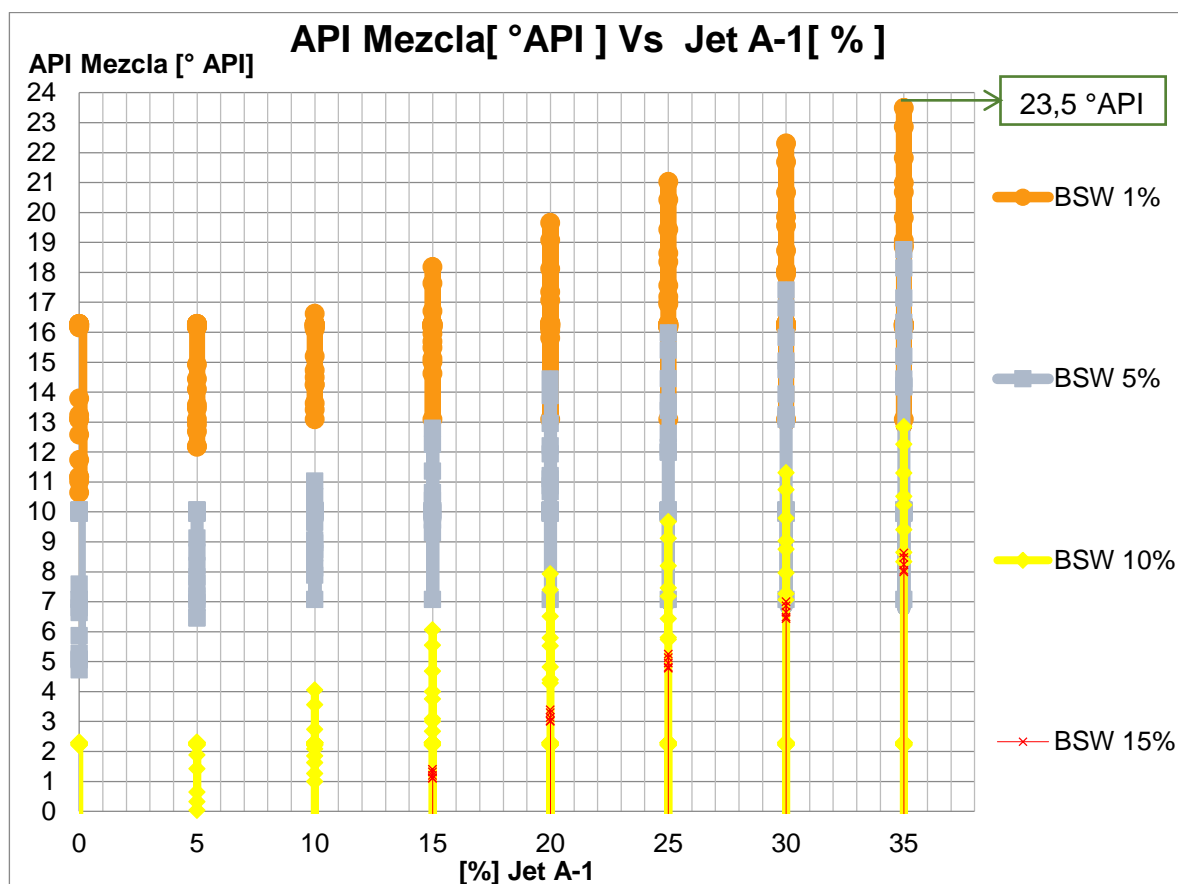
Por lo anterior, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de diluyente y su gravedad API, la gravedad API de la mezcla se incrementara.

A un porcentaje de 35% y una gravedad API de 52° del diluyente, se obtiene la máxima gravedad API de la mezcla, tomando un valor cercano a 23,5 °.

### 6.6.2 Variable independiente: Corte de agua (BSW)

En la figura 52 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de Jet-A1 inyectado, respecto a las variaciones del BSW propuestas.

Figura No. 52: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al BSW.



Fuente: El autor

Realizando el análisis de la figura, se evidencia inicialmente que la gravedad API de la mezcla se incrementa a medida que se aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

También se observa que a menor BSW (corte de agua) mayor será la gravedad API de la mezcla, para una cantidad de diluyente fijo.

Por ende, se concluye que a medida que aumenta el porcentaje de Jet A-1 inyectado y disminuya el BSW, la gravedad API de la mezcla se incrementara.

A un porcentaje de Jet A-1 del 35% y un BSW de 1%, se obtiene la máxima gravedad API de la mezcla, mostrando un valor cercano a 23,5° API.

### **6.6.3 Variable independiente: Relación Gas – Aceite (GOR)**

En la figura 53 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de Jet-A1 inyectado, respecto a las variaciones propuestas para la relación gas-aceite (GOR).

A partir del análisis de la figura, se evidencia que la gravedad API de la mezcla aumenta, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

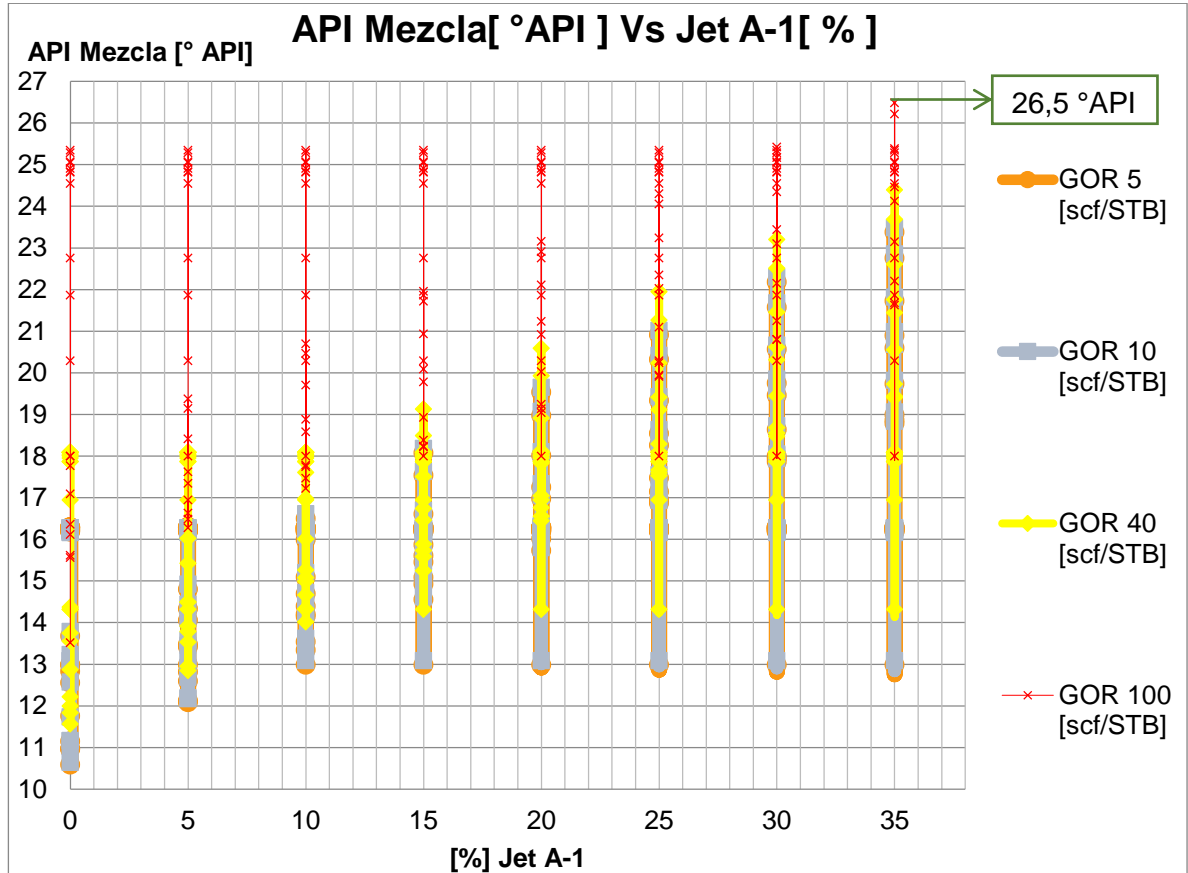
Además se observa un aumento progresivo de la gravedad API de la mezcla, a medida que se va incrementando el GOR hasta valores inferiores a 100 [scf/STB].

Cuando se tiene un GOR mayor o igual a 100 [scf/STB], la gravedad API de la mezcla presenta un significativo aumento, que tiende a ser constante para concentraciones de diluyente entre 0 – 30% y alcanza el máximo valor con una concentración de 35% de Jet A-1.

Concluyendo, se establece que la gravedad API de la mezcla aumenta, a medida que el porcentaje de Jet-A1 y GOR aumenten.

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y un GOR de 100% se obtiene el mayor valor de gravedad API siendo aproximadamente de 26,5 °API.

Figura No. 53: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto al GOR.



Fuente: El autor

#### 6.6.4 Variable independiente: Velocidad de la bomba (RPM)

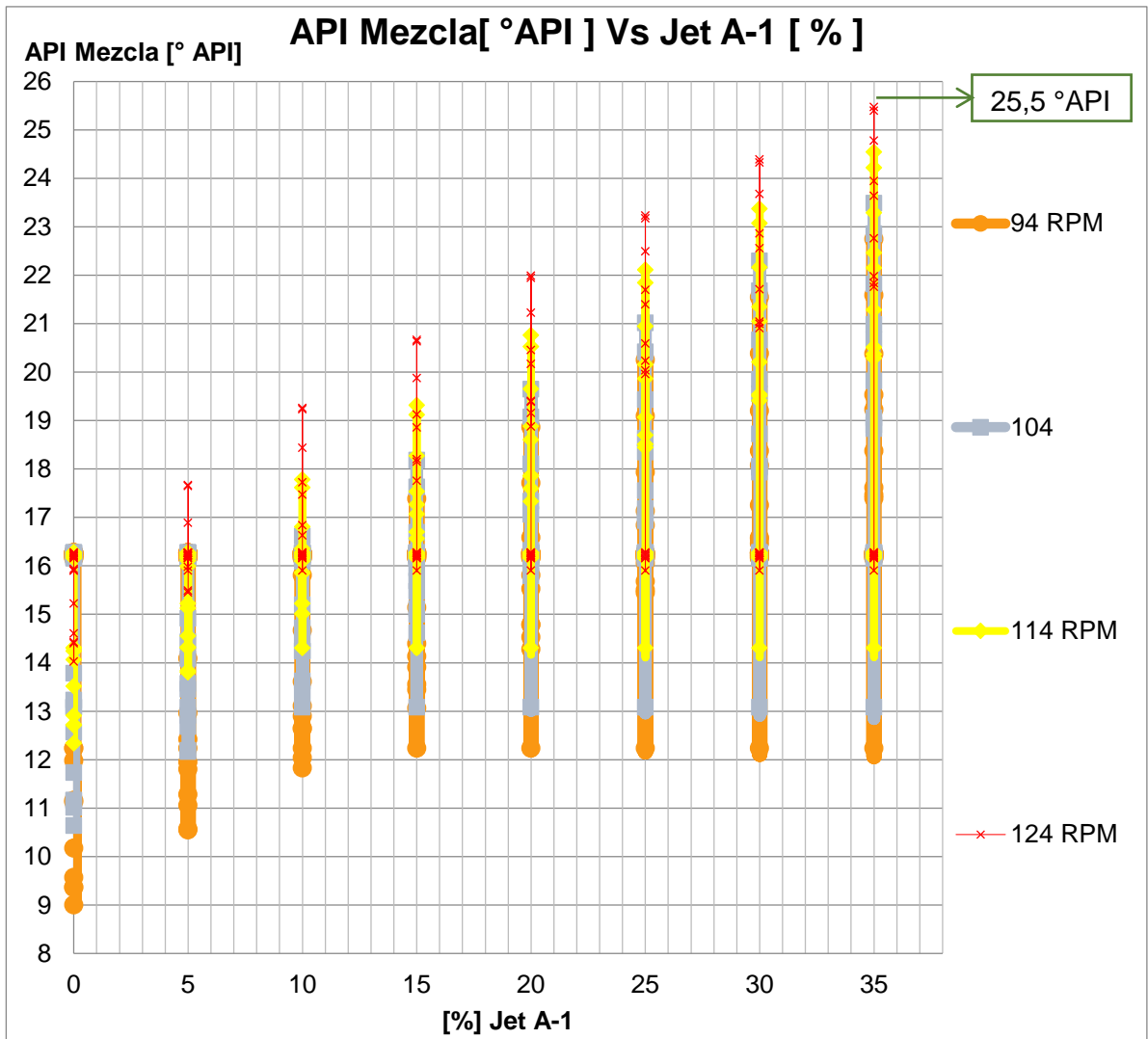
En la figura 54 se muestra el comportamiento de la gravedad API de la mezcla en relación con el porcentaje de Jet A1 inyectado, respecto a las variaciones propuestas para la velocidad de la bomba.

Interpretando la gráfica, se observa que la gravedad API de la mezcla aumenta, a medida que aumenta el porcentaje de Jet-A1 inyectado.

Además se observa un incremento lineal de la gravedad API de la mezcla, a medida que se va incrementando el número de revoluciones de la bomba. Por lo

tanto, se determina que la gravedad API de la mezcla aumenta, a medida que el porcentaje de Jet-A1 y la frecuencia de la bomba aumenten.

Figura No. 54: Gravedad API de la mezcla Vs Porcentaje de Jet A-1, respecto a la velocidad de la bomba.

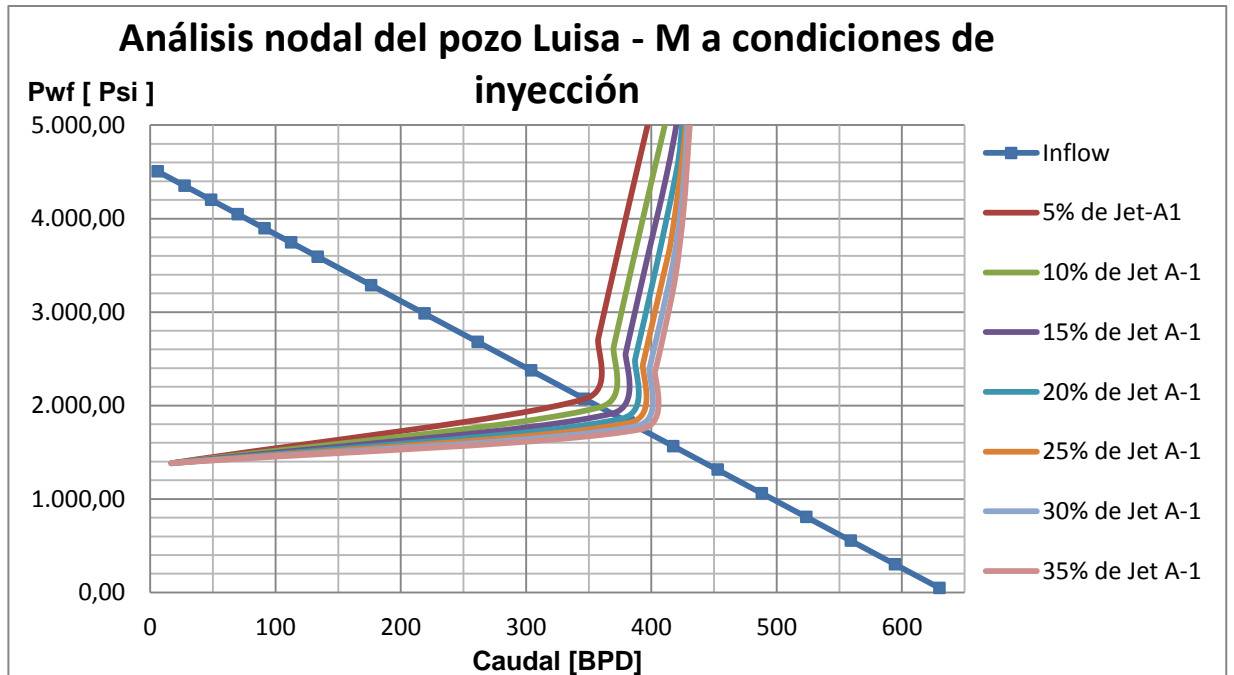


Fuente: El autor

A un porcentaje de Jet A-1 de 35% y una velocidad de la bomba de 124 RPM, se obtiene el máximo incremento de la gravedad API de la mezcla, tomando un valor aproximado de 25,5° API.

## 6.7 ANALISIS NODAL DEL POZO LUISA-M A CONDICIONES DE INYECCIÓN.

Figura No. 55: Análisis nodal del pozo Luisa-M a condiciones de inyección.



Fuente: El autor

Debido al proceso de inyección de solvente se obtiene una mayor cantidad de producción debido al aumento de la movilidad del crudo reduciendo su viscosidad dinámica.

Operando el pozo Luisa-M a una velocidad rotacional de la bomba de 124 [RPM] se tienen los caudales de producción y presión de fondo fluyendo que se muestran a continuación:

Tabla No. 22: Análisis nodal del pozo Luisa-M a condiciones de inyección.

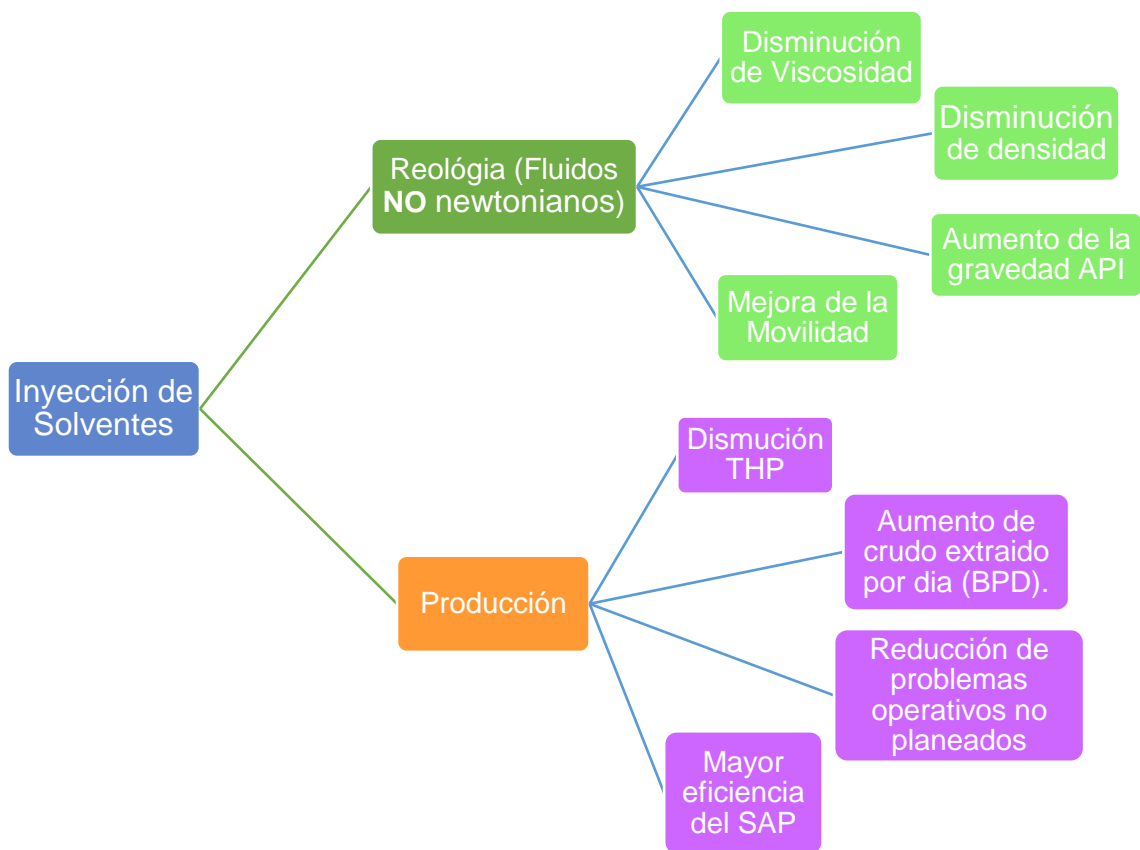
Concentración Jet-A1	Qf [ BPD ]	Pwf [ Psi ]
5%	346,7657	2.070,10
10%	359,0832	1.982,12
15%	368,6063	1.914,10
20%	376,2126	1.859,77
25%	382,4506	1.815,21
30%	387,6458	1.778,10
35%	392,0261	1.746,81

Fuente: El autor

En la tabla No. 22 es notable la relación directa entre el aumento de la producción, la concentración de diluyente y la disminución de la  $P_{wf}$  durante el proceso inyección ocasionado una mejoría de las condiciones reológicas del crudo que se evidencia en la reducción significativa de la viscosidad y densidad del crudo impactando positivamente en el torque de la bomba, reduciendo las posibilidades de daño de la misma y mejorando la eficiencia del sistema de levantamiento artificial en comparación con las condiciones mostradas durante el análisis nodal a condiciones normales, Figura 55. El mayor aporte es la mejora de la movilidad en un fluido que exhibe un comportamiento NO newtoniano, ocasionando un mayor Drop-Down, disminución de la THP y del nivel dinámico del fluido.

Los efectos de la inyección de solventes en la optimización de la producción, se pueden conceptualizar de la siguiente manera:

Figura No. 56: Efectos de la inyección de solventes en la optimización de la producción



Fuente: El autor

Con el fin de estimar la efectividad del proyecto propuesto a nivel empresarial, se realiza el análisis nodal del pozo Luisa-M, operando a bajo las características establecidas en el yacimiento, BSW de 1%, GOR de 10[scf/STB] e implementando un proceso de inyección con Jet-A1 de 52° API y concentración del 35% en volumen que presenta una concentración 80% de diluyente y 20% de producto mejorador de movilidad, con una velocidad rotacional de la bomba de 124[RPM].

Realizando un análisis comparativo entre el análisis nodal del pozo sin proceso de inyección (Figura No. 30) y el análisis nodal con el proceso de inyección (Figura No. 55), se evidencia un caudal incremental cercano a los 62 [bbl/día], una vez implementado el proceso de inyección.

A continuación, se presenta el análisis económico del proyecto con el cual se determinara su posible implementación.

Tabla No. 23. Análisis económico

Año	Flujo efectivo	Valor Presente
0	<b>-\$1.727.542,000</b>	<b>-\$1.727.542,000</b>
1	\$1.213.884,000	\$1.123.966,667
2	\$920.203,000	\$788.925,754
3	\$626.521,000	\$497.352,569
4	\$332.839,000	\$244.646,601
5	\$39.158,000	\$26.650,277

VPN	\$ 905.660,219
TIR	\$ 36,775

Interés	9,00%
---------	-------

Valor Crudo Brent	\$95,70
-------------------	---------

Fuente: El autor

El CAPEX es obtenido de la información presente en el Plan de acción de desarrollo a corto plazo Área Nororiente – Ecopetrol S.A, este valor contempla la inversión necesaria para la adecuación de la batería y el pozo Luisa-M de la siguiente manera:

- Construcción de un descargadero de Jet-A1 y crudo. (Adecuación de facilidades de superficie).
- Habilitar el tanque soldado de 1000 [Bbl].
- Construcción de un tanque con techo flotante de 2000 [Bbl].

Analizando esta inversión y tomando el precio del crudo para el día 6 de Octubre de 2014, el proyecto genera un VPN positivo y una TIR de 36,775 %.

## 7 CONCLUSIONES

La inyección de solventes en el pozo Luisa – M, es técnicamente viable ya que reduce tanto la viscosidad del fluido como la densidad y mejora la movilidad del crudo impactando la producción de manera positiva con un incremento en la tasa por día aproximado al 19% . Lo anterior genera una tasa interna de retorno (TIR) cercana al 37% haciendo atractiva la inversión para la empresa operadora ECOPETROL S.A. estableciendo así su viabilidad económica.

Las pruebas de laboratorio constituyen una parte importante en el análisis de resultados, ya que permite corroborar que la simulación realizada tiene concordancia con el comportamiento que exhibe el crudo naturalmente, el cual se ajusta a un modelo de fluido No newtoniano careciendo de una relación directamente proporcional entre el esfuerzo cortante y la deformación que se produce en el fluido al ser desplazado.

El diluyente seleccionado (Jet-A1) ocasiona efectos directos en el caudal producido y la gravedad API del crudo, que en conjunto con la cercanía de la batería de producción del mismo permite inferir que su escogencia fue apropiada técnica y económicamente.

La viscosidad de la mezcla como parámetro primordial de estudio, es reducida considerablemente al aumentar las variables independientes, la gravedad API del Jet-A1, el BSW (hasta un valor de 10%), el GOR, la frecuencia de la bomba (velocidad superiores a 104 RPM) y omitiendo porcentajes de diluyente superiores al 30% en volumen ya que ocasionan mínimos efectos en la mezcla.

El aumento de producción está sujeto a la variación de la gravedad API del Jet A-1, la concentración en volumen del diluyente menor al 30%, el aumento del GOR, la disminución del BSW y la variación de la bomba que genera una relación directa a medida que se incrementa. Lo anterior para un porcentaje de diluyente fijo.

La reducción de la densidad de la mezcla está relacionada con el aumento de la gravedad API del Jet A-1, la disminución del BSW, el aumento de la frecuencia de la bomba y respecto al GOR la reducción tiende a ser progresiva para valores menores de 100[scf/STB], constante para valores superiores a [100 scf/STB] entre 0 – 30% de volumen del diluyente, y mayor para valores de 100[scf/STB] en concentraciones del diluyente superiores a 30% en volumen.

El aumento de la gravedad API de la mezcla está relacionado con el aumento de la gravedad API de Jet A-1, la disminución del BSW, el aumento de la frecuencia de la bomba y respecto al GOR el aumento tiende a ser progresivo para valores menores de 100[scf/STB], constante para valores superiores a [100 scf/STB] entre 0 – 30% de volumen del diluyente, y mayor para valores de 100[scf/STB] en concentraciones del diluyente superiores a 30% en volumen. El incremento total de la gravedad API fue de 12,9 °API, pasando de una gravedad de 13,6°API (API crudo original) a un valor de 26,5 °API.

En base del análisis de resultados realizado, las condiciones más óptimas para favorecer la producción en el pozo Luisa-M son: un porcentaje de diluyente entre el 20% - 35% en volumen y una concentración de 80% de Jet-A1 y 20% de producto mejorador de movilidad, una gravedad API de 52° para el diluyente, un GOR de 100[scf/STB], un BSW de 1% y una velocidad rotacional de la bomba de 124[RPM].

## **8 RECOMENDACIONES**

Se recomienda la investigación del efecto que tendría considerar en la simulación, los efectos fluido (yacimiento) – fluido (inyectado), teniendo en cuenta las interacción químicas ocurrentes que pueden dar origen a una precipitación de asfaltenos, ocasionando principalmente problemas de depositación en el pozo y en la líneas de transporte.

Por otra parte, se cuenta con la ejecución de este proyecto en la actualidad y ha dado excelentes resultados, se plantea la posibilidad de realizar una confrontación entre lo ocurrente en campo y lo simulado, con el fin de analizar la veracidad del procedimiento.

## BIBLIOGRAFIA

- Barger Mark W., Schobert Harold H. "VISCOSITY REDUCTION IN EXTRA HEAVY CRUDE OILS", The energy Institute, Laboratory for Hydrocarbon Process Chemistry.
- Bruno Thomas J., Smith Beverly L. "IMPROVEMENTS IN THE MEASUREMENT OF DISTILLATION CURVES.4. APLICACION TO THE AVIATION TURBINE FUEL JET-A.", Industrial and Engineering Chemistry Research. Publicado el 6 de Diciembre de 2006.
- Carrillo Jesús Alirio, Corredor Laura Milena. "UPGRADING OF HEAVY CRUDE OILS: CASTILLA". Fuel Processing Technology. Publicado el 12 de Octubre de 2012.
- Chang Jeannine., Ivory John. "FIELD SCALE SIMULATION OF CYCLIC SOLVENT INJECTION (CSI).", SPE. Publicado 14 de Junio de 2012.
- Cañaza Diaza Edit, Guarín Borrero Jorge Andrés. "CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA Y CROMATOGRFÍA DE LOS CORTES DE ROCAS Y GACES PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN VILLETA ARENISCA N DERIVADOS DEL PROYECTO DE PERFORACIÓN KOEMBY 05, DESARROLLADO EN LA CUENCA CAGUAN-PUTUMAYO, MEDIANTE EL METODO DE LOS TRAADOS DE RELACIONES PIXLER.", Bucaramanga, 2014, 449 p. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.
- Gateau P., Hénaut I., Barré L., Arqillier J.F. "HEAVY OIL DILUTION", Oil & Gas Science and Technology. Vol 59. 2004. Pág. 503-509.
- Hernández Pérez, César Gabriel. "EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE DILUCIÓN DE CRUDO PESADO PARA SU TRANSPORTE ENTRE LAS ESTACIONES SDN-1 Y BUEF-2, DISTRITO SUR SAN TOMÉ". Venezuela. 2006. Tesis de pregrado. Universidad del Oriente.

- Mamdouh T. Ghannam, Shadi W. Hasan, Basim Abu-Jdayil, Nabil Esmail." RHEOLOGICAL PROPERTIES OF HEAVY & LIGHT CRUDE OIL MIXTURES FOR IMPROVING FLOWABILITY". Journal of Petroleum Science and Engineering. Publicado el 4 de Junio de 2012.
- Martínez Palou Rafael, Mosqueira María de Lourdes, Zapata Beatriz – Rendón, Elizabeth Mar-Juárez, César Bernal - Huicochea." TRANSPORTATION OF HEAVY AND EXTRA HEAVY CRUDE OIL BY PIPELINE: A REVIEW". Journal of Petroleum Science and Engineering. Publicado el 26 de Noviembre de 2010.
- Norma D97 – 11,"STANDARD TEST METHOD FOR POUR POINT OF PETROLEUM PRODUCTS". ASTM.
- Parkash, Surinder. PETROLEUM FUELS MANUFACTURING HANDBOOK, Chicago: McGraw-Hill, 2010. 463 p.
- Prada Carlos, Arenas Flaminio, González Javier, Chinchilla César, Cotes Esperanza de Jesús, Rodríguez Carolina."OPTIMIZATION OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP ARTIFICIAL LIFT SYSTEM FOR EXTRAHEAVY OILS THROUGH AN ANALYSIS OF BOTTOM DILUTION SCHEME.", Ciencia, tecnología y futuro. Publicado 17 de Febrero de 2010.
- Reena George, Ahmed Elgibaly, Ali Elkamel."USE OF A NOVEL SURFACTANT FOR IMPROVING THE TRANSPORTABILITY / TRANSPORTATION OF HEAVY/VISCOUS CRUDE OIL". Journal of Petroleum Science and Engineering. Publicado el 14 de Diciembre de 2003.
- R. Altoé, M.C.K. de Oliveira, H.E. Lopes, C. Texeira, L.C.M. Cirilo, E.F. Lucas, G.Gonzalez. "SOLUTION BEHAVIOR OF ASPHALTIC RESIDUES AND DEASPHALTED OIL PREPARED BY EXTRACTION OF HEAVY OIL". Colloids and surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. Publicado el 13 de Enero de 2014.
- R.B. Zhao, G.Q. Tang, A.R. Koscek." MODIFICATION OF HEAVY-OIL RHEOLOGY VIA ALKALINE SOLUTIONS". Journal of Petroleum Science and Engineering. Publicado el 1 de Marzo de 2013.

- Saniere, A, Hénaut, I, and Argillier, J-F."PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OILS, A STRATEGIC, ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CHALLENGE".Oil & Gas Science and Technology. Vol 59. 2004. Pág. 455-466.
- Shadi W. Hasan, Mamdouh T. Ghannam, Nabil Esmail."HEAVY CRUDE OIL VISCOSITY REDUCTION AND RHEOLOGY FOR PIPELINE TRANSPORTATION". Fuel. Publicado el 5 de Enero de 2010.

# ANEXOS

## ANEXO A: Especificaciones técnicas bomba PCP 300TP2400

Figura No. 57: Especificaciones técnicas bomba PCP300TP2400



17 rue Ernest Laval - BP 35 - 92173 Vanves Cedex France  
Tel (33) 1 45 08 15 15 - Fax (33) 1 41 08 15 99  
http // www.pcmpompes.com - Email oil@pcmpompes.com

**PCM MOINEAU OILFIELD**

### Specifications 300 TP 2400

ISO 300/24

ROTOR			PUMP ASSEMBLY		
TOTAL LENGTH	12.210 m	40' 0.7"	Nb OF STAGES (2)	30	
LENGTH OF HELIX	11.990 m	39' 4.05"	HEAD CAPABILITY	2400 m	7800 ft
CREST TO CREST DIAM	57 mm	2.24"	DISPLACEMENT	420 cc	
(1)	57.5 mm	2.26"	CAPACITY PER RPM	0.604m3/d	3.80 bpd
HEAD DIAM (1)	1 9/16" API	1 1/8" rod	VOLUME AT 500 RPM	302 m3/d	1900 bpd
THREAD			O.D.	120 mm	4.72"
STATOR			STOP BUSHING		
Nb OF ELEMENTS	4		STAND-OFF LENGTH	0.3 m	1 ft
LENGTH	11.649 m	38' 2.62"			
O.D.	120 mm	4.72"			
THREADS	4" NU male				

(1) Largest of the two is rotor O.D.  
(2) Stage defined as equivalent to one pitch length of stator.

COMPATIBILITY PUMP - ROD - TUBING			
Tubing size Max. weight Min. I.D.	Rod size and Type of lower coupling	Radial clearance between tubing and rod - rotor connection	Requirement for tubing - stator connection
3" 1/2 9.30 lbs/ft 76.0 mm 2.99"	1 1/8" std  1" std	  négative	4" NU x 4" pup joint and one 4" NU x 3 1/2" EUE cross over
4" 9.5 lbs/ft 90.1 mm 3.56 in	1 1/8" std	5.4 mm 13/64"	

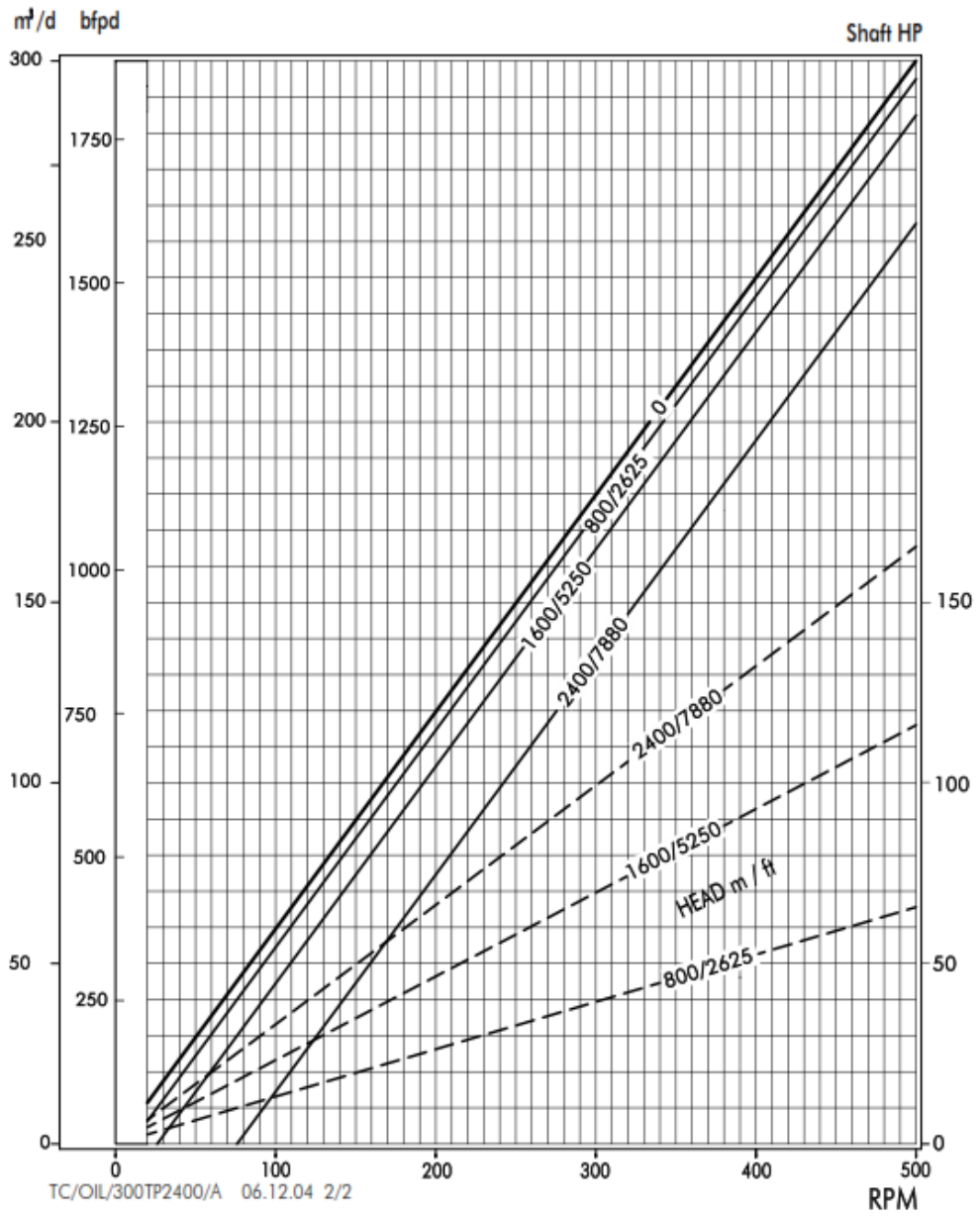
Important recommendation : never use a rod centralizer at top of rotor.

TC/OIL/300TP2400/A 06.12.04 1/2

Figura No. 57: Especificaciones técnicas bomba PCP300TP2400



## Performance chart 300 TP 2400



Fuente: PCM.

## ANEXO B: Especificaciones técnicas bomba PCP 400 60E2400

Figura No. 58: Especificaciones técnicas bomba PCP400 60E2400

 17 rue Ernest Laval - BP 35 - 92173 Vanves Cedex France Tel (33) 1 41 08 15 15 - Fax (33) 1 41 0815 90 Http://www.pcm.eu E-mail pcm@pcm.eu		PCM Moineau™
Specifications		60E2400
<b>Performance</b>		
Nominal capacity	0.61 m3/d/rpm	3.8 bpd/rpm
Validated capacity	0.58 m3/d/rpm	3.6 bpd/rpm
Pressure rating	240 bars	3500 PSI
Pressure per cavity	6.3 bars	90 PSI
Number of engaged cavities	38	
Minimum and maximum speed	50/500 rpm	Depending on application
Maximum pump intake free gas	50%	99 % with HRPCP
<b>Stator Specifications</b>		
End Connection	4"NUE	Pin / Pin
Stator Outside Diameter	109 mm	4.29 "
Number of elements	4	
Stator length	11.526 m	37 ' 10.2 "
Stator weight	358 kg	788 lbs
<b>Rotor Specifications</b>		
End Connection	1"1/8	Pin
Total length	12.210 m	40 ' 1.2 "
Length of helix	11.990 m	39 ' 4.5 "
Rotor weight	138 kg	304 lbs
Rotor major diameter	57.0 mm	2.24 "
Rotor minor diameter	38.0 mm	1.50 "
Head diameter	57.2 mm	2.25 "
Rotor coating type	Chromium	
Rotor coating thickness		Information upon request
<b>Compatibility</b>		
Minimum tubing size	3"1/2	
Recommended pup joint	4"	
Minimum casing size	6"5/8	
<b>ISO 15136-1 Compliance</b>		
Design grade	V2	V1 upon request
Quality grade	Q2	Q1 upon request

Rev. 0

Fuente: PCM

Figura No. 58: Especificaciones técnicas bomba PCP400 60E2400

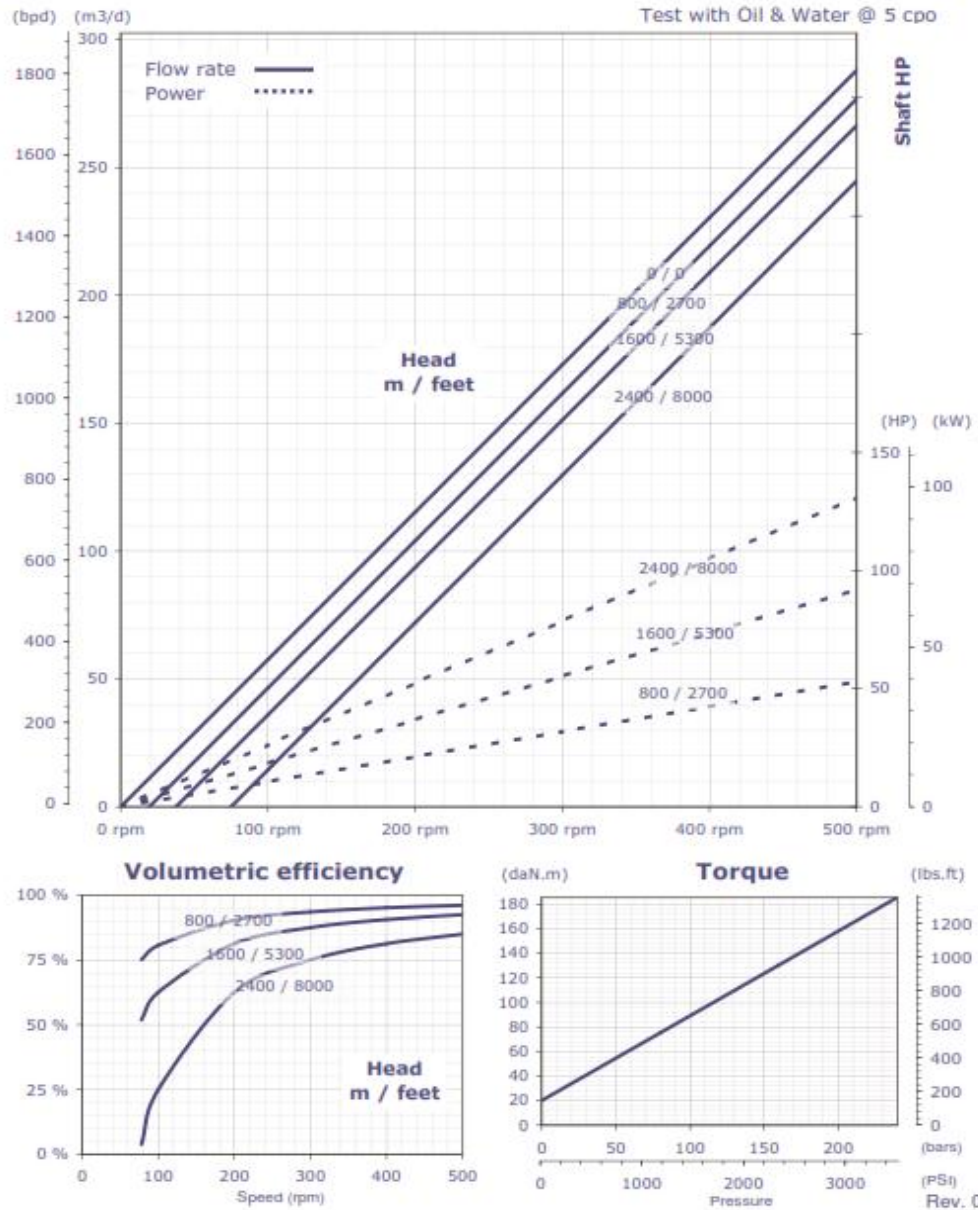


17 rue Ernest Laval - BP 35 - 92173 Vanves Cedex France  
 Tel (33) 1 41 08 15 15 - Fax (33) 1 41 08 15 99  
 http://www.pcm.eu E-mail pcm@lges@pcm.eu

PCM Moineau™

Performance chart

60E2400



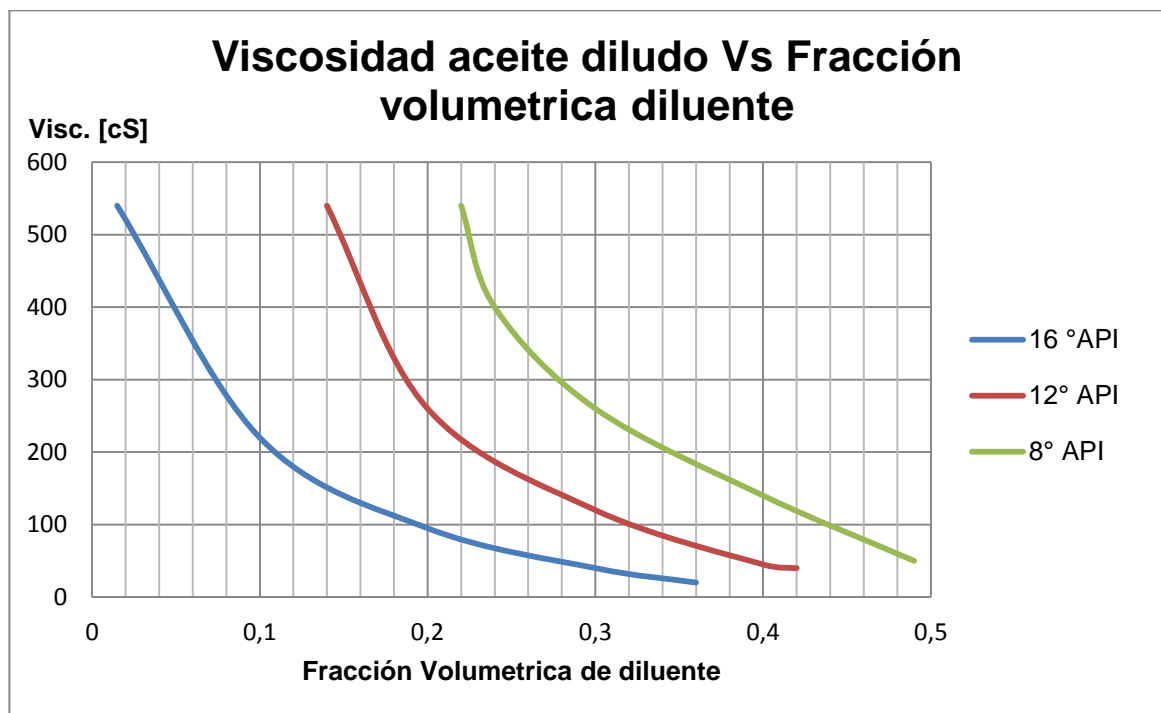
Fuente: PCM

**ANEXO C:** Comportamiento de la viscosidad del aceite diluido en relación con la fracción en volumen del diluyente.

Según, Guevara, E. et al, la relación existente entre la viscosidad del aceite diluido y la fracción en volumen del diluyente es de forma exponencial, causal que hace al método de inyección de solvente un proceso eficiente.

Este comportamiento estará en función de las variables independientes definidas: Gravedad API del JET A1, BSW, GOR y velocidad de la bomba.

Figura No. 59: Viscosidad del aceite diluido Vs Fracción en volumen del diluyente, respecto a la gravedad API del mismo.

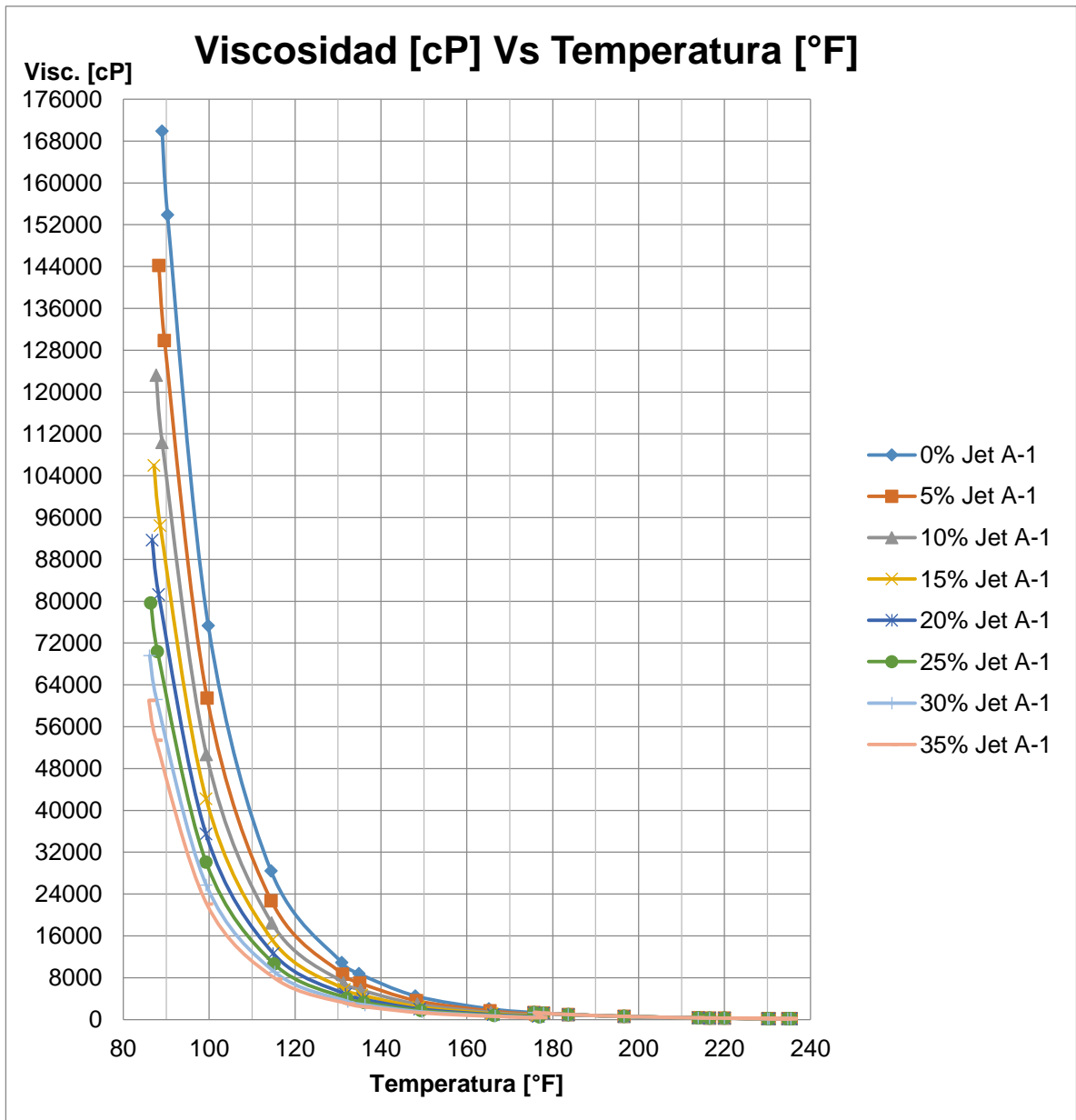


Fuente: Saniere, A, Hénaut, I, and Argillier, J-F."PIPELINE TRANSPORTATION OF HEAVY OILS , A STRATEGIC, ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CHALLENGE".Oil & Gas Science and Technology. Vol 59. 2004. Pág. 455-466

A continuación se muestra el perfil de viscosidad Vs temperatura durante el proceso de inyección, en función de la cantidad de diluyente inyectado y cada de

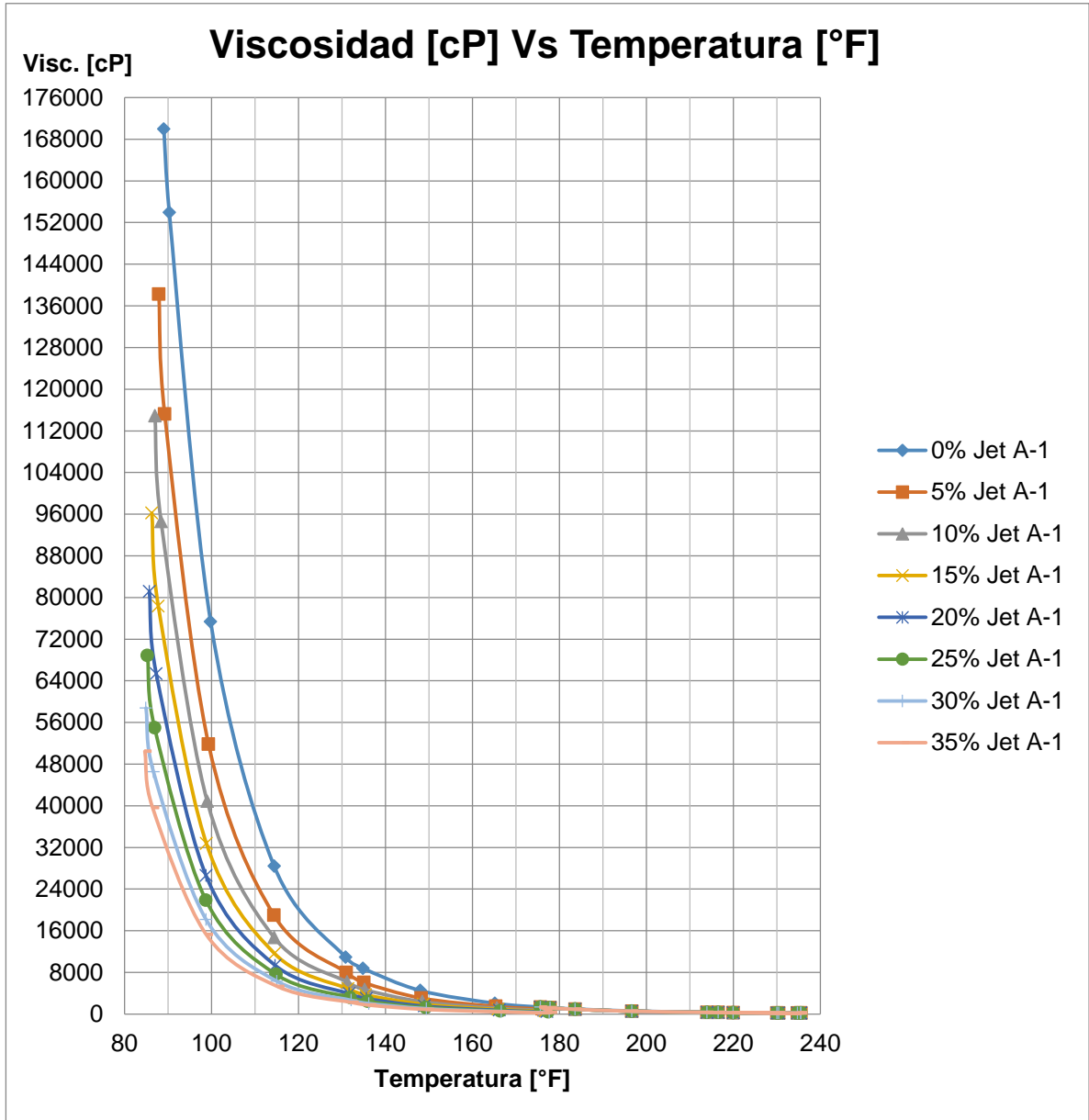
una las variaciones planteadas para las variables independientes, lo que apoyara la teoría de Guevara, E. et al, y mostrara un correcto ajuste y comportamiento de la viscosidad según sea el caso.

Figura No. 60: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una gravedad API del diluyente de 36°.



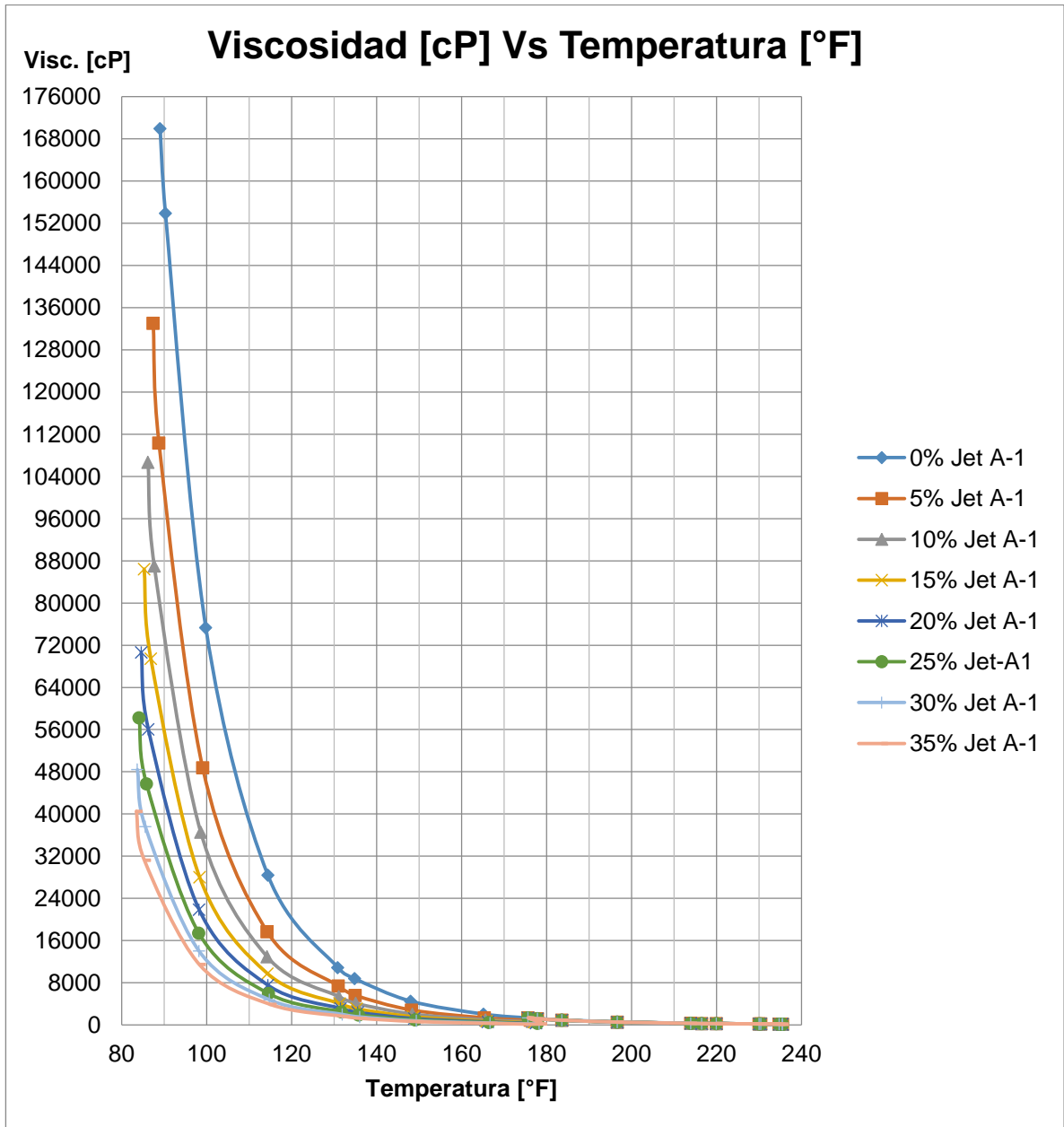
Fuente: El autor

Figura No. 61: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una gravedad API del diluyente de 44°.



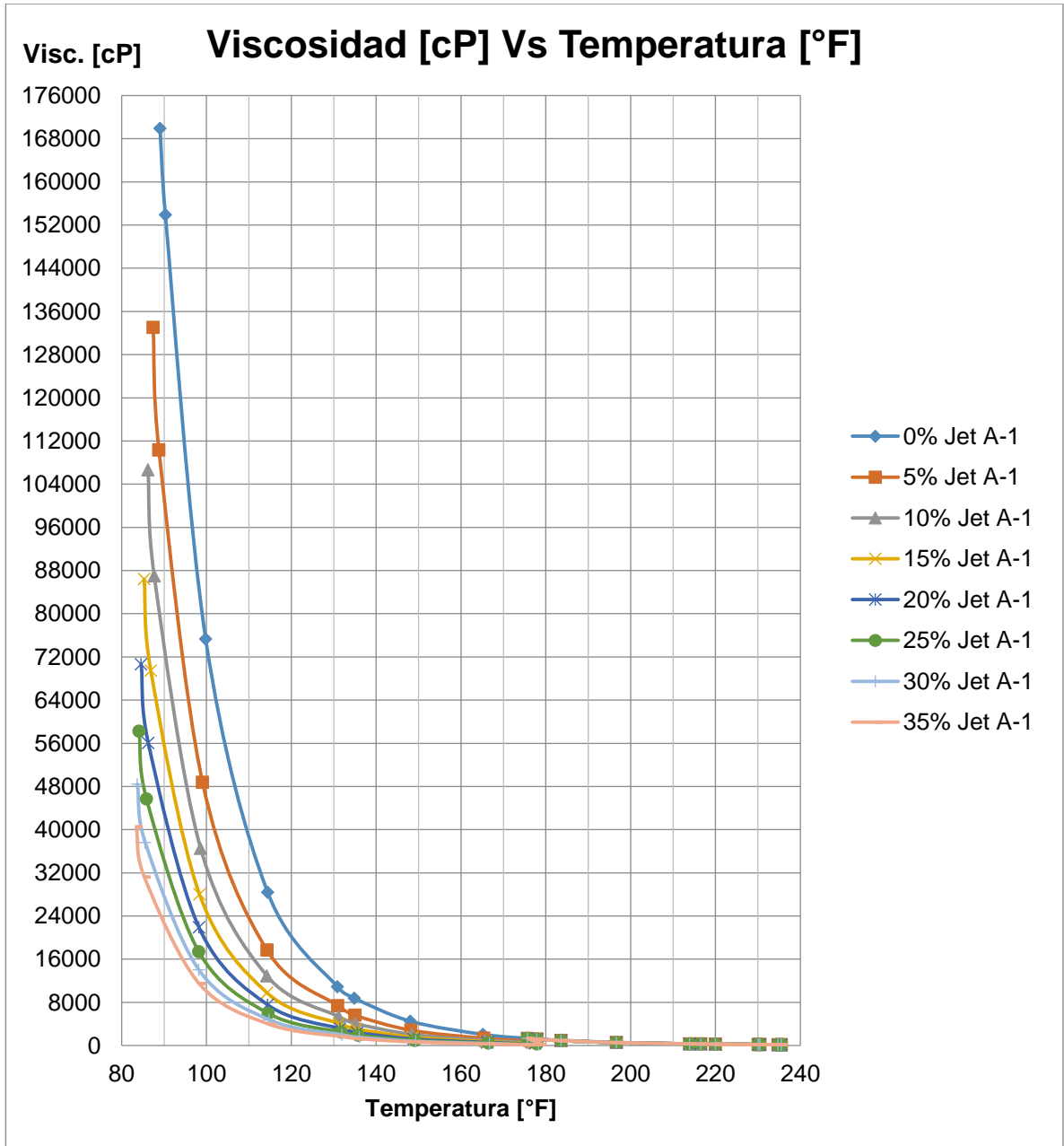
Fuente: El autor

Figura No. 62: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una gravedad API del diluyente de 52°.



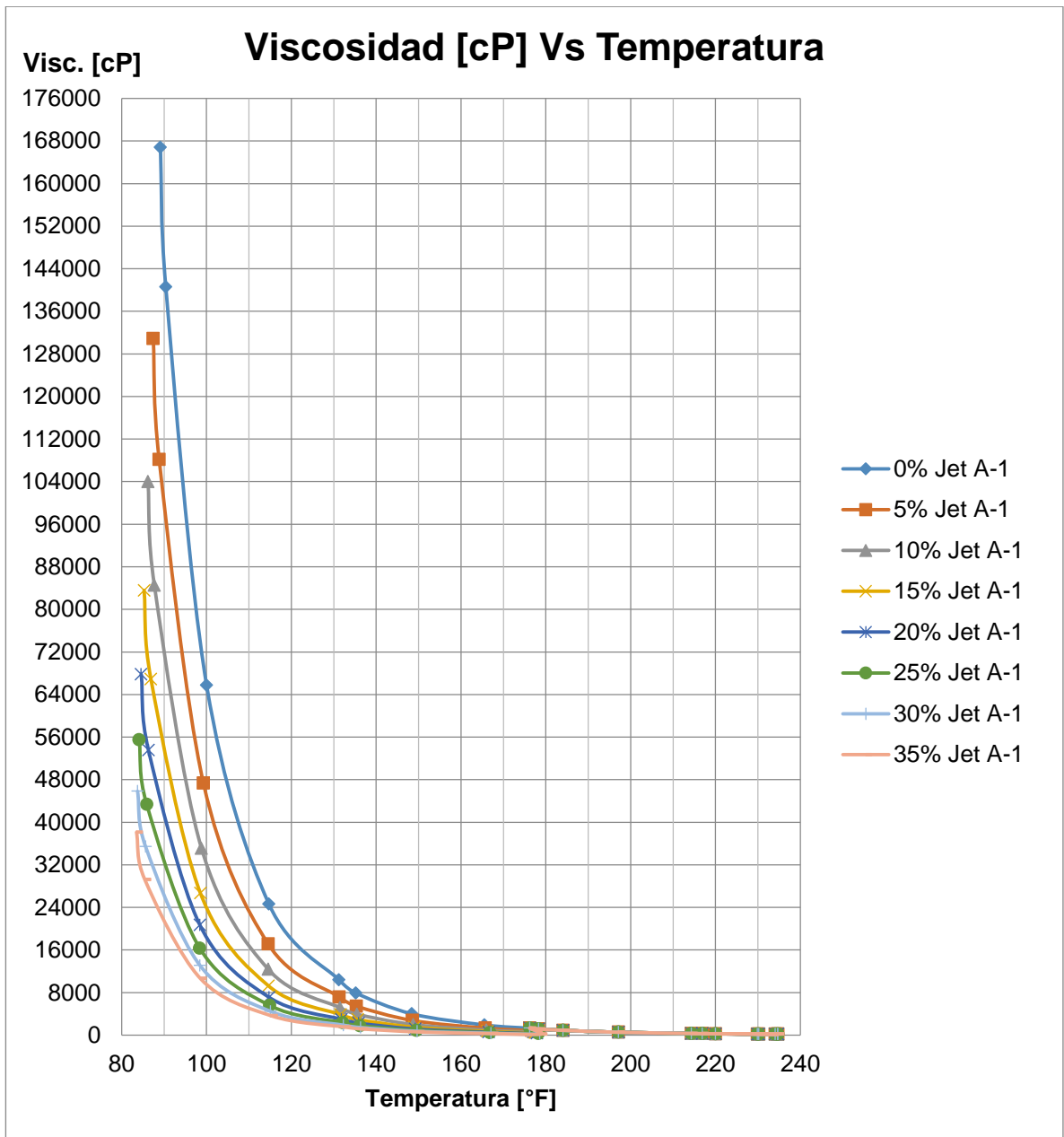
Fuente: El autor

Figura No. 63: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 1%.



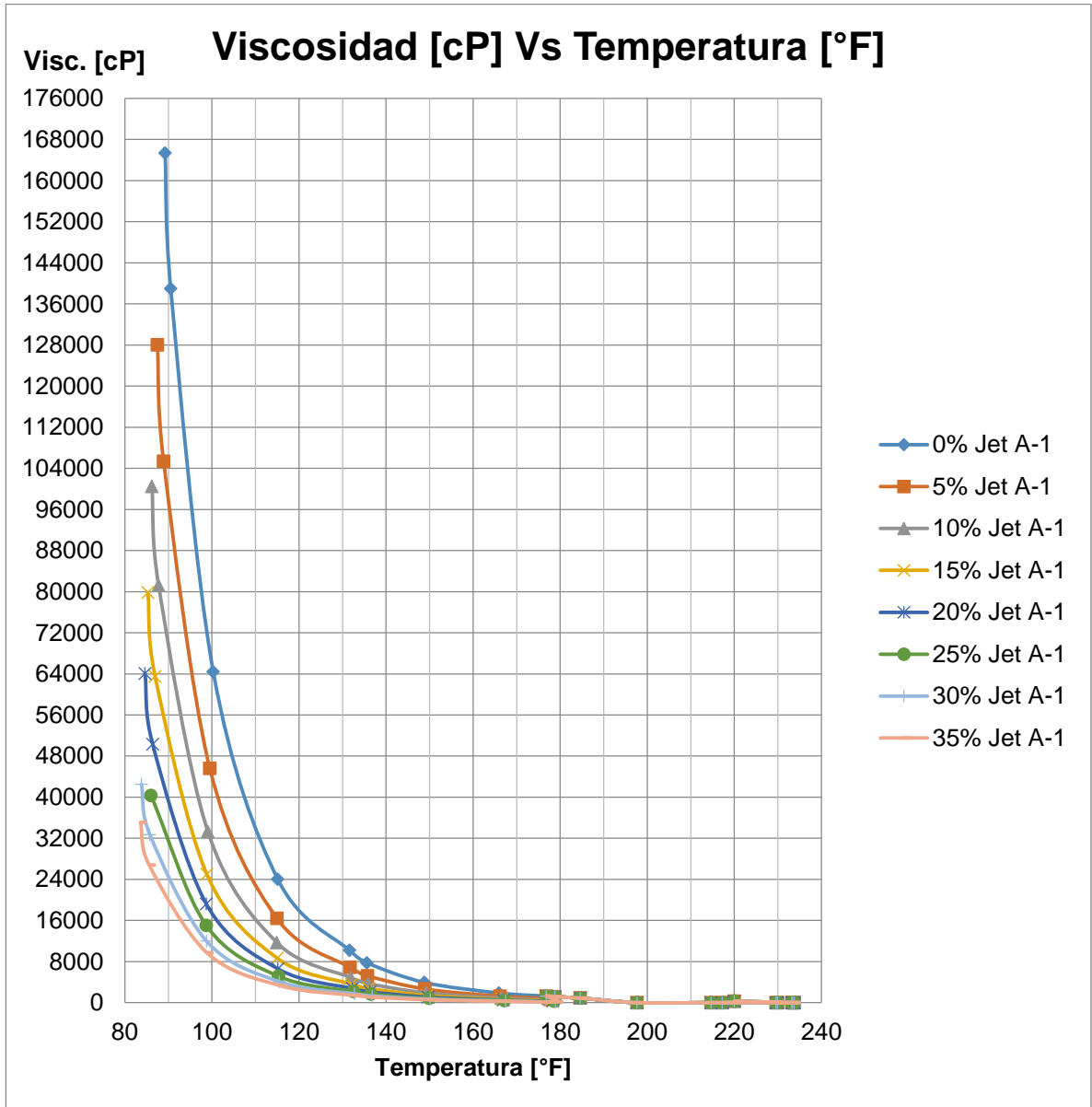
Fuente: El autor

Figura No. 64: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 5%.



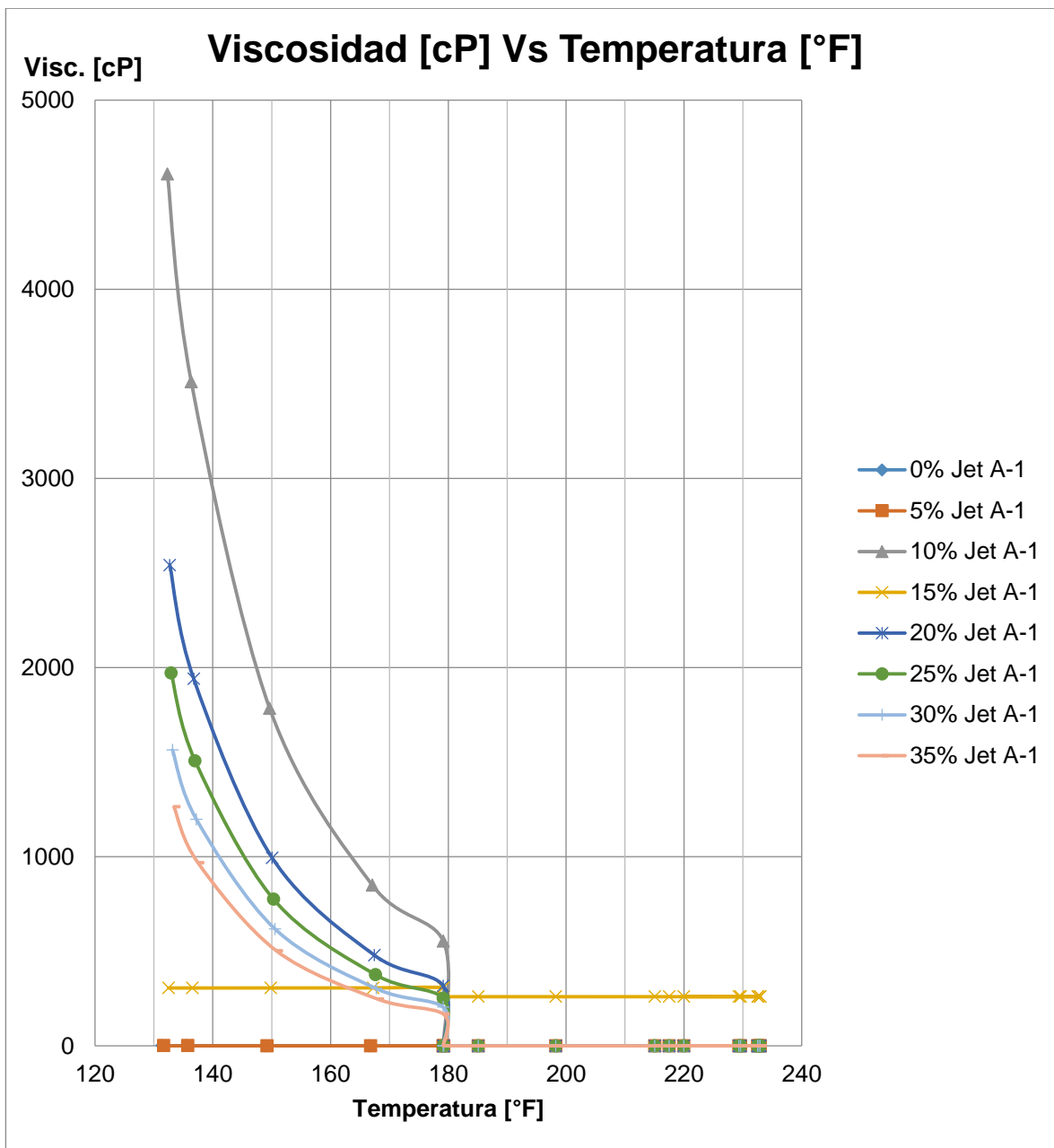
Fuente: El autor

Figura No. 65: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 10%.



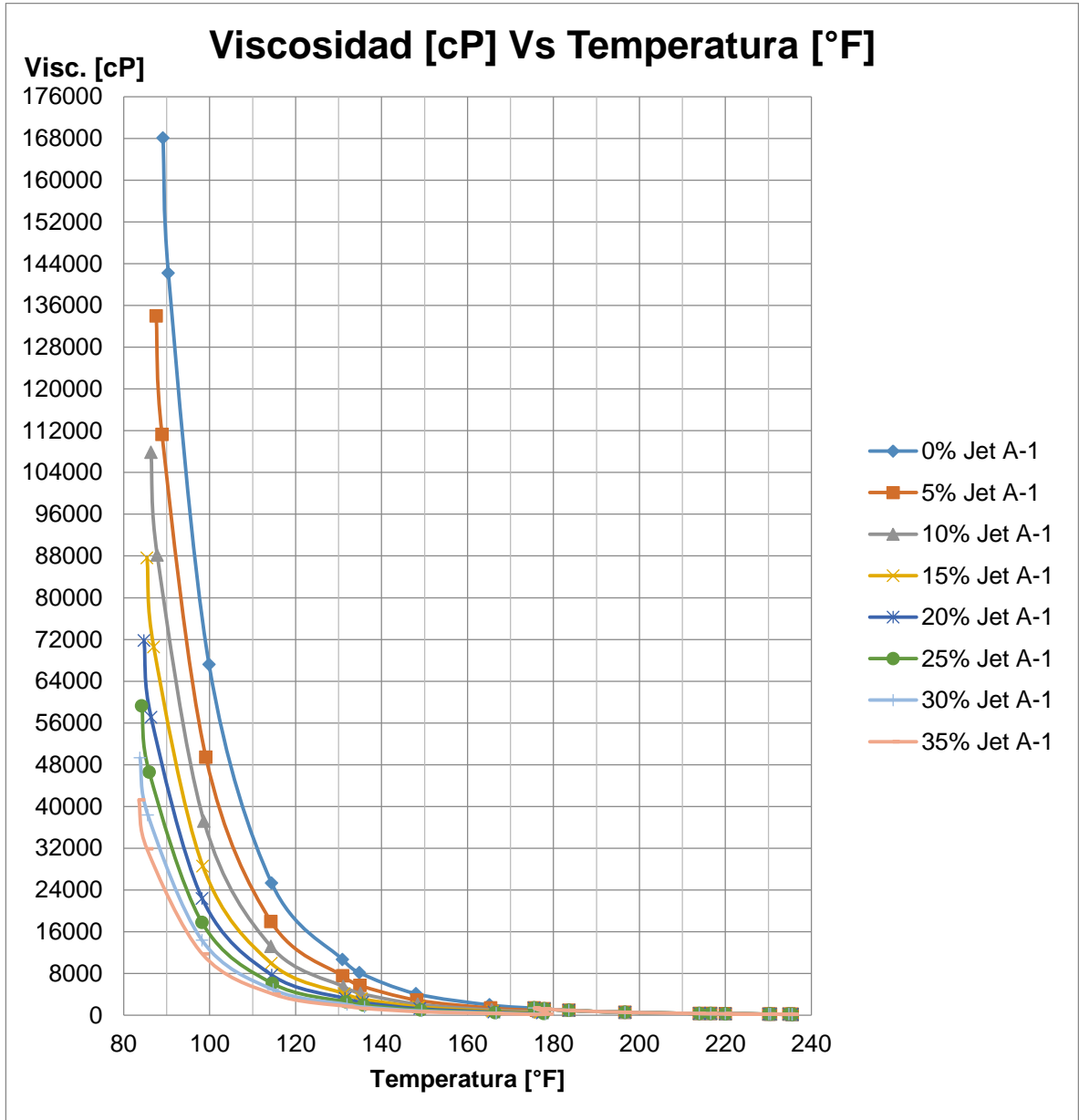
Fuente: El autor

Figura No. 66: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un BSW de 15%.



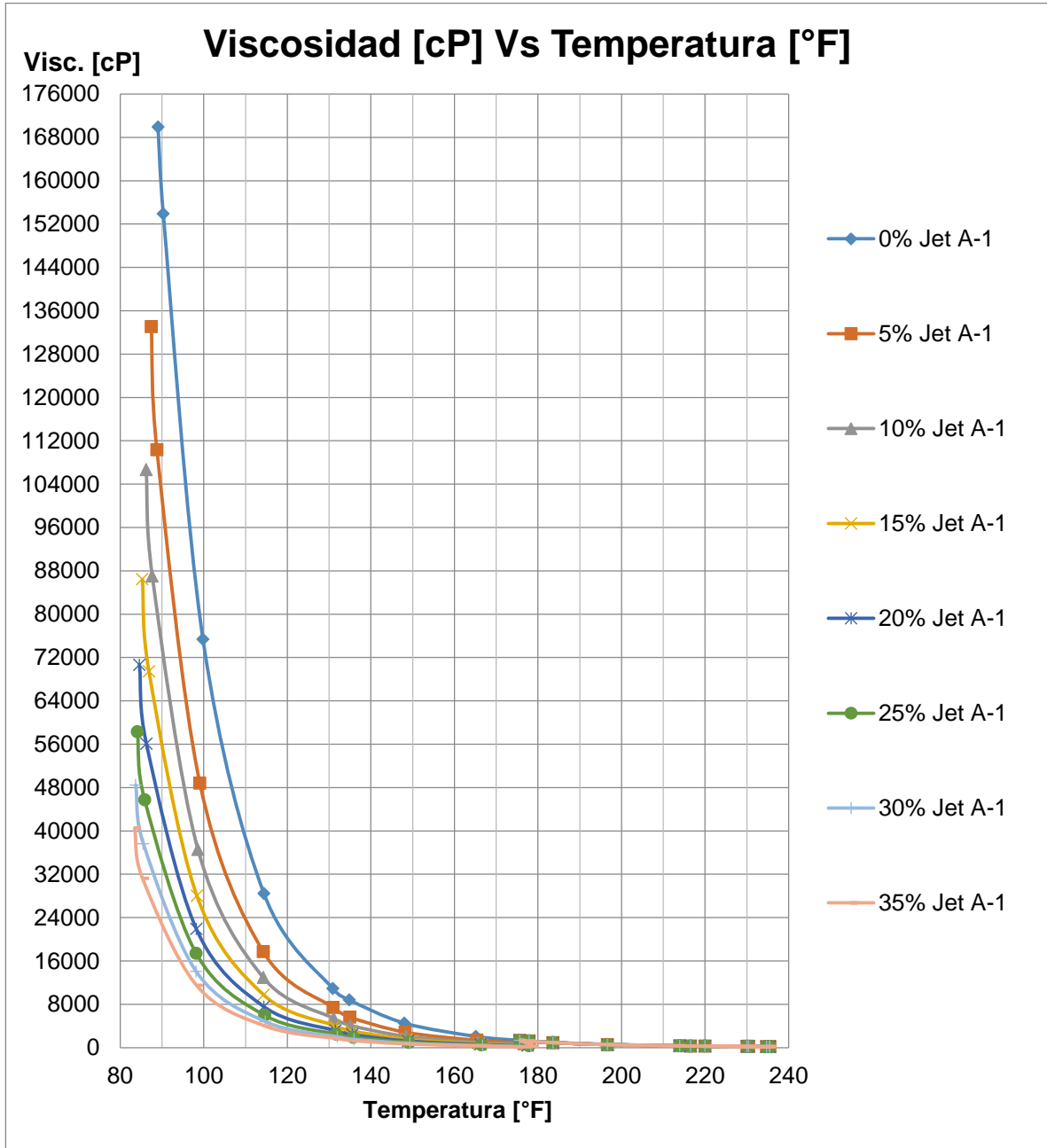
Fuente: El autor

Figura No. 67: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR de 5%.



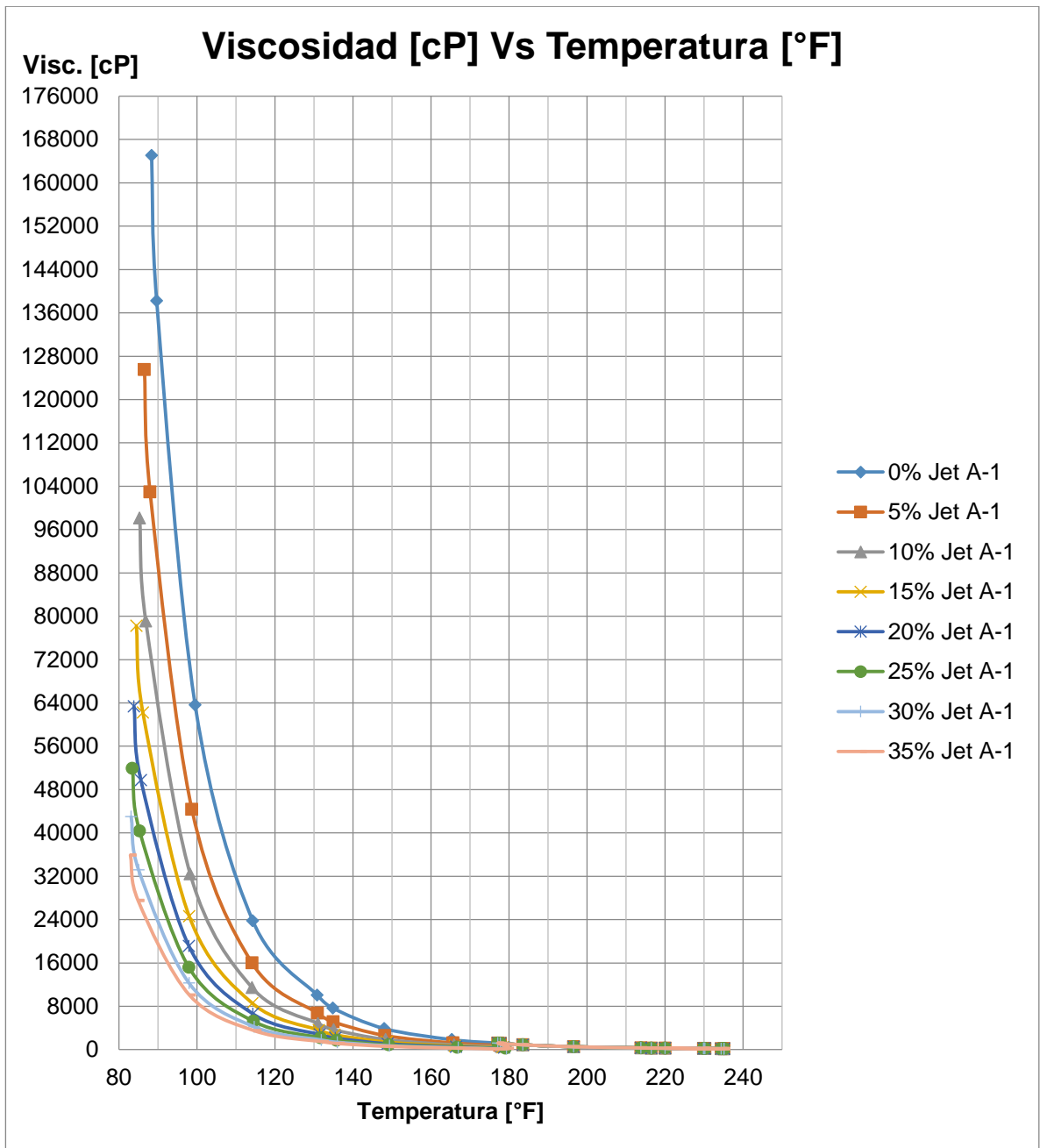
Fuente: El autor

Figura No. 68: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR de 10%.



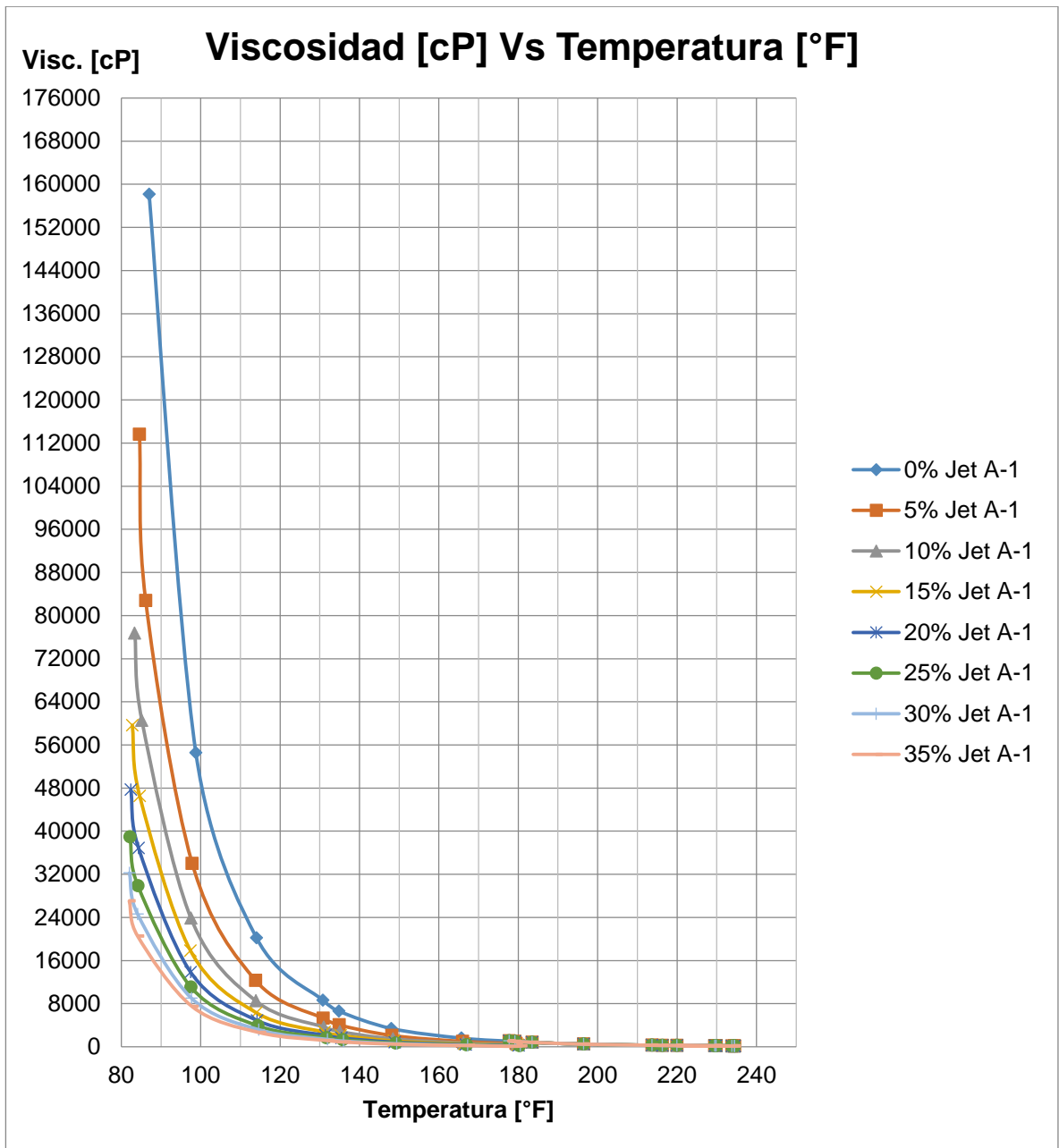
Fuente: El autor

Figura No. 69: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR de 40%.



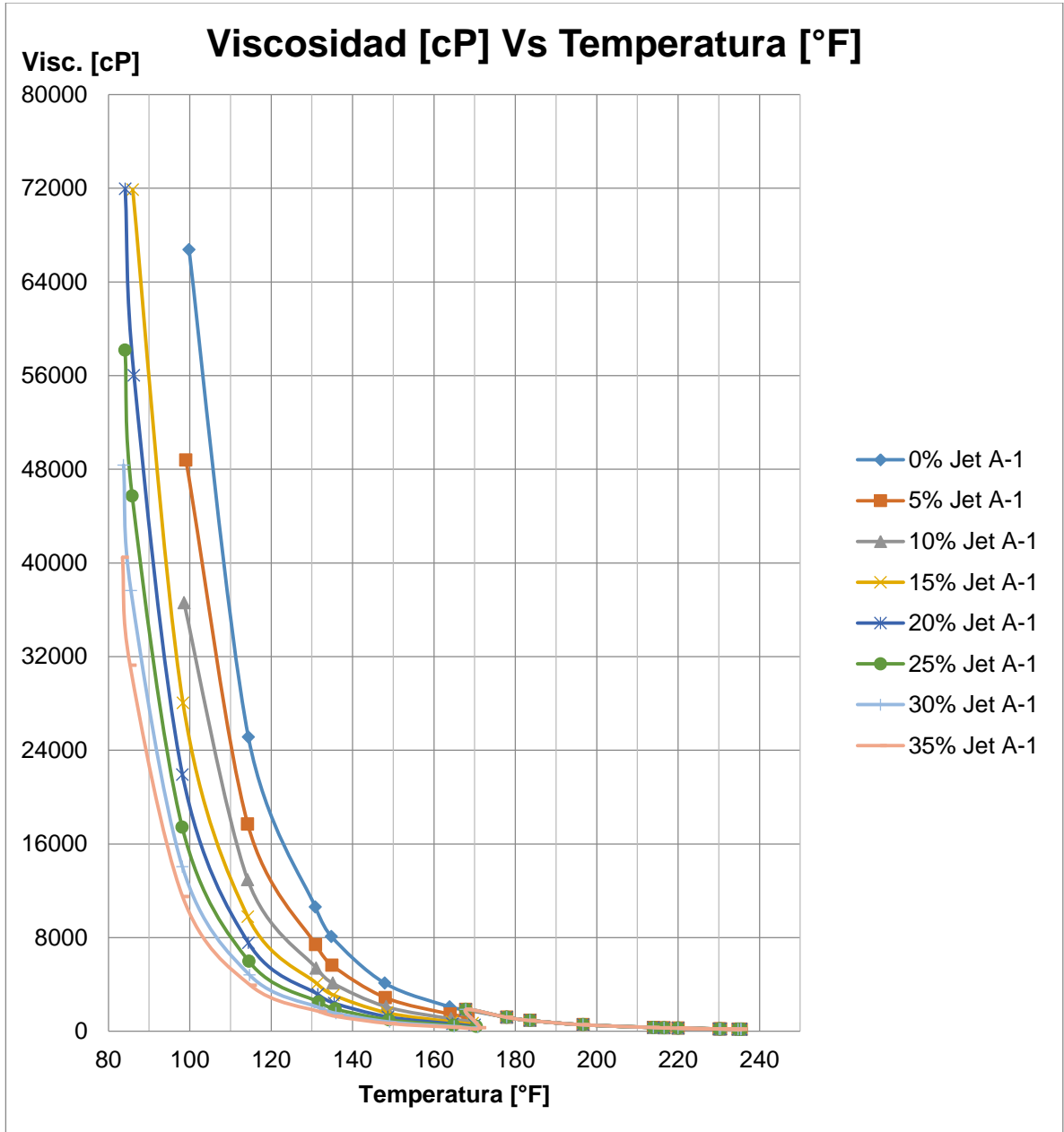
Fuente: El autor

Figura No. 70: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a un GOR de 100%.



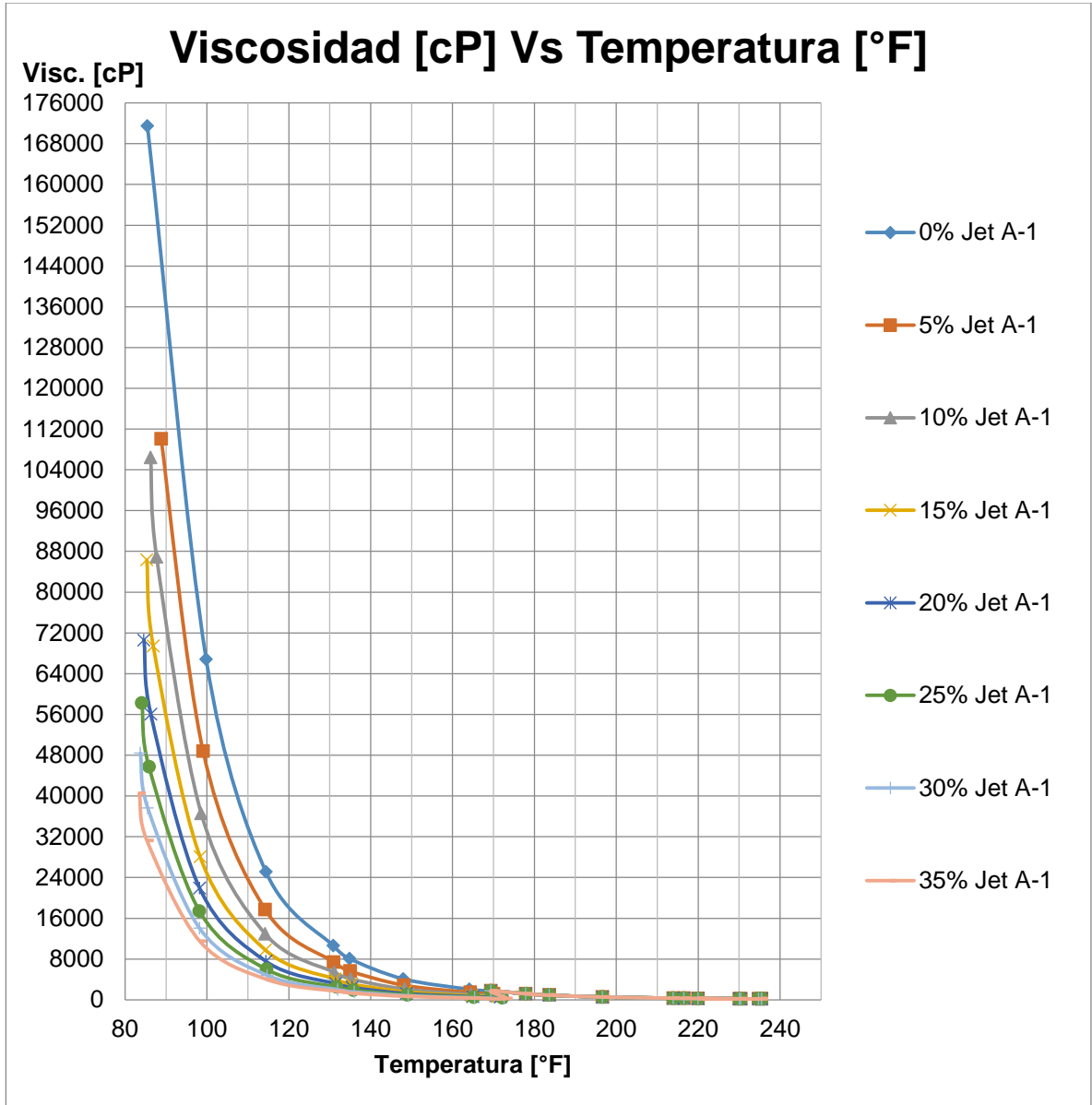
Fuente: El autor

Figura No. 71: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de bomba de 94 RPM.



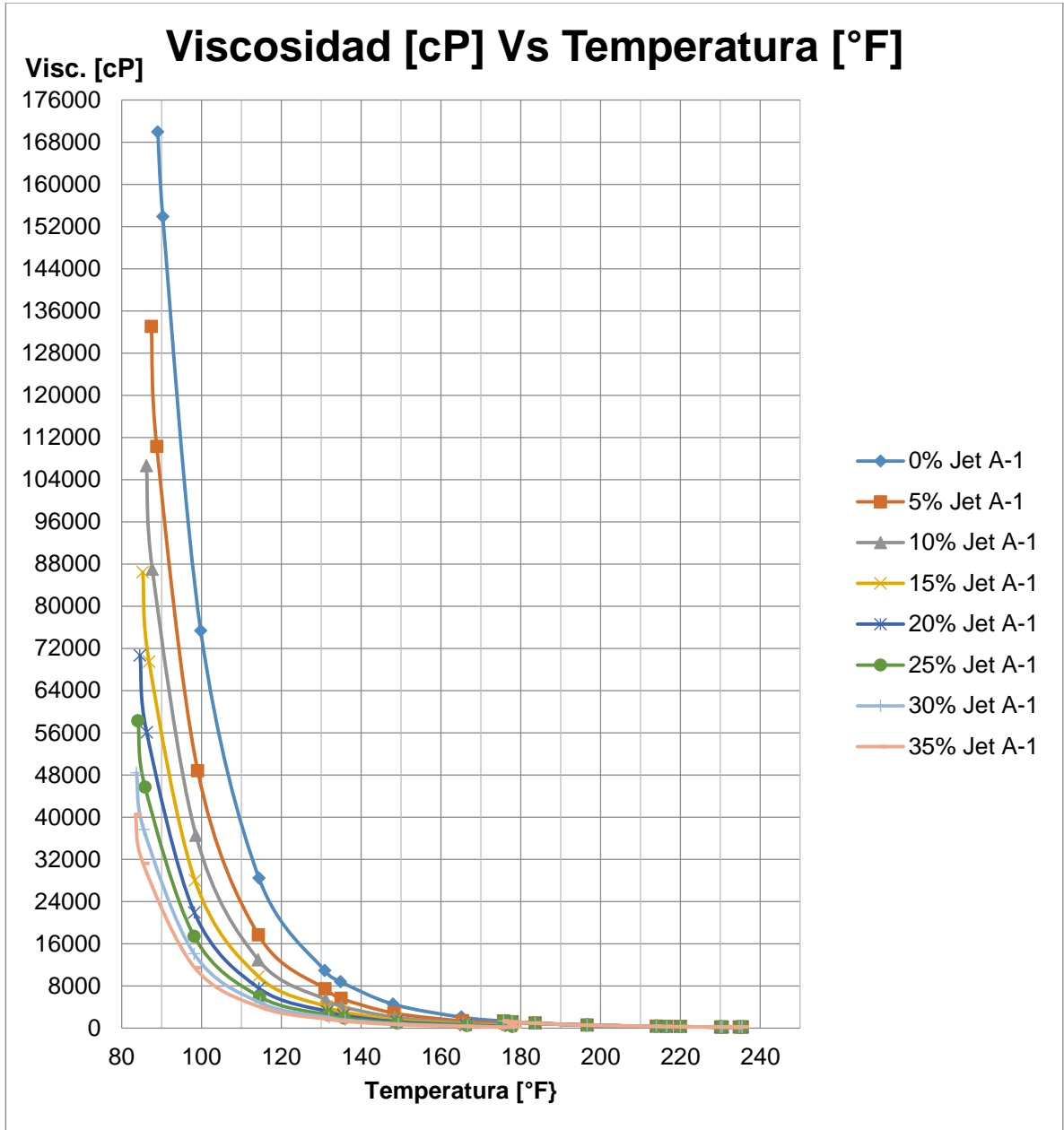
Fuente: El autor

Figura No. 72: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de bomba de 104 RPM.



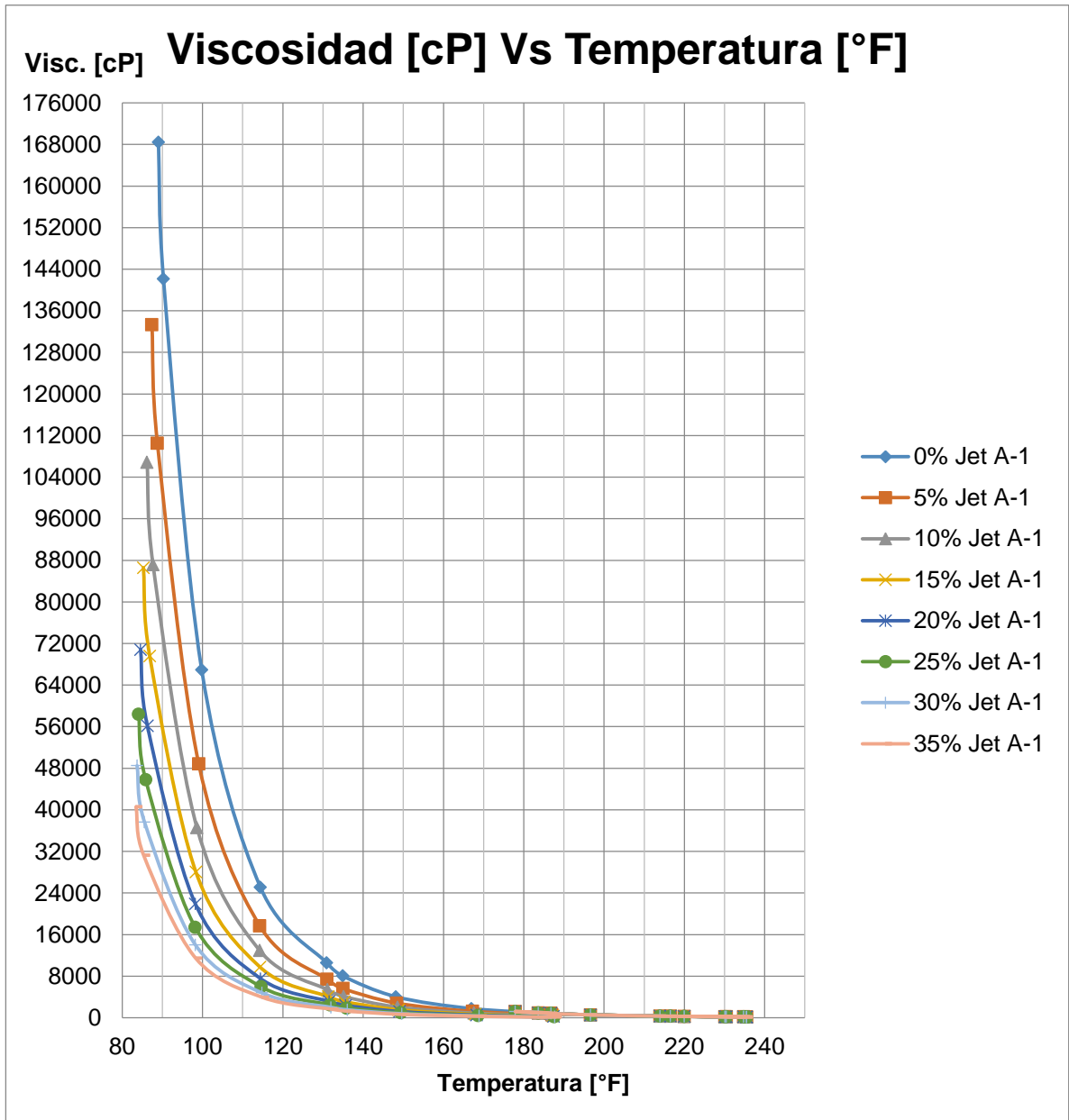
Fuente: El autor

Figura No. 73: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de bomba de 114 RPM.



Fuente: El autor

Figura No. 74: Viscosidad del aceite VS Porcentaje de Jet A-1, respecto a una velocidad de bomba de 124 RPM.



Fuente: El autor