

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR LA RELACIÓN ÓPTIMA DE DILUYENTE Y CRUDO EXTRAPESADO PARA MAXIMIZAR LA TASA DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO TIPO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Cabrales O. Sergio F.
Jarohueh J. Jorge G.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR LA RELACIÓN ÓPTIMA DE DILUYENTE Y CRUDO EXTRAPESADO PARA MAXIMIZAR LA TASA DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO TIPO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Martorano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Edmundo Salazar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Cabrales O. Sergio F.
Jarohueh J. Jorge G.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

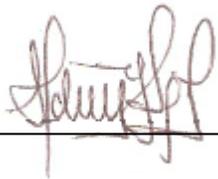
Caracas, Noviembre 2011

Caracas, Noviembre del 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Cabrales O. Sergio F. y Jarohueh J. Jorge G., titulado:

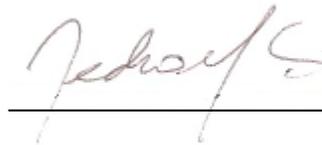
“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR LA RELACIÓN ÓPTIMA DE DILUYENTE Y CRUDO EXTRAPESADO PARA MAXIMIZAR LA TASA DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO TIPO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Adriana Zambrano

Jurado



Prof. Pedro Díaz

Jurado



Prof. Pedro Martorano

Tutor Académico

DEDICATORIA

*A Dios, por guiarme siempre por el camino correcto
A Kary, Felipe, Ito y mi abuela por ser mi verdadera familia
A Andrea por estar siempre conmigo, en las buenas y en las malas*

Sergio Francisco Cabrales Otaño

DEDICATORIA

A Dios, por haberme dado tanta fuerza y guiarme por el buen camino

A mi padre Pier Jarohueh este triunfo es para ti

A mi madre Ibtisam de Jarohueh por darme fuerzas siempre de seguir adelante

A mis hermanos por ayudarme y aconsejarme en todo momento

A mi novia por estar siempre a mi lado y apoyarme para nunca rendirme

Jorge Gabriel Jarohueh Jebrail

AGRADECIMIENTOS

A la **Universidad Central de Venezuela**, por permitirme formar parte de ella y convertirme en uno de sus hijos, siempre estaré orgulloso de ser ucevista.

Al profesor **Pedro Martorano**, al Ing. **Edmundo Salazar**, a la profesora **Adriana Zambrano** por todo el apoyo prestado durante la realización del trabajo especial de grado.

A los **profesores de la escuela de petróleo de la UCV**, por contribuir en mi formación como profesional, especialmente al profesor **Pedro Díaz** (gracias por siempre tratar de responder nuestras muchas dudas), a la profesora **Jenny Graterol** (negra te quiero como a una hermana mayor) y a la profesora **Evelyn Azuaje** (gracias por pensar en mí para las prepas de Crudos Pesados, sin eso no hubiese sido posible mi tesis).

A **mi madre, Kary**, a quien amo con todos sus defectos y virtudes pues me enseñó a no rendirme nunca y a estar orgulloso de ser quien soy.

A **mi padre, Felipe**, a quien a pesar de su falta de estudio siempre ha estado conmigo para enseñarme a actuar honestamente.

A **mi hermano, Ito**, a quien quiero a más que nadie en el mundo, a quien siempre estuvo conmigo guiándome y enseñándome a hacer lo correcto en cada faceta de mi vida, a quien a pesar de estar lejos quiero más y más cada día, Ito te extraño esto es para ti mi hermano.

A **mi abuela**, a quien a pesar de su falta de memoria sé que me quiere con delirio.

A **Andrea**, por ser mi compañera y estar siempre a mi lado, pasara lo que pasara, te amo mici.

A la “**Cusa**” **Barroso**, Donde quiera que estés se que me estas mirando y estás orgullosa, te quiero.

A **tía Vivian, tío Mendoza, Alexandrita, al moro y la mora**, por enseñarme el valor de la familia, los quiero mucho y los extraño aún más.

A mi **tío Roberto, Alberto** y mi **prima Mónica**, por representar siempre un ejemplo a seguir.

A todos **mis primos: Robertico, Gustavo, Albertico, Estefany** y a mi “tío” **Carlos**.
A **Elizabeth Liberatore**, por ser como una hermana y ayudarme siempre que podía.
A **mi compañero de tesis Jorge “Jaru” Jarohueh**, por atreverse a realizar este proyecto conmigo, por las largas horas de programación y por la paciencia.
A **Gianfranco Criollo** y **Martha Alonso** por compartir conmigo desde el primer día de la carrera, los amo.
A **mi familia de Real ingeniería** especialmente a **Edú** (te quiero hermanito), a **Roberto “Pachanga”, Mariano, Chelito, Manu, Leíto “El Azteca”, Samy y Balda**.
A **mis amigos Jesús Teixeira, “Tío” Nael Abo ras y Diana Rodríguez** por estar siempre allí, gracias.
Al **Ing. Pablo Arvelo** por toda la ayuda brindada durante la realización de la tesis, que fue bastante, te quiero amigo.
Al **grupo de la 018**, dedicación especial a: **Gabriel Vásquez, Chad, Lippo, Adriana Castillo, María del Carmen, Yoana “Kiwi” y Mayerlin**.
A **mi familia de Spartak F.C.** especialmente al “profe” **Gabriel Martínez**.
A **mis compañeros de la escuela de petróleo: Reina, Raúl, Lulú, Trululú, Víctor Hugo, Wendy, Rigo Barrios, Keith, Josmary, Liber, Daniel Barreto y Kelly** gracias por el apoyo.
A **mis tíos y primos de Cuba**, que a pesar de estar lejos me quieren como si estuvieran junto a mí.
A la **Sra. Alida Garriga**, gracias por todo el apoyo.
A **mis compañeros del liceo, Tulio, Aladino, “Moncho”, Quiñones, Isaac y Nelson**.
Gracias a todos aquellos que de una forma u otra me ayudaron a alcanzar mi meta de ser ingeniero de petróleo, **finalmente lo logré.....**

Sergio Francisco Cabrales Otaño

AGRADECIMIENTOS

A la **excelentísima Universidad Central de Venezuela**, por darme la oportunidad de ser uno de sus estudiantes, orgulloso hoy, mañana y siempre de ser ucevista.

A mis tutores el profesor **Pedro Martorano**, al **Ing. Edmundo Salazar** y la profesora **Adriana Zambrano**, por haberme dado la oportunidad de trabajar con ellos en este proyecto y ofrecerme su apoyo en todo momento.

A los **profesores de la escuela de petróleo de la Universidad Central de Venezuela**, por haberme brindado los conocimientos que tanto me ayudaron para formarme como ingeniero. En especial los excelentes profesores **Pedro Díaz** y **Jenny Graterol** por que además de ayudarme en muchas dudas a nivel académico son muy buenos amigos y quiero que sepan que ustedes son uno de los impulsos en mi carrera por aconsejarme y ayudarme estando en Venezuela o en China.

A mi padre **Pier Jarohueh**, estés donde estés gracias por inculcarme los valores que me hacen ser la persona que soy hoy en día, gracias a ti puedo decir que estoy logrando lo que quería, los últimos semestres fueron duros sin tu presencia pero hoy por hoy te digo que ya te puedes sentir orgulloso porque lo logré. Te amo viejo.

A mi madre **Ibtisam de Jarohueh**, eres la mejor madre que puede tener alguien en la vida, me enseñaste lo que muchos quisieran saber, el amor de familia siempre apoyándome y dando todo de ti para nunca sentirme solo y salir adelante en todo momento porque se que aunque te sentías triste nunca me lo demostrabas para yo no decaer. Te amo eres la mejor mamá del mundo.

A mis hermanos **Fram** y **Gigi**, por darme ese apoyo de hermanos que muchos quisieran y que estoy orgulloso de tener, me escucharon y me respondieron, nunca se rindieron y siempre me aconsejaban de la mejor manera, me ayudaron en todo momento son excelentes hermanos y siempre los tengo en mi corazón.

A mi novia **Loriana** porque eres la mejor novia del mundo, gracias por estar conmigo en las buenas y malas y ayudarme siempre eres una gran persona de gran corazón y mi gran impulso día a día diciéndome que no me rinda para lograr esta meta. Te amo por siempre.

A mis suegros **Jorge** y **Eva**, por comportarse como unos padres y apoyarme y entenderme durante este tiempo, muchísimas gracias.

A mis cuñadas y cuñados **Georgelina**, **Dayana**, **Marco** y **José Alejandro**, por convertirse en mis hermanos ayudarme y apoyarme, son mi familia de corazón, los quiero.

A mis sobrinos **Piero** y **Georgette**, por darme la alegría y la felicidad que todo niño deja sobre un corazón, los adoro

A mi gran compañero de tesis **Sergio Cabrales**, por haberme llamado en ese momento y confiar en mí para ser tu compañero de este proyecto, muchas gracias hermano siempre contarás conmigo.

Al **Ing. Pablo Arvelo**, eres un gran amigo en las buenas y en las malas siempre estas ahí, gracias por todo el apoyo que nos diste durante la realización del proyecto.

A mis amigos **Diana**, **Nael** y **Teixe** que siempre seremos amigos en las buenas y malas, gracias por ser parte de mi vida académica y personal.

A mis compañeros de la escuela de petróleo, **Reina**, **Lulú**, **Johana**, **Keith**, **Josmary**, **Kelly**, **Wendy**, **Raúl**, **Víctor Hugo**, **Edú**, **Mariano**, **José Miguel**, gracias por toda la ayuda brindada.

Al **Ing. Rigo Barrios**, por tu apoyo en todo momento.

Gracias a todas aquellas personas que de una u otra manera intervinieron para lograr terminar esta meta, sin su ayuda no sería ni la mitad de la persona que soy y es por eso que puedo decir que **lo logré**.

Jorge Gabriel Jarohueh Jebrail

Cabrales O. Sergio F.

Jarohueh J. Jorge. G.

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR LA RELACIÓN ÓPTIMA DE DILUYENTE Y CRUDO EXTRAPESADO PARA MAXIMIZAR LA TASA DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO TIPO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. Tutor Industrial: Ing. Edmundo Salazar. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011, 163 pp.

Palabras Claves: Inyección de diluyente, Faja Petrolífera del Orinoco, Petróleo Extrapesado, Herramienta computacional.

Resumen. En la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), debido a la alta viscosidad del crudo de formación, una práctica común para facilitar, entre otros beneficios, la producción y transporte del crudo extrapesado es la dilución, la cual consiste en la disminución de la viscosidad del crudo, mezclándolo un fluido menos viscoso, conocido como diluyente, dentro del pozo. En el presente Trabajo Especial de Grado (TEG) se presenta una herramienta computacional, capaz de determinar el punto óptimo de mezcla o inyección así como la tasa óptima de diluyente a inyectar en pozos perforados en yacimientos del tipo de la FPO. Para ello, se utilizaron las ecuaciones de Borisov, Kuchuk y Shu, con la finalidad de determinar la tasa de crudo a producir, el índice de productividad y la viscosidad de la mezcla crudo-diluyente a obtener. También, se dedujo una ecuación por medio de un balance de masa entre el crudo de formación, el diluyente y la mezcla entre ambos, con la finalidad de determinar la tasa de diluyente a inyectar. Las mencionadas ecuaciones fueron incorporadas a la herramienta computacional para, a través de las mismas, realizar los cálculos de las propiedades mencionadas anteriormente.

ÍNDICE	
LISTA DE FIGURAS	xx
LISTA DE GRÁFICOS	xxiii
LISTA DE TABLAS.....	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
I.1. OBJETIVOS	3
I.1.1. Objetivo general	3
I.1.2. Objetivos específicos.....	3
I.2. ALCANCE.....	4
I.3. JUSTIFICACIÓN	4
I.4. LIMITACIONES	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO.....	6
II.1.CRUDO EXTRAPESADO.....	6
II.1.1. Características del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).....	7
II.2.SISTEMA DE BOMBAS POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).....	8
II.2.1. Cabezal giratorio	8
II.2.2. Motor.....	8
II.2.3. Barra pulida y grapa	9
II.2.4. Prensa estopa.....	9
II.2.5. Tubería de producción.....	9
II.2.6. Sarta de cabillas.....	10

II.2.7. Bomba de cavidad progresiva	10
II.2.8. Elastómero.....	11
II.2.9. Niple de paro	14
II.2.10. Ancla de torque	14
II.2.11. Ancla de gas	15
II.3. INYECCIÓN DE DILUYENTE	17
II.3.1. Tipos de diluyentes	17
II.3.2. Tipos de inyección de diluyentes	18
II.3.2.1. Inyección de diluyente en el cabezal del pozo	18
II.3.2.2. Inyección de diluyente a fondo a través del anular del pozo.....	19
II.3.2.2.1. Con empacadura de fondo	20
II.3.2.2.2. Sin empacadura de fondo.....	21
II.3.2.4. Inyección de diluyente al nivel de la bomba	22
II.3.2.5. Inyección de diluyente en el fondo de la parte horizontal del pozo ...	23
II.4. FLUJO DE FLUIDOS	25
II.4.1. Estado estable.....	26
II.4.2. Estado pseudoestable	26
II.4.3. Estado transitorio	27
II.5. POZOS HORIZONTALES	27
II.5.1. Tipos de pozos horizontales.....	29
II.5.2. Tipos de completaciones en pozos horizontales	30
II.5.3. Flujo en pozos horizontales.....	31
II.6. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	37
II.6.1. Índice de productividad en pozos horizontales	39

II.7. VISCOSIDAD DE MEZCLAS	42
II.8. CRUDO ESPUMOSO	44
CAPÍTULO III	45
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	45
III.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	45
III.2. ÁREAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	47
III.2.1. Área Boyacá (Antiguamente Machete).....	48
III.2.2. Área Junín (Antiguamente Zuata).....	50
III.2.3. Área Ayacucho (Antiguamente Hamaca).....	52
III.2.4. Área Carabobo (Antiguamente Cerro Negro).....	55
III.3. CAMPO ZUATA PRINCIPAL.....	57
CAPÍTULO IV	60
METODOLOGÍA	60
IV.1. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	61
IV.1.1 Revisión bibliográfica y recopilación de información	62
IV.1.2. Definir premisas sobre las cuales se desarrolla la herramienta computacional.....	63
IV.1.3. Selección del yacimiento a estudiar.....	65
IV.1.4. Selección de las ecuaciones a aplicar en la herramienta computacional .	73
IV.1.5. Instrucción a la programación y desarrollo de la herramienta computacional.....	77
IV.1.6. Validación de la herramienta.....	78
IV.1.7. Análisis económico sobre bombas BCP tradicionales y BCP Metal-Metal	78
IV.1.8. Análisis de resultados	80

IV.1.9. Redacción del informe y presentación del TEG.....	80
CAPÍTULO V	81
ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
V.1. COMPARACIÓN ENTRE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIDA CON LA CALCULADA POR DISTINTAS ECUACIONES.....	81
V.2. COMPARACIÓN ENTRE EL VALOR DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MEDIDO Y EL CALCULADO POR DIFERENTES ECUACIONES.....	89
V.3. COMPARACIÓN ENTRE EL VALOR DE VISCOSIDAD DE MEZCLA MEDIDO Y EL CALCULADO A TRAVÉS DE DISTINTAS CORRELACIONES.....	90
V.4. COMPARACIÓN ENTRE EL VALOR DE TASA DE INYECCIÓN DE DILUYENTE MEDIDA Y DETERMINADA POR LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	92
V.5. COMPORTAMIENTO DEL FACTOR C PARA LA ECUACIÓN DE TASA DE DILUYENTE	101
V.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE BCP TRADICIONAL Y BCP METAL- METAL PARA POZOS TIPO DE LA FPO.....	108
V.7. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	113
CONCLUSIONES	130
RECOMENDACIONES	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	132
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	134
NOMENCLATURA	137
APÉNDICES.....	140
Apéndice I	140

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO II

Figura 2.1. Densidad API y viscosidad del crudo extrapesado.....	7
Figura 2.2. Mapa de distribución de viscosidades en la FPO.....	7
Figura 2.3. Mapa de distribución de API en la FPO.....	8
Figura 2.4. Motor y cabezal giratorio.....	9
Figura 2.5. Tuberías de producción.....	10
Figura 2.6. Rotor y estator de la BCP.....	11
Figura 2.7. Funcionamiento del rotor y estator de la BCP.....	11
Figura 2.8. Equipos de subsuelo que generalmente conforman la BCP.....	15
Figura 2.9. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente en el cabezal..	19
Figura 2.10. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a fondo con empacadura.....	21
Figura 2.11. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a fondo sin empacadura.....	22
Figura 2.12. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a la descarga de la bomba.....	23
Figura 2.13. Completación de pozo tipo con inyección de diluyente al fondo del brazo.....	24
Figura 2.14. Movimiento de la perturbación de presión dentro del yacimiento..	25
Figura 2.15. Variación de la presión para los diferentes regímenes de flujo.....	27
Figura 2.16 Secciones de un pozo horizontal.....	28
Figura 2.17 Tipos de pozos horizontales.....	30
Figura 2.18. Completación para pozos horizontales.....	31
Figura 2.19. Área de drenaje un pozo horizontal.....	32
Figura 2.20. Área de drenaje elíptica según Joshi.....	33
Figura 2.21. Promedio de áreas de drenaje para un pozo horizontal.....	35
Figura 2.22. Gráfica de presión de fondo fluyente contra tasa de producción...	38

Figura 2.23. Parámetros de yacimiento para el cálculo de J según Kuchuk.....	41
CAPITULO III	
Figura 3.1. Sección esquemática estructural regional de la FPO.....	45
Figura 3.2. Columna estratigráfica de la FPO.....	46
Figura 3.3. Distribución de los bloques del área de Boyacá.....	49
Figura 3.4. Sección estratigráfica tipo en el área de Boyacá.....	50
Figura 3.5. Distribución de los bloques del área de Junín.....	51
Figura 3.6. Sección estratigráfica tipo del área de Junín.....	52
Figura 3.7. Distribución de los bloques del área de Ayacucho.....	53
Figura 3.8. Sección estratigráfica tipo en el área de Ayacucho.....	54
Figura 3.9. Distribución de los bloques del área de Carabobo.....	55
Figura 3.10. Sección Estratigráfica tipo en el área de Carabobo.....	56
Figura 3.11. Ubicación territorial de la FPO.....	57
Figura 3.12. Ubicación territorial del campo Zuata Principal.....	58
Figura 3.13. Patrón de radial para macollas del campo Zuata Principal.....	59
Figura 3.14. Patrón rectangular para macollas del campo Zuata Principal.....	59
CAPITULO IV	
Figura 4.1. Fases del procedimiento metodológico.....	62
Figura 4.2. Ubicación del pozo dentro de la arena.....	64
Figura 4.3. Esquemático de las propiedades del yacimiento a estudiar.....	66
Figura 4.4. Completación tipo de los pozos estudiados.....	72
CAPITULO V	
Figura 5.1. Diagrama de flujo de la herramienta computacional.....	114
Figura 5.2. Pantalla inicial de la herramienta computacional.....	115
Figura 5.3. Pantalla de premisas de la herramienta computacional.....	115
Figura 5.4. Pantalla de información adicional sobre la herramienta computacional.....	116
Figura 5.5. Pantalla de selección del área de la FPO.....	117

Figura 5.6. Pantalla de confirmación de selección de área de la FPO.....	117
Figura 5.7. Pantalla de información para el área Boyacá.....	118
Figura 5.8. Pantalla de información para el área Junín.....	119
Figura 5.9. Pantalla de información para el área Ayacucho.....	119
Figura 5.10. Pantalla de información para el área Carabobo.....	120
Figura 5.11. Pantalla de ingreso para datos correspondientes al yacimiento.....	121
Figura 5.12. Pantalla de ingreso para datos correspondientes al pozo.....	122
Figura 5.13. Pantalla de ingreso para datos correspondientes al diluyente a utilizar	123
Figura 5.14. Pantalla de ingreso para datos correspondientes a la mezcla crudo- diluyente deseada.....	124
Figura 5.15. Mensaje de advertencia por omisión de parámetro de entrada.....	125
Figura 5.16. Mensaje de advertencia sobre ingreso de datos.....	126
Figura 5.17. Pantalla correspondiente a los resultados finales generados por la herramienta.....	127
Figura 5.18. Esquema de inyección en el cabezal del pozo.....	128
Figura 5.19. Esquema de inyección a nivel de la bomba del pozo.....	128
Figura 5.20. Esquema de inyección en el fondo de la parte horizontal del pozo..	129

LISTA DE GRÁFICOS

CAPITULO V

Gráfico 5.1. Presión de fondo fluente contra Q_o medida y calculada para el pozo SJ01 82

Gráfico 5.2. Presión de fondo fluente contra Q_o medida y calculada para el pozo SJ02..... 86

Gráfico 5.3. Presión de fondo fluente contra Q_o medida y calculada para el pozo SJ03..... 88

Gráfico 5.4. Comportamiento de Q_d medida y calculada para el pozo SJ01 93

Gráfico 5.5. Comportamiento de Q_d medida y calculada para el pozo SJ02.... 97

Gráfico 5.6. Comportamiento de Q_d medida y calculada para el pozo SJ03.... 100

Gráfico 5.7. Comportamiento de C para API_m de 14° 103

Gráfico 5.8. Comportamiento de C para API_m de 15° 104

Gráfico 5.9. Comportamiento de C para API_m de $15,5^\circ$ 105

Gráfico 5.10. Comportamiento de C para API_m de 16° 106

Gráfico 5.11. Comportamiento de C para API_m de 17° 107

Gráfico 5.12. Valor del API_d mínimo requerido para obtener API_m deseado.... 108

Gráfico 5.13. Comparación entre costos de instalación para BCPT y BCPM.... 109

Gráfico 5.14. Comparación entre costos de mantenimiento para BCPT y BCPM.. 110

LISTA DE TABLAS

CAPITULO II

Tabla 2.1. Comparación entre los diferentes elastómeros de Nitrilo.....	13
Tabla 2.2. Valores de F para un yacimiento según características del pozo.....	41

CAPITULO III

Tabla 3.1. Propiedades del bloque Boyacá.....	49
Tabla 3.2. Propiedades del bloque Junín.....	51
Tabla 3.3. Propiedades del bloque Ayacucho.....	53
Tabla 3.4. Propiedades del bloque Carabobo.....	55

CAPITULO IV

Tabla 4.1. Características de yacimiento para los pozos seleccionados.....	65
Tabla 4.2. Valores medidos para el pozo SJ01.....	67
Tabla 4.3. Valores medidos para el pozo SJ02.....	68
Tabla 4.4. Valores medidos para el pozo SJ03.....	70
Tabla 4.5. Valores de J determinados para cada pozo.....	71
Tabla 4.6. Valores de viscosidad de mezcla medidos.....	76
Tabla 4.7. Condiciones generales de los pozos.....	78
Tabla 4.8. Costos para cada tipo de BCP.....	79
Tabla 4.9. Ventana de aplicación para BCP tradicional.....	79
Tabla 4.10 Ventana de aplicación para BCP metal-metal.....	79

CAPITULO V

Tabla 5.1. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ01.....	81
Tabla 5.2. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ02.....	83
Tabla 5.3. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ03.....	86
Tabla 5.4. Comparación entre valor de J medido y calculado.....	90
Tabla 5.5. Comparación entre valores de μ_m medidos y calculados.....	91

Tabla 5.6. Comparación entre Q_d media y calculada para le pozo SJ01.....	92
Tabla 5.7. Comparación entre Q_d media y calculada para le pozo SJ02.....	94
Tabla 5.8. Comparación entre Q_d media y calculada para le pozo SJ03.....	97
Tabla 5.9. Equipos de BCP y costos asociados a la instalación.....	109
Tabla 5.10. Costos asociados al mantenimiento para cada tipo de BCP.....	110
Tabla 5.11. Análisis de costos para tipos de BCP a 48 meses.....	111
Tabla 5.12.Comparación entre las condiciones de los pozos tipo y aplicación BCP.....	112

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se encuentra localizada en Venezuela y se extiende por el flanco norte del río Orinoco ocupando una extensión de aproximadamente 55.000 Km², de los cuales alrededor de 11.600 Km² han sido asignados a distintas empresas mixtas y a PDVSA. La FPO, se encuentra dividida en cuatro áreas operacionales que son: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y estas, a su vez, en 36 bloques. El crudo producido en la FPO se caracteriza por ser extrapesado con una gravedad API, por lo general, entre 8,5° y 10° con una rango de viscosidades variable, que va desde menores 4.000 cP hasta mayores de 10.000 cP.

La presente investigación se refiere a la inyección de diluyente, o proceso de dilución, ya que debido a las altas viscosidades del crudo extrapesado de la FPO es necesario, por lo general, inyectar diluyente, para así disminuir la viscosidad del petróleo y aumentar la movilidad del mismo dentro del pozo y, al mismo tiempo, facilitar el transporte del crudo extrapesado producido. La dilución puede llevarse a cabo en distintos puntos del pozo, por lo que se hace necesario determinar cuál es el óptimo, así como la tasa adecuada de inyección, para que no ocurra una recirculación de diluyente, lo que ocasiona una disminución la producción de petróleo y afecta los equipos involucrados en el proceso.

Para llevar a cabo la investigación fue necesario seleccionar un yacimiento tipo, así como varios pozos productores en el mismo, posteriormente, se modeló el comportamiento de dichos pozos, en cuanto a la tasa de producción y al índice de productividad, utilizando diversas ecuaciones con la finalidad de determinar cuales de estas generaban la menor desviación con respecto a los valores medidos. Además, se dedujo, a partir de un balance de masas, una expresión que rige el volumen del diluyente a inyectar. Puesto que, el objetivo principal del presente Trabajo Especial de Grado (TEG), es generar una herramienta computacional que permita al usuario, de manera rápida y sencilla, determinar la tasa óptima a inyectar, así como el punto óptimo donde realizar la dilución, en un pozo perforado en un yacimiento tipo de la FPO, una vez seleccionadas las expresiones matemáticas, estas fueron programadas,

utilizando el complemento de *Microsoft Excel: Visual Basic Application*, en una herramienta informática.

El TEG está estructurado en cinco capítulos, en el capítulo uno se realiza el planteamiento del problema, en este se exponen los objetivos, alcance y limitaciones del proyecto. El capítulo dos, corresponde al marco teórico donde se muestran las bases o fundamentos teóricos empleados durante la investigación, por su parte el capítulo tres realiza una descripción, desde el punto de vista geológico, del área estudiada (la FPO). El capítulo cuatro consiste en la explicación de la metodología utilizada para llevar a cabo el proyecto y, finalmente, en el capítulo cinco se realiza el análisis de los resultados obtenidos por medio de la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Cuando finalice el proceso de certificación y oficialización de las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) nuestro país será la nación con la reserva de hidrocarburos líquidos más grande del mundo (con un total aproximado de 316 MMMBLS), razón por la cual, actualmente, la industria petrolera venezolana tiene como objetivo principal maximizar la producción en dicha región. Para ello se emplean distintos mecanismos de levantamiento artificial, entre estos destacan las Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) con inyección de diluyente, las cuales han sido utilizadas ampliamente en la FPO, ya que permiten aumentar la producción de hidrocarburo y transportar el mismo de manera eficiente.

Para la aplicación de dicho método se debe tomar en cuenta la existencia de distintos diluyentes, así como también distintos puntos donde se puede llevar a cabo la inyección. Por ello existe la necesidad de diseñar una herramienta computacional, que permita estimar la tasa óptima de diluyente a inyectar, en función de la gravedad API de la mezcla que se desee obtener, así como también el punto óptimo donde realizar la dilución, para de esta manera optimizar tiempo y costos, maximizando la vida útil de los equipos, en los proyectos que a futuro se vayan a desarrollar en la FPO.

I.1. OBJETIVOS

I.1.1. Objetivo general

Desarrollar una herramienta computacional que permita determinar la tasa óptima de diluyente a inyectar para maximizar la producción en un yacimiento tipo de la FPO.

I.1.2. Objetivos específicos

1. Recopilar información bibliográfica relacionada con la inyección de diluyente en yacimientos de la FPO.

2. Determinar los factores que influyen en el proceso de inyección de diluyente en yacimientos de crudo extrapesado.
3. Seleccionar en base a la información disponible un yacimiento a estudiar.
4. Desarrollar una herramienta computacional que permita determinar el punto óptimo de inyección y la tasa óptima de diluyente a inyectar para maximizar la producción del yacimiento en estudio.
5. Realizar un análisis económico que permita determinar qué tipo de bomba BCP, tradicional (elastómeros) o metal-metal, será más rentable al llevar a cabo la inyección de diluyente.
6. Comprobar los resultados obtenidos con la herramienta comparándolos con la información obtenida en campo.

I.2. ALCANCE

El presente trabajo especial de grado tiene como objetivo generar una herramienta computacional, que permita al usuario determinar la tasa óptima a inyectar de diluyente, para maximizar la tasa de producción de crudo extrapesado en un yacimiento tipo de la FPO, así como determinar el punto óptimo de inyección.

I.3. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad se utiliza la inyección de diluyente como un mecanismo para mejorar la productividad de los pozos en la FPO. Debido a las altas viscosidades del crudo, el punto de inyección de dicho diluyente puede variar según las características propias de los yacimientos, así como las condiciones mecánicas de los pozos, por lo que es necesario determinar el mismo así como la tasa óptima de diluyente a inyectar para maximizar la producción del pozo, puesto que de esta manera resultaría más rentable la explotación de los campos de la FPO. Este estudio tiene como finalidad generar una herramienta computacional que permita obtener dichos parámetros además de recomendar esquemas de explotación en las actuales y futuras Empresas Mixtas de la Faja, tomando en cuenta la mejor relación costo beneficio, así como los probables problemas que surgirán con la inyección de diluyente y como mitigar los mismos.

I.4. LIMITACIONES

1. Por políticas de privacidad de la empresa cierta información utilizada para este trabajo no será publicada o estará sujeta a dicha política.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1. CRUDO EXTRAPESADO ^[1]

El petróleo extrapesado se define como un crudo con una gravedad API menor a 10° según el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés, *American Petroleum Institute*), este crudo, por lo general, es muy viscoso, estando caracterizado además, por tener una composición química con alto contenido de asfáltenos y metales pesados, así como también cadenas largas de hidrocarburos que, en algunos casos, contienen moléculas de azufre. Debido a la complejidad para la extracción del petróleo extrapesado, la viscosidad es uno de los parámetros primordiales para estimar la recuperación y producción del mismo. La densidad del petróleo es otro parámetro importante para evaluar sus costos de refinación.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 cP, la viscosidad del agua y, aproximadamente, 10 cP.

La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 100 cP y más de 1.000.000 cP (ver figura 2.1). Crudos pesados tales como los de California, Venezuela y el área Lloydminster de Canadá, generalmente, tienen viscosidad en sitio de varios miles de cP y usualmente fluyen a tasas razonables dentro del yacimiento, aún sin calentamiento. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un crudo tan viscoso que no posee movilidad a condiciones de yacimiento y cuya viscosidad está entre 100.000 cP a varios millones de cP a temperatura de yacimiento, y es sólido a temperatura ambiente.

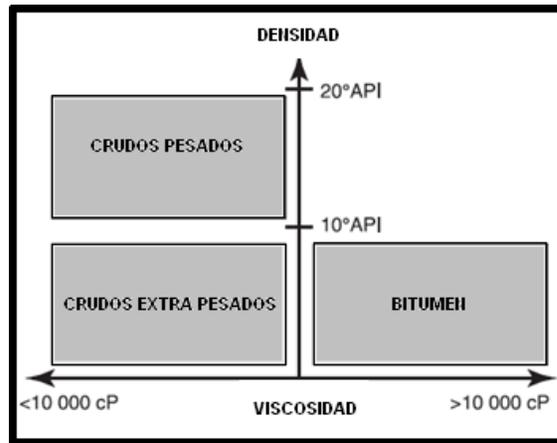


Figura 2.1. Densidad API y viscosidad del crudo extrapesado.

II.1.1. Características del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) ^{[2][3]}

En general la composición química de los hidrocarburos a lo largo de toda la FPO es similar. El gas es en un 90% C1, mientras que el crudo es en un 87% C8+. Por medio de análisis sobre Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) se ha determinado que el crudo promedio de la FPO posee 15% de Saturados, 45% de Aromáticos, 28% de Resinas y 11% de Asfaltenos. La viscosidad del crudo aumenta desde el Norte hacia el Sur de la FPO, debido a que se tienen yacimientos más profundos hacia la parte Norte de los bloques, la viscosidad de los mismos es menor en comparación con la registrada en los yacimientos más someros al Sur de la misma. Para el Norte de la FPO se tienen valores de viscosidades, por lo general, menores a 4.000 cP, mientras que hacia el Sur de la misma las viscosidades oscilan entre 4.000 cP y 6.000 cP o mayores a esta última. Cabe destacar que incluso se han llegado a determinar valores de más de 10.000 cP para yacimientos de la zona Sur de la FPO (ver figura 2.2).

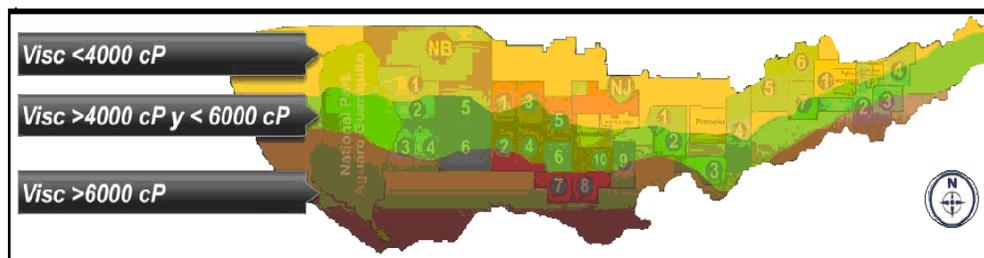


Figura 2.2. Mapa de distribución de viscosidades en la FPO ^[3].

La gravedad API promedio en la FPO se encuentra entre los 8,5° y 10° API aunque en algunos campos al Norte de la región, fuera de lo que se considera como el límite Norte de la FPO, se han encontrado valores de hasta 18° API, mientras que al Sur se han encontrado valores de hasta 6° para esta propiedad (ver figura 2.3).

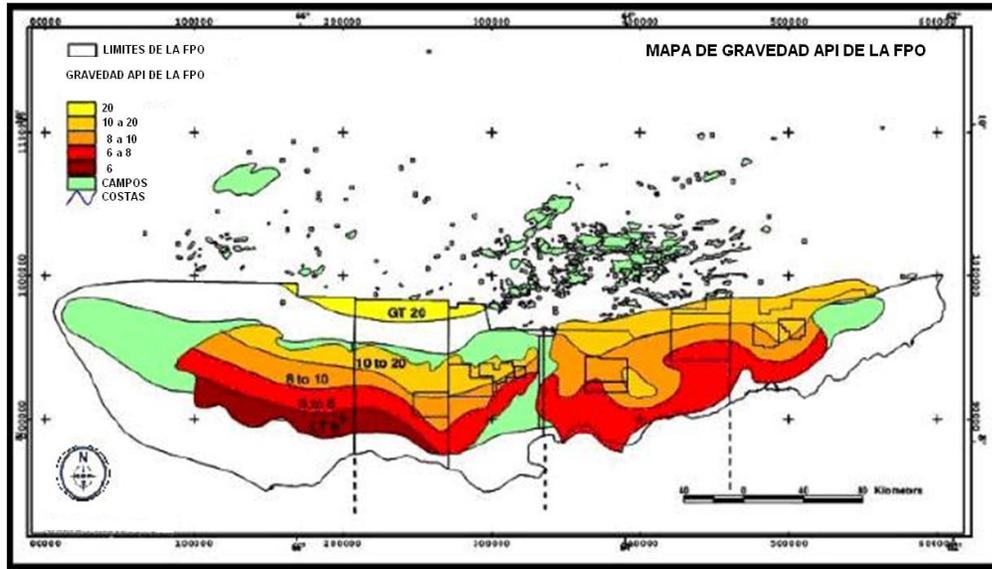


Figura 2.3. Mapa de distribución de API en la FPO [3].

II.2.SISTEMA DE BOMBAS POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

Las BCP son un mecanismo de levantamiento artificial que está conformado, por lo general, por dos partes: un aparejo de superficie y unos equipos de subsuelo. El aparejo de superficie está constituido a su vez por:

II.2.1. Cabezal giratorio [4]: tiene como función principal aguantar el peso de la sarta de cabillas y rotar la misma, está ajustado a una caja de velocidad variable con su respectiva caja de engranajes.

II.2.2. Motor [4]: se encarga de accionar el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas. Este puede ser eléctrico, hidráulico o de combustión interna (ver figura 2.4).



Figura 2.4. Motor y cabezal giratorio.

II.2.3. Barra pulida y grapa ^[4]: es un tubo sólido de acero inoxidable, que se conecta a la sarta de cabillas, para sostenerla en la parte superior del cabezal giratorio se le instala una grapa. Estas grapas son fabricadas con diámetros de 11/8, 11/4, y 1/2 pulgada, con longitudes que varían entre 16 y 22 pies.

II.2.4. Prensa estopa ^[4]: tiene como función principal sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando con ello la filtración y comunicación del área donde está ubicado el pozo. El diámetro interno de la prensa estopa varía dependiendo de la barra pulida.

Por otra parte, los equipos de subsuelo que, generalmente, conforman las bombas por BCP son:

II.2.5. Tubería de producción ^[4]: es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo (ver figura 2.5).



Figura 2.5. Tuberías de producción

II.2.6. Sarta de cabillas^[4]: es un conjunto de cabillas que se introducen en el pozo, es recomendable que las mismas sean del mismo diámetro. Tienen la función de transmitir la potencia desde el accionamiento de superficie hasta la bomba, se encargan de transmitir al rotor el movimiento giratorio que es originado por el motor de superficie, estas sargas están sujetas a dos tipos de cargas:

1. Una carga axial, la cual es constante.
2. Una carga en un plano perpendicular a la sarta de cabillas. Esta produce un par de torsión y origina el movimiento rotatorio de las cabillas con el fin de transmitirlo al rotor de la bomba.

La resultante de estas dos fuerzas (carga axial continua y par de torsión) produce un esfuerzo en las cabillas. Este esfuerzo debe ser menor al valor del esfuerzo máximo permitido por la sarta de cabillas y siendo este un valor suministrado por el fabricante.

II.2.7. Bomba de cavidad progresiva: está conformada por una parte móvil llamada rotor y una estática denominada estator. El rotor es un tornillo, comúnmente, de acero revestido de cromo, con forma helicoidal que va encajado en el estator el cual tiene la misma forma del rotor pero con una longitud de paso de dos veces la de este, generalmente, está compuesto de un elastómero sintético, en algunos casos es de metal. El estator va ensamblado al fondo de la tubería de producción y, en la mayoría

de los casos, el rotor es acoplado a una cabilla del aparejo de superficie lo que permite la rotación del mismo (ver figura 2.6).



Figura 2.6. Rotor y estator de la BCP ^[4].

El principio de funcionamiento de este mecanismo, básicamente, es que el rotor gire dentro del estator dejando en cada giro cavidades vacías las cuales van a ser ocupadas por el fluido que se está produciendo (ver figura 2.7).

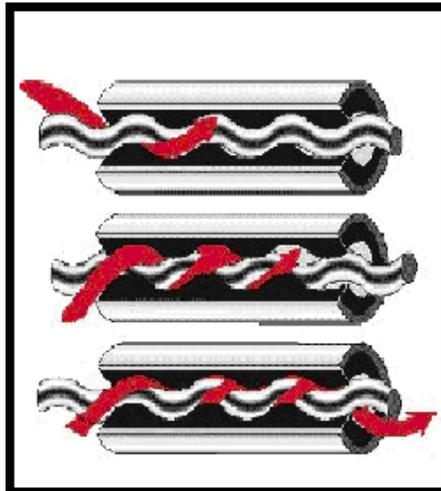


Figura 2.7. Funcionamiento del rotor y estator de la BCP ^[5].

II.2.8. Elastómero ^{[4] [5]}: es un polímero de alto peso molecular en forma de espiral que está adherido a un tubo de acero para así conformar el estator. Es un material

elástico ya que puede estirarse varias veces su longitud original y recobrar sus dimensiones iniciales, una vez que la fuerza es removida. Las propiedades que son tomadas en consideración al momento de seleccionar un elastómero son: la dureza, rigidez, elasticidad, resistencia a la abrasión, resistencia a la rotura, resistencia a la fatiga, resistencia al calor, resistencia al hinchamiento y resistencia a la penetración de gas. La mayoría de los fabricantes de BCP, tienen estatores disponibles con diferentes tipos de elastómeros, clasificados según sus propiedades en uno de los siguientes tipos:

- ✓ Goma de nitrilo: son fabricados por una copolimerización emulsionada de butadieno con acrilonitrilo. La adición de acrilonitrilo produce un incremento de la polaridad proveyendo una resistencia a petróleos y solventes no polares. El efecto del incremento del contenido de acrilonitrilo, produce que la dureza y resistencia a la abrasión se incrementen, mientras que mejora el esfuerzo de tensión, resistencia al calor y a la penetración de petróleo y gas. La principal desventaja que genera la adición acrilonitrilo es la reducción de la elasticidad. La goma de nitrilo se pueden hinchar considerablemente con sustancias polares, tales como aromáticos y ésteres. En adición, la exposición al H_2S puede causar un endurecimiento y eventualmente ruptura del elastómero. Este tipo de gomas no son recomendadas para temperaturas que excedan los 200 °F.
- ✓ Gomas de nitrilo hidrogenado (HNBR): para solventar el problema que tienen las gomas de nitrilo con la exposición al H_2S , los fabricantes usualmente producen una goma altamente saturada de nitrilo. Este tipo de elastómero es producido por una selectiva hidrogenación (saturación) de la mayoría de la porción de butadieno de los polímeros butadieno acrilonitrilo, lo que proporciona un aumento a la resistencia al calor y al H_2S en este tipo de elastómeros.
- ✓ Elastómeros fluorocarbonados (FKM): se caracterizan por tener una base de carbono que parcial o completamente fluorogenado. Este fluoruro provee una sobresaliente resistencia al calor (por encima de 340 °F) y a muchos químicos,

petróleos y solventes. Hasta ahora, sin embargo, han tenido limitada aplicación debido a su relativo alto costo.

La tabla 2.1 muestra una comparación entre los elastómeros de nitrilo más comerciales y sus distintas propiedades.

Tabla 2.1. Comparación entre los diferentes elastómeros de Nitrilo.

Propiedad	Nitrilo Bajo ACN	Nitrilo Medio ACN	Nitrilo Alto ACN	Nitrilo Hidrogenado HNBR	Nitrilo más Fluorocarbono
Propiedad mecánica	Muy buena	Buena	Promedio	Muy buena	Promedio
Resistencia máxima térmica [°F]	200	200	210	380	500
Temperatura promedio de servicio [°F]	180	180	180	350	450
Resistencia a la abrasión	Muy buena	Buena	Promedio	Buena	* Crudos livianos con alta temperatura y CO ₂ * Crudos livianos con H ₂ S
Resistencia a los aromáticos	Pobre	Promedio	Buena	Promedio	* Crudos livianos con alta temperatura y CO ₂ * Crudos livianos con H ₂ S
Resistencia a los crudos agrios	Promedio	Promedio	Promedio	Buena	* Crudos livianos con alta temperatura y CO ₂ * Crudos livianos con H ₂ S
Resistencia al H ₂ S	Promedio	Promedio	Muy pobre	Buena	* Crudos livianos con alta temperatura y CO ₂ * Crudos livianos con H ₂ S

Tabla 2.1. Comparación entre los diferentes elastómeros de Nitrilo (continuación).

Propiedad	Nitrilo Bajo ACN	Nitrilo Medio ACN	Nitrilo Alto ACN	Nitrilo Hidrogenado HNBR	Nitrilo más Fluorocarbono
Resistencia al agua	Promedio	Promedio	Pobre	Promedio	* Crudos livianos con alta temperatura y CO ₂ * Crudos livianos con H ₂ S
Campo de uso	* Crudos abrasivos * Crudo pesado hasta 18°API * Crudos medios con bajo contenido de aromáticos y CO ₂	* Crudos pesados <18°API * Crudos abrasivos * Alta presión	* Crudos medios (18-29) °API * Crudos livianos (29-35) °API con contenido promedio de aromáticos y CO ₂ (8%)	* Crudos pesados con altas temperaturas * Crudos pesados con H ₂ S * Crudos medianos con bajo contenido de aromáticos y CO ₂	* Crudos livianos con alta temperatura y CO ₂ * Crudos livianos con H ₂ S

En la actualidad existen diversas empresas proveedoras de BCP que han desarrollado sistemas con estatores completamente de metal, estas bombas son conocidas comúnmente como “BCP metal-metal”.

II.2.9. Niple de paro ^[5]: es un tubo de pequeña longitud que se instala bajo el estator con la finalidad de brindar un espacio libre al rotor para permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema, impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas y servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas, filtros de arena, etc.

II.2.10. Ancla de torque ^[5]: se conecta debajo del niple de paro, se fija al revestidor por medio de cuñas verticales. Al arrancar la bomba el torque generado hace que las cuñas se aferren al revestidor impidiendo el giro del estator. Evita el riesgo de que la tubería se desenrosque por el giro causado como consecuencia de la fricción entre el estator y rotor.

II.2.11. Ancla de gas ^[5]: son separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas-líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción, mientras que el líquido es enviado a la bomba. Debido a que una eficiencia no es del 100% va a existir una cantidad de gas que entre a la bomba afectando el desempeño de la misma.

En la figura 3.8 se muestran los equipos de subsuelo que, generalmente, conforman la BCP.

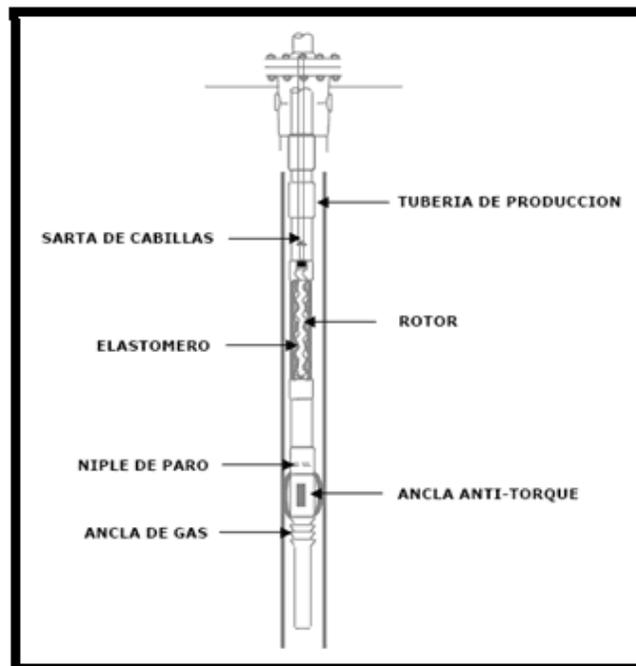


Figura 2.8. Equipos de subsuelo que generalmente conforman la BCP ^[5].

Las BCP pueden ser utilizadas para la producción de crudos con alto contenido de arena y bitúmenes, así como también pueden usarse en pozos con alto corte de agua sin importar que estos sean verticales, horizontales o desviados, inclusive pueden ser utilizadas en plataformas costa afuera.

Entre las ventajas que este método ofrece en comparación con otros mecanismos de levantamiento artificial están ^[3]:

- ✓ Habilidad de producir fluidos de alta viscosidad (crudos pesados y extrapesados).
- ✓ Habilidad de producir grandes concentraciones de arena.

- ✓ Habilidad de tolerar altos porcentajes de gas libre.
- ✓ No tiene válvulas o partes recíprocas que obstruyan el flujo.
- ✓ Buena resistencia a la abrasión.
- ✓ Bajas tasas de corte internas (limita emulsificación de fluidos aún con agitación).
- ✓ Menor costo de capital, comparado con los otros métodos de levantamiento.
- ✓ Instalación y operación simple.
- ✓ Bajo mantenimiento, debido a sus pocas partes móviles.
- ✓ Utilización de motores pequeños, resultando en bajo costo.

Entre las desventajas que ofrece este método en comparación con otros mecanismos de levantamiento artificial se encuentran ^[3]:

- ✓ Tasa de producción limitada (máximo 3.000 BND).
- ✓ Resistencia a la temperatura limitada (máximo 330 ° F con elastómeros especiales).
- ✓ Sensible al ambiente del fluido (el elastómero se puede hinchar o deteriorar en exposición a ciertos fluidos, tales como crudos livianos o con alto contenido de aromáticos).
- ✓ Propensos a bajas eficiencias volumétricas en pozos produciendo sustanciales cantidades de gas.
- ✓ Tendencia del estator de sufrir daño permanente si la bomba trabaja sin fluidos, aún por períodos cortos de tiempo.
- ✓ Necesita de experiencia en el diseño de sistemas, instalación y operación.
- ✓ No se emplea en crudos livianos.

Tomando en cuenta las limitaciones y ventajas de las BCP se puede sugerir que la ventana de aplicación óptima para estas es la siguiente ^[2]:

- ✓ Utilizarlas para crudos con una gravedad API comprendida entre 6 y 21.
- ✓ Utilizar las mismas en pozos con crudos con bajo contenido de aromáticos.
- ✓ Pozos con un temperatura ≤ 300 °F, a nivel de la bomba.
- ✓ Tasa máxima de producción de 2.400 BND.
- ✓ Completar con ancla de gas para minimizar la entrada de gas a la bomba.

Las BCP son utilizadas en gran medida en campos con alta producción de sólidos y con crudos pesados y extrapesados. Aproximadamente, 50.000 pozos alrededor del mundo utilizan este sistema de levantamiento artificial.

II.3. INYECCIÓN DE DILUYENTE

Debido a la alta viscosidad del crudo extrapesado existe cierta dificultad para el transporte y producción del mismo, por ello, en algunos casos es necesario aplicar la dilución, esta técnica consiste en la inyección de un fluido menos viscoso y de menor API (diluyente), por lo general Nafta, un crudo liviano o un crudo mejorado, para así disminuir la viscosidad del crudo que se desea producir facilitando la movilidad del mismo. Este método es, comúnmente, utilizado en la FPO debido a las altas viscosidades del crudo y a los buenos resultados que se han obtenido, en la región, a partir de la aplicación del mismo.

II.3.1. Tipos de diluyentes

En la FPO existen principalmente dos esquemas de producción que se aplican según se posea o no un mejorador de crudo asociado al proyecto. El primero, se denomina Producción Temprana, durante esta etapa el crudo producido es diluido utilizando, por lo general, un crudo liviano o mejorado, para llevarlo a condiciones de gravedad API previamente establecidas según las exigencias del mercado, el diluyente más utilizado en dicha etapa es una segregación producida en el Norte de Monagas denominada Mesa 30, que permite llevar un crudo de entre 7,5° y 8° API a un diluido de 15,5° a 16° API. Una vez que el proyecto tiene un mejorador de crudo asociado, el diluyente pasa a ser por lo general una Nafta pesada de entre 42° y 47° API, la cual permite llevar el crudo de alrededor de 8° API a 16° API. Cabe destacar que durante la fase de Producción Temprana, también, se ha utilizado como diluyente el crudo Santa Bárbara de 36° API, con resultados favorables en cuanto a dilución. En la fase de producción permanente se han llegado a utilizar como diluyente: Naftas de 54° API, *Gasoil*, e incluso *Diesel* aunque los mejores resultados se han obtenido con la Nafta de 47° API. Una vez que el esquema de producción pasa a la fase de

Producción Permanente la Nafta utilizada es reciclada y reinyectada, puesto que esta se recupera en el proceso de mejoramiento del crudo.

Según lo antes descrito se puede clasificar la dilución del crudo según el tipo de diluyente utilizado en:

- ✓ Dilución con Mejorado (DCOM): en este caso se utiliza un crudo mejorado o sintético para diluir el crudo producido, actualmente en la FPO no se ha puesto en práctica este tipo de dilución.
- ✓ Dilución con Nafta (DCON): el diluyente utilizado es una Nafta, en la actualidad se utilizan mayormente Naftas de 42° - 47° API para la dilución en la FPO.
- ✓ Dilución con Petróleo (DCOP): se utiliza petróleo ligero para la dilución, en la FPO, actualmente, se utiliza el crudo Mesa 30 o similar como principal diluyente.

II.3.2. Tipos de inyección de diluyentes

La inyección de diluyente se puede llevar a cabo en distintos puntos del pozo según se requiera, dependiendo, principalmente, de la viscosidad del crudo a producir y del IP del pozo en cuestión.

II.3.2.1. Inyección de diluyente en el cabezal del pozo: la inyección se lleva a cabo en la línea de producción del crudo, con la finalidad de facilitar el transporte a través de las instalaciones de superficie. Debido a que el diluyente no está en contacto directo con la bomba por BCP, no existe posibilidad de que los aromáticos que contiene dañen el elastómero de esta (ver figura 2.9). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un Índice de Productividad (J) menor a 4 BND/lpc ^[6].

Entre sus principales ventajas se tiene:

- ✓ Mejora las condiciones del transporte en superficie.
- ✓ Los aromáticos del diluyente no afectan el estator de la bomba.
- ✓ Facilita la posterior deshidratación de la mezcla y la separación de gas.
- ✓ Incrementa la movilidad del crudo en la línea de producción, lo que disminuye la presión en el cabezal haciendo que la bomba tenga que vencer menos presión para llevar el fluido a superficie.

- ✓ Disminuye los gastos en equipos y ensamblajes de fondo.

Por otra parte, las principales desventajas de esta forma de inyección de diluyente son:

- ✓ La sarta de cabillas de la bomba se ve sometida a un alto torque debido a la alta viscosidad del crudo.
- ✓ Existen pérdidas de energía por la tubería de producción.
- ✓ Alto esfuerzo de la barra pulida.

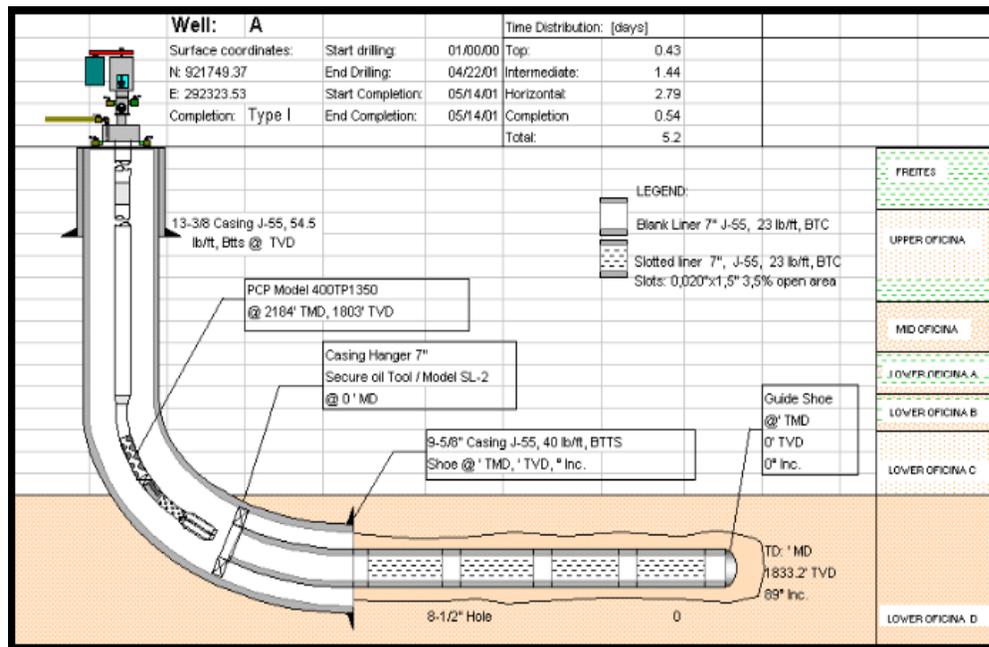


Figura 2.9. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente en el cabezal [6].

II.3.2.2. Inyección de diluyente a fondo a través del anular del pozo [5]: el diluyente se agrega a presión o por gravedad al pozo a través del espacio anular del mismo. En algunos casos se emplea un dosificador para tratar de controlar la inyección y permitir que la mezcla crudo-diluyente se genere uniformemente. Las principales ventajas de la aplicación de esta forma de inyección de diluyente son:

- ✓ Se reduce el torque de la sarta de cabillas.
- ✓ Se reducen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.
- ✓ Optimiza el desempeño del mecanismo de levantamiento artificial implementado.

Entre sus principales desventajas se tiene:

- ✓ No garantiza que se genere la mezcla crudo-diluyente en las proporciones adecuadas.
- ✓ En algunas de sus variantes el gas debe ser manejado por la bomba.
- ✓ En caso de agregar el diluyente por gravedad al pozo no se puede controlar la tasa de inyección del mismo.

Este tipo de inyección se puede llevar a cabo, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, de dos maneras según la completación que se tenga en el fondo del pozo:

II.3.2.2.1. Con empacadura de fondo ^[5]: el diluyente es inyectado a través del espacio anular, pero debido a la colocación de una empacadura este no pasa por debajo de la bomba. Esta inyección es realizada empleando un dosificador de fluidos, el cual es colocado sobre la válvula fija de la bomba, la principal función del mismo es la de controlar la inyección y permitir que se lleve a cabo una mezcla más homogénea de los fluidos crudo-diluyente, la figura 2.10 muestra la completación tipo para esta inyección en un pozo vertical.

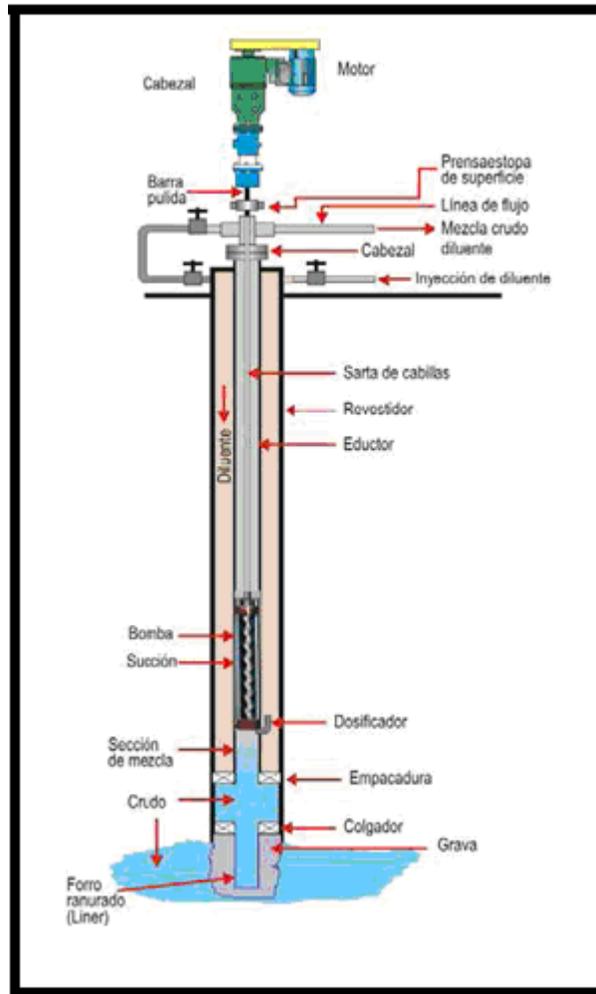


Figura 2.10. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a fondo con empacadura ^[5].

II.3.2.2.2. Sin empacadura de fondo ^[5]: la inyección se realiza a través del anular y puede ser a presión o por gravedad. Este método presenta ciertas dificultades debido a la falta de control de la tasa de inyección de diluyente y a que la columna de diluyente inyectado restringe la entrada de fluido desde el yacimiento por efectos de contrapresión, la figura 2.11 muestra la completación tipo para esta inyección en un pozo vertical.

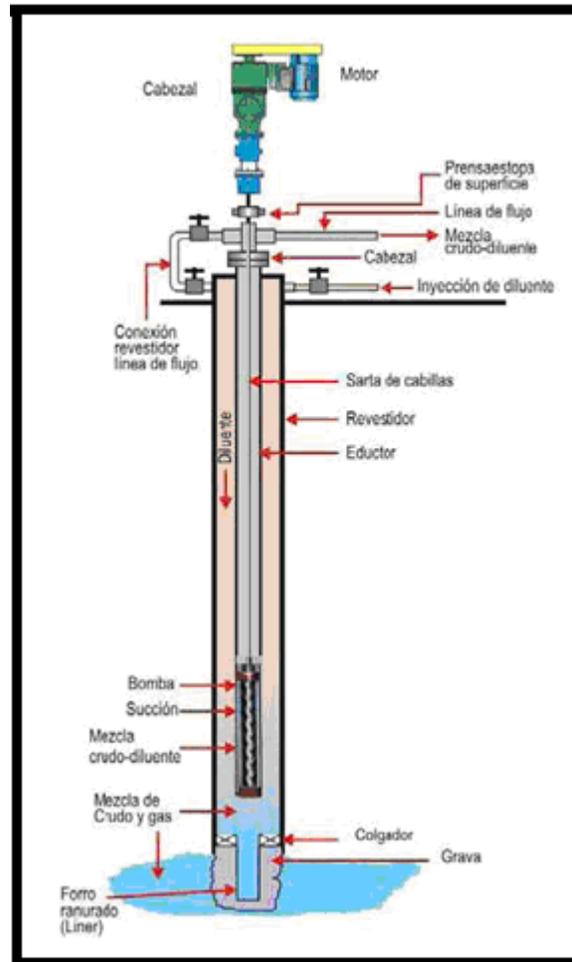


Figura 2.11. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a fondo sin empacadura ^[5].

II.3.2.4. Inyección de diluyente al nivel de la bomba: el diluyente se introduce al pozo, por lo general, utilizando una tubería de inyección de 1,315” ^[6], se puede llevar a cabo tanto a la descarga de la bomba como a la succión de la misma, en el caso de la primera no hay contacto directo entre el diluyente y el elastómero de la bomba por BCP, lo que evita que el mismo se hinche, y por ende, dañe la misma (ver figura 2.12). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un J comprendido entre 4 BND/lpc y 7 BND/lpc ^[6]. Entre las ventajas de la inyección de diluyente a nivel de la bomba se tienen:

- ✓ Disminuye el torque de la sarta de cabillas.
- ✓ Disminuyen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.

- ✓ De inyectarse a la descarga de la bomba el diluyente no entra en contacto con el elastómero, lo que evita el hinchamiento y posterior daño del mismo.

La principal desventaja que presenta este método es el costo adicional que se requiere para completar el pozo con la tubería de inyección de diluyente.

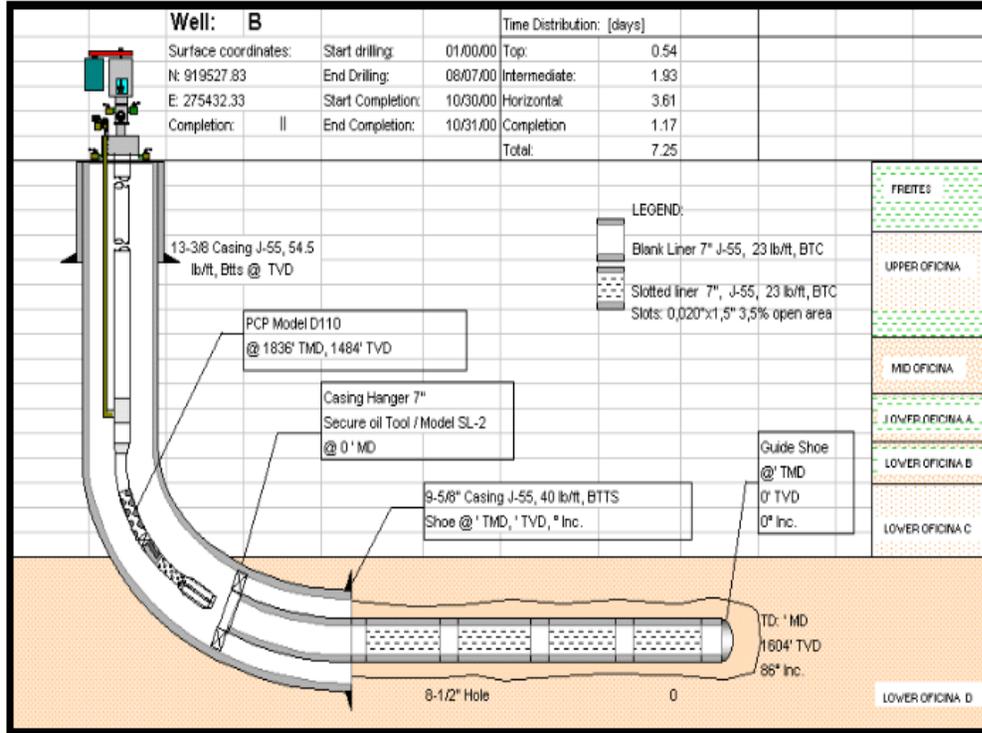


Figura 2.12. Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a la descarga de la bomba [6].

Otra manera de inyectar el diluyente en el pozo al nivel de la bomba es por dentro de la tubería de producción, en este caso el diluyente se mezcla con el crudo a la descarga de la bomba y la mezcla pasa al anular del pozo por medio de un nipple ranurado, de donde se produce.

II.3.2.5. Inyección de diluyente en el fondo de la parte horizontal del pozo: la inyección se lleva a cabo dentro del *liner* ranurado que se haya en el brazo horizontal del pozo, se utiliza, por lo general, una tubería de 1,315" con un *crossover* hacia un *tail pipe* de 2 3/8"^[6] para introducir el diluyente. La mezcla crudo-diluyente se introduce a la tubería de producción a través de una tubería perforada (ver figura

2.13). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un J mayor a 7 BND/lpc [6]. Las principales ventajas de este tipo de inyección de diluyente son:

- ✓ Este tipo de inyección aumenta la productividad de los pozos hasta en un 20%, puesto que disminuye las pérdidas de fricción que se generan en el *liner* [6].
- ✓ Disminuye la acumulación de arena en el *liner* o arenamiento.

La principal desventaja de este método son los costos asociados a los equipos necesarios para la colocación de la tubería de inyección, así como también la experticia requerida para ello.

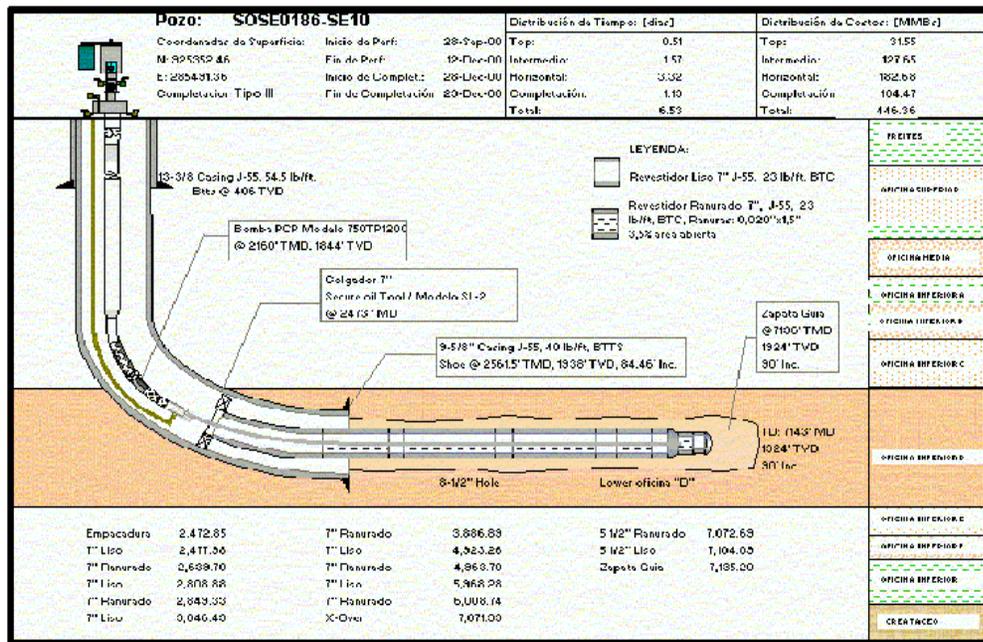


Figura 2.13. Completación de pozo tipo con inyección de diluyente al fondo del brazo [6].

Una manera sencilla para determinar el volumen de diluyente a inyectar en un pozo, es por medio de un balance de masa como se muestra en la ecuación 2.1.

$$m_m = m_d + m_c$$

Ecuación 2.1

Donde:

m_m :Masa de mezcla.

m_d : Masa de diluyente.

m_c : Masa de crudo.

II.4. FLUJO DE FLUIDOS ^[8][9]

El comportamiento de un yacimiento en el que se perfora un pozo se puede comparar con el de una laguna de superficie llana donde se deja caer una roca, el choque de ésta con el agua genera una serie de ondas que viajan de manera radial, desde el punto donde se produjo el impacto hacia los bordes de la laguna. Al perforarse un pozo se genera una perturbación en la presión del yacimiento, a medida que el fluido que se haya dentro del yacimiento sea alcanzado por dicha perturbación comenzará a moverse hacia el pozo. Mientras transcurre el tiempo dicha perturbación seguirá avanzando dentro del yacimiento hasta alcanzar el límite del mismo, cuando esto ocurra los fluidos que se encuentren en la frontera (límite del yacimiento) comenzarán a fluir hacia el pozo (ver figura 2.14).

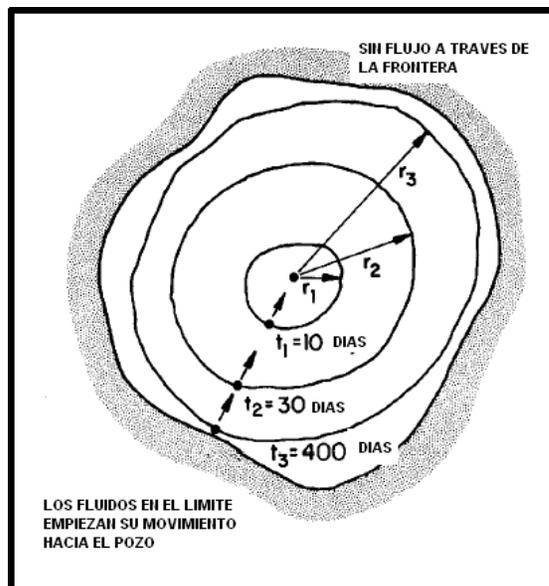


Figura 2.14. Movimiento de la perturbación de presión dentro del yacimiento ^[8].

Según sea el comportamiento de la presión del yacimiento una vez que comience a producirse el fluido del mismo, se pueden definir distintos estados o regímenes de flujo.

II.4.1. Estado estable ^[9]

Este régimen de flujo se caracteriza porque la presión en cada punto del yacimiento permanece constante a través del tiempo, la ecuación 2.2 expresa matemáticamente ésta condición, estableciendo que el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier punto de i perteneciente al yacimiento, es igual a cero.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0$$

Ecuación 2.2

Esta condición de estado estable ocurre en los yacimientos cuando existe un acuífero, capa de gas o algún mecanismo asociado que mantiene la presión del mismo. Este régimen de flujo a pesar de ser muy sencillo es uno de los que se aplica en mayor medida, ya que permite obtener resultados que se pueden derivar para otros regímenes.

II.4.2. Estado pseudoestable ^[9]

Este régimen de flujo se caracteriza porque la presión disminuye de manera constante con respecto al tiempo, en la ecuación 2.3 expresa matemáticamente dicha condición, según ésta el cambio de la presión con respecto al tiempo para cualquier posición es igual a una constante.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante}$$

Ecuación 2.3

Cabe destacar que este estado también es conocido como estado semi-estable o cuasi-estable.

II.4.3. Estado transitorio ^[9]

Este régimen de flujo se caracteriza porque la presión varía en función del tiempo pero no de manera constante, sino como una función del tiempo y la posición dentro del yacimiento, la ecuación 2.4 expresa matemáticamente dicha condición.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(i, t)$$

Ecuación 2.4

La figura 2.15 muestra la variación de la presión con respecto al tiempo para los distintos regímenes de flujo.

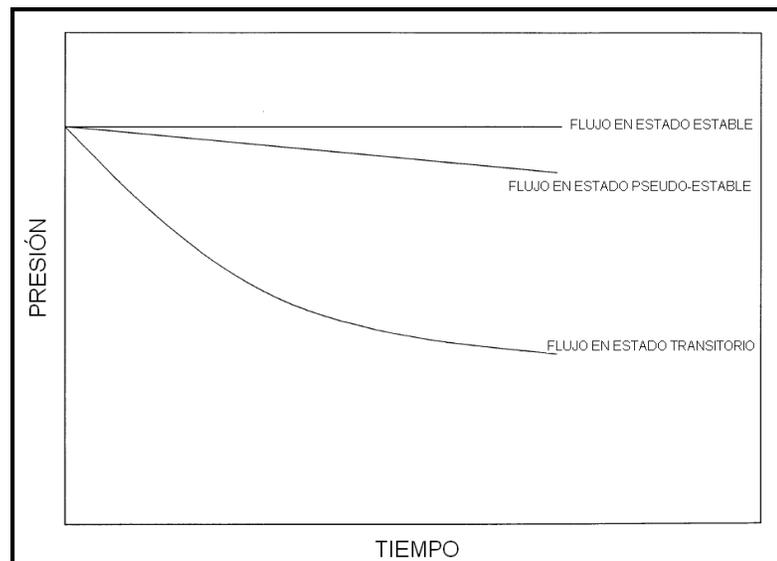


Figura 2.15. Variación de la presión para los diferentes regímenes de flujo ^[9].

II.5. POZOS HORIZONTALES ^{[5] [7] [8]}

Un pozo horizontal es aquel donde la sección horizontal del mismo es paralela al plano de estratificación de la formación, aunque también se considera como un pozo horizontal aquél donde el punto de aterrizaje en el objetivo posee entre 80 y 90° con respecto a la vertical. La figura 2.16 muestra las distintas partes y secciones que conforman un pozo horizontal.

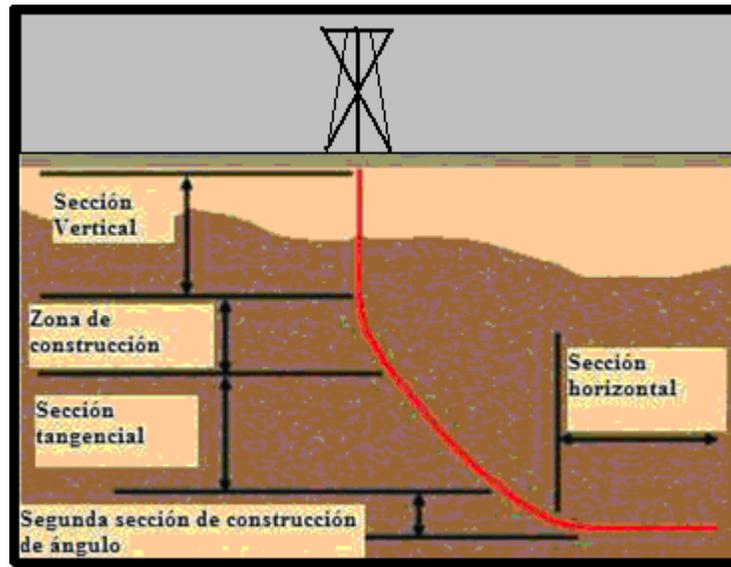


Figura 2.16. Secciones de un pozo horizontal ^[5].

La extensión de la sección horizontal depende de la magnitud del yacimiento, del área que se desee drenar en el mismo y de las condiciones tanto de perforación como de producción. En la FPO existen pozos con secciones horizontales entre 2.500 y 5.000 pies de longitud aproximadamente.

Algunas ventajas que proporciona la utilización de pozos horizontales con respecto al uso de pozos verticales son las siguientes ^[5]:

- ✓ Control completo sobre la orientación del pozo.
- ✓ Se puede minimizar conificación de agua y gas.
- ✓ Mejora la eficiencia de barrido del yacimiento.
- ✓ Incrementa la productividad del yacimiento, lo cual mejora el recobro final del mismo.
- ✓ La sección horizontal puede ser perforada a lo largo del tope de la arena productora, lo cual permite optimizar la distancia entre el intervalo perforado y el contacto agua-petróleo o gas-petróleo, en este último caso se perfora la sección horizontal hacia la base del horizonte productor.

Entre las desventajas que genera la perforación de pozos horizontales con respecto a la utilización de pozos verticales se encuentran las siguientes ^[5]:

- ✓ Altos costos asociados, debido a que se emplea mayor tiempo en la perforación del pozo lo que incrementa los riesgos operacionales.
- ✓ La permeabilidad vertical limita la eficiencia de barrido vertical.
- ✓ Las opciones de re-completación son limitadas, sobre todo cuando se trata de alto corte de agua o alta relación gas-petróleo.
- ✓ El riesgo operacional es mucho mayor que en la perforación de un pozo vertical.

II.5.1. Tipos de pozos horizontales ^{[5] [8]}

Una manera de clasificar los pozos horizontales es según la tasa de construcción de ángulo que se aplique al perforar los mismos, dicha clasificación es la siguiente:

- ✓ Pozos de radio corto: Son aquellos cuya tasa de construcción de ángulo se encuentra entre 40° y 150° por cada 100 pies, aproximadamente.
- ✓ Pozos de radio medio: Son aquellos cuya tasa de construcción de ángulo se encuentra entre 6° y 40° por cada 100 pies, generalmente.
- ✓ Pozos de radio largo: Son aquellos cuya tasa de construcción de ángulo se encuentra entre 2° y 6° por cada 100 pies, aproximadamente.

La figura 2.17 muestra los distintos pozos horizontales según la tasa de construcción de ángulo.

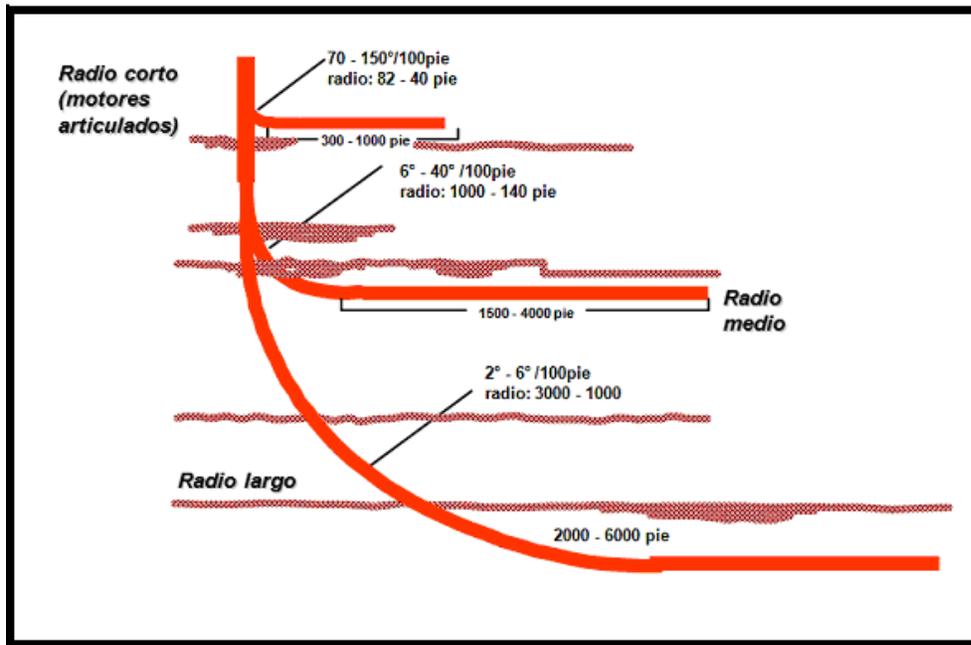


Figura 2.17. Tipos de pozos horizontales ^[5].

II.5.2. Tipos de completaciones en pozos horizontales ^{[5] [7] [8]}

Existen diferentes formas de completar o terminar un pozo horizontal, el aplicar una u otra depende, principalmente, de las características geológicas que se tengan en la zona, así como, también, de la configuración mecánica y demás características intrínsecas de cada pozo. Las terminaciones para pozos horizontales que se utilizan, generalmente, son las siguientes:

- ✓ Completación a hoyo desnudo ^{[7] [8]}: es el tipo de completación más económica, sin embargo su aplicación está limitada a la calidad de la formación, la cual debe ser lo suficientemente consolidada para que el hoyo horizontal se mantenga en condiciones estables. Los pozos con este tipo de completación son difíciles de controlar y estimular.
- ✓ Completación con camisa ranurada ^{[7] [8]}: este tipo de completación, generalmente, es empleada en formaciones donde se prevé la posibilidad de colapso del pozo horizontal. La camisa o *Liner* proporciona un control limitado en la producción de arena. En formaciones no consolidadas, se ha empleado exitosamente la camisa ranurada y el uso de empaques con grava

para el control de la producción de arena. Cabe destacar que este tipo de completación es la que se utiliza en mayor medida en los pozos de la FPO, pero sin el empaque con grava.

- ✓ Completación con camisa y aislamiento parcial ^[7] ^[8]: en esta modalidad se instalan una serie de empacaduras externas a la camisa, localizadas a lo largo de la sección horizontal del pozo. Dichas empacaduras tienen la finalidad de facilitar la aplicación de tratamientos químicos selectivos proporcionando también un mejor control sobre la producción del pozo. La principal desventaja de este tipo de completación reside en la dificultad de asentar correctamente las empacaduras en la zona de interés.

La figura 2.18 muestra los tipos de completación mayormente utilizados para pozos horizontales.

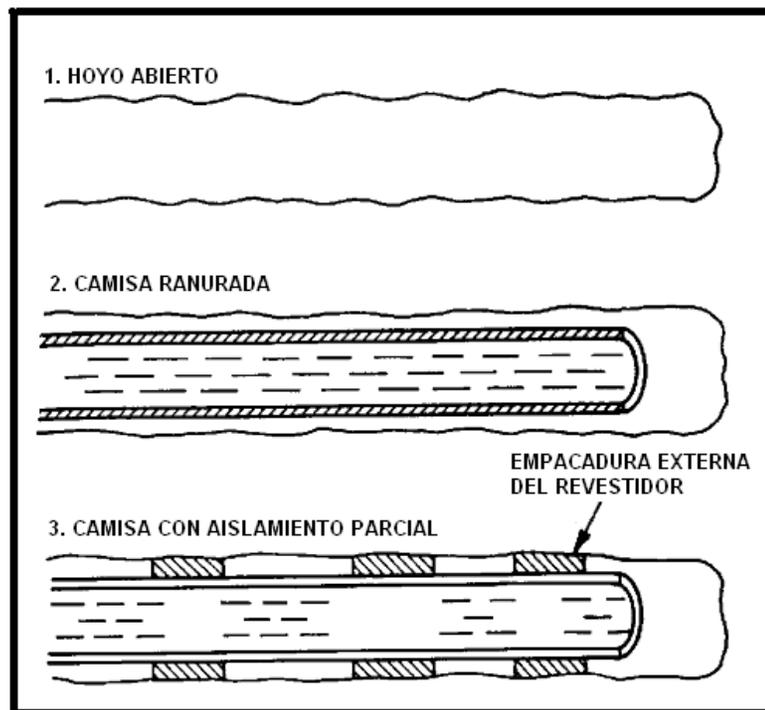


Figura 2.18. Completación para pozos horizontales ^[8].

II.5.3. Flujo en pozos horizontales ^[8] ^[9]

El flujo de petróleo en un pozo horizontal no puede ser modelado por las mismas ecuaciones que el flujo en pozos verticales, ya que está regido por otras condiciones e

incluso genera un área de drenaje distinta, por ello distintos autores (Borisov, Giger, Giger-Reiss-Jourdan, Renard-Dupuy, Joshi entre otros) han desarrollado diferentes ecuaciones que buscan modelar matemáticamente el comportamiento del flujo en pozos horizontales.

Una de dichas ecuaciones es la desarrollada por Joshi (1991), en la cual se asume que un pozo horizontal puede verse como varios pozos verticales perforados uno junto al otro en un mismo yacimiento.

En la figura 2.19 se muestra un pozo horizontal de longitud L perforado en un yacimiento con un espesor h , en el cual cada uno de los extremos se va a comportar como un pozo vertical, drenando un área igual a la de una semicircunferencia de radio b .

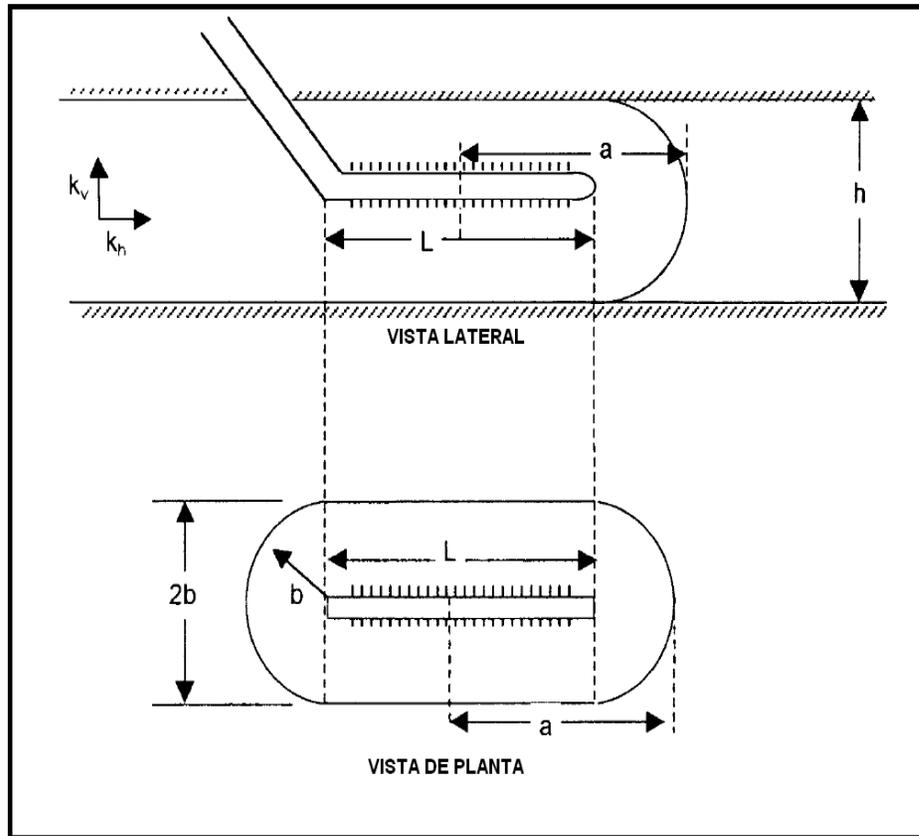


Figura 2.19. Área de drenaje un pozo horizontal ^[9].

Basándose en lo antes mencionado Joshi (1991) determinó dos métodos para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal. Para el primer caso propuso que dicha área sería igual a la de un rectángulo, con dimensiones L y $2b$, más el área de dos semicircunferencias con radio b en los extremos del pozo. La ecuación 2.5 muestra la expresión matemática para dicho cálculo.

$$Ad1 = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43560}$$

Ecuación 2.5

Donde:

$Ad1$: Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

L : Longitud de la sección horizontal del pozo, [pies].

b : Mitad del eje menor de una elipse, [pies].

Para el segundo caso consideró que el área de drenaje sería la de una elipse (ver figura 2.20).

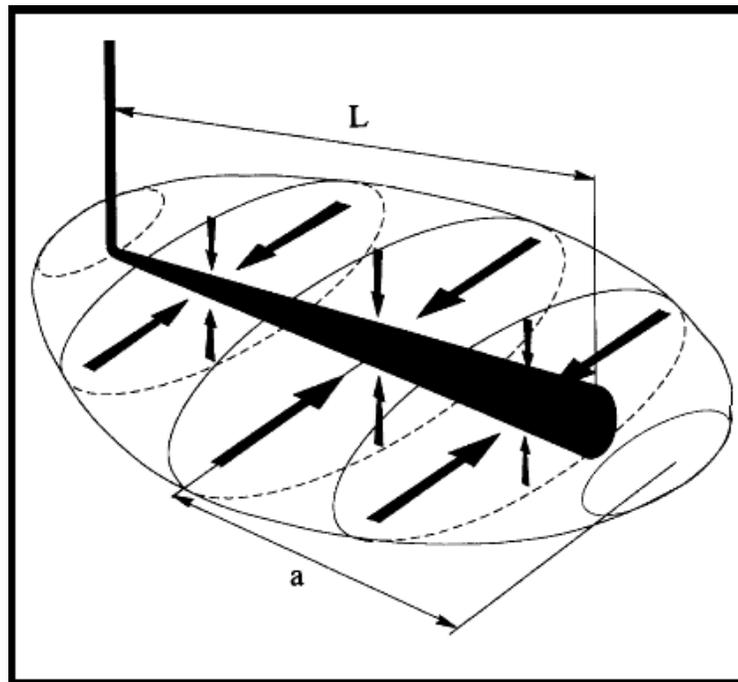


Figura 2.20. Área de drenaje elíptica según Joshi ^[5].

Las ecuaciones 2.6 y 2.7 muestran las expresiones matemáticas para el cálculo del área de drenaje de elíptica.

$$Ad2 = \frac{\pi ab}{43560}$$

Ecuación 2.6

Donde a es el eje menor de la elipse y viene dado por:

$$a = \frac{L}{2} + b$$

Ecuación 2.7

Con:

$Ad2$: Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

b : Mitad del eje menor de una elipse, [pies].

Joshi concluyó que ambos métodos para el cálculo del área de drenaje generaban valores diferentes, por lo que sugiere calcular el promedio entre ambas áreas y asumir dicho valor como el apropiado, lo antes mencionado se muestra en la ecuación 2.8 (ver figura 2.21).

$$Ad = \frac{Ad1 + Ad2}{2}$$

Ecuación 2.8

Donde:

Ad : Área de drenaje horizontal promedio, [acres].

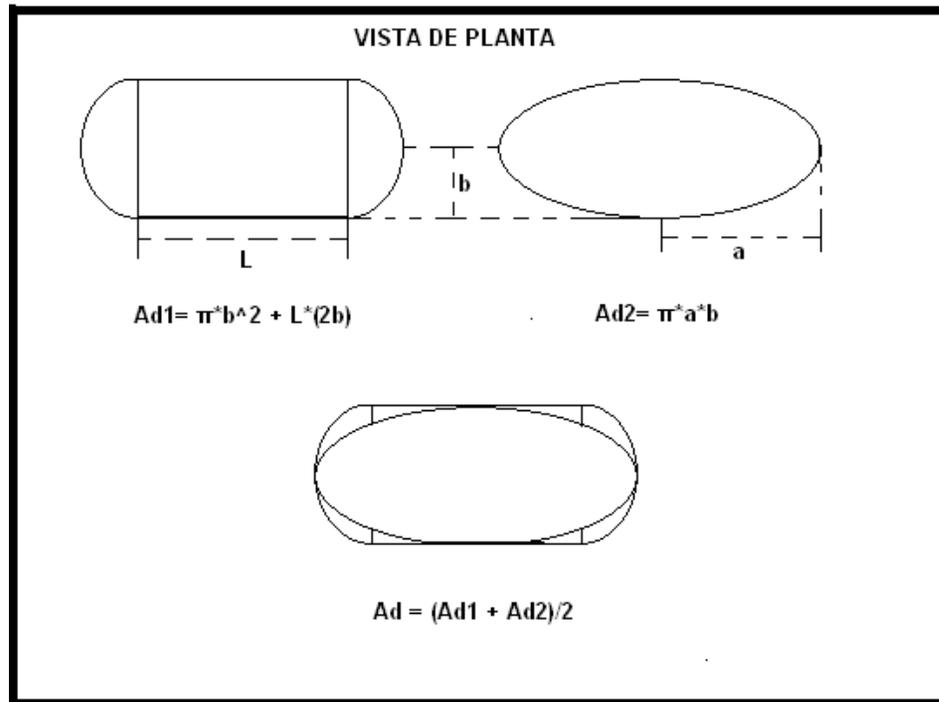


Figura 2.21. Promedio de áreas de drenaje para un pozo horizontal.

Para el cálculo de la tasa de petróleo en un pozo horizontal considerando la anisotropía del yacimiento, Joshi desarrolló las ecuaciones 2.9, 2.10, 2.11 y 2.12.

$$Q_o = \frac{0.00708 k_h h \Delta P / (\mu_o \beta_o)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \left(\frac{\beta h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right) + S_m}$$

Ecuación 2.9

Donde:

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

Ecuación 2.10

Con:

L : Longitud de la sección horizontal del pozo, [pies].

ΔP : Diferencia de presiones, [lpc].

S_m : Factor de daño mecánico.

$$\beta : \text{Relación de permeabilidades, } \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

k_h : Permeabilidad horizontal del yacimiento, [mD].

k_v : Permeabilidad vertical del yacimiento, [mD].

β_o : Factor volumétrico de formación, [BY/BN].

μ_o : Viscosidad, [cP].

r_w : Radio del pozo, [pies].

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560Ad}{\pi}} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

r_{eh} : Radio de drenaje del pozo horizontal, [pies].

Q_o : Tasa de flujo de petróleo, [BND].

Tanto Borisov (1984) como Giger-Reiss y Jourdan (1984) desarrollaron ecuaciones para el cálculo del flujo en pozos horizontales, considerando la anisotropía del yacimiento y con un área de drenaje calculada de manera similar a la utilizada según Joshi (1991). Las ecuaciones 2.13, 2.14 y 2.15 muestran el cálculo de flujo para pozos horizontales según Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984) respectivamente.

$$Q_o = \frac{0.00708k_h h \Delta p}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left[\left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left[\frac{h}{2\pi r_w} \right] \right]} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

$$Q_o = \frac{0.00708 L k_h \Delta p}{\mu_o \beta_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}$$

Ecuación 2.14

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{sh}} \right)^2}}{\frac{L}{(2r_{sh})}}$$

Ecuación 2.15

II.6. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)^[9]

El índice de productividad es una medida de la habilidad del pozo para producir los fluidos del yacimiento. J es la tasa total de líquido a producir para cierto caída de presión o “*Drawdown*”. En la ecuación 2.16 se muestra como determinar el valor de J .

$$J = \frac{Q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta P}$$

Ecuación 2.16

Donde:

Q_o : Tasa de flujo de petróleo, [BND].

J : Índice de productividad, $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$.

\bar{P}_r : Presión estática, [lpc].

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, [lpc].

ΔP : Diferencia de presiones, [lpc].

El valor de J calculado para diferentes pozos pertenecientes al mismo yacimiento (operando bajo las mismas condiciones de tasa de producción y presión de fondo

fluyente) puede constituir una herramienta muy poderosa para determinar si existe daño en los pozos en cuestión, ya que dichos valores deberían coincidir.

La ecuación 2.17 muestra una manipulación algebraica de la ecuación 2.16, la cual permite determinar que al graficar la presión de fondo fluyente (P_{wf}) contra la tasa de petróleo (Q_o) se obtiene una línea recta de pendiente igual al inverso del índice de productividad (ver figura 2.22). La representación gráfica de la relación existente entre la tasa de crudo y la presión de fondo fluyente es conocida como “*Inflow Performance Relationship*” (IPR).

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_o$$

Ecuación 2.17

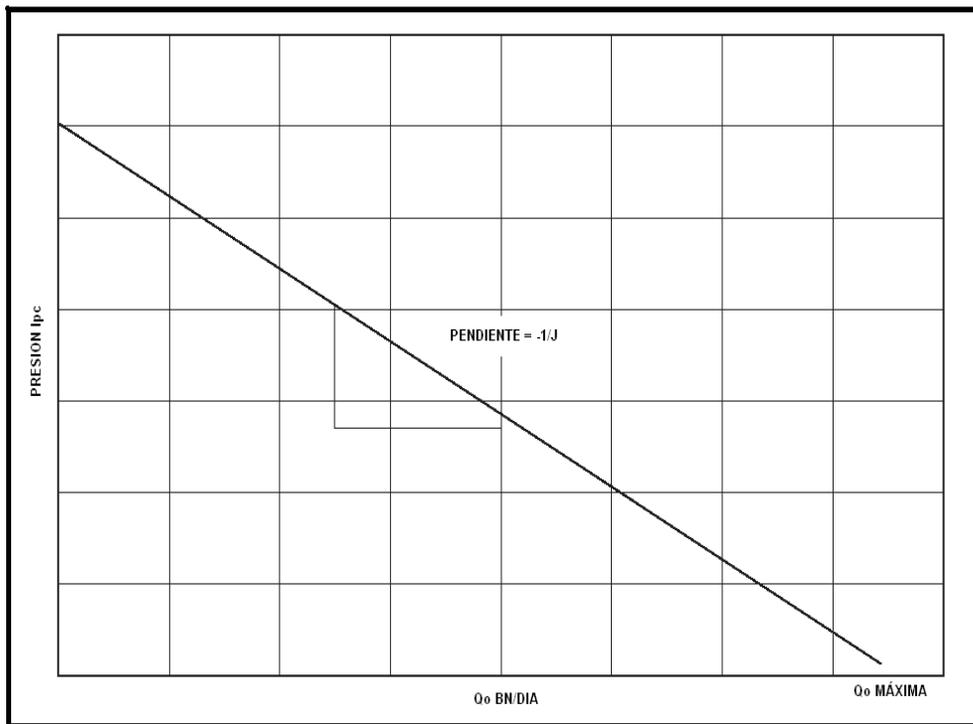


Figura 2.22. Gráfica de presión de fondo fluyente contra tasa de producción ^[9].

II.6.1. Índice de productividad en pozos horizontales ^{[8][9]}

Basándose en los mismos principios utilizados para desarrollar las ecuaciones de flujo para pozos horizontales, Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984) y Joshi (1991) desarrollaron las ecuaciones 2.18, 2.19, 2.20, 2.21, 2.22 respectivamente para determinar el valor de J para un pozo horizontal.

$$J = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left[\left(\frac{4r_{sh}}{L} \right) \right] + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left[\frac{h}{2\pi r_w} \right] \right]}$$

Ecuación 2.18

$$J = \frac{0.00708Lk_h}{\mu_o \beta_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]}$$

Ecuación 2.19

Donde:

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{sh}} \right)^2}}{\frac{L}{(2r_{sh})}}$$

Ecuación 2.20

$$J = \frac{0.00708k_h h / (\mu_o \beta_o)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \left(\frac{\beta h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right) + S_m}$$

Ecuación 2.21

Donde:

L : Longitud de la sección horizontal del pozo, [pies].

S_m :Factor de daño mecánico.

$$\beta : \text{Relación de permeabilidades, } \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Ecuación 2.22

k_h :Permeabilidad horizontal del yacimiento, [mD].

k_v : Permeabilidad vertical del yacimiento, [mD].

β_o : Factor volumétrico de formación, [BY/BN].

μ_o : Viscosidad, [cP].

r_w : Radio del pozo, [pies].

J : Índice de productividad, $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$.

Por otra parte Kuchuk (1991) desarrolló las ecuaciones 2.23 y 2.24 para determinar el valor de J en pozos horizontales, que drenaran un área rectangular (ver figura 2.23).

$$J = \frac{\frac{kh}{70.6\mu_o\beta_o}}{F + \left(\frac{h}{0.5L}\right)\sqrt{\frac{k_h}{k_v}}S_x}$$

Ecuación 2.23

Donde:

$$S_x = Ln \left[\left(\frac{\pi r_w}{h} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{k_v}{k}} \right) SIN \left(\frac{180Z_w}{h} \right) \right] - \sqrt{\frac{k}{k_v}} \left(\frac{2h}{L} \right) \left[\frac{1}{3} - \left(\frac{Z_w}{h} \right) + \left(\frac{Z_w}{h} \right)^2 \right]$$

Ecuación 2.24

k : Permeabilidad promedio del yacimiento, [mD].

k_v : Permeabilidad vertical del yacimiento, [mD].

r_w : Radio del pozo, [pies].

Para la ecuación 2.24 el valor de Z_w se obtiene según la figura 2.22 (así como

también los valores de: $\frac{Y_w}{L_y}, \frac{X_w}{L_x}, \frac{L}{2L_x}, \frac{L_y}{L_x} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$), mientras que el valor

correspondiente a F se obtiene de la tabla 2.2.

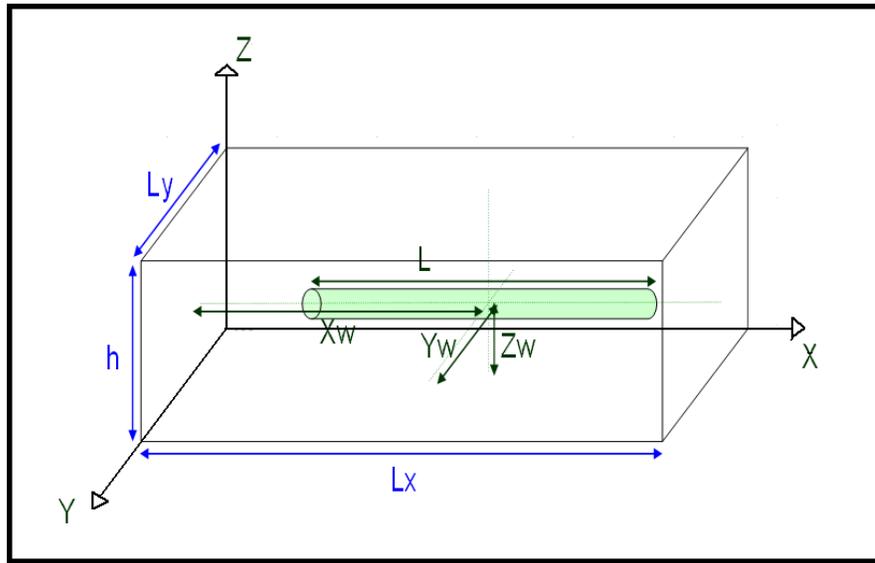


Figura 2.23. Parámetros de yacimiento para el cálculo de J según Kuchuk ^[9].

Tabla 2.2. Valores de F para un yacimiento según características del pozo.

Cuando: $\frac{Y_w}{L_y} = 0,50$; $\frac{X_w}{L_x} = 0,50$					
$\left(\frac{L_y}{L_x}\right) \cdot \sqrt{\frac{K_h}{K_y}}$	$\frac{L}{2L_x}$				
	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50
0,25	3,80	2,11	1,09	0,48	0,26
0,50	3,25	1,87	1,12	0,69	0,52
1,00	3,62	2,30	1,60	1,21	1,05
2,00	4,66	3,34	2,65	2,25	2,09
4,00	6,75	5,44	4,74	4,35	4,19
Cuando: $\frac{Y_w}{L_y} = 0,25$; $\frac{X_w}{L_x} = 0,50$					
$\left(\frac{L_y}{L_x}\right) \cdot \sqrt{\frac{K_h}{K_y}}$	$\frac{L}{2L_x}$				
	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50
0,25	4,33	2,48	1,36	0,70	0,46
0,50	3,89	2,42	1,58	1,10	0,92
1,00	4,47	3,13	2,41	2,00	1,83
2,00	6,23	4,91	4,22	3,83	3,67
4,00	9,90	8,58	7,88	7,49	7,33

Tabla 2.2. Valores de F para un yacimiento según características del pozo (continuación).

Cuando: $\frac{Y_w}{L_y} = 0,25$; $\frac{X_w}{L_x} = 0,25$					
$\left(\frac{L_y}{L_x}\right) \cdot \sqrt{\frac{K_h}{K_y}}$	$\frac{L}{2L_x}$				
	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
0,25	9,08	7,48	6,43	5,65	5,05
0,50	6,97	5,56	4,71	4,12	3,71
1,00	6,91	5,54	4,76	4,24	3,90
2,00	8,38	7,02	6,26	5,76	5,44
4,00	11,97	10,61	9,85	9,36	9,04
Cuando: $\frac{Y_w}{L_y} = 0,50$; $\frac{X_w}{L_x} = 0,25$					
$\left(\frac{L_y}{L_x}\right) \cdot \sqrt{\frac{K_h}{K_y}}$	$\frac{L}{2L_x}$				
	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
0,25	8,44	6,94	5,98	5,26	4,70
0,50	6,21	4,83	4,02	3,47	3,08
1,00	5,86	4,50	3,73	3,23	2,90
2,00	6,73	5,38	4,62	4,12	3,81
4,00	8,82	7,46	6,71	6,21	5,89

II.7. VISCOSIDAD DE MEZCLAS ^{[10] [11]}

Diversos autores han desarrollado correlaciones para determinar la viscosidad de una mezcla entre diluyente y crudo (W.R. Shu, Manuel Salazar, A.K. Mehrotra, C.F. Alcocer, R.P. Sutton-D.F: Bergman entre otros), entre dichas correlaciones destacan las desarrolladas por W.R. Shu (1984) y Manuel Salazar (2011) debido a su simplicidad. Las ecuaciones 2.25-2.29 muestran las expresiones matemáticas desarrolladas por W.R. Shu (1984) para el cálculo de viscosidad de mezclas. En las ecuaciones 2.30-2.33 Se pueden observar las expresiones desarrolladas por Manuel Salazar (2011) para determinar la viscosidad de una mezcla crudo-diluyente.

$$\Delta\gamma = \gamma_A - \gamma_B$$

Ecuación 2.25

$$\alpha = \frac{17.04\Delta\gamma^{0.5237}\gamma_A^{3.2745}\gamma_B^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_A}{\mu_B}\right)}$$

Ecuación 2.26

$$x_A = \frac{\alpha V_A}{\alpha V_A + V_B}$$

Ecuación 2.27

$$x_B = 1 - x_A$$

Ecuación 2.28

$$\ln(\mu) = x_A \ln(\mu_A) + x_B \ln(\mu_B)$$

Ecuación 2.29

Donde:

γ : Gravedad específica.

μ : Viscosidad, [cP].

x : Parámetro composicional.

V : Fracción volumen.

A : Componente más viscoso.

B : Componente menos viscoso.

$$SG(^{\circ}API) = 0.1888(\%dil) + 8.7132$$

Ecuación 2.30

$$A = 5.60392E10^{46}(SG)^{-30.605}$$

Ecuación 2.31

$$B = -4.9559\ln(SG) + 17.373$$

Ecuación 2.32

$$\mu_{mezcla} = AT_{oF}^{-B}$$

Ecuación 2.33

Donde:

$SG (^{\circ}API)$: Gravedad específica relativa al porcentaje de dilución.

T : Temperatura a la que se encuentra la mezcla, [°F].

μ_{mezcla} : Viscosidad de mezcla, [cP].

Es preciso mencionar que la correlación desarrollada por W.R. Shu (1984), es utilizada mayormente para el cálculo de viscosidad de mezclas puesto que puede ser aplicada para un rango muy amplio de temperaturas, específicamente de 75 °F a 180 °F, y fue desarrollada tomando en cuenta el uso de una gran cantidad de diluyentes.

II.8. CRUDO ESPUMOSO ^[12]

Se denomina crudo espumoso a aquel que contiene burbujas de gas dispersas que son incapaces de formar una fase continua dentro del petróleo, dichas burbujas se liberan una vez que el crudo se encuentra a nivel de la bomba, por lo general este tipo de crudo está asociado a los yacimientos de crudo extrapesado con gas en solución. Debido a la alta viscosidad del petróleo, las burbujas de gas no pueden unirse inmediatamente para formar una película lo suficientemente grande como para separarse del crudo por la acción de fuerzas gravitacionales. Por esta razón, la fase líquida del crudo se comporta como una emulsión de gas-petróleo, donde va a existir una concentración que va a ir incrementándose de burbujas a medida que disminuya la presión. Uno de los efectos de este fenómeno es que mantiene la viscosidad efectiva del petróleo y le provee más energía debido a la expansión del gas, lo que facilita la producción. En la actualidad no existen modelos matemáticos que permitan modelar de manera confiable el comportamiento de este tipo de crudo. El punto de presión en el cual las burbujas de gas libre son, finalmente, liberadas se denomina pseudo punto de burbuja y por lo general es alcanzado una vez que el crudo se encuentra a nivel de la bomba. El petróleo de la FPO es considerado por varios autores como un crudo espumoso.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

III.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^[1]

Los sedimentos de los horizontes productores de petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se caracterizan por ser parte de un sistema deltaico que, mayormente, tuvo su origen en los sedimentos precámbricos del sur de Venezuela. No presenta plegamientos importantes, sino deformaciones de poca magnitud que han dado origen a declives menores y que tienen su expresión en un homoclinal fallado con buzamiento suave, de 2 a 3 grados, hacia el Norte. Posee un potencial petrolífero de edad Cretácica y Terciario Superior, con ambientes de sedimentación poco profundos formados principalmente por procesos de transgresión y regresión. La secuencia de rocas sedimentarias reposa sobre un Basamento de origen ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

Las formaciones a través del Basamento hacia la superficie, en forma generalizada, en la FPO son: Hato Viejo del Cámbrico Temprano y Carrizal del Cámbrico Tardío, el Grupo Temblador del Cretáceo y las formaciones Merecure, Oficina, Mesa, Freites, y las Piedras del Terciario; las cuales se diferencian en subsuelo por cuatro depocentros que se encuentran separados por altos estructurales (ver figura 3.1).

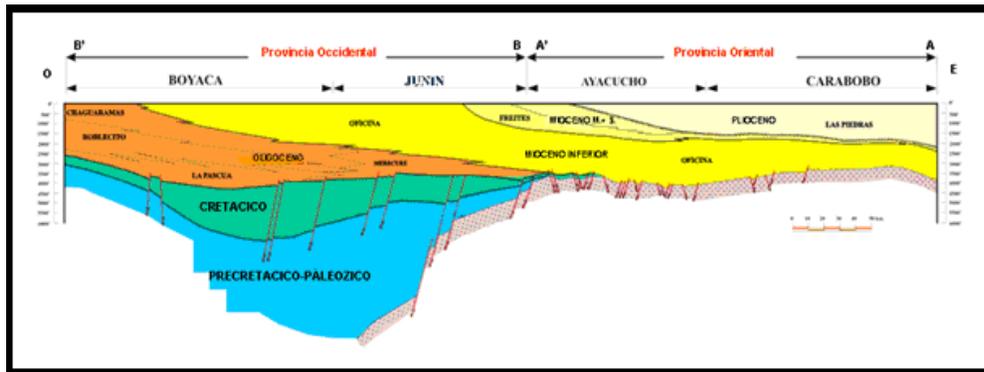


Figura 3.1. Sección esquemática estructural regional de la FPO ^[1].

La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una transgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

En la figura 3.2 se muestra en sentido estratigráfico decreciente las formaciones que conforman la FPO en correlación con las edades depositacionales de las mismas.

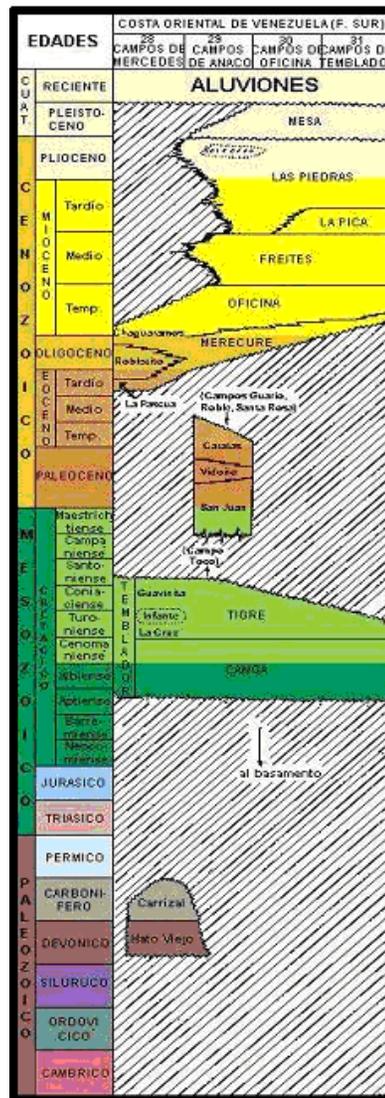


Figura 3.2. Columna estratigráfica de la FPO [1].

III.2. ÁREAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^[1]

La FPO comprende cuatro grandes áreas de crudos pesados y extrapesados ubicadas geográficamente de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Actualmente se encuentra dividido en 36 bloques en los cuales trabajan empresas de 21 países. El área actual asignada para la explotación es de 11.593 Km².

En la actualidad se está llevando a cabo en la FPO el proyecto Magna Reserva, el cual tiene como principal objetivo la certificación y oficialización de las reservas contenidas en las 4 bloques que conforman esta área. Dicho proyecto estuvo conformado por 4 fases principales:

- ✓ Se revisó la información disponible sobre la FPO, a fin de generar a partir de ésta, modelos geológicos confiables a utilizar durante la toma de sísmica y la perforación.
- ✓ Consistió en llevar acabo la perforación de pozos estratigráficos y toma de sísmicas para así re-interpretar y concebir modelos geológicos más aproximados a la realidad.
- ✓ Se llevó a cabo la cuantificación final de los volúmenes de hidrocarburos calculados a partir de la información que se obtuvo de los modelos geológicos reprocesados generados en la fase anterior del proyecto.
- ✓ Consiste en la oficialización de las reservas calculadas en la fase III por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo por medio de mecanismos formales, la regulación y certificación de las reservas por medio de una compañía especializada con experiencia internacional extensiva.

Para el 31 de Diciembre del 2010 las reservas certificadas de Venezuela alcanzaron la cifra de 297 MMBN, colocando a nuestra nación como el país con mayores reservas de hidrocarburos certificadas a nivel mundial, gracias principalmente a los 86.168.776 MBN certificados de la FPO correspondientes a los bloques: Boyacá 3, Boyacá 4, Boyacá 6, Boyacá 7 y Boyacá 8, Parque Aguaro Guariquito, Ayacucho 1 y Ayacucho 8, Junín 6, Junín 7, Junín 8, Junín 9 y a las Empresas Mixtas: Petroindependencia, Petrocarabobo, Petrocedeño, Petropiar, Sinovensa, y el bloque

operado por PDVSA (antiguo Bitor). Cabe destacar que dicha certificación se encuentra enmarcada dentro del Proyecto Magna Reserva.

Es importante resaltar que una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extrapesados y pesados es que son arenas no consolidadas. Esta condición hace que los yacimientos de petróleo muestren alta porosidad y alta permeabilidad aún con esas características, en PDVSA, se ha logrado perforar con éxitos los pozos, hasta ahora, en la FPO. La toma de núcleos se hace con técnicas especiales de recuperación.

En los yacimientos de la FPO el petróleo que satura las arenas del área son de tipo pesado y extrapesado, y ha migrado desde el norte hacia el sur, contra el borde del Escudo Guayanés.

Debido a la presencia de agua dulce al sur de la FPO, se presume que parte del petróleo se encuentre biodegradado, es decir, las bacterias han consumido las fracciones livianas de crudo, razón por lo cual se tiene la presencia de los petróleos más viscosos. Las menores viscosidades de la FPO se encuentran hacia el norte, aumentando progresivamente hacia el sur, lo que implica que en esta dirección los factores de recobro primario serían menores.

III.2.1. Área Boyacá (Antiguamente Machete) ^[1]

El área Boyacá se encuentra en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte Sur del estado Guárico. Está situada en la parte Occidental de la FPO y tiene una superficie aproximada de 23.600 Km² y se encuentra dividida actualmente en 9 bloques operacionales (ver figura 3.3).

En la tabla 3.1 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Boyacá.

Tabla 3.1. Propiedades del área Boyacá ^[1].

Propiedad	Boyacá
Porosidad promedio (%)	29
Permeabilidad promedio (D)	De 2 a 5
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 140
Saturación de petróleo inicial (%)	De 67 a 70
RGP (PCN/BN)	60
β_o Inicial (BY/BN)	1,05
Rango °API	De 4 a 15

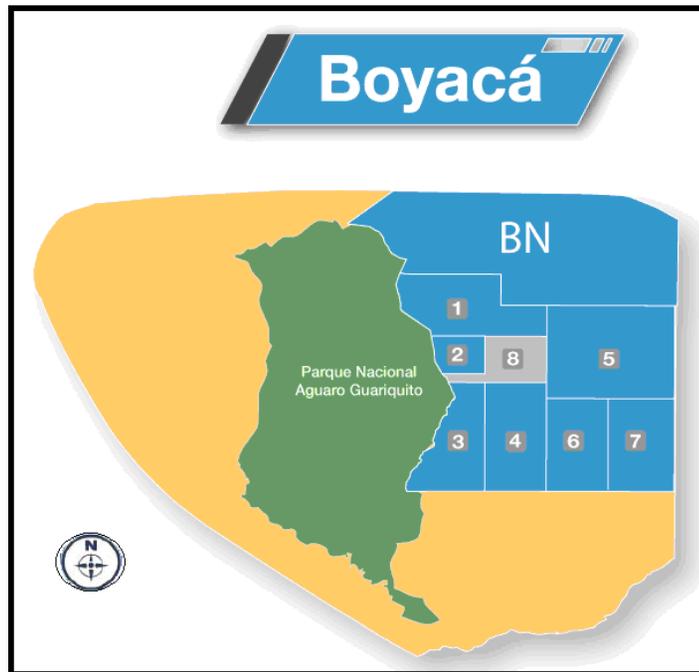


Figura 3.3. Distribución de los bloques del área Boyacá ^[1].

Las arenas de interés comercial presentes en el área comprenden las unidades: Cretácica (formaciones Tigre y Canoa) y Terciaria (formaciones Roblecito, La Pascua y Chaguaramas).

La columna estratigráfica presente en cada una de estas zonas, comenzando con el Arco de Monasterio al Sureste, el Graben de Espino y, finalmente, el Alto de Machete al Noroeste, lo cual se puede observar en la figura 3.4.

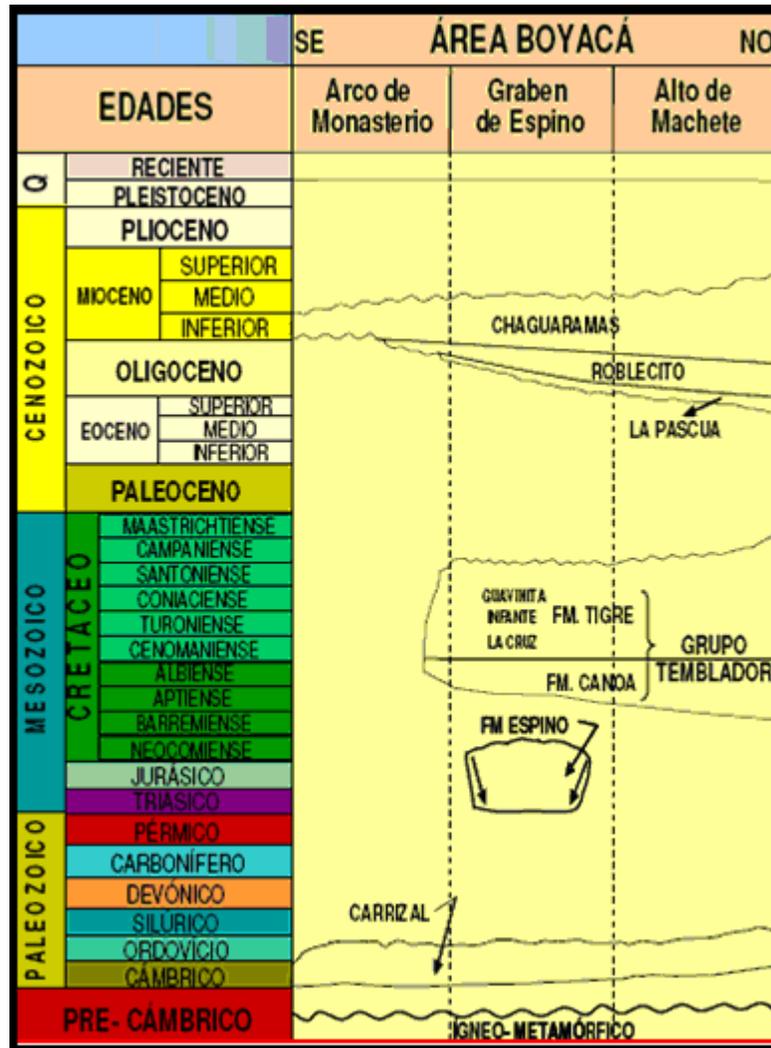


Figura 3.4. Sección estratigráfica tipo en el área de Boyacá ^[1].

III.2.2. Área Junín (Antiguamente Zuata) ^[1]

El área Junín se ubica en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte central de la FPO con una superficie aproximada de 14.600 Km² y limita al oeste con el área de Boyacá y al este con el área de Ayacucho. Hacia el sur limita con el río Orinoco y al norte con las zonas productoras de los campos Guárico y Oficina y actualmente se encuentra dividida en 14 bloques (ver figura 3.5).

En la tabla 3.2 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Junín.

Tabla 3.2. Propiedades del área Junín ^[1].

Propiedad	Junín
Porosidad promedio (%)	33
Permeabilidad promedio (D)	De 1 a 12
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 170
Saturación de petróleo inicial (%)	De 70 a 85
RGP (PCN/BN)	De 58 a 200
β_o Inicial (BY/BN)	1,05
Rango °API	De 6 a 12

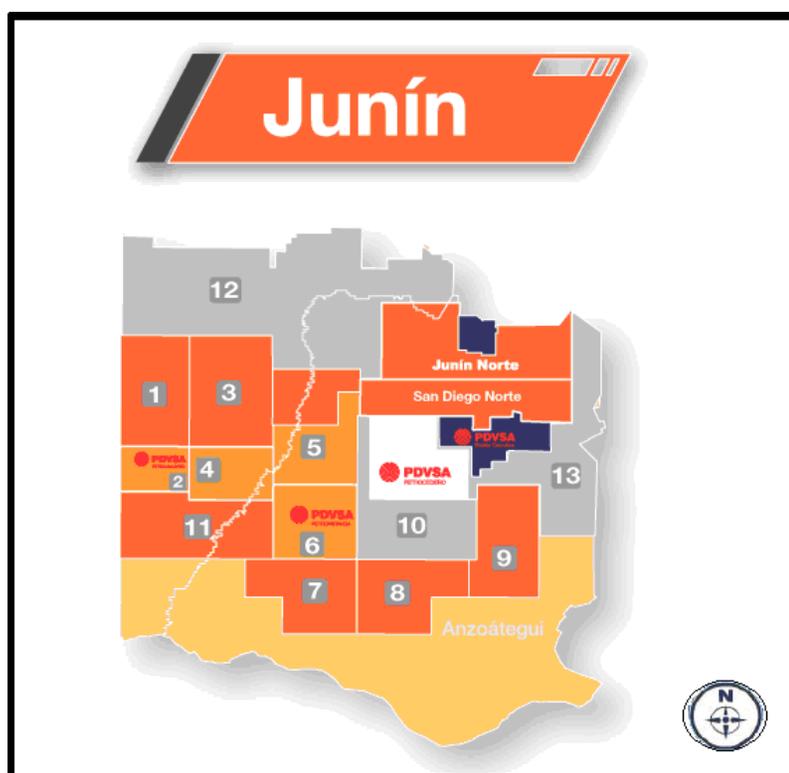


Figura 3.5. Distribución de los bloques del área Junín ^[1].

Las formaciones presentes en el área de Junín corresponden a la Edad del Terciario (Mioceno- Oligoceno) con combinación de sedimentación en aguas dulces a salobres (ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas). La sección sedimentaria preservada en el área, abarca desde el Paleozoico hasta el Reciente, toda esa secuencia se encuentra suprayaciendo a un complejo de rocas ígneo-metamórficas (ver figura 3.6).

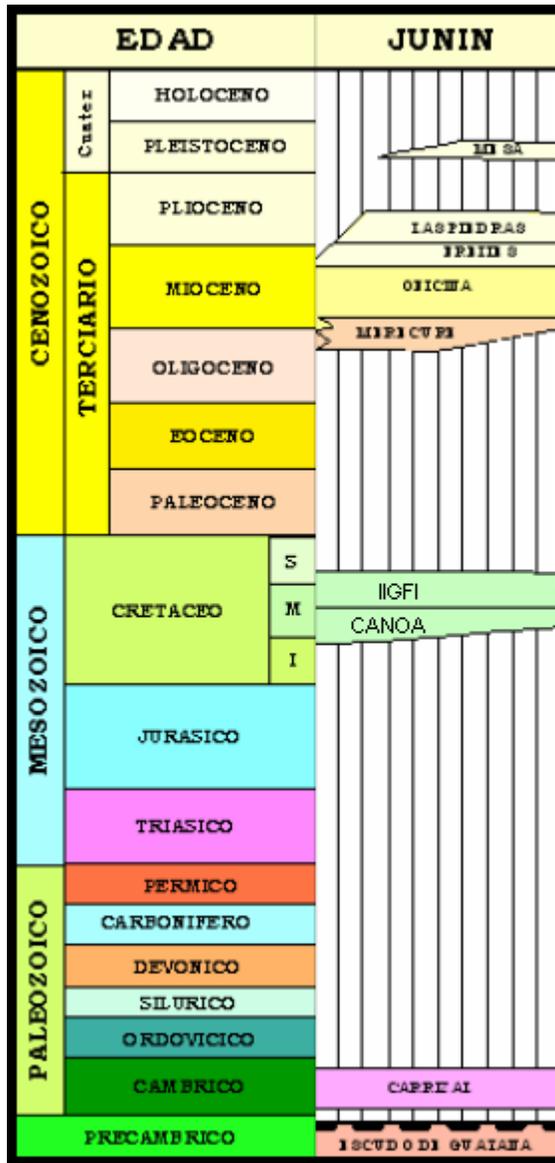


Figura 3.6. Sección estratigráfica tipo del área Junín ^[1].

III.2.3. Área Ayacucho (Antiguamente Hamaca) ^[1]

El área Ayacucho se encuentra en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte sur de los estados Monagas y Anzoátegui. Está situada en la parte Oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 11.300 Km² y actualmente se encuentra dividida en 8 bloques (ver figura 3.7). Las areniscas objeto del estudio corresponde a las basales de la Formación Oficina y de la Formación Merecure de edad Mioceno Inferior y Oligoceno Superior respectivamente.

En la tabla 3.3 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Ayacucho.

Tabla 3.3. Propiedades del área Ayacucho ^[1].

Propiedad	Ayacucho
Porosidad promedio (%)	30
Permeabilidad promedio (D)	De 1 a 6
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 150
Saturación de petróleo inicial (%)	De 85 a 90
RGP (PCN/BN)	De 30 a 160
β_o Inicial (BY/BN)	1,056
Rango °API	De 8 a 12



Figura 3.7. Distribución de los bloques del área Ayacucho ^[1].

En la columna estratigráfica del área Ayacucho, de base a tope, se inicia con el Basamento. En algunos pozos al Noroeste se perfora una sección de la formación Merecure Suprayacente, y en contacto discordante, se consigue la formación Oficina penetrada e identificada en todos los pozos del área. Siguen en orden estratigráfico las

formaciones Freites y Mesa / Las Piedras. Las formaciones Merecure y Oficina presentan las mayores zonas petrolíferas de interés económico (ver figura 3.8).

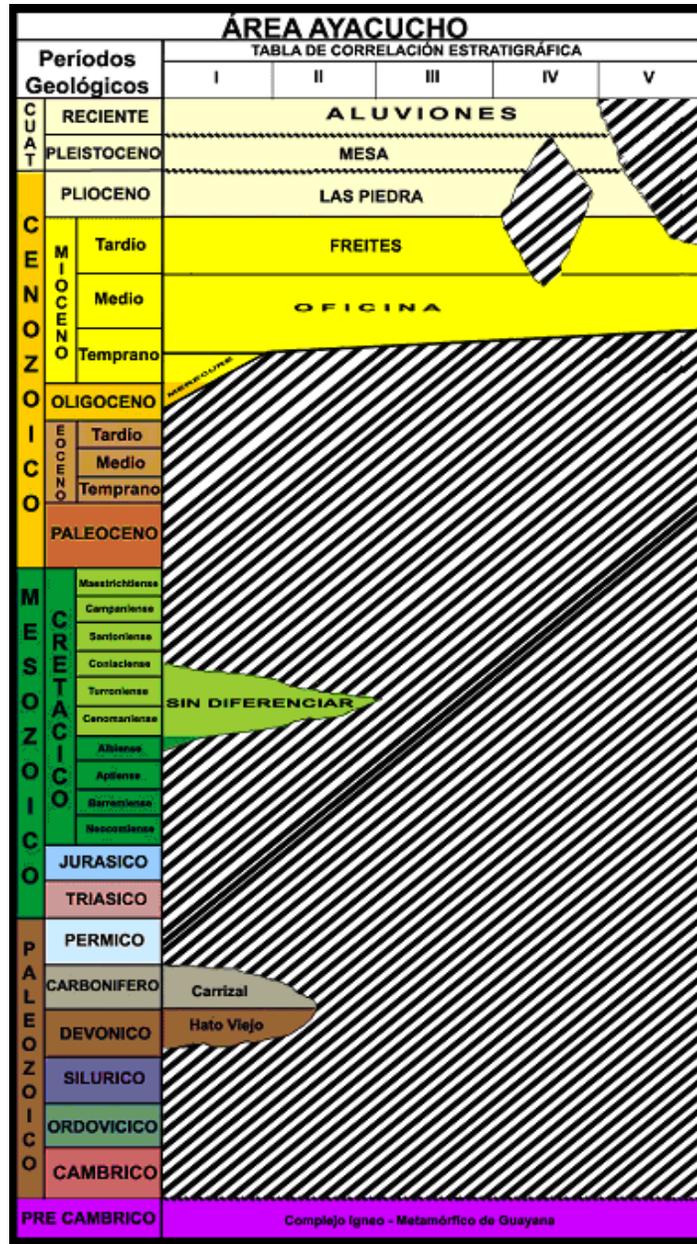


Figura 3.8. Sección estratigráfica tipo en el área Ayacucho ^[1].

III.2.4. Área Carabobo (Antiguamente Cerro Negro) ^[1]

Se encuentra en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte sur de los estados Monagas y Anzoátegui. Está situada en la parte oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 2.300 Km² y se encuentra dividida, actualmente, en 5 bloques (ver figura 3.9). Las arenas objeto del estudio corresponden a las de la formación Oficina de edad Mioceno Inferior.

En la tabla 3.4 se muestran valores promedios para algunas propiedades del área Carabobo.

Tabla 3.4. Propiedades del área Carabobo ^[1].

Propiedad	Carabobo
Porosidad promedio (%)	33
Permeabilidad promedio (D)	De 1 a 13
Temperatura promedio (°F)	De 110 a 180
Saturación de petróleo inicial (%)	De 70 a 90
RGP (PCN/BN)	De 66 a 155
β_o Inicial (BY/BN)	1,051
Rango °API	De 6 a 10

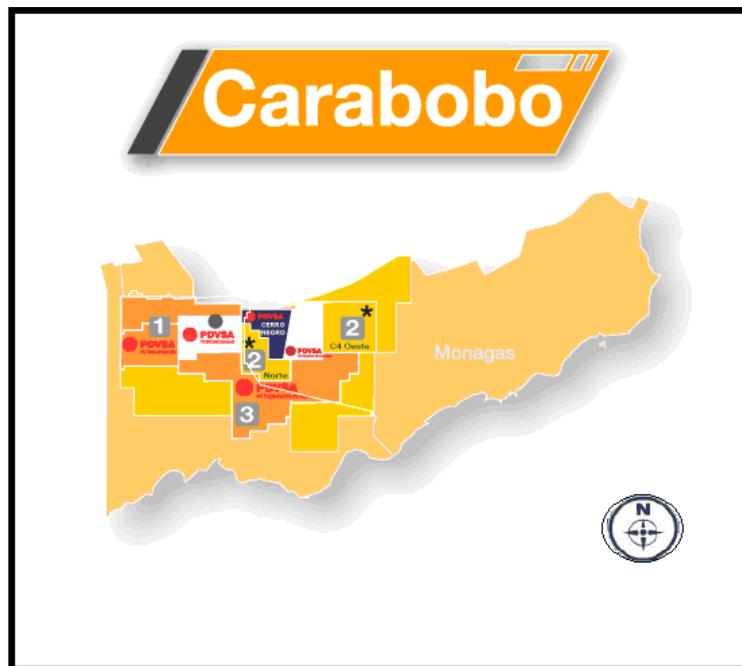


Figura 3.9. Distribución de los bloques del área Carabobo ^[1].

En el área Carabobo la columna estratigráfica, de base a tope, comienza con el Basamento, representado por rocas ígneas y metamórficas de edad Pre-Cámbrico, donde la litología predominante está definida por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos. El mismo, también, es denominado Complejo Ígneo Metamórfico de Imataca en informes técnicos del área. En algunos pozos del Noreste se perfora una parte del Grupo Temblador. Suprayacente, se encuentra la formación Oficina que fue perforada en todos los pozos del área, seguidamente se depositó La Formación Freites y por último la unidad Mesa/Las Piedras. Siendo la Formación Oficina (Miembros Jobo y Morichal) la que presenta interés económico (ver figura 3.10).

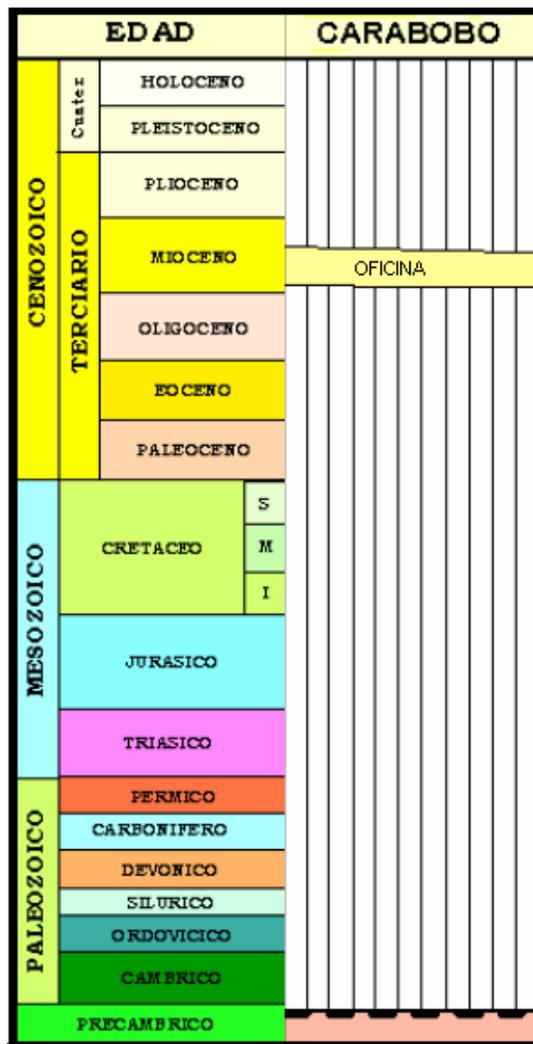


Figura 3.10. Sección Estratigráfica tipo en el área Carabobo ^[1].

En la figura 3.11 se muestra un mapa político de la República Bolivariana de Venezuela donde se resalta la ubicación de la FPO, los estados que ésta abarca y las distintas regiones que conforman la nación.

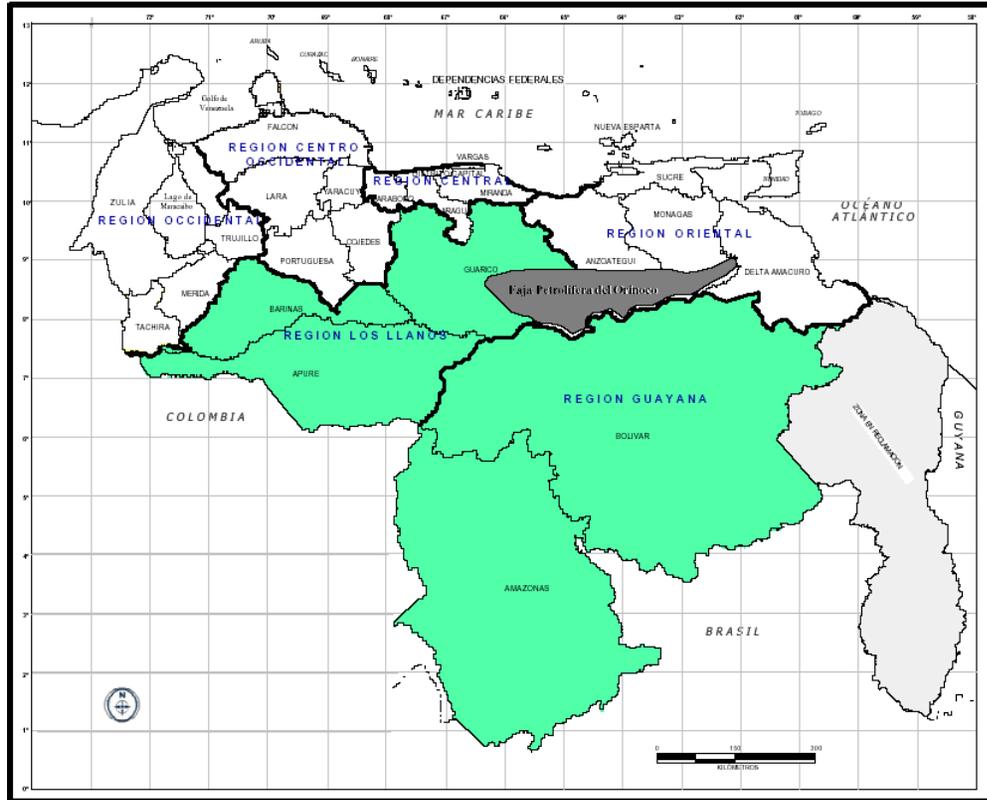


Figura 3.11. Ubicación territorial de la FPO [13].

III.3. CAMPO ZUATA PRINCIPAL

El campo Zuata Principal se encuentra ubicado en el área Junín, específicamente en el bloque Junín 11, al sur del Estado Anzoátegui en el municipio José Gregorio Monagas, antiguamente era desarrollado por la empresa SINCOR en la actualidad se encuentra siendo explotado por la empresa mixta Petrocedeño (ver figura 3.12).



Figura 3.12. Ubicación territorial del campo Zuata Principal [13].

En el campo Zuata Principal, se encuentran perforadas gran cantidad de macollas con patrones tanto radiales (estrella) como rectangulares (paralelas) (ver figura 3.13 y 3.14), con pozos horizontales y verticales en algunos casos. Alrededor del 70% de los pozos perforados en el campo utilizan la inyección de diluyente en el fondo de la parte horizontal del pozo, mientras que en el 30% restante la inyección se realiza en superficie a nivel del cabezal. El mecanismo de levantamiento artificial utilizado por excelencia en el área es el bombeo por cavidades progresivas (BCP).

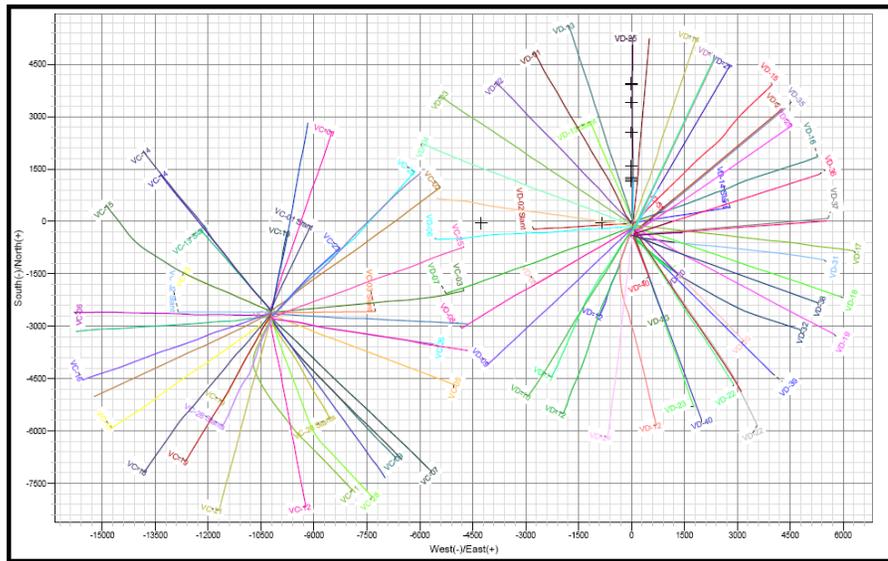


Figura 3.13. Patrón de radial para macollas del campo Zuata Principal [13].

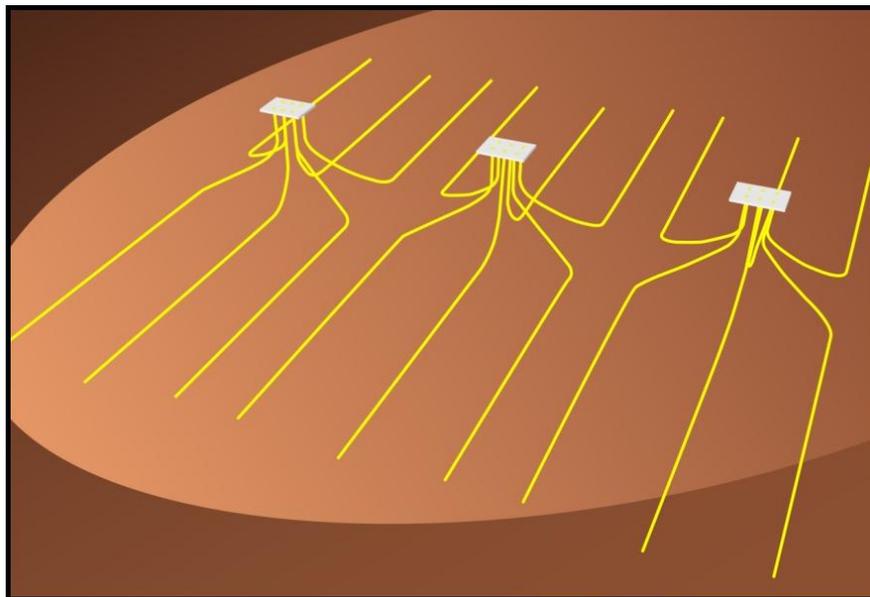


Figura 3.14. Patrón rectangular para macollas del campo Zuata Principal [13].

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La metodología consiste en los diversos procedimientos y técnicas que fueron empleadas para alcanzar los objetivos, tanto generales como específicos, del Trabajo Especial de Grado (TEG) y responder las interrogantes que se planteaban en éste.

La metodología de un TEG debe tomar en cuenta los siguientes aspectos ^[14]:

- ✓ Nivel de investigación: el cual se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno.
- ✓ Diseño de la investigación: consiste en la estrategia que adopta el investigador para responder el problema planteado.
- ✓ Propósito de la investigación: explica con qué finalidad se realiza la investigación en cuestión.

Con respecto al nivel de investigación este puede clasificarse como:

- ✓ Investigación Exploratoria: es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto.
- ✓ Investigación Descriptiva: consiste en la caracterización de un hecho o fenómeno con el establecimiento de su estructura y comportamiento.
- ✓ Investigación Explicativa: se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

En relación al diseño de la investigación la misma puede ser clasificada como:

- ✓ Investigación Documental: es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.
- ✓ Investigación de Campo: consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.
- ✓ Investigación Experimental: proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable

independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

En función del propósito de la investigación ésta puede clasificarse como:

- ✓ Básica: Su propósito radica en formular nuevas teorías o modificar las existentes, en incrementar los conocimientos científicos o filosóficos, pero sin contrastarlos con ningún aspecto práctico.
- ✓ Aplicada: Se caracteriza por la aplicación o utilización de los conocimientos que se adquieren.

Según lo antes mencionado se puede afirmar que el presente TEG puede clasificarse como descriptivo, documental y aplicado. Descriptivo ya que en el mismo se estudian las características del proceso de inyección de diluyente y a partir de dicho estudio se diseña una herramienta para modelar el comportamiento del proceso en cuestión. Documental puesto que los datos y la información requerida para el desarrollo de la ya mencionada herramienta, se obtuvieron a partir del análisis de documentos impresos únicamente. Aplicada debido a que los conocimientos adquiridos a través de la investigación fueron puestos en práctica para concluir la misma.

IV.1. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para el desarrollo del TEG se llevaron a cabo diversas fases (ver figura 4.1), enmarcadas dentro del procedimiento metodológico, con la finalidad de alcanzar los objetivos específicos establecidos. Dichas fases son las siguientes:

- ✓ Revisión bibliográfica y recopilación de información.
- ✓ Definición de premisas.
- ✓ Selección del yacimiento a estudiar.
- ✓ Selección de las ecuaciones a utilizar.
- ✓ Desarrollo de la herramienta computacional.
- ✓ Validación de la herramienta.
- ✓ Estudio económico sobre Bombas de Cavidad Progresiva Tradicional (BCPT) y Bombas de Cavidad Progresiva Metal-Metal (BCPM).

- ✓ Análisis de resultados.
- ✓ Redacción del informe y presentación del TEG.

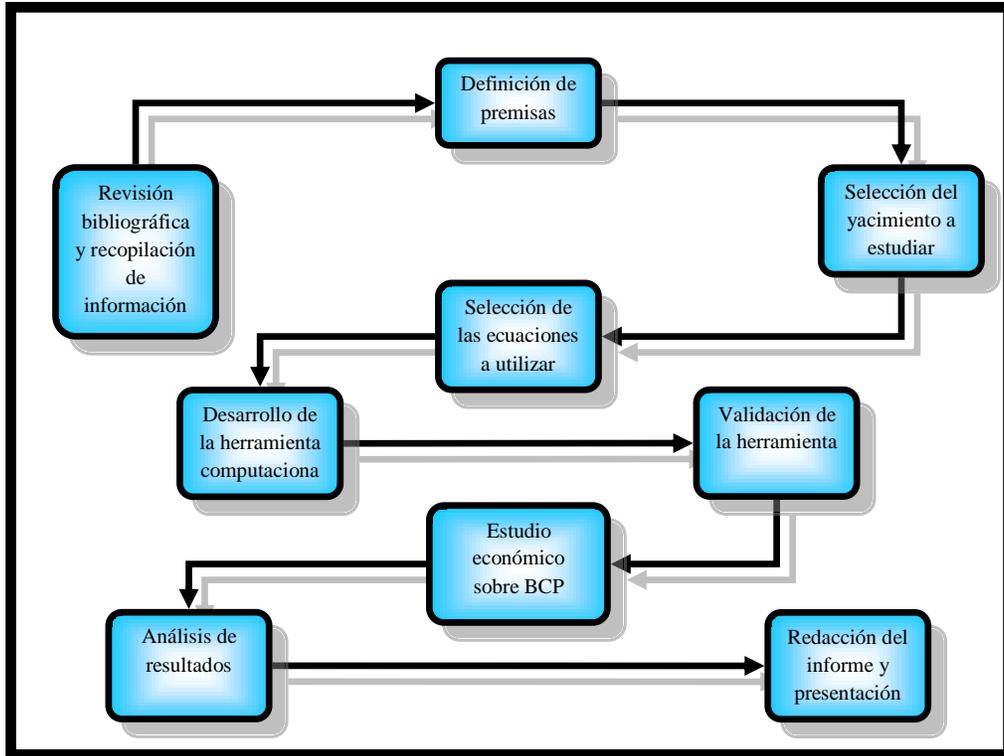


Figura 4.1. Fases del procedimiento metodológico.

IV.1.1 Revisión bibliográfica y recopilación de información

La primera fase de la metodología aplicada para desarrollar el presente TEG, consistió en la revisión bibliográfica de diversas fuentes de información relacionadas con la inyección de diluyente y la aplicación de esta técnica en pozos de la FPO:

- ✓ Artículos técnicos obtenidos de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* y *World Heavy Oil Congress (WHOC)*.
- ✓ Trabajos especiales de grado desarrolladas por estudiantes de la Universidad Central de Venezuela (UCV) y de la Universidad de Oriente (UDO).
- ✓ Libros y folletos.
- ✓ Informes de producción de pozos de la FPO.

Cabe destacar que dicho material puede ser revisado a partir de las referencias bibliográficas y la bibliografía consultada que se encuentra en el TEG.

IV.1.2. Definir premisas sobre las cuales se desarrolla la herramienta computacional

Para la correcta elaboración del TEG fue necesario establecer límites, en función de los objetivos específicos a cumplir y con la finalidad de mantener la factibilidad del proyecto, dichos límites fueron establecidos a partir de premisas fijadas.

En base a la información recopilada y analizada, las ya mencionadas premisas establecidas fueron las siguientes:

1. Únicamente podrán ser evaluados en la herramienta pozos horizontales, ya que las ecuaciones de flujo tomadas en cuenta para el desarrollo de la misma, sólo aplican para pozos de este tipo.
2. Sólo se consideraron pozos ubicados en la FPO y con el mecanismo de levantamiento artificial BCP, puesto que los datos de producción disponibles, para la calibración de las ecuaciones, procedían únicamente de pozos con este tipo de bombas y en dicha región, así como también por ser este uno de los mecanismos de producción más aplicado, actualmente, en la FPO.
3. Los valores óptimos para el transporte del crudo en superficie con respecto a la gravedad API se encuentran entre 15°-16°, para una viscosidad menor a 1.000 cP.
4. El flujo de fluidos en el pozo se asume como monofásico, puesto que el petróleo a producir es considerado crudo espumoso, por lo tanto la liberación del gas disuelto ocurre al nivel de la bomba.
5. El factor de daño mecánico en los pozos se desprecia, debido a la alta permeabilidad de las arenas y a la pequeña disminución de dicha propiedad como producto del daño, es decir, la permeabilidad del yacimiento se encuentra en el orden de los 18.000 mD y la disminución de ésta debido al daño es de, aproximadamente, 5 mD, debido a que la reducción es muy pequeña dicho factor puede ser despreciado.
6. El pozo es perforado en el centro de la arena de manera concéntrica con la misma (ver figura 4.2).

7. La selección del punto de inyección del diluyente va a depender, principalmente, del índice de productividad (J) del pozo: para valores de J menores a 4 BND/lpc la inyección se realiza en superficie, para pozos con un J entre 4 BND/lpc y 7 BND/lpc la inyección se lleva a cabo a nivel de la bomba y para valores de J mayores a 7 BND/lpc la inyección se realiza en el fondo de la parte horizontal del pozo ^[6].
8. La temperatura en el fondo del pozo no debe ser mayor a 180° F, debido a que las correlaciones para determinar la viscosidad de la mezcla a evaluar, generan resultados confiables hasta dicho valor de temperatura.
9. El flujo dentro de la tubería, en la sección horizontal del pozo, se considerará como flujo laminar.
10. La completación de los pozos a evaluar debe ser igual a la de los pozos estudiados en el presente TEG (figura 4.4):
 - ✓ Revestidor de superficie 13 3/8”.
 - ✓ Revestidor intermedio de 9 5/8”.
 - ✓ Camisa ranurada de 7”.
 - ✓ La bomba BCP debe estar colocada en la zona tangencial a 150 pies por encima del “*Landing Point*”.
11. Los pozos a evaluar por medio de la herramienta no podrán tener un valor de corte de agua mayor al 25%.

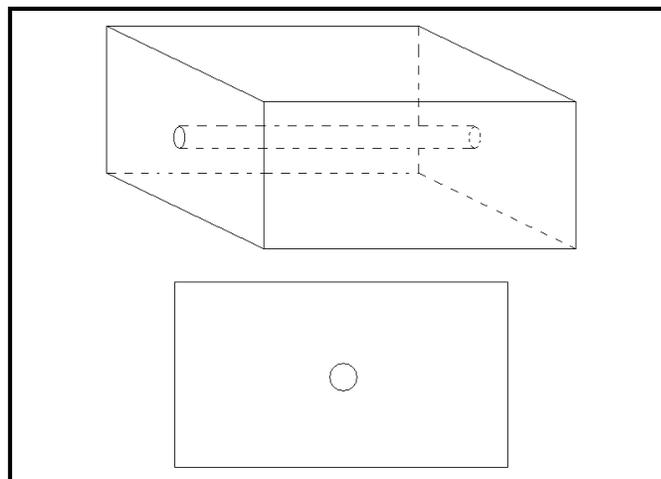


Figura 4.2. Ubicación del pozo dentro de la arena.

La finalidad principal de la herramienta computacional es generar una recomendación, en cuanto al punto de inyección y a la tasa de diluyente (Q_d) a inyectar en un pozo horizontal con BCP, con el propósito de generar una disminución en la viscosidad del crudo para facilitar su producción. Por lo tanto es necesario realizar el cálculo de J y Q_d , así como también de las demás variables que influyen en estas, como es el caso de Q_o y μ_m , e incorporar tales resultados a la herramienta.

IV.1.3. Selección del yacimiento a estudiar

Con la finalidad de calibrar las ecuaciones utilizadas en la herramienta computacional y de comparar los resultados generados por la misma con valores reales, fue necesario seleccionar un yacimiento tipo a estudiar. Dicha selección estuvo basada en las premisas establecidas, así como también en la información disponible.

Debido a políticas de privacidad de la empresa donde se desarrolló el presente TEG (PDVSA-CVP, Gerencia de Evaluación y Desarrollo de Nuevos Negocios), tanto el nombre del yacimiento como el de los pozos elegidos han sido modificados

Partiendo de lo antes mencionado se seleccionó el yacimiento ABCDE EFG-5HI6, perteneciente al campo Zuata Principal (Jurisdicción Barcelona), ubicado en el bloque Junín, específicamente, en San Tomé Estado Anzoátegui. A su vez fueron seleccionados de dicho yacimiento los pozos: SJ01, SJ02 y SJ03. La tabla 4.1 muestra las características de yacimiento para los pozos a estudiar. La figura 4.3 muestra un esquemático con las distintas características del yacimiento a estudiar.

Tabla 4.1. Características de yacimiento para los pozos seleccionados ^[15].

Macolla		SJ	SJ	SJ
Pozo		SJ01	SJ02	SJ03
Porosidad de la arena (ϕ)	[Adim.]	0,33	0,33	0,33
Permeabilidad de la arena (k)	[mD]	18.000	18.000	18.000
Permeabilidad en X (k_h)	[mD]	18.000	18.000	18.000
Permeabilidad en Y (k_y)	[mD]	18.000	18.000	18.000

Tabla 4.1. Características de yacimiento para los pozos seleccionados (continuación).

Macolla		SJ	SJ	SJ
Pozo		SJ01	SJ02	SJ03
Permeabilidad en Z (k_v)	[mD]	5.400	5.400	5.400
Viscosidad del crudo (μ_o)	[cP]	1.800	1.800	1.800
Factor volumétrico de formación (β_o)	[BY/BN]	1,057	1,057	1,057
Espesor de la arena (h)	[Pies]	35	30	35
Longitud de la arena (L_x)	[Pies]	5.156	4.137	3.847
Ancho de la arena (L_y)	[Pies]	1.640	1.640	1.640
Radio del pozo (r_w)	[Pies]	0,354	0,354	0,354
Longitud del pozo (L)	[Pies]	4.900	3.873	3.671
Distancia del centro del pozo al borde de la arena en largo (X_w)	[Pies]	2.578	2.068,5	1.923,5
Distancia del centro del pozo al borde de la arena en ancho (Y_w)	[Pies]	820	820	820
Distancia del centro del pozo al fondo de la arena (Z_w)	[Pies]	17,5	15	17,5

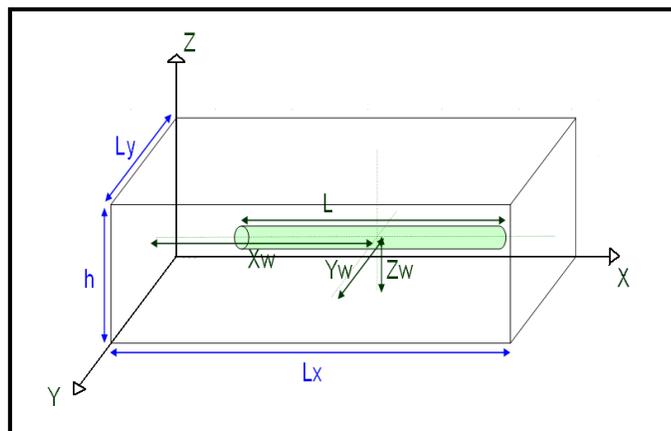


Figura 4.3. Esquema de las propiedades del yacimiento a estudiar ^[9].

En la tabla 4.2 se muestran los valores de presión de fondo fluente (P_{wf}), tasa de petróleo producida (Q_o) y tasa de diluyente (Q_d) inyectado, con una presión de yacimiento (P_y) de 820 lpc para el pozo SJ01.

Tabla 4.2. Valores medidos para el pozo SJ01 ^[15].

Datos medidos pozo SJ01		
P_{wf} [lpc]	Q_o [BND]	Q_d [BND]
587	1.787	602
586	1.800	606
578	1.771	597
578	1.762	594
574	1.799	606
572	1.785	602
569	1.738	586
568	1.827	616
566	1.758	592
565	1.875	632
560	1.926	649
555	1.936	653
552	1.900	640
550	1.871	630
540	1.764	594
539	1.753	591
538	1.842	621
537	1.764	594
536	1.870	630
535	1.684	567
533	1.750	590
533	1.684	567
532	1.681	567
532	1.762	594
527	1.590	536
524	1.577	532
523	1.609	542

La tabla 4.3 muestra los valores de presión de fondo fluente (P_{wf}), tasa de petróleo producida (Q_o) y tasa de diluyente (Q_d) inyectado, con una presión de yacimiento (P_y) de 759 lpc para el pozo SJ02.

Tabla 4.3. Valores medidos para el pozo SJ02 ^[15].

Datos medidos pozo SJ02		
P_{wf} [lpc]	Q_o [BND]	Q_d [BND]
583	748	252
582	786	265
582	756	255
581	807	272
584	815	275
584	799	269
582	777	262
583	682	230
581	673	227
580	675	227
579	643	216
578	639	215
577	656	221
576	737	248
582	678	228
575	755	254
574	747	251
574	742	250
573	756	254
570	726	245
573	804	271
571	814	274
571	808	272
571	817	275
570	822	277
570	806	272
569	806	272
571	793	267
569	850	286
568	811	273
568	801	270
567	865	292
567	815	275
566	782	263
566	772	260
565	758	255
565	808	272
565	754	254
564	751	253
567	740	249
568	782	264
566	794	268
565	829	279

Tabla 4.3. Valores medidos para el pozo SJ02 (continuación).

Datos medidos pozo SJ02		
P_{wf} [lpc]	Q_o [BND]	Q_d [BND]
564	765	257
563	793	267
563	797	268
563	782	263
562	781	263
562	762	257
562	811	273
561	830	280
561	791	267
561	918	309
560	925	312
560	917	309
559	928	312
559	907	305
559	907	305
558	863	291
557	937	316
556	917	309
556	907	306
555	830	279
555	877	295
555	802	270
554	851	287
554	896	302
554	910	306
554	903	304
553	886	299
553	922	310
553	886	299
552	885	298
552	928	312
551	910	306
558	868	292
556	837	282
557	833	281
553	837	282
552	830	280
551	847	285
550	833	280
552	814	274

En la tabla 4.4 se pueden observar los valores de presión de fondo fluyente (P_{wf}), tasa de petróleo producida (Q_o) y tasa de diluyente (Q_d) inyectado, con una presión de yacimiento (P_y) de 702 lpc para el pozo SJ03.

Tabla 4.4. Valores medidos para el pozo SJ03 ^[15].

Datos medidos pozo SJ03		
P_{wf} [lpc]	Q_o [BND]	Q_d [BND]
545	750	252
543	742	250
542	737	248
540	750	253
539	739	249
540	675	227
539	744	251
536	753	254
534	802	270
533	811	273
533	816	275
532	793	267
531	773	260
530	766	258
529	815	274
532	769	259
528	830	279
527	782	263
528	774	261
526	826	278
525	771	259
524	768	259
525	790	266
523	824	278
522	761	256
521	789	266
520	792	267
519	778	262
518	777	262
517	824	277
516	771	260
515	765	257
514	773	260
513	756	254
512	761	256
511	777	262
510	803	271

Tabla 4.4. Valores medidos para el pozo SJ03 (continuación).

Datos medidos pozo SJ03		
P_{wf} [lpc]	Q_o [BND]	Q_d [BND]
510	783	264
509	806	271
509	798	269
507	806	272
507	788	265
506	807	272
505	831	280
505	800	269
504	780	263
503	778	262
503	817	275
502	805	271
501	786	265
501	753	253

La tabla 4.5 muestra los valores de índice de productividad determinados para cada pozo seleccionado.

Tabla 4.5. Valores de J determinados para cada pozo ^[15].

Macolla	Pozo	J real $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$
SJ	SJ01	11,202
SJ	SJ02	7,934
SJ	SJ03	8,429

Es preciso mencionar que la información de producción disponible para cada pozo (P_{wf} , Q_o y Q_d) fue sometida a un proceso de discretización, ya que ésta incluía períodos durante los cuales los pozos fueron cerrados o donde no se realizaron las mediciones completas de los parámetros a estudiar.

En la tabla 4.6 se pueden apreciar valores medidos experimentalmente de viscosidad para mezclas de Nafta y Mesa 30, con un crudo de formación similar al producido en los pozos estudiados, los cuales también fueron utilizados en el proceso de calibración y selección de ecuaciones.

Tabla 4.6. Valores de viscosidad de mezcla medidos ^[16].

	Crudo	Nafta	Mesa 30	Diluido con Nafta		Diluido con mesa 30
				15° API	17° API	15° API
Gravedad específica [adim.]	1,005	0,793	0,876	0,966	0,953	0,966
Gravedad API [°API]	9,3	47,0	30,0	15,0	17,0	15,0
Viscosidad [cP]	19.427,00 @ 100°F	0,94 @ 100°F	5,90 @ 100°F	539,00 @ 100°F	190,00 @ 100°F	842,00 @ 100°F
Relación de dilución [adim.]				0,289	0,416	0,385

. La figura 4.4 muestra la completación tipo de los pozos estudiados.

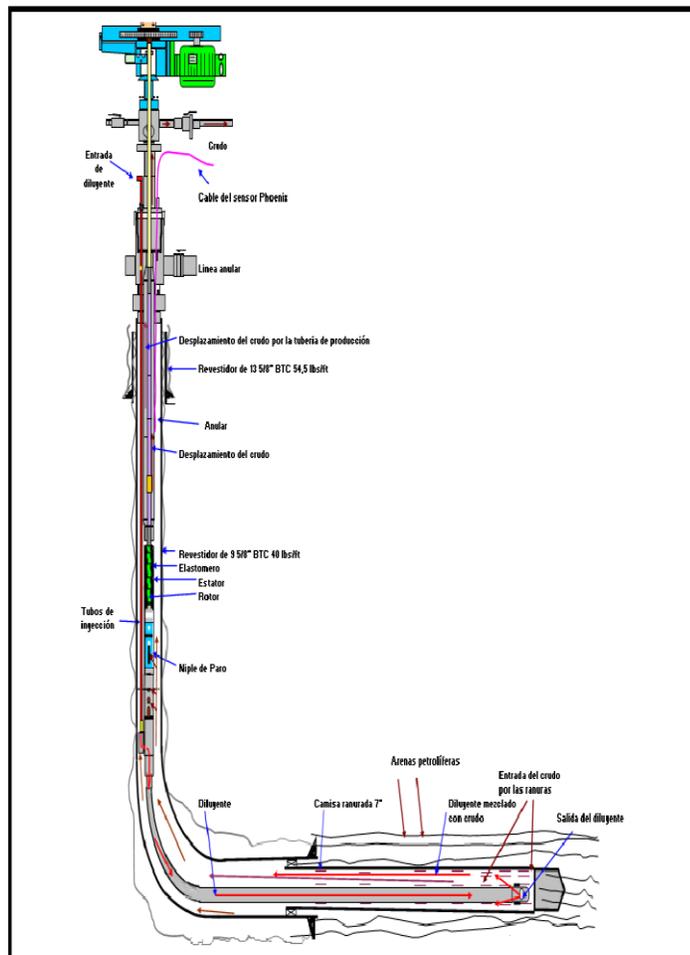


Figura 4.4. Completación tipo de los pozos estudiados ^[13].

IV.1.4. Selección de las ecuaciones a aplicar en la herramienta computacional

Como se mencionó en el tópico IV.1.2 del presente capítulo del TEG, la herramienta debe determinar los valores de J y Q_d , para ello es necesario calcular previamente Q_o y μ_m , el cálculo de dichos valores debe ser realizado a través de ecuaciones que generen resultados confiables, debido a ello fue necesario seleccionar las expresiones adecuadas para cada caso.

Se calcularon los valores de tasa de petróleo (Q_o) e índice de productividad (J) con distintas ecuaciones para los pozos seleccionados, una vez obtenidos dichos valores se calcularon los errores relativos entre el valor calculado y el valor medido para cada caso (ver ecuación 4.1), posteriormente se determinó el valor de error promedio que se generaba para cada ecuación aplicada (ver ecuación 4.2). Las expresiones matemáticas evaluadas para el cálculo de Q_o fueron las desarrolladas por: Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984) y Joshi (1991), mientras que las empleadas para determinar J fueron las siguientes: Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984), Joshi (1991) y Kuchuk (1991). Dichas expresiones pueden ser revisadas en el capítulo II del presente TEG; en el caso de Q_o específicamente desde la ecuación 2.9 hasta la 2.15 y para el cálculo de J desde la ecuación 2.18 hasta la 2.24.

$$\%Error = \frac{|V_m - V_c|}{V_m} 100 \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$Error\ promedio = \frac{\sum_{i=1}^n \%Error_n}{n} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde:

V_m : Valor medido.

V_c : Valor calculado.

$\%Error_n$: Error para cada caso.

n : Cantidad de valores.

También se calcularon distintos valores de viscosidad de mezcla crudo-diluyente (μ_m) utilizando diferentes correlaciones. Para ello se realizó un procedimiento similar al empleado con Q_o y J para determinar cual correlación generaba el menor error promedio (se determinó el error relativo entre los valores medidos y calculados y, posteriormente, se calculó el promedio de los mismos). Las expresiones empleadas para determinar μ_m fueron las desarrolladas por los siguientes autores: W.R. Shu (1984) y Manuel Salazar (2011). Dichas expresiones también pueden ser revisadas en el capítulo II, Marco Teórico, del presente TEG, específicamente desde la ecuación 2.25 hasta 2.33.

Es preciso mencionar que las ecuaciones con el menor error promedio para cada caso, cálculo de Q_o , J y μ_m , fueron incorporadas a la herramienta computacional, con la finalidad de que la misma empleara las expresiones que generaran los resultados más cercanos a los valores medidos, para así garantizar la exactitud de los mismos.

Con respecto a la tasa de diluyente que debe inyectarse en el pozo, fue necesario deducir una ecuación que modelara dicho proceso, ésta parte de un balance de masas entre: la masa de crudo (m_c), masa de diluyente (m_d) y la masa de mezcla a obtener (m_m), dicha deducción se muestra en las ecuaciones 4.3- 4.15.

$$m_m = m_d + m_c \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$V_m \rho_m = V_d \rho_d + V_c \rho_c \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Sabiendo que:

$$\gamma_x = \frac{\rho_x}{\rho_{\text{agua dulce}}} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

Y con:

$$\rho_{\text{agua dulce}} = \frac{1 \text{ kg}}{L} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Por lo tanto:

$$\gamma_x = \rho_x \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Sustituyendo en la ecuación 4.4, se tiene:

$$V_m \gamma_m = V_d \gamma_d + V_c \gamma_c \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Además, sabiendo que:

$$API_x = \frac{141.5}{\gamma_x} - 131.5 \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Despejando de la expresión 4.9, se obtiene:

$$\gamma_x = \frac{141.5}{API_x + 131.5} \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Sustituyendo la ecuación 4.10 en la ecuación 4.8, se tiene:

$$V_d = \frac{V_m \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right) - V_c \left(\frac{141.5}{API_c + 131.5} \right)}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Partiendo de:

$$V_m = V_d + V_c \quad \text{Ecuación 4.12}$$

Sustituyendo la expresión 4.12 en la ecuación 4.11, se obtiene:

$$V_d = \frac{(V_d + V_c) \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right) - V_c \left(\frac{141.5}{API_c + 131.5} \right)}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación 4.13}$$

Reacomodando la ecuación 4.13, se tiene:

$$V_d \left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right) = (V_d + V_c) \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right) - V_c \left(\frac{141.5}{API_c + 131.5} \right) \quad \text{Ecuación 4.14}$$

Ordenando la ecuación 4.14 y sustituyendo en esta la expresión 4.10:

$$V_d = \frac{V_p(\gamma_m - \gamma_c)}{(\gamma_d - \gamma_m)} \quad \text{Ecuación 4.15}$$

Reescribiendo la ecuación 4.15, se obtiene:

$$V_d = \frac{V_c \left[\frac{141.5}{API_m + 131.5} - \frac{141.5}{API_c + 131.5} \right]}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right) - \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación 4.16}$$

Finalmente dividiendo la ecuación 4.16 entre el tiempo en días:

$$Q_d = \frac{Q_c \left[\frac{141.5}{API_m + 131.5} - \frac{141.5}{API_c + 131.5} \right]}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right) - \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación 4.17}$$

La ecuación 4.17 puede escribirse de manera simplificada como se muestra en la ecuación 4.18.

$$Q_d = C Q_c \quad \text{Ecuación 4.18}$$

Donde:

API_d : Gravedad API del diluyente a utilizar, [$^{\circ}$ API].

API_c : Gravedad API del crudo de formación. [$^{\circ}$ API].

API_m : Gravedad API de la mezcla crudo-diluyente que se desea obtener, [$^{\circ}$ API].

γ_d : Gravedad específica del diluyente.

γ_c : Gravedad específica del crudo de formación.

γ_m : Gravedad específica de la mezcla crudo-diluyente.

Q_d : Tasa de diluyente a inyectar, [BND].

Q_c : Tasa de producción del crudo de formación, [BND].

V_d : Volumen de diluyente, [BN].

V_c : Volumen de crudo de formación, [BN].

C: Constante dependiente del API.

Es preciso mencionar que la ecuación 4.17 también fue incorporada a la herramienta computacional, para a través de la misma determinar el valor de Q_d .

IV.1.5. Instrucción a la programación y desarrollo de la herramienta computacional

Inicialmente se desarrolló la programación de las ecuaciones seleccionadas utilizando el programa *Microsoft Excel*, para así constituir la base de la herramienta computacional. Posteriormente, se llevó a cabo la recopilación y lectura de manuales y tutoriales sobre el complemento de *Excel: Visual Basic Application (VBA)*, con la finalidad de aplicar el mismo a la base de la herramienta antes mencionada, puesto que dicho complemento permitiría generar una interfaz amigable, que facilitaría la utilización por parte del usuario.

IV.1.6. Validación de la herramienta

Con la finalidad de determinar si los valores calculados por la herramienta para Q_d eran válidos, se compararon dichos valores con los medidos y se observó tanto el error relativo como el error promedio (ver ecuaciones 4.1 y 4.2) para cada caso.

IV.1.7. Análisis económico sobre bombas BCP tradicionales y BCP Metal-Metal

Entre la información recopilada para el TEG se incluyeron reportes de costos de instalación y mantenimiento para pozos tipo de la FPO, de BCP tradicionales y BCP Metal-Metal, así como el tiempo promedio de vida útil de dichas bombas en tales pozos, con la finalidad de determinar cuál de estas es más recomendable utilizar, desde el punto de vista económico, para tal contexto. La tabla 4.7 muestra las condiciones generales a las que estarían sometidas las bombas, mientras que en la tabla 4.8 se pueden apreciar los costos asociados, para instalación y mantenimiento, según la bomba a utilizar, dichos costos corresponden a una bomba con una capacidad de 400 BND/100 rpm y 5.000' de levantamiento. La evaluación se realizó partiendo de la ventana de aplicación para cada tipo de bomba, que provee la compañía fabricante, la cual puede ser revisada en las tablas 4.9 y 4.10, estas fueron desarrolladas para pozos produciendo un crudo de 8,5° API, con una viscosidad entre 2.000 – 5.000 cP y con inyección de diluyente en fondo, al final de la sección horizontal del mismo.

Tabla 4.7. Condiciones generales de los pozos ^[14].

Caudal de producción promedio [BND]	450 - 600 @ 50 - 100 rpm
Temperatura en fondo [°F]	90 – 170
Gravedad API promedio [°API]	8,3 – 9
% Agua y sedimentos	25
RGP promedio [PC/BN]	212
RGP máximo [PC/BN]	950

Tabla 4.8. Costos para cada tipo de BCP ^[17].

	BCP tradicional	BCP metal-metal
Costo de instalación	935.500 BsF	1.150.500 BsF
Costo de mantenimiento	407.500 BsF	622.500 BsF
Costos totales	1.343.000 BsF	1.773.000 BsF

Tabla 4.9. Ventana de aplicación para BCP tradicional ^[17].

Rango de gravedad API [°API]	6 – 21
Temperatura máxima [°F]	250 – 300
Manejo de gas	Bajo
Manejo de arena	Alto
Apto para recuperación mejorada	No
Vida útil promedio	14 -16 meses
Caudal máximo de producción[BND]	1.900 – 2.000 @ 500 rpm

Tabla 4.10. Ventana de aplicación para BCP metal-metal ^[17].

Rango de gravedad API [°API]	6 – 47
Temperatura máxima [°F]	620 - 660
Manejo de gas	Alto
Manejo de arena	Bajo
Apto para recuperación mejorada	Si
Vida útil promedio	24 meses
Caudal máximo de producción[BND]	2.000 – 2.100 @ 500 rpm

Es preciso aclarar que los reportes de costos para cada tipo de bomba, fueron obtenidos directamente de la compañía proveedora del servicio a la empresa mixta que maneja los pozos en estudio, cuyo nombre no puede ser utilizado en el presente TEG debido a políticas de privacidad de dicha compañía.

IV.1.8. Análisis de resultados

Se analizaron los resultados obtenidos de Q_o , J y μ_m , para cada ecuación aplicada, también se analizaron los resultados generados por la herramienta para Q_d , además se realizó un análisis del comportamiento del factor C en la ecuación 4.18. Cabe destacar que los ya mencionados resultados se muestran con detenimiento en el capítulo V, análisis de resultados, del presente TEG.

IV.1.9. Redacción del informe y presentación del TEG

Esta etapa consistió en la recolección de toda la información generada durante el desarrollo de las diferentes fases del TEG, así como la estructuración y redacción del informe y la presentación final para el mismo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

V.1. COMPARACIÓN ENTRE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIDA CON LA CALCULADA POR DISTINTAS ECUACIONES

Se compararon los resultados obtenidos por los tres ecuaciones seleccionadas para el cálculo de la tasa producción de petróleo (Q_o) con el valor medido, para el pozo SJ01 dichos resultados indican que la expresión matemática que mejor se adapta a los datos reales es la ecuación de Borisov, puesto que genera un error promedio de 9,7%, el cual es considerado aceptable (menor al 10%), dicha expresión genera un error menor al obtenido tanto con la ecuación de Joshi (27,7%) como con la de Giger-Reiss-Jourdan (47,7%). La tabla 5.1 muestra los valores calculados por cada ecuación y el valor medido correspondiente para el pozo SJ01.

Tabla 5.1. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ01.

Pozo SJ01			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
1.787	1.105,657	1.523,080	800,990
1.800	1.110,402	1.529,617	804,428
1.771	1.148,365	1.581,911	831,930
1.762	1.148,365	1.581,911	831,930
1.799	1.167,346	1.608,058	845,681
1.785	1.176,837	1.621,132	852,556
1.738	1.191,073	1.640,742	862,870
1.827	1.195,818	1.647,279	866,307
1.758	1.205,309	1.660,353	873,183
1.875	1.210,054	1.666,890	876,620
1.926	1.233,780	1.699,574	893,809
1.936	1.257,507	1.732,258	910,998
1.900	1.271,743	1.751,868	921,311
1.871	1.281,234	1.764,942	928,186
1.764	1.328,687	1.830,310	962,564
1.753	1.333,432	1.836,847	966,001

Tabla 5.1. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ01 (continuación).

Pozo SJ01			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
1.842	1.338,177	1.843,384	969,439
1.764	1.342,923	1.849,921	972,877
1.870	1.347,668	1.856,458	976,315
1.684	1.352,413	1.862,994	979,752
1.750	1.361,904	1.876,068	986,628
1.684	1.361,904	1.876,068	986,628
1.681	1.366,649	1.882,605	990,066
1.762	1.366,649	1.882,605	990,066
1.590	1.390,376	1.915,289	1.007,254
1.577	1.404,612	1.934,900	1.017,567
1.609	1.409,357	1.941,436	1.021,005
Error promedio [%]	27,7	9,7	47,6

En el gráfico 5.1 se puede observar el comportamiento de P_{wf} contra Q_o , donde se puede verificar que la ecuación que genera los resultados más cercanos a los valores medidos mostrados por el pozo SJ01, en cuanto a Q_o , es la ecuación de Borisov.

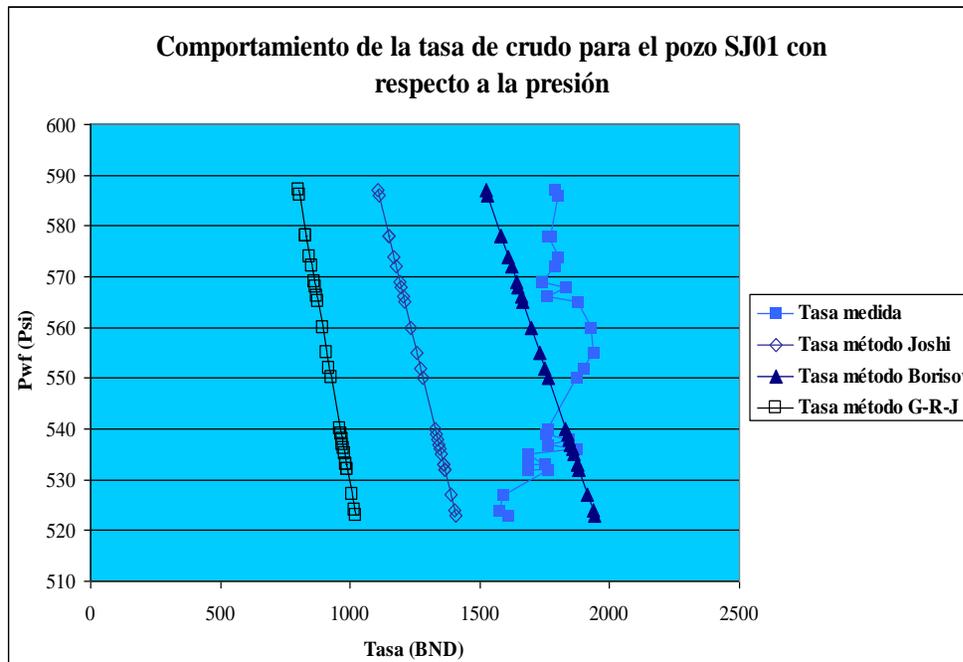


Gráfico 5.1. Presión de fondo fluyente contra Q_o medida y calculada para el pozo SJ01.

Para el pozo SJ02 se repitieron los cálculos realizados para el pozo SJ01, dando como resultado, nuevamente, que la ecuación de Borisov es la que mejor se adapta a los datos medidos, generando un error promedio del 6,4%, por el contrario las ecuaciones de Joshi y Giger-Reiss-Jourdan generaron un error promedio del 20,6% y 37,6%, respectivamente. En la tabla 5.2 se pueden apreciar los valores calculados por cada ecuación y el valor medido correspondiente para el pozo SJ02.

Tabla 5.2. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ02.

Pozo SJ02			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
748	582,498	698,947	458,334
786	585,808	702,918	460,938
756	585,808	702,918	460,938
807	589,117	706,889	463,542
815	579,188	694,975	455,730
799	579,188	694,975	455,730
777	585,808	702,918	460,938
682	582,498	698,947	458,334
673	589,117	706,889	463,542
675	592,427	710,860	466,147
643	595,737	714,832	468,751
639	599,046	718,803	471,355
656	602,356	722,774	473,959
737	605,666	726,746	476,563
678	585,808	702,918	460,938
755	608,975	730,717	479,167
747	612,285	734,688	481,772
742	612,285	734,688	481,772
756	615,594	738,660	484,376
726	625,523	750,573	492,188
804	615,594	738,660	484,376
814	622,214	746,602	489,584
808	622,214	746,602	489,584
817	622,214	746,602	489,584
822	625,523	750,573	492,188
806	625,523	750,573	492,188
806	628,833	754,545	494,792

Tabla 5.2. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ02 (continuación).

Pozo SJ02			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
793	622,214	746,602	489,584
850	628,833	754,545	494,792
811	632,143	758,516	497,397
801	632,143	758,516	497,397
865	635,452	762,487	500,001
815	635,452	762,487	500,001
782	638,762	766,459	502,605
772	638,762	766,459	502,605
758	642,072	770,430	505,209
808	642,072	770,430	505,209
754	642,072	770,430	505,209
751	645,381	774,401	507,813
740	635,452	762,487	500,001
782	632,143	758,516	497,397
794	638,762	766,459	502,605
829	642,072	770,430	505,209
765	645,381	774,401	507,813
793	648,691	778,372	510,418
797	648,691	778,372	510,418
782	648,691	778,372	510,418
781	652,001	782,344	513,022
762	652,001	782,344	513,022
811	652,001	782,344	513,022
830	655,310	786,315	515,626
791	655,310	786,315	515,626
918	655,310	786,315	515,626
925	658,620	790,286	518,230
917	658,620	790,286	518,230
928	661,930	794,258	520,834
907	661,930	794,258	520,834
907	661,930	794,258	520,834
863	665,239	798,229	523,438
937	668,549	802,200	526,043
917	671,858	806,171	528,647
907	671,858	806,171	528,647
830	675,168	810,143	531,251
877	675,168	810,143	531,251
802	675,168	810,143	531,251
851	678,478	814,114	533,855
896	678,478	814,114	533,855
910	678,478	814,114	533,855

Tabla 5.2. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ02 (continuación).

Pozo SJ02			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
903	678,478	814,114	533,855
886	681,787	818,085	536,459
922	681,787	818,085	536,459
886	681,787	818,085	536,459
885	685,097	822,057	539,063
928	685,097	822,057	539,063
910	688,407	826,028	541,668
868	665,239	798,229	523,438
837	671,858	806,171	528,647
833	668,549	802,200	526,043
837	681,787	818,085	536,459
830	685,097	822,057	539,063
847	688,407	826,028	541,668
833	691,716	829,999	544,272
814	685,097	822,057	539,063
Error promedio [%]	20,6	6,4	37,6

El gráfico 5.2 muestra el comportamiento de P_{wf} contra Q_o , donde se puede constatar que la ecuación que genera resultados más cercanos a las mediciones realizadas en el pozo SJ02, en cuanto a Q_o , es la ecuación de Borisov.

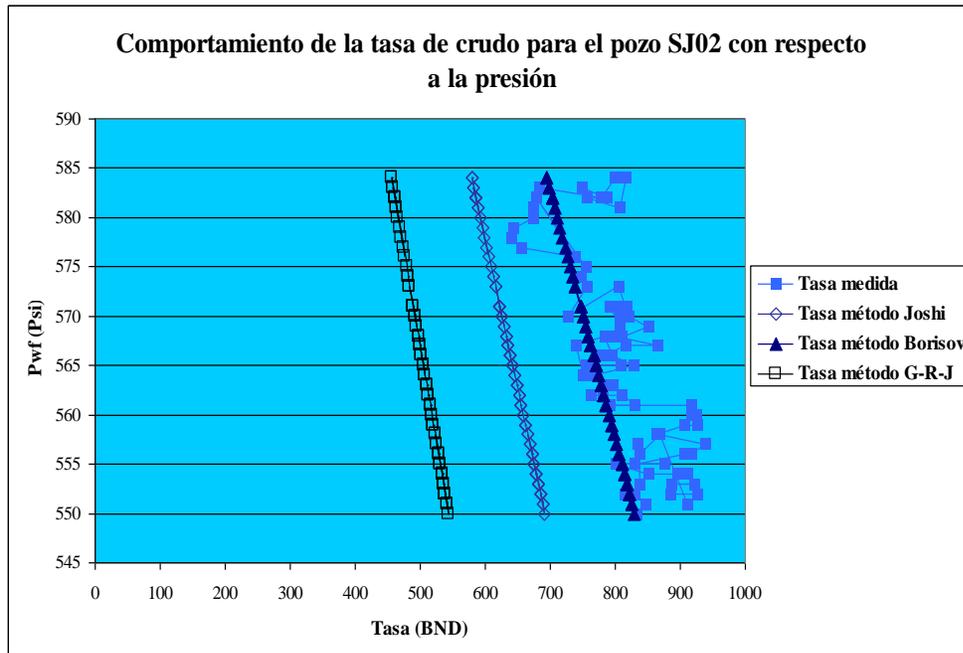


Gráfico 5.2. Presión de fondo fluyente contra Q_o medida y calculada para el pozo SJ02.

En el caso del pozo SJ03, también, se llevó a cabo el cálculo de los valores de Q_o , se obtuvo que la ecuación de Borisov es la que mejor se adapta a la tasa de producción de dicho pozo, con un error promedio del 5,6%, mientras que las ecuaciones de Joshi y Giger-Reiss-Jourdan generaron un error del 16,6% y 32,2% respectivamente. La tabla 5.3 muestra los cálculos de Q_o según cada ecuación y el valor medido correspondiente al pozo SJ03.

Tabla 5.3. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ03.

Pozo SJ03			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
750	564,838	673,726	459,170
742	572,033	682,308	465,019
737	575,631	686,599	467,944
750	582,827	695,182	473,793
739	586,424	699,473	476,718
675	582,827	695,182	473,793
744	586,424	699,473	476,718

Tabla 5.3. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ03 (continuación).

Pozo SJ03			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
753	597,217	712,347	485,492
802	604,413	720,929	491,341
811	608,010	725,220	494,266
816	608,010	725,220	494,266
793	611,608	729,512	497,191
773	615,206	733,803	500,115
766	618,804	738,094	503,040
815	622,401	742,385	505,964
769	611,608	729,512	497,191
830	625,999	746,677	508,889
782	629,597	750,968	511,814
774	625,999	746,677	508,889
826	633,194	755,259	514,738
771	636,792	759,550	517,663
768	640,390	763,842	520,588
790	636,792	759,550	517,663
824	643,987	768,133	523,512
761	647,585	772,424	526,437
789	651,183	776,715	529,362
792	654,780	781,007	532,286
778	658,378	785,298	535,211
777	661,976	789,589	538,136
824	665,574	793,880	541,060
771	669,171	798,172	543,985
765	672,769	802,463	546,910
773	676,367	806,754	549,834
756	679,964	811,045	552,759
761	683,562	815,337	555,684
777	687,160	819,628	558,608
803	690,757	823,919	561,533
783	690,757	823,919	561,533
806	694,355	828,210	564,457
798	694,355	828,210	564,457
806	701,551	836,793	570,307
788	701,551	836,793	570,307
807	705,148	841,084	573,231
831	708,746	845,375	576,156
800	708,746	845,375	576,156
780	712,344	849,667	579,081
778	715,941	853,958	582,005
817	715,941	853,958	582,005

Tabla 5.3. Valores medidos y calculados de Q_o para el pozo SJ03 (continuación).

Pozo SJ03			
Q_o Medida [BND]	Q_o Joshi [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_o G-R-J [BND]
805	719,539	858,249	584,930
786	723,137	862,540	587,855
753	723,137	862,540	587,855
Error promedio [%]	16,6	5,6	32,2

En el gráfico 5.3 se puede observar el comportamiento de P_{wf} contra Q_o para el pozo SJ03, tanto para los valores calculados como para los medidos, la ecuación de Borisov es la que genera los valores más cercanos a los últimos.

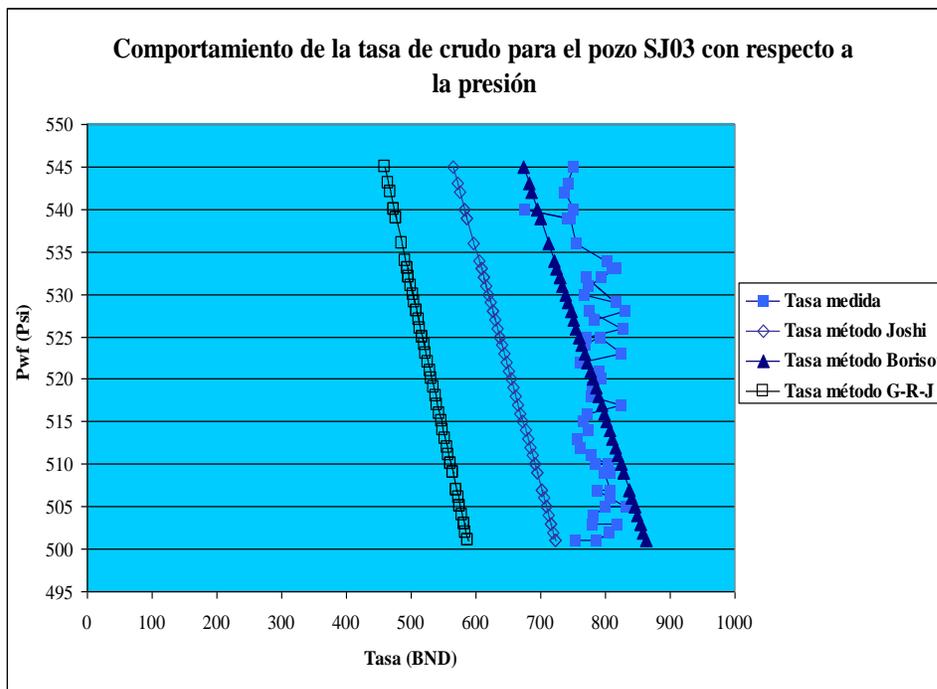


Gráfico 5.3. Presión de fondo fluyente contra Q_o medida y calculada para el pozo SJ03.

Es preciso mencionar que de las ecuaciones evaluadas para determinar el valor de Q_o , la única que toma en cuenta directamente el valor del radio de drenaje del pozo horizontal (r_{eh}) es la ecuación desarrollada por Borisov, por el contrario en las

expresiones desarrolladas por Joshi y Giger-Reiss-Jourdan, dicho valor es utilizado para determinar otros parámetros que posteriormente se introducirán en las ecuaciones para el cálculo de Q_o (específicamente en el caso de la ecuación de Joshi el parámetro a y en el caso de la ecuación de Giger-Reiss-Jourdan la función X), lo que tiene como consecuencia diferencias considerables entre los valores de error promedio para las ecuaciones aplicadas. Al ser la ecuación de Borisov más directa en el cálculo tiene asociado un menor error por precisión, a diferencia de las otras ecuaciones evaluadas.

Debido a que para los tres pozos estudiados la ecuación de Borisov fue la que generó el menor error promedio, ésta fue incorporada a la herramienta computacional para realizar los cálculos de Q_o , una vez que el usuario introduzca los parámetros requeridos para ello. Dicha ecuación y las variables de las que depende la misma se muestran en el capítulo II del presente TEG (ecuación 2.13).

V.2. COMPARACIÓN ENTRE EL VALOR DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MEDIDO Y EL CALCULADO POR DIFERENTES ECUACIONES

Se calculó el valor de índice de productividad (J) por diferentes métodos, con la finalidad de determinar cual ecuación generaba resultados más cercanos a los medidos, la ecuación de Kuchuk con un error promedio del 7,7% fue la expresión que permitió realizar los cálculos más exactos. Por el contrario las expresiones de Joshi, Borisov y Giger-Reiss-Jourdan dieron como resultado valores muy alejados de los medidos, con un error promedio del 57,7%; 46,8% y 67,2% respectivamente.

En las ecuaciones de Joshi, Borisov y Giger-Reiss-Jourdan se asume que el área de drenaje para un pozo horizontal, se puede aproximar al área de un rectángulo modificado (un rectángulo con un semicírculo en cada extremo), al de un elipsoide o el promedio entre ambas áreas, por el contrario en la ecuación de Kuchuk se asume un área de drenaje en forma de paralelepípedo, siempre y cuando la distancia entre el pozo y los límites laterales del yacimiento, sea mayor a la distancia existente entre el

pozo y los límites superiores e inferiores de dicho yacimiento (lo que ocurre en el caso estudiado). Esta diferencia al considerar las áreas de drenaje, es la causa de que existan discrepancias entre los valores de error promedio obtenidos al aplicar cada ecuación.

Debido a que la ecuación de Kuchuk fue la que generó el menor error promedio con respecto a los valores medidos, se incorporó a la herramienta computacional para determinar el valor de J , una vez que el usuario introduzca los parámetros necesarios para ello, en el capítulo II del presente TEG se muestra dicha ecuación y las variables de las que depende la misma (ecuaciones 2.23 y 2.24).

Tabla 5.4. Comparación entre valor de J medido y calculado.

Macolla	Pozo	J real $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$	J Joshi $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$	J Borisov $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$	J G-R-J $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$	J Kuchuk $\left[\frac{BND}{lpc} \right]$
SJ	SJ01	11,202	4,745	6,537	3,438	10,19
SJ	SJ02	7,934	3,31	3,971	2,604	7,26
SJ	SJ03	8,429	3,598	4,291	2,925	7,947
Error promedio [%]			57,7	46,8	67,2	7,7

V.3. COMPARACIÓN ENTRE EL VALOR DE VISCOSIDAD DE MEZCLA MEDIDO Y EL CALCULADO A TRAVÉS DE DISTINTAS CORRELACIONES

Se realizó el cálculo de viscosidad de la mezcla crudo-diluyente (μ_m) aplicando distintas correlaciones para ello, los resultados obtenidos se compararon con el valor medido experimentalmente. Con un error promedio del 5,1%, la correlación de Shu fue la que generó valores más cercanos a los medidos, mientras que la correlación desarrollada por Salazar generó un error promedio del 159,7% con respecto al valor experimental.

Es preciso mencionar que la ecuación generada por Shu para el cálculo de viscosidades de mezcla, fue desarrollada partiendo de 17 diluciones diferentes entre crudo y distintos diluyentes (Nafta, Kerosene, Gas oil, entre otros), por lo que abarca

mezclas con características similares a las comparadas en el presente TEG, razón por la cual se obtienen, a partir de la correlación en cuestión, resultados con un alto grado de exactitud para los casos que se evaluaron. Por el contrario, el elevado valor de error promedio obtenido, al aplicar la correlación desarrollada por Salazar, se debe a que ésta fue generada a partir de diluciones de crudo de formación tomando en cuenta solo Mesa 30 como diluyente, debido a ello el error asociado cuando el diluyente es Mesa 30 en los cálculos realizados, se encuentra cercano al valor aceptable (11,3%), mientras que por el contrario al variar el diluyente a Nafta dicho error se incrementa en gran medida (392,1% para Nafta de 17° API y 75,7% para Nafta de 15° API). La ecuación de Shu fue la correlación que menor error promedio generó al predecir las viscosidades de las mezclas estudiadas, por lo tanto fue incorporada a la herramienta computacional, para determinar a través de ésta la viscosidad de la mezcla crudo-diluyente, una vez que el usuario introduzca los parámetros necesarios para ello, en el capítulo II del presente TEG se muestra dicha ecuación y las variables de las que depende la misma (ecuaciones 2.25 a 2.29).

Tabla 5.5. Comparación entre valores de μ_m medidos y calculados.

Valores dados para una temperatura de 180° F					
	Viscosidad de mezcla medida [cP]	Viscosidad de mezcla calculada por ecuación de Shu [cP]	Error [%]	Viscosidad de mezcla calculada por ecuación de Salazar [cP]	Error [%]
Diluido con nafta 17° API	190,00	208,94	9,968	934,97	392,089
Diluido con nafta 15° API	539,00	512,03	5,004	947,40	75,770
Diluido con mesa 30	842,00	838,57	0,407	937,83	11,381
		Error promedio Shu [%]	5,1	Error promedio Salazar [%]	159,7

V.4. COMPARACIÓN ENTRE EL VALOR DE TASA DE INYECCIÓN DE DILUYENTE MEDIDA Y DETERMINADA POR LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Se compararon los valores de tasa de inyección de diluyente (Q_d) medidos con los calculados por la herramienta, para el pozo SJ01 se obtuvo un error promedio del 9,7% para dichos valores, estando dentro del rango aceptable (error menor al 10%), en la tabla 5.6 se muestran los valores de Q_d , medidos y calculados, para cada presión de fondo fluente correspondientes al pozo SJ01.

Tabla 5.6. Comparación entre Q_d medida y calculada para el pozo SJ01.

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ01			
P_{wf} [Ipc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
587	602	1.523,080	513,582
586	606	1.529,617	515,787
578	597	1.581,911	533,420
578	594	1.581,911	533,420
574	606	1.608,058	542,237
572	602	1.621,132	546,646
569	586	1.640,742	553,258
568	616	1.647,279	555,463
566	592	1.660,353	559,871
565	632	1.666,890	562,075
560	649	1.699,574	573,096
555	653	1.732,258	584,117
552	640	1.751,868	590,730
550	630	1.764,942	595,138
540	594	1.830,310	617,181
539	591	1.836,847	619,385
538	621	1.843,384	621,589
537	594	1.849,921	623,793
536	630	1.856,458	625,998
535	567	1.862,994	628,202

Tabla 5.6. Comparación entre Q_d medida y calculada para el pozo SJ01 (continuación).

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ01			
P_{wf} [lpc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
533	590	1.876,068	632,610
533	567	1.876,068	632,610
532	567	1.882,605	634,814
532	594	1.882,605	634,814
527	536	1.915,289	645,835
524	532	1.934,900	652,448
523	542	1.941,436	654,652
Error promedio [%]			9,7

En el gráfico 5.4 se puede observar el comportamiento de la P_{wf} contra Q_d , tanto medida como calculada, para dicho pozo.

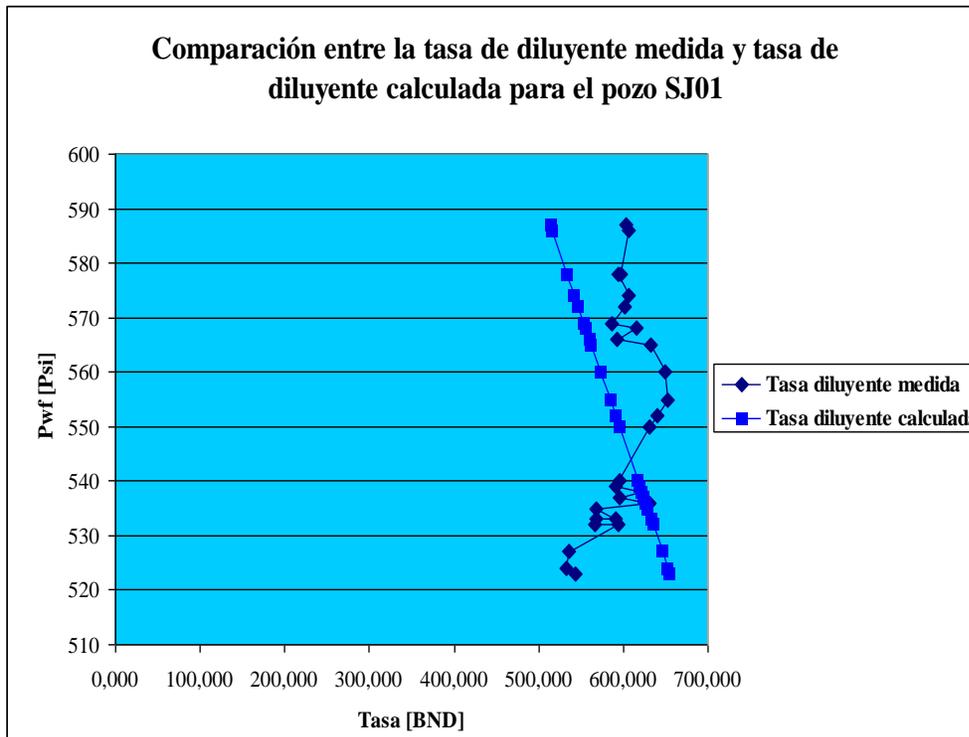


Gráfico 5.4. Comportamiento de Q_d medida y calculada para el pozo SJ01.

Para el pozo SJ02 se realizó el cálculo de Q_d , para cada P_{wf} , posteriormente, los valores obtenidos fueron comparados con los datos medidos, a partir de dicha comparación se obtuvo un error promedio del 6,4%, la tabla 5.7 muestra los valores de Q_d medidos y calculados para el pozo SJ02.

Tabla 5.7. Comparación entre Q_d media y calculada para le pozo SJ02.

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ02			
P_{wf} [Ipc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
583	252	698,947	235,685
582	265	702,918	237,024
582	255	702,918	237,024
581	272	706,889	238,363
584	275	694,975	234,346
584	269	694,975	234,346
582	262	702,918	237,024
583	230	698,947	235,685
581	227	706,889	238,363
580	227	710,860	239,702
579	216	714,832	241,041
578	215	718,803	242,380
577	221	722,774	243,720
576	248	726,746	245,059
582	228	702,918	237,024
575	254	730,717	246,398
574	251	734,688	247,737
574	250	734,688	247,737
573	254	738,660	249,076
570	245	750,573	253,093
573	271	738,660	249,076
571	274	746,602	251,754
571	272	746,602	251,754
571	275	746,602	251,754
570	277	750,573	253,093

Tabla 5.7. Comparación entre Q_d media y calculada para le pozo SJ02 (continuación).

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ02			
P_{wf} [Ipc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
570	272	750,573	253,093
569	272	754,545	254,432
571	267	746,602	251,754
569	286	754,545	254,432
568	273	758,516	255,772
568	270	758,516	255,772
567	292	762,487	257,111
567	275	762,487	257,111
566	263	766,459	258,450
566	260	766,459	258,450
565	255	770,430	259,789
565	272	770,430	259,789
565	254	770,430	259,789
564	253	774,401	261,128
567	249	762,487	257,111
568	264	758,516	255,772
566	268	766,459	258,450
565	279	770,430	259,789
564	257	774,401	261,128
563	267	778,372	262,467
563	268	778,372	262,467
563	263	778,372	262,467
562	263	782,344	263,806
562	257	782,344	263,806
562	273	782,344	263,806
561	280	786,315	265,145
561	267	786,315	265,145
561	309	786,315	265,145
560	312	790,286	266,485
560	309	790,286	266,485
559	312	794,258	267,824
559	305	794,258	267,824

Tabla 5.7. Comparación entre Q_d medida y calculada para el pozo SJ02 (continuación).

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ02			
P_{wf} [lpc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
559	305	794,258	267,824
558	291	798,229	269,163
557	316	802,200	270,502
556	309	806,171	271,841
556	306	806,171	271,841
555	279	810,143	273,180
555	295	810,143	273,180
555	270	810,143	273,180
554	287	814,114	274,519
554	302	814,114	274,519
554	306	814,114	274,519
554	304	814,114	274,519
553	299	818,085	275,858
553	310	818,085	275,858
553	299	818,085	275,858
552	298	822,057	277,197
552	312	822,057	277,197
551	306	826,028	278,537
558	292	798,229	269,163
556	282	806,171	271,841
557	281	802,200	270,502
553	282	818,085	275,858
552	280	822,057	277,197
551	285	826,028	278,537
550	280	829,999	279,876
552	274	822,057	277,197
Error promedio [%]			6,4

El gráfico 5.5 muestra el comportamiento de la P_{wf} contra Q_d , tanto medida como calculada para el pozo SJ02.

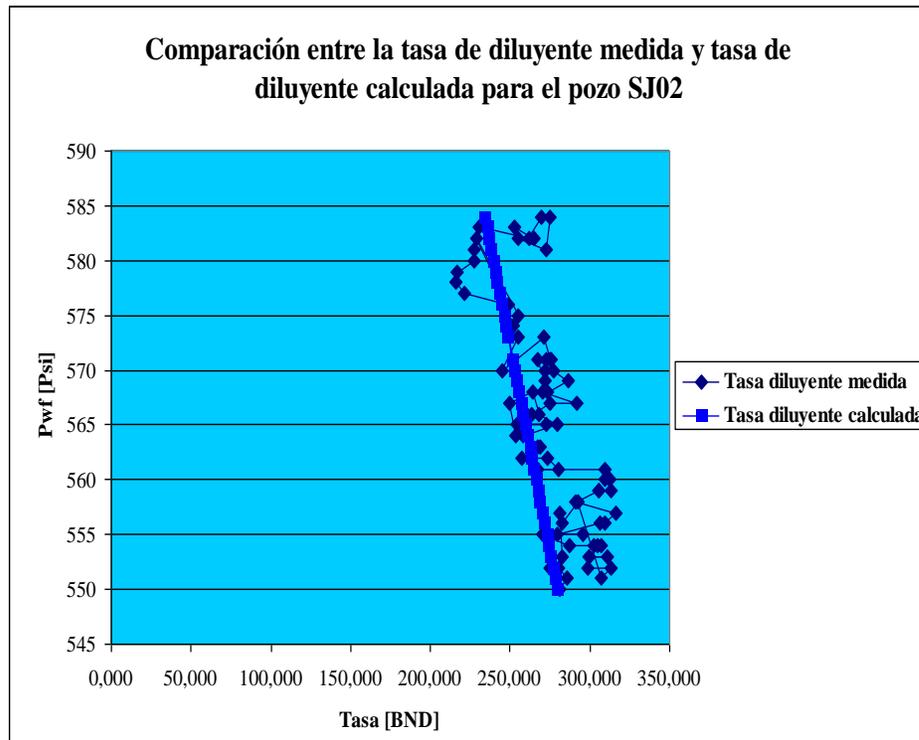


Gráfico 5.5. Comportamiento de Q_d medida y calculada para el pozo SJ02.

Se realizó una comparación entre los valores de Q_d medidos con los calculados por la herramienta, en este caso para el pozo SJ03, dicha comparación generó un error promedio del 5,6%, en la tabla 5.8 se muestran los valores de Q_d , medidos y calculados, para cada presión de fondo fluente del pozo en cuestión.

Tabla 5.8. Comparación entre Q_d media y calculada para el pozo SJ03.

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ03			
P_{wf} [Ipc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
545	252	673,726	227,180
543	250	682,308	230,074
542	248	686,599	231,521
540	253	695,182	234,415

Tabla 5.8. Comparación entre Q_d medida y calculada para el pozo SJ03 (continuación).

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ03			
P_{wf} [lpc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
539	249	699,473	235,862
540	227	695,182	234,415
539	251	699,473	235,862
536	254	712,347	240,203
534	270	720,929	243,097
533	273	725,220	244,544
533	275	725,220	244,544
532	267	729,512	245,991
531	260	733,803	247,438
530	258	738,094	248,885
529	274	742,385	250,332
532	259	729,512	245,991
528	279	746,677	251,779
527	263	750,968	253,226
528	261	746,677	251,779
526	278	755,259	254,673
525	259	759,550	256,120
524	259	763,842	257,567
525	266	759,550	256,120
523	278	768,133	259,014
522	256	772,424	260,461
521	266	776,715	261,908
520	267	781,007	263,355
519	262	785,298	264,802
518	262	789,589	266,249
517	277	793,880	267,696
516	260	798,172	269,143
515	257	802,463	270,590
514	260	806,754	272,037
513	254	811,045	273,484
512	256	815,337	274,932
511	262	819,628	276,379

Tabla 5.8. Comparación entre Q_d medida y calculada para el pozo SJ03 (continuación).

Tasa de diluyente calculada a partir de la ecuación de Borisov, pozo SJ03			
P_{wf} [lpc]	Q_d medida [BND]	Q_o Borisov [BND]	Q_d calculada [BND]
510	271	823,919	277,826
510	264	823,919	277,826
509	271	828,210	279,273
509	269	828,210	279,273
507	272	836,793	282,167
507	265	836,793	282,167
506	272	841,084	283,614
505	280	845,375	285,061
505	269	845,375	285,061
504	263	849,667	286,508
503	262	853,958	287,955
503	275	853,958	287,955
502	271	858,249	289,402
501	265	862,540	290,849
501	253	862,540	290,849
Error promedio [%]			5,6

En el gráfico 5.6 se puede observar el comportamiento de la P_{wf} contra Q_d , tanto medida como calculada, para el pozo SJ03.

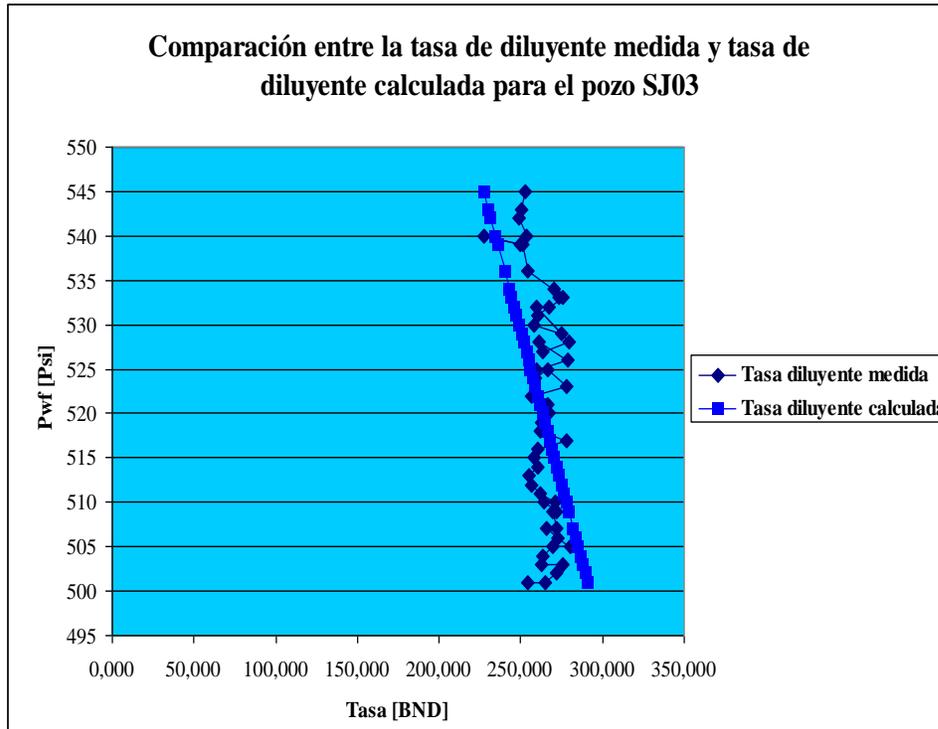


Gráfico 5.6. Comportamiento de Q_d medida y calculada para el pozo SJ03.

Al analizar los valores calculados de Q_o y Q_d para cada pozo y su respectivo error promedio, se observó una similitud entre el comportamiento de ambas tasas (tanto Q_o como Q_d) de tal manera que existe una coincidencia entre los valores del error, es decir, el error tanto para Q_o y Q_d , calculados, en el caso del pozo SJ01 es del 9,7%, lo mismo ocurre con dichos valores para los demás pozos estudiados (el error para el pozo SJ02, tanto para Q_o como para Q_d , es del 6,4% y el error para el pozo SJ03, tanto para Q_o como Q_d , es del 5,6%), esto se debe a la dependencia directa y lineal de Q_d con respecto a Q_o , la cual viene dada por la ecuación 4.18 del capítulo IV del presente TEG, en dicha ecuación también interviene el factor C cuyo comportamiento será analizado con mayor detalle más adelante en el presente capítulo del TEG.

Es preciso mencionar que para los cálculos realizados, con las ecuaciones seleccionadas, en los tres pozos estudiados se obtuvo un error promedio menor al 10% el cual se consideró aceptable, por lo que se puede garantizar que los valores

generados por la herramienta serán cercanos a los reales, en cuanto a la tasa de diluyente a inyectar, la tasa de petróleo y el valor de J , siempre y cuando los pozos a evaluar cumplan con los premisas establecidas en el capítulo IV del presente TEG.

V.5. COMPORTAMIENTO DEL FACTOR C PARA LA ECUACIÓN DE TASA DE DILUYENTE

Al analizar la ecuación que define el comportamiento de Q_d con respecto a Q_o (ecuación 5.1), se puede concluir que el valor de Q_d a inyectar será menor que el valor de Q_o siempre y cuando el factor C sea menor a la unidad, lo que se muestra en la ecuación 5.2, es decir, para que la inyección de diluyente sea considerada como óptima, no obtener más diluyente que crudo, se debe garantizar que el valor de C para cada dilución a realizar sea menor a uno, de lo contrario se estaría obteniendo una mezcla con mayor cantidad de diluyente que de petróleo, lo que no es beneficioso desde el punto de vista técnico como económico. El punto extremo en la ecuación 5.1 se alcanza cuando $C = 1$, puesto que la cantidad de diluyente a inyectar va a ser igual a la cantidad de crudo a producir.

$$Q_d = C \cdot Q_o \quad \text{Ecuación 5.1}$$

$$Q_d < Q_o, \text{ Siempre que } C < 1 \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Donde:

Q_d : Tasa de diluyente a inyectar, [BND].

Q_o : Tasa de producción del crudo de formación, [BND].

C : Constante dependiente del API.

Por otra parte al analizar el factor C (ecuación 5.3), se observa que el mismo depende únicamente de los valores de API de los fluidos involucrados en la dilución. Con la finalidad de observar el comportamiento de dicho factor con respecto a las variables

de las que depende, se fijó en la ecuación 5.3 el API_o en $8,6^\circ$, para posteriormente fijar el valor del API_m en: 14° ; 15° ; $15,5^\circ$; 16° y 17° respectivamente, para cada API_m antes mencionado, se varió el API_d (de manera constante) y se graficaron los resultados obtenidos, con la finalidad de encontrar una ecuación que rigiera dicho comportamiento.

Es preciso mencionar que el valor de gravedad API de la mezcla crudo-diluyente óptimo, para garantizar su flujo en superficie está entre 15° y 16° , por ello los valores evaluados para esta propiedad en la expresión para el cálculo de C , se encuentran entre dicho rango (15° ; $15,5^\circ$ y 16° API), al igual que cercanos por encima y por debajo del mismo (14° y 17° API), con respecto a la gravedad API del crudo de formación se fijó el valor de $8,6^\circ$, ya que el mismo corresponde al promedio de la gravedad API del crudo producido por los pozos estudiados.

$$C = \frac{\frac{141,5}{API_m + 131,5} - \frac{141,5}{API_o + 131,5}}{\frac{141,5}{API_d + 131,5} - \frac{141,5}{API_m + 131,5}} \quad \text{Ecuación 5.3}$$

Donde:

API_m :Gravedad API de la mezcla crudo-diluyente que se desea obtener, [$^\circ$ API].

API_o :Gravedad API del crudo de formación, [$^\circ$ API].

API_d :Gravedad API del diluyente a utilizar, [$^\circ$ API].

En el gráfico 5.7 se muestra el comportamiento de C para un API_o de $8,6^\circ$ y un API_m de 14° , a partir del cual se obtuvo la ecuación 5.4 la cual rige dicho comportamiento.

$$y = 20,38 \cdot x^{-0,458} \quad \text{Ecuación 5.4}$$

Con un valor de $R^2 = 0,9774$.

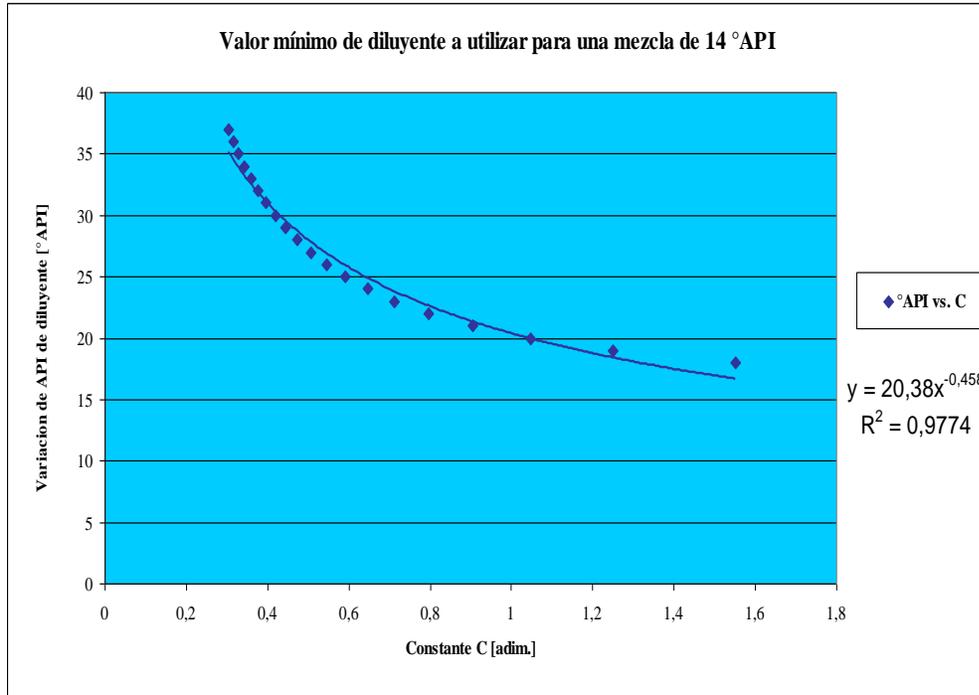


Gráfico 5.7. Comportamiento de C para API_m de 14° .

En el gráfico 5.8 se muestra el comportamiento de C para un API_o de $8,6^\circ$ y un API_m de 15° , a partir del cual se obtuvo la ecuación 5.5.

$$y = 22,616 \cdot x^{-0,4663} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

Con un valor de $R^2 = 0,9826$.

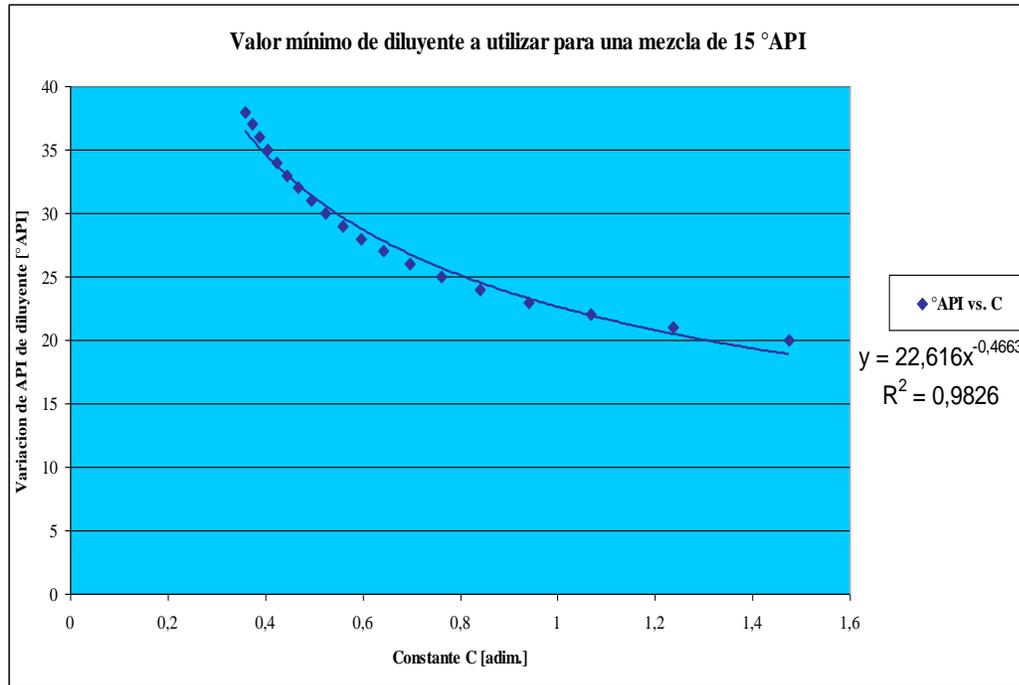


Gráfico 5.8. Comportamiento de C para API_m de 15° .

En el gráfico 5.9 se muestra el comportamiento de C para un API_o de $8,6^\circ$ y un API_m de 15° , a partir del cual se generó la ecuación 5.6 que rige el comportamiento del mismo.

$$y = 24,092 \cdot x^{-0,4416} \qquad \text{Ecuación 5.6}$$

Con un valor de $R^2 = 0,9797$.

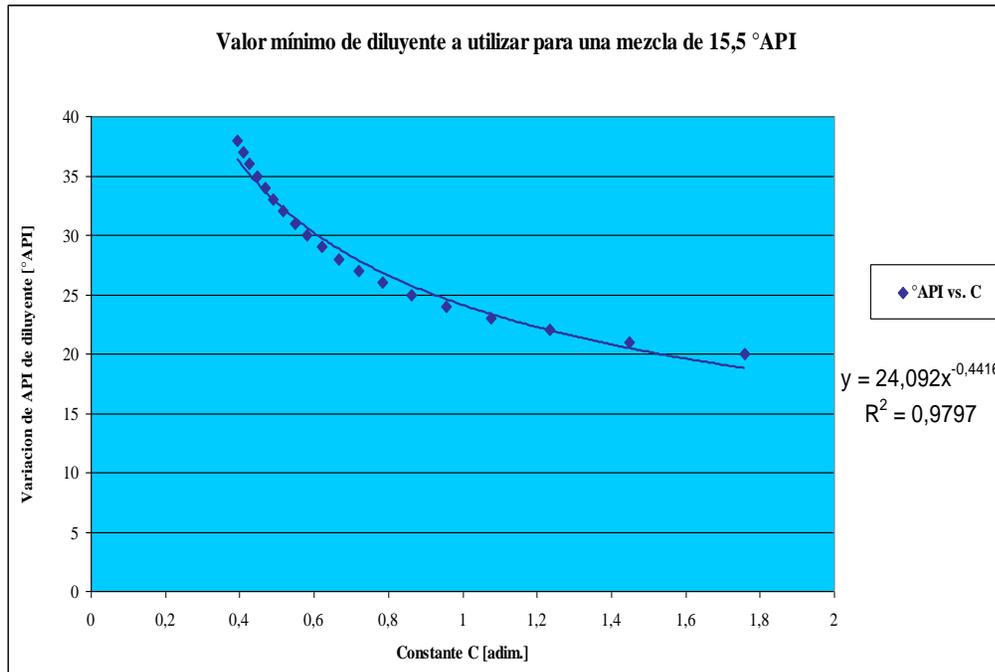


Gráfico 5.9. Comportamiento de C para API_m de $15,5^\circ$.

En el gráfico 5.10 se muestra el comportamiento de C para un API_o de $8,6^\circ$ y un API_m de 16° , a partir del cual se obtuvo la ecuación 5.7 la cual rige dicho comportamiento.

$$y = 25,198 \cdot x^{-0,418} \qquad \text{Ecuación 5.7}$$

Con un valor de $R^2 = 0,9825$.

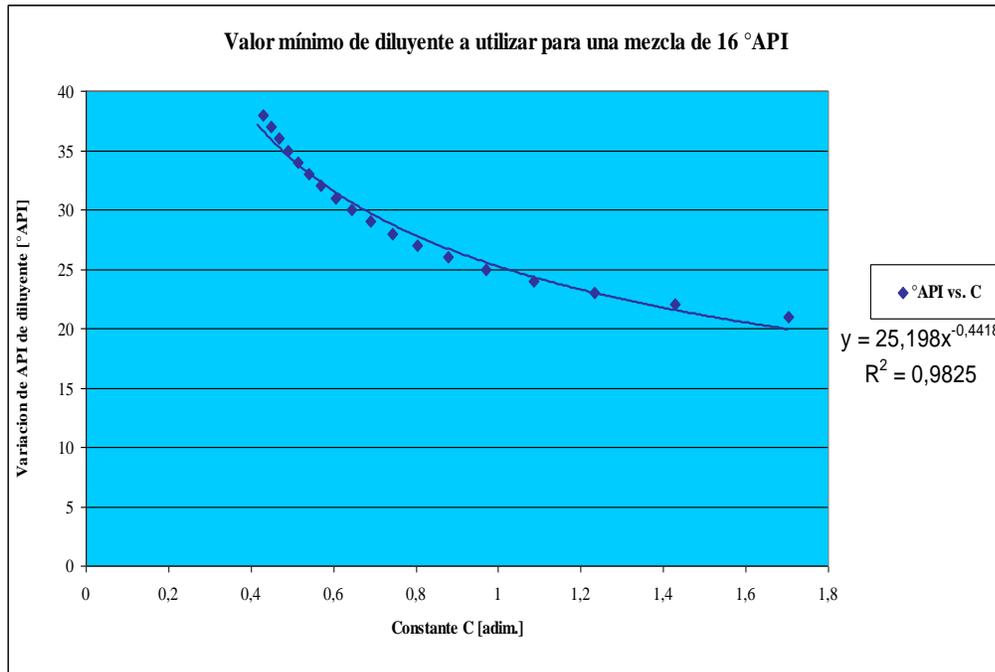


Gráfico 5.10. Comportamiento de C para API_m de 16° .

En el gráfico 5.11 se muestra el comportamiento de C para un API_o de $8,6^\circ$ y un API_m de 17° , a partir del cual se obtuvo la ecuación 5.8.

$$y = 27,686 \cdot x^{-0,434} \tag{Ecuación 5.8}$$

Con un valor de $R^2 = 0,9811$.

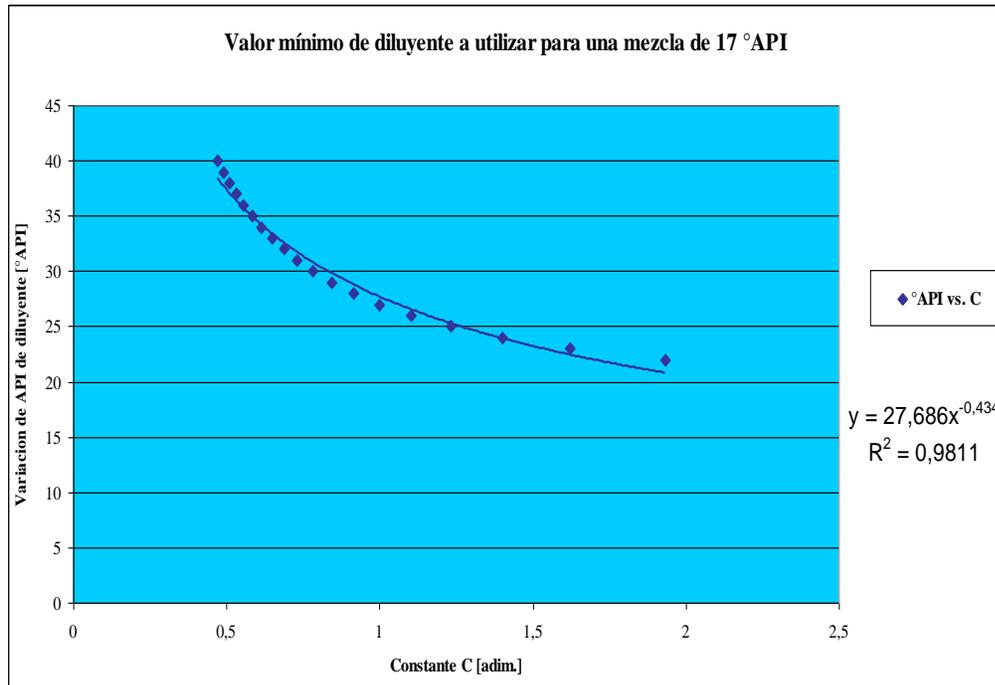


Gráfico 5.11. Comportamiento de C para API_m de 17°.

En las ecuaciones que surgieron como resultado del análisis del comportamiento del factor C (ecuaciones 5.4-5.8), se evaluó la condición extrema $C = 1$, obteniéndose como resultado el valor mínimo de gravedad API, que debe tener el diluyente para alcanzar el API_m deseado para cada caso, al graficar dichos resultados se generó el gráfico 5.12 a partir del cual se logró obtener la ecuación 5.9, la cual rige la cantidad de diluyente mínima a inyectar según el API_m deseado.

$$y = 2,4494 \cdot x - 13,972 \quad \text{Ecuación 5.9}$$

Con un valor de $R^2 = 0,9987$.

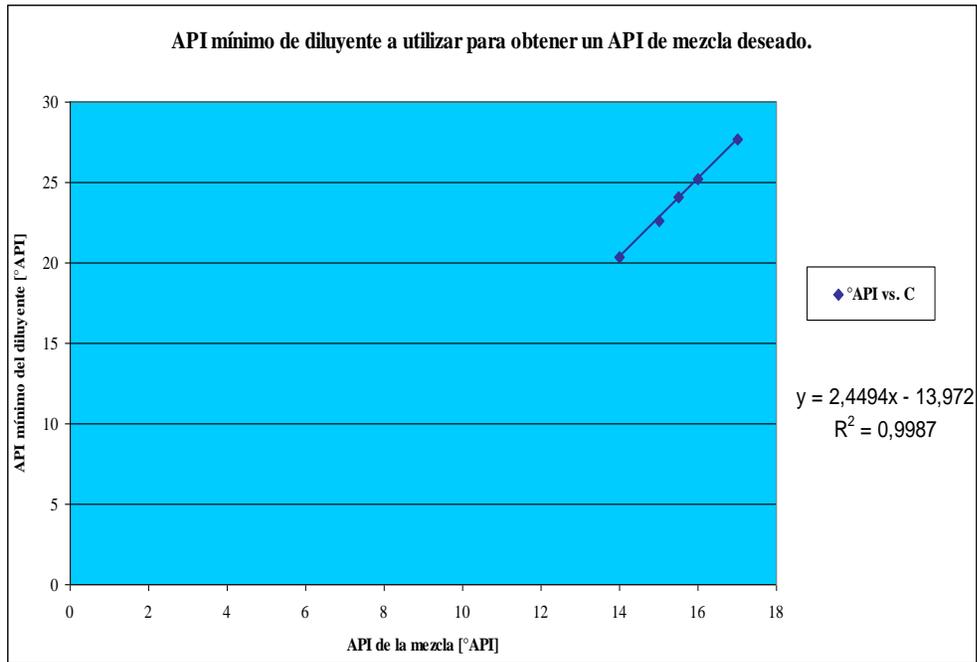


Gráfico 5.12. Valor del API_d mínimo requerido para obtener API_m deseado.

La ecuación 5.9 fue incorporada a la herramienta computacional, para a partir de las misma establecer cual es el API_d mínimo a inyectar, para obtener una valor de API_m establecido por el usuario.

V.6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE BCP TRADICIONAL Y BCP METAL-METAL PARA POZOS TIPO DE LA FPO

Se compararon las BCP con elastómeros, BCP tradicional (BCPT), con las BCP metálicas en su totalidad, BCP Metal-Metal (BCPM), primero tomando en cuenta los costos tanto de instalación como de mantenimiento y el tiempo de vida útil promedio de cada una, posteriormente, se compararon las condiciones de los pozos tipo de la FPO con la ventana de aplicación de cada BCP, con la finalidad de determinar cual se adaptaba mejor a las mismas. En la tabla 5.9 se muestran los costos para cada componente empleado en la instalación de la bomba, así como para cada tipo de BCP, es preciso mencionar que para la BCPM se tomaron en cuenta tuberías comunes y no

tuberías resistentes a altas temperaturas, por lo cual los costos son similares en ambos casos, a excepción de los precios asociados a la bomba en sí.

Tabla 5.9. Equipos de BCP y costos asociados a la instalación.

	Costos de BCPT [BsF.]	Costos de BCPTM [BsF.]
Ancla antitorque 9^{5/8"} x 4^{1/2"}	21.500	21.500
Intervención del cabillero	300.000	300.000
Costos de cabillas, tuberías y BOP integral	90.000	90.000
Variador de frecuencia de 150 Hp	180.000	180.000
Cabezal rotatorio	258.000	258.000
BCP	86.000	301.000
Total	935.500	1.150.500

La BCPT resulta más económica, en su instalación, que la BCPM. El gráfico 5.13 muestra una comparación entre los costos de ambas bombas con respecto a la instalación.

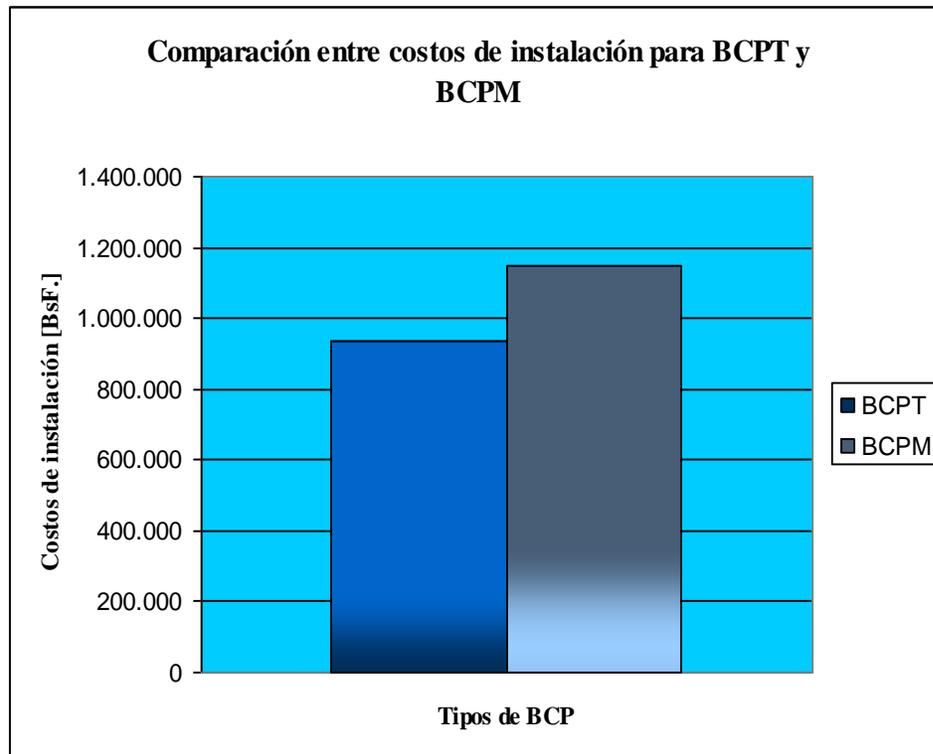


Gráfico 5.13. Comparación entre costos de instalación para BCPT y BCPM.

Es preciso destacar que según la información proporcionada por el fabricante, el mantenimiento realizado a las BCP, generalmente, implica reemplazar la bomba y el ancla antitorque completamente, una vez que las mismas dejan de funcionar correctamente, la tabla 5.10 muestra los costos asociados al mantenimiento para cada tipo de BCP.

Tabla 5.10. Costos asociados al mantenimiento para cada tipo de BCP.

	Costos de BCPT [BsF.]	Costos de BCPTM [BsF.]
Ancla antitorque 9 ^{5/8"} x 4 ^{1/2"}	21.500	21.500
Intervención del cabillero	300.000	300.000
BCP	86.000	301.000
Total	407.500	622.500

La BCPT resulta más económica que la BCPM, en cuanto al mantenimiento, el gráfico 5.14 muestra una comparación entre los costos asociados a dicho apartado para ambas bombas.

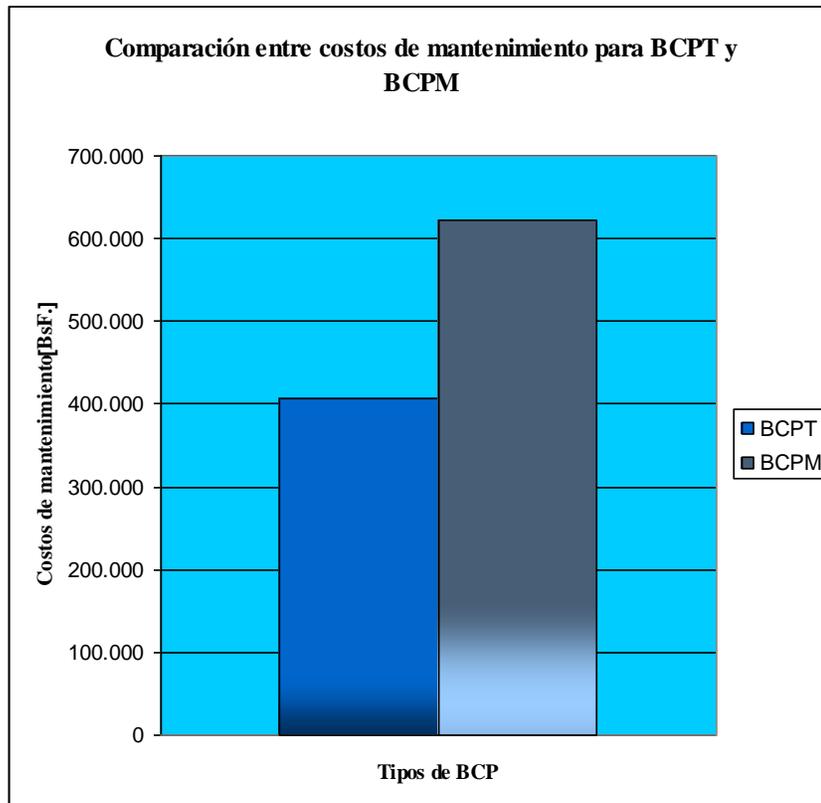


Gráfico 5.14. Comparación entre costos de mantenimiento para BCPT y BCPM.

Según los datos proporcionados por el fabricante, con respecto al tiempo de vida útil para cada tipo de bomba, la BCPT tiene una duración promedio de 14-16 meses, mientras que la BCPM muestra una duración promedio de 24 meses, aproximadamente, dicha vida útil fue medida para pozos con producción de crudo de 8,5° API, con una viscosidad de entre 2.000-5.000 cP y con inyección de diluyente (Nafta de 47° API) en el fondo de la parte horizontal del mismo, en una relación de dilución de entre 15-40 %. La BCPM tuvo una mayor duración que la BCPT para las condiciones mencionadas anteriormente.

Cabe destacar que a partir de la información de tiempo de vida útil de cada bomba, así como de los costos de instalación y mantenimiento, se desarrolló la tabla 5.11, en la cual se analiza económicamente, para un tiempo de 48 meses, cual tipo de bomba resulta más eficiente desde el punto de vista meramente económico.

Tabla 5.11. Análisis de costos para tipos de BCP a 48 meses.

Tipo de bomba	Costo de instalación [BsF]	Costo de mantenimiento [BsF]						Total [BsF]
		8 meses	16 meses	24 meses	32 meses	40 meses	48 meses	
BCP Elastómero	935500		407500		407500		407500	2158000
BCP Metal-Metal	1150500			622500			622500	2395500
								237500

A partir de la información mostrada en la tabla 5.11, se puede concluir que aún cuando en un período de cuarenta y ocho meses la BCPT debe ser cambiada en tres oportunidades mientras que la BCPM debe cambiarse solo dos veces, es el uso de la BCPT el que resulta más económico, generando un ahorro de 237.500 BsF.

Es preciso mencionar que en la actualidad a nivel nacional, no se ha llevado a cabo la instalación a gran escala de BCPM, por lo que acceder a la información relacionada con los costos y vida útil de las mismas presentó grandes dificultades.

La tabla 5.12 muestra la comparación entre las condiciones de los pozos tipo y la ventana de aplicación para cada BCP. Al comparar la ventana aplicación de cada bomba con las condiciones de los pozos tipo de la FPO, se puede concluir que ambas

BCP pueden ser utilizadas en dichos pozos, puesto que las condiciones que presentan los mismos se encuentran dentro del rango manejable de cada propiedad (tasa máxima de producción, temperatura y gravedad API), tanto para la BCPT como la BCPM.

Tabla 5.12. Comparación entre las condiciones de los pozos tipo y aplicación BCP.

	Pozos tipo	BCPT	BCPM	Aplicabilidad para ambas BCP
Tasa de producción máxima [BND]	600 @ 100 rpm	2.000 @ 500 rpm	2.100 @ 500 rpm	Dentro del rango de aplicación
Gravedad API máxima del fluido a producir [°API]	9	21	47	Dentro del rango de aplicación
Temperatura máxima [°F]	170	300	660	Dentro del rango de aplicación

Por otra parte, la diferencia entre la utilización de ambas bombas radica (además de en los costos asociados a cada una) en el desempeño de las mismas ante la inyección de diluyente y la producción de arena, condiciones, generalmente, presentes en la explotación de yacimientos en la FPO.

Las BCPM fueron diseñadas principalmente para optimizar la producción en pozos con altas temperaturas de fondo, puesto que el estator metálico no es degradado por estas (contrario a lo que ocurre con las BCPT), además de utilizarse en gran medida para pozos a ser sometidos a procesos de recuperación térmica, en dicho caso deben incorporarse tuberías y componentes especiales resistentes a altas temperaturas. La problemática principal de las BCPM radica en la erosión del conjunto rotor/estator, ante la presencia de arena en la producción del crudo, lo que regularmente ocurre en la FPO. Por el contrario la BCPT al poseer un estator constituido de elastómero, no presenta un comportamiento tan crítico con respecto a la producción de arena.

Sin embargo el elastómero de las BCPT, presenta una degradación de sus propiedades mecánicas (existe una disminución en la resiliencia) ante la presencia de una alta

concentración de aromáticos, por lo que ocurre un hinchamiento del mismo, lo que tiene como consecuencia el daño total de la bomba, por el contrario la BCPM al estar constituida únicamente por partes metálicas, no ve disminuida su eficiencia ante la presencia de altas concentraciones de aromáticos. Al llevarse a cabo la inyección de diluyente en un pozo, la concentración de aromáticos a la que es sometida la bomba se incrementa, por lo que en los pozos con BCPT donde se aplica la dilución, la vida útil de dichas bombas se ve reducida en gran medida (aproximadamente de 20-22 meses se reduce a 14-16 meses, según la información proporcionada por el fabricante).

En la FPO la BCPT constituye la mejor opción a emplear (con respecto a la BCPM), puesto que aún cuando la inyección de diluyente degrada el elastómero y reduce su vida útil, los bajos costos asociados a su mantenimiento, la resistencia a la alta producción de arena y la masificación de su uso, la convierten en la bomba, de las estudiadas, que mejor se adapta a las condiciones de producción presentes en la FPO.

V.7. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

En la figura 5.1 se puede observar un esquema del funcionamiento de la herramienta computacional.

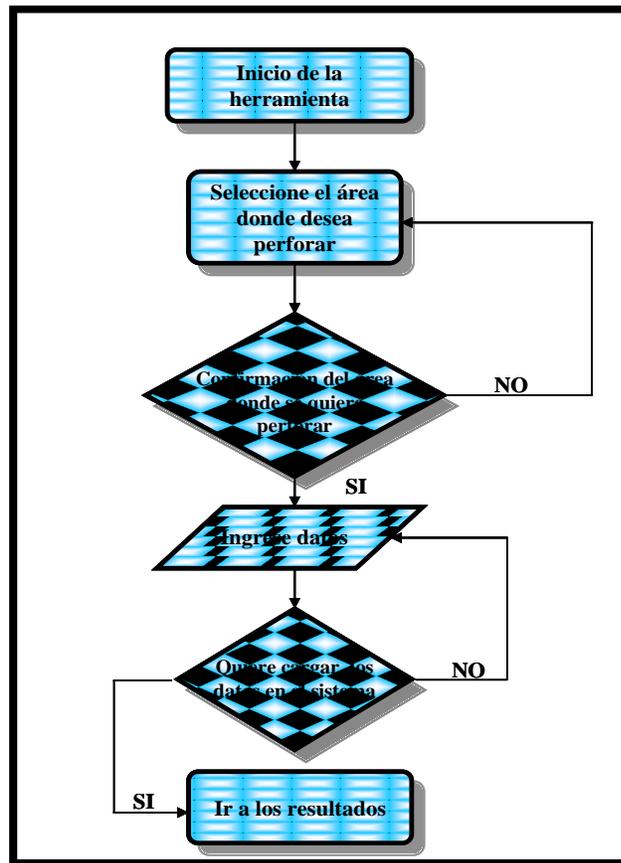


Figura 5.1. Diagrama de flujo de la herramienta computacional.

La figura 5.2 muestra la pantalla inicial de la herramienta computacional, en esta se pueden observar tres botones, a través de los cuales el usuario puede realizar la selección entre: visualizar las premisas en las que se basa la herramienta, iniciar la misma o revisar información adicional sobre el programa.



Figura 5.2. Pantalla inicial de la herramienta computacional.

Una vez que el usuario presione el botón correspondiente a la visualización de premisas, se desplegará una ventana con las mismas (las cuales fueron enumeradas en el capítulo IV del presente TEG). En la figura 5.3 se puede observar, la pantalla de la herramienta computacional que muestra las premisas en las cuales se basó el desarrollo de ésta.

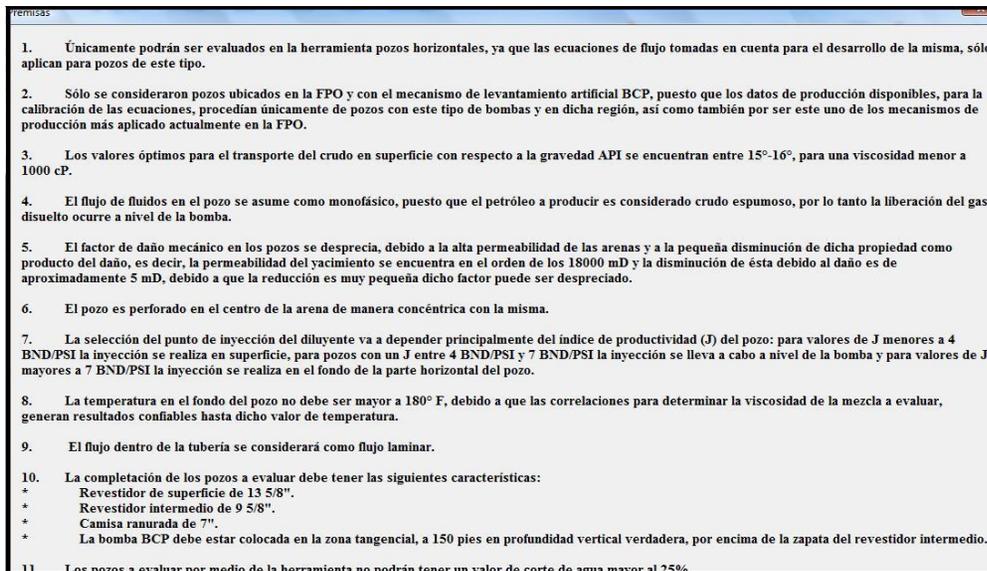


Figura 5.3. Pantalla de premisas de la herramienta computacional.

Al presionar el botón correspondiente a información adicional sobre el programa, este desplegará una ventana, que tiene como objetivo informar que los resultados generados a partir de la herramienta son estimaciones, por lo tanto los mismos no deben ser asumidos como valores definitivos, sin ser antes cotejados con otro tipo de información disponible. La figura 5.4 muestra la pantalla correspondiente a la información adicional sobre la herramienta.



Figura 5.4. Pantalla de información adicional sobre la herramienta computacional.

En caso de presionar el botón correspondiente a la inicialización del programa, aparecerá una pantalla con el mapa de la FPO, donde el usuario deberá seleccionar el área en la cual desea realizar la evaluación. En la figura 5.5 se puede observar la pantalla correspondiente a la selección del área de la FPO a evaluar.



Figura 5.5. Pantalla de selección del área de la FPO.

Una vez realizada la selección del área, donde se desea llevar a cabo la evaluación, la herramienta computacional desplegará una ventana, en la cual se le solicitará al usuario la confirmación o cancelación de dicha selección. La figura 5.6 muestra la pantalla de confirmación de selección del área.

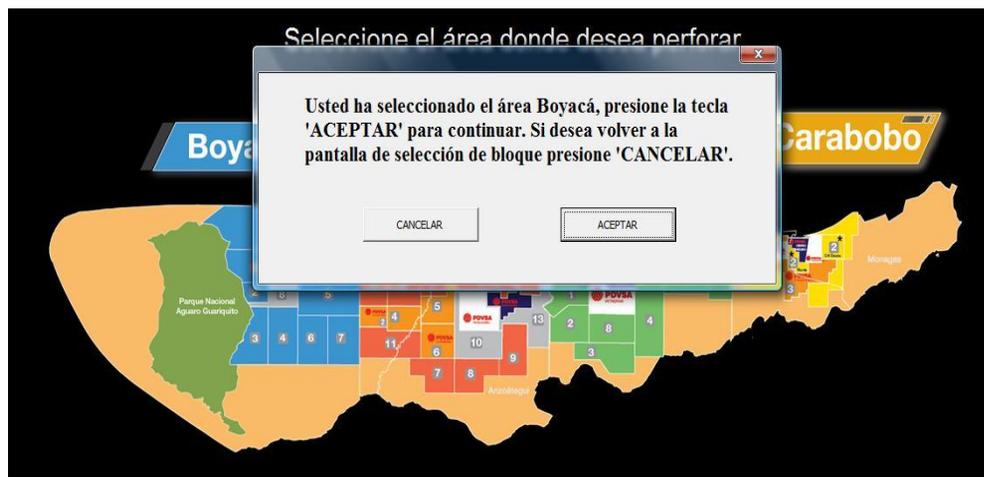


Figura 5.6. Pantalla de confirmación de selección de área de la FPO.

Al confirmar la selección, aparecerá una nueva pantalla con la siguiente información, correspondiente al área seleccionada: nombre actual, nombre antiguo, ubicación geográfica, superficie y número de bloques en los que se encuentra dividida. Además, se indicarán las empresas mixtas que se encuentran operando, actualmente, en el área seleccionada, los países y compañías que las conforman, así como también el bloque

donde operan. También se mostrará los valores promedio del bloque en cuanto a las propiedades: porosidad (ϕ), permeabilidad (k), temperatura (T), saturación de petróleo inicial (S_o), relación gas-petróleo (RGP), factor volumétrico de formación (β_o) y rango de gravedad API. La figura 5.7 muestra la pantalla con la información correspondiente al área de Boyacá.

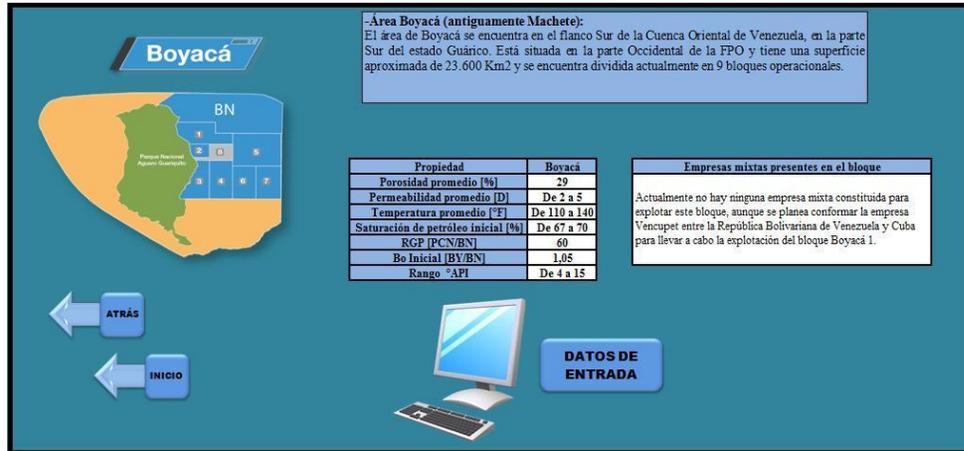


Figura 5.7. Pantalla de información para el área Boyacá.

En la figura 5.8 se puede observar la pantalla con la información correspondiente al área Junín.



Figura 5.8. Pantalla de información para el área Junín.

La figura 5.9 muestra la pantalla con la información correspondiente al área Ayacucho.

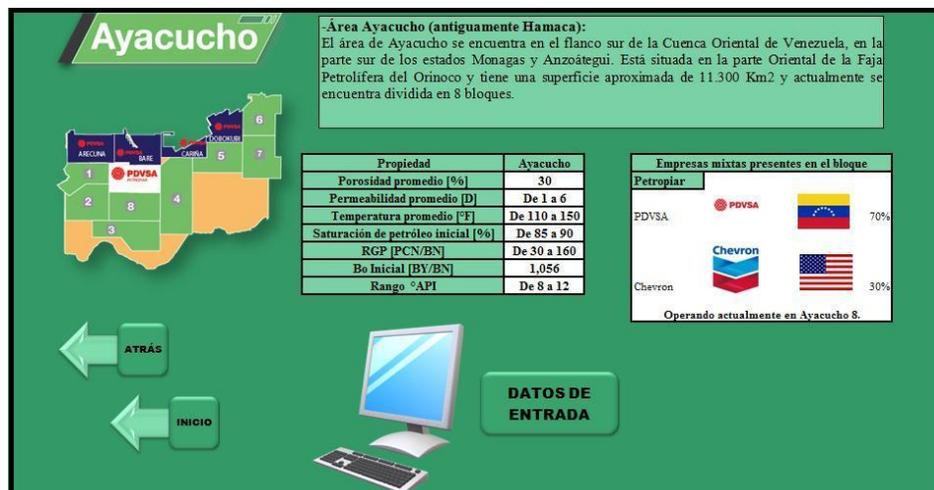


Figura 5.9. Pantalla de información para el área Ayacucho.

En la figura 5.10 se puede observar la pantalla con la información correspondiente al área Carabobo.

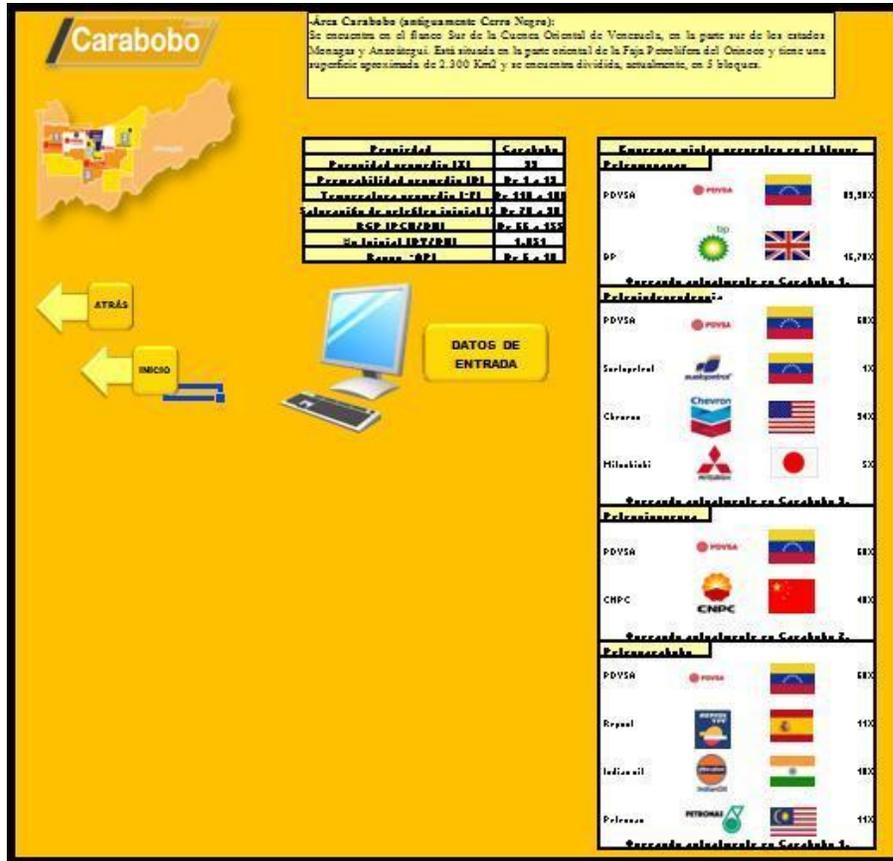


Figura 5.10. Pantalla de información para el área Carabobo.

Es preciso mencionar que en la pantalla correspondiente a la información de cada área, el usuario podrá seleccionar si desea regresar al menú inicial o a la pantalla anterior por medio de un botón para cada caso.

Una vez presionado el botón de cargar datos, se desplegarán una serie de ventanas, a través de las cuales el usuario ingresará los parámetros solicitados por la herramienta para realizar los cálculos y generar resultados. Dichos parámetros son enumerados a continuación:

1. Datos del yacimiento: porosidad promedio del yacimiento (ϕ), permeabilidad total del yacimiento (k), permeabilidad horizontal del yacimiento (k_h), permeabilidad vertical del yacimiento (k_v), permeabilidad a lo ancho del

yacimiento (k_y), longitud del yacimiento, espesor del yacimiento, ancho del yacimiento, presión de yacimiento y presión de fondo fluente.

2. Datos del crudo de formación: Gravedad API, factor volumétrico de formación (β_o) y viscosidad (μ_o).
3. Datos del pozo: longitud de la sección horizontal y radio del pozo.
4. Datos de la mezcla y el diluyente: tipo de diluyente a utilizar y API de la mezcla deseada.

En la figura 5.11 se muestra la pantalla correspondiente al ingreso de datos de yacimiento de la herramienta computacional.

Figura 5.11. Pantalla de ingreso para datos correspondientes al yacimiento.

En la figura 5.12 se puede observar la pantalla correspondiente al ingreso de datos sobre el crudo de formación.

Figura 5.12. Pantalla de ingreso para datos correspondientes al pozo.

La figura 5.13 muestra la pantalla correspondiente al ingreso de datos con respecto al diluyente a utilizar en la mezcla, es preciso mencionar que la herramienta computacional dispone de una lista, con los diluyentes comúnmente utilizados en la dilución, en la cual el usuario puede seleccionar el diluyente de su preferencia, en caso de que el diluyente a utilizar no encuentre disponible en dicha lista, puede ingresar los valores de API y de viscosidad del mismo para a partir de estos realizar los cálculos.

Datos de entrada

Datos del crudo de formación | Datos del pozo | Diluyente y mezcla

Diluyente | Mezcla

Nafta 47 °API

Nafta 42 °API

Mesa 30

Santa Bárbara

Diluyente deseado

Gravedad API del diluyente

Viscosidad del diluyente

Cargar datos en el sistema

Ir a resultados

Figura 5.13. Pantalla de ingreso para datos correspondientes al diluyente a utilizar.

En la figura 5.14 se puede observar la pantalla de la herramienta computacional, correspondiente al ingreso del valor de gravedad API de la mezcla deseada.

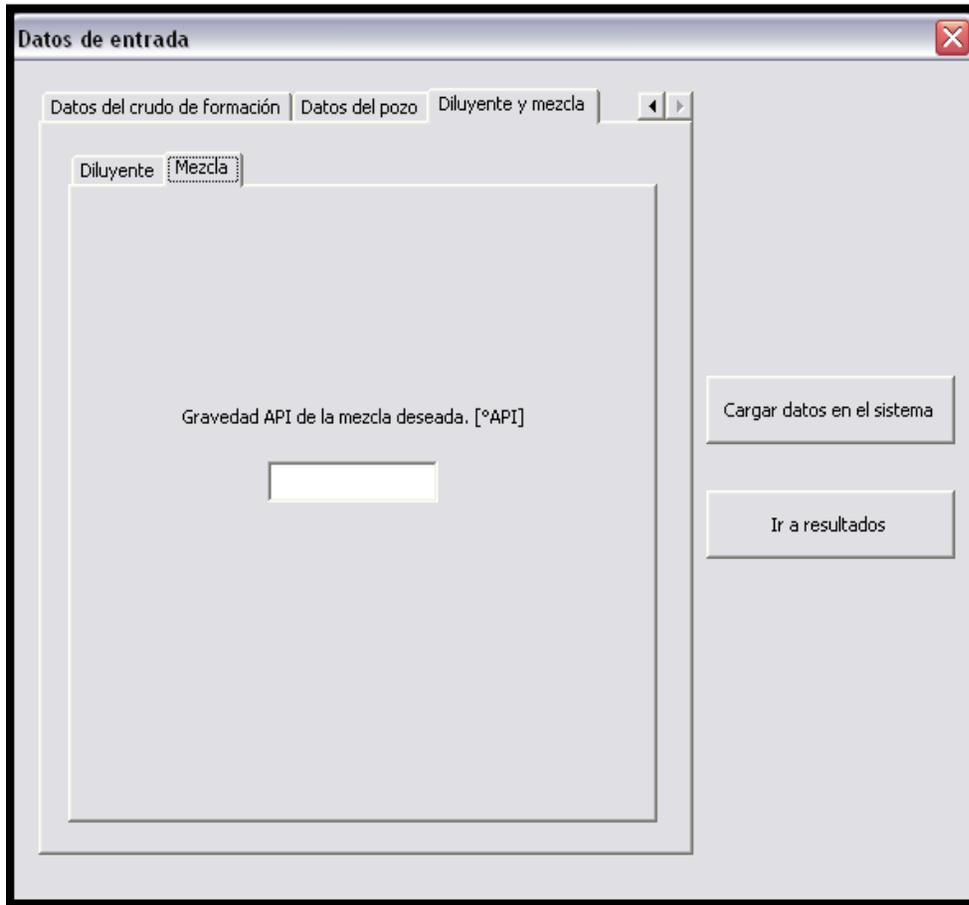


Figura 5.14. Pantalla de ingreso para datos correspondientes a la mezcla crudo-diluyente deseada.

Cabe destacar que en caso de que el usuario no introduzca alguno de los datos solicitados, la herramienta computacional desplegará una ventana con un mensaje de advertencia al respecto. La figura 5.15 muestra dicho mensaje de advertencia.

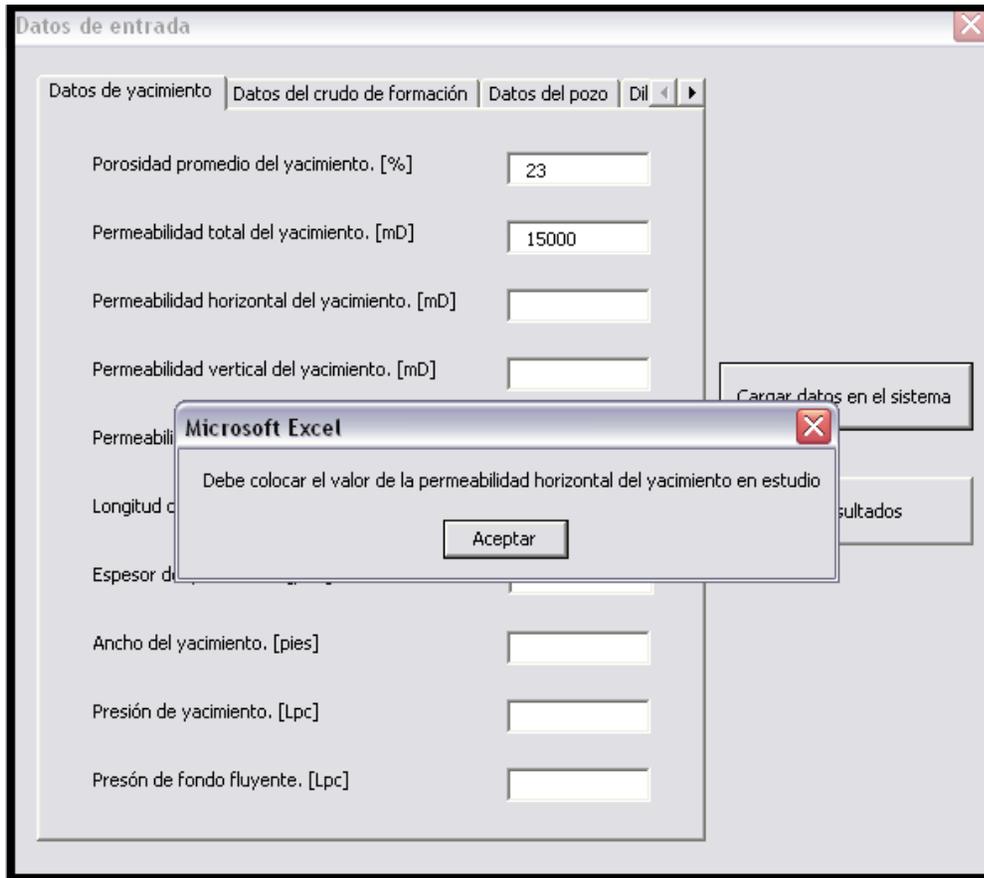


Figura 5.15. Mensaje de advertencia por omisión de parámetro de entrada.

Una vez que el usuario introduzca los datos solicitados, deberá presionar el botón correspondiente a cargar datos para, posteriormente, oprimir el botón de mostrar resultados, de esta manera la herramienta computacional desplegará una pantalla con un mensaje de advertencia, donde el usuario podrá cancelar o aceptar la información suministrada, si se oprime el botón de cancelar se le permitirá modificar los datos colocados, por el contrario de presionar el botón de aceptar la herramienta mostrará la ventana correspondiente a los resultados finales. En la figura 5.16 se muestra la pantalla con la ventana de advertencia correspondiente al ingreso de datos.

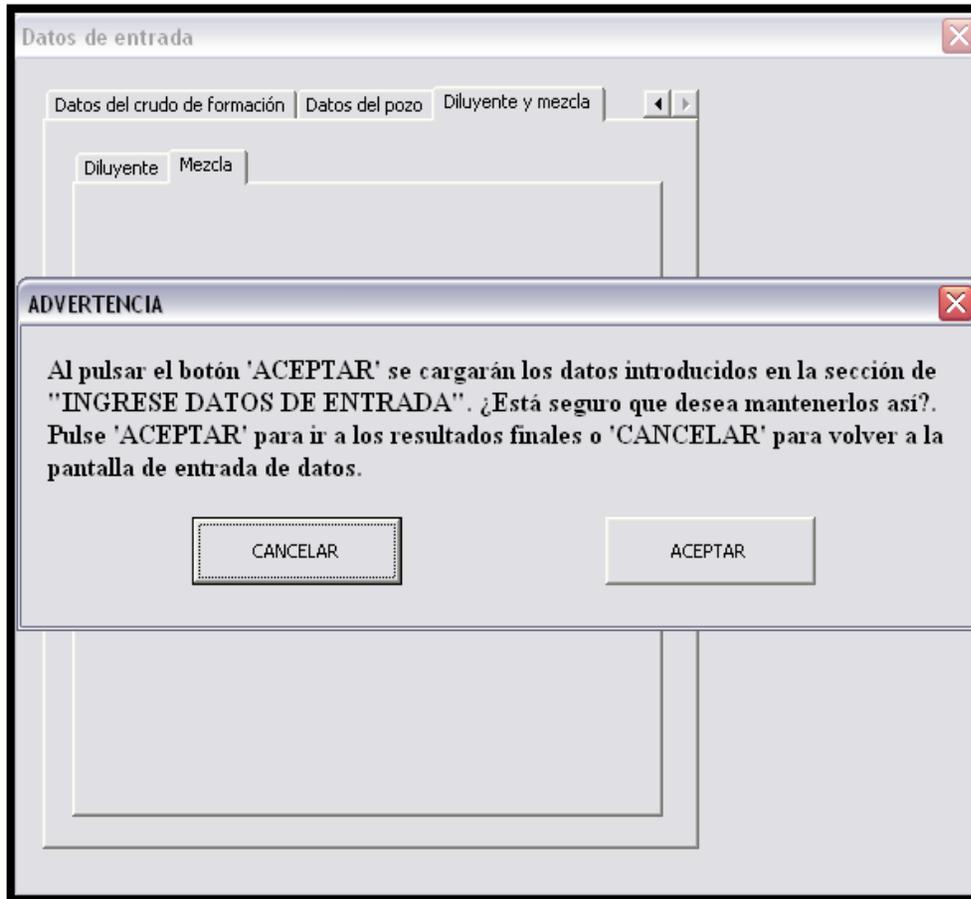


Figura 5.16. Mensaje de advertencia sobre ingreso de datos.

Los resultados finales generados por la herramienta corresponden a:

1. Tasa de petróleo a producir (Q_o).
2. Tasa de diluyente a inyectar (Q_d).
3. Tasa de mezcla crudo-diluyente (Q_m).
4. Relación de dilución ($\frac{Q_d}{Q_o}$).
5. índice de productividad (J).
6. Viscosidad de la mezcla crudo-diluyente.
7. API mínimo del diluyente a inyectar para producción óptima (mayor producción de crudo que de diluyente).
8. Punto de inyección.

La pantalla correspondiente a los resultados finales generados por la herramienta computacional, se puede observar en la figura 5.17.

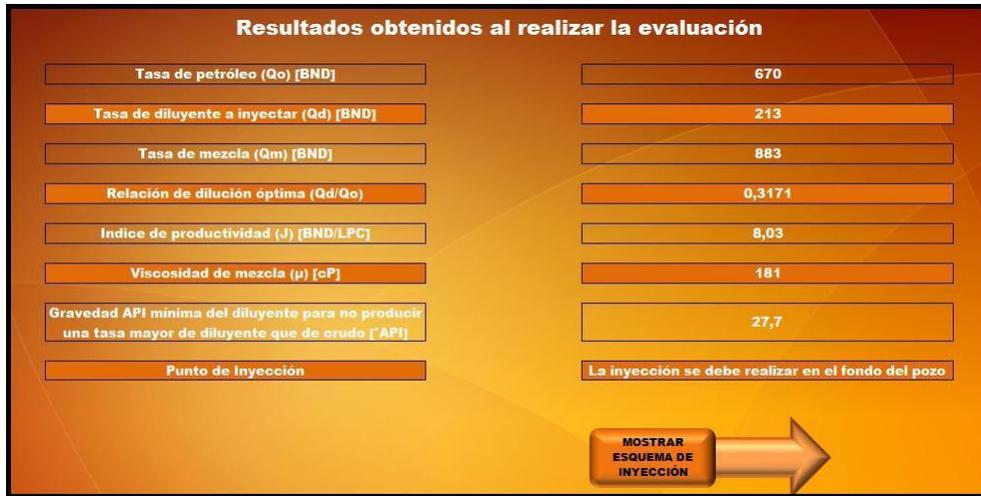


Figura 5.17. Pantalla correspondiente a los resultados finales generados por la herramienta.

Es preciso mencionar, que por medio de un botón en la pantalla de resultados finales, el usuario podrá acceder a una ventana que muestra un esquemático del tipo de inyección de diluyente (en el cabezal, a nivel de la bomba o en el fondo de la parte horizontal del pozo) correspondiente para la evaluación realizada. En las figuras 5.18, 5.19 y 5.20 se pueden observar las pantallas correspondientes a los esquemas del tipo de inyección de diluyente. Cabe destacar que en dichas ventanas se podrá observar una breve descripción de cada tipo de inyección, así como, las ventajas y desventajas de la misma. El usuario podrá seleccionar entre regresar a la pantalla de resultados o finalizar la evaluación, a través de un botón para cada caso.

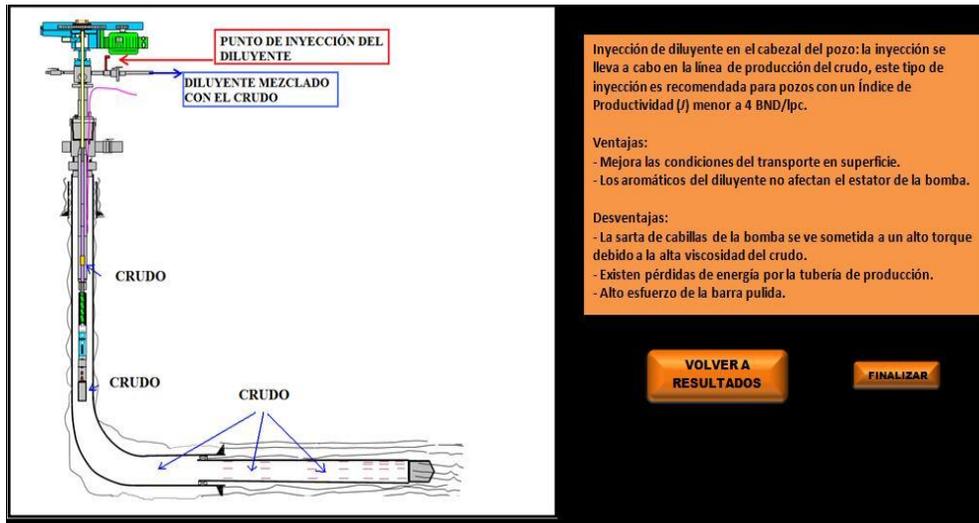


Figura 5.18. Esquema de inyección en el cabezal del pozo.

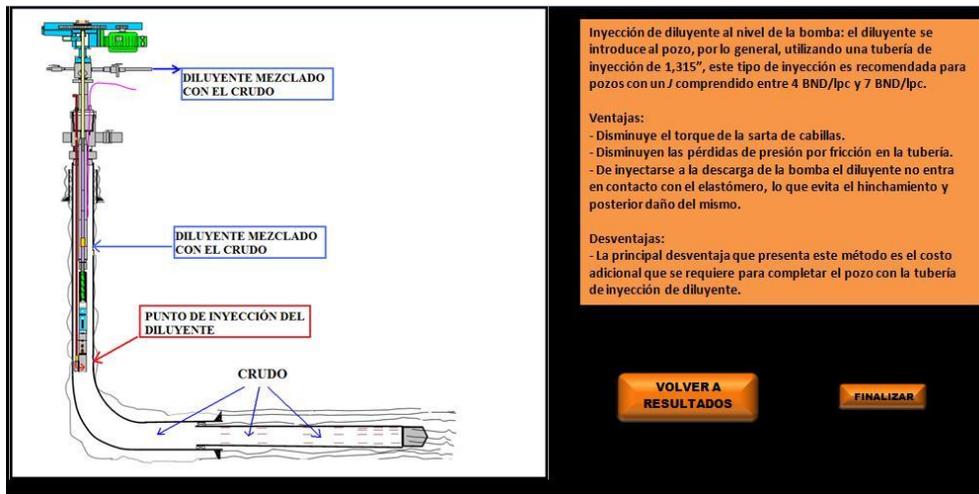


Figura 5.19. Esquema de inyección a nivel de la bomba del pozo.

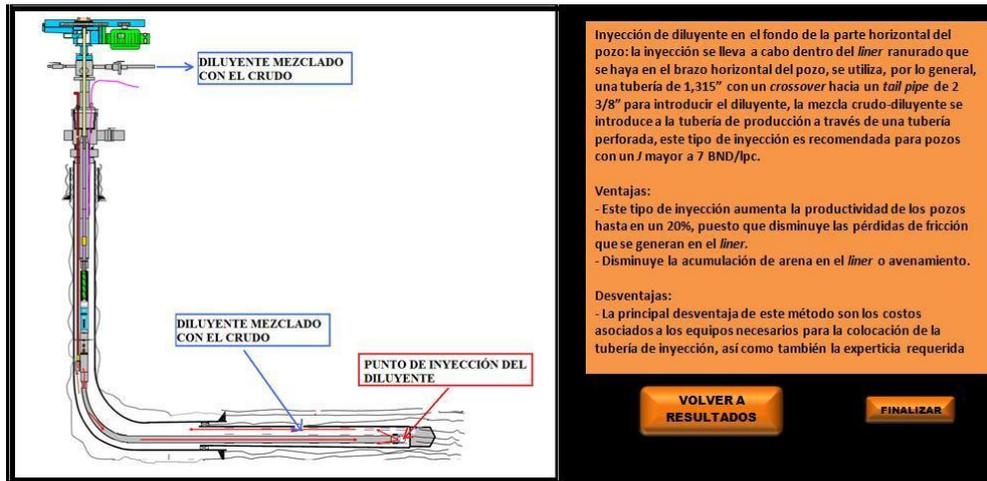


Figura 5.20. Esquema de inyección en el fondo de la parte horizontal del pozo.

CONCLUSIONES

1. Se logró el diseño de una herramienta computacional, capaz de determinar la tasa óptima de diluyente a inyectar en pozos tipo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), siempre y cuando, estos cumplan con las premisas establecidas.
2. La alta viscosidad del crudo de la FPO hace necesaria la aplicación de la dilución para la facilitar el transporte de la producción de petróleo en dicha región.
3. Las ecuaciones desarrolladas por Borisov, Kuchuk y Shu generan la menor desviación con respecto a lo valores medidos, para tasa de petróleo, índice de productividad y viscosidad de la mezcla, respectivamente, por lo que las mismas se incorporaron a la herramienta computacional para realizar el cálculo de dichas propiedades.
4. Se determinó que aún cuando, la ecuación desarrollada por Joshi es utilizada ampliamente para determinar la tasa de petróleo a producir en los pozos de la FPO, fue la expresión matemática desarrollada por Borisov la que generó valores más cercanos a los medidos para los pozos estudiados.
5. La tasa de diluyente a inyectar en un pozo depende linealmente de la tasa de producción de petróleo de éste, la cual varía según las características del yacimiento, así como del valor del factor C , la cual depende a su vez de la gravedad API de la mezcla a obtener, del diluyente a inyectar y del crudo de formación.
6. Aún cuando la inyección de diluyente impacta negativamente sobre las BCP con elastómeros, estas resultan más económicas, con respecto al mantenimiento y a la instalación, que las BCP metálicas en su totalidad, aunque la instalación de cada tipo de bomba va a depender de las condiciones actuales y futuras (producción de arena y aplicaciones de procesos térmicos) del pozo en cuestión.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda a las empresas mixtas, que producen en la FPO y futuras a conformarse, así como los campos de la FPO de esfuerzo propio de PDVSA, la utilización de la herramienta computacional desarrollada, con la finalidad de obtener un estimado en relación a la tasa de producción, tasa de diluyente a inyectar y punto de inyección para los pozos que requieren reacondicionamiento y los que se perforen en el futuro en la FPO, siempre y cuando se cumplan las premisas establecidas.
2. Con la finalidad de aumentar el rango de aplicabilidad de la herramienta, la misma puede ser adaptada, de manera sencilla, a pozos que no cumplan con las premisas establecidas.
3. Aún cuando a partir de la utilización de las BCP con elastómeros se obtienen resultados favorables, en cuanto a producción en la FPO, se recomienda realizar una comparación, desde el punto de vista técnico y económico, entre dicho método y otros a aplicarse en un futuro en la región, con la finalidad de determinar si existe alguno que permita mejorar los resultados obtenidos a partir de este.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Fernández José y Espinoza Williams (2010). “Estado del arte de la combustión en sitio para incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco”. TEG. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [2] Villaroel Teofilo, Zambrano Adriana, Lugo García Rolando, Martorano Pedro y Hernandez (2009). “Technological challenges in the integral development of the Faja Petrolífera Del Orinoco”. World Heavy Oil Congress (paper 2009-536), 14 pp.
- [3] Dusseault Maurice, Zambrano Adriana, Barrios José y Guerra Cesar (2008). “Estimating technically recoverable reserves in the Faja Petrolífera del Orinoco-FPO”. World Heavy Oil Congress (paper 2008-437), 12 pp.
- [4] Cestari Francisco y García Raiza (2002). “Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela ingeniería de petróleo de la UCV. Fase I”. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [5] Barrios Rigo (2011). “Diseño hidráulico del sistema de inyección de diluyente a fondo en bombas de BCP de los pozos CDB-058, CBD-060 y CBD-067, Macolla N-20-1, campo Cero Negro, FPO”. TEG. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [6] Ramírez R., Fernandez V., Barrios J. (2004). “Multilateral field experience in developing an extra heavy crude-oil reservoir”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 86947), 11 pp.
- [7] Romero Javier (2008). “Inyección de diluyente en pozos horizontales de crudo extrapesado”. TEG. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [8] Joshi Sada. “Horizontal well technology”. PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA. 1991. 535 pp.
- [9] Ahmed Tarek. “Reservoir engineering handbook”. Gulf Professional Publishing, Texas, USA, 2001. 1186 pp.

- [10] Shu W.R. (1984). “A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen, and petroleum fractions”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 11280), 6 pp.
- [11] Salazar, Manuel. (2011). “Approaching viscosity control: electrical heating of extra heavy oil as alternative to diluents injection in down hole, in Cerro Negro field, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)”. World Heavy Oil Congress (WHOC) (paper WHOC 11-149), 7pp.
- [12] D. D. Joseph, A. M. Kamp, R. Bai. (2001). “Modeling foamy oil in porous media”. 39 pp.
- [13] Junín 11 *Drilling Workship*, PDVSA-CVP.
- [14] Arias, Fidias G. “El proyecto de investigación: guía para su elaboración”. Editorial Episteme, Oriol ediciones, Caracas, Venezuela, 1999. 68 pp.
- [15] Informe mensual de producción y mejoramiento Petrocedeño S.A., Octubre 2009.
- [16] CNPC *Petroleum assay*, PDVSA-CVP.
- [17] Informe de costos sobre BCP, PDVSA-CVP.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. Acuña Gloria, Ferreira Diomar (2004). “Well-Testing challenges of the Hamaca project, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 69432), 10pp.
2. Ahmed Tarek. “Reservoir engineering handbook”. Gulf Professional Publishing, Texas, USA, 2001. 1186 pp.
3. Alcocer C.F., Menzie D.E. (1986). “Development and field application of a mathematical model for predicting the kinematic viscosity of Crude oil/diluter mixture under continuous“. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 15659), 11 pp.
4. Argilier J., Henaut I., Gateau P., Heraud J. (2005). “Heavy oil dilution”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 97763), 7 pp.
5. Arias, Fidas G. “El proyecto de investigación: guía para su elaboración”. Editorial Episteme, Oriol ediciones, Caracas, Venezuela, 1999. 68 pp.
6. Garnett R.L. (2001). “Recovery of heavy oil from the Monterrey formation in offshore California by cycling injection of light-oil diluent”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 70992), 8 pp.
7. Gasbarri S., Martinez V., Garcia J., Pinto R., Garcia L., Gil C. (2009). “Inflow performance relationship for heavy oil” Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 122292), 17pp.
8. Goode P.A., Kuchuk F.J. (1991). “Inflow performance of horizontal wells”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 21460), 5 pp.
9. Joshi Sada. “Horizontal well technology”. PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA. 1991. 535 pp.
10. Mehrotra A.K. (1993). “A model for the viscosity of bitumen/bitumen fractions-diluent blends”. The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) (paper JCPT 92-09-03).11pp.

11. Miadonye A., Latour N., Puttagunta V.R. (1999). “Modelling viscosity and mass fraction of bitumen-diluent mixtures”. Petroleum Society of CIM (PETSOC) (paper 99-121), 13 pp.
12. Moreau L.B. (1965). “The pipeline transportation of heavy oil”, The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) (paper JCPT 65-04-11).5pp.
13. Ramírez R., Fernandez V., Barrios J. (2004). “Multilateral field experience in developing an extra heavy crude-oil reservoir”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 86947), 11 pp.
14. Ramírez V., Fernandez V., Barrios J. (2004). “Multilateral field experience in developing an extra crude-oil reservoir”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 86947), 11pp.
15. Ramos Marcelo A., Rojas Carlos R. (2001). “Experience in the use of ESP’s in Orinoco Belt Cerro Negro area, Venezuela”. Society of Petroleum Engineers (SPE), 11pp.
16. Ramos M.A., Rojas M. Kuyucu O., Brown J.C. (2007). “Producing extra-heavy oil from the Orinoco Belt, Cerro Negro area, Venezuela, using bottom-drive progressive cavity pumps”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 97889), 5pp.
17. Robles J. (2001). “Application of advanced heavy-oil-production technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 69848), 11 pp.
18. Rojas A. (2001). “Orinoco Belt, Cerro Negro area: development of downhole diluent injection completions”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 69433), 9pp.
19. Rojas J., Sardella R., Rivas A., Lopez E., Zacarias L. (2011). “Extra heavy crude oil into transportable upgraded crude: new technology overview”. World Heavy Oil Congress (WHOC) (paper WHOC11-157).6 pp.
20. Salazar M. (2011). “Approaching viscosity control: electrical heating of extra heavy oil as alternative to diluent injection in down hole, in Cerro Negro field, “Faja

Petrolífera del Orinoco” (FPO)”. World Heavy Oil Congress (WHOC) (paper WHOC11-149).7 pp.

21. Shu W.R. (1984). “A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen, and petroleum fractions”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 11280), 6 pp.

22. Sutton R.P., Bergman D.F. (2008). “Application of the Bergman-Sutton method for determining blend viscosity”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 117711), 25 pp.

23. Urquhart R.D. (1985). “Heavy oil transportation- Present and future” Petroleum Society of CIM (PETSOC) (paper SS85-26), 9 pp.

24. Wen Y., Kantzas A. (2006). “Evaluation of heavyoil/bitumen-solvent mixture viscosity models. The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) (paper JCPT 06-04-04).6pp.

NOMENCLATURA

LISTA DE SÍMBOLOS

API: gravedad API, ° API.

API_d : Gravedad API del diluyente a utilizar, ° API.

API_c : Gravedad API del crudo de formación. ° API.

API_m : Gravedad API de la mezcla crudo-diluyente, ° API.

C: Constante dependiente del API, adimensional.

J: índice de productividad, $\frac{BND}{lpc}$.

m_m : Masa de mezcla crudo-diluyente, Kg.

m_d : Masa de diluyente, Kg.

m_c : Masa de crudo, Kg.

Ad : Área de drenaje horizontal promedio, acres.

$Ad1$: Área de drenaje del pozo horizontal, acres.

b : Mitad del eje menor de una elipse, pies.

L : Longitud de la sección horizontal del pozo, pies.

L_x : Longitud de la arena, pies.

L_y : Ancho de la arena, pies.

X_w : Distancia del centro del pozo al borde de la arena en largo, pies.

Y_w : Distancia del centro del pozo al borde de la arena en ancho, pies.

Z_w : Distancia del centro del pozo al fondo de la arena, pies.

ΔP : Diferencia de presiones, lpc.

\overline{P}_γ : Presión estática, lpc.

P_{wf} : Presión de fondo fluente, lpc.

Sm : Factor de daño mecánico, adimensional.

k : Permeabilidad promedio del yacimiento, mD.

k_h : Permeabilidad horizontal del yacimiento, mD.

k_v : Permeabilidad vertical del yacimiento, mD.

k_y : Permeabilidad a lo ancho del yacimiento, mD.

r_w : Radio del pozo, pies.

r_{eh} : Radio de drenaje del pozo horizontal, pies.

h : Espesor de la arena, pies.

Q_o : Tasa de petróleo, $\frac{BN}{Día}$.

Q_d : Tasa de diluyente, $\frac{BN}{Día}$.

Q_c : Tasa de producción del crudo de formación, $\frac{BN}{Día}$.

V_d : Volumen de diluyente, BN.

V_c : Volumen de crudo de formación, BN.

T : Temperatura, ° F.

SÍMBOLOS GRIEGOS

β : Relación de permeabilidades, adimensional.

β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN.

μ : Viscosidad, cP.

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP.

μ_m : Viscosidad de la mezcla crudo-diluyente, cP.

γ : Gravedad específica, adimensional.

γ_d : Gravedad específica del diluyente, adimensional.

γ_c : Gravedad específica del crudo de formación, adimensional.

γ_m : Gravedad específica de la mezcla crudo-diluyente, adimensional.

ϕ : Porosidad, adimensional.

CONVERSIONES

$10^3 \text{ Pa}\cdot\text{s} = \text{centiPoise, cP.}$

$^{\circ} K - 273 = \text{Grados centígrados, } ^{\circ} C.$

$\frac{9}{5} \cdot ^{\circ} C + 32 = \text{Grados Fahrenheit, } ^{\circ} F.$

$1 \text{ pie} \cdot 0,3048 = \text{metro, m.}$

$1 \text{ pulg} \cdot 0,254 = \text{metro, m.}$

$1 \text{ lb} \cdot 0,453 \text{ lb} = \text{kilogramo, Kg.}$

$1 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \cdot 16,0185 \text{ l} = \text{Kilogramo por pie cúbico, } \frac{\text{Kg}}{\text{pie}^3}.$

$1 \text{ pie} \cdot 43.560 = \text{Acre.}$

$1 \text{ gal} \cdot 42 = \text{Barril, BN.}$

$1 \text{ pie}^3 \cdot 5,8 = \text{Barril, BN.}$

APÉNDICES

Apéndice I. Código de programación de la herramienta computacional

'Interpolar'

Function interpo2(x As Double, y As Double, Rango As Range) As Variant

Dim Lenf As Long, Lenc As Long, k As Long, xp1 As Long, yp1 As Long

Dim diff As Double, difc As Double, difn As Double, pro As Double

Dim x1 As Double, x2 As Double, xn As Double

Dim y1 As Double, y2 As Double, yn As Double

Dim a As Double, b As Double, che As Double, d As Double

Dim p1 As Double, p2 As Double

On Error Resume Next

Lenf = Rango.Rows.Count - 1

Lenc = Rango.Columns.Count - 1

If Lenf < 2 Or Lenc < 2 Then

 interpo2 = "Pocas filas o columnas"

 Exit Function

End If

diff = Rango(2, 1) - Rango(3, 1)

For k = 2 To Lenf

 If Lenf = 2 Then Exit For

 difn = Rango(k, 1) - Rango(k + 1, 1)

 pro = diff * difn

 If pro <= 0 Then

 interpo2 = "Argumento 1 debe ser monotónico"

 Exit Function

 End If

Next

```

xp1 = 0
For k = 2 To Lenf
  If diff < 0 Then
    If Rango(k, 1) > x Then Exit For
  Else
    If Rango(k, 1) < x Then Exit For
  End If
  xp1 = xp1 + 1
Next k
If xp1 > Lenf Then xp1 = Lenf
If xp1 < 1 Then xp1 = 1
xp1 = xp1 + 1
difc = Rango(1, 2) - Rango(1, 3)
For k = 2 To Lenc
  If Lenc = 2 Then Exit For
  difn = Rango(1, k) - Rango(1, k + 1)
  pro = difc * difn
  If pro <= 0 Then
    interpo2 = "Argumento 2 debe ser monotónico"
    Exit Function
  End If
Next
yp1 = 0
For k = 2 To Lenc
  If difc < 0 Then
    If Rango(1, k) > y Then Exit For
  Else
    If Rango(1, k) < y Then Exit For
  End If
  yp1 = yp1 + 1

```

```

Next k
If yp1 > Lenc Then yp1 = Lenc
If yp1 < 1 Then yp1 = 1
yp1 = yp1 + 1
x1 = Rango(xp1, 1)
x2 = Rango(xp1 + 1, 1)
y1 = Rango(1, yp1)
y2 = Rango(1, yp1 + 1)
a = Rango(xp1, yp1)
b = Rango(xp1, yp1 + 1)
che = Rango(xp1 + 1, yp1)
d = Rango(xp1 + 1, yp1 + 1)
p1 = a + (y - y1) / (y2 - y1) * (b - a)
p2 = che + (y - y1) / (y2 - y1) * (d - che)
interpo2 = p1 + (x - x1) / (x2 - x1) * (p2 - p1)
End Function

```

'Botones del sistema'

```

Sub BOYACA()
UserForm2.Show
End Sub

Sub PREMISAS()
UserForm1.Show
End Sub

Sub INICIARPROGRAM_Click()
Sheets("Mapa de la FPO").Select
End Sub

Sub JUNIN()
UserForm3.Show

```

End Sub

Sub AYACUCHO()

UserForm4.Show

End Sub

Sub CARABOBO()

UserForm5.Show

End Sub

Sub IRINICIO()

Sheets("INICIO").Select

End Sub

Sub IRMFPO()

Sheets("Mapa de la FPO").Select

End Sub

Sub siguiente_click()

Sheets("INPUTS").Select

End Sub

Sub informaciongral_click()

UserForm8.Show

End Sub

'Aceptar las premisas'

Private Sub CommandButton1_Click()

UserForm1.Hide

End Sub

Private Sub ACEPTAR1_Click()

UserForm1.Hide

End Sub

Private Sub Label1_Click()

End Sub

'Aceptar o cancelar la selección del bloque Boyacá'

Private Sub CommandButton1_Click()

UserForm2.Hide

End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()

Sheets("BOYACA").Select

UserForm2.Hide

End Sub

'Aceptar o cancelar la selección del bloque Junín'

Private Sub CommandButton1_Click()

Sheets("JUNIN").Select

UserForm3.Hide

End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()

UserForm3.Hide

End Sub

'Aceptar o cancelar la selección del bloque Ayacucho'

Private Sub CommandButton1_Click()

Sheets("AYACUCHO").Select

UserForm4.Hide

End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()

UserForm4.Hide

End Sub

'Aceptar o cancelar la selección del bloque Carabobo'

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
Sheets("CARABOBO").Select
```

```
UserForm5.Hide
```

```
End Sub
```

'Cargar los datos en el sistema'

```
Private Sub CommandButton2_Click()
```

```
UserForm5.Hide
```

```
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
'1'
```

```
If porosidad = "" Then
```

```
MsgBox "Debe colocar el valor de la porosidad del yacimiento en estudio"
```

```
Else
```

```
Sheets("Calculo de tasa").Cells(2, 3) = CDbI(porosidad.Value)
```

```
'2'
```

```
If permeabilidadneta = "" Then
```

```
MsgBox "Debe colocar el valor de la permeabilidad total del yacimiento en estudio"
```

```
Else
```

```
Sheets("Calculo de tasa").Cells(4, 3) = CDbI(permeabilidadneta.Value)
```

```
'3'
```

```
If permeabilidadh = "" Then
```

```
MsgBox "Debe colocar el valor de la permeabilidad horizontal del yacimiento en estudio"
```

```
Else
```

```
Sheets("Calculo de tasa").Cells(6, 3) = CDbI(permeabilidadh.Value)
```

'4'

If permeabilidadv = "" Then

MsgBox "Debe colocar el valor de la permeabilidad vertical del yacimiento en estudio"

Else

Sheets("Calculo de tasa").Cells(7, 3) = CDBl(permeabilidadv.Value)

'5'

If permeabilidada = "" Then

MsgBox "Debe colocar el valor de la permeabilidad en el ancho del yacimiento en estudio"

Else

Sheets("Calculo de tasa").Cells(5, 3) = CDBl(permeabilidada.Value)

'6'

If longitudy = "" Then

MsgBox "Debe colocar el valor de la longitud del yacimiento en estudio"

Else

Sheets("Calculo de tasa").Cells(10, 3) = CDBl(longitudy.Value)

'7'

If espesory = "" Then

MsgBox "Debe colocar el valor del espesor del yacimiento en estudio"

Else

Sheets("Calculo de tasa").Cells(3, 3) = CDBl(espesory.Value)

'8'

If anchoy = "" Then

MsgBox "Debe colocar el valor del ancho del yacimiento en estudio"

```
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(11, 3) = CDBl(anchoy.Value)

'9'
If presiony = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de la presion de yacimiento del yacimiento en
estudio"
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(15, 3) = CDBl(presiony.Value)

'10'
If presionwf = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de la presion de fondo fluyente del yacimiento en
estudio"
Else
If presionwf >= presiony Then
MsgBox "La presion de fondo fluyente no debe ser mayor o igual que la presion de
yacimiento"
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(16, 3) = CDBl(presionwf.Value)

'11'
If apicrudo = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de la gravedad API del crudo de formación"
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(18, 3) = CDBl(apicrudo.Value)

'12'
If fvcrudo = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor del factor volumétrico de formacion del crudo"
```

```
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(8, 3) = CDBl(fvcrudo.Value)

'13'
If viscosidadcrudo = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de la viscosidad del crudo de formación"
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(9, 3) = CDBl(viscosidadcrudo.Value)

'14'
If brahorw = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor del brazo horizontal del pozo"
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(13, 3) = CDBl(brahorw.Value)
'15'
If radiow = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor del radio del pozo"
Else
Sheets("Calculo de tasa").Cells(12, 3) = CDBl(radiow.Value)

'16'
If OptionButton1 = False And OptionButton2 = False And OptionButton3 = False
And OptionButton4 = False And OptionButton5 = False Then MsgBox "Debe
seleccionar algún tipo de diluyente de la lista o introducir los campos del diluyente
deseado"

'17'
If OptionButton1 = True Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(17, 12) =
CDBl(1)
```

If OptionButton1 = False Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(17, 12) =
CDBl(0)

'18'

If OptionButton2 = True Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(16, 12) =
CDBl(1)

If OptionButton2 = False Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(16, 12) =
CDBl(0)

'19'

If OptionButton3 = True Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(18, 12) =
CDBl(1)

If OptionButton3 = False Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(18, 12) =
CDBl(0)

'20'

If OptionButton4 = True Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(19, 12) =
CDBl(1)

If OptionButton4 = False Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(19, 12) =
CDBl(0)

'21'

If OptionButton5 = True Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(20, 12) =
CDBl(1)

If OptionButton5 = False Then Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(20, 12) =
CDBl(0)

'22'

```
If TextBox1 = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de la gravedad API del diluyente que se quiere
utilizar"
Else
Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(13, 3) = CDBl(TextBox1.Value)

'23'
If TextBox2 = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de viscosidad del diluyente que se quiere utilizar"
Else
Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(13, 4) = CDBl(TextBox2.Value)

'24'
If apim = "" Then
MsgBox "Debe colocar el valor de la gravedad API de la mezcla deseada"
Else
If apim > 17 Then
MsgBox "La gravedad API de la mezcla óptima no debe ser menor que 15°API ni
mayor que 17°API, por favor colocar un valor dentro de este rango"
Else
If apim < 15 Then
MsgBox "La gravedad API de la mezcla óptima no debe ser menor que 15°API ni
mayor que 17°API, por favor colocar un valor dentro de este rango"
Else
Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(1, 5) = CDBl(apim.Value)

End If
End If
End If
End If
```

```
Private Sub MultiPage2_Change()  
End Sub
```

```
Private Sub OptionButton1_Click()  
If Me.OptionButton1 Then  
    TextBox1.Enabled = False  
    TextBox2.Enabled = False  
    TextBox1.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(6, 3)  
    TextBox2.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(6, 4)  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub OptionButton2_Click()  
If Me.OptionButton2 Then  
    TextBox1.Enabled = False  
    TextBox2.Enabled = False  
    TextBox1.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(5, 3)  
    TextBox2.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(5, 4)  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub OptionButton3_Click()  
If Me.OptionButton3 Then  
    TextBox1.Enabled = False  
    TextBox2.Enabled = False  
    TextBox1.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(7, 3)  
    TextBox2.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(7, 4)  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub OptionButton4_Click()  
If Me.OptionButton4 Then  
    TextBox1.Enabled = False  
    TextBox2.Enabled = False  
    TextBox1.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(8, 3)  
    TextBox2.Text = Sheets("Viscosidad de mezcla").Cells(8, 4)  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub OptionButton5_Click()  
If Me.OptionButton5 Then  
    TextBox1.Enabled = True  
    TextBox1.Locked = False  
    TextBox2.Locked = False  
    TextBox2.Enabled = True  
    TextBox1.Text = ""  
    TextBox2.Text = ""  
End If  
End Sub
```

```
Private Sub porosidad_Change()  
End Sub
```

```
Private Sub porosidad_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)  
    KeyAscii = verificar_tecla(KeyAscii)  
End Sub
```

```
Function verificar_tecla(tecla_presionada)  
    Dim teclas As String
```

```
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla = tecla_presionada
Else
verificar_tecla = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub permeabilidadneta_Change()
End Sub
```

```
Private Sub permeabilidadneta_KeyPress(ByVal KeyAscii As
MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla1(KeyAscii)
End Sub
```

```
Function verificar_tecla1(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla1 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla1 = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub permeabilidadh_Change()
End Sub
```

```
Private Sub permeabilidadh_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
```

```
KeyAscii = verificar_tecla2(KeyAscii)
```

```
End Sub
```

```
Function verificar_tecla2(tecla_presionada)
```

```
Dim teclas As String
```

```
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
```

```
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
```

```
verificar_tecla2 = tecla_presionada
```

```
Else
```

```
verificar_tecla2 = 0
```

```
End If
```

```
End Function
```

```
Private Sub permeabilidadv_Change()
```

```
End Sub
```

```
Private Sub permeabilidadv_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
```

```
KeyAscii = verificar_tecla3(KeyAscii)
```

```
End Sub
```

```
Function verificar_tecla3(tecla_presionada)
```

```
Dim teclas As String
```

```
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
```

```
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
```

```
verificar_tecla3 = tecla_presionada
```

```
Else
```

```
verificar_tecla3 = 0
```

```
End If
```

```
End Function
```

```
Private Sub permeabilidada_Change()  
End Sub
```

```
Private Sub permeabilidada_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)  
KeyAscii = verificar_tecla4(KeyAscii)  
End Sub
```

```
Function verificar_tecla4(tecla_presionada)  
Dim teclas As String  
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)  
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then  
verificar_tecla4 = tecla_presionada  
Else  
verificar_tecla4 = 0  
End If  
End Function
```

```
Private Sub longitudy_Change()  
End Sub
```

```
Private Sub longitudy_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)  
KeyAscii = verificar_tecla5(KeyAscii)  
End Sub
```

```
Function verificar_tecla5(tecla_presionada)  
Dim teclas As String  
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)  
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then  
verificar_tecla5 = tecla_presionada  
Else
```

```
verificar_tecla5 = 0
```

```
End If
```

```
End Function
```

```
Private Sub espesory_Change()
```

```
End Sub
```

```
Private Sub espesory_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
```

```
KeyAscii = verificar_tecla6(KeyAscii)
```

```
End Sub
```

```
Function verificar_tecla6(tecla_presionada)
```

```
Dim teclas As String
```

```
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
```

```
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
```

```
verificar_tecla6 = tecla_presionada
```

```
Else
```

```
verificar_tecla6 = 0
```

```
End If
```

```
End Function
```

```
Private Sub anchoy_Change()
```

```
End Sub
```

```
Private Sub anchoy_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
```

```
KeyAscii = verificar_tecla7(KeyAscii)
```

```
End Sub
```

```
Function verificar_tecla7(tecla_presionada)
```

```
Dim teclas As String
```

```
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla7 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla7 = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub presiony_Change()
End Sub
```

```
Private Sub presiony_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla8(KeyAscii)
End Sub
```

```
Function verificar_tecla8(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla8 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla8 = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub presionwf_Change()
End Sub
```

```
Private Sub presionwf_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla9(KeyAscii)
```

End Sub

```
Function verificar_tecla9(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla9 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla9 = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub apicrudo_Change()
End Sub
```

```
Private Sub apicrudo_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla10(KeyAscii)
End Sub
```

```
Function verificar_tecla10(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla10 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla10 = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub fvcruado_Change()
```

End Sub

```
Private Sub fvcrufo_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
    KeyAscii = verificar_tecla11(KeyAscii)
End Sub
```

```
Function verificar_tecla11(tecla_pesionada)
    Dim teclas As String
    teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
    If InStr(1, teclas, Chr(tecla_pesionada)) Then
        verificar_tecla11 = tecla_pesionada
    Else
        verificar_tecla11 = 0
    End If
End Function
```

```
Private Sub apim_Change()
End Sub
```

```
Private Sub apim_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
    KeyAscii = verificar_tecla15(KeyAscii)
End Sub
```

```
Function verificar_tecla15(tecla_pesionada)
    Dim teclas As String
    teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
    If InStr(1, teclas, Chr(tecla_pesionada)) Then
        verificar_tecla15 = tecla_pesionada
    Else
        verificar_tecla15 = 0
    End If
End Function
```

End If

End Function

Private Sub TextBox1_Change()

End Sub

Private Sub textbox1_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)

KeyAscii = verificar_tecla16(KeyAscii)

End Sub

Function verificar_tecla16(tecla_presionada)

Dim teclas As String

teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)

If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then

verificar_tecla16 = tecla_presionada

Else

verificar_tecla16 = 0

End If

End Function

Private Sub TextBox2_Change()

End Sub

Private Sub textbox2_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)

KeyAscii = verificar_tecla17(KeyAscii)

End Sub

Function verificar_tecla17(tecla_presionada)

Dim teclas As String

teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)

If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then

verificar_tecla17 = tecla_presionada

```
Else
verificar_tecla17 = 0
End If
End Function

Private Sub UserForm_Click()

End Sub

Private Sub viscosidadcrudo_Change()
End Sub

Private Sub viscosidadcrudo_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla12(KeyAscii)
End Sub

Function verificar_tecla12(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla12 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla12 = 0
End If
End Function

Private Sub brahorw_Change()
End Sub

Private Sub brahorw_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla13(KeyAscii)
```

End Sub

```
Function verificar_tecla13(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla13 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla13 = 0
End If
End Function
```

```
Private Sub radiow_Change()
End Sub
```

```
Private Sub radiow_KeyPress(ByVal KeyAscii As MSForms.ReturnInteger)
KeyAscii = verificar_tecla14(KeyAscii)
End Sub
```

```
Function verificar_tecla14(tecla_presionada)
Dim teclas As String
teclas = "1234567890,." & Chr(vbKeyBack)
If InStr(1, teclas, Chr(tecla_presionada)) Then
verificar_tecla14 = tecla_presionada
Else
verificar_tecla14 = 0
End If
End Function
```

'Cancelar o aceptar el mensaje de advertencia par ir a la página de resultados'

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
UserForm7.Hide  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton2_Click()  
UserForm7.Hide  
UserForm6.Hide  
Sheets("RESULTADOS").Select  
End Sub
```

```
Private Sub UserForm_Click()  
End Sub
```

'Información adicional'

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
UserForm8.Hide  
End Sub
```

```
Private Sub Label1_Click()  
End Sub.
```