

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES DE LAS MACOLLAS 2, 3 Y 4 PERFORADOS EN EL YACIMIENTO MORICHAL DEL CAMPO CERRO NEGRO I

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br Katherine Morales
Para optar por el título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES DE LAS MACOLLAS 2, 3 Y 4 PERFORADOS EN EL YACIMIENTO MORICHAL DEL CAMPO CERRO NEGRO I

Tutor Académico: Profesora Libesth Miranda

Tutor Industrial: Ingeniero Pedro Martorano

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br Katherine Morales
Para optar por el título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2012

Caracas, Noviembre de 2012

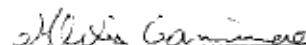
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Morales Pabón, Katherine V. titulado:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS
HORIZONTALES DE LAS MACOLLAS 2, 3 Y 4 PERFORADOS EN EL
YACIMIENTO MORICHAL CAMPO CERRO NEGRO I”**

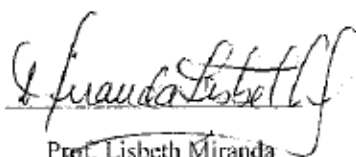
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri
Jurado



Prof. Alexis Gammiero
Jurado



Prof. Lisbeth Miranda
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Papito Dios y Mamita María, por sus bendiciones.

*A mis Abuelitos, porque siempre me amaron incondicionalmente y sé que desde el cielo
me siguen amando y bendiciendo.*

*A mi Madre, ¿A quién más podría dedicar este logro? Eres mi mayor tesoro, mi luz y
mi guía, gracias por amarme y apoyarme siempre!. Este logro es tuyo mamita bella.*

A mi hermanita por tanto amor y por confiar siempre en mí.

Los AMO con todo mi corazón!!...

AGRADECIMIENTOS

A la Excelentísima Universidad Central de Venezuela por brindarme los máximos conocimientos en el área ingenieril y humanista. Te llevaré siempre en alto y representaré con orgullo.

A mi tutora académica y gran amiga Lisbeth Miranda, dispuesta siempre a ayudarme y guiarme académicamente. Un millón de gracias.

A mi tutor industrial Pedro Martorano por sus guías invaluable sin las cuales este trabajo no hubiese cristalizado.

A papito Dios y mamita María por haberme dado fuerzas todos los días de mi vida para poder alcanzar mi meta.

A mis abuelitos Joaquín y María, quienes me regalaron los mejores momentos de su vida, gracias a su amor incondicional por ser una de sus nietas consentidas. Por enseñarme valores y principios sólidos, necesarios en la vida, como la honestidad, rectitud, ética, responsabilidad y humildad. Por la formación de una gran mujer, mi madre.

A mi madre, Blanca Maritza por haber creído en mí siempre y por haberme brindado todo su apoyo para que pudiera alcanzar mi objetivo. Especialmente, por ser mi mejor modelo a seguir, por ser una gran mujer, madre, amiga y confidente, por darme día a día un gran amor puro e incondicional, por apoyarme a pesar de todas mis caídas y, por estar siempre para ayudarme a levantar. Me siento infinitamente orgullosa de ser su hija. Me ha brindado la crianza y trato que cualquier hijo quisiera tener, siempre bajo esquemas de respeto, humildad, esperanzas y convicción de superación. Te amo.

A mi padre, Freddy Morales a quien amaré siempre.

A mi hermanita Greyla, quien estuvo siempre conmigo en mis mejores momentos, compartiendo el amor de mis abuelitos, y, quién me salvó la vida siendo tan chiquita. Te amo.

A mi ahijado, mi príncipe Jesús, a quien amo mucho y siempre tendrá mi bendición e incondicional cariño. Te deseo todo el éxito del mundo.

A Erasmo, gracias por darme el apoyo necesario e incondicional cuando lo necesité. Siempre estarás en un lugar especial en mi corazón, te respeto y te quiero, siempre tendrás mi eterno agradecimiento.

A Elita y Lis, mis coterráneas, por su amistad incondicional, por regalarme muchos buenos momentos, por estar en las buenas y en las malas.

A Orlyn, por brindarme su amistad y apoyo durante estos últimos años, por su ánimo y buenas intenciones, también fue parte importante para lograr cumplir esta meta.

A mis amigos de la UCV quienes me brindaron, más que una amistad, una familia, gané tres hermanitos maravillosos, Carlos Zapata, Biany Medina y Lissett Leal.

Morales P Katherine V

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS
HORIZONTALES DE LAS MACOLLAS 2, 3 Y 4 PERFORADOS
EN EL YACIMIENTO MORICHAL DEL CAMPO CERRO
NEGRO I**

**Tutora Académica: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ing. Pedro
Martorano. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
de Petróleo. 2012, 187 pag.**

Palabras Claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Pozos Horizontales, productividad,
Herramienta Computacional, Rentabilidad Económica, macolla.

Resumen. En la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es práctica común el uso de los pozos horizontales para incrementar el área de contacto con el yacimiento y, por ende, un incremento en la productividad del mismo. En el presente Trabajo Especial de Grado (TEG) se determinó y cotejó la productividad real de los pozos horizontales evaluados en las macollas 2, 3 y 4 del Campo Cerro Negro I, con seis ecuaciones disponibles en la literatura tanto para el cálculo de tasa de producción de petróleo e índices de productividad para pozos horizontales. La ecuación que mejor se ajustó a los valores reales medidos fue la ecuación de Cho y Shah (2001). Con el propósito de aumentar la productividad de los pozos en estudio, se evaluó la aplicación de tecnologías de reducción de daño (tratamiento con surfactante) y reducción de viscosidad (calentamiento con cable eléctrico e inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal del pozo), por analogía con experiencias realizadas en campos vecinos como Petrocedeño, Petropiar y cercanas como Sinovensa, en las cuales se obtuvieron incrementos de productividad hasta de 50%, 30% y 100% respectivamente. Se desarrolló una herramienta computacional en Microsoft Excel, capaz de determinar la tasa de producción, índice de productividad, daño presente en el pozo, daño a remover por la estimulación con surfactante, viscosidades aparente producto de las tecnologías de reducción de viscosidad y, adicionalmente calcula la tasa de diluyente a inyectar, tasa de la mezcla y la viscosidad de la mezcla. Finalmente, se evaluó la rentabilidad económica de las tecnologías seleccionadas para aumentar la productividad de los pozos horizontales ya perforados en el yacimiento la tecnología que dio mayor rentabilidad fue la inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal con un TIR mayor al 15% y duplica el VPN con respecto a la segunda más rentable (surfactante).

ÍNDICE

LISTA DE FIGURA	xii
LISTA DE GRÁFICOS	xiv
LISTA DE TABLAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 .-El Problema.....	2
1.2 .-Objetivo General:.....	2
1.3.-Objetivos Específicos:.....	3
1.4.- Alcance.....	3
1.5 .-Justificación Del Trabajo De Investigación	3
CAPITULO II	4
MARCO TEORICO	4
2.1 .-Pozos Horizontales.....	4
2.2 .- Aplicabilidad De Los Pozos Horizontales	5
2.3 .- Ventajas Y Desventajas De Los Pozos Horizontales.....	6
2.3.1 Ventajas	6
2.3.2 Desventajas.....	7
2.4.- Técnicas De Perforación Y Terminación De Pozos Horizontales	7
2.5 .- Macolla	13
2.6 .- Flujo En Pozos Horizontales.....	14
2.7 .- Productividad De Los Pozos Horizontales	17
2.7.1 Productividad De Los Pozos Horizontales En Estado Estable	18
2.7.2 Índice De Productividad (J).....	23
2.7.3 Índice De Productividad En Pozos Horizontales.....	25
2.7.4 Factor De Daño (Skin Factor)"S"	28
2.8 .- Viscosidad De Mezclas De Hidrocarburos	29

2.9 .- Crudo Espumoso	31
2.10.- Mecanismo De Producción	32
2.11.- Levantamiento Artificial Durante La Producción Primaria	33
2.12.- Bombeo De Cavity Progresiva (B.C.P.)	33
2.12.1 Aparejo De Superficie	33
2.12.2 Los Equipos De Subsuelo	34
2.12.3 Ventajas Del Bombeo De Cavidades Progresivas	38
2.12.4 Desventajas Del Bombeo De Cavidades Progresivas	39
2.13.- Mecanismos De Reducción De Daño	40
2.13.1 Estimulación De Pozos	40
2.13.2 Surfactante	41
2.13.3 Tipos De Surfactantes Según Su Carga Iónica	42
2.13.5 Aplicación Y Tipos De Surfactantes	49
2.14.- Tecnologías Aplicadas Para La Reducción De Viscosidad De Crudo	53
2.14.1 Estimulación Térmica	53
2.14.1.1 Sistema Cable Calentador	54
2.14.1.2. Alternativas De Calentamiento Eléctrico En Fondo	54
2.14.1.2.1. Cable Calentador (<i>Petro Trace</i>)	54
2.14.1.2.2. Cable Calentador (<i>Centrilift</i>)	58
2.14.2. Inyección De Diluyente	59
2.14.2.1. Tipos De Diluyentes	60
2.14.2.2 Tipos De Inyección De Diluyentes	61
2.14.2.3 Inyección De Diluyente En El Cabezal Del Pozo	61
2.14.2.4 Inyección De Diluyente A Fondo A Través Del Anular Del Pozo	63
2.14.2.5 Inyección De Diluyente Al Nivel De La Bomba	63
2.14.2.6 Inyección De Diluyente En El Fondo En La Parte Horizontal Del Pozo	65
2.15.- Evaluación Económica En La Industria Petrolera	66
2.15.1 Valor Presente Neto (VPN)	67
2.15.2 Tasa Interna De Retorno (TIR)	68

CAPÍTULO III	69
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	69
3.1 .- Faja Petrolífera del Orinoco	69
3.2 .-Características Geológicas De La Faja Petrolífera Del Orinoco.....	70
3.3 .-Área Carabobo (Cerro Negro).....	72
3.3.1 Ubicación.....	73
3.3.1.1 Político – Administrativo Y Operacional.....	73
3.3.1.2 Geográfica	73
3.4 .-Bloque Carabobo 1 (Cerro Negro I)	73
3.4.1 Ubicación Geográfica	73
3.4.2 Características De Los Yacimientos Y De Los Hidrocarburos	74
3.4.3 Estratigrafía Regional	75
3.5 Ambiente De Sedimentación.....	86
3.5.1 Sedimentología	86
3.6 .- Petrofísica	88
3.7 .-Propiedades de los fluidos	89
CAPÍTULO IV	91
METODOLOGÍA	91
4.1 .-Tipo De Investigación.....	91
4.2 .-Revisión Bibliográfica Y Recopilación De Información	93
4.3 .-Definición De Premisas Para La Selección De Los Pozos A Evaluar De Las Macollas 2, 3 Y 4 De Cerro Negro I.....	93
4.4 .-Diseño Y Elaboración De La Base De Datos	97
4.5 .-Selección De Las Ecuaciones Para Determinar La Productividad De Los Pozos Horizontales	98
4.5.1 Selección de las Ecuaciones Para El Cálculo De Tasa Para Cada Pozo.....	98
4.5.2 Selección De Las Ecuaciones Para El Cálculo De Índice De Productividad Para Cada Pozo	101

4.6 .-Estimación De La Aplicación De La Tecnología De Reducción De Daño Para Maximizar La Productividad De Los Pozos.....	101
4.7 .-Estimación De La Aplicación De La Tecnología De Cable De Calentamiento En El Fondo.....	103
4.8 .-Estimación De La Aplicación De La Inyección De Diluyente En El Fondo Para Maximizar La Productividad De Los Pozos.....	105
4.9 .-Programación y Desarrollo de la Herramienta Computacional	106
4.10.- Validación de la herramienta	114
4.11.-Evaluación De La Rentabilidad Económica De Las Tecnologías Para La Maximización De La Productividad De Los Pozos	114
4.12.- Análisis de resultados	115
CAPÍTULO V	116
ANÁLISIS DE RESULTADOS	116
5.1.- Evaluación de las Ecuaciones para el Cálculo de Tasas de Producción de Petróleo con respecto a la Tasa Medida	116
5.2. Estimación De La Aplicación De Tecnologías De Reducción De Daño Para Maximizar La Productividad De Los Pozos.....	130
5.3. Estimación De La Aplicación De Tecnologías De Reducción De Viscosidad Para Maximizar La Producción De Los Pozos	136
5.3.1 Estimación De La Aplicación De Cable De Calentamiento En El Fondo De Los Pozos Horizontales.....	136
5.3.2 .-Estimación De La Aplicación De Inyección De Diluyente En El Fondo De Los Pozos Horizontales.....	141
5.4. Evaluar la rentabilidad económica de las tecnologías seleccionadas para aumentar la productividad de los pozos horizontales ya perforados en el yacimiento.....	146
CONCLUSIONES	153
RECOMENDACIONES	155
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	156
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	158
APÉNDICE A	161
A.1.- Diseño Y Elaboración De La Base De Datos.....	161

APÉNDICE B	165
B.1.- Cálculo Del Factor C Para La Ecuación De Tasa De Diluyente ^[5]	165
B.2.- Cálculo de la viscosidad de la mezcla	166
B.3.- Cálculo de tasa de diluyente	166

LISTA DE FIGURA

CAPITULO II	4
MARCO TEORICO	4
Figura 2.1. Diagrama de un Pozo Horizontal	5
Figura 2.2. Tipos de pozos horizontales.....	9
Figura 2.3.Completación a hoyo abierto o desnudo.	10
Figura 2.4 Terminación con Camisa Ranurada.	11
Figura 2.5. Terminación con camisa ranurada y empacaduras externas.	12
Figura 2.6. Terminación con revestidor cementado y perforado.	13
Figura 2.7. Área de drenaje un pozo horizontal.	15
Figura 2.8. Área de drenaje elíptica según Joshi.	16
Figura 2.9. Promedio de áreas de drenaje para un pozo horizontal.....	17
Figura 2.10. Gráfica de presión de fondo fluyente contra tasa de producción.	25
Figura 2.11. Motor y cabezal giratorio.....	34
Figura 2.12. Tuberías de producción.....	35
Figura 2.13. Rotor y estator de la BCP.....	36
Figura 2.14. Funcionamiento del rotor y estator de la BCP	37
Figura 2.15. Equipos de subsuelo que generalmente conforman la BCP.....	38
Figura 2.16 Composición bipolar de un surfactante.....	41
Figura 2.17.Pozo con tratamiento de surfactante	42
Figura 2.18 Interface entre dos líquidos.	45
Figura 2.19 Interface entre un líquido y un gas.....	46
Figura 2.20. Características de mojabilidad de las partículas de silicato	48
Figura 2.21. Misceláneos de surfactantes.....	48
Figura 2.22. Cables PetroTrace para el calentamiento en Fondo.	55
Figura 2.23. Diseño de calentador con cuatro secciones de Tyco.....	57
Figura 2.24 Cable calentador.....	58
Figura 2.25 Diagrama de ilustración del cable calentador.	59
Figura 2.26.Pozo con inyección de diluyente en el cabezal	62

Figura 2.27 Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a la descarga de la bomba.....	64
Figura 2.28. Completación de pozo tipo con inyección de diluyente al fondo del brazo.	66
CAPÍTULO III.....	69
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA.....	69
Figura 3.1 Localización y división de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	70
Figura 3.2. Sección esquemática estructural regional de la FPO.	71
Figura 3.3. Columna estratigráfica de la FPO.	72
Figura 3.4 Mapa ubicación del Bloque Carabobo I	74
Figura 3.5 Columna Estratigráfica.	78
Figura 3.6. Límites de sedimentación para cada unidad definida dentro del Miembro Morichal.....	81
Figura 3.7 Columna estratigráfica tipo para el Bloque Carabobo 1 enmarcada dentro del Bloque Carabobo.....	85
Figura 3.8 Sedimentología	88
CAPÍTULO IV	91
METODOLOGÍA	91
Figura 4.1. Esquema metodológico para el desarrollo del proyecto.	92
Figura 4.2. Base de datos macollas 2, 3 y 4 de Cerro Negro I	98
APÉNDICE A	161
Figura A.1. Base de datos de la macolla 2.	161
Figura A.2. Base de datos macolla 2.	162
Figura A.3. Base de datos macolla 2.	162
Figura A.4. Base de datos macolla 3.	162
Figura A.5. Base de datos macolla 3.	163
Figura A.6. Base de datos macolla 3.	163
Figura A.7. Base de datos macolla 4.	163
Figura A.8. Base de datos macolla 4.	164
Figura A.9. Base de datos macolla 4.	164

LISTA DE GRÁFICOS

CAPÍTULO V	116
ANÁLISIS DE RESULTADOS	116
Gráfico 5.1. Tasas de producción calculadas versus las tasas medidas en la macolla 2	117
Gráfico 5.2. Índices de productividad calculados y medidos en pozos de la macolla 2	120
Gráfico 5.3. Tasas de producción calculadas versus las tasas medidas en la macolla 3	122
Gráfico 5.4. Índices de productividad calculados y medidos en pozos de la macolla 3	124
Gráfico 5.5. Tasas de producción calculadas versus las tasas medidas en la macolla 4	126
Gráfico 5.6. Índices de productividad calculados y medidos en pozos de la macolla 4	128
Gráfico 5.7. Tasas de petróleo con tratamiento de surfactante de los pozos de la macolla 2	132
Gráfico 5.8. Tasas de petróleo con tratamiento de surfactante de los pozos de la macolla 3	134
Gráfico 5.9. Tasas de petróleo con tratamiento de surfactante de los pozos de la macolla 4.....	135
Gráfico 5.10. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 2	138
Gráfico 5.11. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 3	139
Gráfico 5.12. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 4	140
Gráfico 5.13. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 2	143
Gráfico 5.14. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 3	144

Gráfico 5.15.Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 4	145
---	------------

LISTA DE TABLAS

CAPITULO II	4
MARCO TEORICO	4
Tabla 2.1. Tensión superficial de algunos líquidos ^[9]	46
CAPÍTULO III	69
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	69
Tabla 3.1. Propiedades Geológicas del Miembro Morichal ^[17]	84
Tabla 3.2 Valores petrofísicos y parámetros que caracterizan al Miembro Morichal	89
Tabla 3.3. Características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del área	90
CAPÍTULO IV	91
METODOLOGÍA	91
Tabla 4.1. Características de yacimiento de los pozos seleccionados de la macolla 2	95
Tabla 4.2. Características de yacimiento de los pozos seleccionados de la macolla 3	96
Tabla 4.3. Características de yacimiento de los pozos seleccionados de la macolla 4	97
Tabla 4.4. Datos reales medidos de los pozos de la macolla 2.....	99
Tabla 4.5. Datos reales medidos de los pozos de la macolla 3.....	99
Tabla 4.6. Datos reales medidos de los pozos de la macolla 4.....	99
CAPÍTULO V	116
ANÁLISIS DE RESULTADOS	116
Tabla 5.1 Tasas calculadas y tasa medida para cada uno de los pozos de la macolla 2	116
Tabla 5.2. % Error promedio relativo de las tasas calculadas con respecto a la tasa medida de los pozos de la macolla 2	118
Tabla 5.3 Índices de productividad calculados y medidos para cada pozo de la macolla 2	119

Tabla 5.4. % Error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los medidos de los pozos de la macolla 2	121
Tabla 5.5 Tasas calculadas y tasas medidas para los pozos de la macolla 3	122
Tabla 5.6 % Error promedios relativos de las tasas calculadas con respecto a la tasas medidas de los pozos de la macolla 3	123
Tabla 5.7 Índices de productividad calculados y el medido para cada pozo de la macolla 3	124
Tabla 5.8. % Error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los medidos de los pozos de la macolla 3	125
Tabla 5.9. Tasas calculadas y tasas medidas para los pozos de la macolla 4	126
Tabla 5.10. % Error promedios relativos de las tasas calculadas con respecto a la tasas medidas de los pozos de la macolla 4	127
Tabla 5.11 Índices de productividad calculados y el medido para cada pozo de la macolla 4	128
Tabla 5.12. % Error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los medidos de los pozos de la macolla 4	129
Tabla 5.13. Resultados de tratamiento de surfactante en Petrocedño	131
Tabla 5.14. Tasas de producción de petróleo e índice de productividad y daño para los pozos de la macolla 2 con tratamiento de surfactante.....	132
Tabla 5.15. Tasas de producción de petróleo e índice de productividad y daño para los pozos de la macolla 3 con tratamiento de surfactante.....	133
Tabla 5.16. Tasas de producción de petróleo e índice de productividad y daño para los pozos de la macolla 4 con tratamiento de surfactante.....	135
Tabla 5.17. Tasas de producción de petróleo por calentamiento con cable eléctrico en Sinovensa	137
Tabla 5.18. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 2	138
Tabla 5.19. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 3	139
Tabla 5.20. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 4	140
Tabla 5.21. Resultados de la inyección de diluyente en fondo en Petropiar	141

Tabla 5.22. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 2	142
Tabla 5.23. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 3	144
Tabla 5.24. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 4	145
5.4. Evaluar la rentabilidad económica de las tecnologías seleccionadas para aumentar la productividad de los pozos horizontales ya perforados en el yacimiento.....	146
Tabla 5.25. Valor presente neto para las tecnologías seleccionadas en la macolla 2	146
Tabla 5.26. Tasa interna de retorno de las tecnologías seleccionadas en la macolla 2	147
Tabla 5.27. Tiempo de pago de las tecnologías seleccionadas en la macolla 2 ...	147
Tabla 5.28. Valor presente neto de las tecnologías seleccionadas en la macolla 3	148
Tabla 5.29. Tasa interna de retorno de las tecnologías en la macolla 3	149
Tabla 5.30. Tiempo de pago de las tecnologías en la macolla 3	149
Tabla 5.31. Valor presente neto de las tecnologías seleccionadas en la macolla 4	150
Tabla 5.32. Tasa interna de retorno de las tecnologías seleccionadas en la macolla 4	150
Tabla 5.33 Evaluación económica con Inyección de diluyente en fondo	151

INTRODUCCIÓN

El uso de la tecnología de perforación con pozos horizontales ha alcanzado altos niveles de aceptación en el ámbito nacional y mundial debido a los beneficios y ventajas que la misma presenta en comparación con la perforación convencional (vertical y direccional), representando una de estas ventajas el incremento del área del contacto con el yacimiento y por ende un incremento en la productividad del mismo.

Sin embargo, las predicciones y posteriores evaluación del desempeño de la productividad de los pozos horizontales son frecuentemente imprecisas, debido presumiblemente a una representación inadecuada de varios parámetros en el diseño de los pozos horizontales y/o del mismo yacimiento, en los modelos más simples usados a menudo para estimar su desempeño.

Los pozos a evaluar tienen más de diez años de producción, por bombeo mecánico, mediante bombas de cavidad progresiva. A la fecha, los pozos han declinado alrededor de 15% anual. Es, por esto, que la realización de este trabajo tiene como finalidad evaluar : a) la tecnología de reducción de daño y b) las tecnologías para reducir la viscosidad del crudo, con la finalidad de optimizar la productividad actual de los pozos horizontales de las macollas 2, 3 y 4 perforados en el yacimiento Morichal del Campo Cerro Negro 1.

Para llevar a cabo este trabajo, se aplicarán modelos matemáticos existentes para determinar la productividad de los pozos horizontales y luego, mediante simulación, se analizarán las tecnologías propuestas para optimizar la productividad de los mismos, incluyendo la rentabilidad económica de la tecnologías seleccionadas.

Posteriormente, se procederá a la discusión de los resultados obtenidos con miras a mejorar el análisis que se realizará y finalmente, se construirán las conclusiones y recomendaciones que surjan de la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 .-El Problema

El uso de pozos horizontales es ahora práctica común en la industria petrolera. En las arenas no consolidadas de la Faja Petrolífera del Orinoco se ha masificado la perforación de pozos horizontales desde el año 1998, habiéndose perforados casi tres mil pozos hasta la fecha. Según informes técnicos de la empresa Petromonagas, una de las primeras empresas que perforó pozos horizontales en el área es Petromonagas (antigua OCN), la cual cuenta con 220 pozos distribuidos en 12 macollas. De éstas, las macollas 2, 3 y 4 agrupan 59 pozos y tienen más de diez años de producción, por bombeo mecánico, mediante bombas de cavidad progresiva. A la fecha, los pozos han declinado alrededor de 15% anual y se desea evaluar tecnologías que mejoren la productividad de dichos pozos horizontales, aún en sus etapas iniciales. Para resolver el problema planteado se formulan las siguientes interrogantes: ¿Cómo evaluar la productividad de los pozos horizontales? ¿Cuál tecnología de reducción de daño y de reducción de viscosidad genera mayor productividad en los pozos horizontales de las macollas 2,3 y 4 perforados en el yacimiento Morichal del Campo Cerro Negro I?, ¿Se puede optimizar la productividad de los pozos?

1.2 .-Objetivo General:

Optimizar la productividad de los pozos horizontales de las macollas 2, 3 y 4 perforados en el yacimiento Morichal del campo Cerro Negro I.

1.3.-Objetivos Específicos:

1. Generar una base de datos con la información necesaria de los pozos de las macollas y del yacimiento.
2. Determinar y cotejar la productividad real de los pozos horizontales con un mínimo margen de incertidumbre.
3. Evaluar la aplicación de tecnologías de reducción de daño y reducción de viscosidad para maximizar la productividad de los pozos horizontales.
4. Evaluar la rentabilidad económica de las tecnologías seleccionadas para aumentar la productividad de los pozos horizontales ya perforados en el yacimiento.

1.4.- Alcance

Este proyecto tiene como alcance optimizar la productividad de los pozos horizontales de las macollas 2, 3 y 4 perforados en el yacimiento Morichal del Campo Cerro Negro I. Este estudio se basa en la aplicación de los modelos matemáticos existentes para estudiar la productividad de los pozos horizontales y estimar la aplicación de las tecnologías seleccionadas por medio de simulación que permitan maximizar la productividad de los pozos y por tanto la del campo. Finalmente evaluar la rentabilidad económica en el área.

1.5 .-Justificación Del Trabajo De Investigación

El presente trabajo busca determinar el (los) modelo(s) matemático(s) que representen los parámetros más sensibles del pozo y/o del yacimiento para evaluar el desempeño de su productividad con un mínimo margen de incertidumbre y, acorde al yacimiento en estudio, originar un esquema de optimización de la productividad de los pozos existentes en el yacimiento Morichal del campo Cerro

CAPITULO II**MARCO TEORICO****2.1 .-Pozos Horizontales**

Los pozos horizontales son perforados idealmente paralelos a los planos horizontales de un yacimiento de determinado espesor. Esta técnica se utiliza para aumentar el área de contacto del pozo con el yacimiento, lo cual conlleva a la optimización de la productividad y del recobro de reservas, tienen amplia aplicación en yacimientos que muestran alta permeabilidad vertical, o exhiben problemas de conificación de agua y/o gas. La figura 2.1 muestra un diagrama de un pozo horizontal. La longitud de la sección horizontal dependerá de la extensión del yacimiento, del área que se estime drenar y las condiciones tanto de perforación como de producción. Generalmente esta sección no está cementada. ^[1]

Los pozos horizontales pueden acelerar el proceso de recobro por segregación gravitacional, esto debe ser considerado cuando se planifica el desarrollo de un campo.

Los pozos horizontales son utilizados para proyectos que requieren la inyección de fluidos, en donde existe una amplia área de drenaje y como consecuencia un aumento en la inyectividad, lo cual se traduce en un aumento en el recobro de las reservas.

El término “pozo horizontal” se refiere a pozos de 90 grados de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor de 86 grados. Este presenta una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo. ^[2]

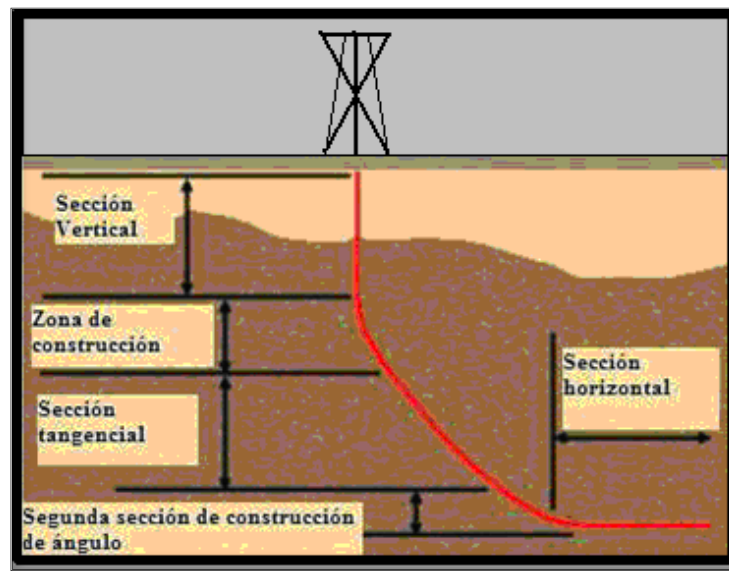


Figura 2.1. Diagrama de un Pozo Horizontal. ^[1]

2.2 .- Aplicabilidad De Los Pozos Horizontales ^{[3][4]}

- En yacimientos de Crudos Pesados, ya que en la producción mediante un pozo horizontal las caídas de presión son más bajas y permiten retardar la conificación del agua y el gas, al presentar éstos una mayor movilidad que el crudo por tener menor viscosidad que el petróleo.
- En Yacimientos de Espesor Delgado, ya que el pozo se comporta como una fractura de conductividad infinita con la longitud de la fractura igual a la del pozo horizontal.
- En la Recuperación Mejorada de Petróleo, en procesos tales como: la inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que este tipo de pozo puede ser empleado como productor o inyector.
- Para Reducir el Número de Localizaciones, para reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.

- En Yacimientos Naturalmente Fracturados, puede lograrse el contacto con las fracturas de una manera más fácil que con los pozos verticales, si es perforado con un ángulo adecuado, mejorando la productividad del pozo al interceptar mayor número de fracturas.
- En Yacimientos con Empuje de Agua o de Gas, el pozo horizontal tiene mayor contacto con la formación, por lo que la caída de presión para la misma tasa de producción es menor comparado con un pozo vertical. Esto reduce la tendencia del agua a conificarse.
- En Localizaciones de difícil acceso, zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan un riesgo ambiental.

2.3.- Ventajas Y Desventajas De Los Pozos Horizontales ^{[2] [4] [5]}

2.3.1 Ventajas

- Incrementa el área de drenaje por pozos en el yacimiento.
- Aumenta el índice de productividad de tres a cinco veces para una misma caída de presión.
- Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interface de fluidos, los problemas de producción de arena.
- Mejora la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo.
- Factibilidad de producir un yacimiento en los que otros tipos de pozos no resulta económico su desarrollo.
- Se obtiene mayor petróleo producido por pozo al final de su vida, y permite la reducción de números de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.
- Permiten hacer perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.
- Aceleran el recobro debido a las altas tasas de producción.

- Aumentan la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.

2.3.2 Desventajas

- Las barrenas de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, sobre todo cuando se trata de alto corte de agua o alta relación gas-petróleo.
- Se requieren fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación.
- Los costos de perforación dependen del método de perforación y de la técnica de terminación empleada, sin embargo generalmente el costo de los pozos horizontales son mayores a los pozos verticales.
- Se requiere mayor tiempo de perforación que un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones hay un incremento del riesgo a presentarse problemas operacionales.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo. En formaciones donde la producción de arena es un problema, las secciones onduladas pueden ser taponadas, por deposiciones de arena.

2.4.- Técnicas De Perforación Y Terminación De Pozos Horizontales ^{[3] [6]}

Los pozos horizontales pueden ser perforados, bien a partir de un pozo vertical ya existente, pozos laterales o re-entradas, o bien pueden ser perforados desde la superficie como un pozo horizontal.

Los pozos laterales o re-entradas generalmente poseen una longitud de sección horizontal que puede variar entre los 100 y 700 pies de longitud, mientras que la longitud de los pozos horizontales varía entre los 1000 y varios miles de pies.

Las técnicas de perforación para los pozos horizontales y laterales o re-entradas, están divididas en cuatro categorías, dependiendo del radio de curvatura, que viene siendo el radio requerido para cambiar la dirección vertical a la dirección horizontal, las cuatro categorías son:

- **Radio Ultracorto**

Son pozos cuyo radio de curvatura es de 1 a 2 pies, con ángulos entre 45 y 60 grados por pie, la longitud de la sección horizontal varía entre 100 y 200 pies.

- **Radio Corto**

El radio de curvatura para esta categoría varía entre 20 y 40 pies con ángulos entre 2 y 5 grados por pie, la longitud de la sección horizontal se encuentra en el rango de 100 a 800 pies.

- **Radio Medio**

Cuyos radios de curvatura están entre 300 y 800 pies, con ángulos entre 6 y 20 grados por cada 100 pies, su sección horizontal mide entre 1000 y 4000 pies.

- **Radio Largo**

Con radios de curvatura entre 1000 y 3000 pies, cuyos ángulos están entre 2 y 6 grados por cada 100 pies y longitudes que van desde los 1000 pies en adelante.

Las dos primeras categorías son generalmente usadas para la perforación de re-entradas o pozos laterales, pozos con secciones horizontales perforadas a partir de pozos verticales, las dos últimas categorías se usan preferencialmente para la perforación de pozos horizontales.

La figura 2.2 muestra los distintos pozos horizontales según la tasa de construcción de ángulo.

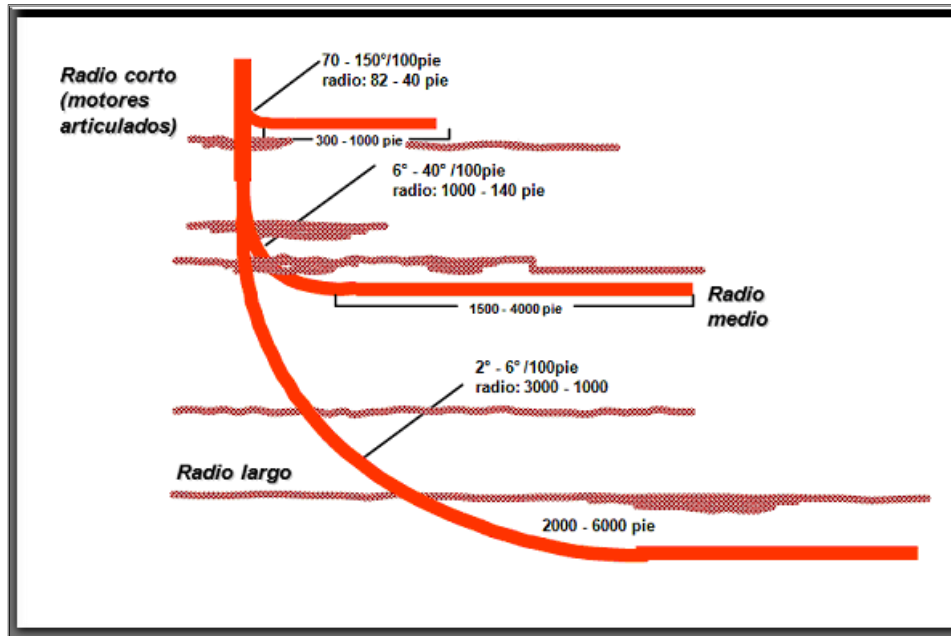


Figura 2.2. Tipos de pozos horizontales. [5]

Tipos De Terminación De Pozos Horizontales [2]

El comportamiento y rendimiento efectivo de los pozos (vida útil) dependen en forma directa no solo de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, sino también del esquema de terminación planificada.

Entre las opciones de terminación figuran: Terminación a hoyo abierto o desnudo, con camisa ranurada (*liner* ranurado) con o sin empaque de grava; con camisa ranurada y empacadura externa, cementación y cañoneo del hoyo horizontal revestido. La selección de la terminación dependerá de las necesidades, y experiencia que se tenga sobre el yacimiento o campo.

Para la selección del método de terminación a usar en un determinado pozo horizontal, es de suma importancia la consideración de factores tales como:

- Tipo de formación perforada.
- Método de perforación usado.
- Tipo de fluido de perforación usado.
- Requerimiento de estimulación.
- Requerimientos de mecanismos de producción.
- Condiciones del yacimiento.
- Condiciones de abandono.

✓ **Terminación A Hoyo Abierto O Desnudo**

La terminación a hoyo abierto o desnudo, al igual que en pozos verticales, representa la opción más económica. Sin embargo, su aplicación está condicionada al tipo de formación perforada. Los pozos completados a hoyo abierto son difíciles de estimular y controlar, tanto para la inyección como la producción a lo largo del hoyo horizontal. (Figura 2.3).

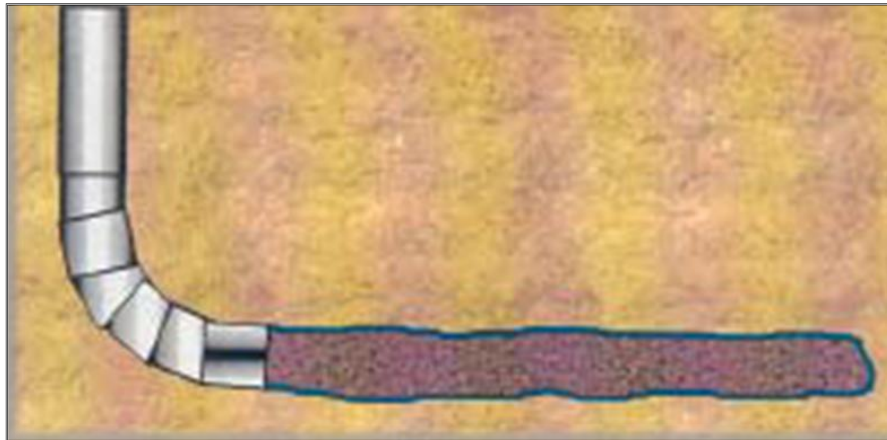


Figura 2.3.Completación a hoyo abierto o desnudo. ^[2]

✓ Terminación Con Camisa Ranurada Y Empaque De Grava

Este tipo de terminación generalmente es empleado en formaciones donde se prevé la posibilidad de colapso del pozo horizontal. (Figura 2.4). La camisa o *liner* ranurado proporciona un control limitado en la producción de arena, y además, es susceptible al taponamiento. Actualmente existen tres tipos, utilizados en la terminación de pozos horizontales:

- Camisas perforadas.
- Camisas ranuradas.
- Camisa pre-empacada.

En formaciones no consolidadas, se ha empleado exitosamente el revestidor ranurado para el control del arenamiento. El uso de empaques con grava, de igual manera, ha arrojado resultados satisfactorios. Esta técnica de terminación proporciona, además una trayectoria conveniente para la inclusión de herramientas de subsuelo, con la tubería continua flexible (*Coiled Tubing*), en trabajos de limpieza, etc.

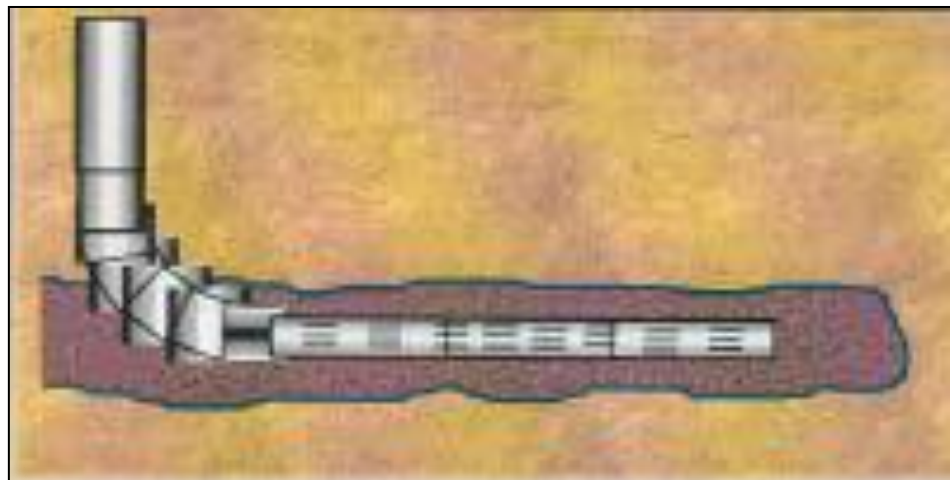


Figura 2.4 Terminación con Camisa Ranurada. [2]

✓ Terminación Con Camisa Ranurada Y Empacaduras Externas

En esta modalidad a la camisa ranurada se le instalan una serie de empacaduras externas, localizadas a lo largo de la sección horizontal del pozo. Estas empacaduras tienen la finalidad de facilitar la aplicación de tratamientos químicos selectivos proporcionando también un mejor control sobre la producción del pozo. (Figura 2.5). La desventaja más representativa ofrecida por este tipo de terminación, se debe a que normalmente la dirección e inclinación de los pozos no es totalmente horizontal, lo que dificulta la bajada a fondo de tuberías ranuradas con empacaduras externas. Además, no hay garantía de que estas encajen totalmente en la zona de interés.

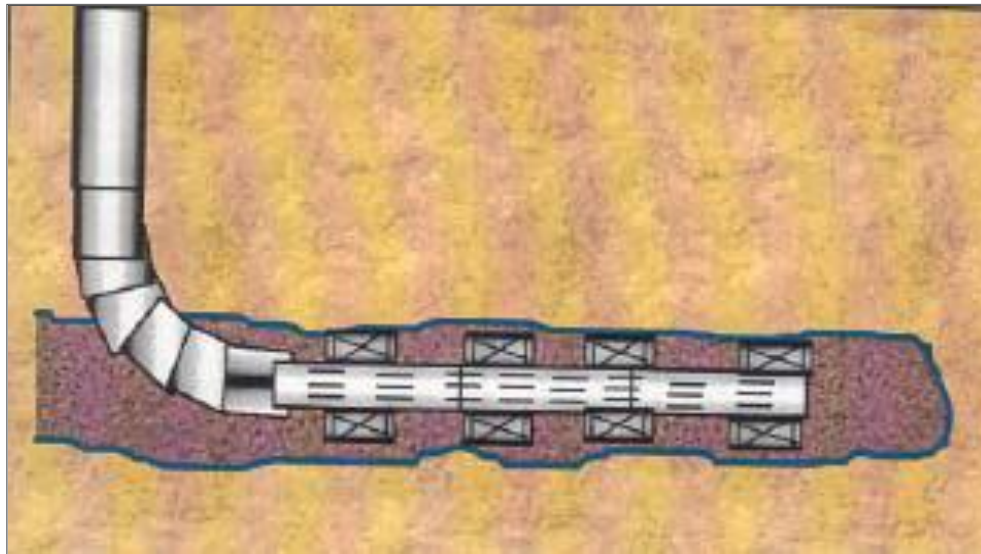


Figura 2.5. Terminación con camisa ranurada y empacaduras externas. ^[2]

✓ Terminación Con Revestidor Cementado Y Cañoneado

Esta técnica de terminación se usa fundamentalmente en pozos de radio medio y largo, no obstante es una técnica que amerita de ciertas consideraciones respecto al tipo de cemento usado. Para esta terminación, la clase de cemento a emplear debe

poseer bajo contenido en agua libre y filtrado, en comparación con la utilizada para la perforación de pozos convencionales. Esto es con el objetivo de evitar la creación de canales de comunicación a través del cemento, en la sección horizontal del pozo. Adicionalmente, la mezcla de cemento debe estar libre de partículas sólidas, para garantizar una buena homogeneidad alrededor del revestidor. (Figura 2.6).

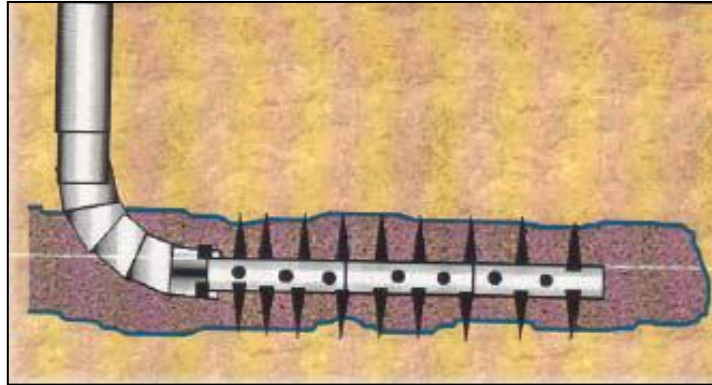


Figura 2.6. Terminación con revestidor cementado y perforado. ^[2]

El método de terminación juega entonces un papel muy importante en el éxito del desarrollo de proyectos de pozos horizontales.

2.5 .- Macolla

En tierra y costa afuera, se ha aplicado la estrategia de perforar varios pozos desde un solo sitio lo cual se conoce con el nombre de macolla. La macolla de pozos permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. Además, se logran economías en construcción de caminos, instalaciones, en utilización de transporte de carga y personal y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto.

2.6.- Flujo En Pozos Horizontales ^[5]

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 ecuación 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 2.7 se muestra un pozo con una sección 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 .

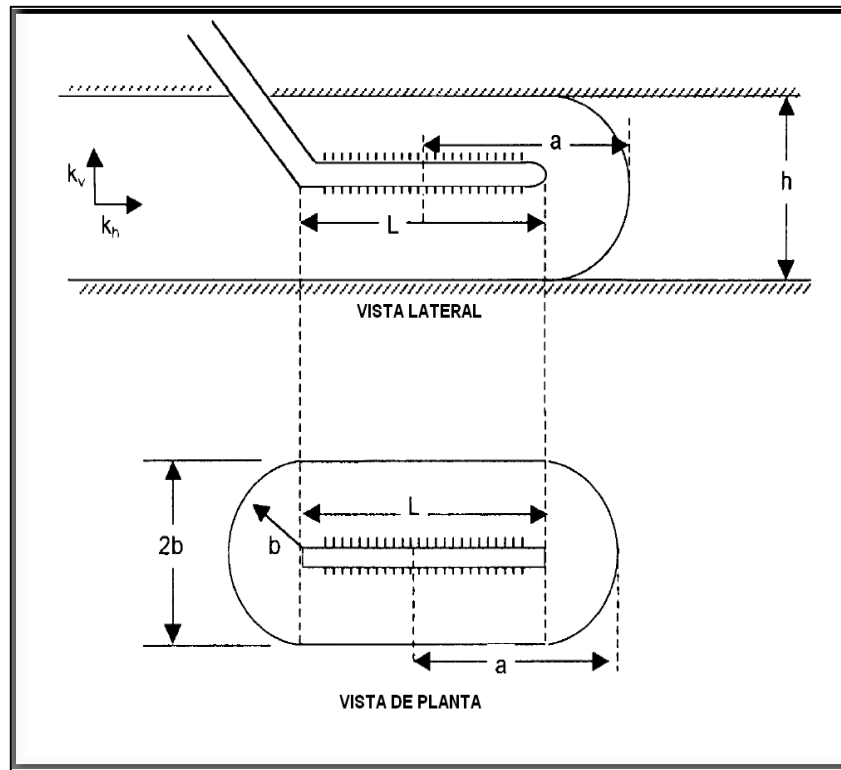


Figura 2.7. Área de drenaje un pozo horizontal. ^[5]

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 2.1 muestra la expresión matemática para dicho cálculo.

$$Ad_1 = \frac{L \ 2b + \pi b^2}{43560}$$

Ecuación 2.1

Donde:

Ad_1 : Área de drenaje del pozo horizontal, [acres].

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

b : radio de la media circunferencia, [pies].

Para el segundo caso consideró que el área de drenaje sería la de una elipse (ver figura 2.8).

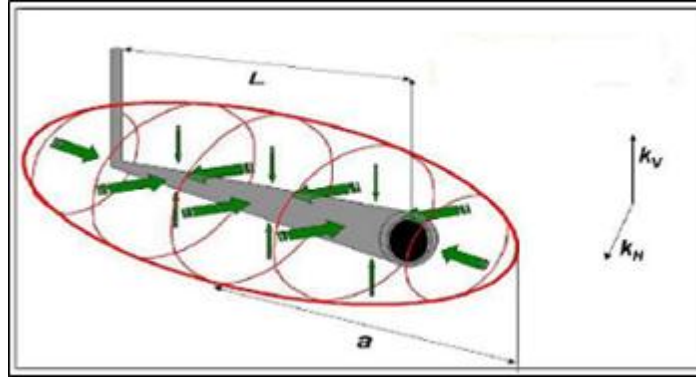


Figura 2.8. Área de drenaje elíptica según Joshi. ^[4]

Las ecuaciones 2.2 y 2.3 muestran las expresiones matemáticas para el cálculo del área de drenaje de elíptica.

$$Ad_2 = \frac{\pi ab}{43560} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

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

$$a = \frac{L}{2} + b \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Con:

Ad_2 : 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 2.4 (figura 2.9).

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

Ecuación 2.4

Donde:

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

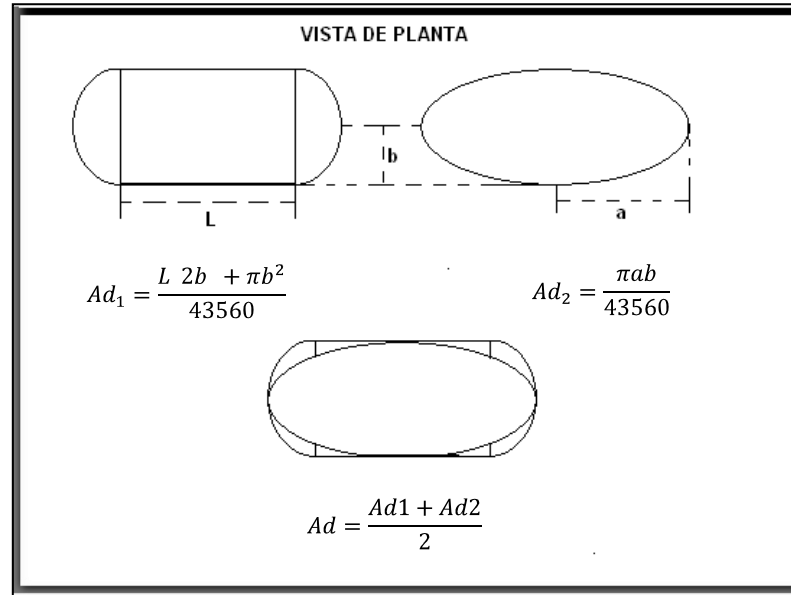


Figura 2.9. Promedio de áreas de drenaje para un pozo horizontal. [5]

2.7.- Productividad De Los Pozos Horizontales [3]

Los procesos analíticos de estado continuo son las más simples para obtener soluciones de pozos horizontales. Estas ecuaciones asumen estado estable (continuo), es decir, la presión en cualquier punto en el yacimiento no cambia con respecto al tiempo o sea la derivada de la presión con respecto al tiempo es cero. (Ecuación 2.5)

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

Ecuación 2.5

Esta condición de estado estable ocurre cuando en los yacimientos existe un acuífero, capa de gas o algún mecanismo asociado que mantiene la presión del mismo.

Son muy pocos los yacimientos que operan bajo condiciones de estado continuo. De hecho la gran mayoría exhiben cambios de presión con el tiempo, es decir;

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(t) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Sin embargo, aplicar la ecuación de estado continuo son soluciones muy usadas por lo siguiente:

- Son fáciles de derivar analíticamente.
- Es fácil convertir soluciones de estado continuo a estado Transiente o Pseudo- Continuo usando los conceptos de frontera (*Boundary*) de drenaje expandiéndose en el tiempo, el radio del pozo efectivo y un factor de forma (*shape factor*).
- Los resultados matemáticos del estado estable pueden ser verificados experimentalmente por los modelos físicos contruidos en el laboratorio.

2.7.1 Productividad De Los Pozos Horizontales En Estado Estable ^{[5] [7] [8]}

Para el cálculo de la tasa de petróleo en un pozo horizontal considerando la anisotropía del yacimiento, Joshi desarrolló las ecuaciones 2.7, 2.8, 2.9 y 2.10.

$$Q_o = \frac{0,00708 k_h h \Delta P / \mu_o \beta_o}{Ln \frac{z + \sqrt{z^2 - L/2^2}}{L/2} + \frac{\beta h}{L} Ln \frac{\beta h}{2r_w} + S_m} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Donde:

$$\beta = \frac{\overline{k_h}}{k_v} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$z = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \frac{2r_{eh}^4}{L}} \right]^{0.5}$$

Ecuación 2.9

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560Ad}{\pi}}$$

Ecuación 2.10

Con:

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

ΔP : Diferencia de presiones, [lpc].

Sm : Factor de daño mecánico, [adimensional].

β : Relación de permeabilidades, [adimensional].

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 del petróleo a condiciones de yacimiento, [cP].

r_w : Radio del pozo, [pies].

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

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

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

Varios autores como Borisov (1984), Giger-Reiss y Jourdan (1984), Frick y Economides (1993) y Cho y Shah (2001) 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 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19, 2.20 y 2.21 muestran el cálculo de flujo para pozos horizontales respectivamente.

- **Borisov:**

$$Q_o = \frac{\frac{0,00708 k_h h \Delta p}{\mu_o \beta_o}}{\ln \frac{4 r_{eh}}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2 \pi r_w}} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

La ecuación 2.11 introduce el término r_{eh} , radio de drenaje del pozo horizontal correspondiente a la ecuación 2.10.

- **Giger- Reiss y Jourdan**

$$Q_o = \frac{0,00708 L k_h \Delta p}{\mu_o \beta_o \frac{L}{h} \ln w + \ln \frac{h}{2 r_w}} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

En la ecuación 2.12 se incluye el término w , en el cual se incorpora el radio de drenaje del pozo horizontal perteneciente a la ecuación 2.10. (Ecuación 2.13).

$$w = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{L^2}{2 r_{eh}^2}}}{\frac{L}{2 r_{eh}}} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

- **Frick y Economides**

$$Q' = \frac{k_h h (P_e - P_{wf})}{141.2 \beta_o \mu_o \left(\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \frac{L^2}{2}}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{r_w \beta + 1} + S_m \right)} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

La ecuación 2.14 incluye el radio de drenaje del pozo horizontal (r_{eh}) en el término llamado “ a ”. Para calcular “ a ” se requiere hacer varios cálculos previos, los cuales se describen a continuación:

- Cálculo del radio del área vertical, (r_{ev}).

$$r_{ev} = \frac{\sqrt{A_v \cdot 43560}}{\pi} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

- Cálculo del área de drenaje horizontal, (A_h).

$$A_h = \pi \left(\frac{L}{2} + r_{ev} \right) r_{ev} / 43560 \quad \text{Ecuación 2.16}$$

- Cálculo del radio de drenaje del pozo horizontal, (r_{eh}).

$$r_{eh} = \frac{\sqrt{A_h \cdot 43.560}}{\pi} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Finalmente, se calcula el eje medio del área de drenaje de la elipse, (a)

$$a = \frac{L}{2} \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \frac{2r_{eh}^4}{L^4}} \right)^{0,5} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

Donde:

A_v : Área de drenaje vertical, [acres].

r_{ev} : Radio del área vertical, [pies].

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

- **Cho y Shah**

$$Q'' = \frac{0,00708 K_h h \Delta P / (\mu_o \beta_o)}{\cosh^{-1}(X) + \frac{\beta h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r' w e}\right)} \quad \text{Ecuación 2.19}$$

La ecuación 2.19 de Cho y Shah no toma en cuenta directamente el radio de drenaje del pozo horizontal (r_{eh}), el mismo es utilizado para calcular otros parámetros que,

posteriormente, se introducen en la ecuación Q'' . A continuación se presentan los parámetros introducidos en la ecuación 2.19.

$$r'_{we} = \frac{1+\beta}{2*\beta} r_w e^{-Sm} \quad \text{Ecuación 2.20}$$

En la ecuación 2.20 se agrega el daño (S_m) y la anisotropía (β) para calcular el radio efectivo del hoyo con anisotropía. r'_{we} Así mismo, se calcula el $\cosh^{-1} X$ con la ecuación 2.21, (el término X depende de las dimensiones del área de drenaje elipsoidal usando la ecuación 2.22), en el cual se introduce el término “ a ” (Ecuación 2.18), siendo éste el parámetro que contiene el (r_{eh}).

$$\cosh^{-1} X = Ln\left(\frac{2a}{L} + \sqrt{\left(\frac{2a}{L}\right)^2 - 1}\right) \quad \text{Ecuación 2.21}$$

$$x = \frac{2a}{L} \quad \text{Ecuación 2.22}$$

Donde:

r'_{we} : Radio efectivo del hoyo con anisotropía, [pies].

Además de los autores ya mencionados, Dikken (1990) desarrolló las ecuaciones 2.23, 2.24, 2.25 y 2.26 para el cálculo de la tasa de producción de petróleo considerando la resistencia al flujo.

$$Q''' = \frac{Q_x}{\beta_o} \quad \text{Ecuación 2.23}$$

$$Q_x = \frac{Js \ x \ \Delta P(L-X)}{\cosh(L) \ \overline{Js \ x \ Rs}} \quad \text{Ecuación 2.24}$$

La ecuación 2.24 introduce el valor de x calculado por la ecuación 2.22 y los parámetros contenidos en las ecuaciones 2.25 y 2.26.

$$Rs = 2.921 * 10^{-15} L^{1.86} \left(\frac{\mu_o D}{\rho} \right)^\alpha \frac{\rho}{\pi^{1.75} D^5} \quad \text{Ecuación 2.25}$$

$$Js_x = \frac{Q'' \beta_o}{\Delta PL} \quad \text{Ecuación 2.26}$$

Donde:

Rs : Resistencia al flujo en el pozo, [adimensional].

Js_x : Índice de productividad por unidad de longitud, [BY/(lpc*pie)].

D : Diámetro del hoyo, [pies].

ρ : Densidad del crudo, [lbm/pie³].

α : Coeficiente empírico de resistencia al flujo, [adimensional].

2.7.2 Índice De Productividad (J)^{[3] [5]}

Es una relación entre el *drawdown* y la tasa de flujo y es el punto de partida en el análisis de comportamiento del pozo. El concepto de índice de productividad (J), fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo, es decir, es el potencial o habilidad que tiene un pozo para producir fluido relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática y la presión de fondo fluyente o “*Drawdown*”. En la ecuación 2.27 se muestra como determinar el valor de J .

$$J = IP = \frac{Q_o}{\Delta P} \quad \text{Ecuación 2.27}$$

$$\Delta P = P_e - P_{wf} \quad \text{Ecuación 2.28}$$

Donde:

P_e : Presión estática, [lpc].

P_{wf} : Presión de fondo, [lpc].

ΔP : Drawdown, [lpc].

Q_o : Tasa de petróleo, [BND].

J : Índice de productividad, [BND/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 fluente) puede constituir una herramienta muy poderosa para determinar si existe daño en los pozos en cuestión, ya que dichos valores deberían coincidir.

La ecuación 2.29 muestra una manipulación algebraica de la ecuación 2.27, la cual permite determinar que al graficar la presión de fondo fluente (P_{wf}) contra la tasa de petróleo (Q_o) se obtiene una línea recta de pendiente igual al inverso del índice de productividad (figura 2.10). La representación gráfica de la relación existente entre la tasa de crudo y la presión de fondo fluente es conocida como “*Inflow Performance Relationship*” (IPR).

$$P_{wf} = P_e - \frac{1}{J} Q_o \quad \text{Ecuación 2.29}$$

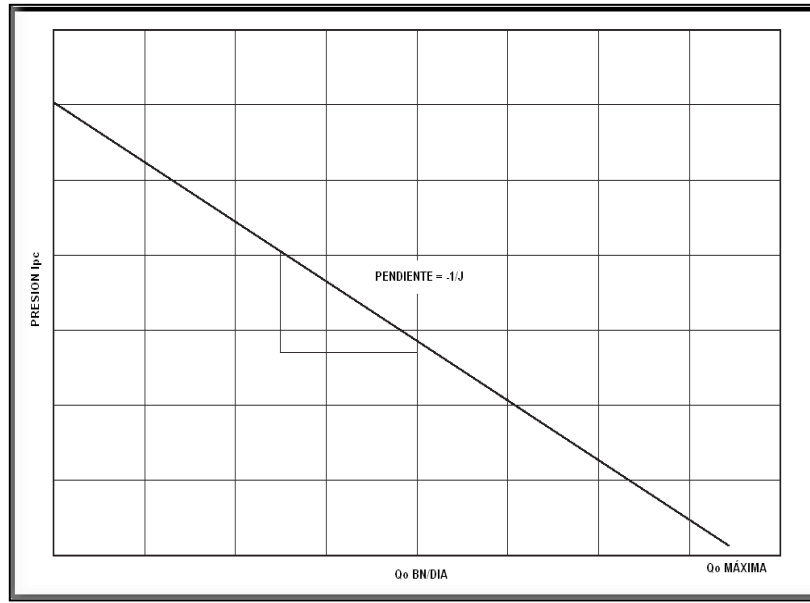


Figura 2.10. Gráfica de presión de fondo fluyente contra tasa de producción. ^[5]

2.7.3 Índice De Productividad En Pozos Horizontales

De acuerdo a los principios utilizados para desarrollar las ecuaciones de flujo para pozos horizontales, Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984), Joshi (1991), Frick y Economides (1993) y Cho y Shah (2001) desarrollaron las ecuaciones 2.30, 2.31, 2.32, 2.33 y 2.34 respectivamente para determinar la productividad de los pozos horizontales.

- **Borisov**

$$J = \frac{0,00708 k_h h}{\mu_o \beta_o \ln \frac{4r_{eh}}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_w}} \quad \text{Ecuación 2.30}$$

La ecuación 2.30 introduce el término r_{eh} correspondiente a la ecuación 2.10.

- **Giger-Reiss y Jourdan**

$$J = \frac{0,00708 L k_h}{\mu_o \beta_o \left(\frac{L}{h} \ln w + \ln \frac{h}{2r_w} \right)} \quad \text{Ecuación 2.31}$$

En la ecuación 2.31 se incluye el termino w (Ecuación 2.13), en el cual se incorpora el radio de drenaje del pozo horizontal perteneciente a la ecuación 2.10.

- **Joshi**

$$J = \frac{0,00708 k_h h / \mu_o \beta_o}{\ln \frac{z + \sqrt{z^2 - L/2^2}}{L/2} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_w} + S_m} \quad \text{Ecuación 2.32}$$

Donde “ z ” es el valor calculado por la ecuación 2.9.

- **Frick y Economides**

$$J' = \frac{k_h * h}{141,2 \beta_o \mu_o \left(\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \frac{L}{2}}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{r_w \beta + 1} + S_m \right)} \quad \text{Ecuación 2.33}$$

El parámetro “ a ” introducido en la ecuación 2.33 de Frick y Economides J' , es la ecuación 2.18, dicho parámetro tiene incluido el término R_{eh} .

- **Cho y Shah**

$$J'' = \frac{0,00708 K_h h / (\mu_o \beta_o)}{\cosh^{-1}(X) + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r'_{we}} \right)} \quad \text{Ecuación 2.34}$$

En la ecuación 2.34 de Cho y Shah J'' se introduce el parámetro r'_{we} (Ecuación 2.20) y $\cosh^{-1} X$ que viene de la ecuación 2.21.

MARCO TEÓRICO

Además de los autores ya mencionados, Dikken (1990) desarrolló las ecuaciones 2.35, 2.36, 2.37, 2.38, 2.39, y 2.40 para determinar el valor de J en pozos horizontales considerando la resistencia al flujo y pérdidas de presión por fricción.

$$J''' = \frac{J_s x \Delta P(L-X)}{\cosh(L \frac{J_s x}{J_s x R_s}) \beta_o (\Delta P + \Delta P f x)} \quad \text{Ecuación 2.35}$$

Para calcular los parámetros introducidos en la ecuación 2.35, es necesario primero calcular V_x y N_{Re}

$$V_x = \frac{4Q\beta_o}{\pi D^2} \quad \text{Ecuación 2.36}$$

$$N_{Re} = \frac{\rho V_x D}{\mu_o} \quad \text{Ecuación 2.37}$$

Luego de calcular los valores de V_x y N_{Re} se procede a introducirlos en las ecuaciones 2.38 y 2.39 como lo indican las respectivas ecuaciones.

$$f = 0,25(1,14 - 2 \log \frac{\varepsilon}{D} + 21,25 N_{RE}^{-0,9})^{-2} \quad \text{Ecuación 2.38}$$

$$\frac{dP_w}{dx} = \frac{2f\rho V_x^2}{D g_c} \quad \text{Ecuación 2.39}$$

$$\Delta P_{f x x=L} = \frac{\frac{dP_w}{dx} * L}{144} \quad \text{Ecuación 2.40}$$

Donde:

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

Sm : Factor de daño mecánico, [adimensional].

β : Relación de permeabilidades, [adimensional].

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].

V_x : Velocidad superficial del petróleo, [pie/seg].

N_{Re} : Número de Reynolds, [adimensional].

D : Diámetro del hoyo, [pies].

ρ : Densidad del crudo, [lbm/pie³].

f : Factor de fricción Fanning, [adimensional].

ε : Rugosidad absoluta, [pies].

$\frac{dP_w}{dx}$: Distribución de presión en el pozo [lpc/pies³].

$\Delta P_{f \text{ } x=L}$: Pérdidas de presión por fricción [lpc].

J : Índice de productividad, [BND/ lpc].

2.7.4 Factor De Daño (Skin Factor)"S" [4]

Cuando se está perforando un pozo, un diferencial de presión (ΔP) positivo (+) siempre se mantiene dentro del pozo para prevenir influjo de los fluidos del yacimiento. Debido a esto, los fluidos de perforación invadirán parcialmente la formación y generarán una zona dañada en la vecindad del pozo. El concepto de factor de daño fue introducido por Van Everdingen al notar que a una cierta tasa de flujo, la presión de fondo fluyente medida era menor que la calculada, la cual es atribuida a la reducción de la permeabilidad del yacimiento en una pequeña zona alrededor del pozo.

Este factor de daño (S) se define matemáticamente como un valor adimensional según Van Everdingen y Hurt, como:

$$\Delta P_{skin} = \frac{Q_o \beta_o \mu_o}{7,08 k_o h} * S m \quad \text{Ecuación 2.41}$$

Donde:

ΔP_{skin} : caída de presión debido al daño, [lpc].

- Q_o : tasa de petróleo, [BND].
- B_o : factor volumétrico de petróleo, [BY/BN].
- μ_o : viscosidad del petróleo, [cP].
- S_m : factor daño, [adimensional].
- K_o : permeabilidad efectiva del petróleo, [mD].
- h : espesor de la arena , [pies].

Los valores de factor de daño pueden variar entre 1 y 10 aún cuando puedan llegar a ser mayores a este rango también pueden ser negativos, esto indica una estimulación al pozo. Para valores positivos del factor daño, la caída de presión en la zona dañada es bastante menor para un pozo horizontal que para uno vertical, esto demuestra que la aplicación de métodos de estimulación para mejorar la permeabilidad de la zona dañada, tiene un mayor efecto sobre la productividad de pozos verticales que sobre pozos horizontales.

Por lo tanto, antes de decidir estimular un pozo horizontal es importante estimar la caída de presión debido a la zona dañada y compararla con la caída total de presión el yacimiento hasta el pozo. Esta comparación se ha podido comprobar por pruebas de pozos y registros de producción que confirman que la longitud productiva es menor que la longitud perforada debido en parte al daño a la formación que puede impedir que parte de la longitud del hoyo esté comunicado con la formación. Esto se evidencia en formaciones con baja permeabilidad perforadas con un lodo no compatible o con mucho peso y completadas a hoyo abierto o con *liner* ranurado.

2.8 .- Viscosidad De Mezclas De Hidrocarburos ^[5]

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.

MARCO TEÓRICO

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 2.42-2.46 muestran las expresiones matemáticas desarrolladas por W.R. Shu (1984) para el cálculo de viscosidad de mezclas. En las ecuaciones 2.47-2.50 se pueden observar las expresiones desarrolladas por Manuel Salazar (2011) para determinar la viscosidad de una mezcla crudo-diluyente.

$$\Delta\gamma = \gamma_A - \gamma_B \quad \text{Ecuación 2.42}$$

$$\alpha = \frac{17,04\Delta\gamma^{0,5237}\gamma_A^{3,2745}\gamma_B^{1,6316}}{\ln \frac{\mu_A}{\mu_B}} \quad \text{Ecuación 2.43}$$

$$x_A = \frac{\alpha V_A}{\alpha V_A + V_B} \quad \text{Ecuación 2.44}$$

$$x_B = 1 - x_A \quad \text{Ecuación 2.45}$$

$$\ln \mu = x_A \ln \mu_A + x_B \ln \mu_B \quad \text{Ecuación 2.46}$$

Donde:

γ : Gravedad específica.

μ : Viscosidad del fluido, [cP].

x : Parámetro composicional.

V : Fracción volumen.

A : Componente más viscoso.

B : Componente menos viscoso.

$$SG(^{\circ}API) = 0,1888 \%dil + 8,7132 \quad \text{Ecuación 2.47}$$

MARCO TEÓRICO

$$A = 5,60392E10^{46} \text{ } SG^{-30,605}$$

Ecuación 2.48

$$B = -4,9559 \ln SG + 17,373$$

Ecuación 2.49

$$\mu_{mezcla} = AT^{-B}$$

Ecuación 2.50

Donde:

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

T : Temperatura a la que se encuentra la mezcla, [$^{\circ}F$].

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 $^{\circ}F$ a 180 $^{\circ}F$, y fue desarrollada tomando en cuenta el uso de una gran cantidad de diluyentes.

2.9 .- Crudo Espumoso

En los crudos extrapesados cuando la presión en el yacimiento es menor a la presión en el punto de burbujeo, el petróleo se produce como una mezcla de espuma espesa formada por crudo y micro burbujas de gas, esta condición ha sido denominada como crudo espumante o espumoso (*foamy oil*) .

El crudo espumante contiene burbujas de gas dispersas que son incapaces de formar una fase continúa dentro del petróleo, dichas burbujas se liberan una vez que el crudo se encuentra en superficie ó cuando la segregación gravitacional incrementa, 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 de burbujas, que va a ir incrementándose 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. 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 en superficie. El petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es considerado por varios autores como un crudo espumoso.

El crudo espumante, o el flujo espumante de crudo, está acompañado de propiedades muy importantes y muy positivas para la economía de la explotación del yacimiento, tales como son:

- Alta productividad de los pozos, que en algunos casos llegan a ser 10 veces mayor que la productividad esperada sin flujo espumante.
- Altos factores de recuperación de petróleo del yacimiento por flujo primario (antes de la recuperación primaria), que pueden llegar al 15-20% del petróleo in situ, en lugar del 3 al 5% esperado.
- La relación gas/crudo de la producción acumulada es, durante un período largo (pueden ser varios años) notablemente baja, lo que contribuye al incremento de la producción.
- La disminución de la presión original en el yacimiento es mucho más lenta de lo esperado.

2.10 .- Mecanismo De Producción

Los mecanismos de producción son los responsables de aportar la energía necesaria (presión) para mover los fluidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo del pozo productor. En la mayoría de los yacimientos, los mecanismos intervienen

simultáneamente, pero en general uno o dos predominan durante la vida útil del yacimiento. Los mecanismos de producción se clasifican en: expansión de los fluidos (o roca) y por empuje: por gas en solución, por capa de gas, hidráulico, por gravedad y por compactación.

Producción por empuje de gas en solución es el mecanismo principal en los yacimientos de Venezuela y Canadá. Debido a la existencia de gas en solución, el crudo espumante aparecerá con la declinación de la presión del yacimiento. El efecto de crudo espumante es un importante mecanismo de recobro en yacimientos de petróleo pesado como los de la Faja del Orinoco.

2.11 .- Levantamiento Artificial Durante La Producción Primaria ^[4]

El bombeo mediante el uso de Bombas de Cavity Progresiva (BCP) y Electro sumergibles (BES) con inyección de diluyente, ha sido el sistema de levantamiento artificial utilizado con éxito en la Faja Petrolífera del Orinoco para la extracción del crudo extrapesado. El Bombeo Hidráulico surge como una alternativa; no obstante, este no se considera dada la cantidad de equipos que se requieren en superficie, para el fluido motriz, y a la alta sensibilidad ambiental del área. Debido a que todos los pozos bajo estudio están completados con BCP, solo se explicará este tipo de bombas.

2.12 .- Bombeo De Cavity Progresiva (B.C.P.)

Las BCP son un mecanismo de levantamiento artificial que está conformado, por lo general, por 2 partes: un aparejo de superficie y unos equipos de subsuelo.

2.12.1 Aparejo De Superficie Está Constituido A Su Vez Por:

- Cabezal giratorio
- Motor
- Barra pulida y grapa

- Prensa estopa
- **Cabezal Giratorio**

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.

- **Motor**

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 (figura 2.11).



Figura 2.11. Motor y cabezal giratorio. ^[5]

2.12.2 Los Equipos De Subsuelo

- Tubería de producción

- Sarta de cabillas
- Bomba de cavidad progresiva
- Elastómero
- Niple de paro
- Ancla de torque
- Ancla de gas

- **Tubería De Producción**

Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo (figura 2.12).



Figura 2.12. Tuberías de producción. ^[5]

- **Sarta De Cabillas**

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.

- **Bomba De Cavity 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 longitud 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 (figura 2.13).



Figura 2.13. Rotor y estator de la BCP .^[5]

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 (figura 2.14).

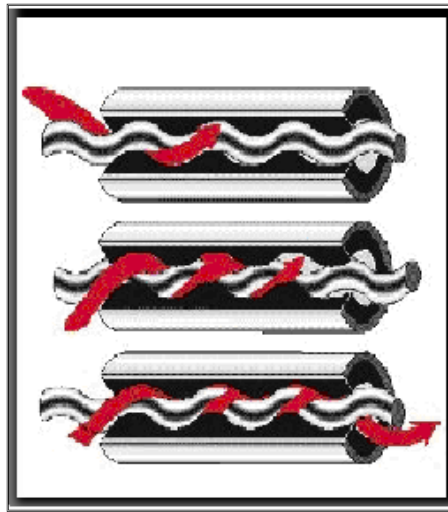


Figura 2.14. Funcionamiento del rotor y estator de la BCP ^[5].

- **Elastómero**

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 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”.

En la figura 2.15 se muestran los equipos de subsuelo que, generalmente, conforman la BCP.

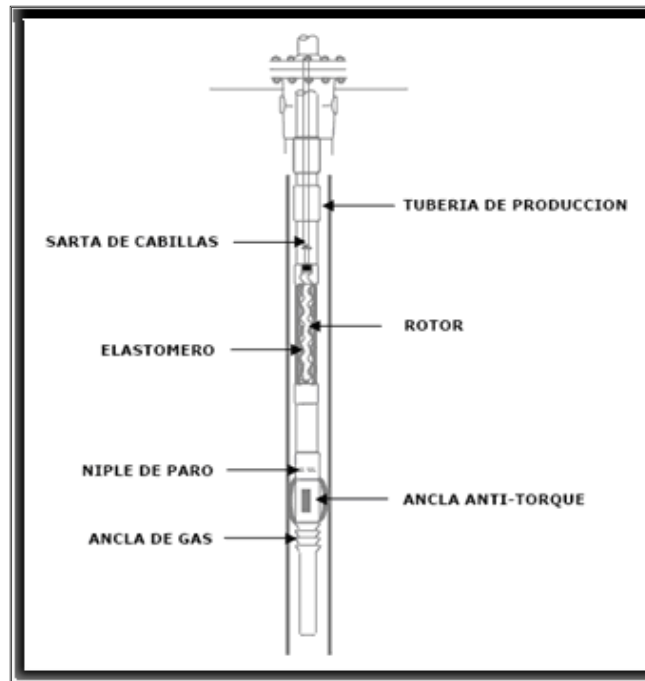


Figura 2.15. Equipos de subsuelo que generalmente conforman la BCP. ^[5]

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.

2.12.3 Ventajas Del Bombeo De Cavidades Progresivas

- Puede manejar hasta un 80% de gas libre a condiciones de entrada de la bomba.
- Pueden bombear fluidos altamente viscosos sin deteriorar el producto incluso cargados de sólidos, agua y contenidos.
- Se puede aplicar en pozos inclinados, desviados y horizontales.
- Son de diseño sencillo, resistente y ofrecen bajos costos de levantamiento.
- Ocupan poco espacio en superficie.

- Puede bombear diferentes tasas de producción según las exigencias del pozo, el rango de aplicación para este método de levantamiento se encuentra entre 50 BNPD y 3000 BNPD para una diversidad de condiciones de operación que van desde crudos pesados, 8,5° API hasta 30° API, con viscosidades desde 48.000 Cp.
- Mantiene torque constante reduciendo en 50% el consumo de energía comparado con otros métodos.
- Mantiene caudal constante aunque se varíe la presión de descarga.
- No tiene válvulas o partes reciprocantes que obstruyan el flujo.
- Buena resistencia a la abrasión.

2.12.4 Desventajas Del Bombeo De Cavidades Progresivas

- 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).
- 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.
- Requiere de taladro para cambios de equipos de subsuelo.
- Si la producción de arena y finos es alta se corre el riesgo de taponamiento de la succión de la bomba.
- Gas en la Succión de la BCP (Penetra en la pared del Estator).
- Es aplicado hasta profundidades de 8000 pies.

Tomando en cuenta las limitaciones y ventajas de las BCP se puede sugerir que la ventana de aplicación óptima para las bombas.

- 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.

2.13 .- Mecanismos De Reducción De Daño ^{[9] [10]}

2.13.1 Estimulación De Pozos

Existe un número infinito de surfactantes y mezclas de los mismos para estimular pozos productores de gas o de petróleo, o inyectores de agua. El que se desee utilizar para una aplicación particular debe ser seleccionado cuidadosamente por medio de pruebas de laboratorio, para verificar su comportamiento y garantizar que no se produzcan efectos no deseados.

Los surfactantes en estimulación de pozos se utilizan generalmente para reducir el daño causado en la formación durante las actividades de perforación y/o terminación por los fluidos utilizados en estas actividades, restaurando la permeabilidad y productividad del pozo.

Con la inyección de surfactantes, se busca cambiar la mojabilidad del yacimiento de tal manera que el contacto con la roca porosa lo tenga el agua y el petróleo se desplace por encima de ella reduciendo los esfuerzos de fricción y mejorando la movilidad y la productividad del petróleo con respecto al agua, para romper emulsiones indeseadas, reducir la tensión interfacial y superficial, acelerar la limpieza, dispersar aditivos y prevenir la formación de lodos en el yacimiento.

2.13.2 Surfactante

Químicamente un surfactante tiene afinidad tanto por el agua como por el aceite, lo cual promueve su migración hacia la interface entre dos líquidos, entre un líquido y un gas y entre un líquido y un sólido. Los surfactantes son capaces de actuar así por su estructura molecular (figura 2.16), ya que están compuestos de un grupo apolar y un grupo polar.

La parte polar se denomina generalmente hidrofílica, por ser afín a los solventes polares particularmente al agua. Contiene heteroátomos tales como: oxígeno, azufre, nitrógeno y fósforo, los cuales aparecen en grupos funcionales como alcohol, tiol, éster, éter, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, etc.

La parte apolar se denomina lipofílica o hidrofóbica, por tener afinidad por los solventes orgánicos como hidrocarburos, aceites y grasa. Está compuesta en general por un hidrocarburo parafínico, cicloparafínico o aromático.

Debido a esta doble afinidad se les denomina también anfifilos, y esto les hace migrar hacia una interface, por no sentirse cómodos ni en el solvente ni con el orgánico.

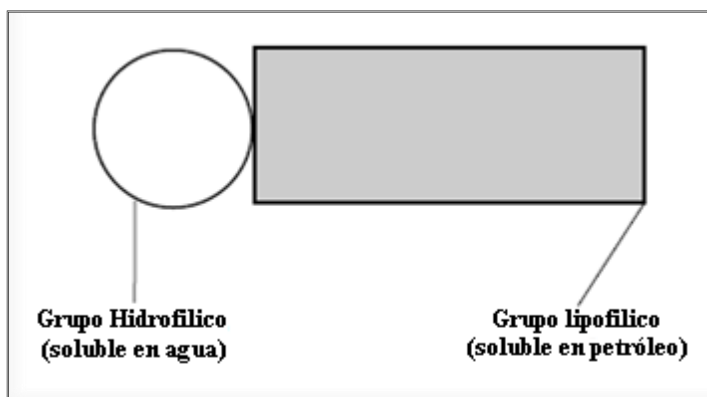


Figura 2.16 Composición bipolar de un surfactante. ^[9]

MARCO TEÓRICO

La figura 2.17 muestra un pozo para tratamiento con inyección de surfactante. El tratamiento se aplica bajando un *jet* hasta el final de la sección horizontal del pozo, al estar posicionada la herramienta al final de la sección horizontal, se comienza a generar la inyección del surfactante desde el final de la sección hasta el inicio de la misma, a este proceso se le denomina “corrida”. El tratamiento con mayor éxito ha sido realizando dos corridas, ya que en la primera corrida se inyecta diesel para limpiar las ranuras del *liner* y en la segunda corrida se inyecta el surfactante.

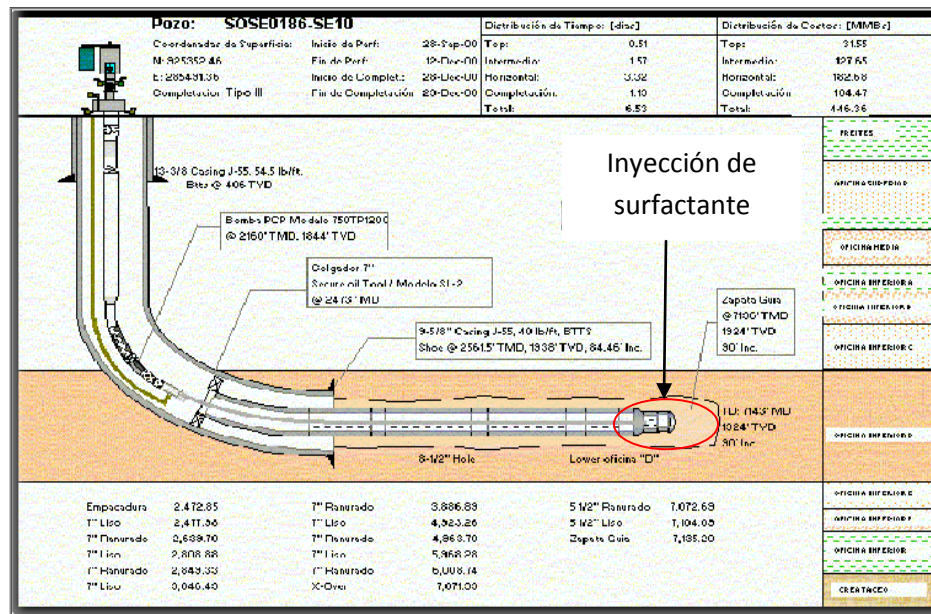


Figura 2.17. Pozo con tratamiento de surfactante. [5]

2.13.3 Tipos De Surfactantes Según Su Carga Iónica

De acuerdo a su carga iónica, los surfactantes han sido clasificados en:

- **Surfactantes Aniónicos**

Estos surfactantes acarrean una carga negativa cuando son ionizados en una solución acuosa y son los más usados en el tratamiento de pozos. Estos surfactantes tienen una

adsorción mínima ya que la mayoría de los minerales de la formación exhiben cargas negativas a altos valores de pH o cercanos a neutros, entre los surfactantes aniónicos se tienen:

Sulfatos $R-O-SO_3^-$

Sulfonatos $R-SO_3^-$

Fosfatos $R-O-PO_3^-$

Fosfonatos $R-PO_3^-$

De los cuales los más comunes son los sulfatos y sulfonatos; estos surfactantes son sensibles a iones multivalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} y tienden a precipitar surfactantes aniónicos, aunque esta tendencia puede ser controlada con la adición de más surfactantes, en otras palabras con un aumento de su concentración.

- **Surfactantes Catiónicos**

Los surfactantes catiónicos por su parte acarrean cargas positivas cuando son ionizados en soluciones acuosas, este tipo de surfactantes han sido clasificados en dos categorías, la primera categoría está constituida por largas cadenas de aminas primarias, secundarias y terciarias. La otra categoría son compuestos de amonios cuaternarios, estos se ionizan para formar largas cadenas catiónicas con amplios rangos de pH de solubilidad. Esta segunda categoría de surfactantes catiónicos presenta también problemas de sensibilidad con iones multivalentes, al igual que los surfactantes aniónicos se soluciona aumentando la concentración. Por otra parte cabe destacar que los surfactantes catiónicos y aniónicos no son compatibles, pues cuando son mezclados forman precipitados en soluciones acuosas.

- **Surfactantes No Iónicos**

Principalmente estos agentes surfactantes son usados como desemulsificantes o como agentes espumantes y son surfactantes que no tienen cargas a lo largo de su grupo hidrofílico ni a lo largo de su grupo lipofílico. El grupo que es soluble en agua está compuesto por oxido de xileno u oxido de propileno.

- **Surfactantes Anfotéricos.**

Este grupo de aminas es caracterizado por cambiar su naturaleza de catiónico a no iónico y a aniónicos, mientras el valor de pH aumenta; es decir si la solución en la cual se encuentra el surfactante es ácida, entonces el surfactante anfotérico se comportará como un surfactante catiónico, si la solución es neutral se comportará como un surfactante no iónico; y si la solución es básica, entonces se comportará como un surfactante aniónico. Los principales representantes de este grupo son los sulfonatos de amina y los fosfatos de amina.

- **Surfactantes Fluorocarbonatos**

Estos surfactantes son capaces de reducir la tensión superficial de la solución, con estos surfactantes se han logrado tensiones superficiales tan bajas como 17 dinas/cm y están disponibles en forma catiónica, no iónica y aniónica.

2.13.4 Propiedades Afectadas Por Surfactantes

Como se ha mencionado anteriormente, los surfactantes son agentes tensioactivos, por lo que afectan la tensión superficial e interfacial, la tendencia a emulsionar, mojabilidad, formación de misceláneos y la dispersibilidad.

- **Tensión Superficial E Interfacial**

Cuando dos líquidos de diferentes naturalezas entran en contacto, se crea una interface entre ambos, en la figura 2.18 se representa esa interface y las fuerzas involucradas en el contacto de ambos líquidos, donde se puede apreciar que **E_{aa}** es la energía de interacción entre las moléculas del líquido “a”, **E_{bb}** es la energía de interacción entre las moléculas del líquido “b” y **E_{ab}** es la energía de interacción entre las moléculas de ambos líquidos que llevado a términos de tensión, ayuda a expresar la tensión interfacial como:

$$\gamma_I = \gamma_a + \gamma_b - 2\gamma_{ab}$$

Ecuación 2.51

Por lo que para reducir la tensión interfacial es necesario aumentar la energía de interacción entre ambos líquidos, de manera similar ocurre en los contactos líquido-gas, se crea una interface como se aprecia en la figura 2.19.

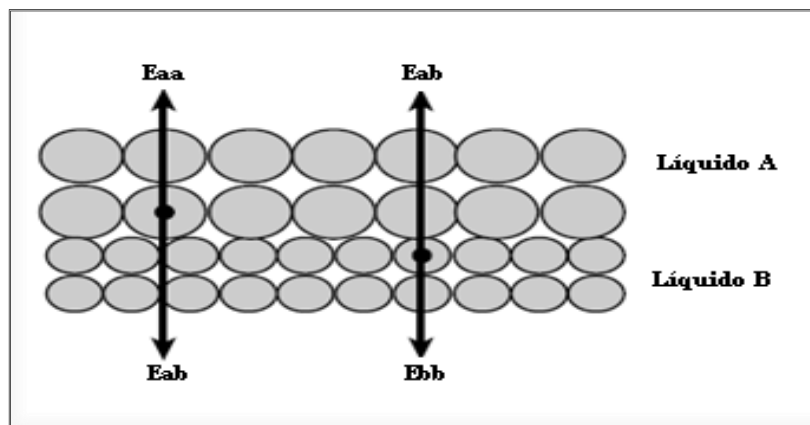


Figura 2.18 Interface entre dos líquidos. ^[9]

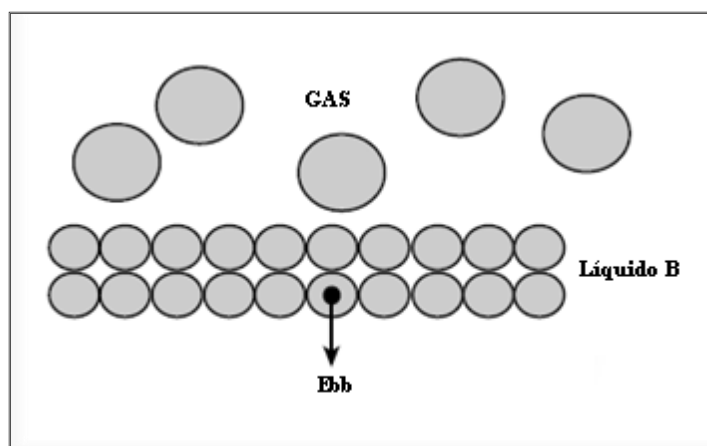


Figura 2.19 Interface entre un líquido y un gas. ^[9]

Entonces por lo visto en la figura 2.19, se sabe que la tensión interfacial líquido-gas, es la tensión superficial del líquido, al solo interactuar **Ebb**. A continuación se presentan las tensiones superficiales de algunos líquidos (Tabla 2.1).

Tabla 2.1. Tensión superficial de algunos líquidos ^[9]

Líquido	Tensión superficial (dinas/ cm)
Agua	72,0
15% HCl	72,0
15% HCl gastado	76,9
Octano	21,8

Para explicar de manera breve el funcionamiento de los surfactantes, estos cuando son agregados a dos fases inmiscibles son adsorbidos en la interface; y en el caso de que uno de los líquidos sea agua y el otro petróleo, pues el grupo hidrofílico del surfactante se une al agua y el grupo lipofílico se une al petróleo, convirtiendo así la

interacción entre ambos líquidos más fuerte lo cual incrementará la energía de interacción entre los dos líquidos y por ende reducirá la tensión interfacial.

- **Tendencia A Emulsionar**

Una emulsión consiste en la unión de dos líquidos inmiscibles, en la cual uno de los dos líquidos se encuentra disperso dentro del otro, los casos más comunes de emulsiones dentro de la formación son las emulsiones agua-aceite y/o aceite-agua, naturalmente el crudo de la formación puede contener agentes surfactantes que originan emulsiones, así como también las emulsiones pueden ser causadas por fluidos de tratamientos con surfactantes. Pero si se logra seleccionar el surfactante adecuado, en lugar de formar emulsiones se pueden romper las emulsiones, esto dependerá en gran medida de la composición del crudo y el agua que se emulsionen; y puede ser determinado el surfactante correcto a través de pruebas de laboratorios simulando las condiciones de la emulsión presente en la formación.

- **Mojabilidad.**

Normalmente los yacimientos son mojados por agua, aunque esa tendencia puede cambiar si se expone la roca a surfactantes específicos, este mecanismo a través del cual la roca puede variar su mojabilidad puede ser explicado de manera sencilla con la ayuda de un método electroquímico. Las areniscas por lo general presentan cargas negativas en su superficie, cuando un surfactante catiónico es presentado y a su vez el pH está por encima del punto cero de carga, el grupo positivo soluble de agua es adsorbido por las cargas negativas de las partículas de sílice. Dejando así al grupo soluble de petróleo para influenciar la mojabilidad, por lo tanto los surfactantes catiónicos pueden por lo general crear yacimientos mojados por petróleo. Por otra parte si un surfactante aniónico es usado, la arenisca y minerales de sílice por lo general vuelven a su estado natural de mojabilidad. Tanto este comportamiento como el anterior para surfactantes catiónicos se pueden apreciar en la figura 2.20.

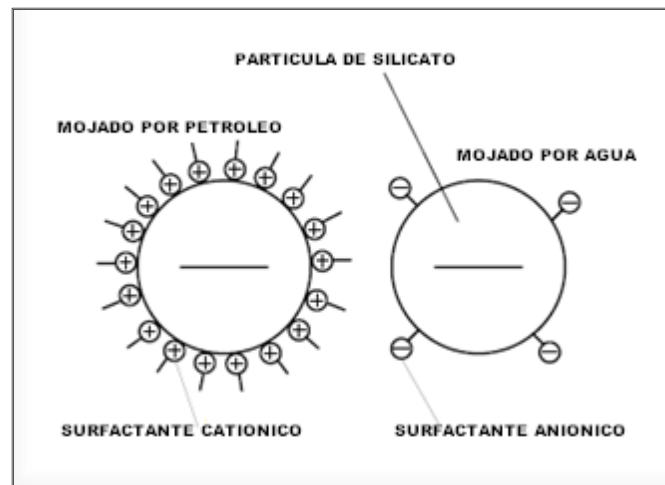


Figura 2.20. Características de mojabilidad de las partículas de silicato. ^[9]

- **Formación De Misceláneos**

Los surfactantes también pueden formar misceláneos en líquidos cuando presentan ciertas concentraciones para cada molécula, temperatura y solvente; a esta concentración se le conoce como concentración crítica de misceláneo, por debajo de esta concentración crítica muchas propiedades dependen de la concentración del sistema. En la figura 2.21 se puede apreciar ejemplos de misceláneos de surfactantes.

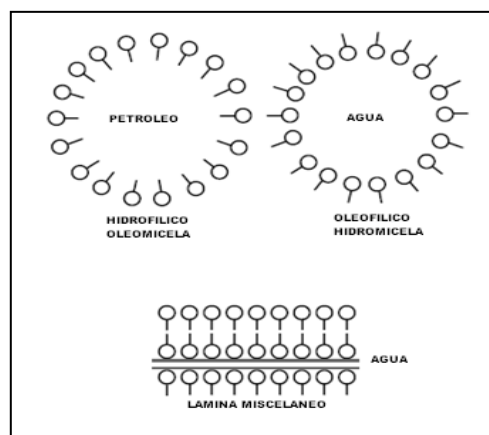


Figura 2.21. Misceláneos de surfactantes. ^[9]

- **Dispersibilidad**

El objeto de la dispersibilidad es separar estructuras asociadas que taponen la formación, como por ejemplo los lodos, pero para dispersar los lodos es necesaria mucha energía y si no está en íntimo contacto la fase dispersa con la fase líquida continua, la transferencia de energía no se realizará de manera efectiva, por esto es necesario agregar un surfactante mojante, que haga que la fase dispersa sea bien mojada por la fase continua para mejorar su dispersibilidad. Finalmente cuando ha sido dispersada la mayoría, se procede a agregar un surfactante diferente que podría ser requerido para prevenir que las partículas que fueron dispersadas vuelvan a formar “*sludges*”.

2.13.5 Aplicación Y Tipos De Surfactantes

Anteriormente fueron mencionadas las propiedades que se ven afectadas por los surfactantes, pero es necesario considerar de manera más detallada el uso que puede dársele a los agentes surfactantes en función de las propiedades que estos afectan. Los surfactantes pueden ser clasificados según su función como:

- **Desemulsificadores**

Como se describió anteriormente los surfactantes tienen la capacidad de afectar la tensión superficial e interfacial, por lo que pueden actuar como desemulsificadores, para romper emulsiones agua-petróleo que ocurren comúnmente en la formación. Estos surfactantes pueden actuar rápidamente o no, dependiendo de qué tan rápido el surfactante pueda concentrarse en la interface petróleo-agua.

- **No emulsificadores**

El objeto de los no emulsificadores es prevenir la formación de emulsiones, estos no emulsificadores son preparados como una mezcla de surfactantes y otros solventes, estos por lo general son preparados para yacimientos mojados por agua y pueden ser usados para evitar la formación de emulsiones con el agua de formación inclusive.

- **Emulsificadores**

Muchos fluidos de tratamientos requieren ser emulsiones y en estos casos se usan surfactantes para darle estabilidad a estos fluidos emulsionados. Aunque la estabilidad de estas emulsiones no debe ser muy grande para evitar que causen daños a la formación, por lo que se les debe dar una estabilidad que dure un tiempo determinado mientras se está realizando el tratamiento. Así mismo se destaca que estas emulsiones presentan viscosidades bajas y la mayoría de los emulsificadores son no iónicos.

- **Agentes De Suspensión De Limo**

Otra gran utilidad de los surfactantes es que ayudan a remover los limos y arcillas que no son solubles en ácidos, un surfactante es adsorbido sobre la superficie de los silicatos y arcillas, haciendo que estos se mantengan en suspensión por medio de una repulsión electrostática, de esta manera las partículas insolubles pueden ser removidas por el ácido gastado. En caso de no ser removidas pueden quedarse dentro de la formación taponando las gargantas de poros o también pueden estabilizar emulsiones que causen daño a la formación.

Este fenómeno de suspensión también puede ser visto desde el punto de vista electroquímico, ya que si los finos de la formación en presencia del fluido de tratamiento se encuentran por encima del punto cero de carga, entonces estos tendrán

una carga negativa, mientras que los surfactantes de suspensión de finos son surfactantes catiónicos y están cargados positivamente, entonces estas moléculas son adsorbidas sobre la superficie de los finos, dando una tendencia a su vez de que estos minerales sean mojados por petróleo, actuando así como una fase dispersa en el petróleo, permitiendo desplazar estos finos sin que sedimenten.

- **Agentes Anti *Sludge***

El *sludge* al que se hace referencia en esta ocasión se forma por el contacto de ácidos con el petróleo y estos pueden tener origen en la interface ácido-petróleo, este lodo es muy difícil de remover y taponar la formación, reduciendo así su permeabilidad. Estos lodos pueden ser tratados a través de surfactantes catiónicos y aniónicos, que adsorben y proveen capas continuas de protección en la interface ácido-acei

- **Reductores De Tensión Superficial**

Uno de los usos más comunes de estos surfactantes es en yacimientos de gas con problemas de escamas, bajando la tensión superficial e interfacial del fluido de tratamiento. Estos reducen la presión capilar, lo que hace más fácil el recobro del fluido del medio poroso y previene la formación de películas de petróleo mojante; así mismo esta reducción de la presión capilar ayuda a la limpieza del pozo ya que se necesita menos diferencial de presión para mover el fluido a través de los canales capilares. Si no se puede limpiar el pozo con el máximo *drawdown* disponible, entonces la formación está taponada y necesita un surfactante que reduzca aún más la tensión superficial.

- **Inhibidores De Corrosión**

También hay surfactantes que pueden actuar como inhibidores de corrosión, estos incluyen aminas cuaternarias acetileno no iónico; también en la mayoría de los casos

contienen algunas especies catiónicas. Su funcionamiento es igual al de los inhibidores de corrosión estudiados anteriormente, forman una capa sobre la superficie del metal que impide que éste entre en contacto con el ácido.

- **Bactericidas**

En muchas ocasiones se tiene el conocimiento de que durante la inyección de un fluido de tratamiento se inyectaron bacterias no deseables o incluso las bacterias pueden ser locales, para estos casos existen surfactantes catiónicos que tienen propiedades bactericidas y pueden ser usados junto con otros agentes surfactantes.

- **Tratantes De Arcillas**

Muchos pozos son perforados con bentonita, y durante la perforación o terminación esta bentonita puede invadir la formación, en sí la bentonita puede presentar problemas de hinchamiento con agua. La bentonita es esmectita de sodio; y la esmectita de sodio presenta gran tendencia a hincharse, pero en presencia de ácido la esmectita puede intercambiar iones de sodio por hidrógeno y se sabe que las arcillas de hidrógeno se hinchan menos que las de sodio, esto porque las capas donde puede entrar el agua para hinchar son más delgadas con el hidrógeno que con el sodio, esto está relacionado con los iones presentes en cada caso.

Si bien es cierto que el intercambio catiónico entre el sodio y el hidrógeno disminuye el hinchamiento de la esmectita, se debe tener en consideración que el ácido puede causar la floculación de las arcillas, causando taponamientos en la formación que son más difíciles de remover que los causados por hinchamiento. Para esto han sido desarrollados surfactantes que inhiben la floculación de las arcillas, estos surfactantes dispersan las arcillas y minimizan la agregación de estas dentro de la formación, luego estas partículas son más fáciles de suspender y ser removidas de la formación.

- **Agentes Espumantes**

Los surfactantes también son usados para generar espumas estables, los surfactantes no iónicos son usados para darle estabilidad a las espumas aunque no pueden ser usados en rangos de temperaturas de 200 a 250 °F, los aniónicos y catiónicos pueden ser usados a temperaturas tan altas como 300 °F, los anfotéricos pueden ser usados a temperaturas tan altas como 350 °F.

2.14 .-Tecnologías Aplicadas Para La Reducción De Viscosidad De Crudo

2.14.1. Estimulación Térmica

Los procesos de estimulación térmica disminuyen la resistencia al flujo y, por ende, permiten que las fuerzas expulsoras presentes en el yacimiento aumenten la producción de crudo. En la estimulación térmica, la reducción de la resistencia al flujo, se logra mediante el calentamiento del hoyo y del yacimiento a su alrededor. Un mecanismo que está siempre presente en la estimulación es la reducción de la viscosidad del crudo; la reducción de la viscosidad tiende a reducir la resistencia al flujo.

Un segundo mecanismo presente es la limpieza del hoyo, mediante el cual podría ocurrir lo siguiente: los sólidos orgánicos cercanos al hoyo pueden ser disueltos, las arcillas podrían ser estabilizadas, o las partículas finas que pudieran reducir el flujo a través del empaque de grava pueden ser desalojadas. Generalmente, la limpieza del hoyo tiene un efecto relativamente leve luego de la primera estimulación, A diferencia de los procesos térmicos de desplazamiento, que aceleran la producción pero no incrementan el factor de recobro.

2.14.1.1 Sistema Cable Calentador

El sistema cable calentador se ubica entre los procesos de recuperación térmica, basado en el suministro de calor en fondo. El cable calentador es un cable fabricado con una tecnología análoga aplicada en cables de potencia usados en sistemas de Bombeo Electrosumergibles BES. Es fabricado con la finalidad de generar calor en fondo y transferido a los fluidos producidos.

Los objetivos de la aplicación en pozos horizontales de petróleo pesado y extrapesado son:

- Reducir la viscosidad del petróleo.
- Mejorar la movilidad.
- Mejorar la distribución de caída de presión en pozos horizontales.
- Aumentar producción.

Principales aplicaciones:

- Control de parafinas.
- Reducción de viscosidad en crudos pesados.
- Calentamiento de fluidos en procesos de superficie.

2.14.1.2. Alternativas De Calentamiento Eléctrico En Fondo

2.14.1.2.1. Cable Calentador (*Petro Trace*)

Es una herramienta que se instala en la parte externa de una tubería, usada como cola por debajo de la bomba y posicionada dentro del revestidor o tubería de producción al frente de la zona productora. Consiste en un cable, de diferentes características que

varían dependiendo del rango de temperatura deseada. En la figura 2.22, se observan los diferentes diseños de cables calentadores *PetroTrace*.

Los cables diseñados para el calentamiento en fondo son los siguientes:

- PetroTrace DHSX.
- PetroTrace MI.
- PetroTrace STS.

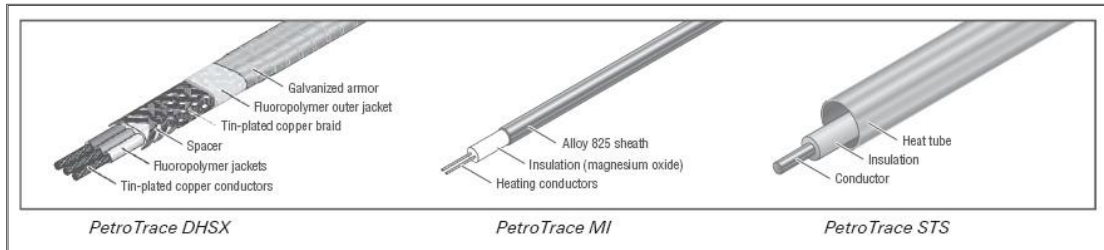


Figura 2.22. Cables PetroTrace para el calentamiento en Fondo. [11]

• Cable PetroTrace-DHSX™

Para aplicaciones hasta 122°F/50°C. Es un cable flexible de polímero blindado de fácil instalación que suministra hasta 41 Watts/mt (13 Watts/pie). Se utiliza para fabricar herramientas de calentamiento eléctrico de fondo de pozo, para pozos productores de crudo parafinoso. Se instala en la parte externa de la tubería, por encima de la bomba del pozo, para calentarlo y evitar la precipitación de las parafinas dentro de la tubería.

• Cable PetroTrace-MI (*Mineral Insulated*)

Para aplicaciones hasta 900°F/482°C. Los calentadores eléctricos de fondo de pozo generalmente llevan tres hilos de cable MI que suministran hasta 656 Watts/mt (200 Watts/pie) los cuales se utilizan en pozos productores de crudo pesado y extrapesado. La herramienta calefactora se instala por debajo de la bomba del pozo y se coloca al frente de la arena productora para calentar el crudo producido, reducir su viscosidad y facilitar su flujo, con lo cual se aumenta la producción diaria del pozo. Estos cables

ofrecen una resistencia superior a los químicos, no se agrietan ni se parten como resultado de la fatiga del material y pueden generar temperaturas tan alta como los 482°C. Los cables MI existen en diferentes tamaños y niveles de potencia que ofrecen la flexibilidad de utilizarlos en el aseguramiento de flujo y suministro de temperaturas de fondo de pozo en longitudes de hasta 3937 pies (1200 mts).

- **Cable PetroTrace-STS (*Skin Effect*)**

Para aplicaciones hasta 300°F/149°C, con un suministro de potencia de hasta 150 Watts/mt (46 Watss/pie). Este cable calentador, para pozos productores de crudos parafinosos, consiste en un *coiled tubing* que se instala dentro de la tubería sin la necesidad de una unidad de servicio o *work-over*.

A continuación, se muestra en la figura 2.23 un pozo ejemplo de un diseño de calentador con cuatro secciones fabricado por Tyco para un pozo horizontal de PetroPiar en la Faja Petrolífera del Orinoco. Estudios realizados en pozos horizontales de la Faja, han demostrado que debido a las altas viscosidades de estos crudos, el *drawdown* se reduce en la medida que se distancia de la bomba. En otras palabras, cerca de la bomba hay mayor *drawdown* y al extremo de la horizontal hay menor *drawdown*.

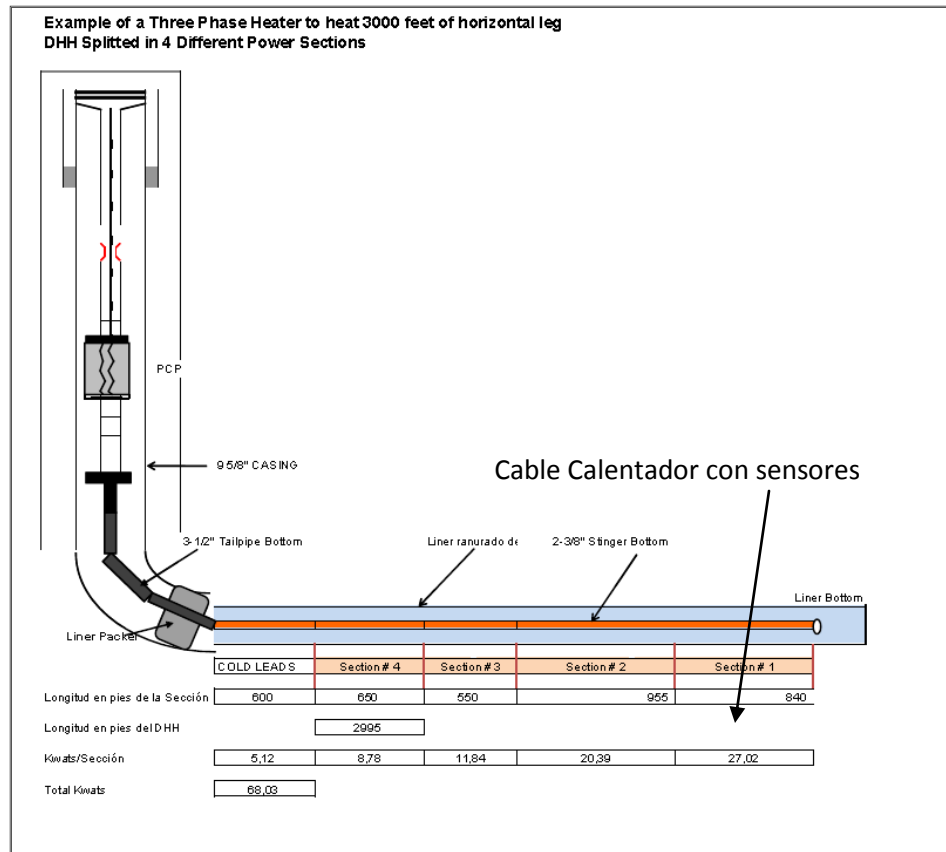


Figura 2.23. Diseño de calentador con cuatro secciones de Tyco. ^[11]

La herramienta cable calentador diseñada para el pozo horizontal está compuesta de cuatro secciones calientes y dos secciones frías. En cada sección caliente se genera una potencia diferente, siendo la de mayor potencia la sección más lejana a la sección horizontal, y la sección de menor potencia la sección más cercana a la bomba. Este diseño tiene por objeto generar las más altas temperaturas hacia el final de la sección horizontal del pozo con la cual se crea un gradiente de temperatura a lo largo del brazo horizontal que disminuye en la medida que se acerca a la bomba.

El propósito de este tipo de diseño es disminuir significativamente la viscosidad del crudo dentro del *liner* ranurado y sus alrededores en la formación, lo que facilita la movilización del crudo de la formación hacia el *liner*, facilita la movilización del crudo dentro y a lo largo de la sección horizontal del pozo, y se logra así una presión

de flujo en la sección lo suficientemente baja (aumento del *drawdown*) lo que genera un aumento en la producción de crudo.

2.14.1.2.2. Cable Calentador (*Centrilift*)

Es un dispositivo diseñado para mejorar el desempeño del pozo reduciendo la viscosidad del crudo, produciendo una mejor distribución de las diferencias de presión y así una mejor contribución de flujo. (Figura 2.24)



Figura 2.24 Cable calentador. ^[12]

La figura 2.25, ilustra la terminación de un pozo horizontal, sometido al calentamiento eléctrico en fondo. A continuación, se especifican las características de esta terminación:

- Cola de tubería de 2-3/8 pulgadas instalada en la sección horizontal.
 - Cable calentador instalado a ambos lados de la tubería de 2-3/8 pulgadas.
 - Cuatro sensores de presión / temperatura a lo largo de la tubería de 2-3/8 pulgadas.
 - Protectores de cable con 3 canales, aplicados sobre los cuellos de la tubería.
- Un cable calentador que recorre de ida y vuelta la tubería en 120° y uno para el sensor instalado a 120° de los canales del cable calentador. La herramienta de giro y centralizador.

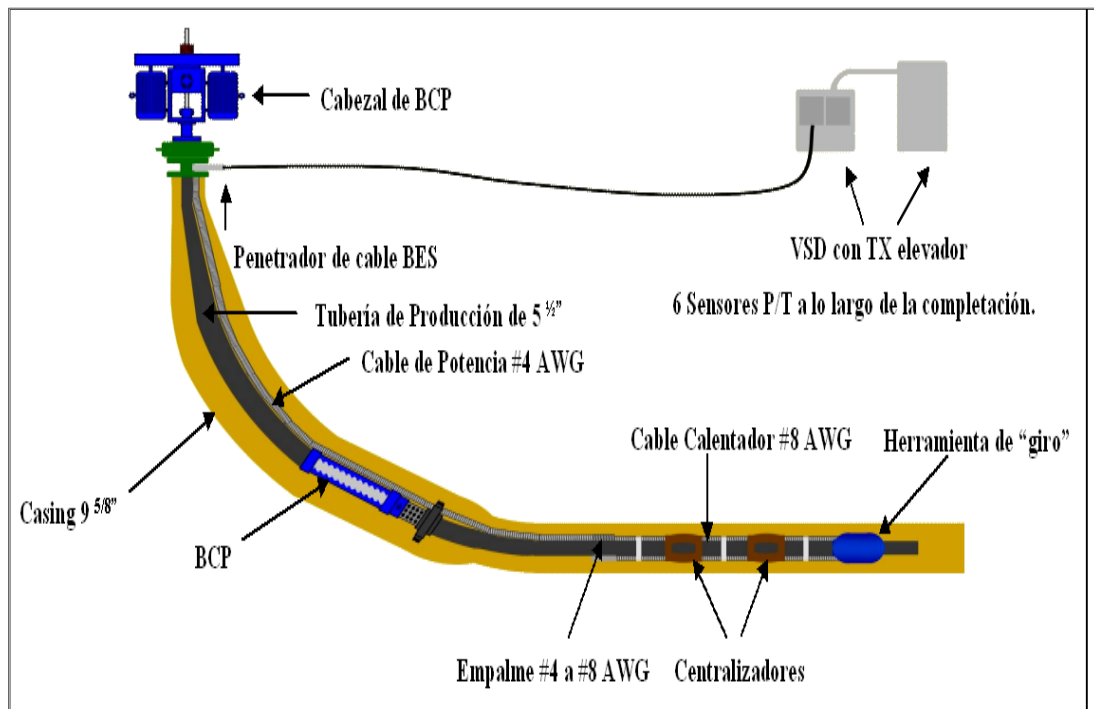


Figura 2.25 Diagrama de ilustración del cable calentador. ^[12]

2.14.2. Inyección De Diluyente ^[5]

Debido a la alta viscosidad y bajas gravedades API 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 mayor 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 y aminorar los efectos de pérdida de presión por el roce de los fluidos con la tubería de producción para así optimizar el desempeño de los equipos de producción. 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.

2.14.2.1. Tipos De Diluyentes ^[5]

En la FPO existen principalmente 2 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 entre 7,5° y 8° API a una mezcla de crudo diluido de 15,5° a 16° API, que es la segregación más comercial de PDVSA, conocida como Merey 16.

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 también llevar el crudo natural extrapesado hasta la segregación comercial de 16° API. Cabe destacar que durante la fase de Producción Temprana, también, se ha utilizado como diluyente el crudo Santa Bárbara de 36° API, aproximadamente, 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.

2.14.2.2 Tipos De Inyección De Diluyentes ^[5]

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 J del pozo en cuestión.

2.14.2.3 Inyección De Diluyente En El Cabezal Del Pozo

Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un Índice de Productividad (J) menor a 4 BND/lpc, se instala una BCP de baja capacidad de desplazamiento de fluidos, que posee al fondo del pozo un ancla de torque para evitar que la tubería gire y se suelte, debido al sentido de giro de la BCP. Debido a que el diluyente no está en contacto directo con la bomba por BCP no existe posibilidad de que los aromáticos que el mismo contiene dañen el elastómero de esta (figura 2.26).

Ventajas

- 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.

Desventajas

- 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.

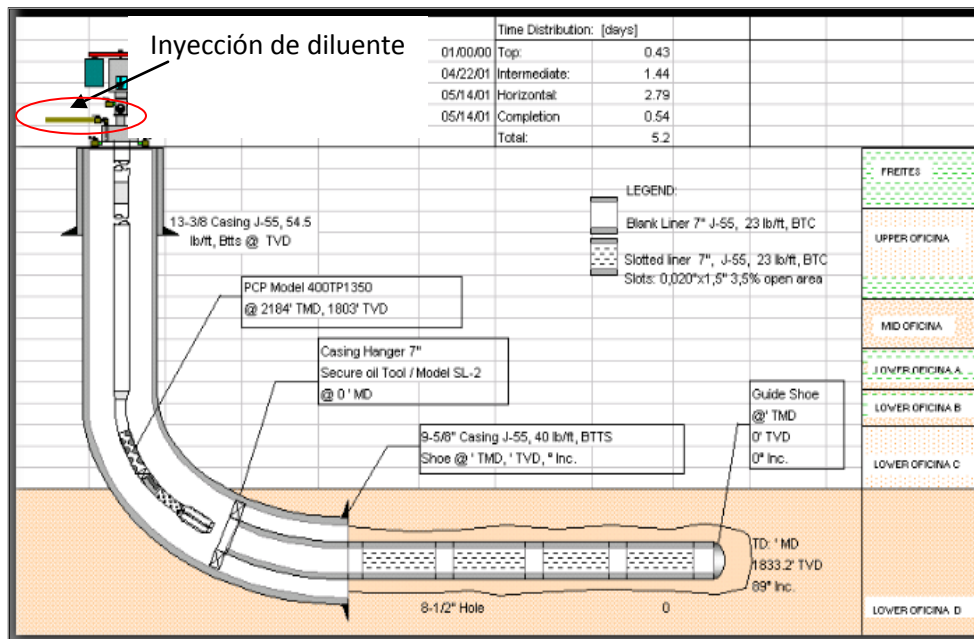


Figura 2.26. Pozo con inyección de diluyente en el cabezal [5].

2.14.2.4 Inyección De Diluyente A Fondo A Través Del Anular Del Pozo

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, el cual va ubicado en la válvula de la bomba para tratar de controlar la inyección y permitir que la mezcla crudo-diluyente se genere uniformemente.

Ventajas

- 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.

Desventajas

- 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 algunos casos no se puede controlar la tasa de inyección de diluyente.

Este tipo de inyección se puede llevar a cabo, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, de 2 maneras según la terminación que se tenga en el fondo del pozo: Con empacadura de fondo o sin empacadura de fondo.

2.14.2.5 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” se puede llevar a cabo tanto a la descarga de la bomba como a la succión de la misma, siendo la primera opción la de mayor aplicación en la FPO debido a que

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 el pozo (figura 2.27). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un J comprendido entre 4 BND/lpc y 7 BND/lpc .

Ventajas

- 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.

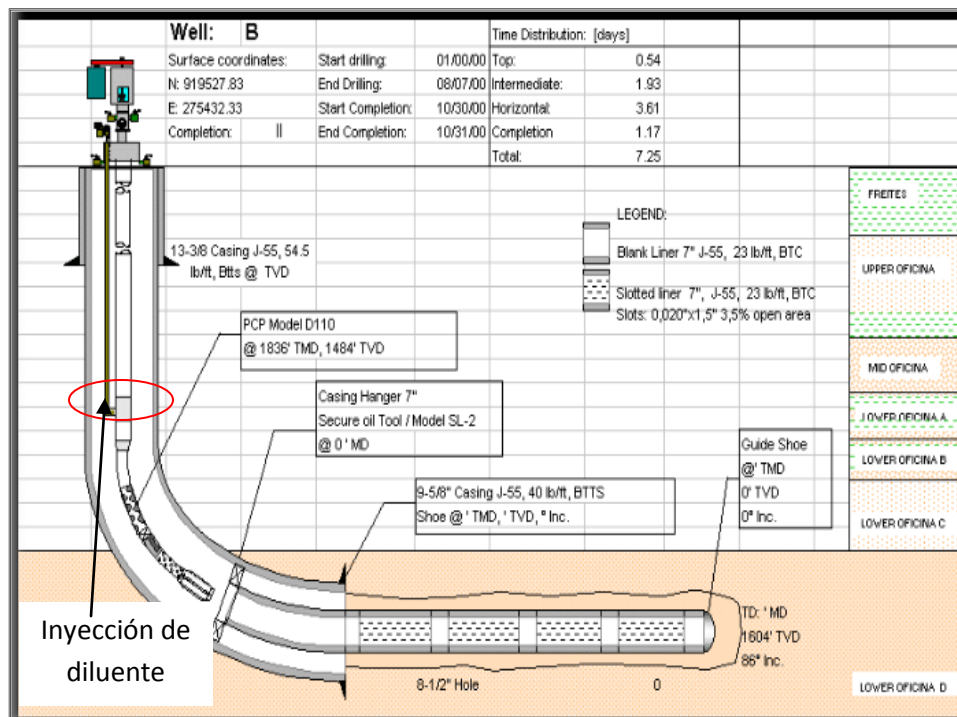


Figura 2.27 Completación tipo de pozo con inyección de diluyente a la descarga de la bomba. [5]

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 niple ranurado, por donde se produce.

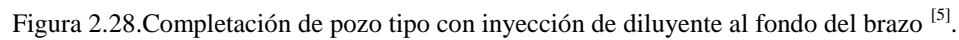
2.14.2.6 Inyección De Diluyente En El Fondo En La Parte Horizontal Del Pozo

La inyección se lleva a cabo dentro del *liner* ranurado que se haya en el brazo horizontal del pozo, se utiliza una tubería de 1,315” con un *crossover* hacia un *tail pipe* de 2 3/8” para introducir el diluyente. La mezcla crudo-diluyente se introduce a la tubería de producción a través de una tubería perforada (ver figura 2.28). Este tipo de inyección es recomendada para pozos con un J mayor a 7 BND/lpc.

Ventajas

- 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.


$$m_m = m_d + m_c \quad \text{Ecuación 2.52}$$

m_c : Masa de crudo.

El ente financiero de las empresas, comprende una de las áreas funcionales de gran interés, para alcanzar una gestión eficaz de ellas mismas, por ende, el análisis económico para determinar la rentabilidad de los proyectos según la inversión es de suma importancia para producir los mayores beneficios.

A continuación se describen los diversos métodos o modelos dinámicos de valoración de inversiones o proyectos.

2.15.1 Valor Presente Neto (VPN)

También llamado flujo acumulado de caja descontado, valor capital de la inversión, valor actual neto. Se define como la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

$$VNP = \text{Valor presente de los ingresos} - \text{Valor presente de los egresos} \quad \text{Ecuación 2.53}$$

Si un proyecto de inversión tiene un VPN positivo, el proyecto es rentable. Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VPN mayor. Un VPN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada. Si el VPN de un proyecto es negativo, realizar el proyecto representa una pérdida patrimonial, en este caso debe rechazarse el proyecto desde el punto de vista económico-financiero.

La única dificultad para hallar el VPN consiste en fijar el valor para la tasa de interés, existiendo diferentes alternativas.

La principal ventaja de este método es que al homogeneizar los flujos netos de caja a un mismo momento de tiempo, reduce a una unidad de medida común cantidades de dinero generadas en momentos de tiempo diferentes. Además, admite introducir en los cálculos flujos de signo positivos y negativos en los diferentes momentos del horizonte temporal de la inversión, sin que por ello se distorsione el significado del resultado final, como puede suceder con la tasa interna de retorno.

2.15.2 Tasa Interna De Retorno (TIR)

Es un indicador referencial de la rapidez de recuperación de la inversión, mientras mayor es, más acelerada será la recuperación del capital y por ende será mayor la rentabilidad del proyecto. Se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto para compararlo con el rendimiento de otros proyectos, por tanto constituye una tasa de rendimiento ajustada en el tiempo. Este método considera que una inversión es aconsejable si la T.I.R. resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una T.I.R. mayor.

Como criterio de decisión, la cartera de inversiones de la empresa PDVSA, resume que sí:

$TIR > 15\%$. Se acepta la realización del proyecto.

$10\% < TIR < 15\%$. Se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones. Debe justificarse, ya sea por razones estratégicas o soberanía tecnológica, entre otras.

$TIR < 10\%$. Se rechaza la realización del proyecto.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

3.1 .- Faja Petrolífera del Orinoco ^{[13] [14] [15]}

La faja Petrolífera del Orinoco tiene unos 700 kilómetros de largo y se extiende desde Tucupita, Delta Amacuro y atraviesa los estados Monagas, Anzoátegui y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 55.314 kilómetros cuadrados.

Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco ya que limita con este río. El delineamiento de su parte norte se fue construyendo desde mediados de los años treinta, a medida que el taladro exploraba la cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este- oeste y viceversa hacia al sur.

Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extrapesados y pesados es que las arenas son no consolidadas, es decir, que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad pero al ser perforado, la pared del hoyo es bastante inestable y de requerirse tomar núcleos mediante métodos convencionales la operación es muy difícil de ejecutar.

El petróleo contenido en la Faja Petrolífera del Orinoco es principalmente considerado como extrapesado, es decir, con valores de gravedad API menores a 10°. Las propiedades petrofísicas y geológicas de las diferentes zonas difieren entre ellas, pero aun así es posible afirmar que la porosidad se encuentra en el rango del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcies. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

La Faja Petrolífera del Orinoco está dividida en cuatro zonas de exploración y producción: Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). El área actual en explotación es de 11.593 kilómetros cuadrados. En la figura 3.1 se muestra la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y su división.



Figura 3.1 Localización y división de la Faja Petrolífera del Orinoco. [15]

3.2 .-Características Geológicas De La Faja Petrolífera Del Orinoco [5]

Los sedimentos de los horizontes productores de petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se caracterizan por ser en parte de un sistema deltaíco 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

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

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 el subsuelo por cuatro depocentros que se encuentran separados por altos estructurales (figura 3.2).

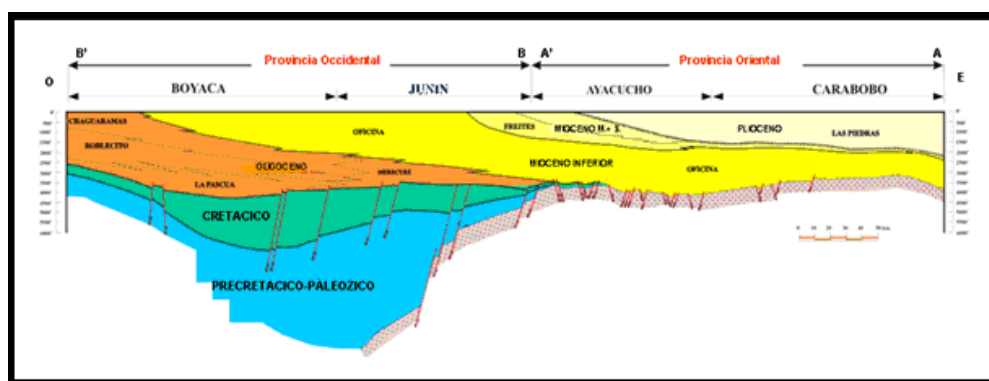
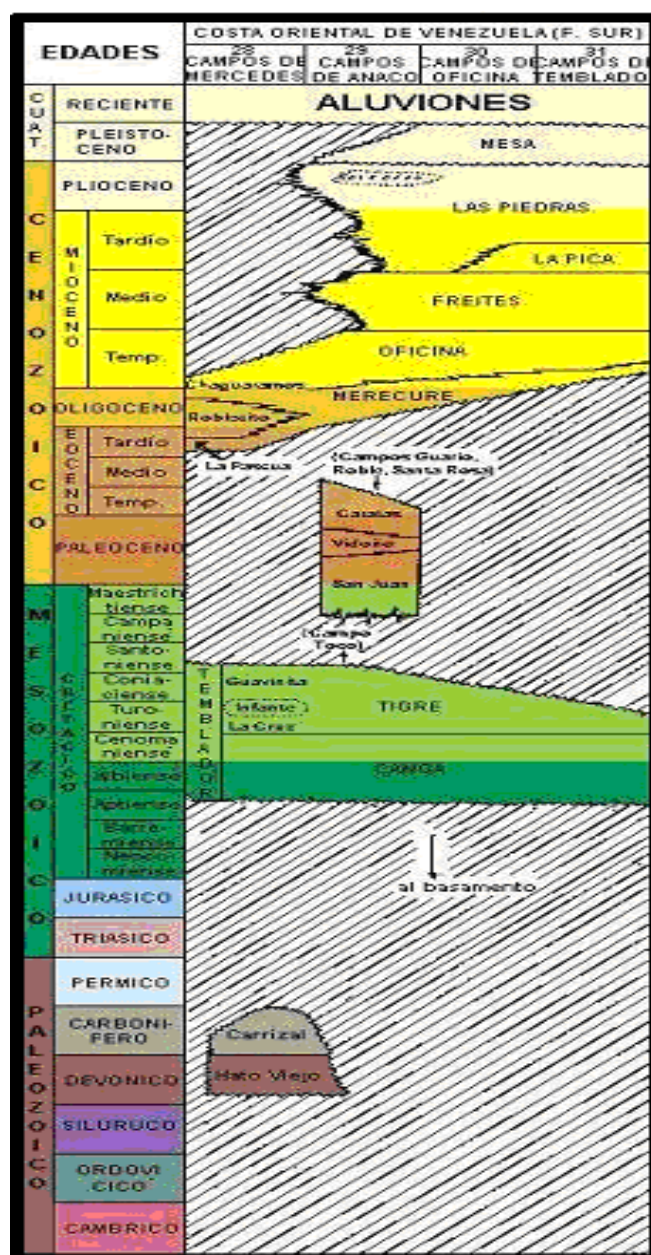


Figura 3.2. Sección esquemática estructural regional de la FPO. ^[5]

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

Figura 3.3. Columna estratigráfica de la FPO. ^[5]

3.3 .-Área Carabobo (Cerro Negro)

Esta área comprende 4 bloques, Carabobo 1, Carabobo 2, Carabobo 3 y Carabobo 4. Los pozos pertenecientes a estos bloques están distribuidos en los campos CERRO NEGRO, MAMO, MAMOB, CERRO NEGB y SAN FELIX.

3.3.1 Ubicación

3.3.1.1 Político – Administrativo Y Operacional

Desde el punto de vista político- administrativo, el Área de Carabobo se ubica en la jurisdicción de los municipios Independencia en el Estado Anzoátegui y Libertador y Uracoa en el Estado Monagas.

3.3.1.2 Geográfica

El Área de Carabobo 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 2.311 Km².

Se ubica al norte de la ciudad Puerto Ordaz y del río Orinoco. Está limitada al Norte por el área tradicional del Distrito Social de Morichal, al Este por el estado Delta Amacuro, y al Oeste por el Área de Ayacucho.

3.4 .-Bloque Carabobo 1 (Cerro Negro I)^[16]

3.4.1 Ubicación Geográfica

El Bloque Carabobo 1 tiene una superficie total de 763 Km², se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela a unos 70 kilómetros al NE de Ciudad Bolívar y 80 kilómetros al NO de la ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica en su totalidad dentro de la jurisdicción de Barcelona en el Estado Anzoátegui (figura 3.4).



Figura 3.4 Mapa ubicación del Bloque Carabobo I ^[17]

3.4.2 Características De Los Yacimientos Y De Los Hidrocarburos ^[16]

La sección productora está representada por la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior, del Terciario Medio, la cual forma parte de la columna geológica regional de la Cuenca Oriental de Venezuela. La profundidad de los yacimientos oscila entre 1.000 y 3.540 Pbnm. Los yacimientos del área, contienen un crudo extrapesado, con gravedad API° 7,5 – 8,5°; viscosidades entre 1500-5000cps y solubilidad inicial de 70-120 PCN/BN

El intervalo productor en el área de estudio se asocia a La Formación Oficina de edad Mioceno Temprano. La misma está dividida en cuatro miembros principales los cuales de más viejo a más joven se definen como: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon. El Miembro Morichal ubicado en la sección basal de dicha formación, representa el intervalo de roca más prospectivo económicamente desde el punto de vista de hidrocarburos, representando aproximadamente el 70% del P.O.E.S.

3.4.3 Estratigrafía Regional ^{[16] [17]}

El campo Cerro Negro es una cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este – oeste, cuyo origen puede remontarse al período Paleozoico y que, en los períodos subsiguientes, fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el Reciente.

La columna estratigráfica de Cerro Negro comienza (de más viejo a más joven) con un conjunto ígneo – metamórfico de edad Pre – Cámbrico que constituye el Basamento. Le sigue discordante el Grupo Temblador de edad Cretácica (presente en algunas áreas); luego en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros; Morichal, Yabo, Jobo y Pilon; sigue la Formación Freites de edad Mioceno Superior y, por último, las formaciones Las Piedras- Mesa, correspondiente al Plioceno – Pleistoceno. Estas dos formaciones, no se diferencian en el sector de la Faja, la columna estratigráfica existente en la Cuenca Oriental a nivel del Bloque Carabobo está representada de base a tope por las siguientes unidades:

✓ **Basamento**

El basamento presente en el Área Carabobo 1 está representado por rocas ígneas y metamórficas de edad Pre-Cámbrico, donde la litología predominante está definida por granitos, gneisses, anfibolitas y esquistos.

Constituye una superficie erosionada irregularmente, fallada y con una geomorfología muy accidentada de altos y bajos estructurales.

- **Paleozoico**

En el Área Carabobo 1 no se ha reconocido la existencia de sedimentos de esta edad, los cuales están representados por la Formación Carrizal en otras áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

- **Cretáceo**

En el Área Carabobo 1 existen depósitos Cretácicos representados por areniscas arcillosas lenticulares, las cuales se presentan como remanentes depositados discordantemente sobre el basamento ígneo metamórfico preexistentes. Estos depósitos no son prospectivos desde el punto de vista de hidrocarburos y están asociados al Grupo Temblador, enmarcado dentro del ciclo Aptiense–Coniaciense de edad Cretáceo. Su característica principal en registros de pozo viene dada por un acentuado incremento de la radioactividad en el valor de la curva Gamma Ray (GR) y el paso abrupto de arenas masivas fluviales ubicadas en la base del Miembro Morichal de la Formación Oficina a sedimentos arenosos arcillosos de carácter lenticular.

El contacto entre los sedimentos cretácicos del Grupo Temblador y la Formación Oficina suprayacente es de carácter discordante. Se divide en dos formaciones: Canoa (continental) y Tigre (marino). Dentro del Área Carabobo 1 se identifican en muy pocos pozos con espesores muy bajos. Constituye una superficie erosionada que se trunca hacia el sur contra el basamento ígneo-metamórfico, mientras que hacia el norte se espesa la sección cretácica.

- ✓ **Terciario**

La Formación Oficina está dividida en cuatro miembros, figura 3.5

- **Morichal.**

Alternancia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso, capas delgadas de lignito y lutitas ligníticas, arcillas verdes y gris claro con esferulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y capas delgadas de caliza.

- **Yabo.**

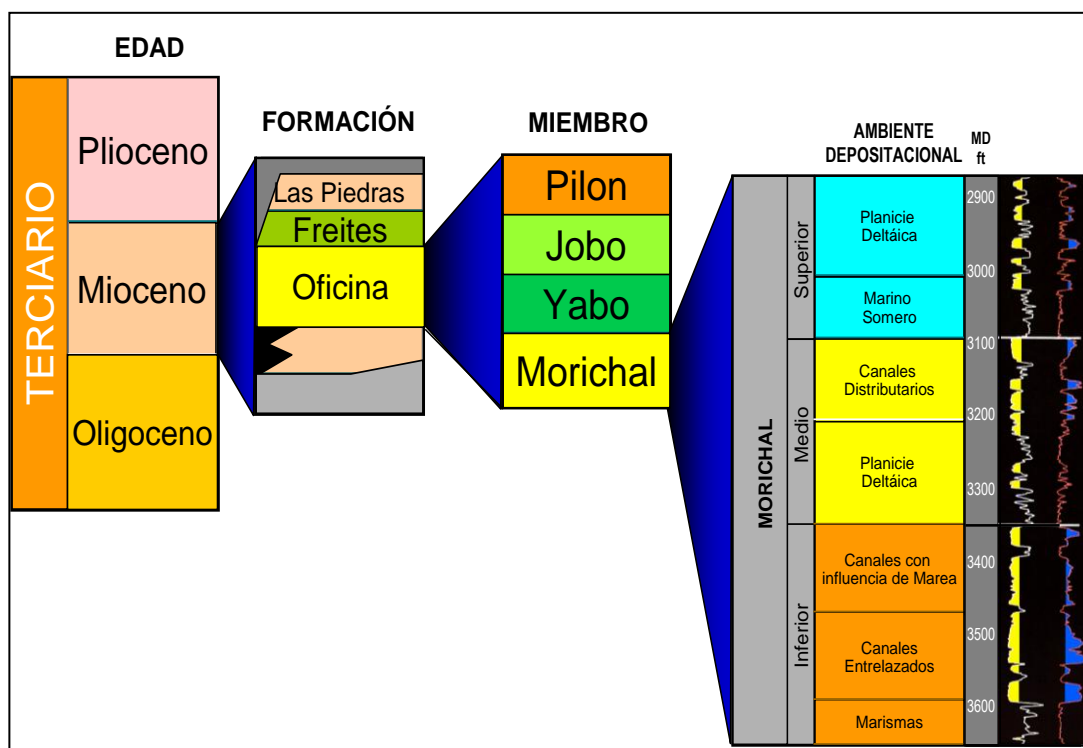
Secuencia lutítica transgresiva gris verdosa con intercalaciones limolitas y areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas.

- **Jobo.**

Espesor de unos 222 pies, en los que se localiza principalmente arcilla limosa y paquetes de arena longitudinales hacia el tope. La arena es limpia y está compuesta por granos de cuarzo subredondeados de fino a medio.

- **Pilón.**

Arcillas limosas de color gris claro a medio; esta secuencia es irregular debido a los lentes (mayores de 10 pies de espesor) de arena fina limosa y a los cuerpos de arcilla interestratificados.

Figura 3.5 Columna Estratigráfica. ^[17]

- **Formación Oficina**

De edad Mioceno Inferior-Medio, descansa discordantemente bien sea sobre el basamento ígneo metamórfico o sobre el Cretácico remanente. En el área de estudio referida al Área Carabobo 1 prevalece la subdivisión estratigráfica utilizada en los campos petroleros ubicados al norte, donde la Formación Oficina esta subdividida en cuatro miembros principales que de base a tope se denominan Morichal, Yabo, Jobo y Pilon. Dentro de esta Formación, el Miembro Morichal representa el intervalo de roca más importante desde el punto de vista petrolífero en el área.

Se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, caracterizada por arenas lenticulares de poca extensión, apiladas y coalescentes, relleno de canales de ríos y zonas bajas presentes en las irregulares superficies de erosión del Cretácico y del Basamento.

- **Miembro Morichal**

Este intervalo de roca está representado por una secuencia de arenas transgresivas cuarzosas de color marrón, de grano medio subangular, con escogimiento pobre, poco consolidadas, intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo existen arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde se definen espesores importantes, mientras que en la sección media y superior se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones depositadas en un ambiente deltaico donde los espesores de las arenas son menores.

Esta unidad se asocia a un ambiente fluvio-deltaico donde la facies deltaica predominante se asocia a deltas dominados por procesos de marea. En ocasiones se reportan sedimentos depositados en ambientes deltaicos dominados por procesos de ríos. Este intervalo posee el mayor potencial de acumulación de hidrocarburos de la Formación Oficina. Hacia el este del Área Carabobo 1, el espesor del miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer al acunarse contra el alto de Uverito, lo mismo sucede hacia el sur donde dichas unidades sedimentarias se acunan contra el Basamento ígneo metamórfico.

La zona más prospectiva del Miembro Morichal se localiza hacia el sector central-este, donde se observan espesores promedios de 225' de ANP.

En el área de este estudio el Miembro Morichal fue subdividido en 3 paquetes o yacimientos principales: Superior, Medio e Inferior.

- **Divisiones Internas Del Miembro Morichal**

El ambiente de sedimentación es de tipo fluvial en la sección inferior y deltaico-marino en las secciones media y superior con la influencia de pulsos continuos de subida del nivel del mar como respuesta a eventos de subsidencia de la cuenca. Para la interpretación estratigráfica el Miembro Morichal es subdividido en 12 unidades

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

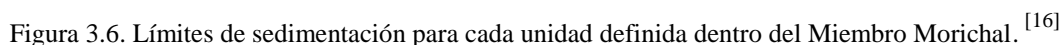
denominadas de base a tope MO-1, MO-2, MO-3, MO-4, MO-5, MO-6, MO-7, MO-8, MO-9, MO-10, MO-11 y MO-12. Las mismas están relacionadas con una subdivisión más general realizada dentro de dicho Miembro con la finalidad de elaborar los mapas de yacimiento a ser presentados a la certificadora de reservas para su discusión. A continuación se presenta la relación existente entre las unidades definidas a nivel de detalle y las unidades mayores dentro del Miembro Morichal de la Formación Oficina, las cuales se definieron de acuerdo a los análisis de núcleos, ubicándose el Miembro Morichal dentro de una facie fluvial caracterizada por apilamiento de canales asociados a sistemas de alta energía:

Morichal Inferior: Involucra de base a tope MO-1, MO-2, MO-3 y MO-4

Morichal Medio: Involucra de base a tope MO-5, MO-6, MO-7 y MO-8

Morichal Superior: Involucra de base a tope MO-9, MO-10, MO-11 y MO-12

El evento retrogradacional avanzó desde el noroeste al sureste generando para cada unidad un límite de sedimentación tipo *onlap* contra el intervalo discordante infrayacente. En la figura 3.6 se muestran los límites de depositación para cada una de las unidades definidas en el modelo.



Representa la sección lutítica que separa los miembros Morichal y Jobo. Es una lutita transgresiva de color gris verdoso con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Este miembro está definido claramente en los campos ubicados al norte del Bloque, pero hacia el sur y especialmente en el Área Carabobo 1 su correlación es dudosa ya que pierde en parte su carácter lutítico y aumenta su carácter arenoso, donde en ocasiones la arena asociada a dicho Miembro presenta saturación de petróleo, sin embargo, por el poco espesor (5 pies) no se considera como prospecto económico para la producción de hidrocarburos. Hacia el Este del

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

Área Carabobo 1, ésta unidad sedimentaria tiende a acuñarse y desaparece contra el Alto de Uverito.

- **Miembro Jobo**

Está representada por una alternancia de arenas, lutitas y limolitas. En el Área Carabobo 1 dicho intervalo de roca se hace más arenoso hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo. Este Miembro es el segundo en importancia petrolífera dentro de la Formación Oficina después del Miembro Morichal con calidad de petróleo de 14° API. Por lo general los cortes de agua asociados, están entre el 4% y el 85%. Por esta razón, la decisión de producir dicho intervalo de roca (espesor promedio de 75') debe estar enmarcada dentro de un estudio de yacimiento específico para este Miembro.

Al igual que el miembro suprayacente se acuña contra el Basamento al sur y hacia el este contra el Alto de Uverito.

- **Miembro Pílon**

Representa el Miembro más joven de la Formación Oficina. En los campos ubicados al norte del Área Carabobo 1, dicha unidad sedimentaria está representada por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes arenosos. Hacia el sur y dentro del Área Carabobo 1 dicha unidad incrementa su carácter arenoso mostrando en ocasiones dentro de los cuerpos de arena resistividades de petróleo.

Los mayores espesores de ANP se encuentran hacia el este donde alcanzan un máximo de 104'. Las pruebas hechas confirman la presencia de petróleo y alto contenido de agua.

- **Formación Freitas (Mioceno Superior)**

Sobre la Formación Oficina y de manera concordante se depositó la Formación Freitas de edad Mioceno superior. El contacto entre las Formaciones Freitas y Oficina se distinguen fácilmente, en los campo ubicados al norte del Área Carabobo 1, esta

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

unidad está definida como un intervalo lutítico el cual a medida que se va hacia el sur presenta un incremento importante del porcentaje de arenas que se ubican estratigráficamente en la sección basal. Estas arenas hacia el sur tienden a confundirse con las arenas ubicadas en el tope del Miembro Pílon de la Formación Oficina complicando su análisis estratigráfico. Es importante mencionar que las arenas presentes al sur del área para esta Formación, representan la facies más proximal de la Formación Freites donde la presencia de paquetes arenosos es normal. Dichas arenas pueden ser el resultado de la variación lateral de facies de ambientes de aguas profundas al norte a ambientes transicionales más someros hacia el sur cercanos a la línea de costa.

✓ **Cuaternario**

- **Formación Las Piedras Y Mesa**

Representan el tope de la columna sedimentaria presente en la Faja Petrolífera del Orinoco y dentro del Área Carabobo 1. Su edad está definida como Plioceno-Pleistoceno y las mismas no se han podido diferenciar entre sí por lo complejo de su correlación interna. Es por esta razón que dichos intervalos de roca se han manejado como una sola unidad sedimentaria. Su litología es bastante homogénea, consistiendo principalmente en gruesos paquetes de arenas de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso intercaladas con limolitas carbonosas y lutitas. No contiene hidrocarburos asociados pero su real importancia radica en la presencia de importantes y cuantiosas reservas de agua dulce (acuíferos) almacenados dentro de los intervalos conglomeráticos y arenosos que conforman la roca.

En resumen, la columna estratigráfica tipo para el Área Carabobo 1 es la misma existente dentro del Área Carabobo, pero incluyendo un grado de detalle más alto desde el punto de vista de correlaciones geológicas dentro del Miembro Morichal de la Formación Oficina. Como se puede ver en la figura 3.7, dentro del Miembro Morichal se definieron 12 unidades estratigráficas que van desde MO-1 hasta MO-12

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

con la finalidad de mejorar el detalle de las interpretaciones y por ser este intervalo de roca el objetivo principal de este estudio desde el punto de vista de yacimientos.

Las gravedades API para toda la sección de roca saturada con petróleo en el Área Carabobo 1 varían entre 7 y 8 grados API.

El principal mecanismo de drenaje es por expansión de gas disuelto y compactación de la roca. El bloque no posee actualmente producción comercial asociada.

En la Tabla 3.1 se pueden ver las propiedades más resaltantes del Miembro Morichal en el Área Carabobo 1:

Tabla 3.1. Propiedades Geológicas del Miembro Morichal ^[17]

Mecanismo de drenaje	Gas Disuelto / Compactación de la roca
Entrampamiento	Estructural / Estratigráfico
Roca reservorio	Areniscas
Espesor total (promedio)	723 pies
Espesor neto (promedio)	235 pies
Porosidad promedio	31 %
Permeabilidad promedio	10 D

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

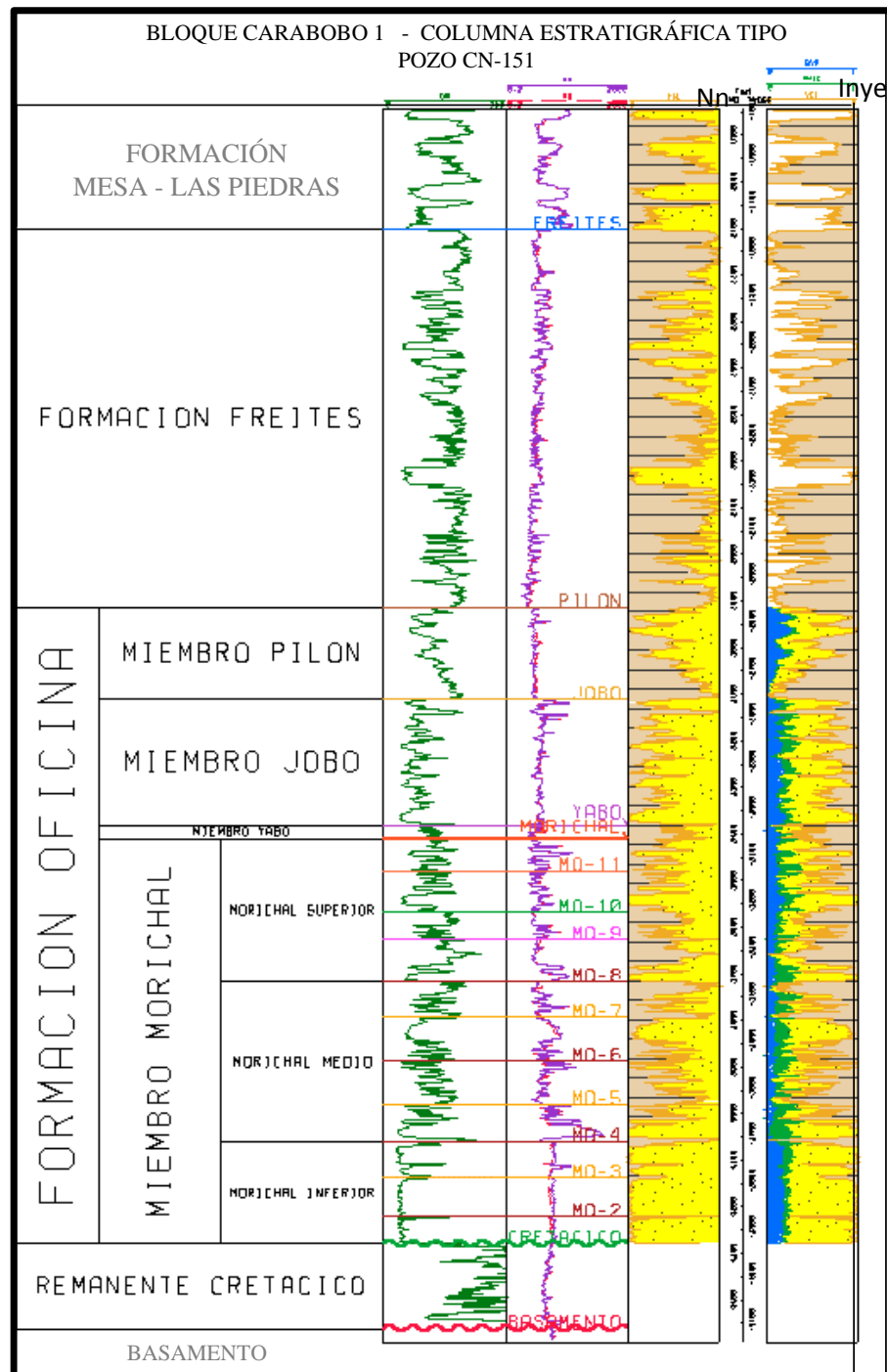


Figura 3.7 Columna estratigráfica tipo para el Bloque Carabobo 1 enmarcada dentro del Bloque Carabobo. ^[16]

3.5 Ambiente De Sedimentación

3.5.1 Sedimentología

A finales del Cretácico, el mar se retiró a la parte central de la Cuenca Oriental de Venezuela y aunque la acumulación de sedimentos parece haber continuado en varios lugares durante el Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, la zona plataformal ubicada en lo que hoy constituye el área Cerro Negro estuvo sujeta a un prolongado período de erosión sub-aérea. El tiempo exacto cuando el mar comenzó a transgredir hacia el sur se desconoce, el hecho es que, el mismo, alcanzó el área de estudio durante el Mioceno.

Durante el *Mioceno*, los ríos que transportaban sedimentos hacia el Norte y Noroeste rellenando los valles y cañones, en su recorrido hacia la Cuenca se encontraron con los mares pocos profundos que avanzaban hacia el sur, lo que trajo como consecuencia la disminución de velocidades de los transportes de los ríos, descargando estos sus sedimentos en un ambiente tipo deltaico en el área de Cerro Negro. Hacia el sur, cercano al Cratón de Guayana, debido a los procesos que ocurrían, el gradiente de las corrientes disminuyó originándose una sedimentación de tipo de depósito de ríos entrelazados.

Debido al descenso del nivel del mar o al levantamiento del Escudo de Guayana, el gradiente de las corrientes con un patrón de drenaje en dirección N-NW, aumentó, cargando grandes cantidades de sedimentos clásticos hacia la parte central de la Cuenca, donde se depositaron en un ambiente deltaico la Formación Oficina.

La secuencia Terciaria en el área, forma una cuña sedimentaria que se adelgaza hacia el Sur y Este. Hacia el Norte la sucesión de facies varía de fluvial a barra de desembocadura, con abanicos de rotura y sedimentos de granos fino del frente deltaico, a arcillas de prodelta. Los mapas paleogeográficos muestran que estas facies están en dirección norte.

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

La presencia de sedimentos de granos más finos en la Formación Oficina, sugiere períodos esporádicos de transgresión.

En resumen, se puede decir que muchas de las facies de la Formación Oficina, son el resultado de lóbulos deltaicos o lenguas regresivas que se mueven, lateralmente, rellenando un marco estratigráfico de tipo recubrimiento.

Los sedimentos de la Formación Freites, indican un marcado desplazamiento hacia el Escudo, del ambiente deposicional deltaico, prevaleciente durante el tiempo de la Formación Oficina, dando lugar a una sedimentación de carácter más marino en el área de Cerro Negro que podría considerarse como un evento transgresivo. Durante la mayor parte del tiempo de la Formación Freites, la tasa de sedimentación es igual al Este y Oeste, lo que indica una subsidencia uniforme de la plataforma en ambas regiones.

Desde la parte superior de la Formación Freites a las formaciones Las Piedras-Mesas, la columna estratigráfica del área de estudio muestra una transición deposicional de unidades deltaicas a unidades de carácter más fluvial y continental. Los depósitos fluviales alcanzan espesores de hasta 100’.

El espesor de los sedimentos de las unidades suprayacentes al intervalo correspondiente a la parte media de la Formación Freites (intervalo 25), indica que hacia el Este del área, se produjo un marcado basculamiento y/o la región Oeste fue levantada, figura 3.8.

A medida que el margen oriental del área de estudio se hunde, grandes cantidades de clásticos fluviales o fluvio-deltaicos fueron descargados en esta región; posiblemente, por un precursor del Delta del Orinoco, el cual, posteriormente, depositó sedimentos en las cercanías a medida que tomaba su curso actual.

Finalmente, la regresión y progradación de las facies fluviales relleno la cuenca, desplazando la posición de los mares Miocénicos de Venezuela-Oriental.

La historia deposicional de la Cuenca Oriental de Venezuela, en el área de Cerro Negro culminó con la sedimentación de las unidades fluviales de las formaciones Las

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

Piedras-Mesa, que vienen a representar un nuevo evento de carácter regresivo en la región.

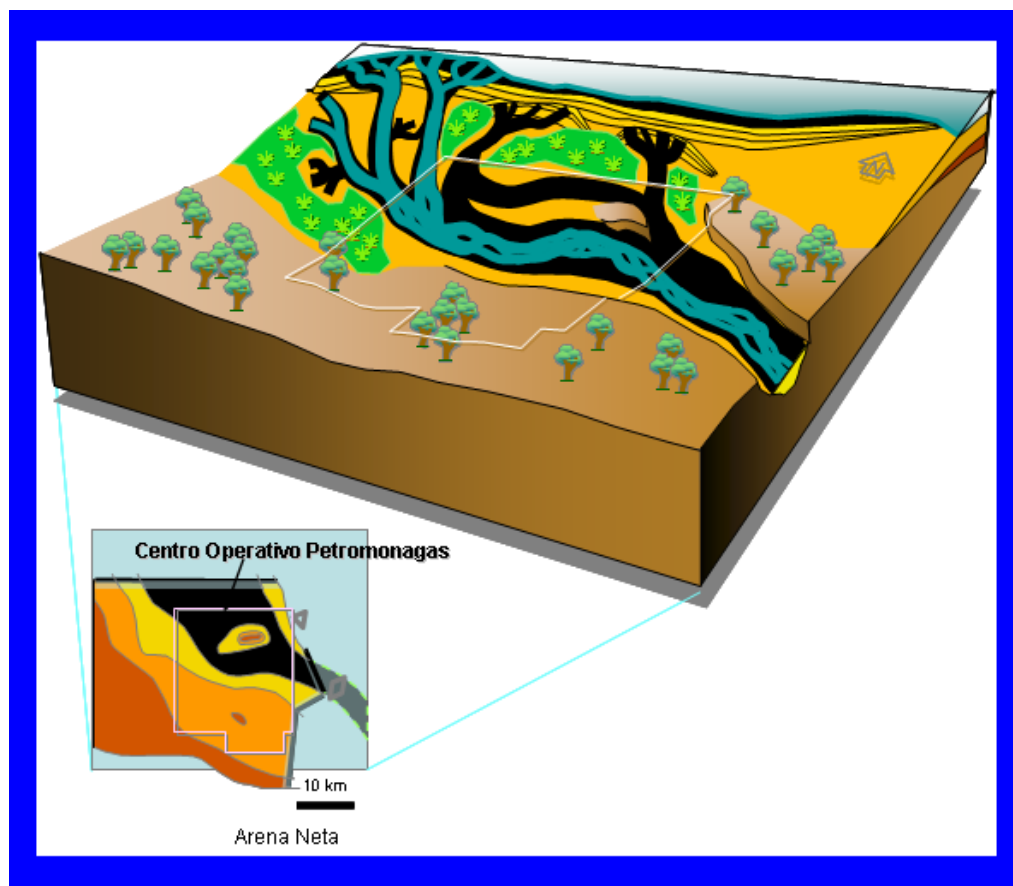


Figura 3.8 Sedimentología ^[17]

3.6 .- Petrofísica

En la tabla 3.2 se incluyen los valores petrofísicos y parámetros calculados que caracterizan al Miembro Morichal de la formación Oficina, Campo Cerro Negro.

Por su parte, los datos de mediciones directas como por ejemplo Resistividad del Agua de formación (R_w) y la Salinidad, fueron recopilados y analizados a partir de pozos estratigráficos y de desarrollo; para lo cual se recolectó muestras de agua para dichos análisis.

Tabla 3.2 Valores petrofísicos y parámetros que caracterizan al Miembro Morichal

Información Petrofísica Propiedad	Mínimo	Máximo	Unidad
Salinidad del Agua	5500	22000	ppm
Resistividad del Agua	0.23	1.34	Ohmio*m
Densidad de la roca	2.65		gram/cc
Factor de Cementación	1.70	1.80	
Porosidad efectiva	29		%
Saturación de Agua	9	20	%
Resistividad	51	≥ 400	Ohmio*m
Permeabilidad	7.0		Darcy
Volumen poroso saturado de petróleo	23	26	%

3.7 .-Propiedades de los fluidos

Los yacimientos del área, contienen un crudo extrapesado, generalmente subsaturados a condiciones iniciales de P y T; con gravedades entre 7,5 – 8,5°.

Las características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del área, estimadas de acuerdo a los resultados de los análisis de fluidos y comportamiento de producción, se muestran a continuación(Tabla 3.3); así como también el estimado de condiciones actuales.

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

Tabla 3.3. Características iniciales promedio de los fluidos de los yacimientos del área.

Pi (lpc)	1000-1600
Ty promedio (°F)	120-140
Rsi (PCN/BND)	100-120
Boi promedio (BY/BN)	1,06-1,08
μ_{oi} (cP)	1500-5000
°API	7,5-8,5
Pactual, lpc	850-1250
RGP promedio actual, (PCN/BND)	650
Corte de agua, (%)	3-5
Producción promedio por pozo,(PCN/BND)	750
Producción de arena	<20

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 .-Tipo De Investigación

El desarrollo de este Trabajo Especial de Grado se basó en una investigación de tipo descriptiva dentro de un proyecto factible, según lo expuesto a continuación:

- Tamayo y Tamayo (2004), la investigación trabaja sobre realidades, de hechos, su característica fundamental es la de presentarnos una interpretación correcta. Esta comprende la descripción del registro y análisis e interpretación de la naturaleza actual de la composición o procesos de los fenómenos estudiados. (Pág. 46).^[18]
- Según la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL, 2001) los proyectos factibles “consisten en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo variable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organización o grupos sociales”.^[19]

La metodología aplicada para el logro de los objetivos trazados al inicio de la investigación se describe a continuación en la Figura 4.1 de tal forma que permitirá establecer las técnicas, fases del desarrollo de la investigación y procedimientos utilizados para la: Optimización de la productividad de los pozos horizontales de las macollas 2, 3 y 4 perforados en el yacimiento Morichal del Campo Cerro Negro I.

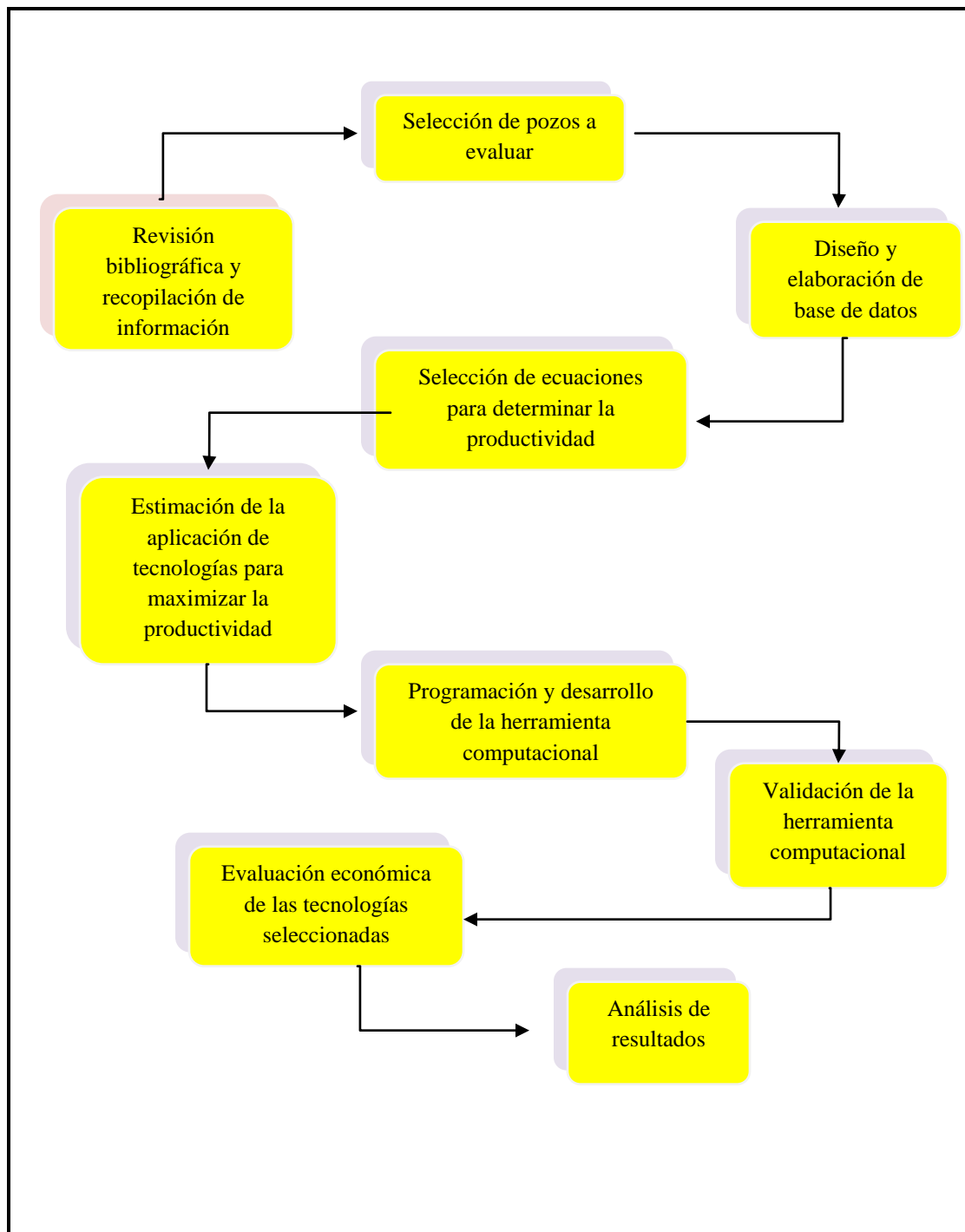


Figura 4.1. Esquema metodológico para el desarrollo del proyecto.

4.2 .-Revisión Bibliográfica Y Recopilación De Información

En esta primera etapa de la investigación se establecieron las bases teóricas que sustentan todo el trabajo realizado. Se revisaron libros, artículos técnicos, publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), históricos de producción de las macollas 2,3 y 4, diagramas de pozos, memoria descriptiva de Petromonagas, pruebas de producción de OCN, informes petrofísicos de Petromonagas, y diversas fuentes bibliográficas asociadas con el tema de esta investigación. Esto permitió conocer aspectos concernientes a la estimación de la productividad de los pozos horizontales con ecuaciones disponibles, tecnologías de reducción de daño y reducción de viscosidad del crudo para el incremento de la producción de los pozos y evaluación económica de las tecnologías seleccionadas.

También, la revisión bibliográfica abarcó, entre otras cosas, la búsqueda de la descripción del área de estudio, características geológicas de la FPO, ubicación del bloque Carabobo I, características de los yacimientos y estratigrafía regional.

Adicionalmente esta etapa incluyo entrevistas con ingenieros de producción de PDVSA.

4.3 .-Definición De Premisas Para La Selección De Los Pozos A Evaluar De Las Macollas 2, 3 Y 4 De Cerro Negro I.

La selección de los pozos a evaluar estuvo sujeta a la disposición de datos de cada pozo. De 59 pozos que conforman las macollas 2, 3 y 4 de Cerro Negro I sólo se seleccionaron 14 pozos para la realización del estudio, esto se debió a tres razones; primero a la información disponible de estos pozos (históricos de producción, pruebas de presión, diagramas de pozo e información petrofísica) , segundo porque se decidió que todos los pozos estén en la arena productora del yacimiento Morichal BM y tercero se tomo como criterio seleccionar dos pozos por cada miembro del yacimiento morichal, lo que significa que hay dos pozos por el miembro inferior, dos por el miembro medio y dos por el miembro superior.

Cabe destacar que solo la macolla 2 tiene 2 pozos en los 3 miembros (MI, MM, MS), mientras que la macolla 3 y 4 solo tienen pozos en los miembros inferior y medio (MI y MM). Además es importante señalar que todos los pozos tienen como sistema de levantamiento artificial, las bombas de cavidad progresiva BCP y que el corte de agua es menor al 5%.

A continuación se presentan en la tabla 4.1, 4.2 y 4.3 los pozos seleccionados que fueron sujetos a la evaluación en este proyecto. En las tablas se pueden apreciar las características de yacimiento para cada uno de los pozos como lo son, arena productora, presión inicial, presión de fondo fluyente, temperatura, relación gas petróleo en solución, °API, factor volumétrico del petróleo, viscosidad del crudo, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical, espesor de la arena ,longitud de la sección horizontal del pozo y radio del pozo.

Tabla 4.1. Características de yacimiento de los pozos seleccionados de la macolla
2

POZOS DE LA MACOLLA 2						
Propiedades	KV01	KV02	KV03	KV04	KV05	KV06
Arena productora	MI	MI	MM	MM	MS	MS
Presión inicial (lpc)	1.302	1.237	1.094	1.147	1.026	1.027
Presión de fondo fluyente (lpc)	855	611	603	952	868	756
Temperatura °F	130	127	122	124	119	119
Relación gas petróleo en solución (PCN/BN)	92	87	77	81	72	72
°API	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	1,052	1,05	1,046	1,047	1,043	1,043
Viscosidad del petróleo (cP)	2.072	2.481	3.524	3.061	4.356	4.353
Permeabilidad horizontal (mD)	9.000	9.000	8.500	8.500	8.000	8.000
Permeabilidad vertical (mD)	5.880	5.880	5.880	5.880	5.880	5.880
Espesor de arena (pies)	110	70	120	95	74	88
Longitud de la sección horizontal (pies)	3.405	3.960	4.278	3.629	3.094	1.486
Radio del pozo (pies)	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354
Porosidad (Adim)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34

Tabla 4.2. Características de yacimiento de los pozos seleccionados de la macolla 3

POZOS DE LA MACOLLA 3				
Propiedades	PD01	PD02	PD03	PD04
Arena productora	MI	MI	MM	MM
Presión inicial (lpc)	1.318	1.267	1.200	1.124
Presión de fondo fluyente (lpc)	801	776	663	972
Temperatura °F	131	131	126	123
Relación gas petróleo en solución (PCN/BN)	93	90	85	79
°API	8,4	8,4	8,4	8,4
Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	1,053	1,052	1,049	1,046
Viscosidad del petróleo (cP)	1.964	2.049	2.674	3.274
Permeabilidad horizontal (mD)	9.000	9.000	8.500	8.500
Permeabilidad vertical (mD)	5.880	5.880	5.880	5.880
Espesor de arena (ft)	98	90	120	50
Longitud de la sección horizontal (pies)	3.185	3.600	3.411	3.505
Radio del pozo (pies)	0,354	0,354	0,354	0,354
Porosidad (Adim)	0,33	0,33	0,33	0,31

Tabla 4.3. Características de yacimiento de los pozos seleccionados de la macolla 4

POZOS DE LA MACOLLA 4				
Propiedades	LM01	LM02	LM03	LM04
Arena productora	MI	MI	MM	MM
Presión inicial (lpc)	1.341	1.304	1.237	1.290
Presión de fondo fluyente (lpc)	1.013	1.075	681	961
Temperatura °F	132	130	128	130
Relación gas petróleo en solución (PCN/BN)	95	92	87	91
°API	8,4	8,4	8,4	8,4
Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	1,054	1,052	1,05	1,052
Viscosidad del petróleo (cP)	1.853	2.068	2.376	2.093
Permeabilidad horizontal (mD)	9.000	9.000	8.500	8.500
Permeabilidad vertical (mD)	5.880	5.880	5.880	5.880
Espesor de arena (pies)	60	74	45	66
Longitud de la sección horizontal (pies)	4.305	4.579	4.229	3.537
Radio del pozo (pies)	0,354	0,354	0,354	0,354
Porosidad (Adim)	0,33	0,33	0,33	0,31

En las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se observa claramente que solo la macolla 2 tiene 2 pozos por miembro, esto se debe a que las macollas 3 y 4 no tienen por lo menos dos pozos en esos miembros del yacimiento BM.

En virtud de las políticas de privacidad de la empresa que prestó apoyo para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, tanto el nombre del yacimiento como el de cada uno de los pozos fueron cambiados.

4.4 .-Diseño Y Elaboración De La Base De Datos

La etapa de revisión y recopilación de datos permitió establecer cual información era la necesaria para el desarrollo del TEG. La información de interés se agrupó en un formato único que hace sencillo su almacenamiento. Este formato fue creado en una

hoja de cálculo de Excel, parte de la información de la base de datos generada se muestra en la figura 4.2. (ver apéndice A)

La base de datos generada permitió utilizar de una manera más fácil y rápida los datos necesarios para la realización del proyecto y de forma organizada.

BASE DE DATOS MACOLLAS 2,3 Y 4 - Microsoft Excel

Figura 4.2. Base de datos macollas 2, 3 y 4 de Cerro Negro I

4.5.-Selección De Las Ecuaciones Para Determinar La Productividad De Los Pozos Horizontales

4.5.1 Selección de las Ecuaciones Para El Cálculo De Tasa Para Cada Pozo

En el capítulo II en el punto 2.7.1 se mostraron las ecuaciones disponibles para el cálculo de tasa de crudo en los pozos horizontales en estado estable, bajo ese marco de ideas presentado en ese punto, los pozos en estudio cumplen con las condiciones para aplicar dichas ecuaciones .

A continuación en la tabla 4.4, 4.5 y 4.6 se presentan los datos reales de tasa medidos en los pozos .

Tabla 4.4. Datos reales medidos de los pozos de la macolla 2

MACOLLA 2			
Pozos	ΔP (lpc)	Qo medida (BND)	J Real (BND/lpc)
KV01	447	2270	5,1
KV02	626	2224	3,6
KV03	491	1876	3,8
KV04	195	624	3,2
KV05	158	236	1,5
KV06	271	242	0,9

Tabla 4.5. Datos reales medidos de los pozos de la macolla 3

MACOLLA 3			
Pozos	ΔP (lpc)	Qo medida (BND)	J Real (BND/lpc)
PD01	517	2394	4,6
PD02	491	2341	4,8
PD03	537	2160	4,0
PD04	152	263	1,7

Tabla 4.6. Datos reales medidos de los pozos de la macolla 4

MACOLLA 4			
Pozos	ΔP (lpc)	Qo medida (BND)	J Real (BND/lpc)
LM01	328	1490	4,5
LM02	229	1189	5,2
LM03	556	1442	2,6
LM04	329	1130	3,4

En base a los datos presentados en las tablas 4.4, 4.5 y 4.6 se logró validar las ecuaciones de Joshi, Borisov, Giger- Reiss y Jourdan, Frick Economides Q' , Cho y Shah Q'' y Dikken Q''' .

Premisas para usar las ecuaciones :

- Se asume que el flujo de fluidos en el pozo es monofásico, debido a que el petróleo producido es considerado espumoso, por lo tanto la liberación del gas disuelto ocurre a nivel de la bomba.
- El flujo dentro de la tubería, en la sección horizontal del pozo, se considera como flujo laminar.
- El flujo se asume en estado estable.

Validación de las ecuaciones :

- Se calculó la tasa de crudo con cada una de las seis ecuaciones. Para ello se elaboró una herramienta computacional con la finalidad de agilizar los procesos de cálculo.
- Los resultados de las tasas calculadas se compararon con las tasas reales medidas, calculando el error relativo para cada una de las ecuaciones con respecto a las tasas reales. Utilizando la ecuación de error relativo.

$$Error\ relativo\ \% = \frac{Q_{cal}-Q_{medida}}{Q_{medida}} * 100 \quad \text{Ecuación 4.1}$$

- Para cada pozo se realizaron los calculos anteriores, lo que permitió que se seleccionará la ecuación que se ajustaba más al valor real de la tasa para cada pozo.
- El valor de la tasa calculada que se ajustaba más al valor real de la tasa, fue el que se usó para calculos posteriores.

4.5.2 Selección De Las Ecuaciones Para El Cálculo De Índice De Productividad Para Cada Pozo

El enfoque anterior aplicado para calcular las tasas de crudo para cada pozo, se utilizó para calcular el índice de productividad de los pozos en estudio. Se recurrió a los resultados presentados en las tablas 4.4, 4.5 y 4.6 para comparar los valores de J obtenidos mediante la aplicación de cada una de las ecuaciones para el cálculo de índice de productividad, presentadas en el capítulo II tópico 2.7.3 con los valores reales.

Se calcularon los errores relativos para cada ecuación utilizando la ecuación 4.1, la ecuación que más se adaptó al valor de J real fue la que se utilizó para los cálculos siguientes.

4.6 .-Estimación De La Aplicación De La Tecnología De Reducción De Daño Para Maximizar La Productividad De Los Pozos

Con el propósito de aumentar la productividad de los pozos de la macolla 2 ,3 y 4, se evaluaron las experiencias realizadas con tratamiento con surfactante en campos vecinos al Campo Cerro Negro I, y así estimar el incremento de la producción de crudo por analogía. Al analizar la información obtenida de datos reales de experiencias realizadas en Petrocedeno, las cuales generaron un aumento promedio del 130% en la producción de los pozos estimulados, se tomó como criterio estimar el daño que había que remover en los pozos en estudio para aumentar la producción, al menos en un 50% .

El criterio de aumentar sólo el 50% de producción está directamente relacionado con el daño máximo que puede estar presente en el pozo, de acuerdo a lo requerido por la ecuación 4.2 publicada en el *paper* SPE 94644^[5] , utilizada para los cálculos, lo cual es factor determinante en la limitación del incremento de la producción. Debido a que no se puede esperar remover un daño que no existe, no se generaría un incremento real en la producción .

$$S = -LN \frac{L}{4r_w} * \frac{1}{(\beta \frac{h}{r_w} (\beta + 1))^{\beta h/L}}$$

Ecuación 4.2

Al obtener el daño máximo posible se procedió a calcular la tasa máxima que se podía obtener con la estimulación, lo que se traduce en calcular el daño a remover para obtener un incremento “K” en la tasa de producción. El daño se calculó despejando el daño de la ecuación que arrojó mejor ajuste de tasa con respecto a la medida, como se mencionó en el punto 4.5.2 del presente capítulo IV.

La ecuación 4.3 representa el daño a remover para obtener un incremento “K” utilizando la ecuación de Cho y Shah Q’.

$$S = -LN \frac{h}{2\pi * \frac{1+\beta}{2\beta} * r_w * e^{\frac{0.007078 * k_h * h * \Delta P}{N * Q' * \mu_o * \beta_o} - \cosh^{-1} x * \frac{L}{\beta * h}}}$$

Ecuación 4.3

Al obtener el daño por la ecuación 4.3, se comparó este daño con el daño máximo posible en el pozo, si el daño obtenido es menor al daño máximo se estima alcanzar el aumento N en la producción, mientras que si el daño obtenido es mayor al daño máximo, no se puede obtener el aumento representado por N, por lo tanto se iteró variando N hasta que el daño dio menor que el daño máximo. Con el nuevo N obtenido se estimó el incremento de la producción en N veces.

Luego de obtener el daño de remoción para aumentar la producción en N veces, se procedió a calcular las tasas respectivas con el daño obtenido, logrando así representar la nueva tasa de producción de crudo como resultado de la estimulación.

Es preciso señalar que al estimular el pozo con surfactante se remueve daño presente y se elimina o se reduce la tensión interfacial del agua, permitiendo que el crudo fluya con mayor facilidad sobre el agua, como resultado del aumento en la producción.

Finalmente, se procedió a calcular el índice de productividad para la nueva tasa producto de la inyección de surfactante. Todas las ecuaciones necesarias para los cálculos realizados, se incluyeron en la herramienta computacional, permitiendo facilitar los cálculos para todos los pozos.

4.7 .-Estimación De La Aplicación De La Tecnología De Cable De Calentamiento En El Fondo

Algunas experiencias realizadas en campo vecino como Petropiar y cernano como Sinovensa, utilizando la tecnología del cable de calentamiento en fondo para maximizar la producción de los pozos, ha permitido ambicionar la aplicación de esta tecnología en otros campos vecinos, debido al impacto positivo en la producción.

Por las razones expresadas anteriormente, se evaluaron y analizaron los resultados reales de las experiencias en Petropiar y Sinovensa, en pro de estimar la aplicación de esta tecnología en los pozos de este proyecto. Los resultados obtenidos en dichas experiencias reflejan un aumento en la producción que oscila entre el 20 y 50%. Para efecto de la realización de este trabajo, se fijó como parámetro incrementar la tasa en un 30% con la aplicación de la tecnología en los pozos sujetos a evaluación.

De las experiencias analizadas se puede concluir, que la aplicación del cable de calentamiento en el fondo, permite aumentar la temperatura de manera controlada en el pozo en un 23%, lo que influye directamente en la reducción de la viscosidad dentro del pozo y en sus cercanías en un 77%, esta reducción de viscosidad como efecto del aumento de temperatura, genera un aporte importante en el incremento de la producción. Es importante destacar que la reducción de viscosidad es en el fluido dentro del pozo y tiene algún efecto en el fluido en las cercanías del mismo, pero en menor proporción. Este fenómeno exigió de una evaluación en el comportamiento del cambio de viscosidad necesario para alcanzar un aumento de producción del 30%.

La evaluación del cambio de viscosidad que se requiere para asumir un aumento de producción, se llevó a cabo despejando la viscosidad de la ecuación que mejor se adaptó a la tasa real de cada pozo.

En la ecuación 4.4 se despeja la viscosidad de la ecuación de Cho y Shah Q'' , en la cual se introduce el término “K”, que representa el aumento de la producción.

$$\mu_{oap} = \frac{1}{K} \frac{0,007078 k_h h \Delta P}{Q'' \beta_o \cosh^{-1}(x) + \frac{\beta h}{L} LN \frac{h}{2\pi r_{we}}} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

La evaluación permitió observar el cambio de viscosidad que debe asumir el yacimiento para un aumento de producción del 30%, esto significa que la viscosidad que se obtiene en estos calculos la llamamos “viscosidad aparente”, debido a que no es la viscosidad real que tiene el fluido en el yacimiento. Recordemos que la viscosidad que representa la viscosidad en la ecuación de tasa de producción, es la viscosidad del fluido en el yacimiento, y el cambio de viscosidad producido por el cable de calentamiento se genera en el fluido dentro del pozo y en sus cercanías. Es por tal razón que la viscosidad aparente representa la viscosidad efectiva del fluido para producir un efecto de aumentar la producción.

Al obtener la viscosidad aparente se incorpora en la ecuación de tasa y se calcula la nueva tasa como resultado de la aplicación de la tecnología. Por último se calcula el índice de productividad como resultado de la nueva tasa de producción.

Finalmente todas las ecuaciones aplicadas para obtener los resultados se agregaron en la herramienta computacional, para lograr realizar de una manera fácil y rápida los cálculos y comparaciones en todos los pozos.

4.8.-Estimación De La Aplicación De La Inyección De Diluyente En El Fondo Para Maximizar La Productividad De Los Pozos

Petropiar ha realizado experiencias positivas en las que ha implementado la inyección de diluyente en el fondo sin relacionarlo con el índice de productividad, como se presentó en el capítulo II tópico 2.13.2. Estas experiencias permitieron alcanzar un incremento en la producción de hasta 100% en los pozos. Los resultados obtenidos en dicho campo, dieron lugar al planteamiento de la estimación del incremento en la producción de crudo siguiendo el esquema de Petropiar por analogía en los pozos en evaluación en este TEG.

Por consiguiente, se analizó y evaluó todos los datos reales disponibles acerca de los resultados obtenidos de las experiencias con inyección de diluyente en el fondo de los pozos en PetroPiar, lo que permitió establecer como criterio un aumento de producción de un 100% para los pozos de las macollas 2, 3 y 4 del Campo Cerro Negro I.

Para alcanzar el aumento establecido en la producción, se tomó en cuenta la reducción de la viscosidad del crudo mediante la inyección de diluyente del tipo Nafta de 47°API. El diluyente es el que genera la reducción de viscosidad pero es muy importante hacer la aclaratoria que la viscosidad del crudo sólo se reduce dentro del pozo. Cuando el crudo está mezclado con el diluyente, la mezcla alcanza una viscosidad más baja, la cual no es la que se asume en la ecuación de cálculo de tasa de flujo, ya que como se mencionó anteriormente en el tópico 4.7 del presente capítulo, la viscosidad que se utiliza en la ecuación para cálculo de flujo es la viscosidad del crudo en el yacimiento.

Para cuantificar la viscosidad que el yacimiento asume por el aumento de producción que genera la inyección de diluyente en el fondo, fue necesario despejar la viscosidad de la ecuación de Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19)

$$\mu_{oap1} = \frac{1}{K_1} \frac{0,007078 k_h h \Delta P}{Q'' \beta_o \cosh^{-1}(x) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_{we}}} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

El término “ K_1 ” es incluido en la ecuación para calcular la viscosidad aparente necesaria para alcanzar un aumento en la producción de K veces.

Al obtener la viscosidad del fluido que asume el yacimiento para producir el aumento deseado por inyección de diluyente, se calcularon las tasas respectivas para cada pozo, con la ecuación de Cho y Shah Q'' que fue la que mejor se ajustó a la tasa medida.

Finalmente se calculó el valor de J ,para cada pozo con las tasas nuevas obtenidas por la aplicación de la inyección de diluyente en el fondo. En este caso también se hizo uso de la herramienta computacional y se agregaron todas las ecuaciones utilizadas para realizar todos los cálculos necesarios para determinar la productividad de los pozos en respuesta de la aplicación de la tecnología.

4.9 .-Programación y Desarrollo de la Herramienta Computacional

Debido a la gran cantidad de cálculos necesarios para calcular la productividad de cada pozo, incluyendo los cálculos asociados a la aplicación de las tecnologías seleccionadas para maximizar la producción, surgió la necesidad de desarrollar una herramienta computacional de fácil programación y manejo, capaz de realizar todos los cálculos de tasas de producción e índices de productividad de los pozos. En vista de esta necesidad, se contempló la metodología planteada en el *Paper* SPE 67237 Predicción del Índice de Productividad Específico para Pozos Horizontales.

La metodología desarrollada en el *paper* se evaluó y se adaptó a las necesidades del presente TEG, permitiendo la construcción de una herramienta computacional en Microsoft Excel.

La metodología desarrollada en la herramienta es la siguiente:

1. Primer paso: Cálculo de área de drenaje horizontal.

Para las ecuaciones de Frick y Economides Q' (Ecuación 2.14), Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19) y Dikken Q''' (Ecuación 2.23), se calculan los siguientes parámetros:

- Cálculo del radio del área vertical r_{ev} para lo cual se aplicó la ecuación 2.15 del capítulo II del presente trabajo.
- Calculado el radio del área vertical r_{ev} se procede a calcular el área de drenaje horizontal, A_h , haciendo uso de la ecuación 2.16.
- Una vez calculada el área de drenaje horizontal, A_h , se aplica la ecuación 2.17, mediante la cual se obtiene el valor del radio de drenaje del pozo horizontal, r_{eh} .
- Aplicada la ecuación 2.17 se calcula entonces el parámetro “a” por medio de la ecuación 2.18.

Para calcular el área de drenaje horizontal según Joshi se aplican las siguientes ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.4 respectivamente:

- La ecuación 2.1 calcula el área de drenaje del pozo horizontal, tomando el área 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. Mientras que la ecuación 2.2 calcula el área de drenaje elíptica y finalmente la ecuación 2.4 calcula el promedio entre ambas área.
- Para calcular el radio de drenaje horizontal r_{eh} utilizado en las ecuaciones de Joshi (Ecuación 2.7), Borisov (Ecuación 2.11) y de Giger-Reiss y Jourdan (Ecuación 2.12) se aplica la ecuación 2.10. La única ecuación de tasa de flujo que incluye directamente el radio de drenaje horizontal r_{eh} es la ecuación de Borisov, mientras que Joshi y Giger-Reiss y Jourdan incluyen el r_{eh} en los parámetros z y w respectivamente.

- Seguidamente se aplica la ecuación 2.9 con la cual se calcula el parámetro “z” introducido en la ecuación de tasa de flujo de Joshi 2.7.
- Se agrega a la herramienta computacional la ecuación 2.13, esta ecuación calcula el parámetro w, el cual forma parte de la ecuación de tasa de flujo de Giger-Reiss y Jourdan.

2. Segundo Paso: Cálculo de parámetros

- Cálculo de la anisotropía β (Ecuación 2.8), utilizada en las ecuaciones de, Joshi (Ecuación 2.7) Frick y Economides Q' (Ecuación 2.14), Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19) y Dikken Q''' (Ecuación 2.23).
- Para la ecuación de Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19) se calcula el $\cosh^{-1} x$ aplicando la ecuación 2.21.

- Se agregó a la herramienta el cálculo del siguiente coeficiente (Ecuación 4.6), utilizado para el cálculo del radio efectivo del hoyo con anisotropía

$$r'_{we} :$$

$$\frac{\beta+1}{2*\beta}$$

Ecuación 4.6

- En esta etapa se incluyó como último cálculo la ecuación 2.20, que permite calcular el radio efectivo del hoyo con anisotropía r'_{we} , utilizado en la ecuación Q'' (Ecuación 2.19).

3. Tercer Paso: Cálculo de las tasas de flujo usando, Joshi (Ecuación 2.7), Borisov (Ecuación 2.11), Giger-Reiss y Jourdan (Ecuación 2.12), Frick y Economides Q' (Ecuación 2.14), Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19).

Hasta este paso la herramienta realiza el cálculo de tasa de producción para cinco de las expresiones matemáticas que se agregaron:

- Ecuación 2.7 de tasa de flujo de Joshi.

- Borisov (Ecuación 2.11).
- Ecuación 2.12 (tasa de flujo de Giger-Reiss y Jourdan).
- Tasa de flujo de Frick y Economides Q' (Ecuación 2.14).
- Ecuación 2.19 de Cho y Shah Q'' .

4. Cuarto Paso: Cálculo de la resistencia al flujo en el pozo.

Mediante la ecuación de Dikken Q''' (Ecuación 2.23) se introduce el cálculo de la resistencia al flujo R_s , (Ecuación 2.25).

5. Quinto Paso: Cálculo de tasa aplicando la ecuación de Dikken Q''' (Ecuación 2.23).

- Se aplica la ecuación 2.26 de índice de productividad por unidad de longitud, J_s .
- Se calcula X con la ecuación 2.22.
- Se agrega la ecuación 2.24 con la que se calcula la tasa con fricción, Q_x .
- Finalmente se introduce a la herramienta la ecuación 2.23 para calcular la tasa de flujo con efecto de fricción en superficie Q''' .

Con los resultados obtenidos de las ecuaciones implementadas en esta fase, se procedió a calcular el error relativo con la ecuación 4.1 entre el valor medido (real) de la tasa de producción y el valor obtenido de cada ecuación. Se utilizó la función SI de Excel para que la herramienta calcule cual es la ecuación que menor error arroja con respecto a la tasa real. La tasa que mejor se ajusta a la tasa medida, es la que arrojará el programa como resultado, y éste resultado será el que se utilizará para cálculos posteriores. Sin embargo, cabe mencionar que el usuario podrá ver todos los resultados generados por el programa.

6. Sexto Paso: Cálculo de parámetros para el cálculo del índice de productividad de Dikken (Ecuación 2.35).

- Se aplica la ecuación 2.36 para hallar el valor de velocidad superficial del petróleo, V_x .
- Se calcula el número de Reynolds N_{RE} con la ecuación 2.37.

7. Séptimo Paso: Cálculo de pérdidas de presión por fricción.

En este paso se adicionan las ecuaciones para calcular las pérdidas presión por fricción.

- El factor de fricción Fanning f , se calcula mediante la aplicación de la ecuación 2.38.
- Para calcular la distribución de presión en el pozo, $\frac{dP_w}{dx}$ se introduce la ecuación 2.38.
- Finalmente se calculan las pérdidas de presión por fricción $\Delta P_{f \ x=L}$, ejecutando la ecuación 2.40.

8. Octavo Paso: Cálculo de los índices de productividad.

Con la finalidad de calcular el índice de productividad con la aplicación de las expresiones matemáticas descritas en el capítulo II, tópico 2.7.3, se procedió a incorporar en la herramienta computacional las ecuaciones de Joshi (Ecuación 2.32), Borisov (Ecuación 2.30), Giger-Reiss y Jourdan (Ecuación 2.31), Frick y Economides (2.33), Cho y Shah (Ecuación 2.34) y Dikken (2.35), utilizadas en el desarrollo de este proyecto.

Con los resultados obtenidos de las ecuaciones aplicadas en este paso, se procedió a realizar el cálculo de error para cada una de las expresiones planteadas con respecto a

valor real medido. Haciendo uso de la función SI ofrecida por Microsoft Excel, se programó que la herramienta computacional tome como valor respuesta de J, la ecuación que mejor se ajuste al valor real medido de J, el cual se utilizará para cálculos posteriores.

9. Noveno Paso: Cálculo de tasas de producción utilizando inyección de surfactante en el fondo de la sección horizontal del pozo.

La finalidad de esta etapa de de la herramienta es realizar todos los cálculos para estimar la aplicación de inyección de surfactante como tecnología de reducción de daño. Para ello, se llevan a cabo los siguientes cálculos:

- Se aplica la ecuación 4.3 por medio de la cual se calcula el daño a remover para obtener un ganancial de K veces en la producción.
- Con el daño estimado a remover “S” se calcula de nuevo con la ecuación 2.20 el radio efectivo del hoyo con anisotropía, r'_{we} .
- Se aplica la ecuación de Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19) obteniendo así la nueva tasa de producción como resultado del tratamiento con surfactante.
- Se calcula el índice de productividad con el tratamiento con la ecuación 2.34.

10. Décimo Paso: Cálculo de la tasa de producción utilizando cable calentador en el fondo de la sección horizontal del pozo.

- Se calcula la viscosidad aparente μ_{oap} con la ecuación 4.4 del presente capítulo IV.
- Una vez obtenida la viscosidad aparente μ_{oap} , se sustituye en la viscosidad de la ecuación de tasa de flujo de Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19), para así calcular la nueva tasa de producción por efecto del calentamiento con cable.

- Finalmente, con la ecuación 2.34 se calcula el índice de productividad por efecto del tratamiento.

11. Décimo Primer Paso: Cálculo de la tasa de producción aplicando inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal del pozo.

- Se calcula la viscosidad aparente μ_{oap1} (Ecuación 4.5).
- Al calcular la viscosidad aparente μ_{oap1} se sustituye esta viscosidad en la ecuación de tasa de flujo de Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19), y se calcula la nueva tasa como producto de la inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal del pozo.
- Aplicando la ecuación 2.34 de índice de productividad de Cho y Shah con la tasa de producción calculada en el punto 11b, se obtiene el nuevo valor de J

12. Décimo Segundo Paso: Con el propósito de conocer el comportamiento de la mezcla de diluyente con el crudo dentro del pozo, se procedió a incluir en el programa desarrollado en el presente TEG, las ecuaciones utilizadas en el programa desarrollado por los ingenieros Cabrales Sergio y Jarohueh Jorge en su TEG^[5], para calcular la tasa de diluyente a inyectar y la viscosidad de la mezcla.

Para obtener la tasa de diluyente a inyectar y la tasa de la mezcla, se realizaron los siguientes cálculos, utilizando las ecuaciones correspondientes, presentadas en el Apéndice B:

- Cálculo de coeficiente de composición, C (Ecuación B.3), utilizado para el cálculo de tasa de diluyente Q_d .
- Una vez calculado el coeficiente de composición C , se procede a calcular la tasa de diluyente Q_d (Ecuación B.1).
- Calculada la tasa de diluyente Q_d , se aplica la ecuación B.20 para obtener la relación de dilución, diluyente- crudo, Q_d / Q_o .

- Finalmente se aplica la ecuación B.21, para obtener la tasa de la mezcla Q_m .

Con la finalidad de calcular la viscosidad de la mezcla en el pozo, se procedió a realizar los siguientes cálculos:

- Se calcula el volumen del componente menos viscoso V_B (Ecuación B.22).
- Se aplica la ecuación B.23 para obtener el volumen del componente más viscoso V_A .
- Se calcula la gravedad específica de la mezcla $\Delta\gamma$, utilizando la ecuación 2.42.
- Con la gravedad específica de los dos componentes, se procede a calcular el coeficiente α con la ecuación 2.43, que es necesario para calcular el parámetro composicional del componente más viscoso x_A .
- El parámetro composicional del componente más viscoso x_A , se calcula con la ecuación 2.44.
- Mientras que el parámetro composicional del componente menos viscoso x_B , se calcula aplicando la ecuación 2.45.
- Una vez obtenido los valores de los parámetros composicionales ambos dos componentes y con las viscosidades de los mismos, se procede a aplicar la ecuación 2.46, para obtener el logaritmo neperiano de la viscosidad de la mezcla $\ln \mu$.
- Finalmente se aplica el exponencial al logaritmo neperiano de la viscosidad de la mezcla y se obtiene la viscosidad de la mezcla. (Ecuación A.24).

4.10 .- Validación de la herramienta

Con la finalidad de determinar si los valores calculados por la herramienta, de tasas de producción de petróleo e índices de productividad son válidos, se compararon dichos valores con las tasas de producción de crudo medidos y se determinó tanto el error relativo de cada pozo como el error promedio por macolla .

4.11 .-Evaluación De La Rentabilidad Económica De Las Tecnologías Para La Maximización De La Productividad De Los Pozos

Con la finalidad de cumplir con el último objetivo específico del Trabajo Especial De Grado, se realizó la evaluación de la rentabilidad económica de las tecnologías aplicadas para la maximización de la productividad de los pozos evaluadas en este proyecto.

Para llevar a cabo la evaluación se utilizó un programa adaptado con el régimen fiscal petrolero venezolano, para calcular el valor presente neto, tasa interna de retorno y tiempo de pago.

Al programa se le introdujeron los siguientes datos necesarios para los cálculos correspondientes al valor presente neto VPN, la tasa de retorno interna TIR y el tiempo de pago:

- Fecha actual: Septiembre 2012.
- Las regalías del petróleo en 33,33% y el gas en 0%.
- Los costos de operación 12\$/Bbl.
- Impuesto sobre la Renta (I.S.L.R) 50%.
- Impuestos municipales 0%.
- La declinación según la tecnología aplicada; para el surfactante 25%, para el cable de calentamiento 15% y para la inyección de surfactante 12%.
- El precio de venta del petróleo utilizado fue de 70\$/ Bbl
- Sólo se consideró el ganancial de producción según la tecnología aplicada.

- Tasa de abandono en 50 BD.
- Tiempo de proyección de la producción con cada tecnología 25 años.
- El costo de inversión por pozo asociado a la producción, según la tecnología aplicada: con surfactante 1.000.000\$, con cable calentador en fondo 2.500.000\$ y para la inyección de diluyente en el fondo 1.500.000\$.

4.12.- Análisis de resultados

Se analizaron los resultados obtenidos mediante las ecuaciones seleccionadas para el cálculo de tasas de producción Q y de los índices de productividad J para cada pozo de las macollas 2, 3 y 4 del Campo Cerro Negro I. También se realizó un análisis de la estimación de la aplicación de las tecnologías seleccionadas a los pozos en estudio, para el aumento de la productividad. Finalmente, se analizaron los resultados obtenidos de la evaluación económica de cada una de las tecnologías aplicadas.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.- Evaluación de las Ecuaciones para el Cálculo de Tasas de Producción de Petróleo con respecto a la Tasa Medida

Las ecuaciones seleccionadas para el desarrollo de este estudio se evaluaron para cada pozo elegido de las macollas 2, 3 y 4 del Campo Cerro Negro I, mediante la herramienta computacional desarrollada. La evaluación permitió determinar cuál de las ecuaciones se adapta mejor a la tasa medida de petróleo en dichos pozos. En la tabla 5.1 y en el gráfico 5.1 se pueden observar las tasas calculadas mediante las ecuaciones y la tasa medida para cada uno de los pozos.

Tabla 5.1 Tasas calculadas y tasa medida para cada uno de los pozos de la macolla 2

MACOLLA 2								
POZOS	Arena Productora	Qo Medida (BND)	Qo Joshi (BND)	Qo Borisov (BND)	Qo G-R-J (BND)	Q' F-E (BND)	Q'' CH-S (BND)	Q''' Dikken (BND)
KV01	Miembro Inferior	2.270	1.747	2.073	1.500	2.123	2.276	2.252
KV02	Miembro Inferior	2.224	1.696	2.049	1.325	2.116	2.225	2.198
KV03	Miembro Medio	1.876	1.445	1.846	1.146	1.754	1.885	1.853
KV04	Miembro Medio	624	473	560	389	581	618	612
KV05	Miembro Superior	236	181	203	153	224	236	235
KV06	Miembro Superior	242	193	211	191	228	242	242

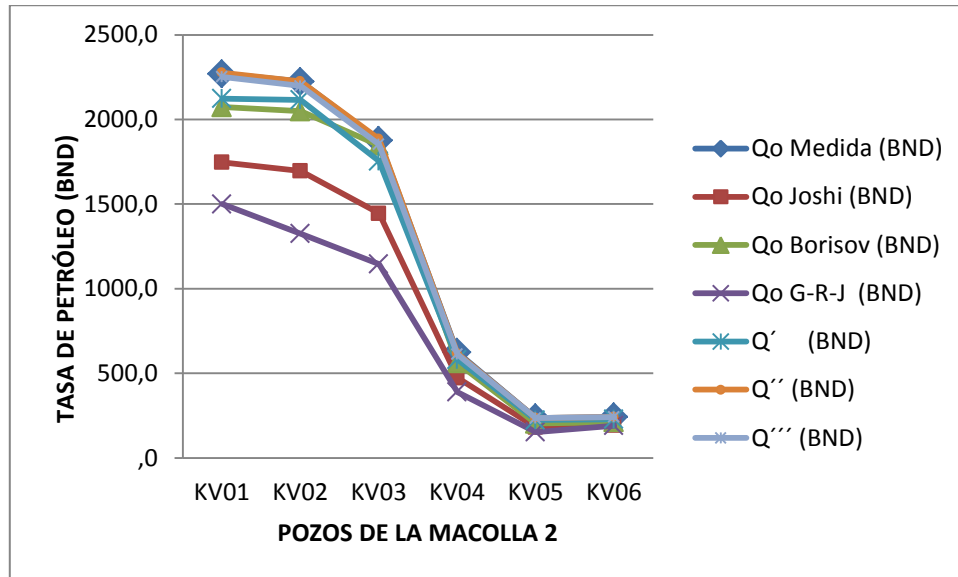


Gráfico 5.1. Tasas de producción calculadas versus las medidas en la macolla 2

Con el objeto de calcular el error del cálculo de tasas de producción, a través del uso de las ecuaciones con respecto al valor real, se hizo uso de los resultados obtenidos en la tabla 5.1. y se obtuvieron los resultados que se presentan en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. % Error promedio relativo de las tasas calculadas con respecto a la tasa medida de los pozos de la macolla 2

MACOLLA 2							
POZOS	Arena Productora	Q _o Joshi (BND)	Q _o Borisov (BND)	Q _o G-R-J (BND)	Q' F-E (BND)	Q'' CH-S (BND)	Q''' Dikken (BND)
KV01	Miembro Inferior	23,03	8,66	33,93	6,47	0,25	0,81
KV02	Miembro Inferior	23,73	7,85	40,41	4,85	0,03	1,15
KV03	Miembro Medio	22,96	1,61	38,89	6,51	0,50	1,21
KV04	Miembro Medio	24,19	10,21	37,67	6,91	1,01	1,85
KV05	Miembro Superior	23,24	14,10	35,14	4,96	0,11	0,42
KV06	Miembro Superior	20,23	12,88	21,21	5,94	0,05	0,07
Error Relativo Promedio %		22,90	9,22	34,54	5,94	0,33	0,92

La tabla 5.2 permitió concluir que la tasa que mejor se ajustó a la tasa de producción real fue la tasa de flujo calculada por la ecuación de Cho y Shah Q'' (Ecuación 2.19 del capítulo II del presente TEG) con un error de 0,33%, mientras que la ecuación que representó el mayor error en sus resultados fue la ecuación de tasa de flujo de Giger-Reiss y Jourdan (Ecuación 2.12) con 34,54%.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la tabla 5.3 y en el gráfico 5.2 se presenta el índice de productividad para cada uno de los pozos aplicando las ecuaciones seleccionadas.

Tabla 5.3 Índices de productividad calculados y medidos para cada pozo de la macolla 2

MACOLLA 2								
Pozos	Arena Productora	Jo Medida (BND/lpc)	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R-J (BND/lpc)	J' F-E (BND/lpc)	J' CH-S (BND/lpc)	J''' Dikken (BND/lpc)
KV0 1	Miembro Inferior	5,1	3,9	4,6	3,4	4,7	5,1	4,7
KV0 2	Miembro Inferior	3,6	2,7	3,3	2,1	3,4	3,6	3,0
KV0 3	Miembro Medio	3,8	2,9	3,8	2,3	3,6	3,8	2,9
KV0 4	Miembro Medio	3,2	2,4	2,9	2,0	3,0	3,2	3,1
KV0 5	Miembro Superior	1,5	1,1	1,3	1,0	1,4	1,5	1,5
KV0 6	Miembro Superior	0,9	0,7	0,8	0,7	0,8	0,9	0,9

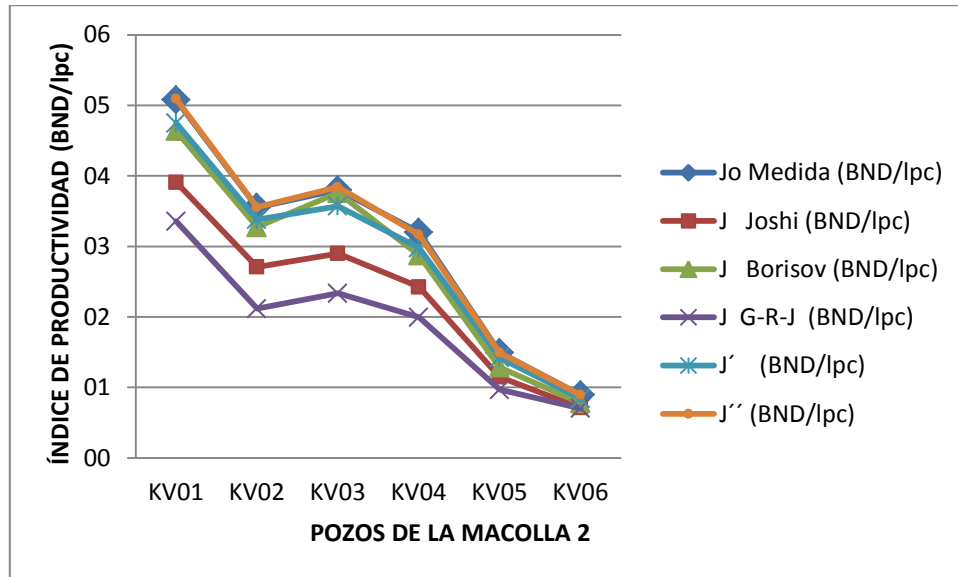


Gráfico 5.2. Índices de productividad calculados y medidos en pozos de la macolla 2

Con los resultados obtenidos de la aplicación de las ecuaciones para calcular el índice de productividad en pozos horizontales se procedió a calcular el error que genera cada ecuación con respecto al valor medido como lo muestra la tabla 5.4.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.4. % Error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los medidos de los pozos de la macolla 2

MACOLLA 2							
POZOS	Arena Productora	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R-J (BND/lpc)	J' F-E (BND/lpc)	J'' CH-S (BND/lpc)	J''' Dikken (BND/lpc)
KV01	Miembro Inferior	23,03	8,66	33,93	6,47	0,25	7,75
KV02	Miembro Inferior	23,73	7,85	40,41	4,85	0,03	15,01
KV03	Miembro Medio	22,96	1,61	38,39	6,51	0,50	25,09
KV04	Miembro Medio	24,19	10,21	37,67	6,91	1,01	2,05
KV05	Miembro Superior	23,24	14,10	35,14	4,96	0,11	0,43
KV06	Miembro Superior	20,23	12,88	21,21	5,94	0,05	0,07
Error Relativo Promedio %		22,90	9,22	34,46	5,94	0,33	8,40

La tabla 5.4 refleja claramente que la ecuación para calcular el índice de productividad de Cho y Shah J'' , arroja el menor error (0,33%) con respecto al J inicial, el J obtenido con la ecuación de Frick y Economides J' , genera un error de 5,94%, mientras que el calculado por la ecuación de J de Dikken J''' , representa un error de 8,40%, seguidamente se obtiene un error de 9,22% usando la ecuación de Borisov, aplicando la ecuación de Joshi se obtiene un error de 22,90% y finalmente la expresión utilizada que refleja el mayor error (34,46%) con respecto a la tasa inicial es la de Giger-Reiss y Jourdan.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La aplicación de las seis ecuaciones para calcular las tasas de producción de petróleo en los pozos de la macolla 3 con respecto a la tasa medida en dichos pozos permitió obtener los resultados que se muestran en la tabla 5.5 y el gráfico 5.3.

Tabla 5.5 Tasas calculadas y tasas medidas para los pozos de la macolla 3

MACOLLA 3								
POZOS	Arena Productora	Qo Medida (BND)	Qo Joshi (BND)	Qo Borisov (BND)	Qo G-R-J (BND)	Q' F-E (BND)	Q'' CH-S (BND)	Q''' Dikken (BND)
PD01	Miembro Inferior	2.394	1.841	2.137	1.596	2.247	2.396	2.376
PD02	Miembro Inferior	2.341	1.774	2.105	1.466	2.183	2.319	2.292
PD03	Miembro Medio	2.160	1.654	1.958	1.418	2.000	2.150	2.131
PD04	Miembro Medio	263	199	226	158	251	260	259

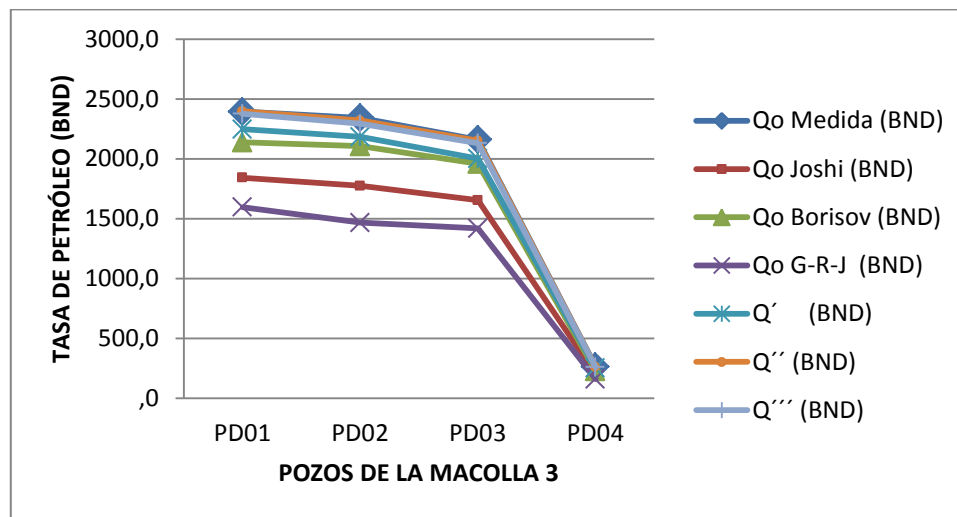


Gráfico 5.3. Tasas de producción calculadas versus las tasas medidas en la macolla 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El gráfico 5.3 representa gráficamente los resultados obtenidos de las ecuaciones de cálculo de tasas de producción de petróleo con respecto a la tasa de producción medida para cada pozo permitiendo observar que ecuaciones se ajustan más a la tasa real.

Los errores relativos arrojados para cada una de las ecuaciones de cálculo de tasas de producción se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5.6 % Error promedios relativos de las tasas calculadas con respecto a la tasas medidas de los pozos de la macolla 3

MACOLLA 3							
POZOS	Arena Productora	Qo Joshi (BND)	Qo Borisov (BND)	Qo G-R-J (BND)	Q' F-E (BND)	Q'' CH-S (BND)	Q''' Dikken (BND)
PD01	Miembro Inferior	23,12	10,75	33,34	6,15	0,07	0,73
PD02	Miembro Inferior	24,22	10,08	37,36	6,76	0,95	2,09
PD03	Miembro Medio	23,44	9,35	34,34	7,39	0,47	1,36
PD04	Miembro Medio	24,4	14,13	39,75	4,62	1,03	1,46
Error Relativo Promedio %		23,80	11,08	36,20	6,23	0,63	1,41

La tabla 5.6 muestra que la ecuación que mejor se adaptó a las tasas reales de crudo fue la ecuación de Cho y Shah Q'' , representando un error de 0,63% en las tasas de producción calculadas en los pozos evaluados con respecto a la tasa de producción real, también se puede concluir de la tabla 5.6 que la ecuación de Giger- Reiss y Jourdan, es la que arrojó el mayor error (36,20%)en el cálculo de la tasa de producción de los pozos de la macolla 3 ,con respecto a las tasas de producción reales.

En virtud de evaluar la capacidad de producción de los pozos de la macolla 3, se utilizaron las ecuaciones para determinar el valor de J. La tabla 5.7 y el gráfico 5.4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

indican el potencial que tienen los pozos para los índices de productividad medidos y calculados.

Tabla 5.7 Índices de productividad calculados y el medido para cada pozo de la macolla 3

MACOLLA 3								
POZOS	Arena Productora	Jo Medida (BND/lpc)	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R-J (BND/lpc)	J' F-E (BND/lpc)	J'' CH-S (BND/lpc)	J''' Dikken (BND/lpc)
PD01	Miembro Inferior	4,6	3,6	4,1	3,1	4,3	4,6	4,4
PD02	Miembro Inferior	4,8	3,6	4,3	3,0	4,4	4,7	4,4
PD03	Miembro Medio	4,0	3,1	3,6	2,6	3,7	4,0	2,9
PD04	Miembro Medio	1,7	1,3	1,5	1,0	1,7	1,7	1,7

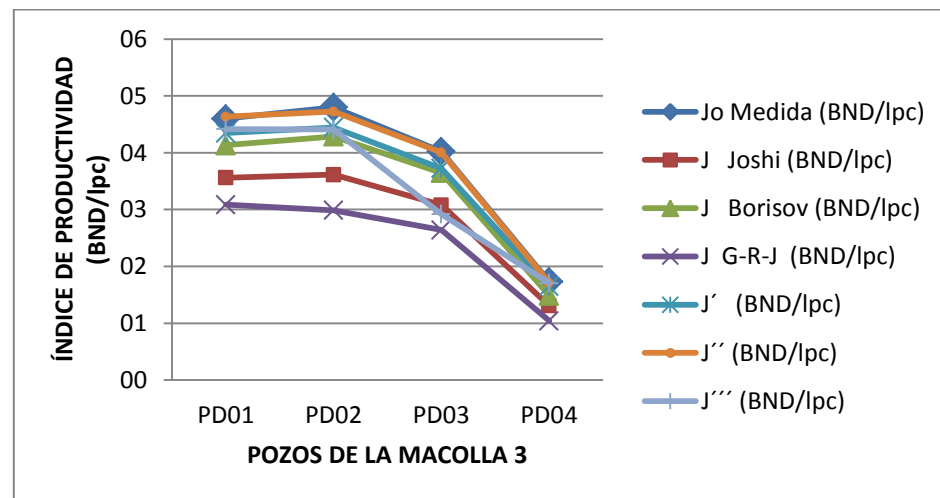


Gráfico 5.4. Índices de productividad calculados y medidos en pozos de la macolla 3

Al aplicar las ecuaciones de productividad en los pozos, es evidente que estas presentan diferencias con respecto a la capacidad real que tienen de producir los

ANÁLISIS DE RESULTADOS

pozos, por tanto es importante realizar los cálculos de error para así hacer los cálculos posteriores en base a las expresiones matemáticas que aporten menor error con respecto al valor real.

Para la macolla 3, la tabla 5.8 muestra la productividad de los pozos calculada para cada una de las ecuaciones evaluadas y arroja sus errores correspondientes.

Tabla 5.8. % Error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los medidos de los pozos de la macolla 3

MACOLLA 3							
POZOS	Arena Productora	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R-J (BND/lpc)	J' F-E (BND/lpc)	J'' CH-S (BND/lpc)	J''' Dikken (BND/lpc)
PD01	Miembro Inferior	23,12	10,75	33,34	6,15	0,07	5,14
PD02	Miembro Inferior	24,22	10,08	37,36	6,76	0,95	8,26
PD03	Miembro Medio	23,44	9,35	34,34	7,39	0,47	27,41
PD04	Miembro Medio	24,40	14,13	39,75	4,62	1,03	1,47
Error Relativo Promedio %		23,80	11,08	36,20	6,23	0,63	10,57

La capacidad de producción calculada por la ecuación de Cho y Shah J'' , refleja el menor error (0,63%) comparada con la habilidad inicial del pozo, mientras que la calculada Giger-Reiss y Jourdan representa el mayor error 36,20%.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la tabla 5.9 y el gráfico 5.5, se presentan los resultados arrojados por las ecuaciones que calculan la tasa de producción de crudo en los pozos de la macolla 4.

Tabla 5.9. Tasas calculadas y tasas medidas para los pozos de la macolla 4

MACOLLA 4								
POZOS	Arena Productora	Qo Medida (BND)	Qo Joshi (BND)	Qo Borisov (BND)	Qo G-R-J (BND)	Q' F-E (BND)	Q'' CH-S (BND)	Q''' Dikken (BND)
LM01	Miembro Inferior	1.490	1.140	1.424	851	1.432	1.497	1.471
LM02	Miembro Inferior	1.189	902	1.180	667	1.123	1.183	1.155
LM03	Miembro Medio	1.442	1.101	1.343	811	1.398	1.447	1.432
LM04	Miembro Medio	1.130	853	983	688	1.065	1.116	1.107

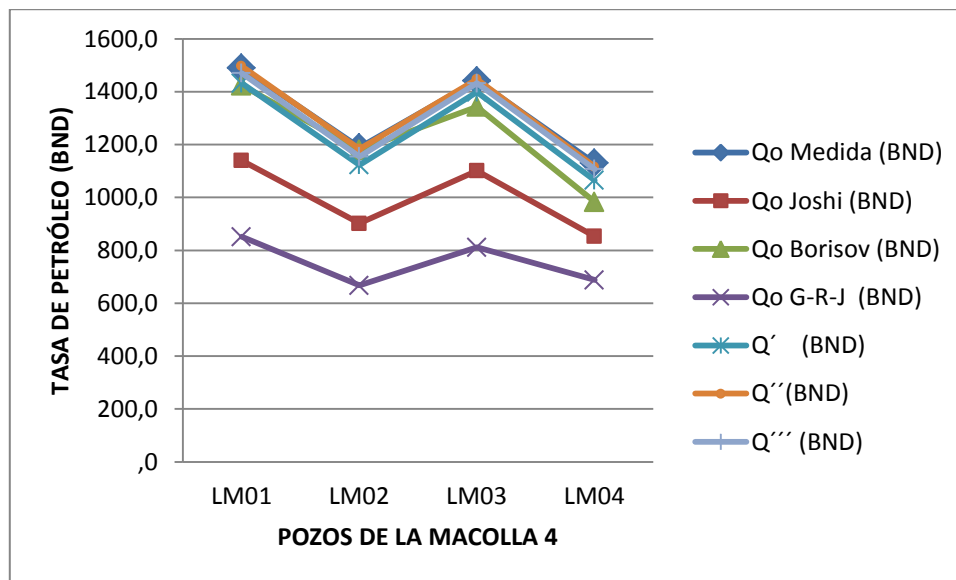


Gráfico 5.5. Tasas de producción calculadas versus las medidas en la macolla 4

En la tabla 5.10 se compararon los resultados obtenidos por las ecuaciones para calcular tasas de producción con respecto a los valores medidos y, se llevó a cabo el

ANÁLISIS DE RESULTADOS

cálculo de error que representa cada una de las expresiones matemáticas aplicadas en la determinación de productividad de los pozos elegidos en este estudio, permitiendo así concluir que para los pozos de la macolla 4 la ecuación que mejor se ajustó a los valores de las tasas de producción medida fue la de Cho y Shah, Q'' , representando un error tan solo del 0,64% con respecto a las tasas de producción reales, mientras que la ecuación de Giger- Reiss y Jourdan arrojó el mayor error (42,42%) con respecto a las tasas reales.

Tabla 5.10. % Error promedios relativos de las tasas calculadas con respecto a la tasas medidas de los pozos de la macolla 4

MACOLLA 4							
POZOS	Arena Productora	Qo Joshi (BND)	Qo Borisov (BND)	Qo G-R-J (BND)	Q' F-E (BND)	Q'' CH-S (BND)	Q''' Dikken (BND)
LM01	Miembro Inferior	23,51	4,45	42,89	3,89	0,47	1,31
LM02	Miembro Inferior	24,16	0,75	43,89	5,58	0,48	2,90
LM03	Miembro Medio	23,63	6,87	43,79	3,02	0,33	0,71
LM04	Miembro Medio	24,53	13,00	39,09	5,75	1,26	2,05
Error Relativo Promedio %		23,96	6,27	42,42	4,56	0,64	1,74

A fin de estimar la productividad de los pozos de la macolla 4 se evaluaron las ecuaciones que calculan la capacidad de producción de los pozos horizontales, en la tabla 5.11 y gráfico 5.6 se pueden ver los resultados que se obtuvieron de las diferentes expresiones matemáticas aplicadas en este trabajo.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.11. Índices de productividad calculados y el medido para cada pozo de la macolla 4

MACOLLA 4								
POZOS	Arena Productora	Jo Medida (BND/lpc)	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R-J (BND/lpc)	J' F-E (BND/lpc)	J'' CH-S (BND/lpc)	J''' Dikken (BND/lpc)
LM01	Miembro Inferior	4,5	3,5	4,3	2,6	4,4	4,6	3,3
LM02	Miembro Inferior	5,2	3,9	5,2	2,9	4,9	5,2	3,3
LM03	Miembro Medio	2,6	2,0	2,4	1,5	2,5	2,6	1,1
LM04	Miembro Medio	3,4	2,6	3,0	2,1	3,2	3,4	2,9

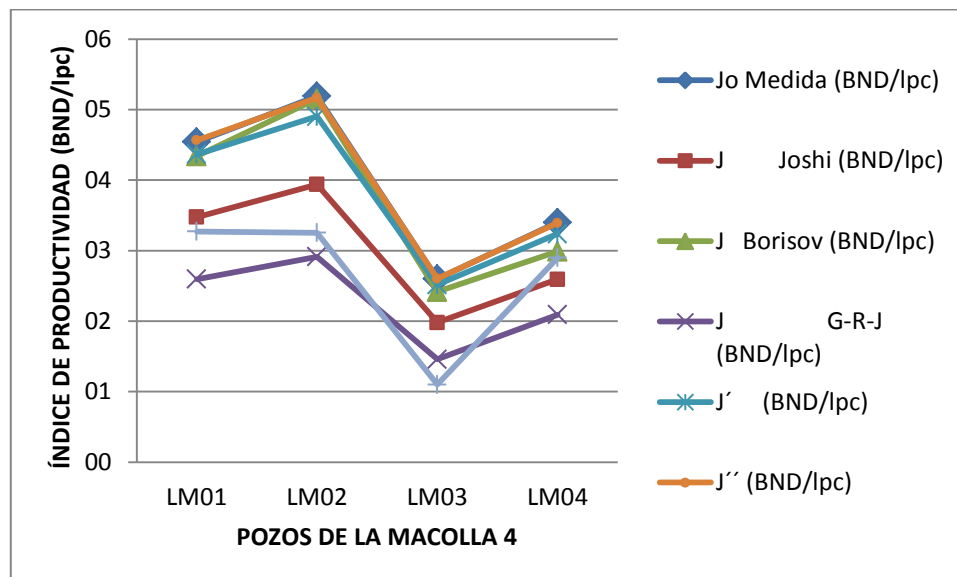


Gráfico 5.6. Índices de productividad calculados y medidos en pozos de la macolla 4

Basándose en los resultados obtenidos en la tabla 5.11 se generó el cálculo de error para cada una de las ecuaciones utilizadas en la estimación de la productividad de los

ANÁLISIS DE RESULTADOS

pozos horizontales de la macolla 4 con respecto al valor real. Los errores se muestran en la tabla 5.12.

Tabla 5.12. % Error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los medidos de los pozos de la macolla 4

MACOLLA 4							
POZOS	Arena Productora	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R-J (BND/lpc)	J' F-E (BND/lpc)	J'' CH-S (BND/lpc)	J''' Dikken (BND/lpc)
LM01	Miembro Inferior	23,51	4,45	42,89	3,89	0,47	27,99
LM02	Miembro Inferior	24,16	0,75	43,89	5,58	0,48	37,37
LM03	Miembro Medio	23,63	6,87	43,79	3,02	0,33	55,94
LM04	Miembro Medio	24,53	13,00	33,09	5,75	1,26	14,79
Error Relativo Promedio %		23,96	6,27	40,92	4,56	0,64	34,02

La macolla 4 fue sometida a la evaluación de las ecuaciones seleccionadas en este trabajo, y la tabla 5.12 permite conocer los errores estimados. El mínimo error estimado fue el de la ecuación de productividad de Cho y Shah J'' (0,64%). El mayor margen de error es de 40,92% es representado por los resultados de la expresión matemática de Giger-Reiss y Jourdan.

Es de resaltar que la única expresión matemática para calcular la tasa de producción, que incluye el radio de drenaje del pozo horizontal es la de Borisov, mientras que las demás lo incluyen en variables como lo son a , X y z . No obstante Borisov es la única que no incluye el daño. Vale recordar que el área de drenaje que adoptan todas las ecuaciones es basada en la que usa Joshi. También es muy importante señalar que la única ecuación que incluye la resistencia de flujo, en el cálculo de tasa de producción de crudo, es la ecuación de Dikken Q''' .

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A tal efecto, los resultados obtenidos son afectados por las diferencias involucradas en cada una de las ecuaciones para calcular la tasa de producción de petróleo.

Por otra parte es de destacar que la única ecuación que incluye el número de Reynolds, para el cálculo de índice de productividad de los pozos horizontales, es la ecuación de índice de productividad de Dikken Q''' . Todas las ecuaciones para el cálculo de error relativo de tasa y de índice de productividad generan el mismo % de error, mientras que para la ecuación Dikken Q''' no ocurre lo mismo, esto se debe a que ésta es la única que incluye las pérdidas de fricción.

El aumento en el índice de productividad, con la ecuación de Dikken Q''' está directamente relacionado con el número de Reynolds.

5.2. Estimación De La Aplicación De Tecnologías De Reducción De Daño Para Maximizar La Productividad De Los Pozos

La evaluación del uso de surfactante como mecanismo de reducción de daño y reducción o eliminación de la tensión interfacial del crudo, que pudiera estar impidiendo el flujo del crudo para maximizar la productividad de los pozos de las macollas 2, 3 y 4 se llevó a cabo, en base a experiencias análogas realizadas en campos vecinos, las cuales reflejan resultados muy positivos en la aplicación de surfactante para aumentar la producción. En la tabla 5.13 se puede observar la tasa ganancial e índice de productividad obtenida después de aplicar el tratamiento de surfactante en los pozos de Petrocedeno.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.13. Resultados de tratamiento de surfactante en Petrocedeno

RESULTADOS DE TRATAMIENTO DE SURFACTANTE EN PETROCEDEÑO					
ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO		
pozo	J (BND/lpc)	Qo (BND)	J (BND/lpc)	Qo (BND)	ΔQ (BND)
SE01	0,5	170	3,5	906	736
VD20	0,5	190	1,5	297	107
IC10	1,4	317	1,3	343	26
ID02	0,2	63	1,3	409	346
IF09	0,5	170	0,9	274	104
SE03	0,3	149	1,1	362	213
YA16	0,9	326	2,3	345	19
YA17	0,8	278	5	1.059	781
VC05	1	465	1,9	724	259
KA03	1,1	470	2,6	813	343
YA20	0,8	371	5,5	1.352	981
YC04	1	576	6,1	1.768	1.192
JB10	1	397	2,6	531	134
TOTAL		303	TOTAL	706	403

De la tabla 5.13 se concluye que la tasa de producción con el tratamiento de surfactante, aumentó en promedio 2,3 veces, implicando que el tratamiento efectivamente asocia una remoción de daño. En consecuencia, permite que el petróleo pueda fluir con mayor facilidad. El tratamiento tuvo mejores resultados en los pozos que fueron tratados con surfactante importado y en los que se les realizaron dos corridas de tratamiento, la primera es para limpieza de las ranuras del *liner* y se realiza con diesel (genera un incremento de tasa debido a la limpieza) y, la segunda corrida, genera la reducción de daño y cambio en la mojabilidad.

Partiendo de los resultados obtenidos en los campos vecinos con tratamiento de surfactante, se realizó una evaluación análoga del uso de esta tecnología en los pozos en estudio. Tomando como criterio que el daño removido permitiera un aumento

ANÁLISIS DE RESULTADOS

promedio de producción de sólo el 50%, se observa en la tabla 5.14 los resultados obtenidos.

Tabla 5.14. Tasas de producción de petróleo e índice de productividad y daño para los pozos de la macolla 2 con tratamiento de surfactante

MACOLLA 2								
TRATAMIENTO CON SURFACTANTE								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	S Máx.	Q* (BND)	S*	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
KV01	MI	2.276	5,1	-7,51	3.381	-5,16	7,6	1.105
KV02	MI	2.225	3,6	-7,8	3.314	-7,24	5,3	1.089
KV03	MM	1.885	3,8	-7,78	2.804	-4,96	5,7	919
KV04	MM	616	3,2	-7,64	920	-5,87	4,7	304
KV05	MS	236	1,5	-7,51	352	-7,31	2,2	116
KV06	MS	242	0,9	-6,51	361	-5,85	1,3	119

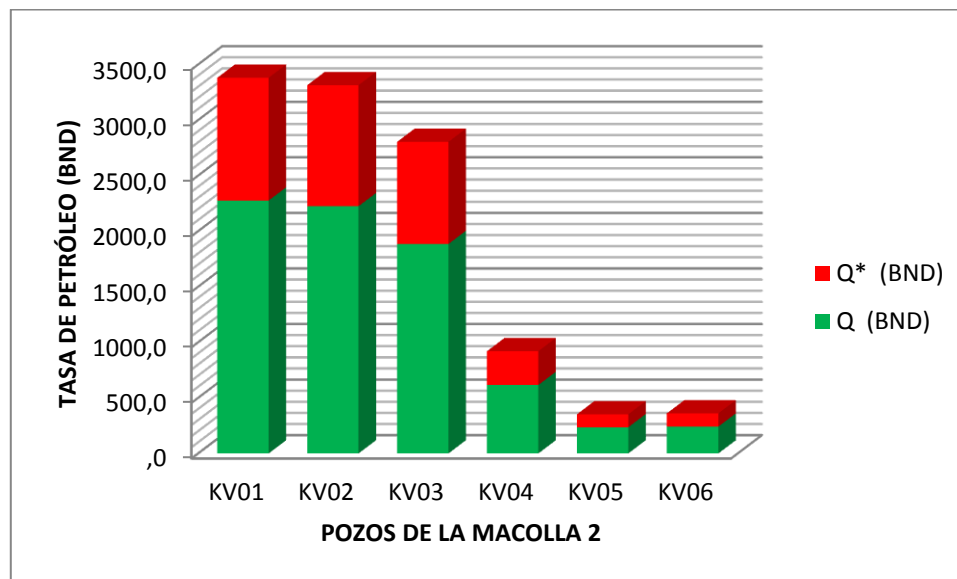


Gráfico 5.7. Tasas de petróleo con tratamiento de surfactante de los pozos de la macolla 2

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la tabla 5.14 y en el gráfico 5.7 en efecto se refleja un aumento de la tasa de producción de petróleo considerando la escalación del 50% con el tratamiento de surfactante. Es evidente de los resultados que el daño que puede ser removido con el tratamiento es independiente del miembro productor. Es de resaltar que las tasas fueron calculadas para cada pozo en base a la tasa que generó menor error para cada uno, según el miembro al que pertenece la arena productora. Un punto muy importante en estos pozos de la macolla 2, es que al calcular el daño tomando como criterio un aumento de tasa del 50%, todos los pozos pueden aceptar este aumento comparándolo con el daño máximo que pueden presentar los pozos.

En la macolla 3, considerando el criterio de aumentar la producción en un 50% con el tratamiento, no todos los pozos mostraron capacidad para generar ese aumento ya que la estimulación requerida para producir ese aumento, es mayor que el daño máximo posible en el pozo que contempla la ecuación, por tal razón esos pozos dan una tasa ganancial menor que los demás. La tabla 5.15 muestra los resultados del estudio.

Tabla 5.15. Tasas de producción de petróleo e índice de productividad y daño para los pozos de la macolla 3 con tratamiento de surfactante

MACOLLA 3								
TRATAMIENTO CON SURFACTANTE								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	S Máx.	Q* (BND)	S*	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
PD01	MI	2.396	4,6	-7,47	3.562	-5,6	6,9	1.166
PD02	MI	2.319	4,7	-7,64	3.449	-5,97	7,0	1.130
PD03	MM	2.150	4,0	-7,5	3.197	-4,98	6,0	1.047
PD04	MM	260	1,7	-7,71	337	-6,81	2,2	77

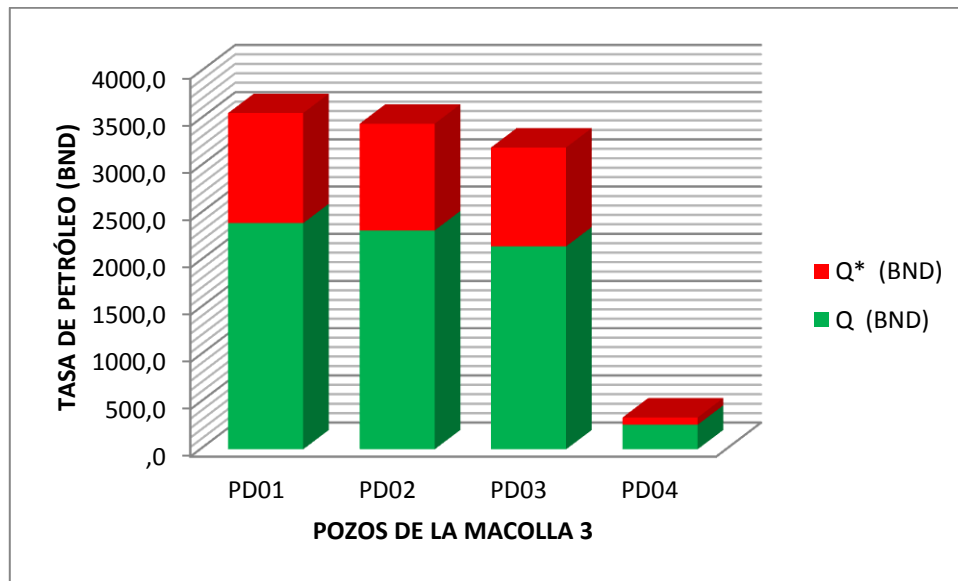


Gráfico 5.8. Tasas de petróleo con tratamiento de surfactante de los pozos de la macolla 3

El aumento de la tasa de producción de los pozos de la macolla 3 se puede apreciar en la tabla 5.15 y en el Gráfico 5.8. Todos los pozos, excepto el PD04, aportaron el ganancial de producción esperado del 50%, pero el pozo PD04 sólo aporta un ganancial de 30%, esto se debe a que el daño máximo posible presente en el pozo es de -7,71 y para poder generar un incremento del 50% en la tasa, el daño que se tiene que remover con el tratamiento es de -9,88 y esto no es factible con la limitación estipulada en las ecuaciones. Por tanto la máxima tasa de producción del pozo PD04 con el tratamiento es de 337 BND.

De la misma manera, la estimación del incremento de producción de los pozos de la macolla 4 se realizó bajo la premisa de generar un aumento de tasa de al menos 50%. La tabla 5.16 refleja los resultados de la evaluación de la tecnología de reducción de daño y reducción de tensión interfacial del agua con el tratamiento de surfactante.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.16. Tasas de producción de petróleo e índice de productividad y daño para los pozos de la macolla 4 con tratamiento de surfactante

MACOLLA 4								
TRATAMIENTO CON SURFACTANTE								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	S Máx.	Q* (BND)	S*	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
LM01	MI	1.497	4,6	-7,91	2.084	-7,01	6,4	587
LM02	MI	1.183	5,2	-7,95	1.762	-6,89	7,7	579
LM03	MM	1.447	2,6	-7,93	1.874	-7,43	3,4	427
LM04	MM	1.116	3,4	-7,68	1.554	-6,68	4,5	438

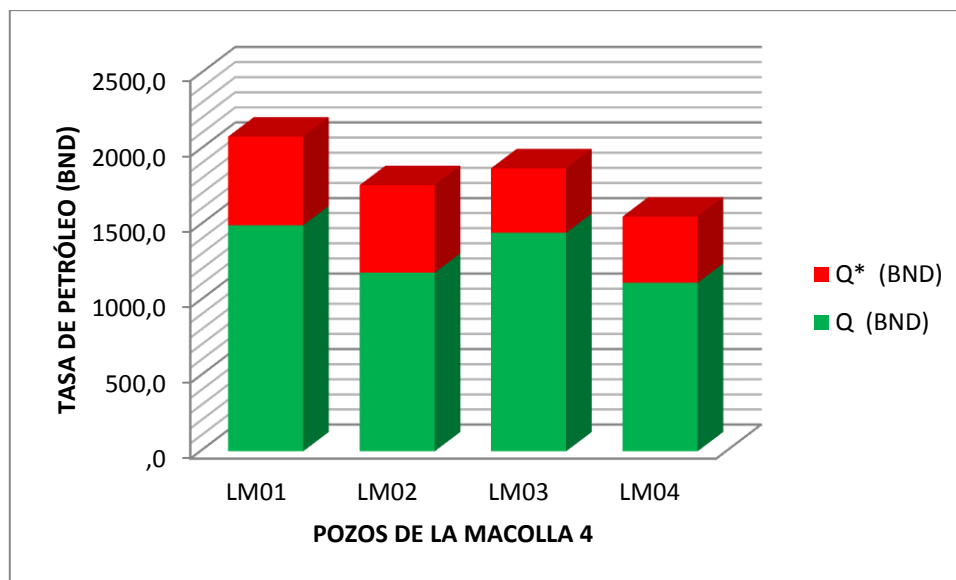


Gráfico 5.9. Tasas de petróleo con tratamiento de surfactante de los pozos de la macolla 4

Debe señalarse que en la tabla 5.16 y el gráfico 5.9 se muestra que los pozos no aportaron un incremento del 50%, como se esperaba con la aplicación del tratamiento con surfactante en dichos pozos.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El único pozo capaz de generar un incremento de producción del 50% es el LM02 con una estimulación de 6,89 con el tratamiento, logrando una tasa de producción de petróleo de 1762 BND. El LM01 refleja un aumento del 40% de la tasa con un daño removido de -7,01 dando como resultado una tasa de 2084 BND, de igual manera el LM04 tiene capacidad de aumentar su tasa en 40% obteniéndose una tasa de 1554 BND como máximo incremento con el tratamiento de surfactante con un daño removido de -6.68 y finalmente el LM03 tiene un ganancial máximo de 30% lo que se traduce en 1874 BND con resultado de la remoción de un daño de -7.43 en el pozo.

Como resultado de la evaluación de la tecnología de tratamiento con surfactante en los pozos de las macollas 2, 3 y 4 para incrementar la producción de petróleo, se concluye que sería beneficioso el uso de la tecnología para dichos pozos, ya que el daño a remover asociado al ganancial es posible. También cabe señalar que por analogía con Petrocedeno el surfactante a aplicar es el importado y realizando dos corridas, la primera con diesel para limpieza de *liner* y la segunda con la mezcla de diesel y surfactante para la remoción de daño y la reducción o eliminación de la tensión interfacial del agua para permitir que el crudo fluya con más facilidad, lo que se traduce en incremento de productividad del pozo.

5.3. Estimación De La Aplicación De Tecnologías De Reducción De Viscosidad Para Maximizar La Producción De Los Pozos

5.3.1 Estimación De La Aplicación De Cable De Calentamiento En El Fondo De Los Pozos Horizontales

En virtud de las experiencias exitosas realizadas en campo vecino como Petropiar y cercano como Sinovensa, se decidió realizar la evaluación de la tecnología de cable calentador en pozos horizontales, para la reducción de la viscosidad del crudo con el aumento de temperatura controlada. En las experiencias ya realizadas el aumento de producción fue entre 20 y 50%, para nuestro caso se consideró una meta de al menos 30% de aumento en las tasas de los pozos, por las mismas consideraciones ya explicadas anteriormente.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos, por la empresa mixta Sinovensa, de la experiencia realizada con calentamiento con cable en el fondo, se pueden apreciar en la tabla 5.17.

Tabla 5.17. Tasas de producción de petróleo por calentamiento con cable eléctrico en Sinovensa

RESULTADOS DE CALENTAMIENTO CON CABLE EN FONDO EN SINOVENSA			
Pozo	ANTES	DESPUES	
	Q (BND)	Q* (BND)	ΔQ (BND)
CJS14	1.267	1.812	545
CJS19	1.219	1.882	663
CJS02	1.047	1.422	375
CJS05	861	1.153	292
CIS07	969	1.223	254
CIS14	914	1.394	480
CIC24	1.041	1.442	401
CIS25	1.014	1.388	374
CIS26	954	1.271	317
CIS22	991	1.178	187
CIS48	800	1.171	371
CIS49	791	1.089	298
TOTAL	989	1.369	380

Es importante aclarar que la viscosidad se reduce en el fluido dentro de la sección horizontal del pozo, este aumento tiene poco impacto en el fluido en el área de drenaje del pozo. Lo que implica que la viscosidad efectiva que se calcula en el estudio es una viscosidad aparente, con el resultado de un aumento de producción de al menos un 30%, siendo la reducción de viscosidad en la sección horizontal del pozo de aproximadamente 77%, producto del calentamiento.

En este sentido la tabla 5.18 y el gráfico 5.10 reflejan los resultados generados de la estimación del aumento de producción de petróleo, en los pozos seleccionados de la

ANÁLISIS DE RESULTADOS

macolla 2 con la aplicación de la tecnología de calentamiento con cable electro resistivo en fondo. Se observa claramente la reducción de viscosidad que se simula en el yacimiento para una reducción generada por el aumento de temperatura en el pozo para alcanzar una ganancia de alrededor de 30% en la producción, esto se debe también a la mejor distribución de caída de presión en el lateral del pozo por la reducción de pérdidas de presión por fricción con el calentamiento.

Tabla 5.18. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 2

MACOLLA 2								
CALENTAMIENTO CON CABLE ELÉCTRICO								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	μ	Q* (BND)	$\mu_{oap..}$	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
KV01	MI	2.276	5,1	2.072	2.958	1.594	6,6	682
KV02	MI	2.225	3,6	2.481	2.892	1.908	4,6	667
KV03	MM	1.885	3,8	3.524	2.451	2.710	5,0	566
KV04	MM	618	3,2	3.061	803	2.354	4,1	185
KV05	MS	236	1,5	4.356	306	3.351	1,9	70
KV06	MS	242	0,9	4.353	315	3.348	1,2	73

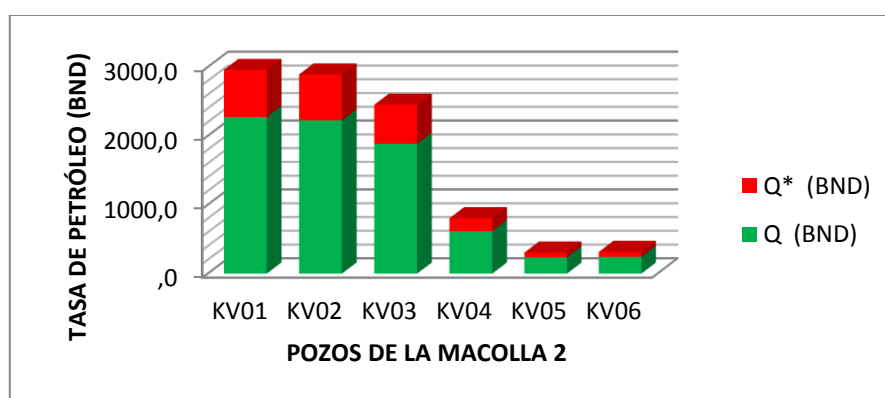


Gráfico 5.10. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 2

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se muestra en la tabla 5.19 y el gráfico 5.11 la tasa de producción de los pozos alcanzó un 30% de incremento, como resultado de la aplicación del cable de calentamiento en el fondo de los pozos, esto se debe que al aumentar la temperatura en el pozo la viscosidad disminuye porque se da una mejor distribución de presión a lo largo de la sección horizontal debido a que se reducen las pérdidas de presión por fricción, por efecto de la menor viscosidad lo que permite que circule con más facilidad por el pozo. En los resultados este impacto se ve directamente relacionado en la viscosidad aparente que es la que se asume en las ecuaciones de cálculo de tasas que hay en el yacimiento debido a la producción por el calentamiento.

Tabla 5.19. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 3

MACOLLA 3								
CALENTAMIENTO CON CABLE ELÉCTRICO								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	μ	Q* (BND)	μ_{oap}	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
PD01	MI	2.396	4,6	1.964	3.114	1.511	6,0	718
PD02	MI	2.319	4,7	2.049	3.014	1.576	6,1	695
PD03	MM	2.150	4,0	2.674	2.795	2.057	5,2	645
PD04	MM	260	1,7	3.274	338	2.519	2,2	78

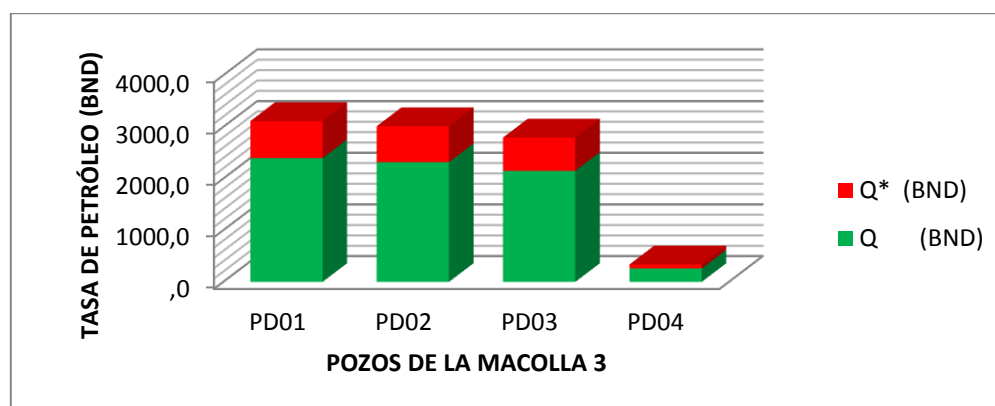


Gráfico 5.11. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS

De la misma manera, en la macolla 4 los pozos sometidos a la evaluación de la tecnología de calentamiento por cable en el fondo, aportaron 30% de ganancia en la producción como consecuencia del aumento de temperatura en los pozos, generado por el cable de calentamiento, lo que logra una reducción de aproximadamente del 77% en la viscosidad dentro del pozo, y permite que la distribución de la presión a lo largo de la sección horizontal del pozo disminuya y, por tanto, el “drawdown” aumente lo que se traduce en un aumento en la productividad del pozo. Los resultados obtenidos en la macolla 4 se pueden apreciar en la tabla 5.20 y en el gráfico 5.12.

Tabla 5.20. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 4

MACOLLA 4								
CALENTAMIENTO CON CABLE ELÉCTRICO								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	μ	Q* (BND)	$\mu_{oap..}$	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
LM01	MI	1.497	4,6	1.853	1.946	1.425	5,9	449
LM02	MI	1.183	5,2	2.068	1.538	1.591	6,7	355
LM03	MM	1.447	2,6	2.376	1.881	1.827	3,4	434
LM04	MM	1.116	3,4	2.093	1.451	1.610	4,4	335

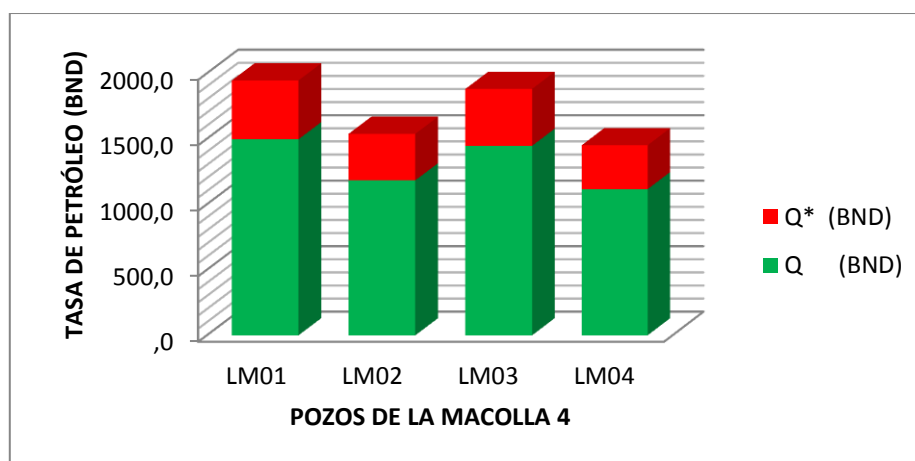


Gráfico 5.12. Tasas de producción utilizando cable eléctrico en pozos de la macolla 4

5.3.2 .-Estimación De La Aplicación De Inyección De Diluyente En El Fondo De Los Pozos Horizontales

A fin de evaluar el incremento en la producción de crudo, que puede generar la inyección de diluyente en fondo en los pozos horizontales pertenecientes a las macollas 2, 3 y 4 de Cerro Negro I, se evaluaron varias experiencias realizadas en campos vecinos.

La tabla 5.21 permite conocer el impacto efectivo que tiene la inyección de diluyente en el fondo en los pozos de Petropiar, en la cual se refleja un aumento promedio del 100% de la producción del crudo para los pozos de ese campo.

Tabla 5.21. Resultados de la inyección de diluyente en fondo en Petropiar

RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FONDO EN PETROPIAR			
Pozo	ANTES	DESPUES	
	Q (BND)	Q* (BND)	ΔQ (BND)
E5-P04	675	1.796	1.121
E5-P05	611	1.736	1.125
E5-P06	613	1.722	1.109
E5-P07	561	1.871	1.310
F4-P04	1.739	2.174	435
F4-P05	1.067	1.867	800
F4-P06	1.625	3.018	1.393
F4-P09	1.799	3.149	1.350
F4-P13	1.014	2.637	1.623
F5-P02	729	2.006	1.277
F5-P03	624	1.351	728
F5-P05	1.452	2.420	968
F5-P08	724	1.575	850
F5-P09	1.033	2.493	1.460
TOTAL	1.019	2.130	1.111

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El incremento en la tasa de producción está asociado a la reducción de viscosidad que el diluyente genera en la sección horizontal del pozo. De aquí la importancia del estudio del cambio de viscosidad en el yacimiento para que la tasa alcance el ganancial obtenido.

Dentro de esta misma idea, se aplicó la tecnología en la macolla 2 con la propuesta de un incremento del 100% en la producción, en analogía a la experiencia en los pozos de Petropiar. Los resultados obtenidos de la aplicación de inyección de diluyente en fondo en estos pozos se pueden apreciar en la tabla 5.22.

Tabla 5.22. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 2

MACOLLA 2								
INYECCIÓN DE DILUYENTE EN EL FONDO								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	μ	Q* (BND)	μ_{oap1}	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
KV01	MI	2.276	5,1	2.072	4.551	1.036	10,2	2.275
KV02	MI	2.225	3,6	2.481	4.449	1.240	7,1	2.224
KV03	MM	1.885	3,8	3.524	3.771	1.762	7,7	1.886
KV04	MM	618	3,2	3.061	1.235	1.530	6,3	617
KV05	MS	236	1,5	4.356	471	2.178	3,0	235
KV06	MS	242	0,9	4.353	484	2.177	1,8	242

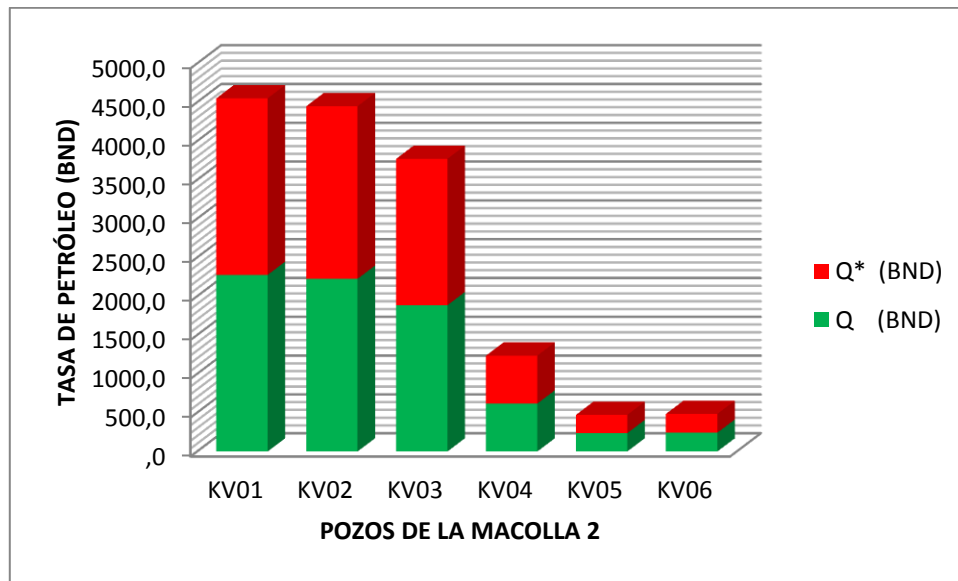


Gráfico 5.13. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 2

De la tabla 5.22 y gráfico 5.13 se puede concluir que el incremento de la tasa de crudo está relacionado con la reducción de la viscosidad generada por el diluyente que se inyecta.

Así mismo, por analogía se evaluó la inyección de diluyente en el fondo para los pozos de la macolla 3, estimando un incremento del 100% de la productividad de los pozos, lo que genera grandes cambios en la viscosidad asociados a la mezcla con el diluyente. Cabe señalar que en la tabla 5.23 la viscosidad que se muestra, es la viscosidad aparente que el fluido del yacimiento debe tener para producir esa cantidad de petróleo.

Los resultados de la tabla 5.23 y gráfico 5.14 representan el incremento de la tasa de producción por la inyección de diluyente en el fondo.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.23. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 3

MACOLLA 3								
INYECCIÓN DE DILUYENTE EN EL FONDO								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	μ	Q* (BND)	μ Eq.	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
PD01	MI	2.396	4,6	1.964	4.791	982	9,3	2.395
PD02	MI	2.319	4,7	2.049	4.637	1.025	9,4	2.318
PD03	MM	2.150	4,0	2.674	4.300	1.337	8,0	2.150
PD04	MM	260	1,7	3.274	521	1.637	3,4	261

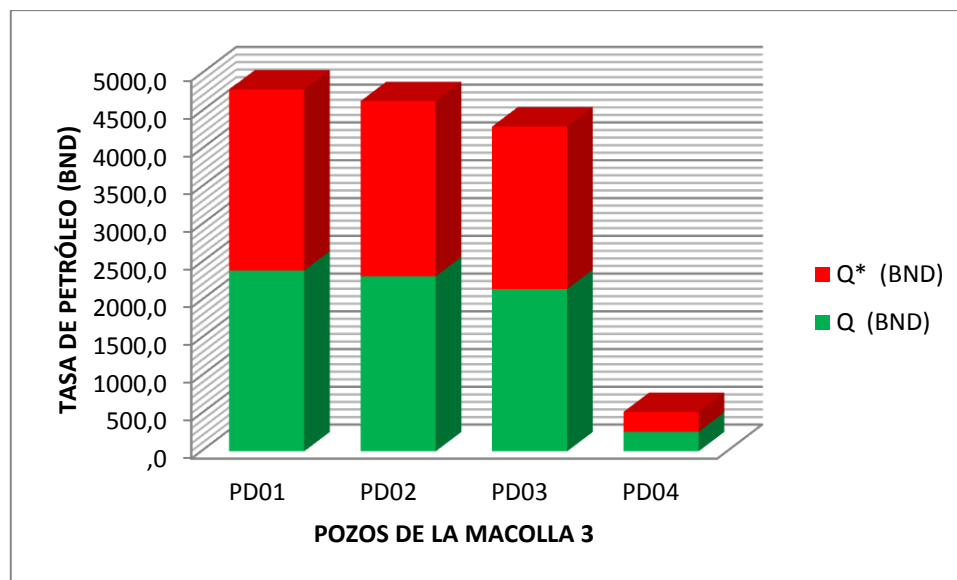


Gráfico 5.14. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 3

Para concluir la evaluación de las tecnologías para maximizar la producción de petróleo, se procedió a realizar la aplicación de la inyección de diluyente en los pozos de la macolla 4, bajo el criterio de alcanzar un incremento del 100% de la producción inicial. En la tabla 5.24 y el gráfico 5.15 se presentan los resultados obtenidos por la aplicación de la tecnología.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.24. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 4

MACOLLA 4								
INYECCIÓN DE DILUYENTE EN EL FONDO								
Pozo	Arena	ANTES DEL TRATAMIENTO			DESPUES DEL TRATAMIENTO			
		Q (BND)	J (BND/lpc)	μ	Q* (BND)	μ_{oap1}	J (BND/lpc)	ΔQ (BND)
LM01	MI	1.497	4,6	1.853	2.994	926	9,1	1.497
LM02	MI	1.183	5,2	2.068	2.367	1.034	10,3	1.184
LM03	MM	1.447	2,6	2.376	2.893	1.188	5,2	1.446
LM04	MM	1.116	3,4	2.093	2.232	1.047	6,8	1.116

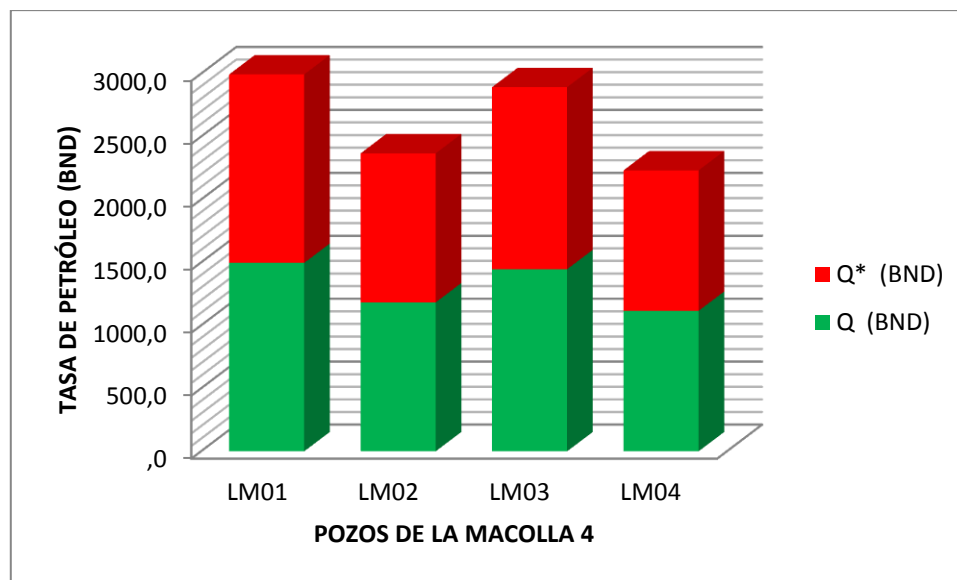


Gráfico 5.15. Tasas de producción con inyección de diluyente en el fondo de los pozos de la macolla 4

Los resultados de la tabla 5.24 y gráfico 5.15 expresan la reducción de viscosidad requerida para alcanzar un incremento en la producción, por efecto de la inyección de diluyente en el fondo de los pozos horizontales evaluados en la macolla 4.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.4. Evaluar la rentabilidad económica de las tecnologías seleccionadas para aumentar la productividad de los pozos horizontales ya perforados en el yacimiento

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas que se realizaron en las macollas 2, 3 y 4 en base a las experiencias realizadas en campos vecinos.

Tabla 5.25. Valor presente neto para las tecnologías seleccionadas en la macolla 2

MACOLLA 2						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUENTE	
	ΔQ (BND)	VPN (\$US)	ΔQ (BND)	VPN (\$US)	ΔQ (BND)	VPN (\$US)
KV01	1.105	14.972.606	682	11.721.063	2.275	49.590.872
KV02	1.089	14.744.447	667	11.448.506	2.224	48.450.287
KV03	919	12.421.625	566	9.247.912	1.886	40.136.061
KV04	304	3.758.208	185	2.109.123	617	12.883.159
KV05	116	1.266.548	70	318.268	235	4.299.276
KV06	119	1.201.864	73	400.246	242	4.459.198

Como se muestra en la tabla 5.25 el valor presente neto asociado a las tres tecnologías es positivo, lo que significa que las tres tecnologías evaluadas son rentables, pero el valor presente neto obtenido con la aplicación de la inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal del pozo, generó una mayor rentabilidad con un VPN mayor a 223% con respecto a la segunda opción más rentable como lo es el tratamiento con surfactante.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.26. Tasa interna de retorno de las tecnologías seleccionadas en la macolla 2

MACOLLA 2						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUENTE	
	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)
KV01	1.105	603,15	682	153,86	2.275	906,04
KV02	1.089	594,21	667	150,3	2.224	885,56
KV03	919	501,3	566	123,86	1.886	736,16
KV04	304	157,85	185	38,44	617	244,5
KV05	116	70,66	70	20,65	235	88,31
KV06	119	62,85	73	22,06	242	91,08

La tabla 5.26 permite conocer el valor de la tasa interna de retorno (TIR), para cada una de las tecnologías evaluadas en el presente TEG, debido a que todas las tecnologías tienen un $TIR > 15\%$, se puede concluir que las tres son rentables. No obstante, la inyección de diluyente es la tecnología de mayor rentabilidad, con un 25% mayor con respecto al tratamiento con surfactante.

Tabla 5.27. Tiempo de pago de las tecnologías seleccionadas en la macolla 2

MACOLLA 2						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUENTE	
	ΔQ (BND)	TP (días)	ΔQ (BND)	TP (días)	ΔQ (BND)	TP (días)
KV01	1.105	65,70	682	248,20	2.275	47,45
KV02	1.089	69,35	667	255,50	2.224	47,45
KV03	919	80,30	566	302,95	1.886	54,75
KV04	304	229,95	185	1.051,20	617	164,25
KV05	116	638,75	70	1.036,60	235	434,35
KV06	119	620,50	73	1.022,00	242	419,75

ANÁLISIS DE RESULTADOS

De la tabla 5.27 se puede concluir que el tiempo de pago aplicando la tecnología de inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal es mayor al 27% con respecto a la segunda opción más rentable, representada por el tratamiento de surfactante.

Tabla 5.28. Valor presente neto de las tecnologías seleccionadas en la macolla 3

MACOLLA 3						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUYENTE	
	ΔQ (BND)	VPN (\$US)	ΔQ (BND)	VPN (\$US)	ΔQ (BND)	VPN (\$US)
PD01	1.166	16.316.461	718	12.498.734	2.395	52.442.768
PD02	1.130	15.629.443	695	11.904.310	2.318	50.212.528
PD03	1.047	14.149.921	645	11.009.834	2.150	46.804.829
PD04	77	748.871	78	536.875	261	4.900.298

De la misma manera, en la macolla 3 se realizó la evaluación económica para los pozos en estudio en el presente proyecto. Como se muestra en la tabla 5.28, las tres tecnologías evaluadas son rentables ya que el VPN en todos los pozos es positivo en todas las tecnologías aplicadas, pero el valor presente neto obtenido con la aplicación de la inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal del pozo, generó una mayor rentabilidad con un VPN mayor a 221% con respecto a la segunda opción más rentable como lo es el tratamiento con surfactante.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 5.29. Tasa interna de retorno de las tecnologías en la macolla 3

MACOLLA 3						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUENTE	
	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)
PD01	1.166	657,20	718	163,09	2.395	957,29
PD02	1.130	628,87	695	156,03	2.318	917,22
PD03	1.047	570,83	645	145,11	2.150	855,98
PD04	77	59,43	78	24,36	261	98,68

De la tabla 5.29 se concluye que el valor de la tasa interna de retorno (TIR), para cada una de las tecnologías evaluadas en el presente trabajo es mayor al 15%, lo cual hace a las tres tecnologías rentables para la maximización de la productividad de los pozos horizontales de la macolla 3. Sin embargo, la inyección de diluyente es la tecnología de mayor rentabilidad con una capacidad de recuperación de capital del 45% más rápido con respecto a la segunda opción de rentabilidad como lo es el tratamiento con surfactante.

Tabla 5.30. Tiempo de pago de las tecnologías en la macolla 3

MACOLLA 3						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUENTE	
	ΔQ (BND)	TP (Días)	ΔQ (BND)	TP (Días)	ΔQ (BND)	TP (Días)
PD01	1.166	62,05	718	237,25	2.395	43,80
PD02	1.130	65,70	695	244,55	2.318	43,80
PD03	1.047	69,35	645	262,80	2.150	47,45
PD04	77	518,30	78	1.000,10	261	383,25

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se muestra en la tabla 5.30 el tiempo de pago aplicando la tecnología de inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal de pozo es mayor al 26% con respecto a la segunda opción más rentable representada por el tratamiento de surfactante.

Tabla 5.31. Valor presente neto de las tecnologías seleccionadas en la macolla 4

MACOLLA 4						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUYENTE	
	ΔQ (BND)	VPN (\$US)	ΔQ (BND)	VPN (\$US)	ΔQ (BND)	VPN (\$US)
LM01	587	7.692.427	449	7.155.712	1.497	32.238.903
LM02	579	7.581.052	355	5.309.874	1.184	25.255.792
LM03	427	5.556.063	434	6.859.485	1.446	31.142.220
LM04	438	5.955.532	335	5.175.258	1.116	24.612.185

La tabla 5.31 refleja que el VPN es mayor a cero, lo que permite concluir que las tres tecnologías evaluadas en los pozos de la macolla 4 son realmente rentables económicamente. No obstante la tecnología que da mayor rentabilidad es la de inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal con un VPN mayor a 233% con respecto a la segunda tecnología más rentable.

Tabla 5.32. Tasa interna de retorno de las tecnologías seleccionadas en la macolla 4

MACOLLA 4						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUYENTE	
	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)	ΔQ (BND)	TIR (%/Año)
LM01	587	314,64	449	98,76	1.497	594,28
LM02	579	310,24	355	76,61	1.184	468,83
LM03	427	229,54	434	95,26	1.446	574,60
LM04	438	245,07	335	74,49	1.116	457,25

La tabla 5.29 refleja que el valor de la tasa interna de retorno (TIR), es mayor al 15% como lo estipula PDVSA para que los proyectos sean rentables, por lo tanto cualquiera de las tres tecnologías aplicadas hace factible el proyecto. Sin embargo la inyección de diluyente en el fondo de la sección horizontal, se acredita a la primera opción por tener la recuperación de capital más acelerada, con hasta un 51% de diferencia con respecto a la inyección de surfactante que representa la segunda opción de rentabilidad.

Tabla 5.33 Evaluación económica con Inyección de diluyente en fondo

MACOLLA 4						
EVALUACIÓN ECONÓMICA						
POZO	SURFACTANTE		CALENTAMIENTO		DILUYENTE	
	ΔQ (BND)	TP (Días)	ΔQ (BND)	TP (Días)	ΔQ (BND)	TP (Días)
LM01	587	124,1	449	372,3	1.497	69,35
LM02	579	124,1	355	492,75	1.184	87,6
LM03	427	164,25	434	386,9	1.446	73
LM04	438	156,95	335	507,35	1.116	91,25

El tiempo de pago de las tecnologías evaluadas en los pozos de la macolla 4, se puede observar en la tabla 5.33, reflejando como la tecnología de mayor rentabilidad la inyección de diluyente ya que tiene el menor tiempo de pago con respecto a las dos opciones restantes.

En las tablas presentadas de la evaluación económica se puede observar que las tres tecnologías aplicadas son altamente rentables y cumplen con los requerimientos económicos de la empresa, Petromonagas S.A (proyecto rentable si tiene $TIR > 15\%$). No obstante, la tecnología que da mayor rentabilidad es la de inyección de diluyente en fondo con un VPN mayor a 200% con respecto a la segunda opción más rentable. Así mismo, el tiempo de pago aplicando la tecnología de inyección de diluyente en fondo

ANÁLISIS DE RESULTADOS

es mayor al 25% con respecto a la segunda opción más rentable como lo es el tratamiento con surfactante.

La tecnología de cable calentador presenta la menor rentabilidad, aun cuando cumple con todos los requerimientos económicos, por su mayor costo. Esto representa una oportunidad de buscar opciones para reducir los costos de la tecnología y hacerla aún más rentable.

CONCLUSIONES

1. Es posible optimizar la productividad de los pozos de las macollas 2, 3 y 4 de Petromonagas en un 50%, 30% y 100%, utilizando tecnologías de inyección de surfactante, cable calentador e inyección de diluyente en la sección horizontal del pozo, de acuerdo a las estimaciones efectuadas con los resultados obtenidos en campos vecinos.
2. Se utilizaron las 6 ecuaciones para calcular tasas de producción de crudos en pozos horizontales, con la finalidad de cotejar las producciones reales de los 14 pozos seleccionados de las macollas 2, 3 y 4 de la Empresa Mixta Petromonagas. La ecuación que reflejó la mejor aproximación consistente fue la de Cho y Shah Q'' .
3. Se desarrolló una herramienta computacional, para manejar la vasta cantidad de datos existentes, que permite cotejar las tasas de producción reales de los pozos horizontales de la división Carabobo Campo Cerro Negro I, de la FPO, utilizando ecuaciones publicadas por especialistas y tomando aquella que arroje el menor margen de error. Esta herramienta se utilizó para predecir las tasas de producción cuando los pozos son sometidos a cualquiera de las tres tecnologías aplicadas.
4. Las tasas de producción de crudos extrapesados de alta viscosidad, de los pozos horizontales de la División Carabobo, Campo Cerro Negro I, son altamente sensibles a los mecanismos de reducción de la viscosidad del fluido, como lo demuestran la dilución con crudo liviano y el aumento de la temperatura del pozo con el cable calentador.
5. Las tres tecnologías consideradas a aplicar como métodos para la optimización de la productividad de los pozos, en las tres macollas, son altamente rentables con tasas internas de retorno mucho mayores a la mínima requerida por Petromonagas ($> 15\%$) y, con tiempos de pago máximo $< 2,88$ años. La tecnología que resultó más rentable fue la de la inyección de diluyente en el fondo del pozo, utilizando una proporción de 25% de nafta de 47° API, con un VPN de hasta 52 MMUS\$ y un tiempo de pago de 43,8 días.

6. La ecuación de Cho Shah fue la que mejor cotejó con las tasas de producción e índice de productividad reales de los pozos. En la macolla 2 con un error promedio de 0,33%; en la macolla 3 con 0,63% y, en la macolla 4, con 0,64%.
7. Sólo los pozos de la macolla 2 mostraron la capacidad de generar un ganancial esperado del 50% de aumento de la tasa de producción, con el tratamiento de surfactante.
8. En la macolla 3, el pozo PD04, sólo generó un ganancial del 30%, en el tratamiento con surfactante, comparado con el 50% generado por los tres pozos restantes.
9. En la macolla 4 el único pozo capaz de generar un ganancial incremental del 50%, con el tratamiento de surfactante, es el LM02, El LM01 y el LM04 sólo alcanzaron un 40%, mientras que el LM03 alcanzó sólo un ganancial del 30%.

RECOMENDACIONES

1. Corroborar los resultados de las tasas de producción, obtenidas con la simulación efectuada con la herramienta computacional, con pruebas piloto de campo, en cada una de las tecnologías consideradas.
2. Utilizar la herramienta computacional desarrollada para predecir la tasa de producción de crudos extra pesados en los pozos horizontales de la Faja.
3. Utilizar la herramienta computacional para determinar cual de las 6 ecuaciones utilizadas para calcular las tasas de producción de crudo coteja mejor, en cada uno de los miembros productores del Campo Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.
4. Considerar la selección de un área de la Faja, entre todas las 12 Empresas Mixtas operadoras existentes, para la formación de un centro piloto experimental donde se prueben diferentes tecnologías, que persigan la mejora de los procesos productivos y la mayor recuperación de reservas de los crudos extra pesados.
5. Introducir la incertidumbre de las variables, para predecir el estudio probabilístico de las tasas de producción de crudos.
6. Evaluar la declinación y producción inicial de forma consistente para escenarios acelerados.
7. Estimar daño con pruebas de presión y comparar el daño con las correlaciones utilizadas.
8. Evaluar los casos donde se encuentran los fluidos en estado bifásico para aplicar las ecuaciones correspondientes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] 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”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [2] Quijada Romer (2009). “Evaluación de los parámetros que afectan la productividad de los pozos horizontales perforados en el distrito Gas Anaco”. Tesis de pregrado. Universidad de Oriente. Anzoategui, Venezuela.
- [3] Joshi Sada. “Horizontal well technology”. PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA. 1991. 535 pp.
- [4] Faria Pedro (2009). “Evaluación de los patrones de perforación utilizados por las empresas mixtas ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco y su influencia en el drenaje de las reservas de crudo extrapesado”. Tesis de pregrado. Universidad de Oriente. Anzoategui, Venezuela.
- [5] Cabrales Sergio, Jarohueh Jorge (2011). “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”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [6] Cermeño Diomar (2003). “Diseño de un programa de computación para la determinación de la productividad de fluidos incompresibles en pozos horizontales”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [7] Hyun Cho, Subhash N. Shah. “Prediction of Specific Productivity Index for Long Horizontal Wells”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 67237), 11pp.

- [8] I.R .Diyashev , Sibnet f, M. J. Economides. “A General Approach To Well Evaluation”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 94644). 11pp.
- [9] Barrios Ronald (2010). “Estado del arte de la remoción del daño en yacimientos de hidrocarburos”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [10] INTEVEP (1997). Daños a la formación. Primera edición. INTEVEP, S.A, Caracas, Venezuela.
- [11] Tyco. (2010). Nota técnica sobre calentador eléctrico.
- [12] Baker Hughes. Centrillift
- [13] Barberi, E. (1998). El pozo Ilustrado. Fondo editorial del Centro Internacional de educación y desarrollo. Caracas, Venezuela.
- [14] WEC (1997). Evaluación de pozos. Schlumberger oilfield services. Caracas, Venezuela.
- [15] Manfre Diego(2009). “Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [16] Informe técnico de revisión de reservas Carabobo 1.
- [17] Memoria descriptiva PetroMonagas, S.A. (2012).
- [18] Tamayo y Tamayo, M (1998). El proceso de la Investigación. Editorial Limusa. México.
- [19] Universidad Pedagógica Experimental Libertador (1990), Manual de trabajo de grado de maestrías y tesis doctorales. Caracas, UPEL. Pág. 6.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. Ángulo Victor, Plazola Pedro. (2006). “ Optimización de la producción por bombeo de cavidades progresivas en el área mayor de Socororo”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
2. Babu D, Aziz, Odeh S. (1989).”Productivity of a horizontal well”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 18298),29pp.
3. Erler C.Donaldson, George V.Chilinganoan , Teh Fu Yen,(1989) Enhanced Oil Recovery II processes and operations ,Amsterdam, Oxford, New York, Tokyo, Elsevier Science Publishers B.V
4. Gamboa Alba, González Tirso. (2003). “ Determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de la longitud o sección horizontal”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
5. 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.
6. Goode P.A., Kuchuk F.J. (1991). “Inflow performance of horizontal wells”. Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 21460), 5 pp.
7. Hyun Cho, Subhash N. Shah.(2001). “Prediction of Specific Productivity Index for Long Horizontal Wells”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 67237), 11pp.
8. I.R .Diyashev , Sibnet f, M. J. Economides.(2005). “A General Approach To Well Evaluation”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 94644). 11pp.
9. Joshi Sada. “Horizontal well technology”. PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA. 1991. 535 pp.
10. Joshi,S.(1988).”Augmentation of well productivity with slant and horizontal Wells”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 15375),13pp.

11. Karaakas M, Ayan C.(1991).” Productivity and coning behavior of phased horizontal completions”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 22928), 12pp.
12. Karcher B, Giger F, Combe J.(1986).”Some practical formulas to predict horizontal well behavior”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 15430),12pp.
13. Kuchuk F, Lenn C, Hook P, Fjerstad P.(1998). “Performance evaluation of horizontal wells”. Society of Petroleum Engineers(SPE)(paper SPE 39749), 13pp.
14. M.M. Levitan, P.L. Clay, J.M Gilchrist. “How Good Are You Horizontal Wells?”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 68943), 8pp.
15. Maldonado Francisco. (2003). “ Investigación para sísmica 4D de las variaciones de las propiedades petrofísicas y de la viabilidad técnica en los yacimientos de crudos extrapesados espumantes”. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, España.
16. Morella, Mikaty (2009).Instructivo para la presentación de tesis de pregrado, postgrado, doctorado y trabajos de ascenso. Caracas, Venezuela.
17. Peng C, Yeh N. (1995).”Reservoir engineering aspects of horizontal wells- Application to oil reservoirs with gas o water coning problems”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 29958), 9pp.
18. Plahn S, Startzman R, Wattenbarger.(1987).” A method for predicting horizontal well performance in solution- gas- drive reservoirs”. Society of Petroleum Engineers (SPE)(paper SPE 16201), 12pp.
19. Ramos Daniel. (2003). “Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
20. Ramos Guido. (2008). “Estudio del comportamiento de producción del yacimiento OFIMS MA-97, en el bloque Carabobo 3 de la Faja Petrolífera del Orinoco, aplicando simulación numérica”. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

21. 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.
22. Rojas A. (2001). "Orinoco Belt, Cerro Negro area: development of downhole diluent injection completions". Society of Petroleum Engineers (SPE) (paper SPE 69433), 9pp.
23. Romero Javier (2008). "Inyección de diluyente en pozos horizontales de crudo extrapesado". Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
24. 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.
25. Teknica (2001). Horizontal Wells. Calgary, Alberta. Teknica Petroleum Services ltd.

APÉNDICE A

A.1.- Diseño Y Elaboración De La Base De Datos

El formato de almacenamiento de datos creado en un libro Excel llamado “Base de datos macollas 2, 3 y 4”, conformado por cuatro hojas; base de datos macollas 2, 3 y 4, macolla 2, macolla 3 y macolla 4, utilizado para manejar más fácil y rápido los datos necesarios para la realización del proyecto, también permitió que la información estuviera organizada.

A continuación se presenta el formato de la base de datos diseñada en este proyecto.

3													
4													
5	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DEL POZO												
6	Pozo	Arena productora	Yacimiento	Fecha	Qo (BPD) INIC.	NTG %	Profundidad TVD	Profundidad SGSSTVD	Presión Inic. (LPC)	Temp. °F	Rs PCN/BN	Kh usada	kh Md
7	KV01	MI	Morichal BM	28-sep-00	2270	87,49	3167,5	2861,18	1302	130	92	9000	7000
8	KV02	MI	Morichal BM	11-nov-00	2224	99	3028	2714	1237	127	87	9000	7000
9	KV03	MM	Morichal BM	29-sep-00	1876	98,07	2723,5	2389	1094	122	77	8500	7000
10	KV04	MM	Morichal BM	01-oct-00	624	94,7	2826	2510	1147	124	81	8500	7000
11	KV05	MS	Morichal BM	15-nov-00	236	77,35	2545,5	2235	1026	119	72	8000	7000
12	KV06	MS	Morichal BM	10-nov-00	242	97,96	2237	2237	1027	119	72	8000	7000

Figura A.1. Base de datos de la macolla 2.

3	HISTORY MATCH DE LA MACOLLA 2													
4														
5	Y DEL POZO											CRUDO C		
6	Pozo	Kh usada	kh Md	kv Md	ΔP LPC	h PIES	S	Porosidad	So	LSH	LSH EFEC	API	δo	δg
7	KV01	9000	7000	5880	447	110	0	0,33	0,86	3892	3405	8,4	1,0114	0,5770
8	KV02	9000	7000	5880	626	70	0	0,33	0,94	4000	3960	8,4	1,0114	0,5798
9	KV03	8500	7000	5880	491	120	0	0,33	0,94	4362	4278	8,4	1,0114	0,5866
10	KV04	8500	7000	5880	195	95	0	0,33	0,94	3832	3629	8,4	1,0114	0,5840
11	KV05	8000	7000	5880	158	74	0	0,33	0,88	4000	3094	8,4	1,0114	0,5902
12	KV06	8000	7000	5880	271	88	0	0,34	0,88	1517	1486	8,4	1,0114	0,5901

Figura A.2. Base de datos macolla 2.

3													
4													
5	CRUDO ORIGINAL						MEZCLA			DILUENTE			
6	Pozo	API	δo	δg	Bo (BY/BN)	Viscosidad de crudo muerto	Viscosidad de Petróleo cp	API MEZCLA	δm	densidad mezcla (lb/ft3)	API DILUENTE	Viscosidad cp	δd
7	KV01	8,4	1,0114	0,5770	1,052	8396	2072	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
8	KV02	8,4	1,0114	0,5798	1,050	9641	2481	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
9	KV03	8,4	1,0114	0,5866	1,046	12200	3524	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
10	KV04	8,4	1,0114	0,5840	1,047	11096	3061	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
11	KV05	8,4	1,0114	0,5902	1,043	14091	4356	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
12	KV06	8,4	1,0114	0,5901	1,043	14091	4353	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927

Figura A.3. Base de datos macolla 2.

3														
4														
5	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DEL POZO													
6	Pozo	Arena productora	Yacimiento	Fecha	Qo (BPD) INIC.	NTG %	Profundidad TVD	Profundidad SGSSTVD	Presión Inic. (LPC)	Temp. °F	Rs PCN/BN	Kh usada	kh mD	
7	PD01	MI	Morichal 29	28-sep-00	2394	79,63	3201	2898	1318	131	93	9000	7000	9
8	PD02	MI	Morichal 29	08-oct-00	2341	87,98	3098	2781	1267	129	90	9000	7000	9
9	PD03	MM	Morichal 29	27-sep-00	2160	85,25	2919,5	2629	1200	126	85	8500	7000	9
10	PD04	MM	Morichal 29	29-oct-00	263	80,95	2775,5	2456	1124	123	79	8500	7000	9

Figura A.4. Base de datos macolla 3.

3	HISTORY MATCH DE LA MACOLLA 3													
4														
5	Y DEL POZO										CRUDO ORIGINAL			
6	Kh usada	kh mD	kv Md	ΔP LPC	h PIES	S	Porosidad	So	LSH PIES	LSH EFEC	API	δ_o	δ_g	Bo (BY/BN)
7	9000	7000	5880	517	98	0	0,33	0,92	4000	3185	8,4	1,0114	0,5763	1,053
8	9000	7000	5880	491	90	0	0,33	0,93	4092	3600	8,4	1,0114	0,5785	1,051
9	8500	7000	5880	537	120	0	0,33	0,92	4001	3411	8,4	1,0114	0,5815	1,049
10	8500	7000	5880	152	50	0	0,31	0,91	4330	3505	8,4	1,0114	0,5851	1,046

Figura A.5. Base de datos macolla 3.

3												
4												
5	CRUDO ORIGINAL					MEZCLA			DILUENTE			
6	API	δ_o	δ_g	Bo (BY/BN)	Viscosidad de crudo muerto	Viscosidad de Petróleo cp	API MEZCLA	δ_m	densidad mezcla (lb/ft ³)	API DILUENTE	Viscosidad cp	δ_d
7	8,4	1,0114	0,5763	1,053	8021	1964	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
8	8,4	1,0114	0,5785	1,051	8790	2049	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
9	8,4	1,0114	0,5815	1,049	10101	2674	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
10	8,4	1,0114	0,5851	1,046	11633	3274	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927

Figura A.6. Base de datos macolla 3.

3	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS														
4															
5	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DE LOS POZOS														
6	Pozo	Arena productora	Yacimiento	Fecha	Qo (BPD) INIC.	NTG %	Profundidad TVD	Profundidad SGSSTVD	Presión Inic. (LPC)	Temp. °F	Rs PCN/BN	Kh usada	kh mD	kv mD	ΔP LPC
7	LM01	MI	Morichal 29	04-dic-01	1490	97,93	3265,5	2950	1341	132	105	9000	7000	5880	328
8	LM02	MI	Morichal 29	12-jul-01	1189	96,4	3191	2866	1304	130	103	9000	7000	5880	229
9	LM03	MM	Morichal 29	12-may-01	1442	97,35	3071	2714	1237	128	99	8500	7000	5880	556
10	LM04	MM	Morichal 29	19-dic-01	1130	88,96	3072,5	2833	1290	130	99	8500	7000	5880	329

Figura A.7. Base de datos macolla 4.

3	HISTORY MATCH DE LA MACOLLA 4													
4														
5	OS									CRUDO ORIGINAL				
6	kh mD	kv mD	ΔP LPC	h PIES	S	Porosidad	So	LSH PIES	LSH EFEC	API	δ_o	δ_g	Bo (BY/BN)	Viscosidad de crudo muerto
7	7000	5880	328	60	0	0,33	0,94	4396	4305	8,4	1,0114	0,5338	1,055	7798
8	7000	5880	229	74	0	0,33	0,95	4750	4579	8,4	1,0114	0,5353	1,054	8336
9	7000	5880	556	45	0	0,33	0,93	4344	4229	8,4	1,0114	0,5380	1,052	9420
10	7000	5880	329	66	0	0,31	0,85	3976	3537	8,4	1,0114	0,5359	1,053	8557

Figura A.8.Base de datos macolla 4.

3												
4												
5	CRUDO ORIGINAL					MEZCLA			DILUENTE			
6	API	δ_o	δ_g	Bo (BY/BN)	Viscosidad de crudo muerto	Viscosidad de Petróleo cp	API MEZCLA	δ_m	densidad mezcla (lb/ft3)	API DILUENTE	Viscosidad cp	δ_d
7	8,4	1,0114	0,5338	1,055	7798	1677	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
8	8,4	1,0114	0,5353	1,054	8336	1827	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
9	8,4	1,0114	0,5380	1,052	9420	2132	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927
10	8,4	1,0114	0,5359	1,053	8557	1952	16	0,9593	59,8905	47	0,94	0,7927

Figura A.9. Base de datos macolla 4.

APÉNDICE B

B.1.- Cálculo Del Factor C Para La Ecuación De Tasa De Diluyente^[5]

Al analizar la ecuación que define el comportamiento de Q_d con respecto a Q_o (Ecuación B.1), se puede concluir que el valor de Q_d a inyectar será menor que el valor de Q_o siempre y cuando la constante C sea menor a la unidad, lo que se muestra en la ecuación B.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 B.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.

$$Q_d = C Q_o \quad \text{Ecuación B.1}$$

$$Q_d < Q_o, \text{ Siempre que } C < 1 \quad \text{Ecuación B.2}$$

$$C = \frac{\frac{141,5}{API_m+131,5} - \frac{141,5}{API_o+131,5}}{\frac{141,5}{API_d+131,5} - \frac{141,5}{API_m+131,5}} \quad \text{Ecuación B.3}$$

Donde:

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

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

C : Constante dependiente del API.

B.2.- Cálculo de la viscosidad de la mezcla

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 2.42 hasta 2.50.

B.3.- Cálculo de tasa de diluyente

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 B.4- B.18.

$$m_m = m_d + m_c \quad \text{Ecuación B.4}$$

$$V_m \rho_m = V_d \rho_d + V_c \rho_c \quad \text{Ecuación B.5}$$

Sabiendo que:

$$\gamma_x = \frac{\rho_x}{\rho_{agua\ dulce}} \quad \text{Ecuación B.6}$$

Y con:

$$\rho_{agua\ dulce} = \frac{1kg}{L} \quad \text{Ecuación B.7}$$

Por lo tanto:

$$\gamma_x = \rho_x \quad \text{Ecuación B.8}$$

Sustituyendo en la ecuación B.5, se tiene:

$$V_m \gamma_m = V_d \gamma_d + V_c \gamma_c \quad \text{Ecuación B.9}$$

Además, sabiendo que:

$$API_x = \frac{141.5}{\gamma_x} - 131.5 \quad \text{Ecuación B.10}$$

Despejando de la expresión B.10, se obtiene:

$$\gamma_x = \frac{141.5}{API_x + 131.5} \quad \text{Ecuación B.11}$$

Sustituyendo la ecuación B.11 en la ecuación B.9, se tiene:

$$V_d = \frac{V_m \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right) - V_c \left(\frac{141.5}{API_c + 131.5} \right)}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación B.12}$$

Partiendo de:

$$V_m = V_d + V_c \quad \text{Ecuación B.13}$$

Sustituyendo la expresión B.13 en la ecuación B.12, se obtiene:

$$V_d = \frac{(V_d + V_c) \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right) - V_c \left(\frac{141.5}{API_c + 131.5} \right)}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación B.14}$$

Reacomodando la ecuación B.14, se tiene:

$$V_d \left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right) = (V_d + V_c) \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right) - V_c \left(\frac{141.5}{API_c + 131.5} \right) \quad \text{Ecuación B.15}$$

Ordenando la ecuación B.15 y sustituyendo en esta la expresión B.11:

$$V_d = \frac{V_p (\gamma_m - \gamma_c)}{(\gamma_d - \gamma_m)} \quad \text{Ecuación B.16}$$

Reescribiendo la ecuación B.16, se obtiene:

$$V_d = \frac{V_c \left[\frac{141.5}{API_m + 131.5} - \frac{141.5}{API_c + 131.5} \right]}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right) - \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación B.17}$$

Finalmente dividiendo la ecuación B.17 entre el tiempo en días:

$$Q_d = \frac{Q_c \left[\frac{141.5}{API_m + 131.5} - \frac{141.5}{API_c + 131.5} \right]}{\left(\frac{141.5}{API_d + 131.5} \right) - \left(\frac{141.5}{API_m + 131.5} \right)} \quad \text{Ecuación B.18}$$

La ecuación B.18 puede escribirse de manera simplificada como se muestra en la ecuación B.19.

$$Q_d = C Q_c \quad \text{Ecuación B.19}$$

Es preciso mencionar que la ecuación B.18 también fue incorporada a la herramienta computacional, para a través de la misma determinar el valor de Q_d , así mismo la relación de dilución diluyente- crudo Q_d / Q_o (Ecuación B.20) y finalmente la tasa de la mezcla Q_m (Ecuación B.21).

Q_d	Q_o	Ecuación B.20
Q_m	$= Q_o + Q_d$	Ecuación B.21
V_B	$= Q_d$	Ecuación B.22
V_A	$= Q_o$	Ecuación B.23
μ_m	$= e^{LN} \mu_m$	Ecuación B.24

Donde:

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 que se desea obtener, [° 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].

V_B : Volumen del componente menos viscoso, [BN].

V_A : Volumen del componente más viscoso, [BN].

C: Constante dependiente del API.

Q_m : Tasa de la mezcla, [BND].

μ_m : Viscosidad de la mezcla, [cP].