



**FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTE EN FONDO DE POZO.
APLICACIÓN CRUDO JAZMÍN.**

HELENA PATRICIA PATARROYO LEÓN

Código: 2093270

ANA MILENA CASTAÑEDA VILLAMARIN.

Código: 2092290

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014



**FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTE EN FONDO DE POZO.
APLICACIÓN CRUDO JAZMÍN.**

HELENA PATRICIA PATARROYO LEÓN

Código: 2093270

ANA MILENA CASTAÑEDA VILLAMARIN.

Código: 2092290

**Trabajo de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR:

CESAR AUGUSTO PINEDA.

Ingeniero de Petróleos, MS.c

CODIRECTOR:

JUAN GABRIEL PINEDA.

Ingeniero de Petróleos.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
BUCARAMANGA**

2014



DEDICATORIA

A Dios, por ser mi soporte, mi guía, mi fuente de tranquilidad y llenar mi vida de bendiciones.

A mis Padres, por hacer de mí la persona que soy, por apoyarme incondicionalmente, por llenar mi vida de amor y ser mi más grande motivación.

A Jack, por su amistad incondicional y su cariño sincero.

A mis amigos UIS, porque son mi segunda familia, gracias a ustedes este proceso está lleno de gratos recuerdos.

Helena Patricia Zatarroyo León



DEDICATORIA

A Dios, por brindarme sabiduría, fortaleza, determinación y mostrarme los caminos que me han permitido ir realizando mis metas y sueños.

A mis padres Stella y Jairo, por ser mi apoyo incondicional e inculcar en mi valores como la responsabilidad, la tolerancia, la disciplina y principalmente enseñarme a luchar por mis sueños y nunca desfallecer.

A mis hermanas Caro y Karen, porque por ustedes ha valido la pena todo el sacrificio y han sido mi mayor motivación para ver realizada esta meta.

A Néstor por llegar a mi vida y enseñarme que todos nuestros sueños son posibles. Por ser mi apoyo y llenar mi vida de tanta felicidad.

A Sindy, Ingrid, Yole y Dianis por ser mis cómplices y estar en cada uno de los momentos más felices de mi carrera, por todos sus consejos.

A mis amigos Jhon Jairo, Gabo, Chucho, Wendy y todas aquellas personas que contribuyeron al cumplimiento de este logro, por su compañía y por siempre creer en mis capacidades.

Ana Milena Castañeda Villamarin.



AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado agradecen sinceramente a:

A Dios, por permitirnos culminar exitosamente este Trabajo de Grado.

CESAR AUGUSTO PINEDA, Ingeniero de Petróleos. Director del Trabajo de grado. Por su colaboración.

JUAN GABRIEL PINEDA, Ingeniero de Petróleos. Co-director del Trabajo de Grado. Por su colaboración.

ISAAC LUQUE, Ingeniero de Petróleos. Por su colaboración.

ERIK MONTES, Ingeniero de Petróleos. Docente de la Escuela de Petróleos-UIS. Por su colaboración.

FERNANDO CALVETE, Ingeniero de Petróleos. Docente de la Escuela de Petróleos-UIS. Por su colaboración.

MANSAROVAR ENERGY LTDA, Por poner a nuestra disposición el personal y la información necesaria para la realización de este Trabajo de Grado.



CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. GENERALIDADES CAMPO JAZMÍN.....	24
1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	24
1.2. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	26
1.2.1. Generación y Migración	26
1.2.2. Yacimientos.....	26
1.2.3. Sellos	27
1.2.4. Trampas.....	27
1.2.5. Unidades productoras	27
1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	28
1.3.1. Propiedades del Crudo.....	28
1.3.2. Vapor de Estimulación	29
1.4. CONDICIONES DE PRODUCCIÓN.....	30
1.4.1. Sistema de Levantamiento Artificial	30
1.4.2. Método de Recobro Mejorado.....	33
1.5. PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS REPRESENTATIVOS.....	38
1.5.1. Producción de Arena.....	38
1.5.2. Emulsiones difíciles de Separar	40
1.5.3. Eficiencia del Sistema De Levantamiento	41
2. DILUCIÓN EN FONDO DE POZO	44
2.1. TIPOS DE SOLVENTES	49
2.2. PROPIEDADES DE LOS SOLVENTES	58



2.2.1. Polaridad del Solvente	58
2.2.2. Gravedad API del solvente inyectado	60
2.3. CONDICIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SOLVENTES UTILIZADOS EN EL PROCESO DE DILUCIÓN.....	61
2.4. VARIABLES OPERACIONALES PARA LA DILUCIÓN EN FONDO DE POZO	
68	
2.4.1. Temperatura.....	68
2.4.2. Dosificación del solvente.....	69
2.4.3. Precipitación de asfaltenos	71
3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL SOLVENTE.....	73
3.1. DIAGRAMA DE PROCESO	73
3.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS PRUEBA	75
3.3. DEFINICIÓN DE LOS SOLVENTES DE PRUEBA.....	77
3.3.1. Proceso de Toma de decisiones	77
3.3.2. Propiedades de la Nafta de dilución.....	80
3.3.3. Propiedades del Etanol	81
4. MODELOS DE SIMULACIÓN DE LOS POZOS MUESTRA	83
4.1. CONSIDERACIONES	83
4.2. DATOS DE ENTRADA.....	85
4.3. INGRESO DE DATOS AL SIMULADOR PIPESIM.....	90
4.4. AJUSTE DEL MODELO	96
4.5. DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE FLUJO.....	98
4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS PRELIMINARES.....	108
4.6.1. Selección del Solvente a valorarse en el proceso de Dilución en Fondo de Pozo en Campo Jazmín.....	116



4.6.2. Pruebas de Laboratorio.....	116
4.6.3. Selección del Pozo Piloto.....	123
5. DISEÑO DEL PROCESO DE DILUCIÓN EN FONDO DE POZO.....	125
5.1. ESQUEMA DE PRODUCCIÓN ACTUAL.....	125
5.2. COMPONENTES REQUERIDOS PARA LA DILUCIÓN.....	127
5.3. CONDICIONES OPERACIONALES.....	131
5.4. PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO.....	134
6. ESTIMACIONES PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA.....	135
7. CONCLUSIONES.....	147
8. RECOMENDACIONES.....	149
BIBLIOGRAFÍA.....	151



LISTA DE FIGURAS.

	Pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica Campo Jazmín.....	25
Figura 2 . Viscosidad del Crudo Jazmín para muestras de varios pozos.	29
Figura 3. Pozos de un Cluster en Campo Jazmín.....	30
Figura 4. Principales elementos del Sistema de Bombeo Mecánico.....	32
Figura 5. Unidad de Bombeo Mecánico en Campo Jazmín.	33
Figura 6. Fases del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor.	36
Figura 7. Generador de Vapor en Campo Jazmín.	36
Figura 8. Filtro Odessa en Pozo de Campo Jazmín.....	39
Figura 9. Bomba Tipo Hollow.	40
Figura 10. Esquema Inyección de diluyente por el tubing.....	45
Figura 11. Esquema inyección de diluyente por anular sin empaque de fondo. ...	47
Figura 12. Esquema inyección de diluyente por anular con empaque de fondo. ...	48
Figura 13. Resultados de la mezcla de crudo pesado con Ligarine 60-90 a diferentes temperaturas.	50
Figura 14. Influencia del porcentaje en peso de la Nafta en la viscosidad del crudo pesado de Venezuela diluido. (T=20°C).	51
Figura 15. Influencia del BRV en la gravedad API y la viscosidad de la mezcla...	52
Figura 16. Esquema de dilución en fondo de Pozo con BRV.....	53
Figura 17. Viscosidad de una mezcla de 90% crudo-10% ethyl alcohol Vs Velocidad de Cizallamiento.....	54
Figura 18. Viscosidad de una mezcla de 80% crudo-20% ethyl alcohol Vs Velocidad de Cizallamiento.....	55
Figura 19. Viscosidad para una mezcla de 90% crudo pesado y 10% crudo liviano Vs Velocidad de Cizallamiento.....	56
Figura 20. Viscosidad para una mezcla de 80% crudo pesado y 20% crudo liviano Vs Velocidad de Cizallamiento.....	56
Figura 21. Parámetros de Hansen de la nafta y Solventes Polares.	58

Figura 22. Influencia de la polaridad del diluyente en la viscosidad del crudo pesado diluido.....	59
Figura 23. Influencia de la composición del diluyente (nafta/MEK) en la viscosidad del crudo pesado diluido.	60
Figura 24. Efecto de la Temperatura en la viscosidad del crudo pesado.....	68
Figura 25. Relación entre la viscosidad de las muestras y la Temperatura.	69
Figura 26. Relación en volumen entre el solvente y el crudo pesado.	70
Figura 27. Regímenes de Concentración: Influencia del contenido de asfaltenos en la viscosidad del crudo pesado.	71
Figura 28. Efecto del diluyente n-alcano sobre la precipitación de asfaltenos.	72
Figura 29. Metodología para la selección de Solvente.....	74
Figura 30. Proceso de Toma de decisiones.....	78
Figura 31. Comportamiento promedio del Wcut y la tasa de aceite en los Pozos Muestra.....	85
Figura 32. Selección del tipo de proyecto en Pipesim.....	90
Figura 33. Ingreso de elementos del sistema de producción en Pipesim.	91
Figura 34. Ingreso de propiedades del fluido de producción.....	91
Figura 35. Ingreso de datos de viscosidad del Crudo.	92
Figura 36. Ingreso de datos del Completamiento Vertical.....	93
Figura 37. Ingreso de datos del perfil de desviación del tubing.	93
Figura 38. Ingreso del Perfil geotérmico del tubing.	94
Figura 39. Configuración de la tubería de producción.....	94
Figura 40. Ingreso del Equipo de Fondo de Pozo.....	95
Figura 41. Propiedades de la bomba de subsuelo.	95
Figura 42. Solicitud del Perfil de Presión Vs Distancia total del modelo.	97
Figura 43. Perfil de Presión Vs Distancia Total Pozo A08.	97
Figura 44. Verificación ajuste de datos Pozo A08.....	98
Figura 45. Ingreso del Punto de Inyección en al sistema.....	99
Figura 46. Propiedades Black Oil de la Nafta.	100
Figura 47. Datos de Viscosidad de la Nafta.	100



Figura 48. Propiedades Black Oil Etanol.....	101
Figura 49. Ingreso de datos Viscosidad del Etanol.	101
Figura 50. Estimación de la Temperatura del solvente en el Punto de Inyección.	102
Figura 51. Modelo de Pozo A08 con Punto de análisis nodal en Cabeza.	104
Figura 52. Solicitud del Análisis Nodal del Pozo A08.....	105
Figura 53. Grafico Inflow-Outflow en el punto de análisis nodal.	105
Figura 54. Archivo de Salida Summary.....	107
Figura 55. Producción Incremental Pozo A08.....	109
Figura 56. Producción Incremental Pozo A09.....	109
Figura 57. Producción Incremental Pozo AE05.....	110
Figura 58. Producción Incremental Pozo AE08.....	110
Figura 59. Producción Incremental Pozo AQ05.	111
Figura 60. Producción Incremental Pozo AQ06.	111
Figura 61. Identificación de las causas de la baja efectividad del proceso de dilución.....	112
Figura 62. Porcentaje de Reducción en las Pérdidas por Elevación.....	113
Figura 63. Porcentaje de Reducción en las Pérdidas por Fricción.....	113
Figura 64. Registro ECHOMETER que identifica llenado con gas.....	115
Figura 65. Custom Equation-MATLAB.....	120
Figura 66. Ajuste de la correlación calculada para la viscosidad de la Mezcla Crudo Jazmín /Nafta 20%vol.	121
Figura 67. Ajuste de la correlación calculada para la viscosidad de la Mezcla Crudo Jazmín /Nafta 30%vol.	121
Figura 68. Esquema de Producción Actual.	126
Figura 69. Camión de transporte de Unidad de Sistema de Tubería Capilar.	129
Figura 70. Elementos del Sistema Capilar.	130
Figura 71. Condiciones Operaciones de la dilución en Fondo de Pozo. (Superficie)	132



Figura 72. Condiciones Operaciones de la dilución en Fondo de Pozo.
(SUBSUELO)..... 133

Figura 73. Procedimiento para la implementación del Pozo Piloto. 134

Figura 74. Flujo de Caja del Proyecto. 143



LISTA DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1. Campos pertenecientes a la Asociación Nare.	25
Tabla 2. Propiedades del Crudo de Campo Jazmín.	28
Tabla 3. Condiciones del vapor de estimulación.	29
Tabla 4. Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.	31
Tabla 5. Screening para la Inyección Cíclica de vapor.	34
Tabla 6. Condiciones de Operación Generador de Vapor Campo Jazmín.	37
Tabla 7. Duración de las Etapas de la Inyección Cíclica de Vapor en Campo Jazmín.	37
Tabla 8. Eficiencia de Levantamiento Actual en el Campo Jazmín.	43
Tabla 9. Porcentajes de reducción de viscosidad alcanzados por el BRV.	52
Tabla 10. Fluidos a ser empleados en el Estudio de la Factibilidad del Proceso de Inyección de Solvente en fondo de Pozo.	61
Tabla 11. Condiciones y características de la Nafta.	62
Tabla 12. Condiciones y Características del Diesel.	63
Tabla 13. Características del BRV.	64
Tabla 14. Condiciones y Características del Etanol.	65
Tabla 15. Condiciones y Características del Queroseno.	66
Tabla 16. Condiciones y Características del C5+.	67
Tabla 17. Pozos Muestra.	75
Tabla 18. Temperatura del crudo durante el ciclo de producción.	76
Tabla 19. Producción actual de los Pozos Muestra.	77
Tabla 20. Posibles solventes a ser valorados en el proyecto.	79
Tabla 21. Propiedades de la Nafta de dilución.	80
Tabla 22. Propiedades del etanol.	81
Tabla 23. Porcentaje de reducción en viscosidad en dilución con etanol.	82
Tabla 24. Viscosidad del Etanol.	82
Tabla 25. Datos de requeridos y fuentes de obtención de datos.	86

Tabla 26. Correlaciones seleccionadas para modelar las propiedades del Crudo Jazmín.	87
Tabla 27. Tasas de Inyección de los solventes de prueba.	103
Tabla 28. Caudales resultantes de la dilución en Fondo de Pozo.	106
Tabla 29. Producción Neta Mezcla Crudo Jazmín/ Solvente.	106
Tabla 30. Pérdidas por Fricción en los Pozos Muestra.	107
Tabla 31. Pérdidas por elevación en los Pozos Muestra.	108
Tabla 32. Resultados prueba de viscosidad de la mezcla Crudo Jazmín/Nafta al 20% vol.	117
Tabla 33. Resultados prueba de viscosidad de la mezcla Crudo Jazmín/Nafta al 30% vol.	117
Tabla 34. Conversión de Viscosidad Saybolt a Viscosidad Cinemática.	118
Tabla 35. Viscosidad dinámica de la mezcla Crudo Jazmín/nafta para un porcentaje en volumen de 20%.	119
Tabla 36. Viscosidad dinámica de la mezcla Crudo Jazmín/nafta para un porcentaje en volumen de 30%.	119
Tabla 37. Porcentaje de Reducción en la viscosidad Crudo Jazmín resultante de la dilución con Nafta.	123
Tabla 38. Relación de Consumo de Nafta/ Caudal Incremental.	124
Tabla 39. Componentes Requeridos para el Proceso de dilución.	127
Tabla 40. Condiciones Operacionales Proceso de Dilución en Fondo de Pozo- Pozo AE08.	131
Tabla 41. Criterios de decisión considerando VPN y T.I.O.	135
Tabla 42. Criterio de decisión considerando TIR y T.I.O.	136
Tabla 43. Criterios de decisión considerando RCB.	136
Tabla 44. Costos de implementación del sistema (CAPEX).	137
Tabla 45. Datos de Entrada Cálculo OPEX.	138
Tabla 46. Costos Operacionales del Proyecto de dilución en Fondo de Pozo. ...	140
Tabla 47. Datos de Entrada para el Cálculo de los Ingresos.	141
Tabla 48. Ingresos generados por la implementación del Proyecto.	142



Tabla 49. Flujo de Efectivo Neto del Proyecto.....	144
Tabla 50. Indicadores financieros del Proyecto de dilución en Fondo de Pozo...	145
Tabla 51. Estimación del Payback del Proyecto.....	145



LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Propiedades de la nafta de dilución.....	159
--	-----



RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTE EN FONDO DE POZO. APLICACIÓN CAMPO JAZMÍN*.

AUTORES: PATARROYO LEÓN, Helena Patricia.
CASTAÑEDA VILLAMARIN, Ana Milena**.

PALABRAS CLAVES: Crudo pesado, Dilución en Fondo de Pozo.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo se realiza una valoración teórica del efecto de la dilución en fondo de Pozo en Campo Jazmín. Inicialmente se realizó una descripción de los problemas operacionales que se presentan en el Campo como resultado de la elevada viscosidad del crudo. A continuación, se describieron las variables determinantes en el proceso de dilución y algunos de los fluidos utilizados como solvente, esta información fue obtenida mediante una revisión teórica de aplicaciones previas del proceso.

Posteriormente se seleccionaron los posibles fluidos a ser usados como solvente en Campo Jazmín considerando condiciones como: disponibilidad, transporte, almacenamiento, compatibilidad con asfaltenos, reciclaje, polaridad, API y costo.

El efecto del proceso de dilución en la producción se cuantificó en el simulador Pipesim. En este proceso se valoraron la Nafta y el etanol como posibles solvente, en porcentajes de 20 y 30%, para la Nafta, y 10 y 20% para el etanol. A partir de los resultados de la simulación se determinó que la Nafta representaba la mejor opción para el proceso.

Para verificar el efecto de la Nafta en la viscosidad del Crudo Jazmín se realizaron pruebas de viscosidad. Como resultado de estas pruebas se estableció el porcentaje de reducción en la viscosidad producido por la dilución con Nafta al 20 y 30% en vol.

Además, se formularon los esquemas operacionales de superficie y subsuelo para el proceso de dilución en fondo de Pozo. Finalmente, se realizó el análisis financiero del proyecto para determinar la factibilidad de la implementación del proceso en el Campo Jazmín.

* Trabajo de Grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. Ing Cesar Augusto Pineda. Codirector: Juan Pineda Gomez



ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY OF DOWNHOLE DILUENT INJECTION. APPLICATION JAZMÍN CRUDE*.

AUTHORS: PATARROYO LEÓN, Helena Patricia.
CASTAÑEDA VILLAMARIN, Ana Milena**.

KEYWORDS: Heavy Oil, Downhole Dilution.

DESCRIPTION:

In this work a theoretical assessment of downhole dilution effect in Jazmín Field was did it. Initially a description of operational problems that occur as result of high crude viscosity in this Field was realized. Following, a description of dilution process key variables and some fluids used as solvent. This information was obtained by a theoretical review of previous process applications.

Following, the probable fluids to be used as solvent in Jazmín Field were selected taking in account conditions like: availability, transportation, storage, compatibility with asphaltenes, recycling, polarity, API and cost.

The effect of dilution process on the production was calculated using the Pipesim Simulator. In this process Naphtha and Ethanol were considered as solvents, in volume percentage of 20 and 30%, of Naphtha, and 10 y 20% of Ethanol. The simulation results let to identify the naphtha as the best option to the process.

To check the naphtha effect on the viscosity of Jazmín Crude laboratory test were realized. As result of this test the percentage of viscosity reduction produce by dilution with Naphtha at 20 and 30% was established.

Also, operational schemes to surface and subsurface were formulated. Finally, a financial analysis was accomplished to determine the feasibility of downhole dilution in Jazmín Field.

* Work Degree.

** Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director. Mr. Cesar Augusto Pineda. Codirector : Juan Pineda Gómez



INTRODUCCIÓN.

La producción de los yacimientos de crudo pesado es uno de los grandes retos que afronta la industria petrolera en la búsqueda de evitar una recesión generada por la disminución de las reservas de crudo liviano.

Actualmente se han desarrollado numerosas técnicas para realizar la explotación de estos yacimientos, estas técnicas están enfocadas principalmente a aumentar la movilidad del crudo. Algunos de los métodos más comunes hacen uso del calor para disminuir la viscosidad del crudo y de éste modo facilitar su flujo. La dilución de crudos pesados es otro mecanismo que comparte éste propósito.

La dilución en fondo de Pozo es una alternativa aplicada ampliamente en países como Venezuela y Canadá. De manera general, el objetivo del proceso radica en disminuir las pérdidas por fricción que se presentan a lo largo del sistema de producción y de este modo aumentar el trabajo útil realizado por la bomba de subsuelo.

En este proyecto se establecieron las condiciones operacionales para realizar el proceso mencionado en un pozo piloto de Campo Jazmín. Esta formulación fue realizada considerando la información obtenida de aplicaciones previas del proceso registradas en la literatura.

Con el propósito de cuantificar el impacto del proceso en la producción de los Pozos muestra se utilizó el simulador Pipesim. En el análisis económico del proyecto se consideró el solvente y el Pozo Muestra que obtenían la mejor respuesta en la producción en los resultados de la simulación.



1. GENERALIDADES CAMPO JAZMÍN¹.

El Campo Jazmín fue descubierto en el año 1986 por la Texas Petroleum Company como resultado del contrato de asociación NARE firmado en alianza con ECOPETROL el 3 de Septiembre de 1980. Su desarrollo se vio aplazado por más de 12 años debido a la limitación en el manejo de crudos pesados de la refinería de Barrancabermeja y la baja demanda para el consumo interno.

En el año 2000 se inició la fase de perforación en la cual se estableció que el desarrollo del Campo se realizaría por clusters, cada uno con 8 a 11 pozos. Finalmente, en el año 2002, se inició la producción del pozo mediante la Inyección Cíclica de Vapor.

Actualmente Campo Jazmín es operado por Mansarovar Energy Colombia LTDA (MECL), creada a través de la fusión de tecnologías y capitales de ONGC Amazon Alaknanda Ltd, de India y SINOPEC Overseas Oil & Gas Limited.

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

El Campo Jazmín se encuentra ubicado a 25 km hacia el norte del municipio de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá. Hace parte de la Asociación Nare y tiene una extensión de 1700 acres (688 hectáreas) (Figura 1).

La asociación Nare está integrada por los bloques A y B (Tabla 1), los cuales comprenden los siguientes campos:

¹Mansarovar Energy Colombia LTDA.

Tabla 1.Campos pertenecientes a la Asociación Nare.

BLOQUE	CAMPO	AREA (Acres)
A	Chicalá	830
	Moriche	1085
	Nare Norte (Jazmín)	1700
B	Underriver	630
	Nare Sur	660

Fuente: Mansarovar Energy Ltda

Figura 1.Ubicación Geográfica Campo Jazmín.



Fuente: Google Maps, modificado por los autores.



1.2. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.

El Campo Jazmín es un entrapamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y corresponde a una extensión que comprende los campos Nare, Underriver, Teca relacionados con la misma falla. Las arenas de Campo Jazmín son superficiales (1200 a 2500 ft de profundidad). Los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados.

La gravedad API del crudo Jazmín se encuentra entre 11,5- 12° API, y su viscosidad es alta (42308 cp @ 90 °F; 46,23 cp @ 250°F, crudo muerto).

1.2.1. Generación y Migración. Las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica depositadas en ambientes marinos hipersalinos, restringidos, pertenecientes a la Formación Luna, cuyo depósito tuvo lugar durante la fase del Cretáceo Medio. Allí los hidrocarburos han sido generados y expulsados a través de estratos arenosos de las unidades terciarias y han migrado buzamiento arriba, hacia el occidente.

1.2.2. Yacimientos. Las rocas almacenadoras son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente meandriforme y canales entrelazados, de la edad del Terciario (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno), correspondientes a los grupos Chorro y Chupas, con porosidades de 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1200 md, y un espesor neto de 200ft.

La tendencia de llenado de las rocas almacenadoras de esta cuenca se da de Este a Oeste debido a factores como la profundidad y patrones estructurales.

1.2.3. Sellos. Dentro de las rocas sello se tiene la base de la Formación la Paz (el Toro Shale), niveles intra-arcillosos de la Formación Lisama, Horizonte fosilífero de “Los Coros” de la Formación Esmeraldas, Intra Formación Esmeraldas-Mugrosa, Horizonte fosilífero “La Cira” de la Formación Colorado y el Intra Grupo Real.

1.2.4. Trampas. El Campo Jazmín es un atrapamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla Cocorná. Las trampas estratigráficas están asociadas con acuñamientos del Mioceno-eoceno Superior. Existe potencial en trampas diagenéticas en calizas del Cretáceo, combinadas con trampas paleogeomórficas asociados con pliegues erosionados y truncados.

1.2.5. Unidades productoras. La sección productora muestra una gradación arcillosa incremental y cuerpos de arena delgados pobremente desarrollados con una tendencia hacia el norte.

Por la interpretación de registros se puede establecer las unidades productoras denominadas: “Zona A” dividida en “Zona A Superior” AS-1 Y AS-2, y “Zona A Inferior”, “Zona B” y “Zona C”, las cuales a su vez presentan intercalaciones de arcillas que en las Zonas A Inferior y Zona B alcanzan porcentajes críticos que hacen que disminuya notablemente el espesor neto petrolífero. Se aprecia un mejor desarrollo de las arenas superiores (Zona A), constituyéndose en las arenas de interés.

1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

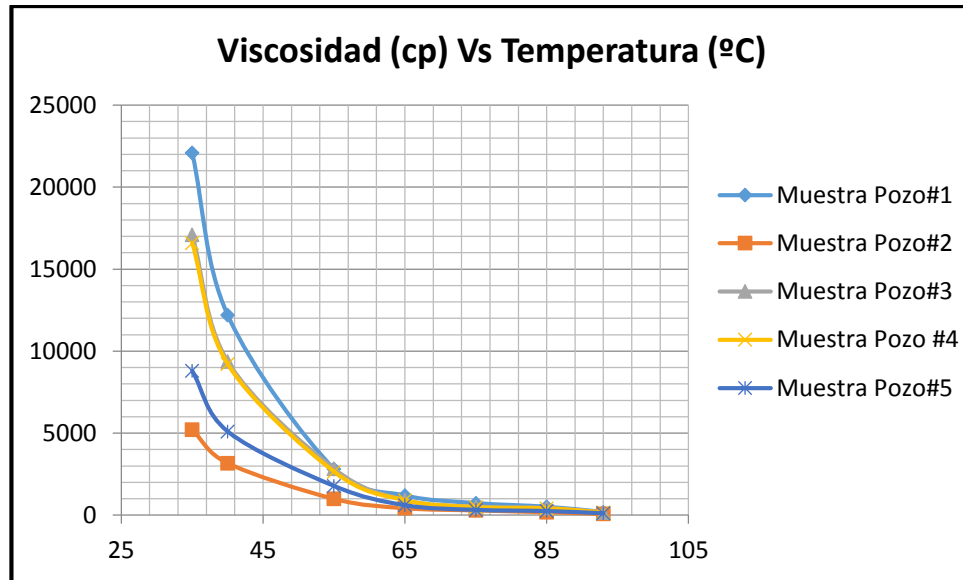
1.3.1. Propiedades del Crudo.

Tabla 2. Propiedades del Crudo de Campo Jazmín.

Propiedad	Unidad	Valor
API	°API	11
Gravedad Específica @ 60°F		0,99
Punto de Inflamación	°C	54
Punto de Fluidez	°C	21
Viscosidad del crudo a 105°F	Cp	9000
Composición del crudo		Nafténico
Gas en Solución	Scf/stb	70
Presión de Burbuja	Psi	250
Calor de Combustión Bruto	MJ/kg	42.46
Calor de Combustión Neto	MJ/kg	40.58
Saturados	%w	30,8
Aromáticos	%w	45,45
Resinas	%w	17,35
Asfaltenos	%w	2,15

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 2 .Viscosidad del Crudo Jazmín para muestras de varios pozos.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

1.3.2. Vapor de Estimulación.

Tabla 3. Condiciones del vapor de estimulación.

Condiciones de Inyección.	
Temperatura (°F)	570
Presión Máxima (psig)	1100
Calidad (%)	80

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

1.4. CONDICIONES DE PRODUCCIÓN.

Campo Jazmín tiene una producción de 8.284 barriles de petróleo diarios producidos por un total de 373 unidades de bombeo mecánico distribuidas en clusters (Figura 3). Debido a que el crudo de Campo Jazmín es crudo pesado su producción requiere la implementación de procesos de recobro mejorado con el objetivo de aumentar su movilidad.

Figura 3. Pozos de un Cluster en Campo Jazmín.



Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

1.4.1. Sistema de Levantamiento Artificial. A nivel mundial el Bombeo Mecánico es uno de los métodos de producción más utilizados, además, es el método más antiguo, más económico y fácil de mantener cuando es diseñado y operado apropiadamente. Tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

La unidad de superficie imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo. Este método consiste fundamentalmente

en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

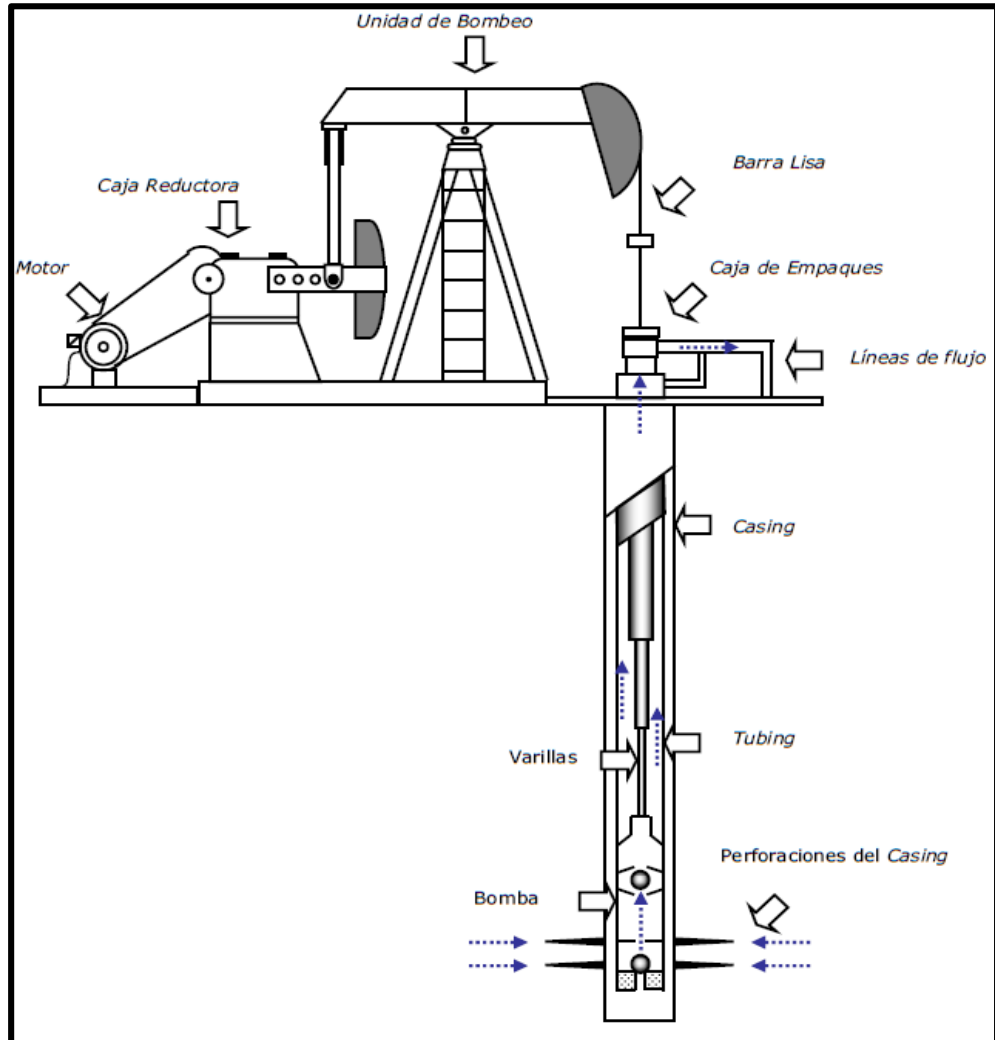
En la tabla 4 se muestran los componentes principales del bombeo mecánico con su respectiva función.

Tabla 4. Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.

EQUIPO DE SUPERFICIE	
Motor	Proporciona la potencia de impulsión al sistema. Puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna (Gas).
Caja reductora	Reduce la elevada velocidad del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo e incrementa el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.
Unidad de bombeo	Es un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo.
Barra lisa	Conecta el balancín a la sarta de varillas transmitiendo el movimiento de bombeo a estas. Asegura una superficie de sellamiento en el cabezal de pozo con el fin de mantener los fluidos del pozo.
EQUIPO DE SUBSUELO	
Sarta de varillas	Transmiten la energía desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Soportan el peso del fluido además de su propio peso.
Bomba de subsuelo	La función de la bomba de subsuelo es permitir la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción, levantarlo desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. Operan bajo el principio de desplazamiento positivo y son del tipo cilindro – pistón.
Anclas	El objetivo de las anclas es mantener la tubería en constante tensión, eliminando de esta forma los continuos movimientos de alargamiento y contracción.
Tubería de producción	Tiene por objeto conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Fuente: Flórez, Patricia Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo yarigui-cantagallo a partir de registros TWM e información de producción.

Figura 4. Principales elementos del Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente: Florez, Patricia Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo yarigui-cantagallo a partir de registros TWM e información de producción.

El Sistema de Bombeo Mecánico se considera un método de levantamiento artificial efectivo en las siguientes condiciones:

- Capacidad de levantamiento entre 20 y 2000 (BPD).
- Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
- No se puede utilizar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Solo se utiliza en pozos unidireccionales.

- Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500°F.

Figura 5. Unidad de Bombeo Mecánico en Campo Jazmín.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.4.2. Método de Recobro Mejorado. El método de recobro mejorado utilizado en Campo Jazmín es la Inyección Cíclica de Vapor, la cual calienta la roca yacimiento alrededor del pozo y permite que esta región permanezca a una temperatura elevada por largos periodos de tiempo². Una gran ventaja de éste método es que los pozos pueden producir aproximadamente todo el tiempo debido a que los periodos de inyección y de remojo usualmente son cortos si se comparan con los tiempos de producción³.

² WILLHITE, PAUL., GREEN, DON W. Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series. Richardson, Texas. 1998. 310 h.

³ LAKE, LARRY W. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1989. 478h.

En la tabla 5 se presenta el screening realizado por el Dr. Farouq Ali⁴ de las propiedades más importantes que se deben considerar al momento de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor.

Tabla 5. Screening para la Inyección Cíclica de vapor.

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	<15
Viscosidad del crudo [cp]	>300
Profundidad [ft]	<3000
Espesor neto [ft]	>30
Presión del yacimiento [psi]	<1500
Saturación del crudo	No critica
Porosidad, fracción	>0,3
Permeabilidad [md]	1000-2000

Fuente: Farouq Ali, Practical heavy oil recovery.

El proceso de Inyección Cíclica de Vapor consta de tres periodos: inyección, remojo y producción (Figura 6). Los tres periodos son llevados a cabo en un mismo pozo y se les conoce como un ciclo de inyección.

Cuando la tasa de producción de aceite tiende a ser igual a la tasa antes de iniciar la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado y la producción incremental por disminución de la viscosidad tendera a ser nula, es entonces

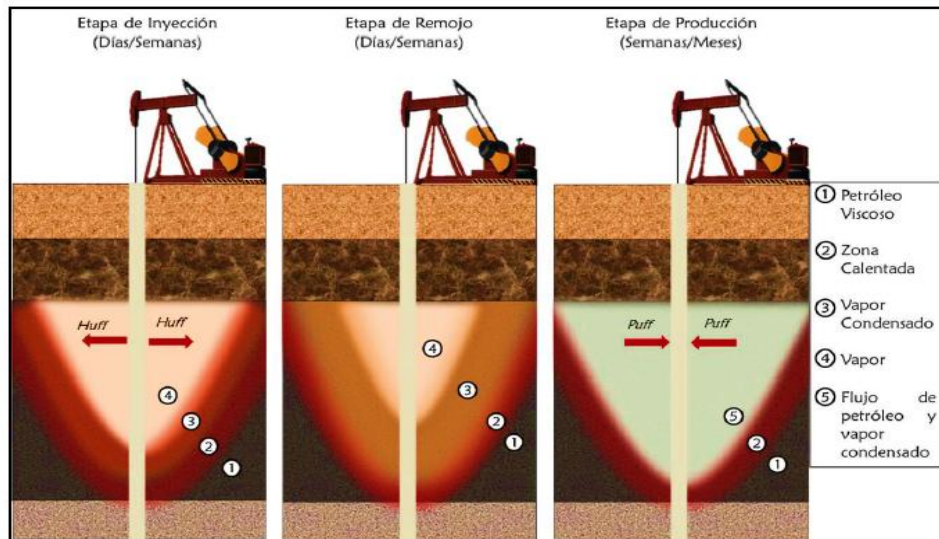
⁴ALI, S.M. Farouq. Practical Heavy Oil Recovery. 2006.



cuando se inicia un nuevo ciclo de inyección. El proceso se repite hasta alcanzar el límite económico del proyecto.

- **Periodo de inyección:** en esta etapa se suministra calor inyectando un alto volumen de vapor húmedo a la formación productora durante un tiempo determinado, días o meses según los requerimientos estimados. En la Figura 7 se muestra uno de los Generadores de Vapor utilizados en Campo Jazmín para este proceso.
- **Periodo de remojo:** en esta etapa el pozo es cerrado durante un tiempo dependiendo de características tales como: presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación y principalmente de la viscosidad del aceite, esto con el propósito de estabilizar la presión del sistema para que el vapor inyectado se expanda logrando con ello la homogenización de la zona caliente alrededor del pozo y que se transmita la cantidad de calor suficiente para reducir la viscosidad.
- **Periodo de producción:** en esta última etapa el pozo es abierto a producción una vez se ha estabilizado la presión del yacimiento y el vapor ha calentado la formación. La duración de este periodo dependerá principalmente de la rapidez con la que se enfríe la formación como consecuencia de los fluidos producidos y de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Figura 6. Fases del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor.



Fuente: Acosta, Mileidy; Quintero, Natalia. Viabilidad técnica del uso del simulador eclipse termal en el modelado del proceso de inyección cíclica de vapor: aplicación a un campo colombiano.

Figura 7. Generador de Vapor en Campo Jazmín.



Fuente: Mansavorar Enegy Ltda.

Tabla 6. Condiciones de Operación Generador de Vapor Campo Jazmín.

Generador	X518
Capacidad	50MMBTU/h
Presión de Trabajo	1.400 PSImax
Temperatura	580°FMax

Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

En la tabla 7 se muestra el rango de duración de cada una de las etapas del proceso de Inyección Cíclica de Vapor en Campo Jazmín. Esta duración es función de la vida productiva del pozo, espesor de arena, profundidad de la arena productora, distribución vertical del vapor, saturación de petróleo y saturación de agua⁵.

Tabla 7. Duración de las Etapas de la Inyección Cíclica de Vapor en Campo Jazmín.

ETAPA DE LA CSI	DURACIÓN
Periodo de Inyección.	4-8 días
Periodo de Remojo.	3-5 días
Periodo de Producción.	6 a 10 meses

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

⁵ Colina Marcano, Franklin José. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 01, Campo Jobo 02, a través de la simulación numérica. Universidad de oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Ingeniería de Petróleos. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleo). Barcelona. Octubre 2009.

1.5. PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS REPRESENTATIVOS.

Existen numerosos problemas operacionales asociados a la producción de crudos pesados, que pueden poner en riesgo el proceso de producción si sus impactos no se estiman adecuadamente y no se establecen las medidas de control necesarias.

Los problemas operacionales que se presentan en Campo Jazmín cuyo origen o severidad está directamente relacionado con la viscosidad del crudo son:

- Producción de arena.
- Emulsiones difíciles de separar.
- Disminución de la eficiencia del SLA.

1.5.1. Producción de Arena⁶. La producción de arena ocurre con diversos grados de severidad y algunos de ellos no requieren intervención. En ocasiones la producción continua de arena es admitida lo cual puede conducir a un pozo gravemente dañado, pérdida del pozo, desgaste e incluso daño total de los equipos de superficie.

La determinación de un nivel aceptable en la producción de arena depende de restricciones operacionales como:

- Resistencia a la erosión.
- Capacidad del separador.
- Disposición de la arena.
- Capacidad del Equipo de levantamiento artificial para extraer la arena cargada en el fluido del pozo.

Existen algunos pozos de Campo Jazmín en los que se presentan problemas mecánicos que conducen a la producción de arena. Estos problemas incluyen la

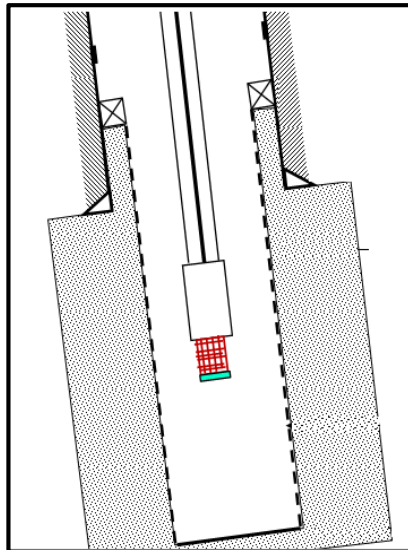
⁶ Carlson, Jon. Et al. Sand Control: Why and How?. En: Completion / Stimulation. Chevron Exploration and Production Services Co. Houston, Texas, USA. 1992

rotura del liner y el desenrosque de la tubería, condiciones comunes en Campo Jazmín debido a las altas presiones generadas durante el proceso de Inyección Cíclica de Vapor.

La gravedad de estas condiciones es mayor debido a la alta viscosidad del fluido de producción, la cual proporciona al fluido una elevada fuerza de arrastre que causa que la cantidad de granos de arena que se separe de la matriz y se conduzca a lo largo de la tubería de producción sea significativa. Esta producción de arena ocasiona desgaste de la tubería de producción e incluso atascamiento de la bomba de subsuelo.

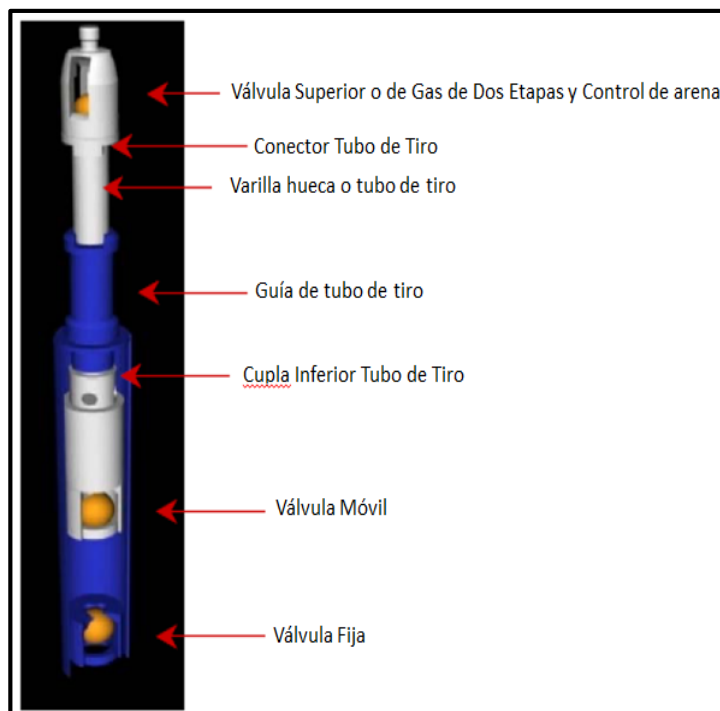
En Campo Jazmín se implementan diversas medidas para controlar la producción de arena y disminuir los impactos en el sistema de producción. Por ejemplo, para proteger la integridad de la bomba de subsuelo se instalan filtros de arena a la entrada de la bomba (Figura 8). Otras herramientas utilizadas son los pistones anillados y las bombas tipo Hollow (Figura 9).

Figura 8. Filtro Odessa en Pozo de Campo Jazmín



Fuente: Modificado de Estado Mecánico Pozo Jaz-AQ 06. Mansarovar Energy.

Figura 9. Bomba Tipo Hollow.



Fuente: García, Fabián., Vleugels, Alejandro. et al. Criterios de Selección de Bombas Mecánicas de Profundidad No Convencionales.

1.5.2. Emulsiones difíciles de Separar⁷. La formación de emulsiones en Campo Jazmín se produce principalmente debido a la agitación que sufre el fluido a la largo del sistema de producción. En adición a esto, el considerable volumen de agua que acompaña el fluido de producción, como consecuencia de la Inyección Cíclica de Vapor, y la viscosidad del crudo de producción hacen que el rompimiento de emulsiones en Campo Jazmín requiera de un tratamiento especial.

La elevada viscosidad del Crudo Jazmín actúa disminuyendo el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la

⁷ Marfisi, Shirley. y Salager, Jean Louis. Deshidratación del Crudo: principios y Tecnología. En: Cuadreno FIRP S853-PP Modulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales. Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela. Mayo 2004.

estabilidad de la emulsión. Además, una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión.

Con el objetivo de romper las emulsiones formadas en el proceso de producción el Crudo Jazmín es sometido a tratamientos térmicos y químicos. En el tratamiento térmico se eleva la temperatura del fluido a 170°F. El fluido utilizado en el tratamiento químico es seleccionado cada año en un proceso en el cual se valora la efectividad de los productos ofrecidos por diversas empresas. Actualmente, el tratamiento químico en Campo Jazmín está a cargo de la empresa NALCO DE COLOMBIA LTDA.

1.5.3. Eficiencia del Sistema De Levantamiento⁸. En adición a los problemas anteriormente mencionados, en Campo Jazmín se presenta otro problema operacional que tiene un mayor impacto en la producción. Debido a la elevada viscosidad del crudo la eficiencia del Sistema de Levantamiento Artificial se ve considerablemente disminuida como resultado de las altas pérdidas por fricción que ocurren a lo largo del sistema de producción.

La eficiencia de levantamiento del Sistema de Bombeo Mecánico es definida por la ecuación (1).

$$\eta_{lift} = \frac{P_{hydr}}{PRHP} \quad \text{Ecuación (1)}$$

P_{hydr} = trabajo útil de salida de la bomba.

$PRHP$ = Trabajo de la barra lisa.

Un parámetro fundamental en la determinación de la eficiencia de levantamiento es el trabajo de la barra lisa (PRHP). Este parámetro puede ser determinado con una carta dinamométrica por medio del cálculo del área de la carta. Si no se

⁸ Takacs, Gabor. Power Efficiency of Sucker-Rod Pumping. Petroleum Engineering Department. University of Miskole.



dispone de la carta dinamométrica se puede realizar el cálculo por el procedimiento establecido en API RP 11L.

La eficiencia de energía de los componentes de subsuelo del bombeo mecánico está caracterizada por la cantidad de las pérdidas de energía en el pozo. Las fuentes de las pérdidas de energía en subsuelo son: la bomba, la sarta de varillas y la columna de líquido en el tubing.

- Pérdidas en la Bomba:
 - o Fricción Mecánica.
 - o Pérdidas hidráulicas.
- Pérdidas en la Sarta de Varillas
 - o Fricción Mecánica.
 - o Fricción de Fluido.
 - o Pérdidas por la Presión en Cabeza.
 - o Fuerzas de amortiguación.

Los valores de la eficiencia de levantamiento del Bombeo Mecánico pueden variar en amplios rangos. Los más bajos consideran el caso de una bomba produciendo a muy bajas cantidades de líquido alcanzando un trabajo hidráulico, P_{hydr} , insignificante, mientras continúa consumiendo el trabajo de la barra lisa produciendo un valor de eficiencia de levantamiento cercano a cero. Por otro lado, pozos con bombas de gran tamaño y bajas velocidades de bombeo pueden requerir un poco más de trabajo hidráulico en la barra lisa bajo condiciones ideales. Lea et al⁹ dan estimaciones de eficiencia de levantamiento entre 95% y 70%. Kilgore et al¹⁰ presentan valores medidos para “Pozos bien diseñados” de

⁹ Lea, J.F.-Rowlan, L.-McCoy, J.: “Artificial Lift Power Efficiency”. Proc. 46th Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 199, 52-63.

¹⁰ Kilgore, J.J.-Tripp, H.A.-Hunt, C.L.: “Walking Beam Pumping Unit System Efficiency Measurements”. Paper SPE 22788 presented at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, Texas, October 6-9, 1991.

85% a 70%. Gault¹¹ y Takacs¹² destacan el gran impacto de la selección apropiada del sistema de bombeo (la combinación del tamaño de la bomba, longitud del stroke, velocidad de bombeo y diseño de la sarta de varillas) en el valor de la eficiencia de levantamiento.

Para estimar el impacto actual de las pérdidas de energía mencionadas anteriormente en la producción de los pozos de Campo Jazmín se calculó la eficiencia de levantamiento en los Pozos Muestra (Tabla 8). Los resultados obtenidos se encuentran en un rango de 4,07% al 18%, lo que indica que las distintas pérdidas que ocurren en el sistema afectan considerablemente la producción de los pozos. Además, debido a que los valores estimados son significativamente inferiores a los valores de referencia encontrados en la literatura se puede concluir que existen factores diferentes a las pérdidas de energía que afectan el proceso de producción.

Tabla 8. Eficiencia de Levantamiento Actual en el Campo Jazmín.

Pozo	Trabajo de la Barra Lisa (HP)	Trabajo Útil de la Bomba (HP)	Eficiencia de Levantamiento
A08	5,4	0,451	8,35%
A09	2,5	0,401	16,03%
AE05	3,6	0,566	15,71%
AE08	3,7	0,666	18,00%
AQ05	3,9	0,159	4,07%
AQ06	2,5	0,398	15,93%

¹¹ Gault, R.H.: "Designing a Sucker-Rod Pumping System for Maximum Efficiency". SPE Production Engineering, November 1987, 284-90.

¹² Takacs, G.: "Program Optimizes Sucker Rod Pumping Mode". Oil and Gas Journal, October 1, 1990, 84-90.



2. DILUCIÓN EN FONDO DE POZO.

La dilución de crudos pesados es uno de los métodos más utilizados para realizar su transporte por oleoducto^{13,14,15} y actualmente, para el levantamiento de fluidos con alta viscosidad hacia superficie; en este proceso se reduce la viscosidad del crudo con el objetivo de disminuir las pérdidas por fricción generadas por el flujo a lo largo de la tubería. Esta dilución se realiza con hidrocarburos menos viscosos como condensados, gasolina natural o nafta¹⁶.

Existen dos principales estrategias en la implementación de diluyentes en las cuales el diluyente puede ser o no ser reciclado. Si el diluyente no es reciclado se necesita una fuente continua de hidrocarburos livianos, que puede ser adquirida de un campo de crudo convencional cercano. Sí la estrategia de reciclaje es elegida la economía del proyecto es menos dependiente del precio del diluyente. Sin embargo, se requiere un mayor capital de gastos debido a que deben construirse instalaciones de separación y tubería extra para el retorno del diluyente¹⁷.

La inyección del diluyente puede realizarse en fondo o en superficie. La inyección del diluyente en Fondo de Pozo se realiza ubicando una tubería delgada (coiled

¹³ HART, ABARASI, A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol. DOI 10.1007/s13202-013-0086-6. Springerlink.com. 22 October 2013.

¹⁴ MUÑOZ, MARCO ANTONIO. Innovación Tecnológica en Sistemas de Bombeo para Fluidos de Alta Viscosidad. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Trabajo de Grado (Maestro en Ciencias en Ingeniería Mecánica). México, DF. Abril 2011

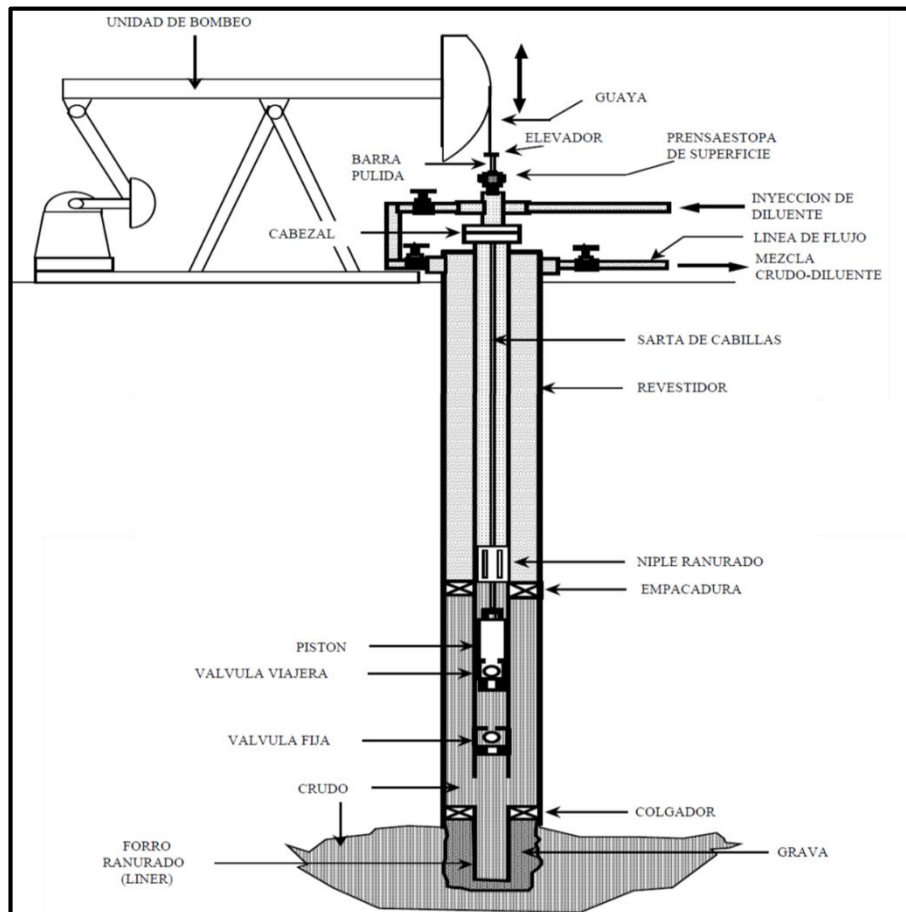
¹⁵ RAFAEL, MARTINEZ-PALUO, MARIA DE LOURDES, M., BEATRIZ,Z.R., ELIZABETH, M. J., CESAR, B.H.,Et al. 2011.Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. J.Pet.Sci.Eng.75 (2011), 274-282.

¹⁶ MOTAGHI, MITRA., SAXENA, PRIYANKA., RAVI, RAHUL. Partial upgrading using solvent deasphalting addresses multiple issues associated with the recovery of stranded heavy oils. Partial Upgrading of Heavy Oil Reserves. KBR Technology. 2010 PTQ Q4.(2010). 55-64.

¹⁷ BJORNSETH, FABIAN. Heavy Oil Production Technology Challenges and the effect of Nano Sized Metals on the Viscosity of Heavy Oil. Norwegian University of Science Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. July 2013.

tubing) dentro de la tubería de producción o por el anular del pozo. En la inyección de diluyente por la tubería de producción la producción fluye por el espacio anular del pozo. Esto se logra mediante la instalación de un niple ranurado en la tubería de producción y, generalmente, a no más de dos tubos por encima de la bomba de subsuelo. El diluyente es inyectado a alta presión a través de la tubería de producción de forma que pueda mezclarse con el crudo en el niple perforado y fluir hacia el espacio anular. Para lograr este arreglo es indispensable instalar un empaque de fondo por debajo de dicho niple (Figura 10).

Figura 10. Esquema Inyección de diluyente por el tubing.



Fuente: PDVSA. Diseño de instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. CIED. 2001.

La inyección por el anular puede realizarse utilizando dos arreglos distintos. En ambos la producción fluye a través de la tubería de producción hasta superficie. A pesar de estas características comunes, la presión empleada para la inyección del diluyente en cada esquema es la causa de que sean completamente diferentes.

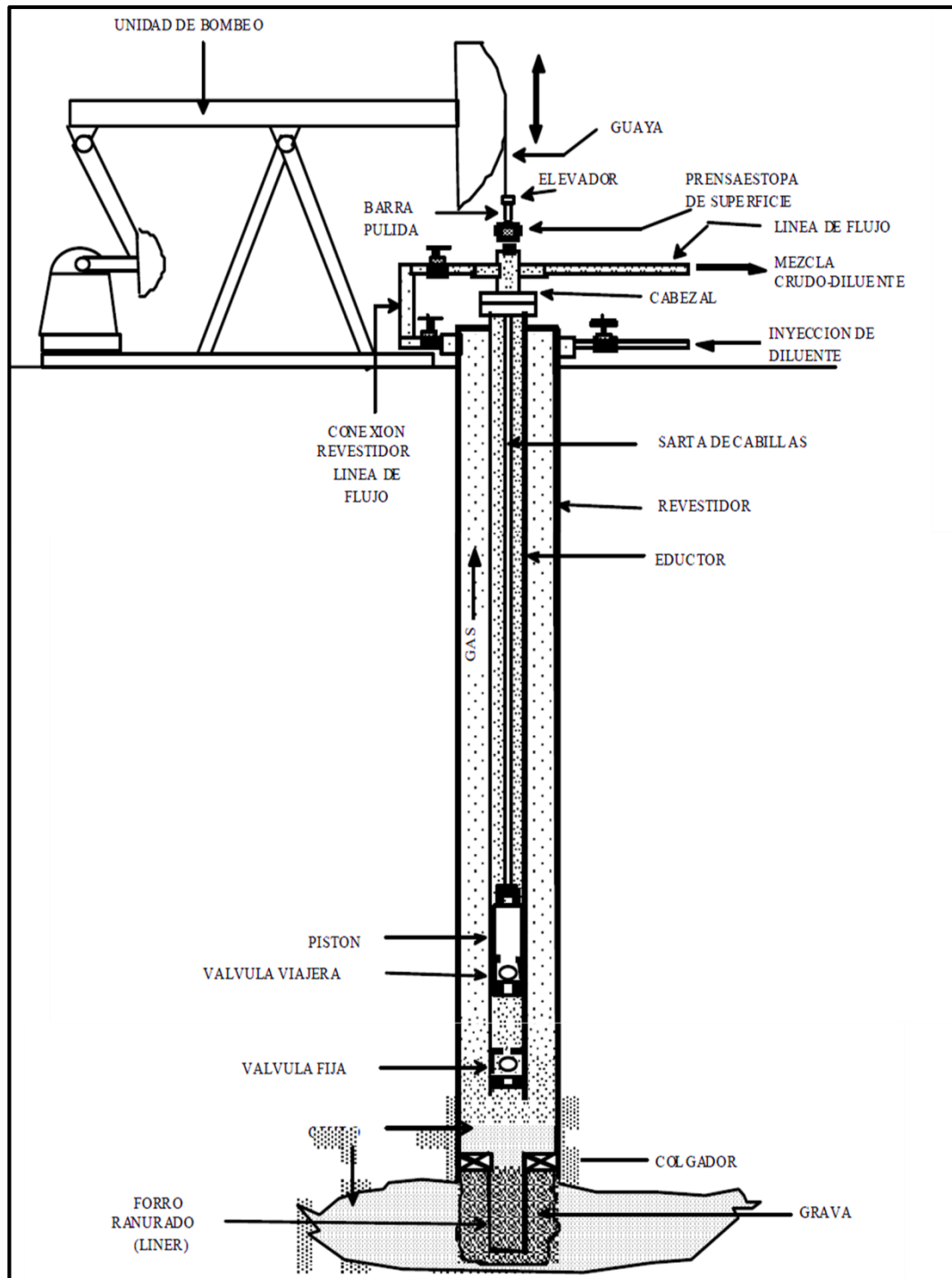
Estos completamientos son: sin empaque de fondo y con empaque de fondo, descritas a continuación:

- Completamiento sin empaque de fondo: Representa la situación donde el diluyente se inyecta por gravedad desde la superficie o mediante una tubería delgada (coiled tubing) a cualquier profundidad, incluso por debajo de la bomba (Figura 11). En esta terminación es posible separar parte del gas libre hacia el anular del pozo. Esto es debido a que no es necesario aislar las perforaciones del espacio anular porque la presión de inyección en éste es baja. El diluyente se mezcla con el crudo antes de, o justo en la entrada de la bomba. Esto implica que parte de la capacidad de bombeo es usada para desplazar el diluyente que es mezclado con el crudo.
- Completamiento con empaque de fondo: El diluyente se inyecta a alta presión a través del anular, lo cual puede realizarse mediante algún dispositivo de inyección de diluyente de subsuelo (el cual va instalado en la bomba o en la tubería de producción), es necesario aislar las perforaciones mediante un empaque de fondo (Figura 12)¹⁸.

Mediante la realización de este proyecto se determinará la factibilidad de la inyección de solvente en fondo de pozo en un pozo piloto en Campo Jazmín con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo y aumentar la eficiencia del Sistema de Bombeo Mecánico.

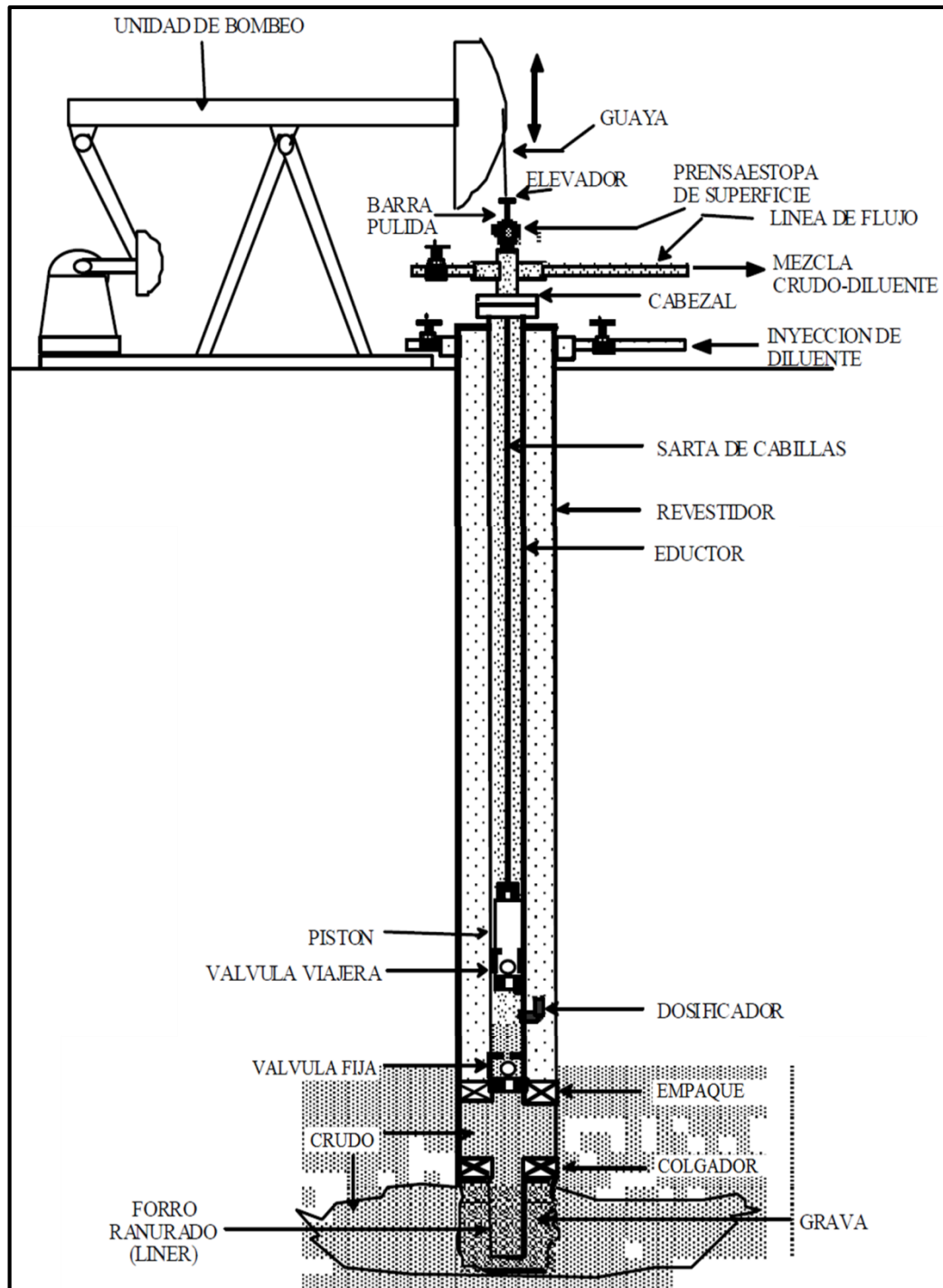
¹⁸ PDVSA. Diseño de instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. CIED. 2001.

Figura 11. Esquema inyección de diluyente por anular sin empaque de fondo.



Fuente: PDVSA. Diseño de instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. CIED. 2001.

Figura 12. Esquema inyección de diluyente por anular con empaque de fondo.



Fuente: PDVSA. Diseño de instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. CIED. 2001.

En este estudio se formulará la inyección a la succión de la bomba, que tiene como principal ventaja generar un mayor llenado de la cavidad de la bomba debido a la reducción de la viscosidad de los fluidos a la entrada.

2.1. TIPOS DE SOLVENTES.

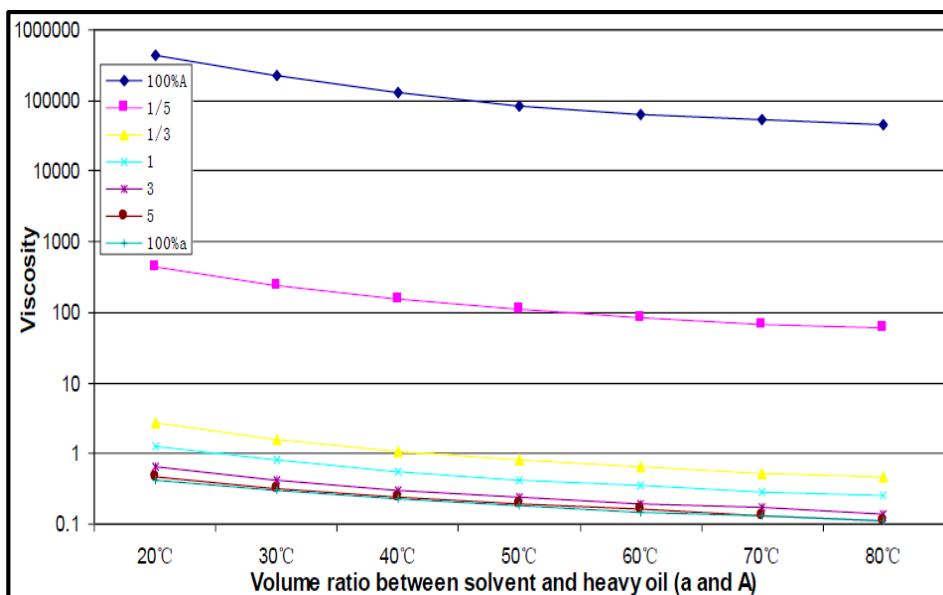
Los solventes utilizados en el proceso de dilución deben seleccionarse considerando factores como: disponibilidad, compatibilidad con asfaltenos, condiciones de almacenamiento, costo y posible recuperación.

A continuación se describen algunos de los casos disponibles en la literatura:

- a) Solventes como el tolueno, Diesel y Ligarine¹⁹ fueron valorados por Zhang, Jie et al. (2012) para determinar las reducciones de viscosidad en crudos pesados y extra-pesados. El análisis de las pruebas realizadas para diferentes mezclas de los solventes mencionados a diferentes temperaturas permitió concluir que el solvente más efectivo, de los solventes valorados, en la reducción de la viscosidad es Ligarine (punto de ebullición 60°C-90°C). (Figura 13). En este estudio se contempla la dilución en fondo de pozo para producir los yacimientos de crudo extra-pesado o bitumen y destaca que la clave del uso de solventes para reducir la viscosidad del crudo radica en la selección adecuada del solvente.

¹⁹ White spirit (UK) or mineral spirits (US), also known as mineral turpentine, turpentine substitute, petroleum spirits, solvent naphtha (petroleum), varsol, or Stoddard solvent, is a petroleum-derived clear, transparent liquid which is a common organic solvent used in painting and decorating.

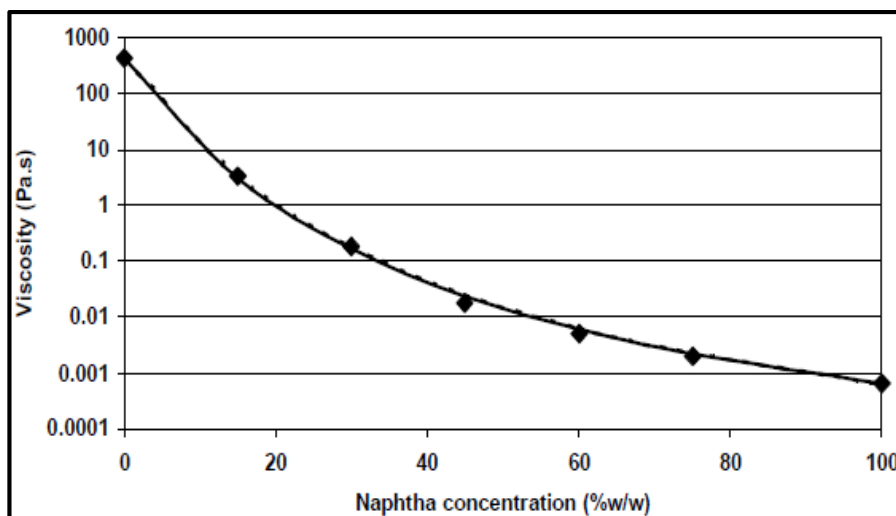
Figura 13. Resultados de la mezcla de crudo pesado con Ligarine 60-90 a diferentes temperaturas.



Fuente: Zhang, Jie., Li, Cuian., Zeng, Fanhua. Et al. To star up Extra-Heavy Oil or Bitumen Wells by Solvents after Drilling. En: SPE International.158341.Junio 2012.

b) Hénaut, I et al. (2005) sugiere el uso de la nafta como solvente debido a la buena compatibilidad que tiene con los asfaltenos y la posibilidad de reciclaje. En la Figura 14 se observan los resultados obtenidos al realizar la dilución con nafta a un crudo pesado de Venezuela. Este estudio describe el proceso de dilución enfocado a obtener una viscosidad aceptable del crudo para su transporte por oleoducto.

Figura 14. Influencia del porcentaje en peso de la Nafta en la viscosidad del crudo pesado de Venezuela diluido. (T=20°C).



Fuente: Argillier, J-F., Barré, L., Et al. Influence of Asphaltenes Content and dilution on Heavy Oil Rheology. SPE 69711. March 2001

- c) La compañía Geo Estratos S.A.²⁰ desarrolló un Bioeducador de Viscosidad, BRV, que mejora la viscosidad de los hidrocarburos. Las pruebas se realizaron a hidrocarburos extra-pesados, a diferentes temperaturas (10°C, 25°C y 60°C) y dosificaciones (1%, 2%, 3%, 5%). El BRV es un producto iónico de origen vegetal, insoluble en agua y compatible con las moléculas de asfaltenos. Como resultado de esta aplicación se observó una disminución de 35 hasta 92% en la viscosidad del crudo (Tabla 9). La figura 15 muestra el comportamiento de la viscosidad y la gravedad API del crudo extra-pesado al ser diluido con BRV en dosis de 1% a 5% Vol. El punto de inyección de este fluido en el sistema de producción está ubicado en fondo de pozo (Figura 16).

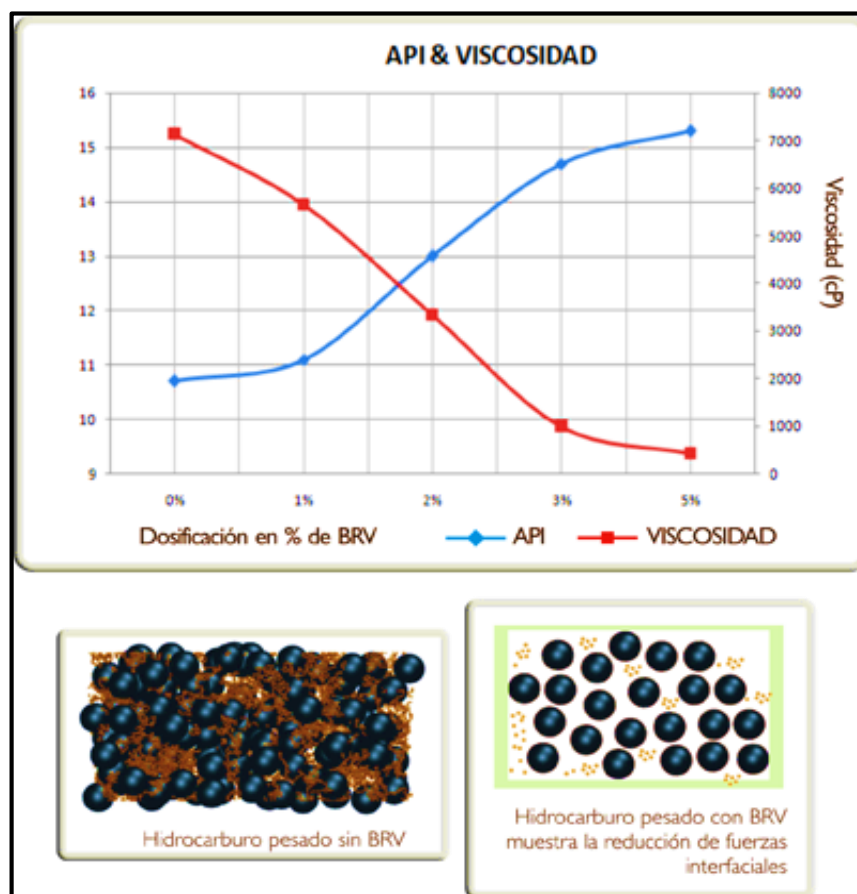
²⁰ GONZALES, VICENTE., SUAREZ, JONATHAN. Estudio de la reducción sustentable de viscosidad en crudo extrapesado: BRV. Geo Estratos S.A. de C.V. pag 143-147. January 2010.

Tabla 9. Porcentajes de reducción de viscosidad alcanzados por el BRV.

Temperatura (°F)	Dosis	
	1%vol	5%vol
50	66%	92%
77	45%	88%
140	35%	69%

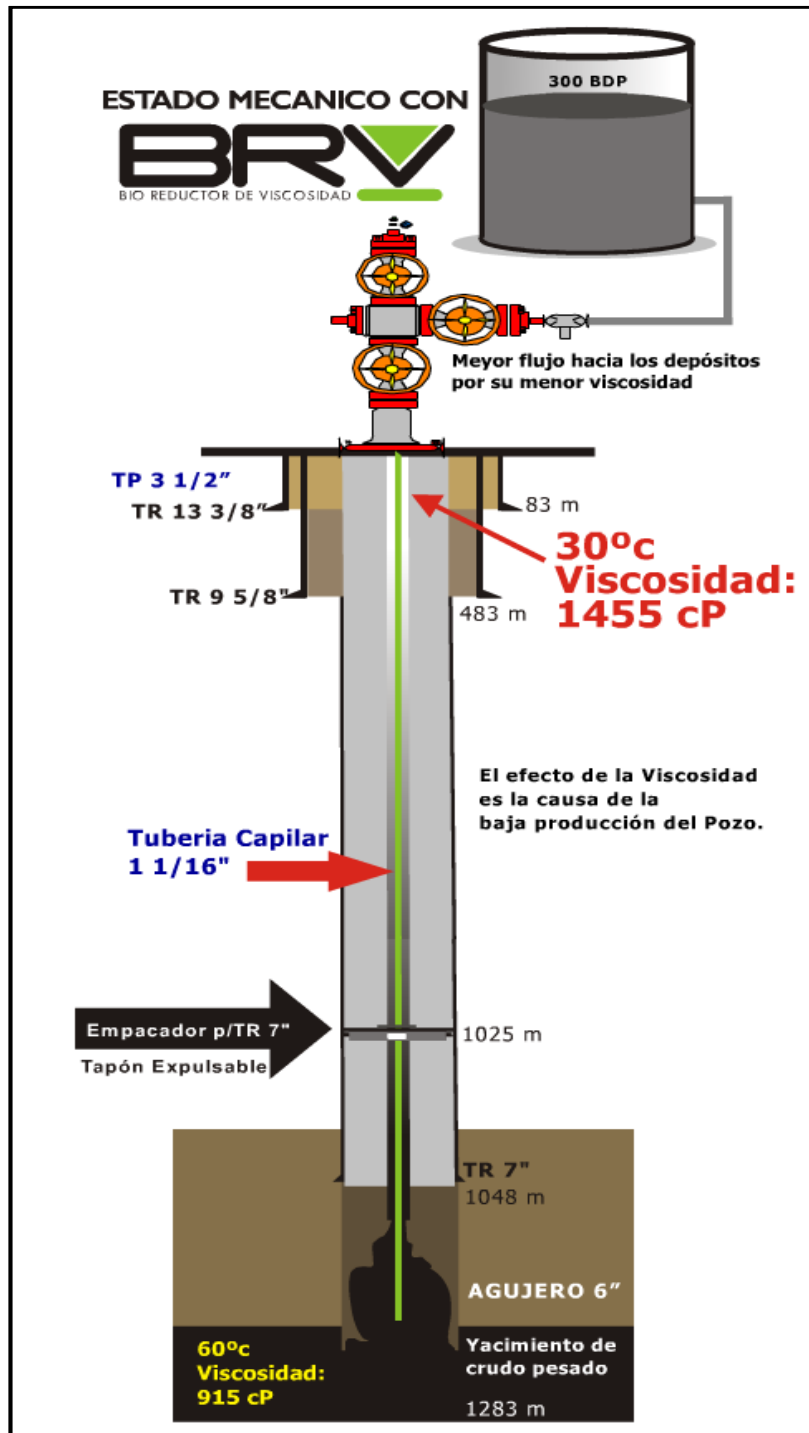
Fuente: Gonzales, Vicente., Suarez, Jonathan. Estudio de la reducción sustentable de viscosidad en crudo extrapesado: BRV. Geo Estratos S.A. de C.V. pag 143-147. January 2010.

Figura 15. Influencia del BRV en la gravedad API y la viscosidad de la mezcla.



Fuente: GEOESTRATOS S.A. DE C.V. BRV. Un Camino a la sustentabilidad. [en línea] <<http://issuu.com/ultimaedicion//docs/brochurebrv>>. [Consultado el 10 de Marzo 2014]

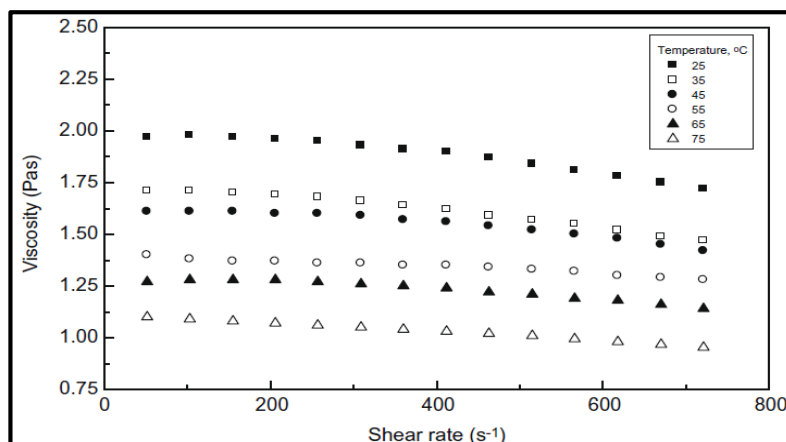
Figura 16. Esquema de dilución en fondo de Pozo con BRV.



Fuente: GEOESTRATOS S.A. DE C.V. BRV Bioreductor de viscosidad, un camino a la sustentabilidad. 2009

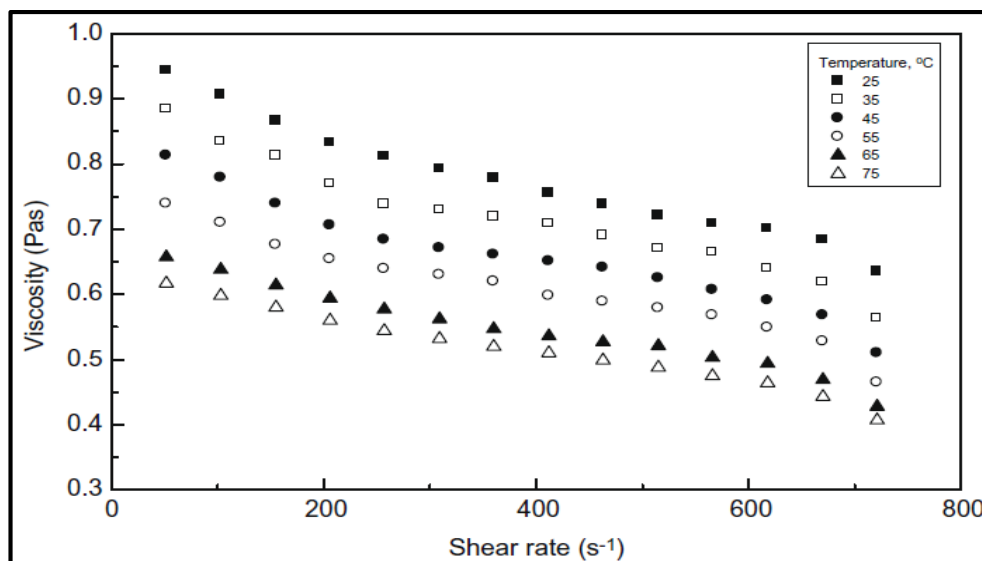
d) Hasan Shadi et al (2010) describen la dilución como uno de los métodos utilizados con el propósito de disminuir la viscosidad del crudo pesado para realizar su transporte por oleoducto. Su investigación incluye mediciones experimentales en términos del esfuerzo de corte, la tasa de corte y el esfuerzo de cedencia. Estos autores valoraron el efecto del etil alcohol en la dilución del crudo. Las figuras 17 y 18 muestran el comportamiento de la viscosidad cuando el crudo pesado es diluido con etil alcohol 10% y 20% en volumen. Como puede observarse en la Figura 17 la presencia de 10% de alcohol causa una fuerte reducción de la viscosidad de al menos 80% a 25°C (10.0 a 2.0 Pa.s). Incluso una mayor reducción de la viscosidad puede ser alcanzada por una mayor dilución como se muestra en la Figura 18, la viscosidad disminuye de 10.0 a 0,95 Pa.s (reducción en viscosidad del 90%) a 25°C en la presencia de 20% en volumen de alcohol. De estos resultados se puede concluir que la dilución de crudo pesado con etil alcohol mejora la fluidez del crudo pesado.

Figura 17. Viscosidad de una mezcla de 90% crudo-10% ethyl alcohol Vs Velocidad de Cizallamiento.



Fuente: Hasan Shadi W. Ghannam Mandouh T, Esmail, Nabil. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

Figura 18. Viscosidad de una mezcla de 80% crudo-20% ethyl alcohol Vs Velocidad de Cizallamiento.

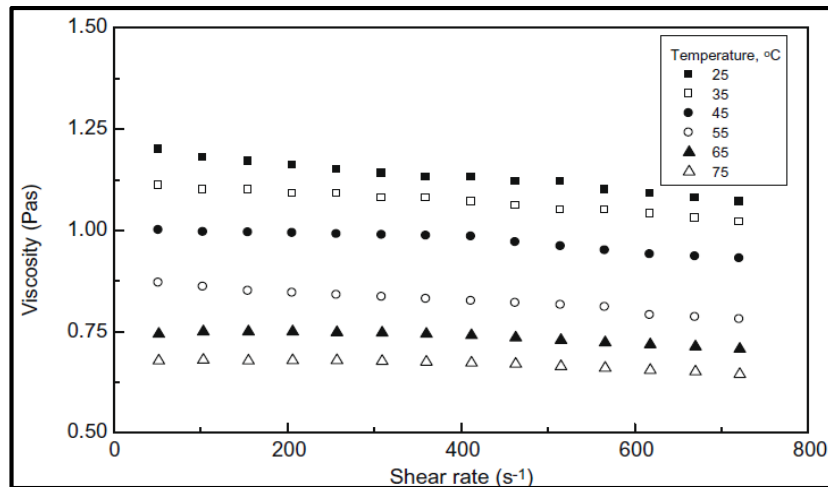


Fuente: Hasan Shadi W. Ghannam Mandouh T, Esmail, Nabil. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

En el mismo estudio se plantea otra alternativa para la reducción de la viscosidad realizando la mezcla de crudo pesado con un crudo más liviano de una viscosidad cercana a 0,300 Pa.s. Los resultados se muestran las Figuras 19 y 20. La presencia de 10% de crudo liviano causa una gran reducción en la viscosidad del crudo pesado de 10.0 a 1.2 Pa.s. a 25°C, la cual es al menos 10 veces menor que la viscosidad inicial del crudo. La adición de 20% de crudo liviano conduce incluso a una mayor reducción de la viscosidad de 10.0 a 0.375 Pa.s. a 25°C, la cual es 26 veces menor que la viscosidad original del crudo²¹.

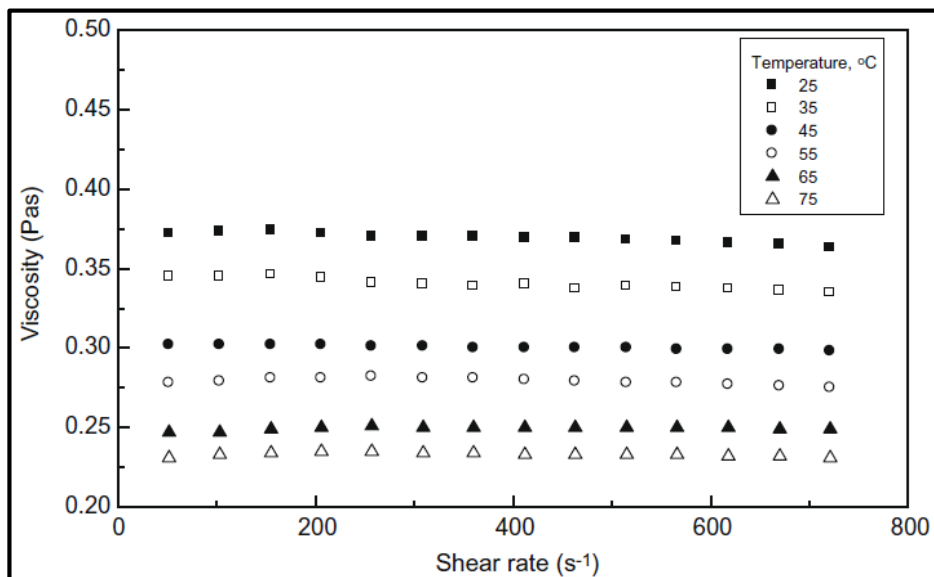
²¹ HASAN SHADI W. GHANNAM MANDOUH T, ESMAIL, NABIL. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

Figura 19. Viscosidad para una mezcla de 90% crudo pesado y 10% crudo liviano Vs Velocidad de Cizallamiento.



Fuente: Hasan Shadi W. Ghannam Mandouh T, Esmail, Nabil. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

Figura 20. Viscosidad para una mezcla de 80% crudo pesado y 20% crudo liviano Vs Velocidad de Cizallamiento.



Fuente: Hasan Shadi W. Ghannam Mandouh T, Esmail, Nabil. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.



- e) Háneut et al. (2007) usaron del Dimetil Eter bajo presión como un solvente para ajustar la viscosidad y reducir la caída de presión en la tubería. Además, la recuperación de DME en la refinería, comparado con los otros solventes, es más sencilla.
- f) Martínez et al (2010) describen el proceso de dilución como método para realizar el transporte del crudo desde cabeza de pozo a través de oleoducto. En su investigación indican que el Pentanol es doblemente efectivo en la reducción de la viscosidad del crudo pesado en comparación con el keroseno debido a la interacción de los enlaces de hidrógeno con los grupos hidroxil que caracterizan a algunos de los asfaltenos. En este proceso la mayor polaridad, o parámetro de enlace de hidrógeno, del solvente produce mayor reducción de la viscosidad relativa del crudo diluido²².
- g) En Canadá, se realiza el proceso de dilución para el transporte del bitumen, El diluyente más común usado actualmente es el condensado ligero del gas natural (C5+ o “pentano más”), que es un subproducto del gas natural procesado o de hidrocarburos livianos.²³ La gasolina natural utilizada es de 85° API. A pesar de la eficiencia en la disminución de la viscosidad la dilución con condensado implica un alto riesgo en su transporte por tubería, debido a que la mezcla resultante es altamente corrosiva y potencialmente inestable²⁴

²² Martínez-Palao, Rafael, María de Lourdes, M., Beatriz, Z.R., Elizabeth, M. J., Cesar, B.H., Et al. 2011. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *J.Pet.Sci.Eng.* 75 (2011), 274-282.

²³ Canadian Association of Petroleum Producers, CAPP. Crude Oil, Forecast, Markets & Transportation. June 2013.

²⁴ United States Department of Transportation, Pipeline Hazardous Materials Safety Administration and United States Environmental Protection Agency. Citizen Petition Before the United States. (2012)

2.2. PROPIEDADES DE LOS SOLVENTES.

La revisión bibliográfica de aplicaciones previas del proceso de dilución de crudos pesados permitió identificar las propiedades del solvente que tiene un mayor impacto en este proceso: la polaridad del solvente y la API. Los resultados de los estudios realizados permiten establecer las condiciones en las cuales estas propiedades son favorables al proceso de dilución.

2.2.1. Polaridad del Solvente²⁵. Para determinar el efecto de la polaridad del solvente en la eficiencia en la reducción de la viscosidad Hasan Shadi et al (2010) crearon solventes sintéticos a partir de la mezcla de nafta con varios co-solventes que presentaran diferentes parámetros de solubilidad. (Figura 21).

Figura 21. Parámetros de Hansen de la nafta y Solventes Polares.

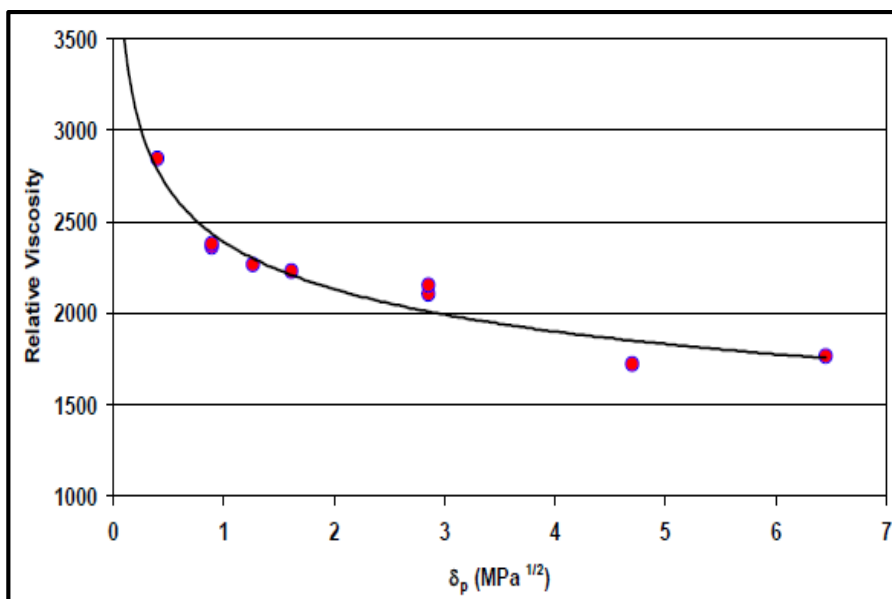
Solvent	δ_d (MPa ^{1/2})	δ_p (MPa ^{1/2})	δ_h (MPa ^{1/2})
Naphtha	15.3	0.4	0.6
Ethyl acetate	15.8	5.3	7.2
Butyraldehyde	14.7	5.3	7.0
Methylethylketone	16.0	9.0	5.1
Butyronitrile	15.3	12.5	5.1

Fuente: Argillier, J-F., Hénaut, I., Gateu, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

En este estudio, se comprobó que al aumentar la polaridad del solvente se conduce a una reducción en la viscosidad relativa del crudo diluido. Además se demostró que cuando el parámetro polar es lo suficientemente alto la eficiencia del solvente es constante (Figura 22).

²⁵ Hasan Shadi W. Ghannam Mandouh T, Esmail, Nabil. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

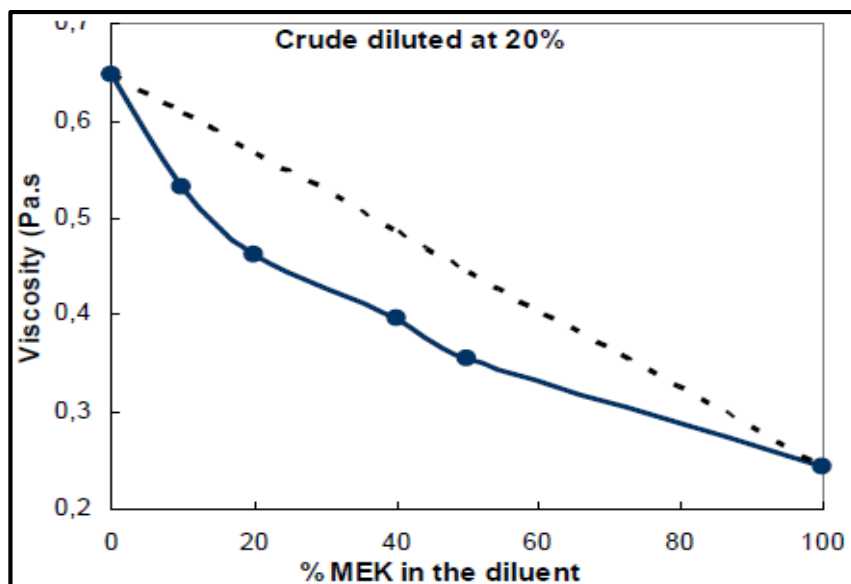
Figura 22. Influencia de la polaridad del diluyente en la viscosidad del crudo pesado diluido.



Fuente: Argillier, J-F., Hénaut, I., Gateu, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

La Metil Etil Cetona es uno de los solventes más efectivos cuando se prueba la efectividad de los solventes en función de su polaridad. En la Figura 23 se muestra la influencia de la composición del diluyente (mezclas de nafta/MEK a varias relaciones) en la viscosidad del crudo pesado diluido (tasa de dilución 20% (w/w)). Se evidencia que la eficiencia de dilución aumenta con la fracción en peso del MEK.

Figura 23. Influencia de la composición del diluyente (nafta/MEK) en la viscosidad del crudo pesado diluido.



Fuente: Argillier, J-F., Hénaut, I., Gateu, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

2.2.2. Gravedad API del solvente inyectado. La dilución del crudos pesados se puede realizar usando hidrocarburos ligeros de 35 a 42 API²⁶. En La Faja Petrolifera del Orinoco se utiliza un diluyente de 51-57° API obtenido del upgrading del crudo. El crudo producido es de 8° API y al realizar el proceso de dilución se obtiene un fluido de 16-17° API²⁷.

²⁶ ARGILLIER, J-F., HÉNAUT, I., GATEU, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

²⁷ Baumeister, Alberto., Da Silva, Ysmael., Giardinella, Sebastiano. Situación a nivel de recursos humanos y materiales en los futuros proyectos para producir crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco. ANALES de la Universidad Metropolitana. Vol.10, Nº 2 (Nueva Serie), 2010: 15-50.

2.3. CONDICIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SOLVENTES UTILIZADOS EN EL PROCESO DE DILUCIÓN.

A partir del estudio de casos se realizó una preselección de los distintos fluidos empleados en la industria del petróleo para generar reducciones considerables de la viscosidad del crudo. El criterio de selección utilizado fue la eficiencia en la reducción de la viscosidad registrada en la aplicación de los distintos solventes.

Tabla 10. Fluidos a ser empleados en el Estudio de la Factibilidad del Proceso de Inyección de Solvente en fondo de Pozo.

Nº de Solvente	Solvente
1	Nafta
2	Diesel
3	BRV
4	Etil alcohol (Etanol)
5	Keroseno
6	Pentano Plus (C5+)

La viabilidad de la aplicación de los fluidos enumerados en la tabla 10 en el proceso de dilución en fondo de Pozo en Campo Jazmín está determinada por las siguientes condiciones: disponibilidad local, requerimientos de almacenamiento, transporte desde el punto de obtención al campo, posible precipitación de asfaltenos, reciclaje, polaridad, gravedad API. Las tablas 11 a la 16 incluyen la descripción estos factores para los fluidos mencionados.



Tabla 11. Condiciones y características de la Nafta.

DISPONIBILIDAD	En Colombia el abastecimiento de Nafta es logrado mediante importaciones del producto. Se espera en el año 2016 el proyecto de modernización de la Refinería de Barrancabermeja asegure la autosuficiencia de Nafta alcanzando una producción de 50.000bpd ²⁸ .
ALMACENAMIENTO	El almacenamiento de la Nafta en los Campos Petroleros se realiza en Tanques cuyo diseño, fabricación, montaje, pruebas y operación están gobernados por las Norma API 650.
TRANSPORTE	La Nafta importada se transporta por el poliducto andino desde el Puerto de Santa Marta, hasta los Campos donde se utiliza actualmente como diluyente. En el año 2011, ECOPETROL incluyó dentro sus planes de inversión la ampliación de la capacidad de transporte de diluyente hasta 120 Kbpd, utilizando la infraestructura del Poliducto del Oriente y el tramo del Poliducto Andino. El transporte de este combustible también se realiza en carro tanques.
PRECIPITACION DE ASFALTENOS	Investigaciones indican que la nafta solubiliza la parte alifática y no asfálténica (maltenos) que ayudan a mantener en la fase de la muestra al asfalteno ²⁹ . Hénaut, I et al. (2005) destacan la buena compatibilidad de la nafta con los asfaltenos. Gharfeh, S et al. Realizó una prueba a un crudo de Venezuela indica que al realizar el proceso de dilución con Nafta liviana y pesada no ocurre precipitación de asfaltenos.
RECICLAJE	El reciclaje de la Nafta se realiza en URD (Unidades de Recuperación de Diluyente) en la cuales se realiza la separación de la Nafta mediante un proceso de destilación ^{30,31} .
POLARIDAD	La nafta es un derivado del petróleo, considerado como un solvente no polar, por su baja constante dieléctrica que tiene un valor de 2. Por lo tanto, se recomienda el uso de co-solventes para aumentar su polaridad y consecuentemente su eficiencia.
API	La gravedad API de la nafta oscila entre 58 – 65.
COSTO	Precio de compra de Nafta Virgen (ECOPETROL)= \$91/bbl

²⁸ ECOPETROL S.A.

²⁹ Marroquin Sanchez, Gustavo Jesús. Formación de sedimentos durante el hidrotratamiento catalítico de crudos pesados. Trabajo de grado (Doctor en tecnología avanzada). Instituto Politécnico Nacional. Centro de investigación en ciencia aplicada y tecnología avanzada. México, D.F. Noviembre del 2007.

³⁰ Maya Molina, Federico. Vicepresidente de Refinación y Petroquímica. ECOPETROL. Demanda de crudos pesados-Presente y Futuro. Expo Oil & Gas Colombia 2010. Noviembre 4 de 2010.

³¹ Sánchez Ramírez, Adriana Yuribi. Evaluación del sistema de recuperación de la nafta diluyente en función de los cambios en las características de la alimentación del crudo diluido (DCO) que se procesa en la unidad de destilación atmosférica del Mejorador Petrocedeño. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad del Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Petróleo. Barcelona, Abril del 2011.



Tabla 12. Condiciones y Características del Diesel.

DISPONIBILIDAD	<p>A pesar de que la producción de diesel aumentado año tras año en la última década esta producción es insuficiente para abastecer las necesidades del país, por lo que debe importarse de usarse en el proceso de dilución. Con la realización de los Megaproyectos desarrollados actualmente en las principales refinerías del país, enfocados en el aumento de la capacidad de conversión de diesel se espera que Colombia alcance la autosuficiencia de este fluido.³²</p> <p>Una posible alternativa es la producción de diesel a partir del carbón, contemplada en el Plan Energético Nacional, 2006-2025., en el cual se recomienda la construcción de una Planta DLC que puede llegar a producir 40.000 BPD de diesel. La producción de la planta sería tal que cubriría necesidades del país.³³</p>
ALMACENAMIENTO	El almacenamiento de los derivados del crudo en los Campos Petroleros se realiza en Tanques cuyo diseño, fabricación, montaje, pruebas y operación están gobernados por las Norma API 650. Y API 653
TRANSPORTE	Los distribuidores mayoristas de diesel en el Colombia son: Terpel, Esso, Mobil y Texaco. El diesel también puede transportarse a través de la red de poliductos del país o por carro-tanque.
PRECIPITACION DE ASFALTENOS	Pruebas realizadas por Oseghale et al. (2011) indican que el diesel presenta un resultado muy pobre para la solubilidad de asfaltenos .Otras referencias consultadas indican que el diesel no debe mezclarse con crudo que contenga un porcentaje significativo de asfaltenos debido a que los hidrocarburos no aromáticos pueden causar precipitación de asfaltenos por despojar al malteno que los estabiliza ³⁴
RECICLAJE	No se registran aplicaciones previas, o teoría alguna acerca del reciclaje del diesel en el proceso de dilución.
POLARIDAD	El diesel tiene una constante dieléctrica de 2.1 a 25°C , por lo que se considera un solvente no polar . Lo anterior indica que si se desea aumentar la eficiencia de la dilución debe utilizarse co-solventes polares.
API	La gravedad API del diesel a 60°F (15,6°C) está entre 30 y 42 ³⁵ .
COSTO	8426,2 pesos/galón ³⁶ .

³² ECOPETROL S.A.

³³ Agencia Nacional de hidrocarburos-ANH. Análisis de la evaluación técnica y económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón para el caso Colombiano. Septiembre del 2007.

³⁴ Barker,K., and Newberry, M., Yin,Y. Paraffin solvation in the oilfield. En: SPE 64995-MS .February 2001

³⁵ CHEVRON. Diesel [en línea] <https://www.chevronwithtechron.com/products/documents/Diesel_Fuel_Tech_Review.pdf> [Consultado el 31 de julio de 2014]

³⁶ SISTEMA DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COLOMBIANO [en línea] <<http://www.sipg.gov.co/>> [Consultado Junio 20, 2014]



Tabla 13. Características del BRV.

DISPONIBILIDAD	El BRV es producido por Geo Estratos, con sede en Tamaulipas, México, por lo que su implementación en Colombia requeriría de la importación. La materia prima del fluido es la jatropha curca, considerada una de las mejores opciones para producir biocombustibles debido a que no forma parte de la cadena alimenticia ³⁷ . En el año 2009, la Geo Estratos Soluciones S.A. de C.V. inauguró la primera planta productora de Bio Reductor con una capacidad de producción de 78 millones de litros al año de BRV ³⁸
ALMACENAMIENTO	El BRV es almacenado en tanques de acero al carbón a Temperatura ambiente y presión atmosférica.
TRANSPORTE	Los vehículos a utilizar por el tipo de materia prima y producto terminado que se maneja son UPV'S. En primera instancia por que los productos que se manejan son líquidos y en segunda instancia porque debe estar completamente hermética ³⁹
PRECIPITACION DE ASFALTENOS	El BRV es un producto que actúa como dispersante de asfaltenos. La eficiencia del producto fue probada realizando mezclas de un petróleo de 25000 cP y 27.00% de asfaltenos, con un condensado de hidrocarburos ligeros y dosificaciones de BRV. La figura 36 permite observar cómo, conforme aumenta la concentración de BRV, la película de asfaltenos se vuelve más homogénea lo que sugiere que los asfaltenos se dispersan en presencia del BRV ⁴⁰ .
RECICLAJE	Actualmente, el BRV que es utilizado para para disminuir la viscosidad del crudo no se recicla. Este producto acompaña al crudo en su procesamiento en refinería, alcanzándose un aumento en la eficiencia de destilación del 36,16% ⁴¹ .
POLARIDAD	El BRV, cuenta con moléculas ambifílicas que rodean a los aglomerados asfálticos dispersándolo en un medio no polar y viceversa ⁴²
API	La gravedad específica de este bio reductor de viscosidad (BRV) es de 0,875 a 68°F, por lo que la gravedad API es de 30,21 ⁴³ .

³⁷ Huerga, I., Carrizo, A., Brizuela, G., Querini, C. Producción de biodiesel con aceite de Jatropha Curcas. INTA. N° Doc BC-INF.18-10.

³⁸ Geo Estratos S.A. de C.V. Estudios de Ingeniería y subsuelo. Informe anual de actividades 2012-2013 Pacto Global.

³⁹ Rodríguez Fernández, Arturo Vinicio. Creación del departamento de transporte dentro de la empresa con denominación social Geo Estratos S.A. de C.V. Unidad Profesional Interdisciplinaria de ingeniería y Ciencias Sociales y Administrativas. Instituto Politécnico Nacional. Trabajo de Grado (Ingeniero en Transporte). Mexico D.F. 2009.

⁴⁰ 48º Congreso Mexicano de Química. Memorias. Química 2013. Bol.Soc. Quím. Méx, 2013. Vol 7. Número Especial 1. ISSSN 1870-1809. Universidad de Guanajuato. México, DF

⁴¹ Salas Ramírez, M.L., Martínez Azuara, J.A., et al. Efecto de un reductor de viscosidad en la destilación del crudo. Mexican Institute of Complex Systems

⁴² GEO ESTRATOS, S.A. DE C.V. [en línea] <<http://geoestratos.info/productos12.html>>[consultado el 10 Junio]

⁴³ RAMIREZ, Ruben. Bio reductor de viscosidad (BRV), un camino a la sustentabilidad. 2009.



Tabla 14. Condiciones y Características del Etanol.

DISPONIBILIDAD	<p>La producción de etanol en Colombia tiene lugar en los departamentos de Risaralda, Valle del Cauca, Cauca y Meta. En agosto de 2014 la producción de Etanol fue de 36,535,000 Lts⁴⁴. La obtención de este fluido para la dilución de crudos pesados deberá realizarse vía importación ya que la producción nacional está destinada a la mezcla con gasolina.</p> <p>Fuentes alternativas para la generación de etanol han sido estudiadas y se espera que en los próximos años pueda producirse su aplicación a gran escala⁴⁵. Países como Brasil y Estados Unidos, han logrado ser potencias en la producción de etanol debido a los subsidios dados a los productores, que permiten que este biocombustible sea producido con precios más bajos que los de la gasolina.</p>
ALMACENAMIENTO	<p>En relación con el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de alcoholes carburantes el Reglamento Técnico (Res. 180687 de 2003) establece que además de cumplir con las disposiciones dadas en éste, se debe cumplir con las disposiciones dadas en los Decretos 283 de 1990, 353 de 1991, 300 de 1993, 1521 de 1998, 1609 de 2002 y demás disposiciones que regulen la materia y los modifiquen o deroguen⁴⁶.</p>
TRANSPORTE	<p>El transporte de etanol en Colombia se realiza en carro-tanques. Un análisis de la viabilidad de la construcción de alcoholductos permitió concluir que los volúmenes de demanda de etanol proyectados no son lo suficientemente altos para justificar esta construcción⁴⁷</p>
PRECIPITACION DE ASFALTENOS	<p>El etanol presenta un parámetro de solubilidad de 26 Mpa ¹/₂ el cual indica que su polaridad es alta y por lo tanto no precipitará asfaltenos.</p>
RECICLAJE	<p>No existen referencias previas acerca del proceso del reciclaje del etanol utilizado como diluyente</p>
POLARIDAD	<p>Al tener una constante dieléctrica de 22.4 el etanol es considerado como una sustancia polar, esta característica aumentaría su eficiencia en un proceso de dilución.</p>
API	<p>La gravedad específica para una temperatura de 20°C es de 0.789, por lo que la gravedad API para el etanol es de 48,73</p>
COSTO	<p>6,226,01\$/galón⁴⁸.</p>

⁴⁴ Federación Nacional de Biocombustibles.

⁴⁵ Ocampo, Aquiles. Alcohol carburante: actualidad tecnológica. Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 1 p. 39-46. Febrero 2004. Escuela de Ingeniería de Antioquia, Medellín, Colombia. Bogotá. Agosto, 2010.

⁴⁶ ICONTEC INTERNACIONAL. Estudio para la estructuración de un programa de aseguramiento y control de calidad (QA/QC) de los biocombustibles y sus mezclas con combustibles fósiles en Colombia, con proyección hacia los mercados internacionales. Estrategias de Energía sostenible y biocombustibles en Colombia. Bogotá 22 de diciembre de 2011.

⁴⁷ Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia. Transporte de Biocombustibles en Colombia.

⁴⁸ Federación Nacional de Biocombustibles.



Tabla 15. Condiciones y Características del Queroseno.

DISPONIBILIDAD	En Colombia el queroseno se produce en las refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Orito. La producción de queroseno para el año 2012 fue de 1.040,97 BDC ⁴⁹ . Debe ser importado para su uso en el proceso de dilución
ALMACENAMIENTO	El almacenamiento de los derivados del crudo en los Campos Petroleros se realiza en Tanques cuyo diseño, fabricación, montaje, pruebas y operación están gobernados por las Norma API 650. Y API 653.
TRANSPORTE	El queroseno se despacha a distribuidores mayoristas bajo las modalidades de entregas por poliducto, buquetanque y en carrotanques ¹³ .
PRECIPITACION DE ASFALTENOS	En la literatura se ha reportado que la adición de fluidos orgánicos de tensión superficial baja, precipitara asfáltenos y uno de estos fluidos es el queroseno ⁵⁰ . Por otro lado, los asfáltenos son insolubles en solventes alifáticos (entre estos el queroseno) todo lo contrario a los solventes aromáticos los cuales por medio de muchos estudios han reportado un buen manejo con esta fracción pesada del crudo ⁵¹ . Por lo que se puede concluir que el queroseno, aunque se ha reportado como un solvente para disminuir la viscosidad del crudo pesado y mejorar la producción ⁵² , no es un buen solvente con el manejo de asfáltenos.
RECICLAJE	No existen referencias previas acerca del proceso del reciclaje del queroseno utilizado como diluyente
POLARIDAD	El queroseno, al tener una constante dieléctrica de 1,8 a 25°C ⁵³ , se considera un solvente no polar. Por lo anterior, de usarse en el proceso de dilución se remienda usar co-solventes para aumentar su polaridad y eficiencia.
API	La gravedad API del queroseno oscila entre 40-52 ⁵⁴ .
COSTO	6494,52/galón de queroseno ⁵⁵ .

⁴⁹ ECOPETROL S.A.

⁵⁰ M.E. Newberry and K.M. Barker. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. En: SPE Production Operations Symposium (10-12 March, Oklahoma City, Oklahoma). Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1985.

⁵¹ C. Ijogbemeye Oseghale and F.O. Ebhodaghe. Asphaltene deposition and remediation in crude oil production: solubility technique. Nigeria: Medwell Journals, 2011. ISSN: 1816-949X.

⁵² Alireza Bahadori. Estimation of heavy crude and tar sand oils viscosity in the presence of diluent. En: SPE Heavy Oil Conference Canada (12-14 June, Calgary, Alberta, Canada). Canada: Society of Petroleum Engineers, 2012

⁵³ The engineering toolbox. Dielectric Constant of some common Liquids. < http://www.engineeringtoolbox.com/liquid-dielectric-constants-d_1263.html > [citado en 10 de agosto de 2014].

⁵⁴ ASTM international. Hydrometer Method. [ASTM D287].

⁵⁵ ECOPETROL. Precios vigentes [en línea]. <<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=36336&pagID=129391>> [citado en 27 de junio de 2014].



Tabla 16. Condiciones y Características del C5+.

DISPONIBILIDAD	En Colombia la producción de condensados como gasolina natural para el año 2012 fue de 73.060,92 BDC ⁵⁶ . Sin embargo, los proyectos de dilución que se realizan actualmente en el país empleando gasolina natural obtienen este hidrocarburo mediante su importación.
ALMACENAMIENTO	Los tanques deben estar diseñados conforme las normas API (American Petroleum Institute) 650 y 653, ASME (American Society Mechanical Engineers) y los códigos para el almacenamiento de LGN.
TRANSPORTE	Este producto también puede ser transportado por tuberías o carro-tanques. La norma que se puede aplicar es la NTC 2801 que establece los requisitos que deben cumplir el transporte terrestre y el manejo de líquidos inflamables ⁵⁷ .
PRECIPITACION DE ASFALTENOS	Gateau et al. (2004). indican que uno de los percances de usar condensados es la posibilidad de la floculación de asfaltenos y la segregación en la línea.
RECICLAJE	El C5+ es reciclado en la Unidad de Recuperación de Diluyente (URD). La URD consiste en el flasheo de los componentes ⁵⁸ . Se estima que la energía invertida en el este proceso es de 2970,7 kJ/L ⁵⁹ . El proceso también puede realizarse en Hidrotratadores e Hidrocraqueadores alcanzando eficiencias de recuperación del 98% ⁶⁰ .
POLARIDAD	Los condensados son considerados solventes no polares debido a su baja constante dieléctrica (para una temperatura de 70°F tiene un valor de 2) ⁶¹ , por lo que su aplicación como solvente puede acompañarse de co-solventes para aumentar la polaridad, y por lo tanto la eficiencia del proceso.
API	Los condensados manejan gravedades API del orden de los 75,38 ⁶²
COSTO	El costo estimado del pentano plus es 113 US\$/bb ⁶³ .

⁵⁶ Sistema de información de petróleo y gas colombiano (SIPG).

⁵⁷ NORMA TÉCNICA COLOMBIANA. Transporte, mercancías peligrosas clase 3, condiciones de transporte terrestre. Bogotá: ICONTEC, 2005 (NTC 2801)

⁵⁸ Gemayel El Gemayel. Integration and simulation of a bitumen upgrading facility and an IGCC process with carbon capture.

⁵⁹ Peter Associates Engineering. Application for Enbridge Northern Gateway Project. Northern Gateway Pipelines Inc. Project. Certificate of Public Convenience and Necessity. OH-4-2011.

⁶⁰ NWU. North West Upgrading. Annual General Meeting. May 2013.

⁶¹ The engineering toolbox. Dielectric Constant of some common Liquids. < http://www.engineeringtoolbox.com/liquid-dielectric-constants-d_1263.html > [citado en 10 de agosto de 2014].

⁶² Turgas S.A. E.S.P. Ficha técnica Gasolina Natural. < <http://turgas.com/fichagasolina.html> > [citado en 11 de agosto de 2014].

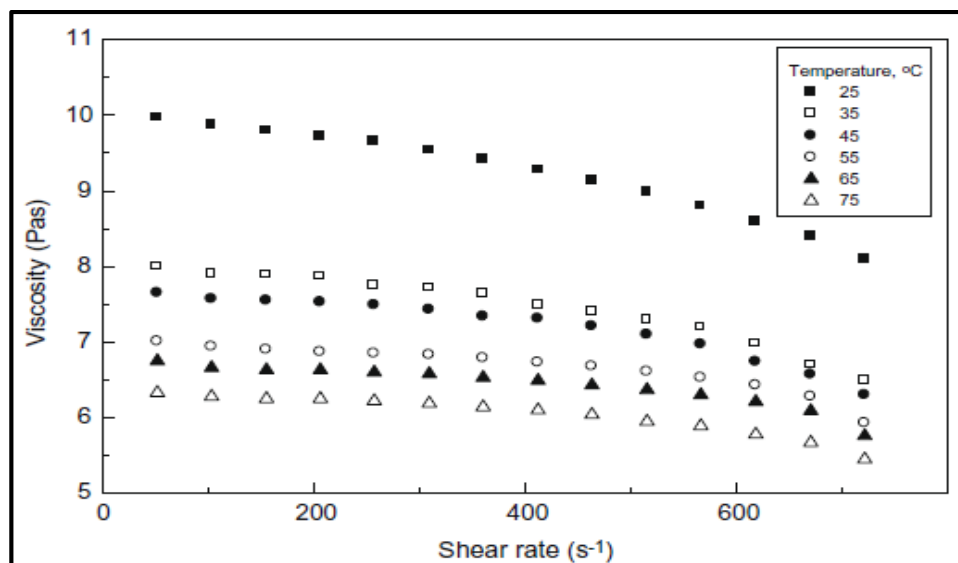
⁶³ CALGARY HERALD. Bitumen diluent demand expected to double by 2020 [en línea]

<<http://www.calgaryherald.com/business/Bitumen+diluent+demand+expected+double+2020/9696681/story.html>>. [Citado en Julio 5 de 2014]

2.4. VARIABLES OPERACIONALES PARA LA DILUCIÓN EN FONDO DE POZO.

2.4.1. Temperatura. Uno de los métodos más importantes que pueden ser usados para disminuir la viscosidad del crudo y mejorar la fluidez es el efecto de la temperatura. La Figura 24 muestra el efecto de la temperatura sobre la viscosidad-esfuerzo de corte del crudo pesado en un rango de 25-75°C en incrementos de 10°C. A medida que la temperatura aumenta, los componentes del crudo pesado con alto peso molecular, como los asfaltenos, las resinas y las parafinas etc, no tienen el cambio a aglomerados y forman agregados, rompiendo los enlaces entre las partículas sólidas y por lo tanto reduciendo la viscosidad del crudo⁶⁴.

Figura 24. Efecto de la Temperatura en la viscosidad del crudo pesado

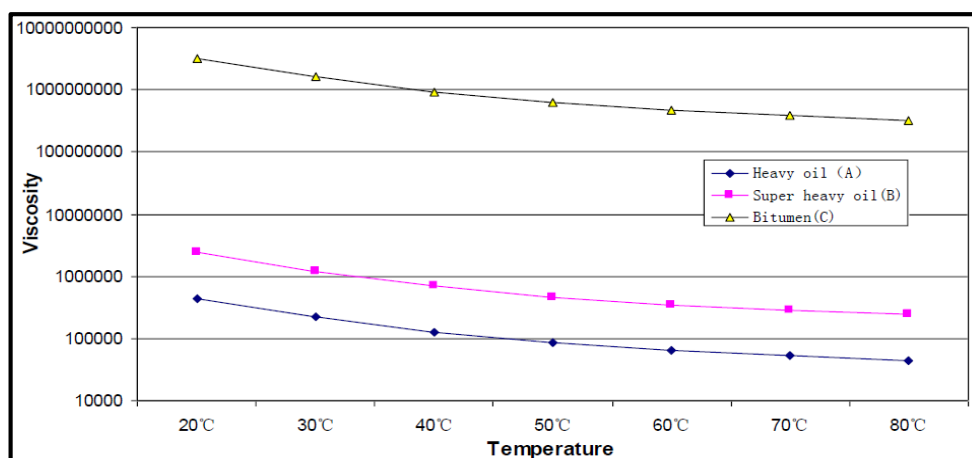


Fuente: Hasan Shadi W. Ghannam Mandouh T, Esmail, Nabil. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

⁶⁴ HASAN SHADI W. GHANNAM MANDOUH T, ESMAIL, NABIL. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

Zhang, Jie. Et al (2012) realizaron análisis de la influencia de la temperatura en la viscosidad de varias muestras de crudo. Los resultados mostrados en la Figura 25 sugieren que el aumento en el Temperatura conduce a una reducción de la viscosidad que resulta menos significativa para el Bitumen debido a que conserva una alta viscosidad incluso a altas temperaturas.

Figura 25. Relación entre la viscosidad de las muestras y la Temperatura.

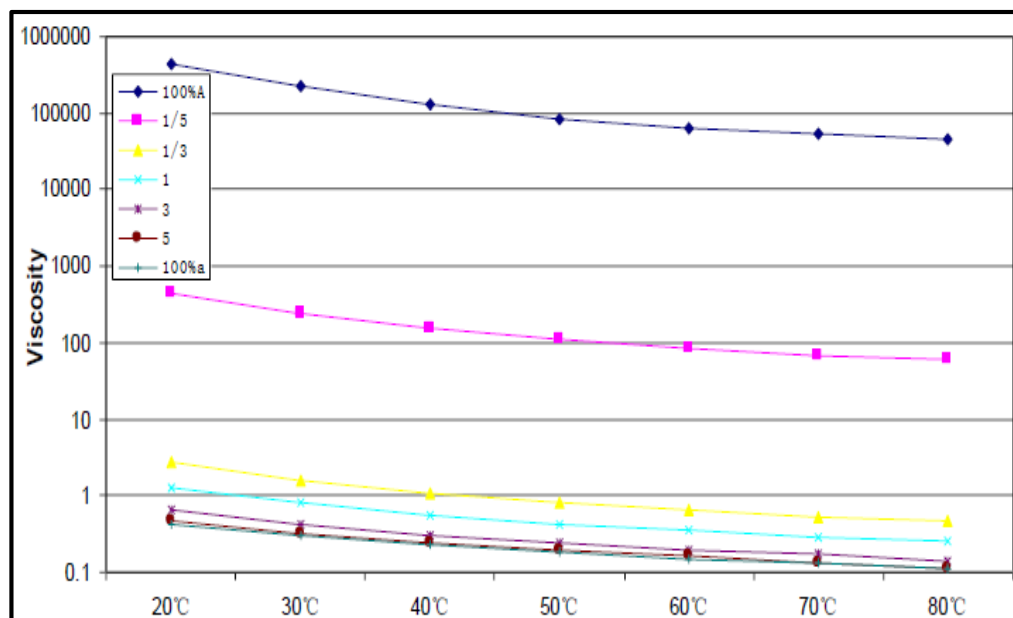


Fuente: Zhang, Jie., Li, Cuian., Zeng, Fanhua. Et al. To star up Extra-Heavy Oil or Bitumen Wells by Solvents after Drilling. En: SPE International.158341. Junio 2012.

2.4.2. Dosificación del solvente. Pruebas realizadas a 3 muestras de crudo con 14 solventes mezclados en cinco diferentes relaciones de volumen solvente-crudo (1/5, 1/3, 1, 3, 5) indicaron que al aumentar la concentración de solvente la viscosidad disminuye significativamente como se muestra en la Figura 26⁶⁵. Sin embargo, se debe considerar que si la cantidad de solvente es igual o mayor que el crudo pesado la aplicación no resulta viable.

⁶⁵ ZHANG, JIE., LI, CUIAN., ZENG, FANHUA. Et al. To star up Extra-Heavy Oil or Bitumen Wells by Solvents after Drilling. En: SPE International.158341. Junio 2012.

Figura 26. Relación en volumen entre el solvente y el crudo pesado.



Fuente: Zhang, Jie., Li, Cuian., Zeng, Fanhua. Et al. To star up Extra-Heavy Oil or Bitumen Wells by Solvents after Drilling. En: SPE International.158341.Junio 2012.

Otros estudios sugieren que para lograr límites aceptables para el transporte de crudo pesado se requiere una fracción de hasta 30% el volumen de diluyente⁶⁶.

En Canadá, el bitumen es demasiado viscoso en su etapa de producción, por esto necesita ser diluido con un hidrocarburo más ligero u otro tipo de diluyente para crear un crudo que alcance las especificaciones de transporte por oleoducto de la densidad y la viscosidad del crudo. Las mezclas para generar DilBit (Bitumen Diluido) requieren una relación de bitumen a condensado de 70:30⁶⁷.

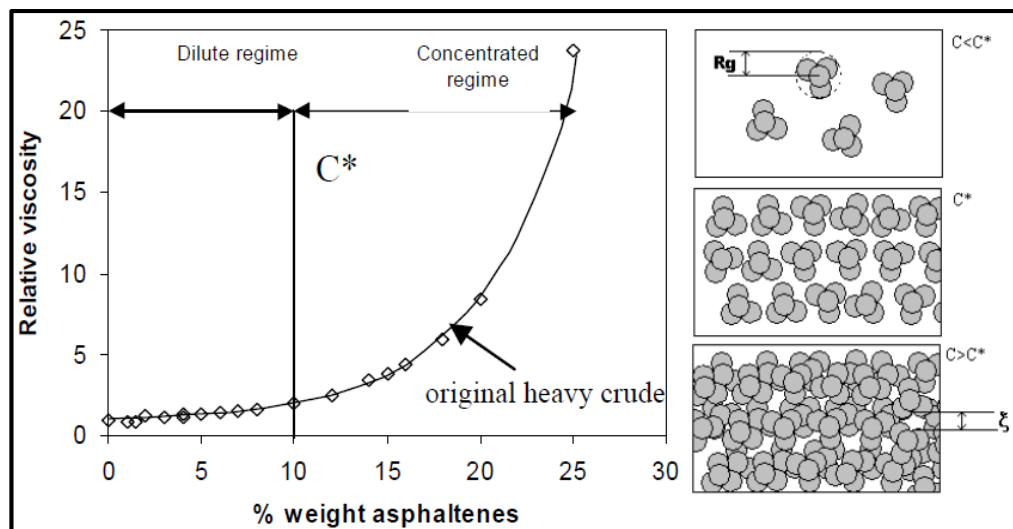
⁶⁶ PANTIGOSO ANDONAIRE, CARLOS FRANCISCO. Alternativas para la explotación de crudo pesado en La Selva Norte del Peru- propuesta para un desarrollo integral estado/contrarista. Lima-Peru 2006. 66h. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo Gas Natural y Petroquímica.

⁶⁷ Canadian Association of Petroleum Producers, CAPP. Crude Oil, Forecast, Markets & Transportation. June 2013.

En Venezuela, algunos de campos de crudo pesado actualmente usan nafta para disminuir la viscosidad del crudo y permitir buen flujo en la tubería. En este proceso se mezcla el crudo pesado en cabeza de pozo con un diluyente llevando la gravedad API de la mezcla a 20 grados API. La tasa de dilución nominal es 25% nafta (nafta hidrotratada, nafta liviana o nafta pesada) y 75% crudo⁶⁸.

2.4.3. Precipitación de asfaltenos. La influencia de los asfaltenos en la viscosidad del crudo se muestra en la Figura 27. Su efecto puede ser contrarrestado de dos formas: por el aumento de las interacciones entre el solvente y los componentes polares del crudo (principalmente asfaltenos) y rompiendo las interacciones asfaltenos/ asfaltenos⁶⁹.

Figura 27. Regímenes de Concentración: Influencia del contenido de asfaltenos en la viscosidad del crudo pesado.



Fuente: Argillier, J-F., Hénaut, I., Gateu, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

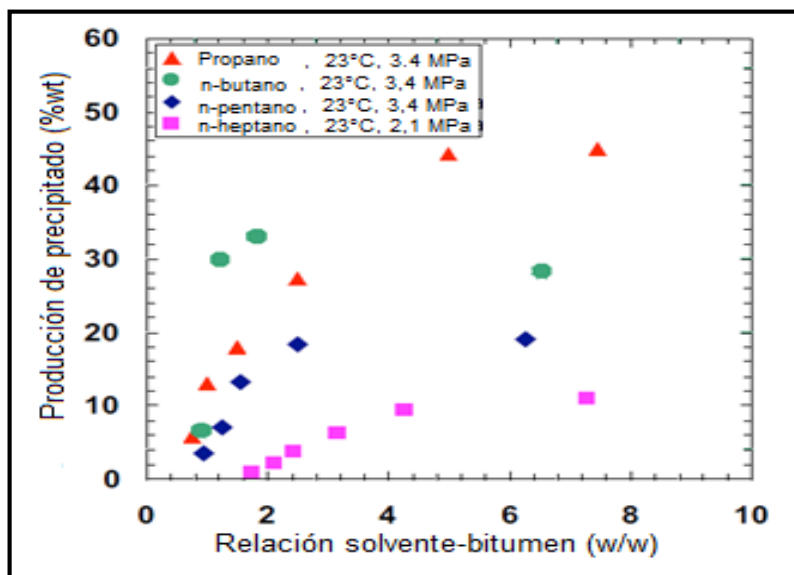
⁶⁸ Gharfeh, S., Singh, P., Kraiwattanawong, K. and Blumer, D. ConocoPhillips Co. A Comprehensive Solubility Model for Asphaltene- Flocculation Prediction at Field Conditions.

⁶⁹ Argillier, J-F., Hénaut, I., Gateu, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

El número de carbonos del solvente es un parámetro importante en este proceso. Ferworn et al. (1993) Hammami et al (2000), y Speight (2002) observaron que cuando el número de carbonos del solvente disminuye la floculación de asfaltenos y el tamaño de las partículas aumenta. Por ejemplo, los asfaltenos y las resinas son insolubles en propano y butano, como consecuencia de esto estos solventes precipitan los dos componentes más polares del crudo^{70,71,72}.

El efecto mencionado anteriormente fue demostrado por k. Akbarzadeh ⁷³ como se muestra en la Figura 28.

Figura 28. Efecto del diluyente n-alcano sobre la precipitación de asfaltenos.



Fuente: K. Akbarzadeh, O. Sabbagh, J. Beck, W.Y. Svrcek, H.W. Yarranton. Asphaltene Precipitation From Bitumen Diluted With n-Alkanes.

⁷⁰ Moreno Arcineigas, Laura., Babadagli, Tayfun. Asphaltene precipitation, flocculation and deposition during solvent injection at elevated temperatures for heavy oil recovery. En: Elsevier. Fuel 124 (2014) 202-211. February 2014.

⁷¹ Andersen SI, Speight JG. Thermodynamic models for asphaltene solubility and precipitation. J Petrol Sci Eng 1999;22: 53-66.

⁷² Brons G, Yu JM. Solvent deasphalting effects on whole cold lake bitumen. Energy Fuels 1995; 9:641-7.

⁷³ K. Akbarzadeh, O. Sabbagh, J. Beck, W.Y. Svrcek, H.W. Yarranton. Asphaltene Precipitation From Bitumen Diluted With n-Alkanes. En: Canadian International Petroleum Conference (8-10 June, Calgary, Alberta). Alberta: Petroleum Society of Canada, 2004.



3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL SOLVENTE.

La selección final del fluido utilizado en la determinación de la factibilidad del proceso de inyección de solvente en fondo de pozo en Campo Jazmín se realizó considerando el impacto en la producción generado por la dilución. La herramienta utilizada para el cálculo del caudal incremental fue el simulador Pipesim mediante el cual se valoró el efecto del porcentaje en volumen y tipo de solvente (Nafta y Etanol).

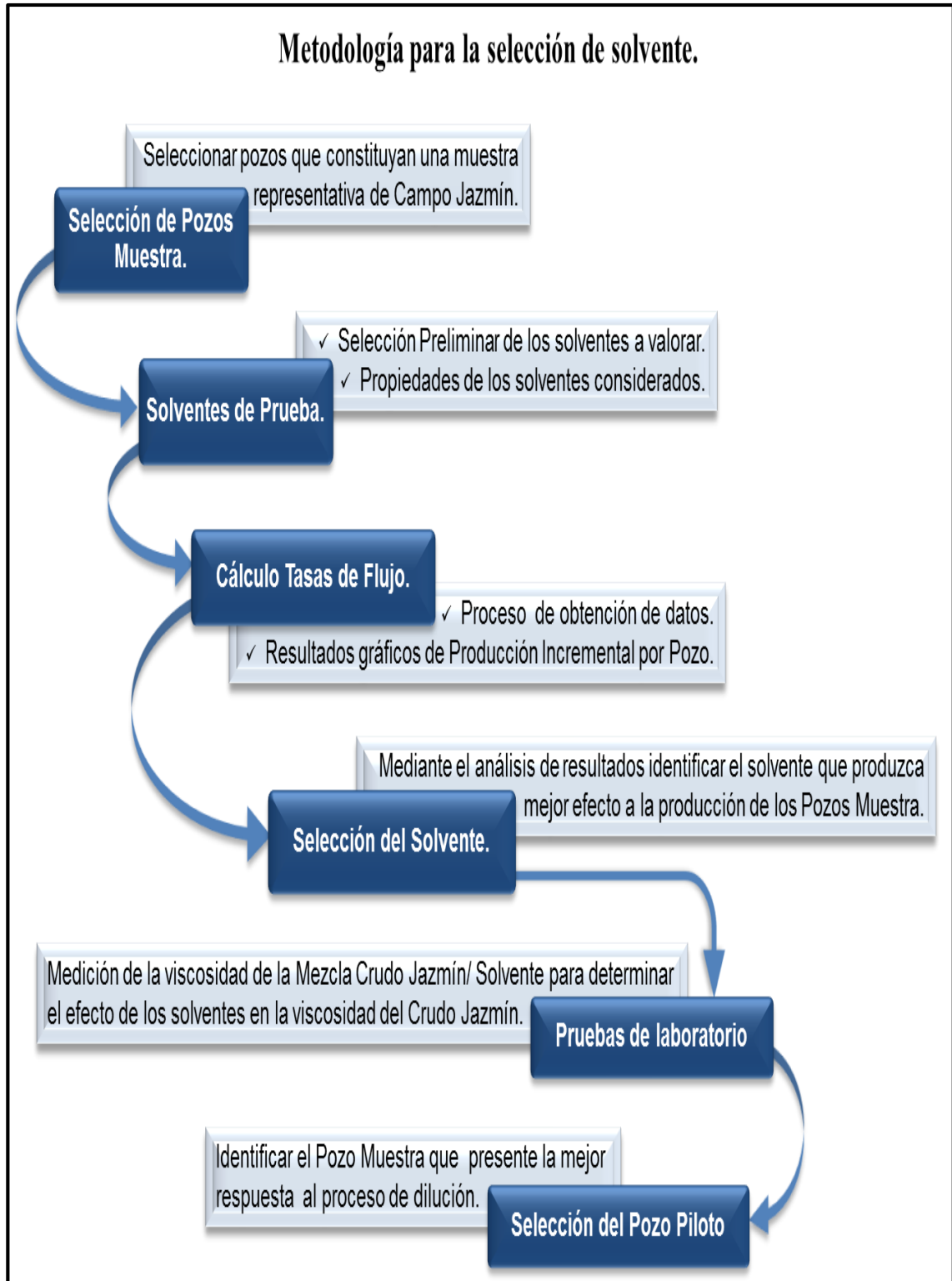
El efecto generado en la producción de Campo Jazmín por el proceso de dilución en fondo de Pozo fue valorado en 6 Pozos Muestra cuyo criterio de selección se describe más adelante.

El análisis de la producción incremental de los Pozos Muestra, permitió identificar cuál de estos representaba la mejor opción para la implementación de este proceso.

3.1. DIAGRAMA DE PROCESO.

La figura 29 muestra el proceso seguido en este proyecto para determinar el fluido que fue valorado como solvente para determinar la factibilidad del proceso de dilución en fondo de Pozo en Campo Jazmín.

Figura 29. Metodología para la selección de Solvente.



3.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS PRUEBA.

La realización de un estudio de producción que involucre todos los pozos de Campo Jazmín resulta un proceso complejo debido al considerable número de pozos productores (373). Por lo anterior, para el desarrollo de este estudio se seleccionaron algunos pozos de Campo Jazmín que constituyen una muestra representativa.

El criterio utilizado en la selección de los pozos muestra fue el tipo de arena productora (tabla 17). En Campo Jazmín existen 3 tipos de arenas productoras A, AB, B. Estas arenas poseen propiedades petrofísicas y dimensiones particulares. Se decidió utilizar este filtro de selección ya que el tipo de arena productora tiene relación directa con la producción de los pozos, parámetro al que están directamente relacionadas las pérdidas por fricción. Además se seleccionaron dos pozos por cada tipo de Arena con el objetivo de considerar el rango en la producción que se presenta.

Tabla 17. Pozos Muestra.

CAMPO	TIPO DE ARENA	POZO
JAZMÍN	A	A08
	A	A09
	AB	AE05
	AB	AE08
	B	AQ05
	B	AQ06

Fuente: Mansarovar Energy Ltda.

En la tabla 18 se muestran las temperaturas de los pozos muestra durante el ciclo de producción.

Como resultado del proceso de Inyección Cíclica de Vapor la temperatura de los pozos de Campo Jazmín decrece a lo largo del ciclo de producción. Para efectos de cálculos se estimó un valor de temperatura promedio en los Pozos Muestra.

Tabla 18. Temperatura del crudo durante el ciclo de producción.

Pozo Muestra	Etapa			Temperatura Promedio (°F)
	Recién Estimulado	Etapa Caliente	Etapa Fría	
A08	150°F	116°F	98°F	113
A09	137°F	111°F	---	106
AE05	141°F	138°F	89°F	113
AE08	190°F	152°F	121°F	136
AQ05	155°F	---	101°F	115
AQ06	166°F	115°F	---	100

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

*Datos registrados en que ciclos de producción desde Mayo del 2013 a Junio del 2014.

**Algunos datos de los pozos muestra no se pudieron obtener debido a que no se contaba con pruebas de pozos para esos periodos.

***El valor de temperatura promedio corresponde a los últimos 4 meses del ciclo productivo de cada pozo.

La Tabla 19 contiene los datos de producción que fueron utilizados como referencia en la estimación del impacto financiero en la producción de Campo Jazmín generado por la elevada viscosidad del crudo. Estos datos serán cotejados con datos de producción obtenidos a partir de la formulación de escenarios de

producción en los cuales se establezcan reducciones viscosidad como resultado de la inyección de distintos tipos de solventes en fondo de pozo.

Tabla 19. Producción actual de los Pozos Muestra.

Pozo Muestra	Producción Actual (bpd)
A08	20
A09	25
AE05	36
AE08	48
AQ05	15
AQ06	17

Fuente: Mansarovar Energy Ltda

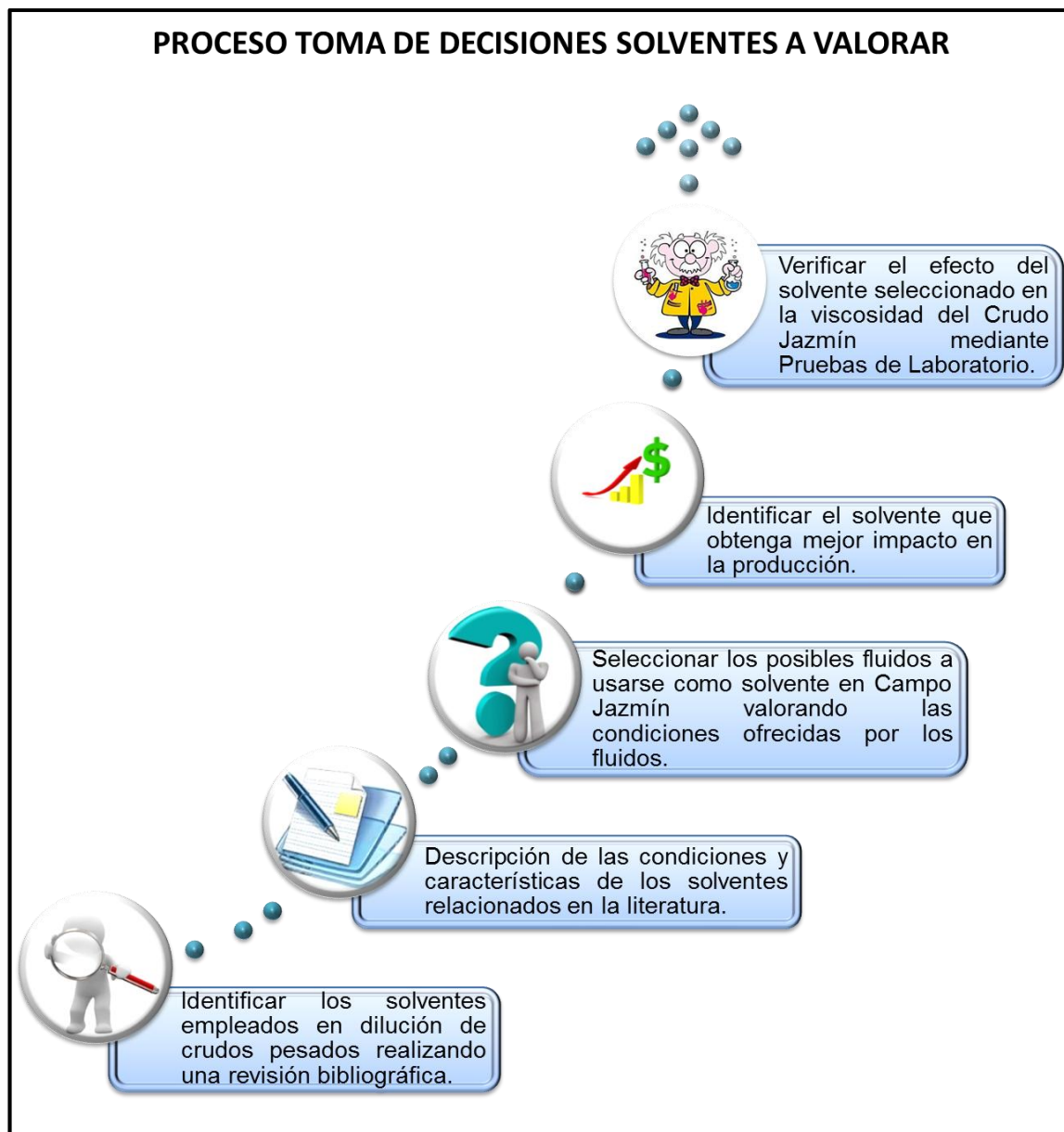
*Los datos de producción corresponden a un promedio estimado del último ciclo productivo registrado de cada uno de los pozos muestra en el mes de Mayo del 2014.

**Los valores promedio de producción estimados corresponden a los últimos 4 meses del ciclo productivo. (Periodo de aplicación del proyecto).

3.3. DEFINICIÓN DE LOS SOLVENTES DE PRUEBA.

3.3.1. Proceso de Toma de decisiones. La figura 30 muestra el Proceso de toma de decisiones que permitió definir el solvente utilizado para realizar la dilución en fondo de pozo en Campo Jazmín.

Figura 30. Proceso de Toma de decisiones.



El análisis de las condiciones valoradas en las tablas 11 a la 16 permitió realizar la selección preliminar de los solventes que pueden ser usados en el proceso de dilución en fondo de Pozo en Campo Jazmín (Tabla 20). Los solventes seleccionados fueron utilizados para valorar el efecto del porcentaje en volumen y tipo de solvente.

Tabla 20. Posibles solventes a ser valorados en el proyecto.

SOLVENTE	Decisión		CONSIDERACIÓN.
	Si	No	
NAFTA	SI		<p>La efectividad de la nafta en el proceso de dilución ha sido probada en numerosas aplicaciones previas del proceso de dilución por lo que existe menos incertidumbre en los resultados de su aplicación.</p> <p>Otro aspecto considerado fue la compatibilidad del fluido con los asfaltenos que garantiza que no se generen obstrucciones en el sistema de producción como resultado de la interacción crudo-solvente.</p> <p>La posibilidad de realizar el reciclaje de la nafta permite que el proceso sea menos dependiente de la disponibilidad y el precio del crudo.</p>
DIESEL		NO	Se descartó el uso de diesel debido a la pobre solubilidad de asfaltenos, lo que sugiere que su mezcla con el crudo puede causar precipitación de asfaltenos.
BRV		NO	El Bioreductor de Viscosidad de la compañía Geo Estratos no se consideró como posible solvente debido a que en caso de generar resultados satisfactorios en un pozo piloto la producción actual de este producto no aseguraría el suministro para la implementación en el Campo Jazmín.
ETANOL	SI		Se seleccionó el etanol como posible solvente debido a que presenta alta compatibilidad con asfaltenos. Además el costo de este producto es bajo si se compara con los demás fluidos valorados.
QUEROSENO		NO	Se descartó el uso de queroseno debido a que puede conducir a la deposición de asfaltenos, generando taponamiento en las líneas y dificultando aún más la producción de crudos pesados.
C5+		NO	Se descartó el uso del pentano plus como posible solvente debido a la posibilidad de precipitación de asfaltenos lo cual generaría una condición adversa en el sistema de producción.

3.3.2. Propiedades de la Nafta de dilución. Algunas de las propiedades de la Nafta de dilución para el transporte de hidrocarburos se muestran en la tabla 21. Es necesario considerar que las propiedades de la nafta pueden variar de una nafta a otra debido a que es un fluido sin una composición química definida. La fórmula (2) fue utilizada para determinar la viscosidad la nafta a las temperaturas de operación de los Pozos Muestra.

Tabla 21. Propiedades de la Nafta de dilución.

Propiedades.	
Punto inicial de ebullición	150-155°F
Punto Final de ebullición	225-270°F
Azufre	0.05-0.15 %w
Corrosión al Cobre	1.0
API	58-65°
Gravedad Específica	0.72-0.747
Presión de Vapor Reid	5.87-6.7psia

Fuente: Ecopetrol S.A.⁷⁴

$$\mu_{Nafta} = 0,7019 * T^{-0,1397} \quad (2)$$

μ_{Nafta} = Viscosidad de la Nafta de Dilución, cP.

T =Temperatura, °C.

⁷⁴ ECOPETROL S.A. Servicio de alquiler de facilidades para tratamiento de crudo, agua y gas de 10KBOP de crudo producido en el proyecto de desarrollo Campo CPO-09, con uso de segunda opción para incrementar la capacidad de tratamiento en el mismo orden. Superintendencia de Operaciones Castilla Chichimene.

3.3.3. Propiedades del Etanol. Algunas de las propiedades del etanol se incluyen en la tabla 22. Estudios previos⁷⁵ han establecido el porcentaje de reducción en viscosidad resultante de la dilución con etanol (tabla 23). La tabla 24 fue utilizada para estimar la viscosidad del Etanol en las condiciones de operación de los Pozos Muestra.

Tabla 22. Propiedades del etanol.

Propiedades del Etanol	
Nombres alternativos	Etil Alcohol
Propiedades Físicas	
Peso Molecular	46
Fórmula Empírica	C ₂ H ₆ O
Punto de Ebullición (°C)	78
Punto de Congelamiento (°C)	-114
Gravedad Específica (20/4)	0,789
Propiedades de Solvente	
Parámetro de Solubilidad	13,4
Dipolo (D)	1,7
Constante Dieléctrica (20°C)	22,4
Polaridad (Agua 100)	65,4

Fuente: Smallwood, Ian M, Handbook of organic solvent properties.

⁷⁵ HASAN SHADI W. GHANNAM MANDOUH T, ESMAIL, NABIL. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. Fuel 89 (2010) 1095-1100.

Tabla 23. Porcentaje de reducción en viscosidad en dilución con etanol.

Porcentaje en Volumen (%)	Reducción en la Viscosidad @ 25°C (%)
10	80
20	90

Fuente: Hasan Shadi et al (2010).

Tabla 24. Viscosidad del Etanol.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)
32	1,773
50	1,466
68	1,2
86	1,003
104	0,834
122	0,702
140	0,592
158	0,504

Fuente: Blog Físicoquímica. Propiedades de Líquidos: Viscosidad. [en línea]
 <http://fisicoquimica230med.blogspot.com/2012/10/viscosidad_30.html> [consultado el 20 de Junio]



4. MODELOS DE SIMULACIÓN DE LOS POZOS MUESTRA.

Los modelos de simulación de los Pozos Muestra se realizaron en el simulador Pipesim. El software PIPESIM provee un medio rápido, eficiente y exhaustivo para ayudar a aumentar la producción y entender el potencial del yacimiento. Modela flujo multifásico del yacimiento a la cabeza de pozo, y considera Sistemas de Levantamiento Artificial incluyendo Bombeo Mecánico, ESP y Gas Lift⁷⁶.

Algunas aplicaciones del simulador Pipesim incluyen:

- Análisis Nodal.
- Modelar Completamientos.
- Diseño de Levantamiento Artificial.
- Modelar el funcionamiento del Pozo.
 - Diseño del Pozo y Modelado del Completamiento.
 - Modelado de Flujo.
 - Modelado del Equipo de pozo y Sistemas de Levantamiento Artificial.

En este proyecto el simulador Pipesim permitió obtener las tasas de flujo que se presentan al realizar el proceso de dilución. Los datos requeridos por el simulador y el proceso de ingreso de datos se describen a continuación.

4.1. CONSIDERACIONES.

Debido al actual proceso de recobro mejorado que se implementa en Campo Jazmín existen dos parámetros que presentan una variación significativa durante el ciclo productivo de los pozos: Corte de agua (WCUT) y Temperatura. Para efectos de los cálculos fue necesario establecer valores promedio de estos parámetros.

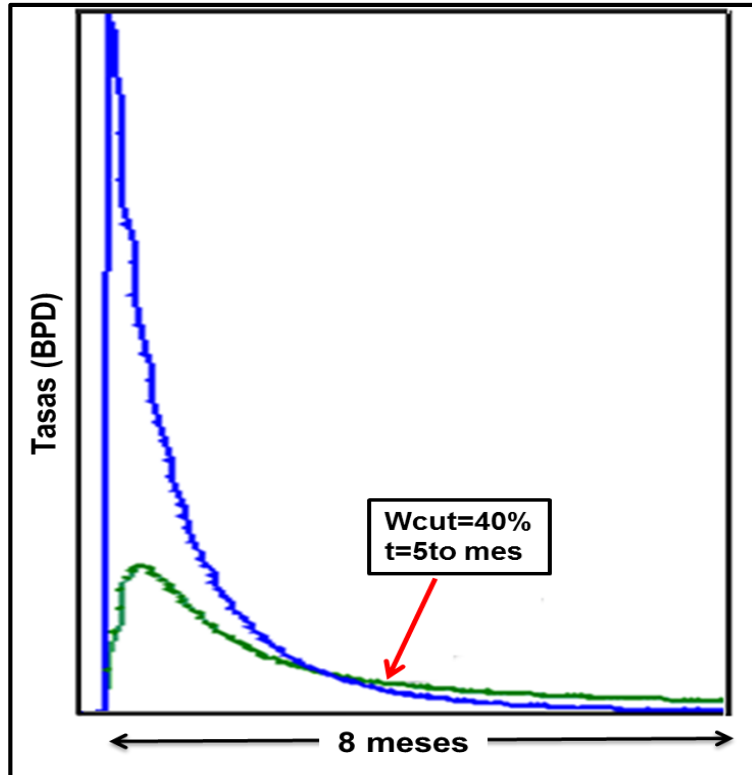
⁷⁶ Schlumberger, Software Pipesim[en línea]< <http://www.software.slb.com/products.>> [Consulta: Febrero 11 del 2014]

La duración de cada ciclo productivo en Campo Jazmín es aproximadamente 8 meses. Estos ciclos se caracterizan por presentar altos cortes de agua en los primeros meses de producción que decrecen gradualmente, un comportamiento similar es presentado por la temperatura.

En este proyecto se consideró que el momento adecuado para realizar la inyección de solvente en Fondo de Pozo corresponde al 5to mes del ciclo de producción por los (Figura 31) siguientes motivos:

- Corte de agua $\leq 40\%$. Es importante considerar que el solvente seleccionado puede presentar afinidad por el agua generando pérdidas del fluido cuya magnitud estará determinada por el valor de este parámetro y principalmente el corte de agua. Además en presencia de altas cantidades de agua existe una menor probabilidad de que el fluido inyectado entre en contacto con el crudo y pueda tener lugar la transferencia de masa.
- Temperatura: En este punto del ciclo de producción la temperatura se encuentra en valores cercanos a los presentados por el Pozo en frío lo que hace que la viscosidad empiece a ser un problema para el proceso de producción.

Figura 31. Comportamiento promedio del Wcut y la tasa de aceite en los Pozos Muestra.



Fuente: Modificado de: Inyección Cíclica de Vapor. Jorge Palma Bustamente. Diapositivas de clase. Métodos de Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander.

4.2. DATOS DE ENTRADA.

Los datos requeridos por el simulador Pipesim para obtener la información deseada se incluyen en la Tabla 25.

Tabla 25. Datos de requeridos y fuentes de obtención de datos.

Datos Requeridos por el Simulador Pipesim.		Fuente
Datos del Yacimiento	Presión (psi)	Ingeniería de Yacimientos.
	Temperatura (°F)	
	IPR	
Datos del Pozo.	Perfil de desviación.	Registro Echometer.
	Gradiente de Temperatura.	
	Propiedades del Tubing.	Estado mecánico del pozo.
	Equipo de Fondo.	
Datos de los Fluidos	Wcut	Registro Echometer.
	GOR.	
	G.E del agua y el gas.	
	API.	
	Presión de Burbuja.	Ingeniería de Yacimientos.
	Gas en solución.	

En adición a la información enumerada, existen algunos parámetros que deben estimarse mediante el uso de correlaciones si no se cuenta con datos reales de producción. En la Tabla 26 se muestran las correlaciones que fueron seleccionadas para modelar distintas propiedades del Crudo Jazmín. La selección

de estas correlaciones se realizó considerando estudios realizados por DE GHETTO ET AL⁷⁷, y el Manual del Simulador Pipesim 2011.

Tabla 26. Correlaciones seleccionadas para modelar las propiedades del Crudo Jazmín.

Propiedad.	Correlación Seleccionada.	Fórmula.
Gas en solución.	De Ghetto Et al.	<p>Para crudo pesado la fórmula de De Ghetto es una versión modificada de Standing.</p> $R_s(P, T) = C * \gamma_G * \left[\frac{P}{15,7286 * A(T)} \right]^{1/0,7885}$ <p>Donde A es función de la temperatura y el API, $\text{Log}_{10}A = 0,002 * T - 0,0142 * \text{API}$ C= Constante de Calibración.</p>
Viscosidad del crudo muerto.	De Ghetto Et al.	$\mu_{od} = 10^x - 1$ <p>Dónde:</p> $x = 10^y$ $y = 2,0649 - 0,0179 * \text{API} - 0,70226 * \text{Log}_{10}T - 45,7874$
Viscosidad del crudo vivo.	Kartoatmodjo and Schmidt.	$\mu_{ob} = -0,06821 + 0,9824F + 0,0004034F^2$ <p>Dónde:</p> $F = A * \mu_{od}^{0,43+0,5165*B}$ $A = 0,2001 + 0,8428[10^{-0,000845R_s}]$ $B = 10^{-0,00081R_s}$

⁷⁷ DE GHETTO, GIAMBATTISTA., PAONE, FRANCESCO., Villa, Marco. Pressure-Volume- Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils. SPE 30316. June 1996.

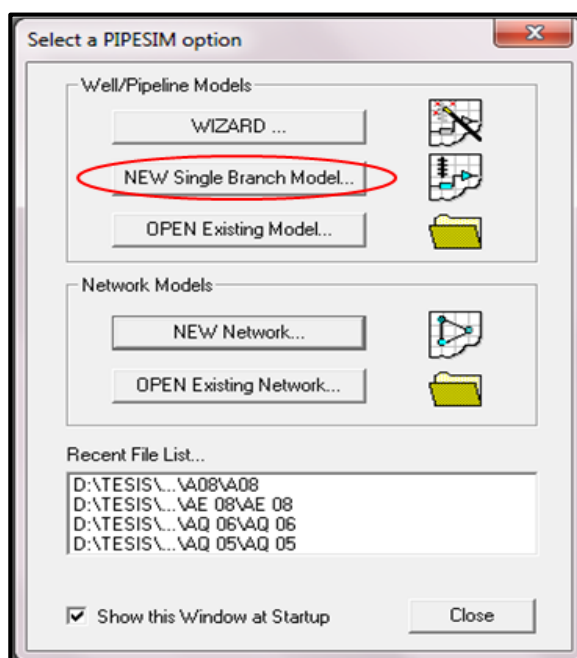
Viscosidad del crudo subsaturado.	De Ghetto Et al.	$\mu_{ou} = 0,9886\mu_{ob} + 0,002763A(P - P_b)$ Dónde: $A = -0,01153(\mu_{ob}^{1,7933}) + 0,03610(\mu_{ob}^{1,5939})$
Viscosidad de Emulsiones.	Método de inversión.	Este método ajusta la viscosidad del líquido a la viscosidad de la fase continua. Para un corte de agua menor o igual al cut-off (por default PIPESIM lo asume en 60%), la mezcla supone la viscosidad del aceite, y para un corte de agua por encima del valor cut-off, la mezcla supone la viscosidad del agua.
Flujo Vertical	Hagedorn and Brown.	$\frac{dp}{dh} = \frac{g}{g_c} (\rho_m \cos\Phi) + \frac{f \rho_f v_m^2}{2g_c d}$ Dónde: $\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$ =Densidad de la mezcla H_L = liquid holdup Φ = Angulo del pozo $v_m = v_{sL} + v_{sg}$ = velocidad de la mezcla d =diámetro de la tubería (I.D.) $\rho_f = \rho_n^2 / \rho_m$ $\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)$ f = factor de fricción g = aceleración de la gravedad g_c = factor de conversión

Flujo Horizontal.	Beggs and Brill	$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho * V^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right)$ <p>Donde</p> <p>θ=ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, (=0° para el flujo horizontal e 90° en flujo vertical).</p> <p>ρ=densidad de la mezcla multifásica.</p> <p>V = Velocidad de la mezcla multifásica.</p> <p>g= aceleración de la gravedad, 32,2 ft/seg².</p> <p>g_c=constante para convertir lbm a lbf.</p> <p>f_m=Factor de fricción de Moody, adimensional.</p> <p>d= diámetro interno de la tubería, ft.</p>
--------------------------	------------------------	--

4.3. INGRESO DE DATOS AL SIMULADOR PIPESIM.

El primer paso que se realiza en la creación de un modelo de simulación en Pipesim es seleccionar el tipo de proyecto que se desea realizar (figura 32).

Figura 32. Selección del tipo de proyecto en Pipesim.



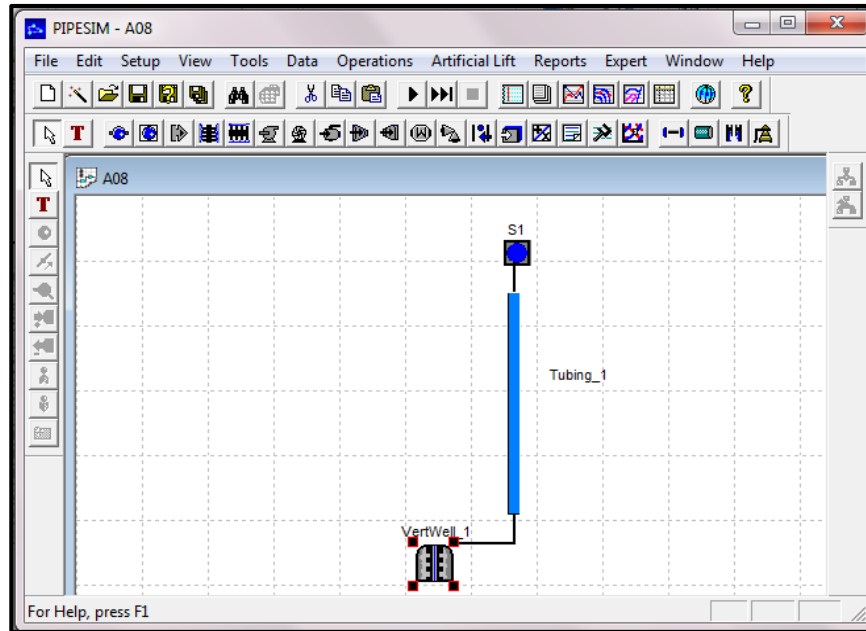
Fuente: Simulador Pipesim.

El paso siguiente consiste en incluir en el modelo los elementos que conforman el sistema de producción (Figura 33). En este caso el modelo estará conformado por:

- Completamiento Vertical.
- Tubing.
- Nodo Límite.

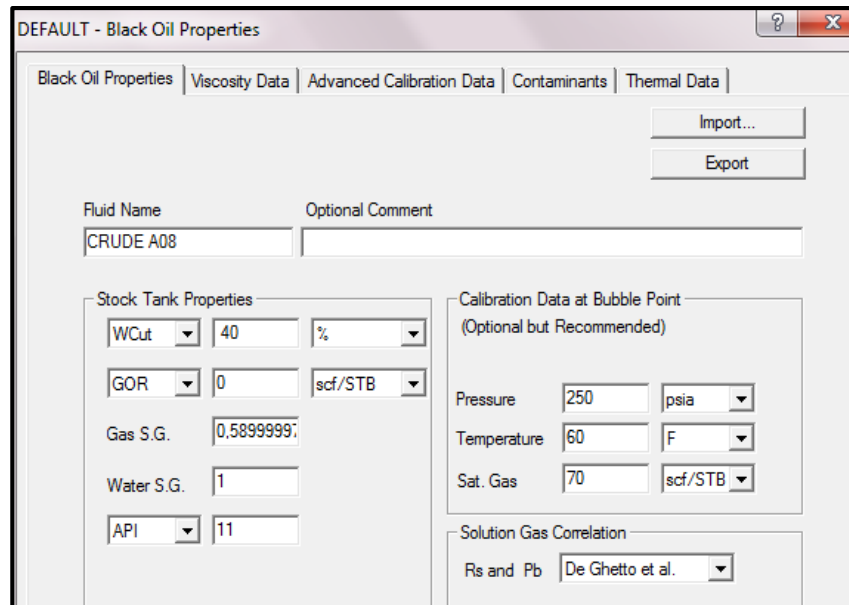
A continuación se ingresan los datos de fluido de producción en la opción Black Oil Properties del recuadro Black Oil (Figura 34). En el mismo recuadro se ingresan los datos de viscosidad del fluido en la pestaña Viscosity Data. (Figura 35).

Figura 33. Ingreso de elementos del sistema de producción en Pipesim.



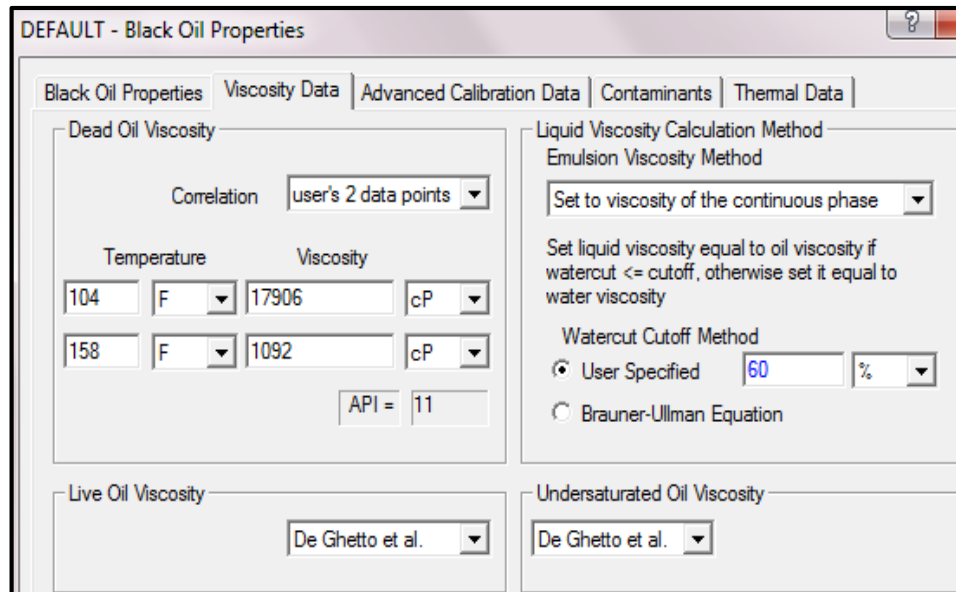
Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 34. Ingreso de propiedades del fluido de producción.



Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 35. Ingreso de datos de viscosidad del Crudo.

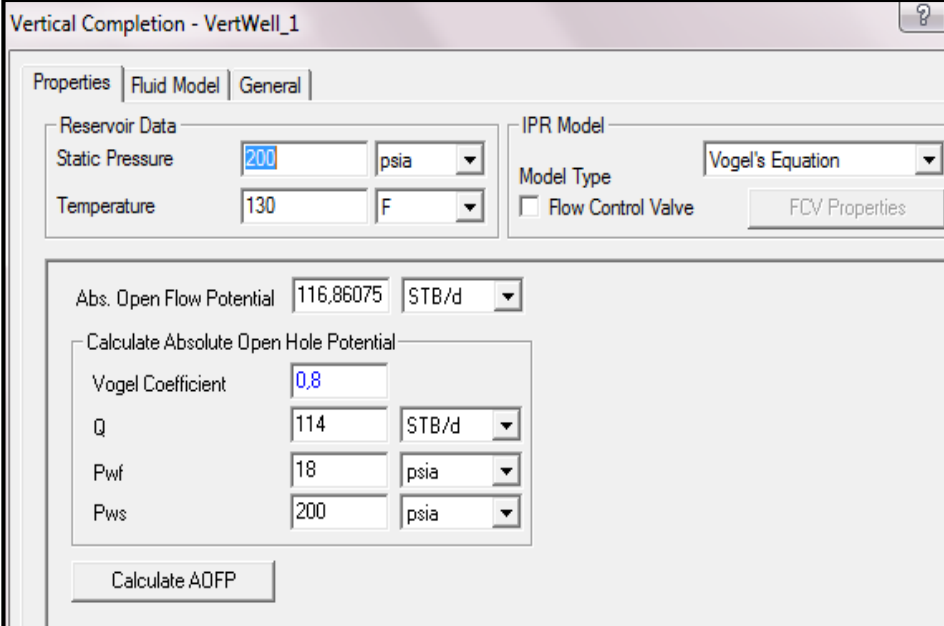


Fuente: Simulador Pipesim.

Continuando con la creación del modelo se ingresan los datos correspondientes a cada uno de los elementos del sistema de producción. (Figura 36 a la 41). La información de la tubería de producción esta subdividida en los siguientes ítems:

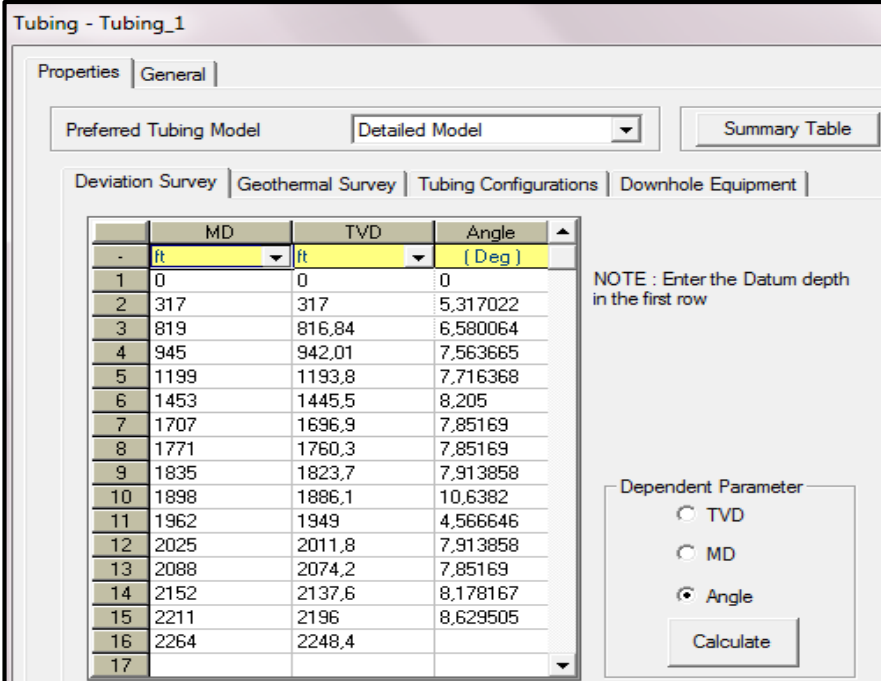
- Perfil de desviación (Figura 37).
- Perfil Geotérmico (Figura 38).
- Configuración del tubing (Figura 39).
- Equipo de fondo de pozo (Figura 40).

Figura 36. Ingreso de datos del Completamiento Vertical.



Fuente: Simulador Pipesim.

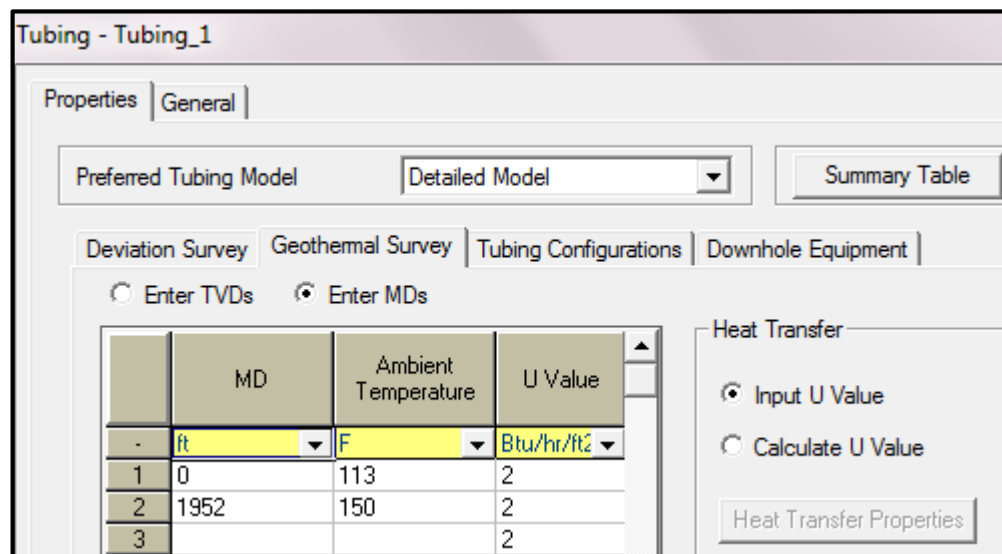
Figura 37. Ingreso de datos del perfil de desviación del tubing.



	MD ft	TVD ft	Angle (Deg)
1	0	0	0
2	317	317	5,317022
3	819	816,84	6,580064
4	945	942,01	7,563665
5	1199	1193,8	7,716368
6	1453	1445,5	8,205
7	1707	1696,9	7,85169
8	1771	1760,3	7,85169
9	1835	1823,7	7,913858
10	1898	1886,1	10,6382
11	1962	1949	4,566646
12	2025	2011,8	7,913858
13	2088	2074,2	7,85169
14	2152	2137,6	8,178167
15	2211	2196	8,629505
16	2264	2248,4	
17			

Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 38. Ingreso del Perfil geotérmico del tubing.



Properties | General

Preferred Tubing Model: Detailed Model

Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

Enter TVDs Enter MDs

	MD	Ambient Temperature	U Value
-	ft	F	Btu/hr/ft ²
1	0	113	2
2	1952	150	2
3			2

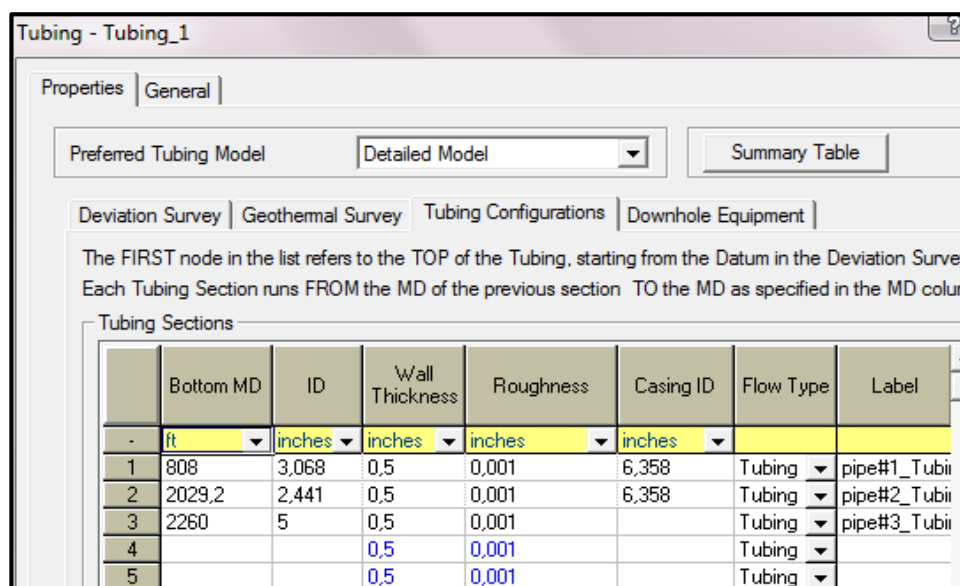
Heat Transfer

Input U Value
 Calculate U Value

Heat Transfer Properties

Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 39. Configuración de la tubería de producción.



Properties | General

Preferred Tubing Model: Detailed Model

Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

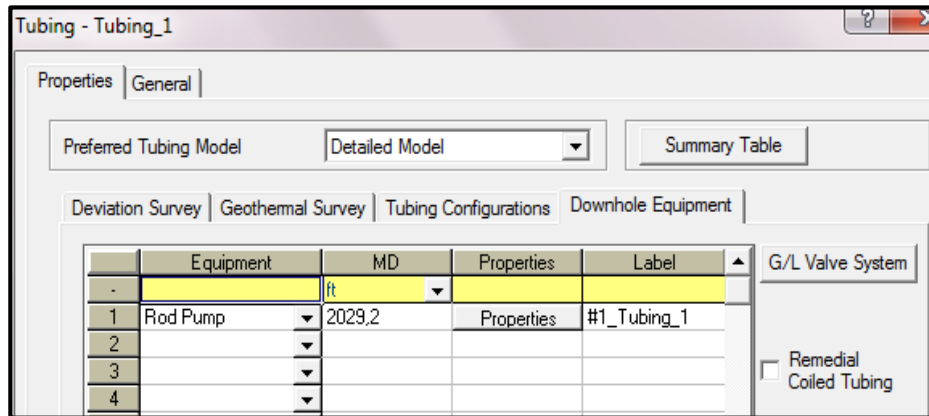
The FIRST node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey
Each Tubing Section runs FROM the MD of the previous section TO the MD as specified in the MD column

Tubing Sections

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	808	3,068	0,5	0,001	6,358	Tubing	pipe#1_Tubii
2	2029,2	2,441	0,5	0,001	6,358	Tubing	pipe#2_Tubii
3	2260	5	0,5	0,001		Tubing	pipe#3_Tubii
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	

Fuente: Simulador Pipesim.

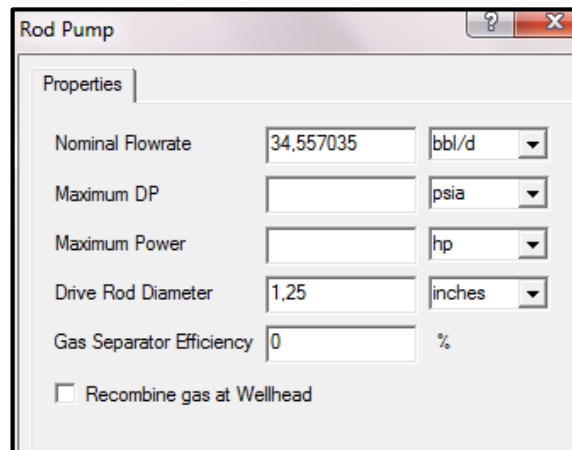
Figura 40. Ingreso del Equipo de Fondo de Pozo.



Fuente: Simulador Pipesim.

En adición a los datos anteriores, se ingresan algunos parámetros operaciones del equipo de fondo de pozo, en este caso una bomba de subsuelo de bombeo mecánico.

Figura 41. Propiedades de la bomba de subsuelo.



Fuente: Simulador Pipesim.

El parámetro “nominal flow rate” permitió ajustar el modelo a las condiciones de producción actual. Mediante un proceso iterativo se logró establecer una tasa de



flujo nominal mediante la cual se obtuviera en el modelo las condiciones de caudal y presión correspondientes a la producción actual.

4.4. AJUSTE DEL MODELO.

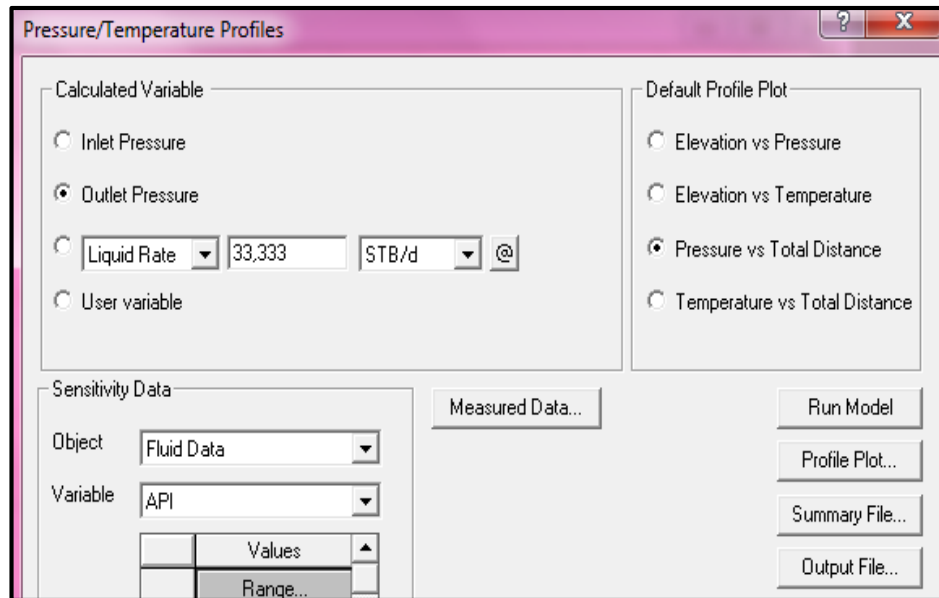
Una vez se ingresaron los datos al modelo como se describe en el numeral anterior se procedió a realizar numerosas corridas especificando la tasa de flujo que debe presentar el pozo de acuerdo a datos de producción actual.

En el proceso de simulación se solicitaron los perfiles de Presión Vs Distancia Total (Figura 42 y 43). Estos perfiles fueron generados con el objetivo de garantizar que el modelo se ajustara a los datos de producción actual (Presión en Cabeza y Tasa de líquido).

El ajuste del modelo se realizó mediante variaciones de la tasa nominal de flujo hasta alcanzar una consistencia entre los datos de producción actual y los datos de producción obtenidos del simulador. La Figura 44 muestra el ajuste realizado para el Pozo A08 el cual registra una presión en cabeza de 70 psi⁷⁸.

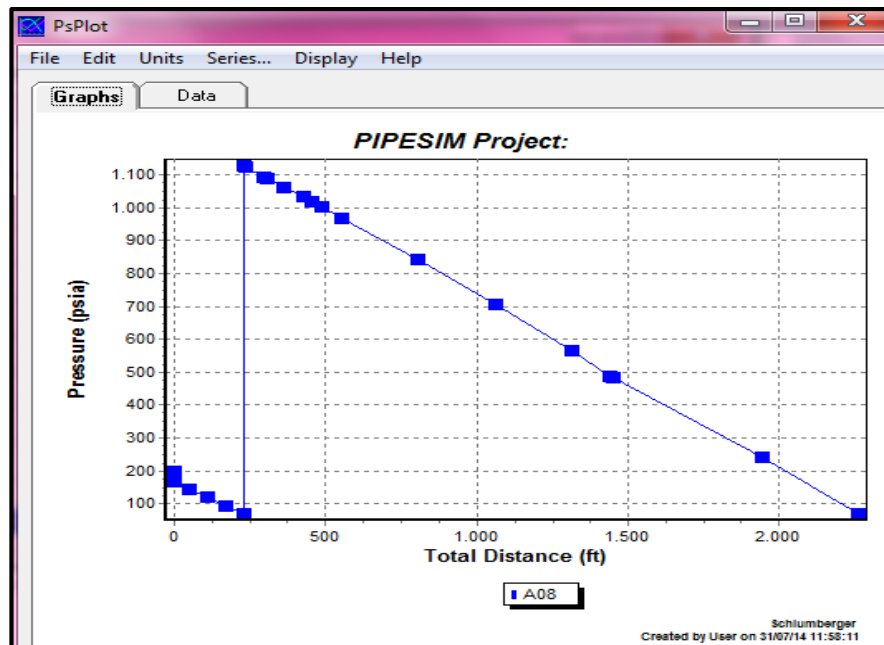
⁷⁸ Dato Obtenido del registro ECHOMETER.

Figura 42. Solicitud del Perfil de Presión Vs Distancia total del modelo.



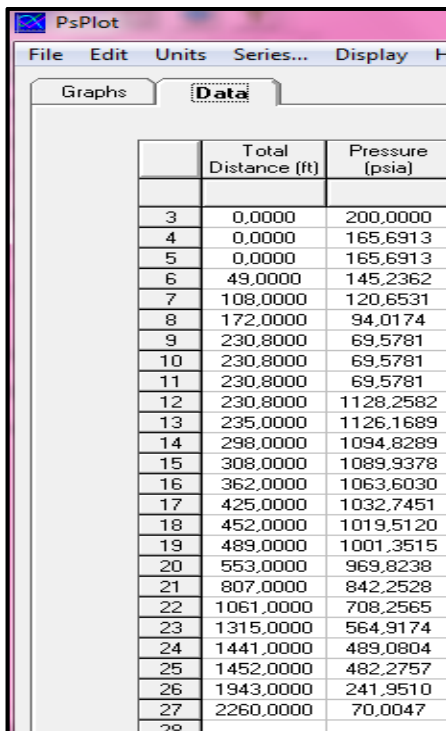
Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 43. Perfil de Presión Vs Distancia Total Pozo A08.



Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 44. Verificación ajuste de datos Pozo A08.



	Total Distance (ft)	Pressure (psia)
3	0,0000	200,0000
4	0,0000	165,6913
5	0,0000	165,6913
6	49,0000	145,2362
7	108,0000	120,6531
8	172,0000	94,0174
9	230,8000	69,5781
10	230,8000	69,5781
11	230,8000	69,5781
12	230,8000	1128,2582
13	235,0000	1126,1689
14	298,0000	1094,8289
15	308,0000	1089,9378
16	362,0000	1063,6030
17	425,0000	1032,7451
18	452,0000	1019,5120
19	489,0000	1001,3515
20	553,0000	969,8238
21	807,0000	842,2528
22	1061,0000	708,2565
23	1315,0000	564,9174
24	1441,0000	489,0804
25	1452,0000	482,2757
26	1943,0000	241,9510
27	2260,0000	70,0047
28		

Fuente: Simulador Pipesim.

4.5. DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE FLUJO.

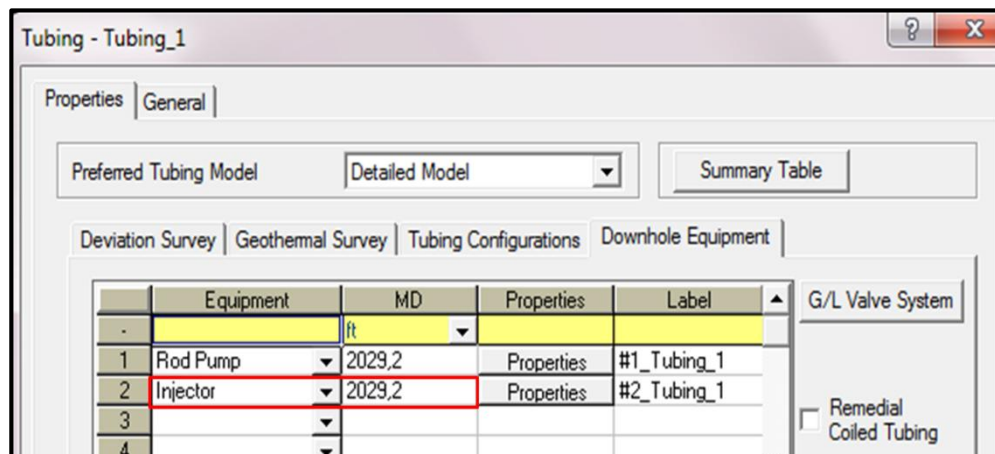
Como resultado de la reducción en la viscosidad del fluido de producción se generará un aumento del trabajo útil de la bomba en respuesta a la disminución en las pérdidas por fricción⁷⁹.

Para poder simular el proceso de Inyección de Solvente en Fondo de Pozo se incluyó un punto de inyección al modelo, este punto de inyección estará ubicado 5ft por debajo de la bomba de subsuelo en las condiciones operacionales del Pozo Piloto, pero para efectos de la simulación debió ubicarse a la entrada de la bomba de subsuelo. Este elemento es ingresado en el sistema en la ventana que

⁷⁹ Takacs, Gabor. Power Efficiency of Sucker-Rod Pumping. Petroleum Engineering Department. University of Miskole.

permite modificar las propiedades de la tubería de producción (Tubing), opción Downhole Equipment (Figura 45).

Figura 45. Ingreso del Punto de Inyección en al sistema.



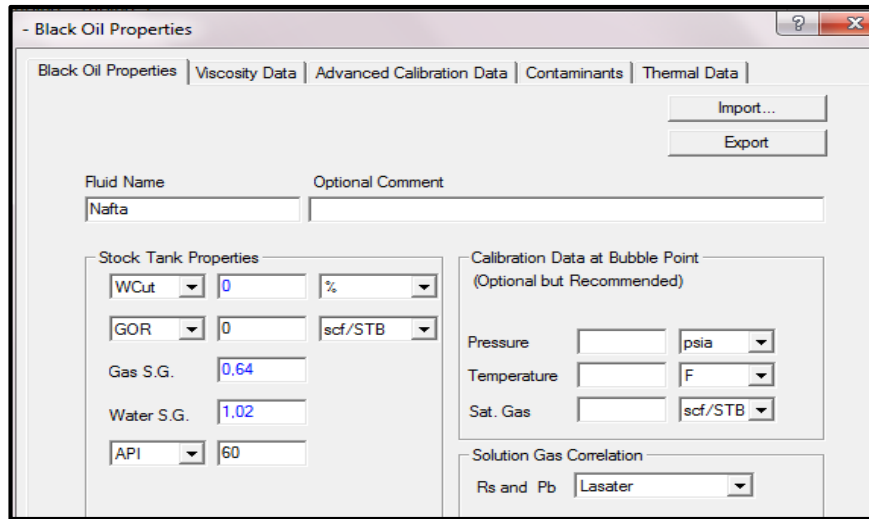
Fuente: Simulador Pipesim.

Las propiedades del Punto de Inyección solicitadas por el simulador son:

- ✓ Propiedades Black Oil.
- ✓ Temperatura (°F).
- ✓ Tasa de Líquido (bbl/día).

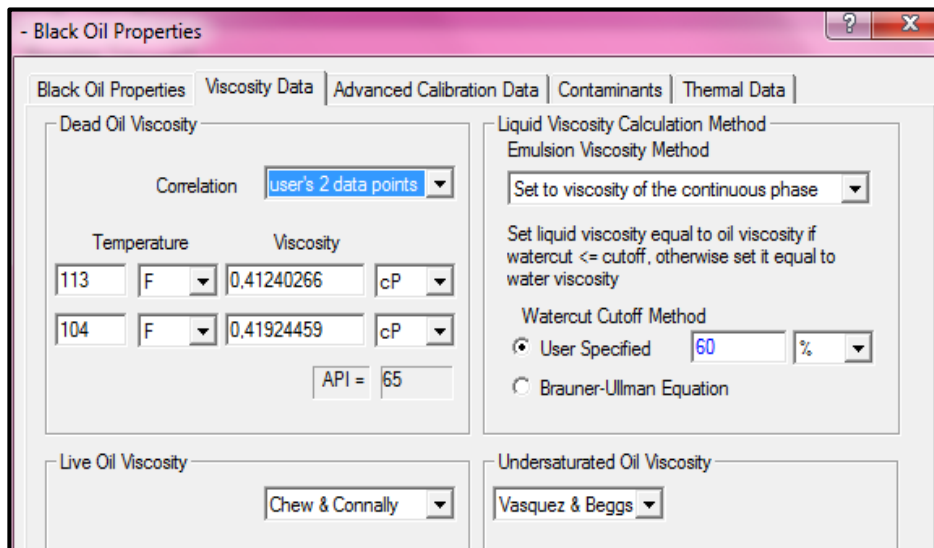
Las propiedades Black Oil ingresadas en el sistema para la Nafta y el Etanol se muestran en las figuras 46 y 48. Los datos de la viscosidad de los solventes valorados fueron ingresados al simulador mediante la opción User's 2 data points como se muestra en las figuras 47 y 49.

Figura 46. Propiedades Black Oil de la Nafta.



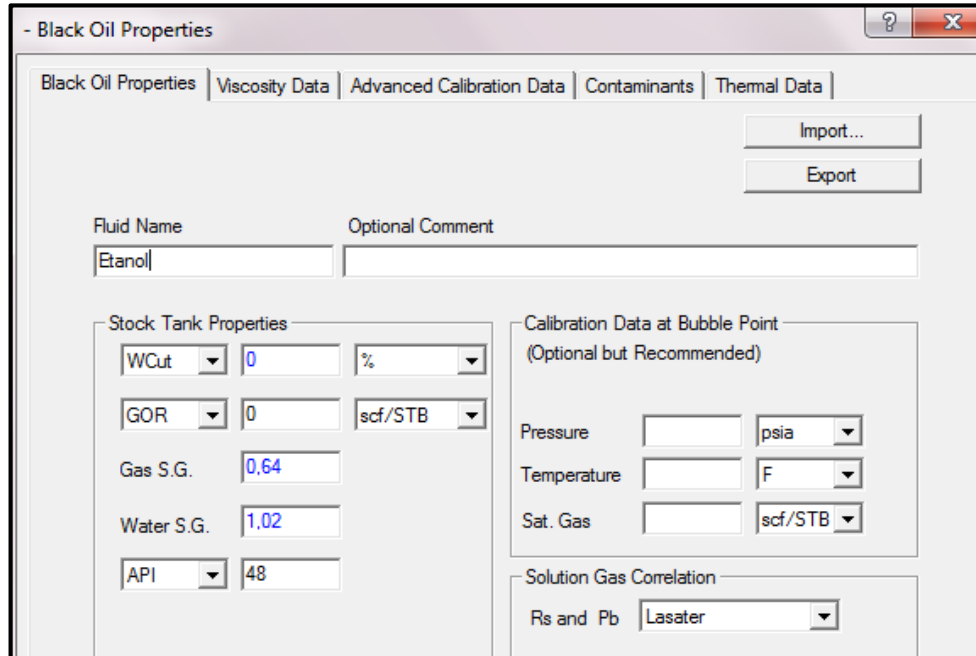
Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 47. Datos de Viscosidad de la Nafta.



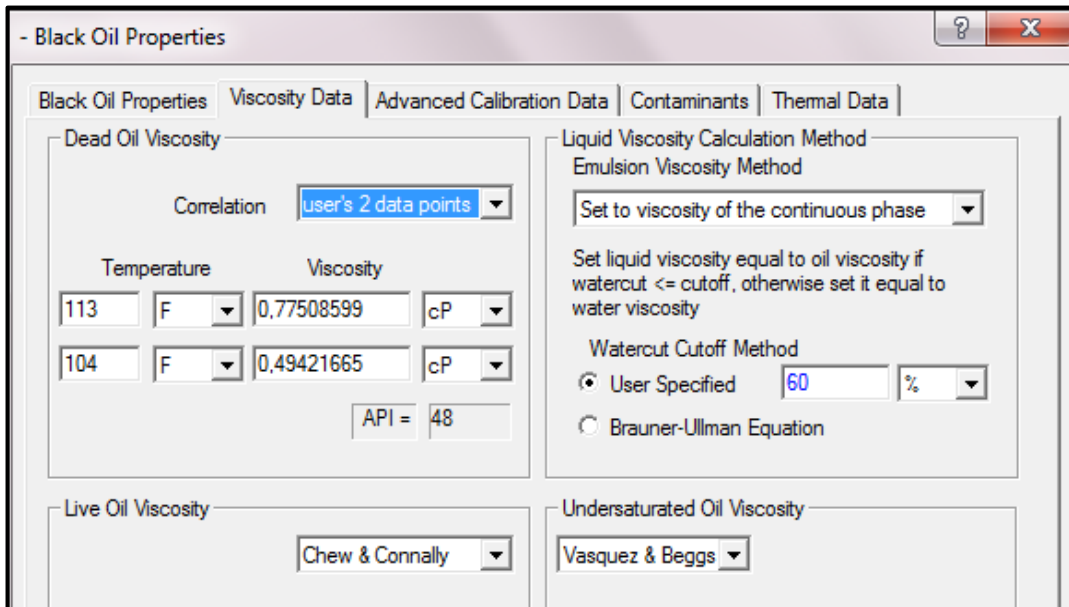
Fuente: Simulador Pipesim.

Figura 48. Propiedades Black Oil Etanol.



Fuente: Simulador Pipesim.

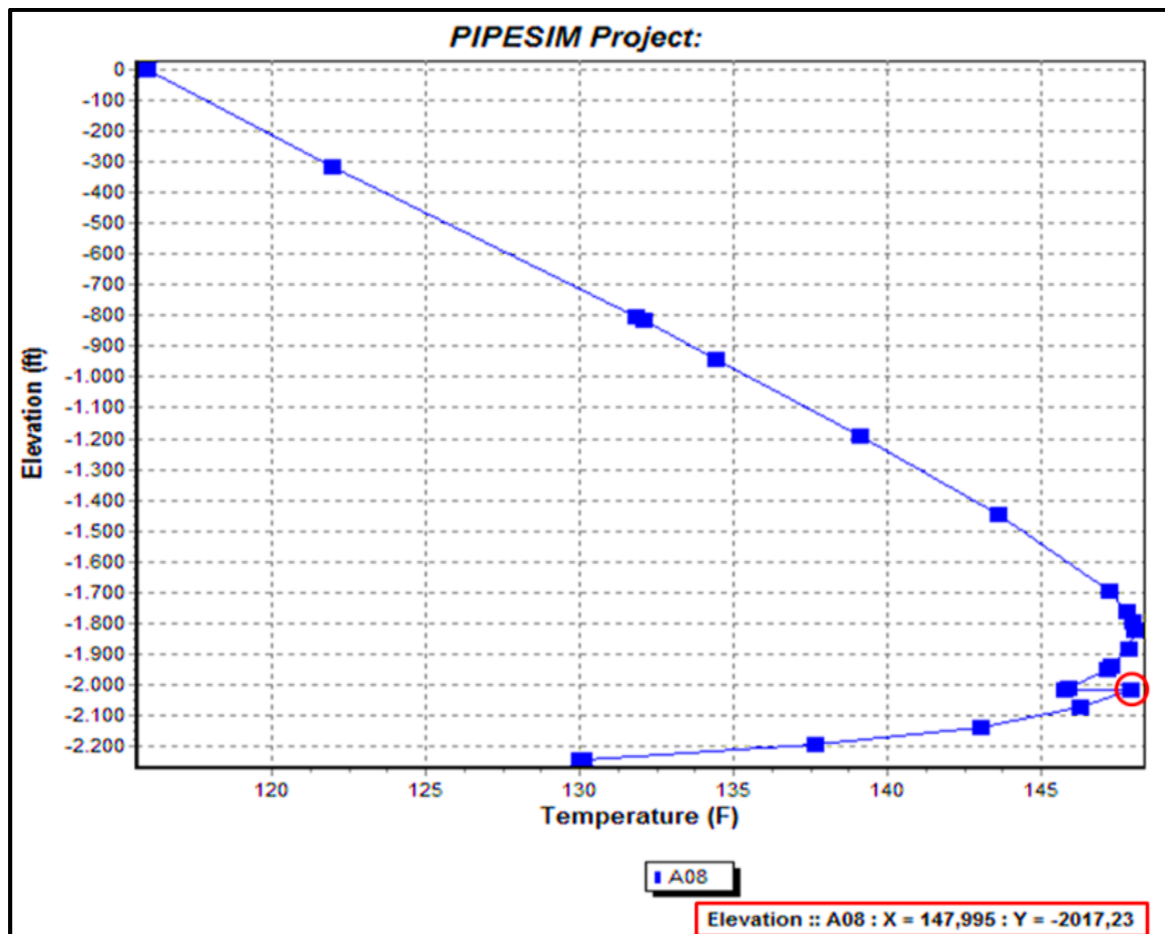
Figura 49. Ingreso de datos Viscosidad del Etanol.



Fuente: Simulador Pipesim.

La temperatura de los solventes en el Punto de Inyección fue estimada realizando una corrida del simulador solicitando un perfil de Elevación Vs Temperatura como se muestra en la Figura 50. Las dosificaciones utilizadas para cada uno de los solventes se muestran en la tabla 27.

Figura 50. Estimación de la Temperatura del solvente en el Punto de Inyección.



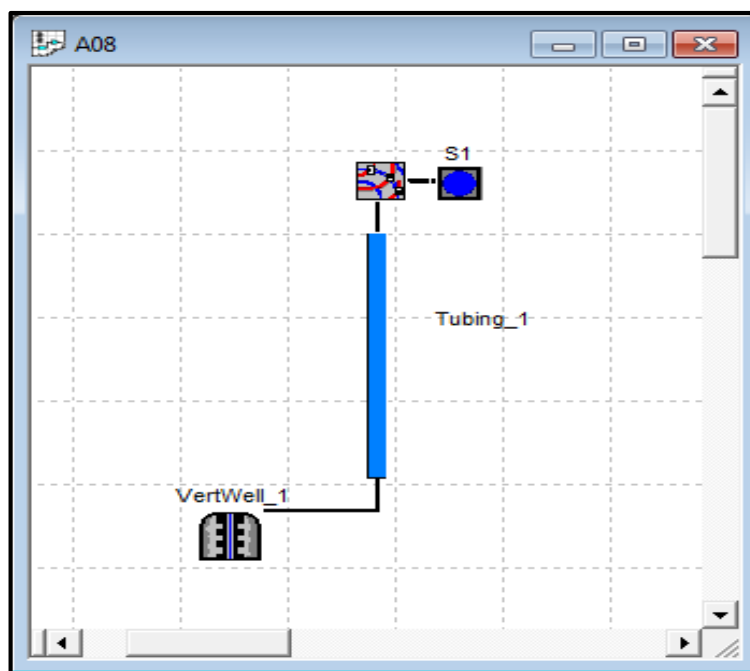
Fuente: Simulador Pipesim.

Tabla 27. Tasas de Inyección de los solventes de prueba.

Pozo Muestra	Producción Actual (bbl/día)	Dosificación (bbl/día)			
		Dilución con Nafta		Dilución con Etanol	
		20% Vol.	30%Vol.	10% Vol.	20% Vol.
A08	20	4	6	2	4
A09	25	5	7,5	2,5	5
AE05	36	7,2	10,8	3,6	7,2
AE08	48	9,6	14,4	4,8	9,6
AQ05	15	3	4,5	1,5	3
AQ06	17	3,4	5,1	1,7	3,4

Con el objetivo de cuantificar el incremento en las tasas de flujo se ubicó un punto de análisis nodal en la cabeza de pozo de los modelos de simulación de los Pozos Muestra (Figura 51).

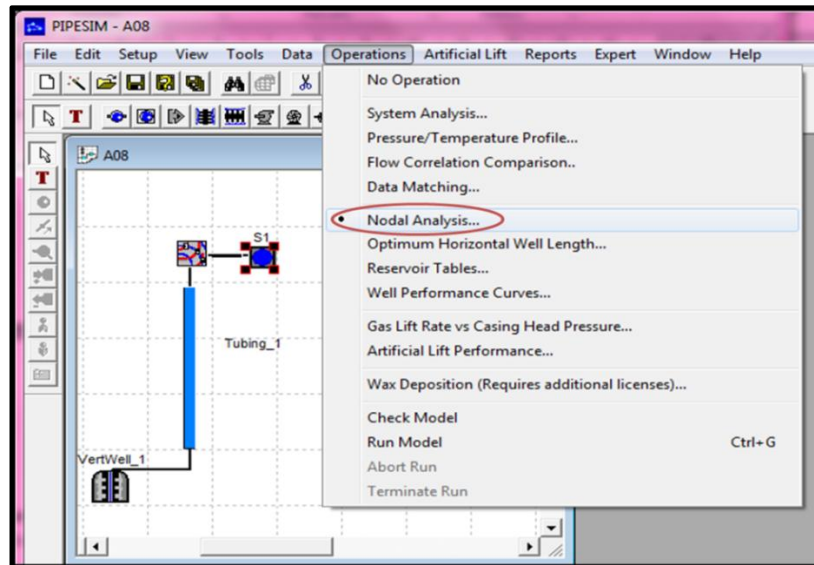
Figura 51. Modelo de Pozo A08 con Punto de análisis nodal en Cabeza.



Fuente: Simulador Pipesim.

Finalmente fueron realizadas cuatro corridas en el simulador, para cada uno de los Pozos Muestra, solicitando las condiciones en el Punto de Análisis Nodal (Figura 52), variando el tipo de solvente inyectado (Nafta o Etanol) y las dosificaciones seleccionadas para cada uno de ellos.

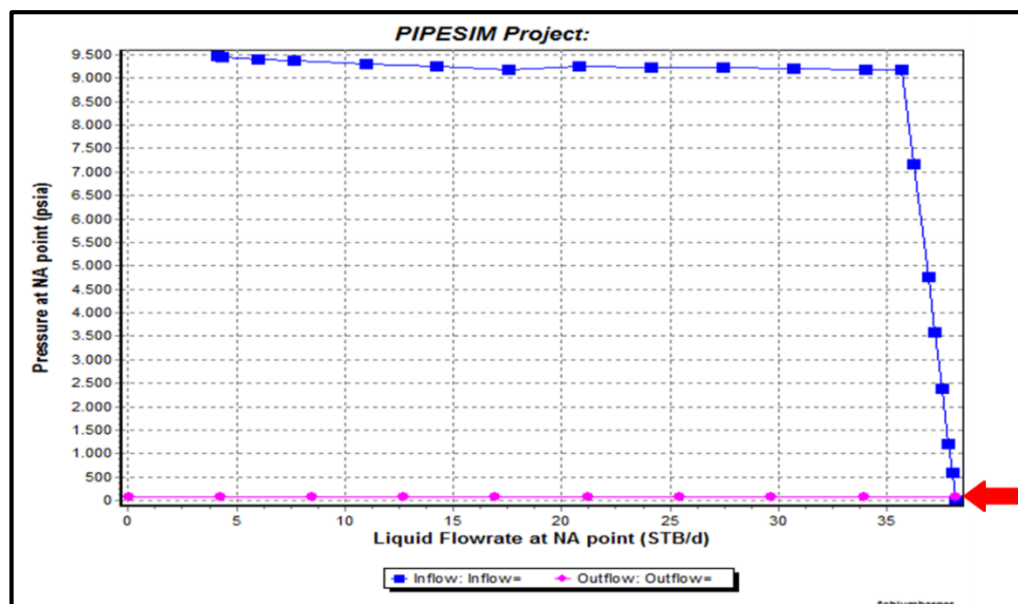
Figura 52. Solicitud del Análisis Nodal del Pozo A08.



Fuente: Simulador Pipesim.

Como resultado de la corrida del simulador fue obtenida la gráfica Inflow-Outflow (Figura 53) de la cual fueron leídas las tasas de líquido en el cabeza de pozo.

Figura 53. Grafico Inflow-Outflow en el punto de análisis nodal.



Fuente: Simulador Pipesim.

Los caudales estimados por el simulador Pipesim para los pozos muestra que se producen como resultado de las 4 formulaciones de dilución valoradas se muestran en la tabla 28. Los valores correspondientes a la producción Neta de la Mezcla Crudo Jazmín/ Solvente se calcularon considerando los cortes de agua determinados para cada caso (Tabla 29).

Tabla 28. Caudales resultantes de la dilución en Fondo de Pozo.

Pozo Muestra	Producción de Líquido (bbl/día).			
	Nafta		Etanol	
	20%vol.	30%vol.	10%vol.	20%vol.
A08	38,1537	40,2068	36,0968	38,1546
A09	47,6103	50,1785	45,0335	47,6083
AE05	68,8175	72,5274	65,0911	68,8161
AE08	92,215	97,1757	87,2541	92,2215
AQ05	28,6342	30,1736	27,0955	28,6365
AQ06	32,2877	34,0296	30,5429	32,2864

Tabla 29. Producción Neta Mezcla Crudo Jazmín/ Solvente.

Pozo Muestra	Producción Neta Crudo Jazmín/ Nafta (bbl/día)		Producción Neta Crudo Jazmín/ Etanol (bbl/día)	
	20%vol.	30%vol.	10%vol.	20%vol.
A08	24,533	26,577	22,488	24,533
A09	30,613	33,168	28,056	30,612
AE05	44,250	47,941	40,552	44,249
AE08	59,294	64,233	54,359	59,298
AQ05	18,412	19,945	16,880	18,413
AQ06	20,761	22,494	19,028	20,760

En adición a lo anterior, el valor de las pérdidas del sistema por fricción (Tabla 30) y elevación (Tabla 31) fue leído del archivo de salida Summary (Figura 54).

Figura 54. Archivo de Salida Summary.

```

***** PIPESIM *****
* (Release 4.40 02/06/09) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* 2009.1.153 *
* Schlumberger *
*
*****
Date : 31/08/14
Time : 19:45:57
Job output Summary
Job output Summary
Job output Summary
PC-32/Intel

Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : D:\TESIS\DESARROLLOTESIS FASES Y OBJETIVOS\CONTENIDO LIBRO TESIS\LIBRO FASE FINAL\NODAL ANALYSIS\MODELOS CON TPRM AJUSTADA\A08.pst
Job : 'PIPESIM Job'

<-Stock Tank-> <----- Flowing ----->

Water Liquid Free Pres. Temp. Pressure Losses Mixt. Liquid Liquid Slug Flow
Cut Flow Gas Elev. (psi) (F) Elev. Frn. Total (ft/s) Vel. Holdup Holdup Number Pattern
(%) (bbl/d) (mmscfd) (psia) (F) Elev. Frn. Total (ft/s) Frn. (bbl) (PI-SS)

CASE NO. 1 Inflow: Inflow= | NAPIENT Pressure = 2.0000
*** Vertwell_1 Production: pws= 200 psia pwf= 165.64 psia Q= 33.376 sbbl/day twf= 130.16 F
Tubing_1 40.0 33. 0.000000 166. 130. 0. 0. 34.36 0.0 1.0000 0. LIQUID
40.0 33. 0.000000 70. 148. 95.88 .2214 96.10 0.0 1.0000 5.60513 LIQUID
** SEPARATOR : 0. (lb/s) & 0. (mmscfd) of GAS removed ( 0.00% efficiency) **
** ROD PUMP : Nominal Rate = .1347 acf/min Rate diff = -.0005644 acf/min DP = 812.79 psi Power = .6788 hp Eff = 70%
** Inject Fluid: Lig rate = 4 sbbl/day Temp = 148 F Fluidname = NAFTA
(node 18) 35.7 37. 0.000000 882. 146. 0. 0. -813. 0.1 1.0000 0. LIQUID
35.7 37. 0.000000 348. 132. 493.9 40.69 534.6 0.1 1.0000 5.21498 LIQUID
35.7 37. 0.000000 348. 132. 0. 0. 0.000 0.1 1.0000 0. LIQUID
(node 20) 35.7 37. 0.000000 2. 116. 330.6 14.95 345.6 0.1 1.0000 6.16166 LIQUID
-----
920.5 55.86 197.9 16.9818 Liquid by sphere: 0.000 (bbl)

```

Fuente: Simulador Pipesim.

Tabla 30. Pérdidas por Fricción en los Pozos Muestra.

Pozo Muestra	Pérdidas por Fricción (psi).				
	Actuales	Nafta		Etanol	
		20%	30%	10%	20%
A08	162,10	55,86	38,11	98,35	65,64
A09	207,40	70,67	47,98	125,10	83,08
AE05	811,40	280,00	190,70	493,20	329,20
AE08	152,00	52,98	36,39	92,75	62,31
AQ05	44,05	22,11	13,46	27,35	18,60
AQ06	106,40	36,31	24,74	64,20	42,64

Tabla 31. Pérdidas por elevación en los Pozos Muestra.

Pozo Muestra	Pérdidas por Elevación (psi).				
	Actuales	Nafta		Etanol	
		20%	30%	10%	20%
A08	944,5	920,5	910,4	934,1	924,9
A09	747,8	727,5	719	738,9	731
AE05	774	752,2	743,1	764,4	756
AE08	591,6	575,2	568,3	584,3	578
AQ05	791,2	771,3	762,9	782,6	775,1
AQ06	814,2	792,5	783,4	804,7	796,3

4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS PRELIMINARES.

Con el propósito de identificar el impacto en la producción generado por el proceso de dilución en Fondo de Pozo se calculó el aumento en las tasas de flujo de cada uno de los Pozos Muestra en respuesta a las diferentes dosificaciones formuladas (Figura 55 a la 60). Es importante considerar que el fluido producido en los Pozos Muestra después del proceso de dilución es una mezcla Crudo Jazmín/ Solvente con propiedades físicas diferentes a las propiedades del Crudo Jazmín (particularmente viscosidad y gravedad API).

Figura 55. Producción Incremental Pozo A08.

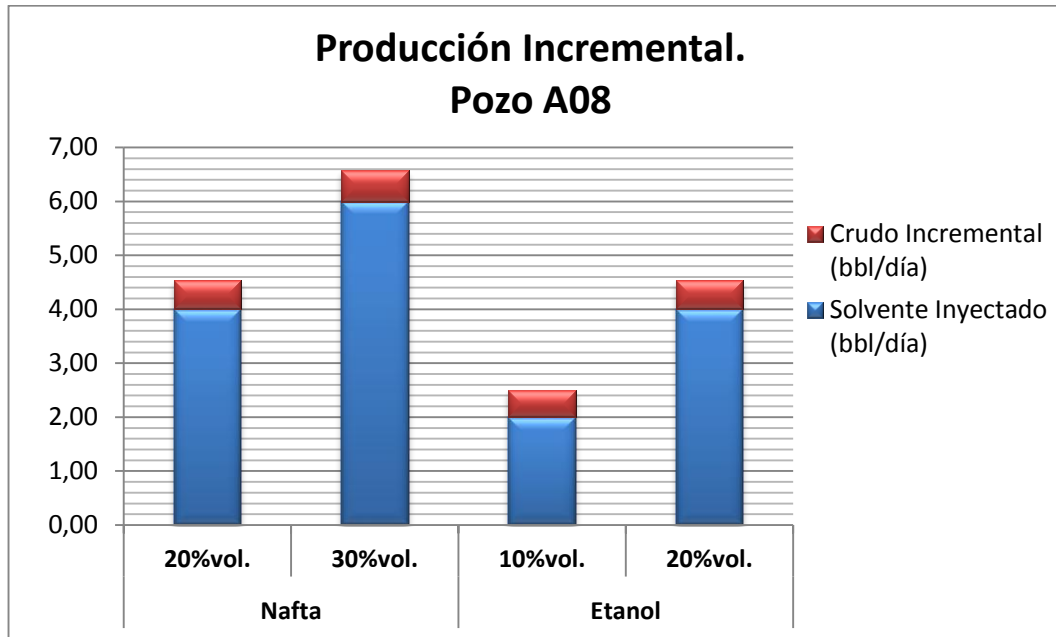


Figura 56. Producción Incremental Pozo A09.

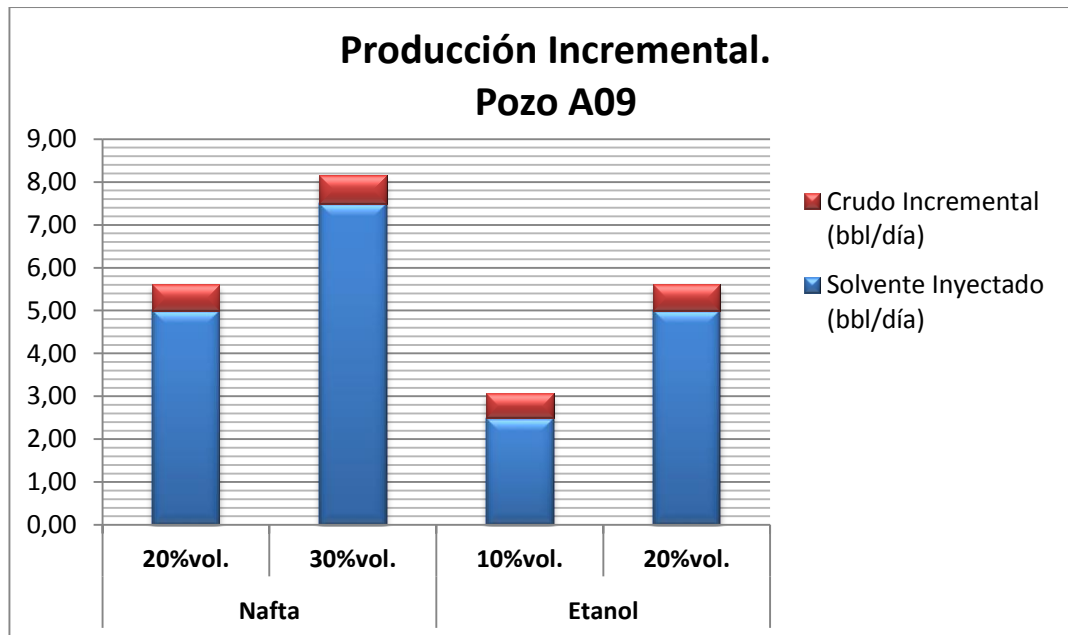


Figura 57. Producción Incremental Pozo AE05.

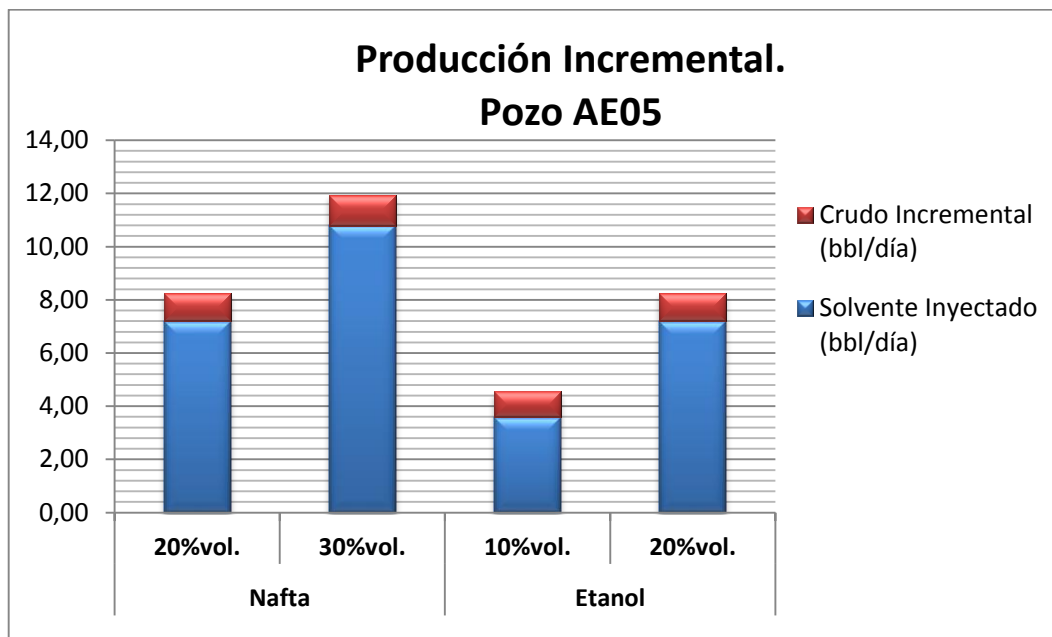


Figura 58. Producción Incremental Pozo AE08.

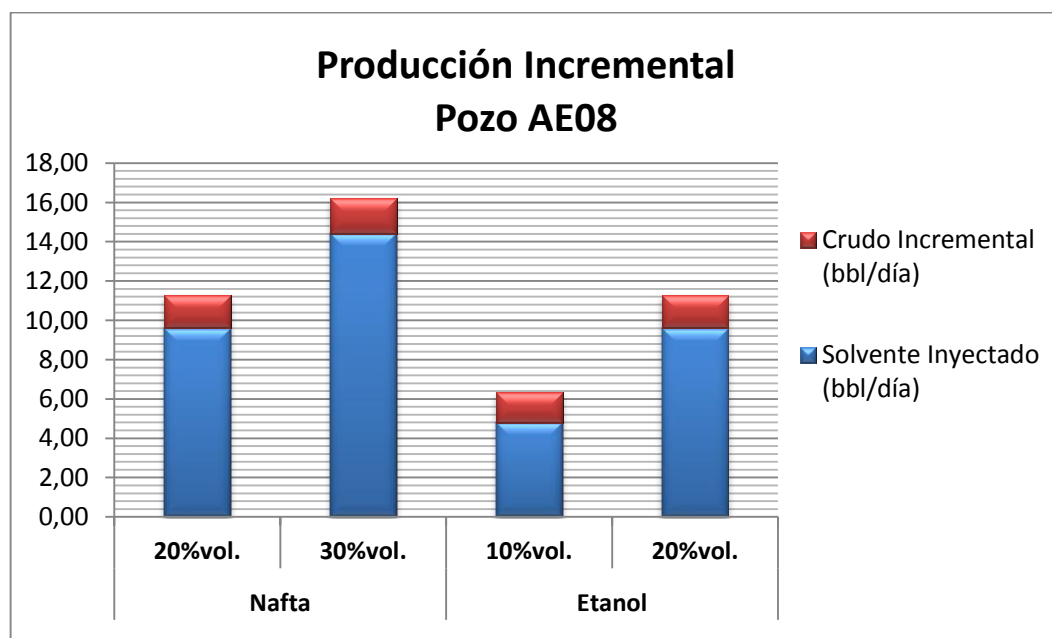


Figura 59. Producción Incremental Pozo AQ05.

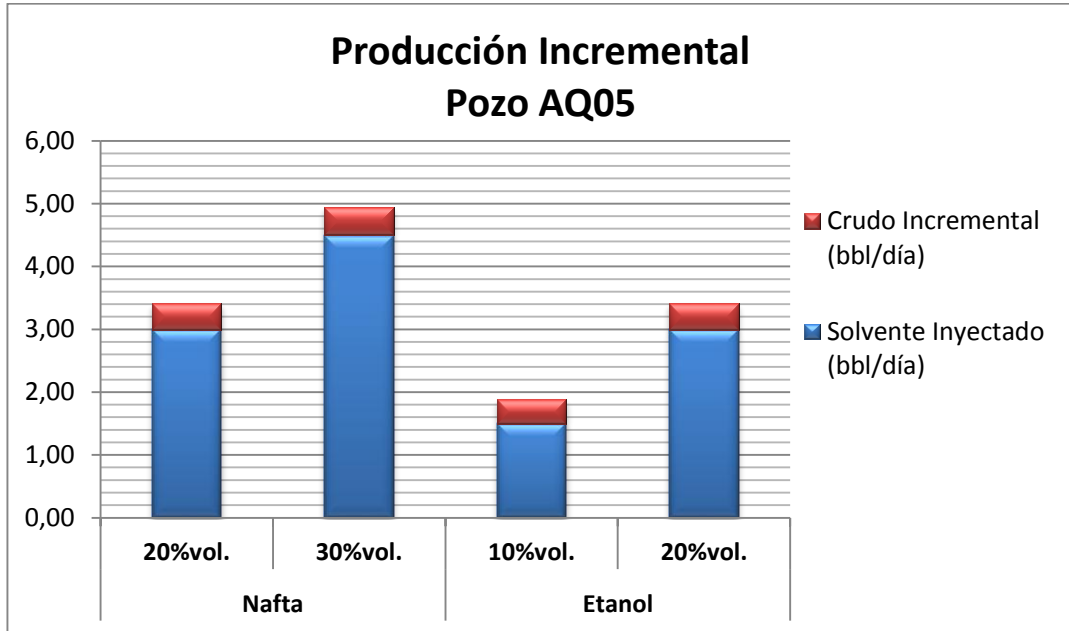
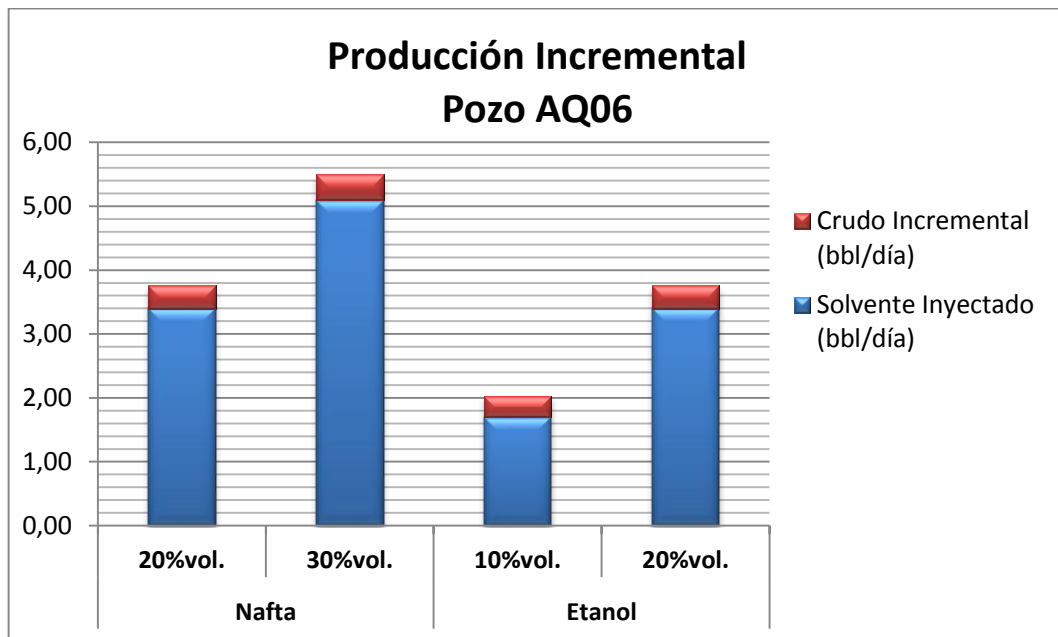


Figura 60. Producción Incremental Pozo AQ06.



El análisis de las gráficas anteriores permitió reconocer que el incremento neto en la producción de crudo (descontando el volumen de solvente inyectado) se encuentra en valores del orden de 0,3 a 1,8 bbl/día, valores considerablemente bajos comparados con los volúmenes de solvente inyectados (entre 1,5 y 14,4 bbl/día). Lo anterior puede ser resultado de la existencia de una condición adversa en el sistema de producción o en el proceso de dilución que no permite que el proceso sea efectivo. Con la finalidad de identificar las causas de la baja efectividad del proceso se realizó el procedimiento descrito en la figura 61.

Figura 61. Identificación de las causas de la baja efectividad del proceso de dilución.



Las figuras 62 y 63 permiten visualizar el efecto de las diluciones formuladas en las pérdidas de energía del sistema. Los resultados mostrados indican que la Nafta y el Etanol alcanzan reducciones en las pérdidas por elevación en el rango del 1,17 al 3,79% como resultado de la disminución en la densidad de la columna hidrostática. En complemento al efecto mencionado se producen disminuciones

significativas en las pérdidas por fricción que varían de 38 a 77%, alcanzándose las mayores reducciones en la dilución con Nafta a 30%vol.

Figura 62. Porcentaje de Reducción en las Pérdidas por Elevación.

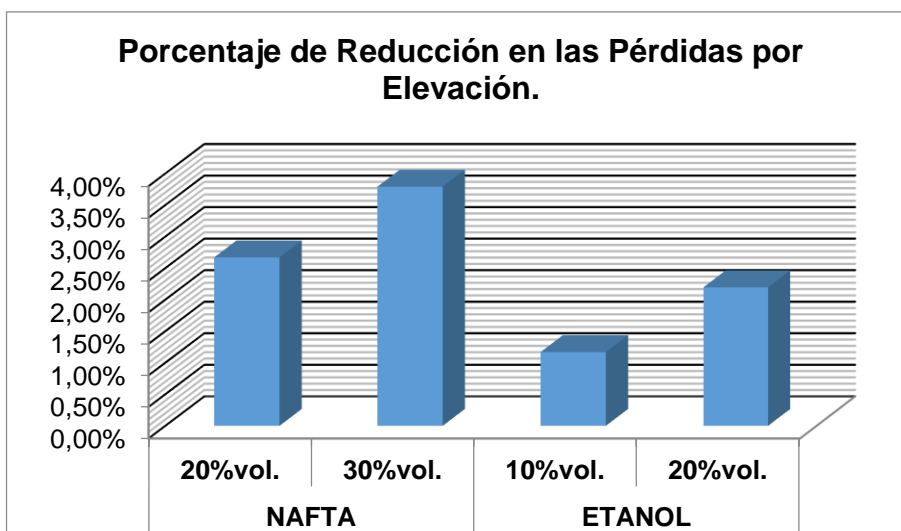
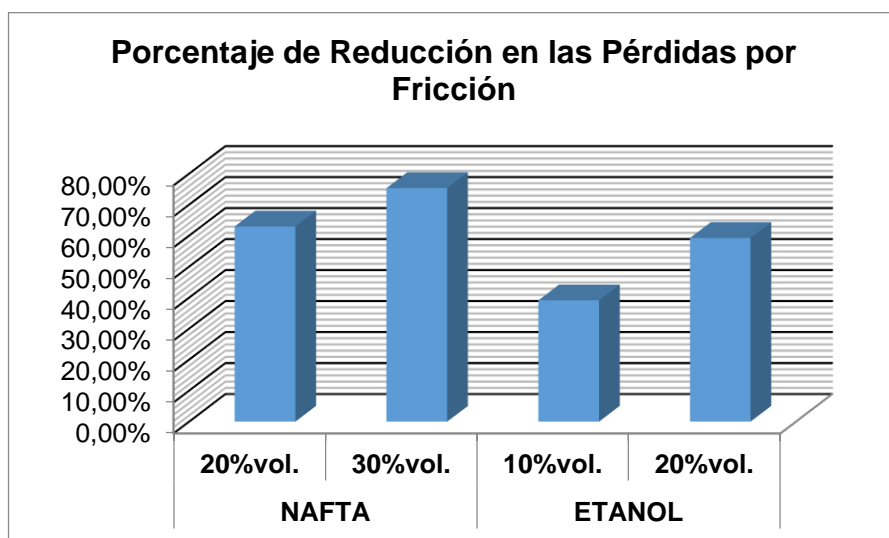


Figura 63. Porcentaje de Reducción en las Pérdidas por Fricción.





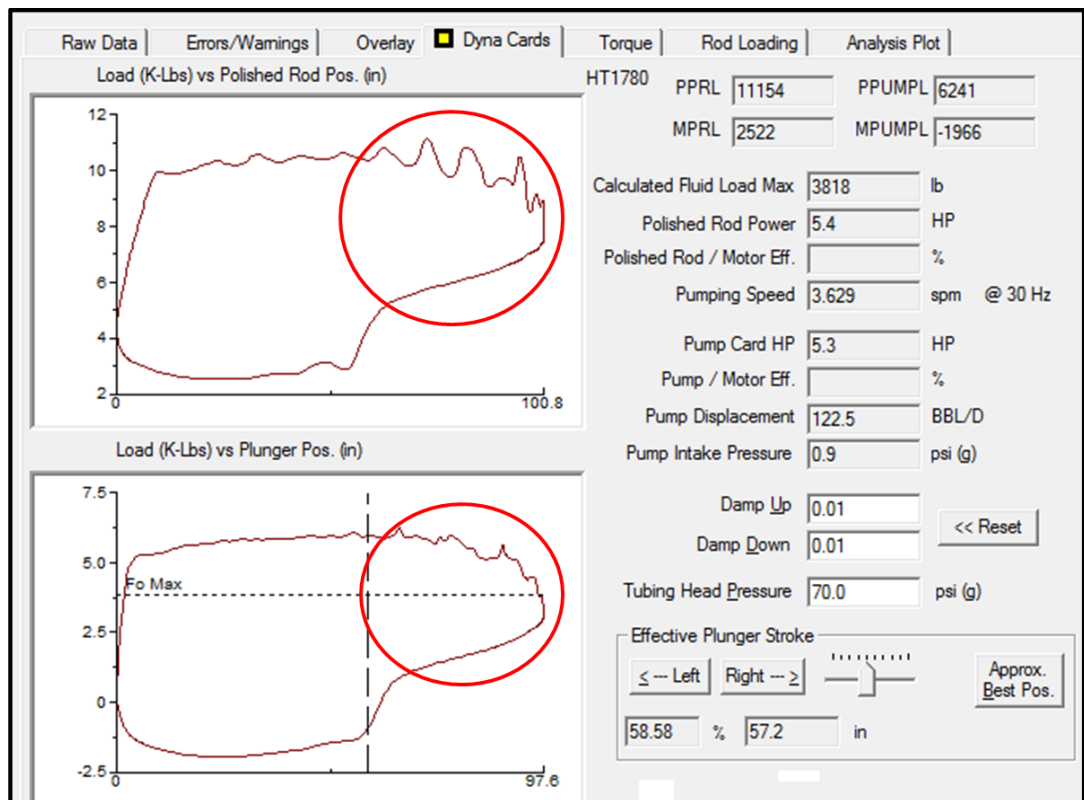
Los efectos anteriormente mencionados son evidencia de la efectividad de estos fluidos como solventes por lo que se concluyó que la causa de la baja efectividad del proceso está relacionada con las condiciones actuales en el sistema de producción.

Como resultado de la revisión de los registros ECHOMETER de los Pozos Muestra y los antecedentes de los problemas operacionales en Campo Jazmín fue posible reconocer condiciones operacionales que causan deterioro en la integridad de los equipos del sistema de producción, provocando un funcionamiento inadecuado, y disminución en la eficiencia de la bomba de subsuelo, dentro de estos factores se destacan:

- Viscosidad del Fluido de producción: Las pérdidas de presión por fricción que se producen en el sistema de producción disminuyen la energía disponible para que la bomba de subsuelo levante el fluido de fondo a superficie. El efecto de este parámetro es reducido como resultado del proceso de dilución como se logró comprobar en los resultados anteriores.
- Integridad de las válvulas y componentes de la bomba de subsuelo: Como resultado de la producción de arena las válvulas y componentes de la bomba de subsuelo están expuestos a un continuo desgaste, que puede provocar que no se produzca un adecuado sello en el punto de cierre de las válvulas permitiendo el retorno del fluido de producción al pozo. Como medida de control ante este problema las válvulas y la bomba de subsuelo son cambiadas frecuentemente en Campo Jazmín.
- Producción de Gas: El gas que acompaña el crudo producido en Campo Jazmín fluye con mayor facilidad hacia el interior de la bomba disminuyendo el espacio disponible para el almacenamiento del crudo en la bomba de subsuelo. Este problema fue identificado en los registros

ECHOMETER (Figura 64) Algunos Pozos de Campo Jazmín tienen ancla de gas para prevenir este problema.

Figura 64. Registro ECHOMETER que identifica llenado con gas.



Basados en los resultados obtenidos se consideró que para las condiciones actuales del sistema de producción el proceso de dilución en Fondo de Pozo tendrá efectos limitados debido a que existen condiciones en la producción (principalmente el llenado por gas) que generan una gran afectación a la eficiencia de la bomba de subsuelo.



4.6.1. Selección del Solvente a valorarse en el proceso de Dilución en Fondo de Pozo en Campo Jazmín. Como se describió anteriormente, el principal objetivo del proceso de dilución en fondo de Pozo es generar una reducción en las pérdidas por fricción que ocurren a lo largo del sistema de producción. Los resultados obtenidos del simulador Pipesim permitieron identificar que las reducciones en este parámetro obtenidas al realizar la dilución con Nafta corresponden a 62,96 y 75,35% para las dosificaciones de 20 y 30%vol. respectivamente, mientras que al realizar la dilución se producen reducciones de 39,13 y 59,26% para las dosificaciones de 10 y 20%vol. respectivamente.

Por lo anterior, se seleccionó la Nafta como el fluido a ser valorado como solvente en la formulación del proceso de dilución en fondo de Pozo en Campo Jazmín, ya que al producir mayores reducciones en las pérdidas por fricción generará un mayor aumento en el trabajo útil de la bomba de subsuelo.

4.6.2. Pruebas de Laboratorio. Posterior a la selección del solvente (Nafta) se realizaron pruebas de laboratorio con el objetivo de verificar la efectividad de la Nafta en la reducción de la viscosidad del Crudo Jazmín. Las propiedades de la Nafta utilizada para el proceso se incluyen en el Anexo 1. El método seleccionado para realizar la medición fue el de la Viscosidad Saybolt (Norma ASTM D 88).

Una vez se prepararon las mezclas correspondientes al 20 y 30%vol. se utilizaron los frascos receptores con oficio Furol y Universal. Los resultados obtenidos en el laboratorio se incluyen en las tablas 32 y 33.

Tabla 32. Resultados prueba de viscosidad de la mezcla Crudo Jazmín/Nafta al 20% vol.

Temperatura [°F]	Tiempo (SSF ^{**})
95,0	88,8992
100,4	73,0013
105,8	66,9406
111,2	61,9795
116,6	57,0125
122,0	54,9370

Tabla 33. Resultados prueba de viscosidad de la mezcla Crudo Jazmín/Nafta al 30% vol.

Temperatura [°F]	Tiempo (SSU)
100,4	122,9273
105,8	116,9485
111,2	110,9567
116,6	106,9535
122	99,9699

La Viscosidad Saybolt (Universal y Furol) se convierte a Viscosidad Cinemática usando las ecuaciones que se presentan en la tabla 34. La conversión de valores obtenidos a Viscosidad Dinámica se realizó utilizando la ecuación (3). La densidad de la Mezcla Crudo Jazmín/ Nafta fue determinada usando la formula (4). Los

valores calculados para la Viscosidad Dinámica de la Mezcla se muestran en las tablas 35 y 36.

Tabla 34. Conversión de Viscosidad Saybolt a Viscosidad Cinemática.

Viscosidad Saybolt	Intervalo de tiempo (seg)	Viscosidad Cinemática (St)
SSU	32<t<100	$V_c = (0,00226 * t) - (1,95/t)$
	t>100	$V_c = (0,00220 * t) - (1,35/t)$
SSF	25<t<40	$V_c = (0,0224 * t) - (1,84/t)$
	t>40	$V_c = (0,0216 * t) - (0,60/t)$

Fuente: PINEDA, Cesar Augusto. Determinación de la viscosidad. Universidad Industrial de Santander, 2009.

$$\mu = \nu * \rho_m * 100 \quad (3)$$

En donde:

μ = Viscosidad dinámica (cP)

ν = Viscosidad cinemática (St)

ρ_m = Densidad de la mezcla (g/cm³)

$$\rho_m = \left(\frac{V_0}{V_0+V_s}\right) \rho_0 + \left(1 - \frac{V_0}{V_0+V_s}\right) \rho_s \quad (4)$$

En donde:

V_0 = fracción de volumen de crudo

V_s = fracción de volumen de solvente

ρ_0 = densidad del crudo (g/cm³)

ρ_s = densidad del solvente (g/cm³)

Tabla 35. Viscosidad dinámica de la mezcla Crudo Jazmín/nafta para un porcentaje en volumen de 20%.

Temperatura (°F)	Viscosidad Cinemática Crudo Diluido (St)	Densidad del Crudo Diluido (g/cm ³)	Viscosidad Dinámica Crudo Diluido (cP)
95,0	1,9135	0,9363	179,1630
100,4	1,5686	0,9358	146,7916
105,8	1,4370	0,9353	134,3966
111,2	1,3291	0,9348	124,2378
116,6	1,2209	0,9342	114,0661
122,0	1,1757	0,9337	109,7787

Tabla 36. Viscosidad dinámica de la mezcla Crudo Jazmín/nafta para un porcentaje en volumen de 30%.

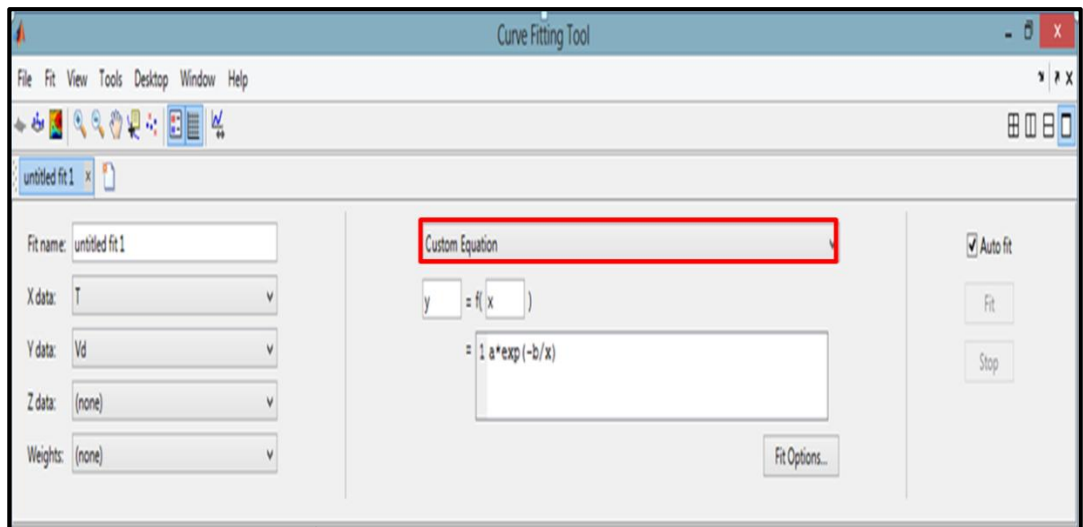
Temperatura (°F)	Viscosidad Cinemática Crudo Diluido (St)	Densidad del Crudo Diluido (g/cm ³)	Viscosidad Dinámica Crudo Diluido (cP)
100,4	0,2595	0,9077	23,5500
105,8	0,2457	0,9069	22,2861
111,2	0,2319	0,9061	21,0160
116,6	0,2227	0,9053	20,1592
122,0	0,2064	0,9045	18,6721

Con los valores calculados para la Viscosidad Dinámica del Crudo diluido, se determinó una correlación que modela la variación de éste parámetro en función de la temperatura para los dos porcentajes en volumen valorados. Esta

correlación fue generada en el software MATLAB utilizando la interfaz Curve Fitting.

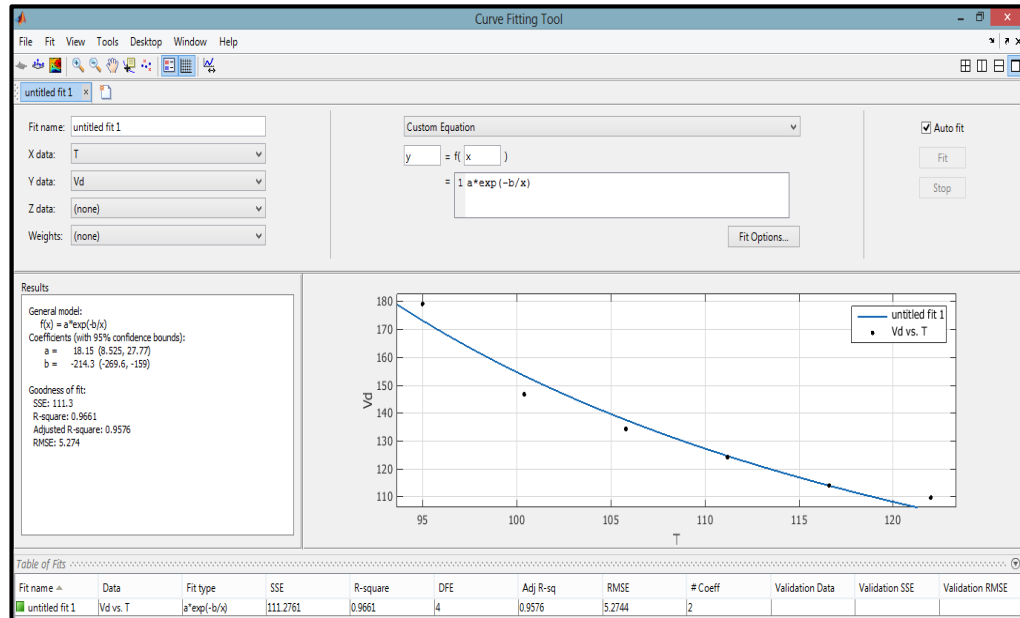
La interfaz Curve Fitting permite escoger entre distintos tipos de modelos el que mejor ajuste a los datos. El modelo escogido fue “Custom Equation” (Figura 65) el cual permite ingresar la forma de la ecuación que modela la tendencia. Considerando que la viscosidad presenta una dependencia exponencial con la temperatura la ecuación ingresada al software tiene la forma de la ecuación de Andrade que permite representar el comportamiento entre estas dos variables. Finalmente, las correlaciones 5 y 6 fueron generadas por el software para modelar la Viscosidad Dinámica de la Mezcla Crudo Jazmín/ Nafta al 20 y 30% en vol. Los resultados gráficos del ajuste se muestran en las figuras 66 y 67.

Figura 65. Custom Equation-MATLAB.



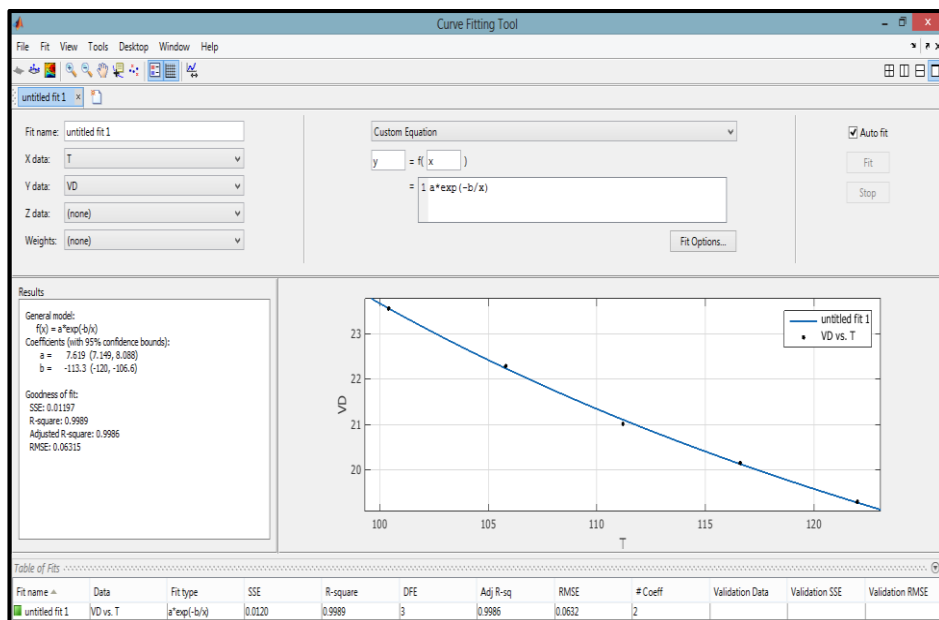
Fuente: Software MATLAB.

Figura 66. Ajuste de la correlación calculada para la viscosidad de la Mezcla Crudo Jazmín /Nafta 20%vol.



Fuente: MATLAB.

Figura 67. Ajuste de la correlación calculada para la viscosidad de la Mezcla Crudo Jazmín /Nafta 30%vol.



Fuente: MATLAB.

$$\mu(T) = A * e^{(-B/T)} \quad (5)$$

En donde:

Coeficiente A= 18,15

Coeficiente B= -214,3

$$\mu(T) = A * e^{(-B/T)} \quad (6)$$

En donde:

Coeficiente A= 7,619

Coeficiente B= -113,3

Mediante las correlaciones obtenidas del software MATLAB se calculó la Viscosidad del Crudo diluido para las diferentes temperaturas promedio de los Pozos Muestra (Tabla 37) con el fin de establecer el porcentaje de reducción en la viscosidad del Crudo Jazmín resultante de la dilución con Nafta. Estos resultados permitieron determinar que la Nafta resulta ser altamente efectiva en el proceso de dilución del Crudo Jazmín alcanzando reducciones en la viscosidad de hasta 99%, lo que prueba que los efectos ocasionados por las pérdidas de fricción en el sistema serían reducidos significativamente.

En adición a esto, se evidenció que la diferencia entre las reducciones de viscosidad producidas por las dos dosificaciones formuladas fluctúa entre 0,72 y 5% por lo que se infiere que la dosificación del 20% constituye una buena opción a ser implementada en la formulación del proceso de dilución en Fondo de Pozo, ya tiene un efecto cercano al generado por la dilución al 30%vol. con menores requerimientos de solvente.

Tabla 37. Porcentaje de Reducción en la viscosidad Crudo Jazmín resultante de la dilución con Nafta.

Pozo Muestra	Temp. (°F)	μ Crudo Jazmín (cP)	μ Crudo Diluido (cP)		Reducción de la Viscosidad (%)	
			20%vol.	30%vol.	20%vol.	30%vol.
A08	113,00	9000,00	120,92	20,77	98,66%	99,77%
	158,00	1092,00	70,46	15,61	93,55%	98,57%
A09	106,00	15926,89	137,05	22,19	99,14%	99,86%
	158,00	1092,00	70,46	15,61	93,55%	98,57%
AE05	113,00	9000,00	120,92	20,77	98,66%	99,77%
	158,00	1092,00	70,46	15,61	93,55%	98,57%
AE08	136,00	2245,00	87,74	17,52	96,09 %	99,22%
	158,00	1092,00	70,46	15,61	93,55%	98,57%
AQ05	115,00	8202,67	117,00	20,41	98,57%	99,75%
	158,00	1092,00	70,46	15,61	93,55%	98,57%
AQ06	100,00	6209,33	154,7	23,66	97,50%	99,61%
	158,00	1092,00	70,46	15,61	93,55%	98,57%

4.6.3. Selección del Pozo Piloto. El análisis de los resultados incluidos en las figuras 55 a la 60 permitió identificar el Pozo Muestra que presenta la mejor respuesta en la producción al realizar la dilución en fondo de pozo. En primera medida se determinó que las mayores tasas incrementales son obtenidas en el Pozo AE08, pero como las mayores dosificaciones también son inyectadas a este se decidió determinar la relación Nafta/ Crudo para cada uno de los Pozos

Muestra en los dos porcentajes en volumen de prueba (Tabla 38), con el objetivo de tener una mayor claridad de la efectividad del proceso.

Tabla 38. Relación de Consumo de Nafta/ Caudal Incremental.

Pozo Muestra.	Relación Nafta/Qincremental.	
	20%vol.	30%vol.
A08	7,51	10,40
A09	8,15	11,23
AE05	6,86	9,47
AE08	5,67	7,86
AQ05	7,29	10,12
AQ06	9,42	12,96

Las estimaciones anteriores permitieron comprobar que el Pozo AE08 representa la mejor opción para valorar en el proceso de Inyección de Solvente en Fondo de Pozo.

5. DISEÑO DEL PROCESO DE DILUCIÓN EN FONDO DE POZO.

La implementación del proceso de dilución en Fondo de Pozo en Campo Jazmín requerirá de la instalación de nuevos equipos que incluyen: Tanque de almacenamiento de Nafta, bomba dosificadora y tubería capilar. Las características particulares de estos equipos están condicionadas a los requerimientos del proceso en Campo.

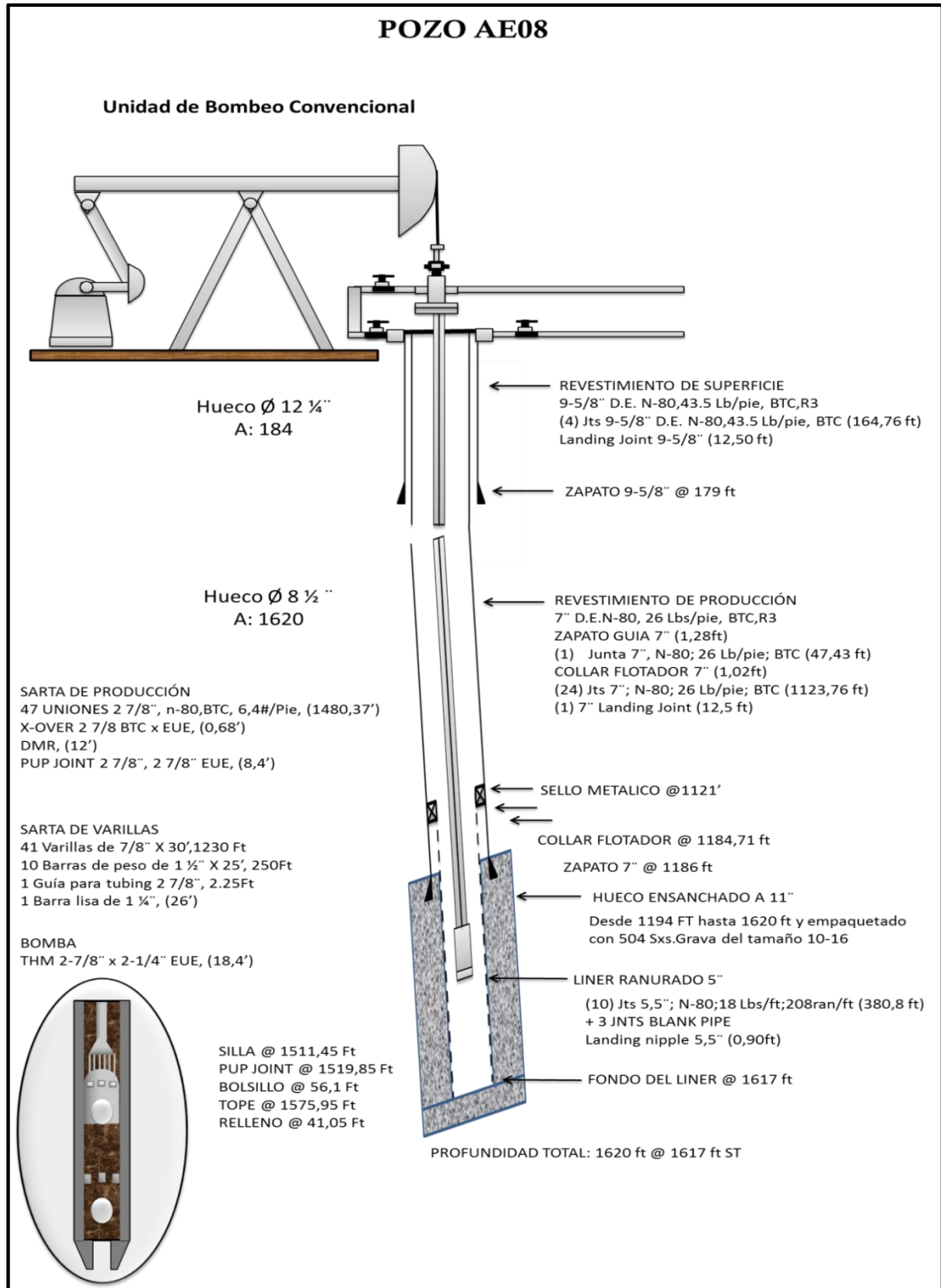
A continuación se realiza una descripción de los equipos requeridos acompañada de una representación esquemática del sistema de producción considerando el proceso de dilución en fondo de Pozo.

5.1. ESQUEMA DE PRODUCCIÓN ACTUAL.

La figura 68 muestra los elementos que integran el sistema de producción actual del Pozo Muestra a Campo Jazmín. En estas condiciones existe un punto crítico en el sistema de producción ubicado en la entrada de la bomba de subsuelo donde la elevada viscosidad del fluido produce una restricción al flujo evitando el llenado adecuado de la bomba. En adición a esto, las pérdidas que se presentan a lo largo de este sistema disminuyen la eficiencia de levantamiento del sistema generando un impacto directo en la economía del proyecto.

La integridad y la selección adecuada de los equipos que constituyen este sistema es una consideración importante si se desea lograr un mejor aprovechamiento de los pozos.

Figura 68. Esquema de Producción Actual.


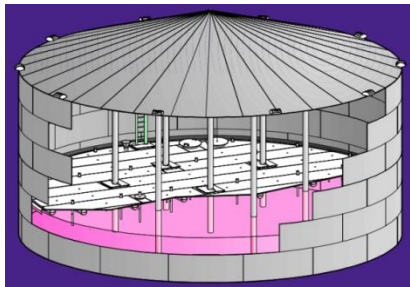



Fuente: Modificado de Estado Mecánico Pozos AE08. Mansarovar Energy.

5.2. COMPONENTES REQUERIDOS PARA LA DILUCIÓN.

En la tabla 39 se enumeran los elementos requeridos para realizar el proceso de dilución en fondo de pozo. Estos componentes varían de un proceso de dilución a otro en función de variables como: tipo de solvente, requerimientos de almacenamiento, dosificación utilizada y empresa prestadora del Servicio de Tubería Capilar.

Tabla 39. Componentes Requeridos para el Proceso de dilución.

	Descripción.	Imagen.
NAFTA.	Fracción ligera de petróleo que se obtiene mediante destilación directa. Se utiliza principalmente como insumo en la fabricación de gasolinas para mejorar el octanaje y cómo solvente la industria.	
TANQUE DE NAFTA.	Los tanques para almacenamiento de fluidos derivados del petróleo son diseñados siguiendo las Normas API 650 y API 653. El tipo de tanque que se utiliza para el almacenamiento Nafta es Cilíndrico Vertical de Techo Flotante interno y techo cónico fijo.	 http://www.tgbpartnership.com/linked_data_files/tanks_3_0.pdf
BOMBA DOSIFICADORA.	La inyección de la Nafta a través de la tubería capilar se realiza usando una bomba dosificadora. Estas bombas pueden ser de émbolo o diafragma.	 http://www.lewa.com/es/productos/bombas/bombas-dosificadoras/bombas-para-microdosificacion-fc/

UNIDAD DE SISTEMA CAPILAR.

El sistema de tubería capilar es utilizado para inyectar fluidos en fondo de Pozo como: Espumantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, secuestrantes de H₂S y reductores de viscosidad. El tiempo de instalación está en el rango de 4 a 48 horas. Para mayor seguridad cuenta con un sistema de preventoras controladas hidráulicamente. La Unidad es transportada en un camión (figura 69) lo cual facilita su transporte en espacios reducidos⁸⁰. Los componentes principales del Sistema Capilar se presentan en el figura 70.



<http://www.proserma.com/tuberíacapilar>.

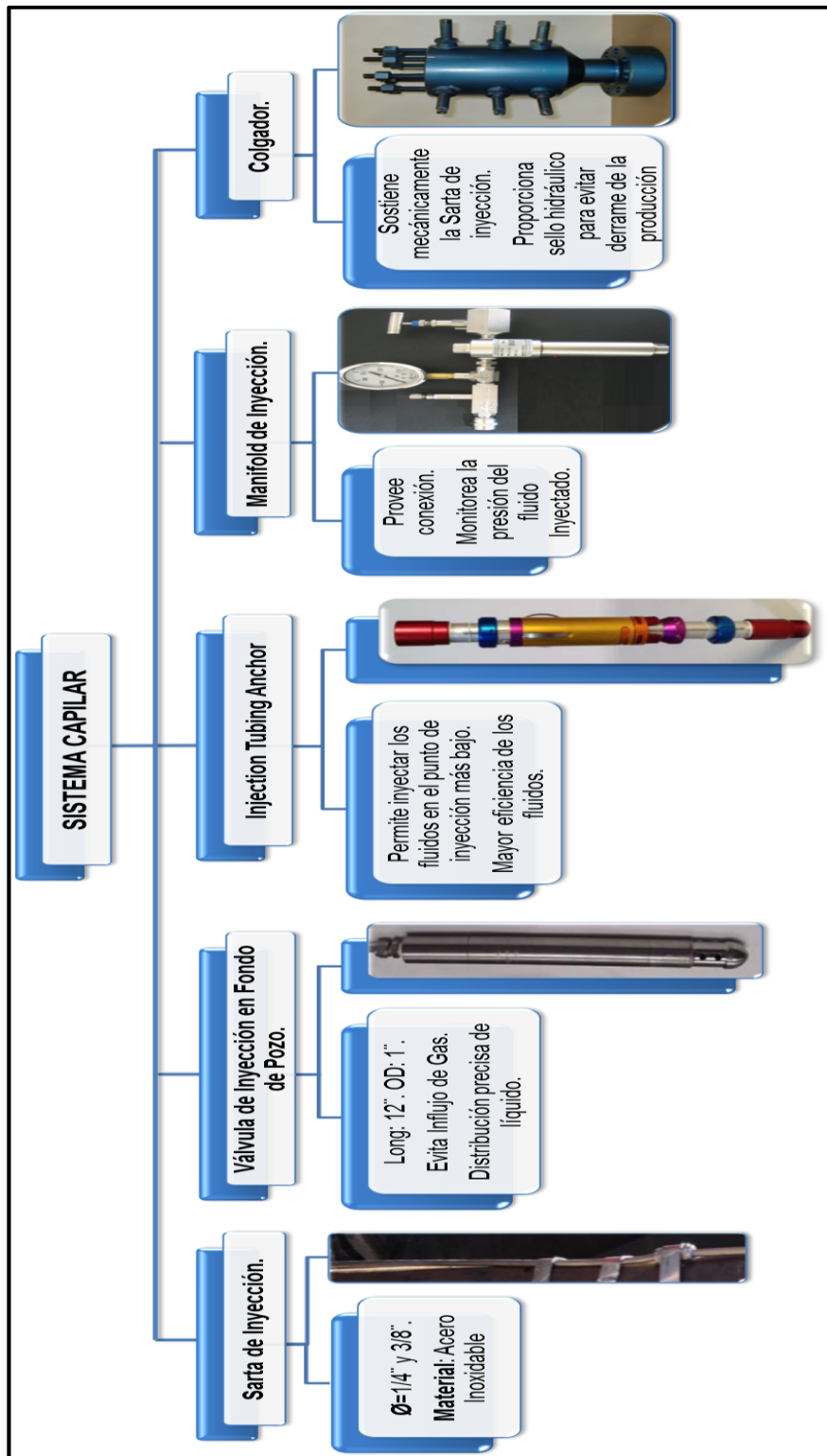
⁸⁰ Weatherford.

Figura 69. Camión de transporte de Unidad de Sistema de Tubería Capilar.



Fuente: Weatherford.

Figura 70. Elementos del Sistema Capilar.



5.3. CONDICIONES OPERACIONALES.

Para la valoración del proceso de Inyección de Solvente en un Pozo Piloto en Campo Jazmín se consideró que el proyecto debe realizarse en el mes quinto de producción del Pozo Piloto. Las características específicas de los elementos que serán utilizados en el proceso se muestran en la Tabla 40. La representación gráfica del proceso en superficie y subsuelo se observa en las Figuras 71 y 72 respectivamente.

Tabla 40. Condiciones Operacionales Proceso de Dilución en Fondo de Pozo- Pozo AE08.

Requerimiento de Nafta.	
Producción Actual de Crudo (bbl/ día)	48
Tasa de Inyección de Nafta (bbl/día)	9,6
Datos del Tanque de Nafta.	
Tiempo de Recarga (días)	26
Volumen del Tanque de Nafta (bbl)	300
Tubería Capilar.	
Diámetro (in)	0,375
Distancia del Tanque al Pozo (ft)	65,6
Pump Intake depht (MVD) (ft)	1511,45
Longitud total de Tubería Capilar (ft)	1582
Bomba Dosificadora.	
Tasa de Bombeo en (lt/hora)	64,00

Figura 71. Condiciones Operaciones de la dilución en Fondo de Pozo. (Superficie)

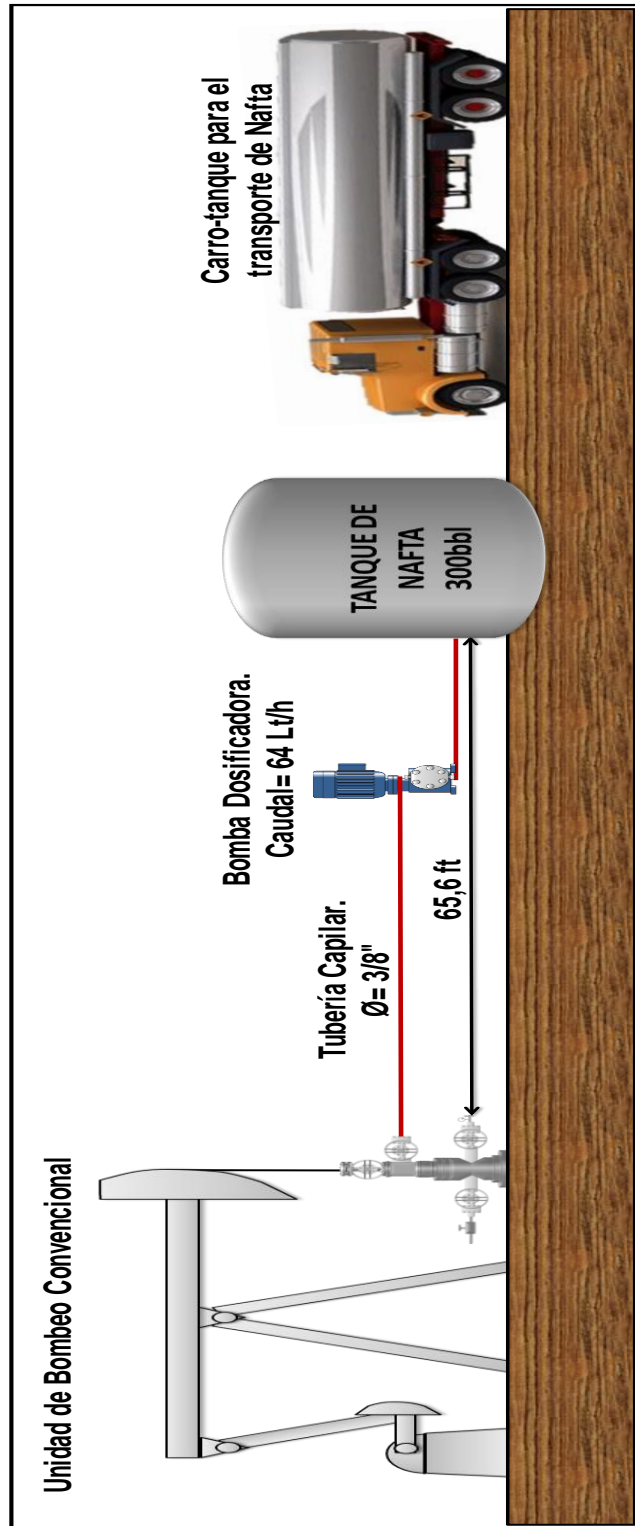
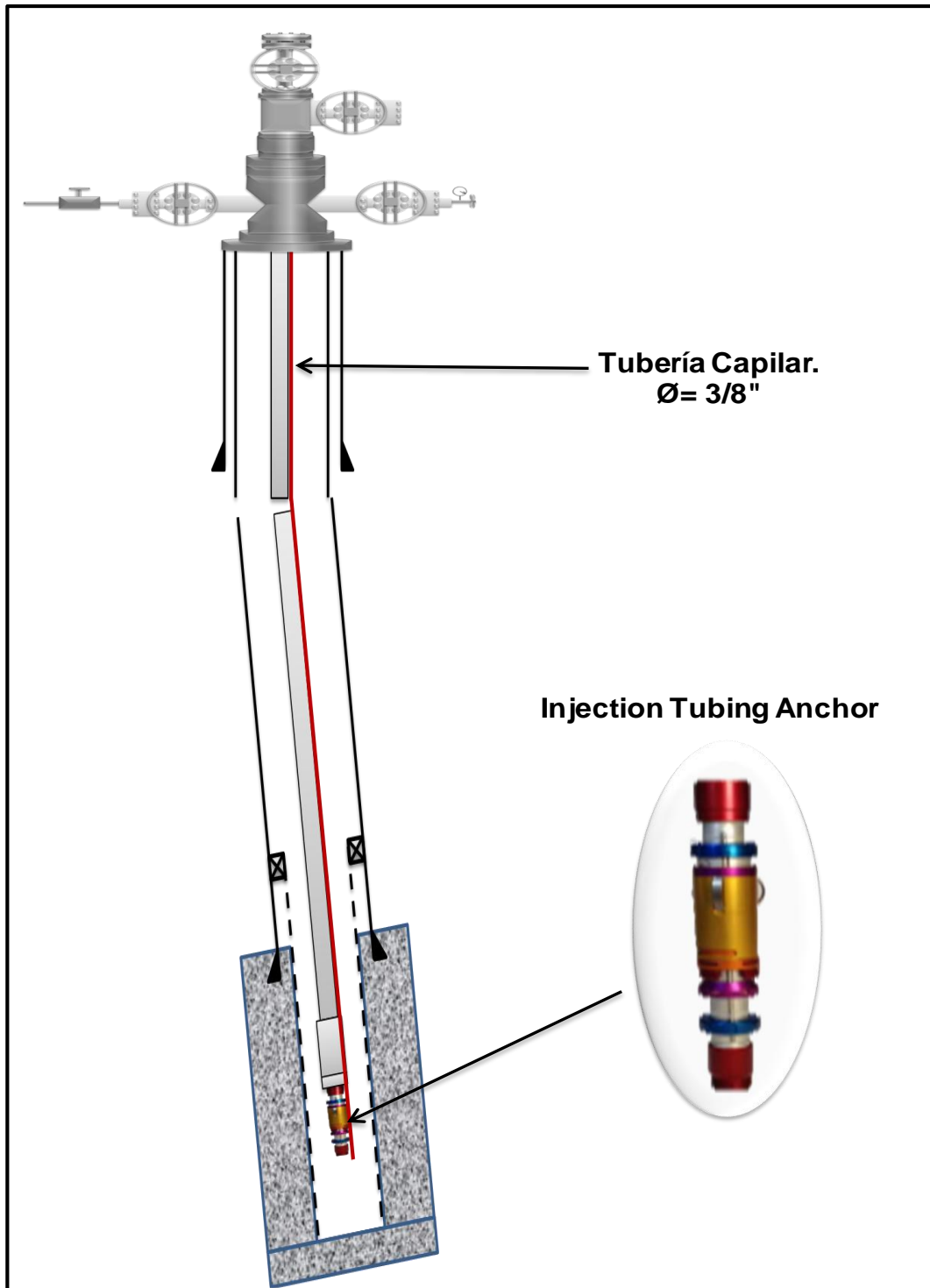


Figura 72. Condiciones Operaciones de la dilución en Fondo de Pozo.
(SUBSUELO).

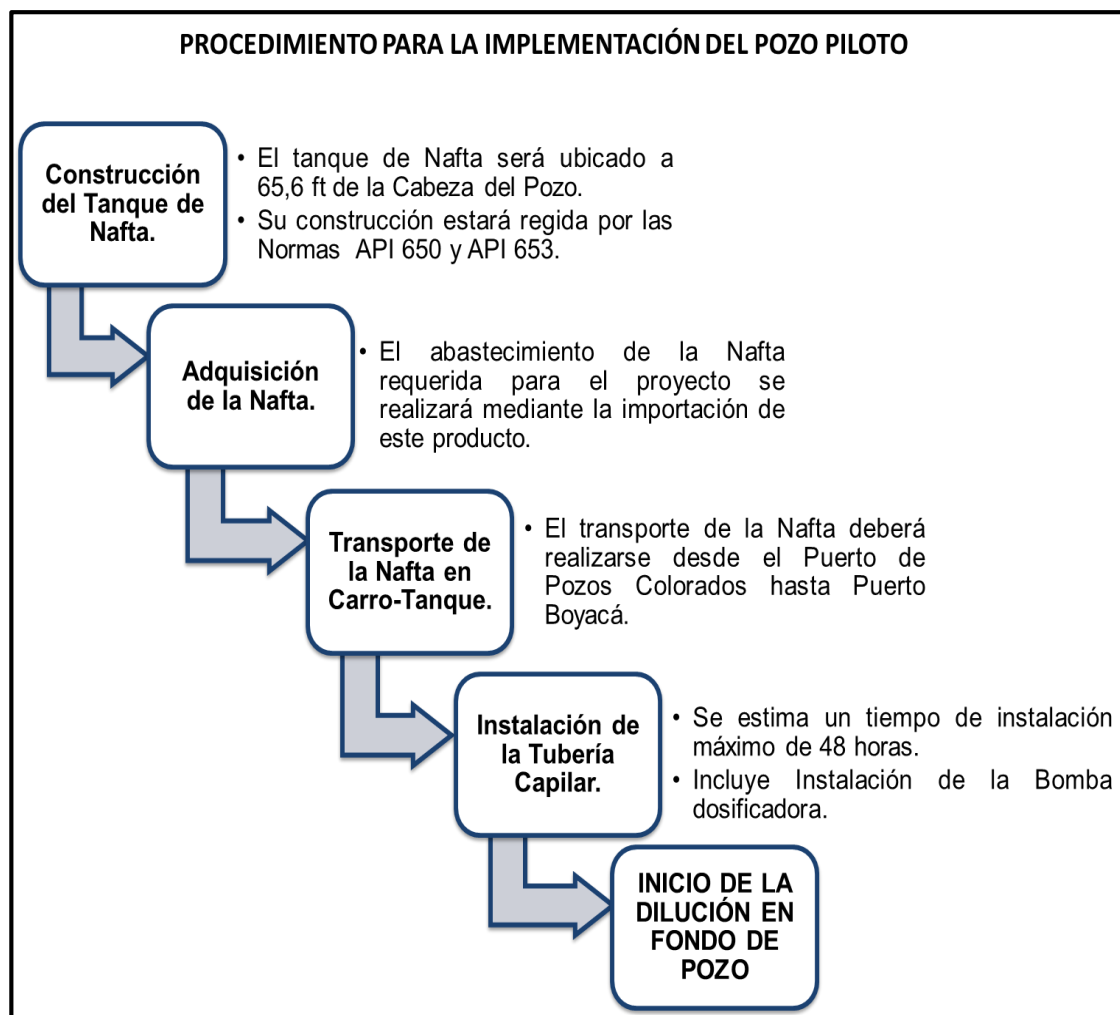


5.4. PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO.

En caso de obtener resultados positivos en la determinación de la Factibilidad de la Inyección de Solvente en Fondo de Pozo en Campo Jazmín se recomienda verificar el efecto del proceso en un Pozo Piloto (AE08) con el propósito de obtener datos más confiables al involucrar en el proceso condiciones reales que pudieron no ser consideradas en este proyecto.

La figura 73 es un esquema general del proceso a seguir para la implementación del Pozo Piloto.

Figura 73. Procedimiento para la implementación del Pozo Piloto.



6. ESTIMACIONES PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA.

El análisis financiero es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica un estudio detallado de los costos para la inicialización de un proyecto y mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo, y si es conveniente o no el desarrollo de dicho proyecto.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se consideraron los siguientes indicadores económicos:

- **Valor presente neto (VPN):** es la ganancia o pérdida generada por un proyecto por encima del costo de oportunidad. Consiste en deflactar tanto ingresos como egresos, proyectados a pesos hoy teniendo en cuenta la tasa de interés de oportunidad (T.I.O), con el fin de determinar la viabilidad del proyecto.

Tabla 41. Criterios de decisión considerando VPN y T.I.O

CRITERIOS DE DECISIÓN	
VPN > T.I.O	Rentable
VPN < T.I.O	No rentable
VPN = T.I.O	Indiferente pero sin tener en cuenta el riesgo.

Fuente: TARAZONA, Jairo. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Bucaramanga, 2010.

- **Tasa interna de retorno (TIR):** es la tasa que iguala el valor presente de los ingresos por el valor presente de los egresos, equivalente al rendimiento del proyecto sobre la inversión no recuperada durante la vida útil del proyecto.

Tabla 42. Criterio de decisión considerando TIR y T.I.O

CRITERIOS DE DECISIÓN	
TIR > T.I.O	Rentable
TIR < T.I.O	No rentable
TIR = T.I.O	Indiferente pero sin tener en cuenta el riesgo.

Fuente: TARAZONA, Jairo. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Bucaramanga, 2010.

- **Payback:** Mide el tiempo en el cual se recupera la inversión del proyecto. Es decir que a partir de ese momento, las utilidades que se generan son valor agregado, es el punto de equilibrio financiero.
- **Relación beneficio-costo (RBC):** es un indicador económico adimensional, que relaciona el valor presente neto de los ingresos con el valor presente neto de los egresos.

Tabla 43. Criterios de decisión considerando RCB.

CRITERIOS DE DECISIÓN	
RBC > 1	Rentable
RBC < 1	No rentable
RBC = 1	Indiferente pero sin tener en cuenta el riesgo.

Fuente: TARAZONA, Jairo. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Bucaramanga, 2010.

Para determinar la rentabilidad del proyecto se valoraron los efectos del proceso de dilución en Fondo de Pozo en el Pozo AE08 debido a que como se mencionó anteriormente es el que presenta la mejor respuesta al proceso de dilución.

La realización de este proceso de optimización de la producción implica acondicionar el Pozo con los equipos requeridos para que se pueda realizar la

inyección de la Nafta en el Fondo de Pozo. Esta adecuación genera unos costos que en la industria del petróleo se conocen como costos capitales (CAPEX) y constituyen la inversión inicial del proyecto (Tabla 44). Es necesario aclarar que todos los costos de referencia del proyecto se plantean en dólares.

Tabla 44. Costos de implementación del sistema (CAPEX).

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIDAD (\$)	COSTO TOTAL (\$)
Instalación de tubería capilar ⁸¹ .	Operación.	1	3.003,81	3.003,81
Instalación del equipo de inyección ⁸² .	Operación.	1	246,38	246,38
Equipo de fondo ⁸³ .	Equipo.	1	2.500,00	2.500,00
Tanque de Almacenamiento ⁸⁴ .	Equipo.	1	25.017,98	25.017,98
Bomba Dosificadora ⁸⁵ .	Equipo.	1	1.190,05	1.190,05
Tubería capilar de 3/8" O.D. ⁸⁶	Ft.	1582	8,85	4.253,57
TOTAL				36.211,80

⁸¹ PEMEX. Relacion de croquis y ubicación de los equipos [en línea].

<<http://www.pemex.com/busquedas/default.aspx?q=tuberia%20capilar>>[citado en 17 de julio de 2014].

⁸² PEMEX. Relacion de croquis y ubicación de los equipos [en línea].

<<http://www.pemex.com/busquedas/default.aspx?q=tuberia%20capilar>>[citado en 17 de julio de 2014].

⁸³ THE AMERICAN OIL AND GAS REPORTER, 2013 Tubing anchors offer various benefits. [en línea]. <http://blackgoldpump.com/Portals/_default/Downloads/bgpsarticle.pdf> (citado el 3 de septiembre de 2014).

⁸⁴ Fibratank. Productos [en línea]. <<http://www.fibratank.com/productos.html#>> [citado en 20 de agosto de 2014]

⁸⁵ PCE Iberica S.L. Laboratorio [en línea]. https://www.pce-instruments.com/espanol/laboratorio/instrumento-laboratorio/bomba-dosificadora-itc-bomba-dosificadora-de-membrana-dostec-det_270769.htm?list=kat&listpos=3 [citado en 20 de agosto de 2014]

⁸⁶ Ali express. http://www.aliexpress.com/stainless-steel-capillary-tubing_price.html [citado en 20 de agosto de 2014].

Con el propósito de establecer la factibilidad del proceso se planteó un tiempo de prueba del proyecto de 24 meses. Durante este tiempo en el Pozo AE08 se presentan 3 ciclos de producción, cada uno con una duración de 8 meses.

Como se explicó anteriormente, en este proyecto se considera que el mejor momento para realizar el proceso corresponde al 5to mes del ciclo de producción, por lo tanto el proceso tendrá una duración de 4 meses por ciclo. En adición a la inversión inicial (CAPEX), se estimaron los costos operacionales generados por la implementación del proyecto (OPEX) (tabla 46), la tabla 45 contiene los parámetros considerados para realizar los cálculos correspondientes.

En estos costos fue incluida la parada en la producción que debe realizarse para instalar el equipo de tubería Capilar, considerando un tiempo de instalación de 48 horas.

Tabla 45. Datos de Entrada Cálculo OPEX.

CONDICIONES OPERACIONES.	
Dosificación (%)	20%
Precio de la Nafta ⁸⁷ (\$/bbl)	95,10
Gastos de mantenimiento ⁸⁸ (\$/Mes)	97,08
Lifting Cost	15,00
Potencia de la Bomba (Kw/h)	0,75
Precio Kw (Pesos/Kw)	400,00
Precio Energía de la Bomba (\$/día)	3,75

⁸⁷ Refinare S.A. Venta en Pública Subasta de la Planta Industrial de la Refinería del Nare S.A.

⁸⁸ PEMEX. Relación de croquis y ubicación de los equipos [en línea].

<<http://www.pemex.com/busquedas/default.aspx?q=tuberia%20capilar>> (citado en 17 de julio de 2014).

DATOS TRANSPORTE.	
Costo Transporte ⁸⁹ (\$/250bbl)	1.980,59
Capacidad del Carro-tanque (bbl)	250,00
No. De Viajes por Ciclo*	De 4 a 5

Los ingresos obtenidos por la realización del proyecto provienen de dos factores: la producción incremental y el upgrading de la producción actual del Pozo AE08.

Debido a que no se contempla para este proyecto realizar el reciclaje del solvente utilizado la gravedad API del Crudo Jazmín estará afectada por el volumen de solvente incorporado. Se estima que como resultado de la dilución en fondo de Pozo el fluido de producción tendrá entre 17-18 grados API^{90,91} por lo que su valor comercial será mayor al precio de venta del Crudo Jazmín (11 API) en las condiciones actuales.

La tabla 47 contiene los datos de entrada que fueron utilizados para realizar el cálculo de los ingresos del proyecto (Tabla 48).

⁸⁹ Precio suministrado por la empresa Covolco.

* En el primer ciclo se realizan 5 viajes, en el segundo y tercer ciclo de producción 4 viajes.

⁹⁰ García, Cesar Augusto., Cáceres, Omar. Et al. Optimización del transporte por oleoducto del crudo pesado Castilla. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 8 N°1 de 2010- Ene/Jun-17-28.

⁹¹ Gharfeh, S., Singh, P., Kraiwattanawong, K. and Blumer, D. ConocoPhilips Co. A Comprehensive Solubility Model for Asphaltene- Flocculation Prediction at Field Conditions.

Tabla 46. Costos Operacionales del Proyecto de dilución en Fondo de Pozo.

Mes	Costos de la Nafta		Mantenimiento (\$)	Lifting Cost (\$)	Transporte de Nafta (\$)	Energía de la bomba(\$)	Gastos Mensuales (\$)
	Volumen (bbl/mes)	Precio (\$/Mes)					
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	6.420,3	0,0	0,0	0,0	6.420,3
5	288,0	27.388,8	0,0	5.080,5	2.475,7	112,6	35.057,6
6	288,0	27.388,8	0,0	5.080,5	2.475,7	112,6	35.057,6
7	288,0	27.388,8	0,0	5.080,5	2.475,7	112,6	35.057,6
8	288,0	27.388,8	582,5	5.080,5	2.475,7	112,6	35.640,1
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	273,6	26.019,4	0,0	4.826,5	1.980,6	112,6	32.939,0
14	273,6	26.019,4	0,0	4.826,5	1.980,6	112,6	32.939,0
15	273,6	26.019,4	0,0	4.826,5	1.980,6	112,6	32.939,0
16	273,6	26.019,4	582,5	4.826,5	1.980,6	112,6	33.521,5
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	259,9	24.718,4	0,0	4.585,2	1.980,6	112,6	31.396,7
22	259,9	24.718,4	0,0	4.585,2	1.980,6	112,6	31.396,7
23	259,9	24.718,4	0,0	4.585,2	1.980,6	112,6	31.396,7
24	259,9	24.718,4	582,5	4.585,2	1.980,6	112,6	31.979,2
						TOTAL	405.741,1

Tabla 47. Datos de Entrada para el Cálculo de los Ingresos.

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN	
Producción Actual de Crudo (bbl/día)	48,00
Producción con dilución en Fondo (bbl/día)	59,29
Declinación de Producción entre ciclo (%)	5%
Porcentaje de Regalías.	20%
PRECIO DE VENTA DEL CRUDO (\$/bbl)	
Precio del WTI a la fecha ⁹² (\$/bbl)	95,54
Precio Crudo 18 API ⁹³ (\$/bbl)	90,54
Precio Crudo Pesado ⁹⁴ (\$/bbl)	66,88

⁹² Indicadores [en línea]. Colombia: ECOPETROL [citado el 3 de septiembre de 2014]. Disponible en internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/>>.

⁹³ ECOPETROL. El petróleo y su mundo. [en línea] <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/sumundo2.htm>> [citado el 2 de Agosto de 2014]

⁹⁴ Se consideró un precio de venta del crudo pesado equivalente a 70% del precio del WTI de referencia.

Tabla 48. Ingresos generados por la implementación del Proyecto.

MES	TASA SIN SOLVENTE (bbl)	TASA CON SOLVENTE (bbl)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (bbl)	INGRESOS PRODUCCION INCREMENTAL (\$)	INGRESOS CRUDO MEJORADO (\$)	INGRESOS MENSUALES DEL PROYECTO CON REGALIAS (\$)
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	1.440,0	1.778,7	338,7	30.665,9	34.073,3	51.791,3
6	1.440,0	1.778,7	338,7	30.665,9	34.073,3	51.791,3
7	1.440,0	1.778,7	338,7	30.665,9	34.073,3	51.791,3
8	1.440,0	1.778,7	338,7	30.665,9	34.073,3	51.791,3
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	1.368,0	1.689,8	321,8	29.132,6	32.369,6	49.201,8
14	1.368,0	1.689,8	321,8	29.132,6	32.369,6	49.201,8
15	1.368,0	1.689,8	321,8	29.132,6	32.369,6	49.201,8
16	1.368,0	1.689,8	321,8	29.132,6	32.369,6	49.201,8
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	1.299,6	1.605,3	305,7	27.675,9	30.751,1	46.741,7
22	1.299,6	1.605,3	305,7	27.675,9	30.751,1	46.741,7
23	1.299,6	1.605,3	305,7	27.675,9	30.751,1	46.741,7
24	1.299,6	1.605,3	305,7	27.675,9	30.751,1	46.741,7
					TOTAL	590.939,2

La figura 74 representa el flujo de caja del proyecto, los datos utilizados para generar esta gráfica se incluyen en la tabla 49.

Figura 74. Flujo de Caja del Proyecto.

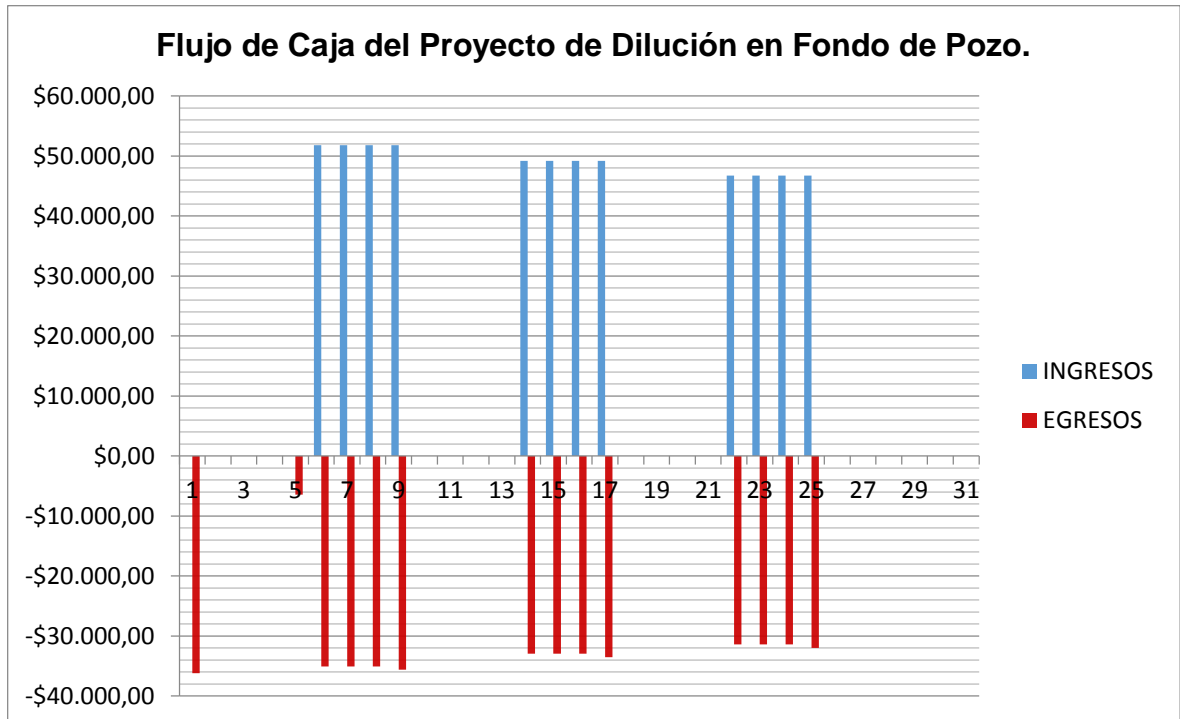


Tabla 49. Flujo de Efectivo Neto del Proyecto.

MES	INGRESOS (\$)	EGRESOS (\$)	FLUJO DE EFECTIVO NETO (\$)
	INVERSIÓN INICIAL		-36.225,28
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	6.420,29	-6.420,29
5	51.791,34	35.057,62	16.733,72
6	51.791,34	35.057,62	16.733,72
7	51.791,34	35.057,62	16.733,72
8	51.791,34	35.640,10	16.151,24
9	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00
13	49.201,78	32.939,01	16.262,77
14	49.201,78	32.939,01	16.262,77
15	49.201,78	32.939,01	16.262,77
16	49.201,78	33.521,49	15.680,29
17	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00
21	46.741,69	31.396,71	15.344,97
22	46.741,69	31.396,71	15.344,97
23	46.741,69	31.396,71	15.344,97
24	46.741,69	31.979,19	14.762,49

Para realizar el análisis financiero del proyecto se estableció una Tasa de Interés de Oportunidad (T.I.O.) de 12%. Los indicadores financieros estimados para el proyecto se incluyen en la Tabla 50. Los cálculos realizados para la estimación del Payback se incluyen en la tabla 51.

Tabla 50. Indicadores financieros del Proyecto de dilución en Fondo de Pozo.

Valor Presente Neto (VPN)	\$124.243,53
Tasa Interna De Recobro (TIR)	15%
Relación Beneficio/ Costo (RBC)	1,45
PAYBACK	7 Meses

Tabla 51. Estimación del Payback del Proyecto.

PAYBACK		
MES	FLUJO DE CAJA	ACUMULADO
0	-\$36.225,28	-\$36.225,28
1	\$0,00	-\$36.225,28
2	\$0,00	-\$36.225,28
3	\$0,00	-\$36.225,28
4	-\$6.420,29	-\$42.645,57
5	\$16.733,72	-\$25.911,85
6	\$16.733,72	-\$9.178,12
7	\$16.733,72	\$7.555,60



El análisis de los resultados contenidos en la tabla 50 permitió concluir que la implementación del proyecto de Inyección de Nafta en Fondo de Pozo del Pozo Piloto AE08 resulta viable considerando el proyecto genera ganancias de \$124.243,53 para un tiempo de duración de 24 meses, además la TIR obtenida se encuentra en el rango establecido por la compañía Mansarovar Energy Ltda para este tipo de proyectos (entre 15 y 20%).

El tiempo de recuperación de la inversión estimado es de 7 meses, este tiempo comprende 4 meses en los cuales el Pozo produce exclusivamente por efecto de la Inyección Cíclica de Vapor, tiempo en el cual los ingresos del proyecto son cero, y 3 meses del proceso de dilución en Fondo de Pozo.

Finalmente, es importante considerar que los cálculos realizados anteriormente parten de la suposición de que al realizar la inyección de Nafta en Fondo de Pozo se obtiene una mezcla homogénea de este fluido con el Crudo Jazmín. Por lo anterior, antes de implementar este proceso en un Pozo Piloto se recomienda realizar pruebas que permitan establecer de manera detallada las propiedades resultantes de la Mezcla Crudo Jazmín/ Nafta considerando el efecto de la agitación y tiempo de contacto entre los fluidos en condiciones reales de producción.



7. CONCLUSIONES.

La elevada viscosidad del Crudo producido en Campo Jazmín genera numerosos problemas operacionales dentro de los cuales los que tienen una mayor trascendencia son: elevada producción de arena, emulsiones difíciles de romper, y disminución de la eficiencia de levantamiento del S.L.A. El control de la producción de arena y el rompimiento de emulsiones se realiza con equipos y tratamientos especiales para este tipo de problemas mientras que para el aumento de la eficiencia del S.L.A. se considera la implementación del proceso de dilución en fondo de Pozo, proceso valorado en este proyecto.

La revisión bibliográfica de aplicaciones previas del proceso de dilución permitió identificar que las variables operacionales que tienen mayor impacto en el proceso de dilución son: el tipo, dosificación, número de carbonos, polaridad y gravedad API del solvente utilizado. Las variables mencionadas fueron consideradas en la selección preliminar de los posibles fluidos a utilizarse como solvente en Campo Jazmín a partir de la cual se escogió la nafta y etanol.

Los resultados obtenidos en el simulador Pipesim indican que la dilución en fondo de Pozo con Etanol, en dosificaciones de 10 y 20%vol., genera una disminución en las pérdidas por fricción de 39 y 56%, respectivamente. Por otra parte, al implementar la Nafta como solvente en dosificaciones de 20 y 30%vol. se produce una reducción en las pérdidas por fricción de los pozos muestra de 63 y 75% respectivamente. Por lo anterior, se seleccionó la Nafta como solvente a valorarse en la formulación del proceso de dilución en fondo de Pozo en Campo Jazmín ya se espera que produzca un mejor efecto en el proceso de producción.



Las pruebas de laboratorio permitieron probar que la Nafta produce reducciones en la viscosidad del Crudo Jazmín hasta de 99% cuando se logra una mezcla homogénea de estos dos fluidos. Además, se comprobó que la diferencia entre las reducciones de viscosidad producidas por la dilución al 20 y 30%vol. está en el rango de 1 al 5%, por lo que decidió seleccionarse la dosificación del 20%vol ya que produce un efecto cercano al generado por la dilución al 30%vol. con menores requerimientos de solvente.

El análisis financiero del proyecto del proyecto indica que la implementación del proceso de dilución en Fondo de Pozo resulta viable, asumiendo mezcla homogénea entre la Nafta y el Crudo Jazmín en punto de inyección, presentando un PAYBACK de 7 meses y unas ganancias de \$124.243,53 para un tiempo de aplicación de 24 meses.

El gas producido por los pozos muestra afecta la eficiencia de las bombas de subsuelo debido a que reduce el espacio disponible para el desplazamiento del fluido. La instalación de un separador de gas en Fondo de Pozo mejorará la eficiencia de las bombas de subsuelo, esto permitirá obtener mejores resultados del proceso de dilución en Fondo de Pozo.



8. RECOMENDACIONES.

Previo a la realización del Pozo piloto se recomienda realizar pruebas que permitan determinar las propiedades de la mezcla resultante de la inyección de solvente en Fondo de Pozo en las condiciones reales de producción donde se considere principalmente el efecto de la agitación y el tiempo de contacto entre los fluidos.

Se recomienda realizar una modificación al sistema de producción con dilución propuesto en este proyecto con el propósito de implementar un dispositivo en el extremo de la tubería capilar, equipo de fondo o inyección de solvente en baches para producir agitación en fondo y favorecer el contacto Crudo Jazmín/ Nafta.

En caso de la implementación del proceso de dilución en Fondo resulte exitosa en un Pozo Piloto y se pretenda extender su aplicación a todo el Campo Jazmín se recomienda valorar la posibilidad de construir facilidades para el reciclaje del solvente y de esta forma lograr menor dependencia de la disponibilidad y costo del solvente.

En caso de perforar nuevos pozos en Campo Jazmín se recomienda valorar el efecto de la producción en frío como primer método de recobro a implementarse ya que esta estrategia ha dado muy buenos resultados en Campos como Petrozuata (Venezuela).

Para aumentar la eficiencia de la Nafta en el proceso de reducción de viscosidad del Crudo Jazmín se recomienda el uso de Metil Etil Cetona como co-solvente.

Antes de implementar el proceso de dilución en Fondo de Pozo es indispensable valorar factores como: tipo y características del solvente inyectado, dosificación, precipitación de asfaltenos y reciclaje del solvente; ya que los diferentes



resultados que pueden ser obtenidos de este proceso dependen principalmente estas factores.

Se recomienda realizar pruebas de compatibilidad de fluidos que permitan determinar la posible depositación de asfaltenos u otras restricciones de flujo que puedan producirse como resultado de la interacción entre los fluidos mezclados.



BIBLIOGRAFÍA.

ALI EXPRESS. Stainless steel capillary tubing Price trends. [online]. Alibaba Group Holding Limite, 1999-2914 [Chinese, Online] [cited: 20 Ago, 2014] Available from Internet: <http://www.aliexpress.com/stainless-steel-capillary-tubing_price.html>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Análisis de la evaluación técnica y económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón para el caso Colombiano. Septiembre del 2007.

ALIREZA BAHADORI. Estimation of heavy crude and tar sand oils viscosity in the presence of diluent. En: SPE Heavy Oil Conference Canada (12-14 June, Calgary, Alberta, Canada). Canada: Society of Petroleum Engineers, 2012.

ANDERSEN SI, SPEIGHT JG. Thermodynamic models for asphaltene solubility and precipitation. J Petrol Sci Eng 1999;22: 53-66.

ARGILLIER, J-F., HÉNAUT, I., GATEU, P. Et al. Heavy-Oil dilution. En: SPE International. 97763. Noviembre 2005.

ARGILLIER, J-F., BARRÉ, L., Et al. Influence of Asphaltenes Content and dilution on Heavy Oil Rheology. SPE 69711. March 2001

BAHADORI, ALIREZA. Estimation of Heavy Crude and Tar Sand Oils Viscosity in the Presence of Diluent. En: SPE Heavy Oil Conference Canada (junio, 2012), Canada.

BARKER,K., AND NEWBERRY, M., YIN,Y. Paraffin solvation in the oilfield. En: SPE 64995-MS .February 2001



BJORNSETH, FABIAN. Heavy Oil Production Technology Challenges and the effect of Nano Sized Metals on the Viscosity of Heavy Oil. Norwegian University of Science Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. July 2013

BRONS G, YU JM. Solvent deasphalting effects on whole cold lake bitumen. Energy Fuels 1995; 9:641-7.

BRICEÑO, MARIA ISABEL. Heavy Crude Oil Pipeline Transportation. Laboratory FIRP. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.

BUCKLEY J. HIRASAKI Y. LIU S. Asphaltene precipitation and solvent properties of crude oils. Petrol Sci Technol 1998;16(3-4);251-85.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, CAPP. Crude Oil, Forecast, Markets & Transportation. June 2013.

CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE, 8-10 June, Calgary, Alberta. K. Akbarzadeh, O. Sabbagh, J. Beck, W.Y. Svrcek, H.W. Yarranton. "Asphaltene Precipitation From Bitumen Diluted With n-Alkanes". Petroleum Society of Canada, 2004. ISBN: 978-1-61399-111-4.

CARLSON, JON. Et al. Sand Control: Why and How?. En: Completion / Stimulation. Chevron Exploration and Production Services Co. Houston, Texas, USA. 1992 (paginas)

C.J. PETER ASSOCIATES ENGINEERING. Application for Enbridge Northern Gateway Project. Certificate of Public Convenience and Necessity. OH-4-2011.

DE GHETTO, GIAMBATTISTA., PAONE, FRANCESCO., Villa, Marco. Pressure-Volume- Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils. SPE 30316. June 1996.



ECOPETROL. El petróleo y su mundo. [en línea]
<<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/sumundo2.htm>>
[citado el 2 de Agosto de 2014]

ECOPETROL. Colombia: Indicadores. [en línea].
<<http://www.ecopetrol.com.co/>>.[citado el 3 de septiembre de 2014]

Fibratank. Productos [en línea]. <<http://www.fibratank.com/productos.html#>>
[citado en 20 de agosto de 2014]

GARCÍA, CESAR AUGUSTO., CÁCERES, OMAR. Et al. Optimización del transporte por oleoducto del crudo pesado Castilla. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 8 N°1 de 2010- Ene/Jun-17-28.

GAULT, R.H.: "Designing a Sucker-Rod Pumping System for Maximum Efficiency". SPE Production Engineering, November 1987, 284-90.

GEO ESTRATOS S.A. DE C.V. Estudios de Ingeniería y subsuelo. Informe anual de actividades 2012-2013 Pacto Global.

GEO ESTRATOS, S.A. DE C.V. [en línea]
<<http://geoestratos.info/productos12.html>>[consultado el 10 Junio]

GHARFEH, S., SINGH, P., KRAIWATTANAWONG, K., BLUMER, D, ConocoPhillips Co. A comprehensive Solubility model for Asphaltene-Flocculation Prediction at Field Conditions. Offshore Technology Conference. OTC 18317. May 2006.

GONZALES, VICENTE., SUAREZ, JONATHAN. Estudio de la reducción sustentable de viscosidad en crudo extrapesado: BRV. Geo Estratos S.A. de C.V. pag 143-147. January 2010.



HAMMAMI A, PHELPS CH, MONGER-MCCLURE T, LITTLE TM. Asphaltene precipitation from live oils: an experimental investigation of onset conditions and reversibility. *Energy Fuels* 2000:14(1):14-8.

HART, ABARASI, A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *J Petrol Explor Prod Technol*. DOI 10.1007/s13202-013-0086-6. Springerlink.com. 22 October 2013.

HASAN SHADI W. GHANNAM MANDOUH T, ESMAIL, NABIL. Heavy crude Oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. En: Elsevier. *Fuel* 89 (2010) 1095-1100.

HÉNAUT, I., FORESTIERE, A., HERAUD, J.P., ARGILLIER, J.F., Method of Optimizing Heavy Crude Transportation by Incorporation under Pressure of Dymethyl Ether. US Patent Application 20070295642. 2007.

HERNÁNDEZ PÉREZ, CESAR 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. Universidad de oriente. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Maturín, Venezuela. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleo). Febrero 2006.

J-F. ARGILLIER, L. BARRE, F. BRUCY , J-L. DOURNAUX, I. HENAUT, R. BOUCHARD. Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. En: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (Marzo, 2001), Venezuela.

KILGORE, J.J.-TRIPP, H.A.-HUNT, C,L,: "Walking Beam Pumping Unit System Efficiency Measurements". Paper SPE 22788 presented at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, Texas, October 6-9, 1991.

KOSSACK, CHUCK. Schlumberger Advisor. Eclipse Compositional Simulator: The Asphaltene Option. Dever, Colorado. January 12. 2012.



LAKE, LARRY W. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.1989. 478h

LEA, J.F.-ROWLAN,L.-MCCOY, J.: “Artificial Lift Power Efficiency”. Proc. 46th Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 199, 52-63.

LUCIO TORRES, B., LLANOS PÉREZ, J. ARTEAGA DEL ÁNGEL S.S., SUAREZ DOMÍNGUEZ, E. Mejoramiento de un crudo Mezclado con un condensado y un dispersante. Mexican Institute of Complex Systems. 20 de Noviembre. CP 89440. Tampaulipas, México.

MAYA MOLINA, FEDERICO. Vicepresidente de Refinación y Petroquímica. ECOPETROL. Demanda de crudos pesados-Presente y Futuro. Expo Oil & Gas Colombia 2010. Noviembre 4 de 2010.

MORENO ARCINEIGAS, LAURA., BABADAGLI, TAYFUN. Asphaltene precipitation, flocculation and deposition during solvent injection at elevated temperatures for heavy oil recovery. En: Elsevier. Fuel 124 (2014) 202-211. February 2014.

MOTAGHI, MITRA., SAXENA, PRIYANKA., RAVI, RAHUL. Partial upgrading using solvent deasphalting addresses multiple issues associated with the recovery of stranded heavy oils. Partial Upgrading of Heavy Oil Reserves. KBR Technology. 2010 PTQ Q4.(2010). 55-64.

MUÑOZ, MARCO ANTONIO. Innovación Tecnológica en Sistemas de Bombeo para Fluidos de Alta Viscosidad. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Trabajo de Grado (Maestro en Ciencias en Ingeniería Mecánica). México, DF. Abril 2011

M.E. NEWBERRY AND K.M. BARKER. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. En: SPE Production Operations



Symposium (10-12 March, Oklahoma City, Oklahoma). Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1985.

OCAMPO, AQUILES. Alcohol carburante: actualidad tecnológica. Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 1 p. 39-46. Febrero 2004. Escuela de Ingeniería de Antioquia, Medellín, Colombia.

OSEGHLE, IJOGBEMEYE., EBHODAGHE, F.O. Asphaltene Deposition and Remediation in Crude Oil Production: Solubility Technique. Department of Chemical Engineering. University of Port Harcourt. Journal of Engineering and Applied Sciences 6 (4): 258-261, 2011. Port Harcourt, Nigeria.

PANTIGOSO ANDONAIRE, CARLOS FRANCISCO. Alternativas para la explotación de crudo pesado en La Selva Norte del Peru- propuesta para un desarrollo integral estado/contrarista. Lima-Peru 2006. 66h. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo Gas Natural y Petroquímica.

PEMEX. Relacion de croquis y ubicación de los equipos [en línea]. <<http://www.pemex.com/busquedas/default.aspx?q=tuberia%20capilar>>[citado en 17 de julio de 2014].

PCE Iberica S.L. Laboratorio [en línea]. <https://www.pce-instruments.com/espanol/laboratorio/instrumento-laboratorio/bomba-dosificadora-itc-bomba-dosificadora-de-membrana-dostec-det_270769.htm?_list=kat&_listpos=3> [citado en 20 de agosto de 2014]

RAFAEL, MARTINEZ-PALUO, MARIA DE LOURDES, M., BEATRIZ,Z.R., ELIZABETH, M. J., CESAR, B.H.,Et al. 2011.Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. J.Pet.Sci.Eng.75 (2011), 274-282.



SALAS BONILLA, ALEXANDER (2005). Análisis de las operaciones de cementación, empaquetamiento con grava y fluidos de perforación para un pozo tipo en el Campo Jazmín. Trabajo de grado Ingeniería de Petroleos. Bucaramanga, Santander. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2005. (paginas)

SALAS RAMÍREZ, M.L., MARTÍNEZ AZUARA, J.A., et al. Efecto de un reductor de viscosidad en la destilación del crudo. Mexican Institute of Complex Systems.

SÁNCHEZ RAMÍREZ, ADRIANA YURIBI. Evaluación del sistema de recuperación de la nafta diluyente en función de los cambios en las características de la alimentación del crudo diluido (DCO) que se procesa en la unidad de destilación atmosférica del Mejorador Petrocedeño. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad del Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Petróleo. Barcelona, Abril del 2011.

SISTEMA DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COLOMBIANO [en línea] <<http://www.sipg.gov.co/>> [Consultado Junio 20, 2014]

SPEIGHT, JAMES G. Handbook of Petroleum Product Analysis. Wiley-Interscience. A John Wiley & Sons, Inc., Publication. Hoboken, New Jersey. (2002).

TAKACS, GABOR. Power Efficiency of Sucker-Rod Pumping. Petroleum Engineering Department. University of Miskolc.

TAKACS, G.: "Program Optimizes Sucker Rod Pumping Mode". Oil and Gas Journal, October 1, 1990, 84-90.

TARAZONA, JAIRO. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Bucaramanga, 2010.



THE AMERICAN OIL AND GAS REPORTER, 2013 Tubing anchors offer various benefits. [en línea]. <http://blackgoldpump.com/Portals/_default/Downloads/bgpsarticle.pdf> (citado el 3 de septiembre de 2014).

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Cadena del Petróleo 2013. Ministerio de Minas y Energía. Bogota, D.C. Colombia. Diciembre de 2013.

VILLARROEL, T., HERNÁNDEZ, R. Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera Del Orinoco (FPO), Venezuela. Annual Convention and Exhibition, Pittsburg, Pennsylvania, May 19-22, 2013.

WILLHITE, PAUL., GREEN, DON W. Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series. Richardson, Texas. 1998. 310 h.

ZHANG, JIE., LI, CUIAN., ZENG, FANHUA. Et al. To star up Extra-Heavy Oil or Bitumen Wells by Solvents after Drilling. En: SPE International.158341. Junio 2012.

48º CONGRESO MEXICANO DE QUÍMICA. Memorias. Química 2013. Bol.Soc. Quím. Méx, 2013.Vol 7. Número Especial 1. ISSSN 1870-1809. Universidad de Guanajuato. México, DF

ANEXOS

ANEXO A. Propiedades de la nafta de dilución.

API Avj @ 60.0F	N/A *	46,296
Azufre	mg/Kg	1167
DENSIDAD A 15 GR C - ASTM D 4052	g/mL	0,811
GRAVEDAD API	GR API	42,9
VALOR ANHIDRO MALEICO	mg/g	3,5
INDICE DE REFRACCION A 20 GR C	N/A *	1,4544
NITROGENO BASICO EN HIDROCARBUROS	% Peso	0,01
NITROGENO TOTAL	ug/g	190
NUMERO DE BROMO	g Br ₂ /100 g	60,24