

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR EN EL CAMPO ZUATA
PRINCIPAL.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Romero S. Isbelis A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas; Mayo de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR EN EL CAMPO ZUATA
PRINCIPAL.**

Tutor Académico: Prof. Carlos Gil

Tutor Industrial: Ing. Evelyn Quintero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Romero S. Isbelis A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas; Mayo de 2014

Caracas, Junio 2014.

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 Isbelis Romero, titulado:

**“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR EN EL CAMPO ZUATA
PRINCIPAL”**

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.

Jurado Jurado

Adriana Zambrano

Sandro Gasbarri

Carlos Gil

Evelyn Quintero

Tutor Académico

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Diosito Todopoderoso porque Te Amo y porque me has ayudado a cumplir todas mis metas. Me respondiste en mi primer semestre cuando me hallaba desorientada y me dijiste “pasaste todas tus materias, claro que sirves para esto”.

A mi Mamá Marieva porque eres la mujer más importante en mi vida y Te Amo Mucho. Deseo siempre hacerte sentir orgullosa de mí y demostrarte que todo tu esfuerzo será recompensado, siempre contarás conmigo, no te voy a dejar sola.

A mi Papá Manuel porque has sido siempre mi mayor motivación para querer culminar mis estudios y que puedas decir con alegría “Mi hija se graduó”. Te Amo Mucho y nunca olvidaré todos tus sacrificios para que viviera sin limitaciones, no te voy a dejar solo.

A mi Hermana preciosa porque te pedí hasta que te logré, Te Amo con todas mis fuerzas, estoy enamorada de tu ternura y quiero hacer de mí el mejor ejemplo que quieras seguir. Eres y serás siempre como mi hija.

A Yorman por ser mi mejor amigo, la diferencia, el toque mágico de todos mis días durante mi estadía en la universidad entre tanto estudio. Te Amo Muchísimo y este es el inicio de una vida juntos, recuerda que eres mi mayor sueño.

A mi Mayeya hermosa, te dedico mi triunfo porque ayudaste con tus cuidados, con tus consentimientos y cariño a criar a la mujer que soy hoy. No me diste tiempo de retribuirte lo tan incondicional que fuiste conmigo, Te Amo.

A mi Abuela Nora porque eres la que más se emociona al verme y porque fui tu única alegría durante mucho tiempo, Te Amo. A mi Tío Alfredo porque quiero demostrarte que no estás solo, que tienes a alguien que te adora y que te pide tiempo para compensarte de alguna manera lo que te ha tocado vivir.

A mi primas bellas Raquel e Irene y mi tía-prima Linda, porque son mis confidentes, porque me hacen reír, porque puedo contar con ustedes y porque los Amo Mucho. A toda mi familia Romero y mi familia Sandoval por apoyarme siempre, por estar en los momentos importantes y en todo momento pendientes de mí, los adoro tías, tíos, abuelos, primas y primos.

A mis mejores amigos Bárbara, Alexander y Pacheco porque los Amo tanto, porque me hacen tan feliz, porque no existe ningún momento importante de mi vida en el que no desee que estén presentes y porque quiero incentivarlos a que sigan adelante con sus estudios porque si se puede.

AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente porque yo iba dándole al maso pero él escucho mis ruegos y su infinita misericordia me permite gozar de la culminación de esta etapa de mi vida.

A mis Padres Marieva y Manuel porque han estado conmigo incondicionalmente, llorando y riendo conmigo, ayudándome a buscar soluciones a los problemas, a consolarme y a decirme siempre “si puedes, tú puedes” cuando en cada semestre tenía un drama diferente por alguna materia. GRACIAS porque supieron lo importante que es la formación académica para el futuro de una persona y me pusieron a disposición todo lo que necesitaba.

A mi hermana bella porque me diste el privilegio de poderle decir a alguien “HERMANA”, porque sé que tendré sobrinos algún día. Siempre pensé en que quería un hermano pero era porque no sabía lo lindo que es llamarte “mi mana”.

A Yorman, GRACIAS por entender “no puedo, tengo que estudiar un mes antes”, por apoyarme en todo, por acompañarme, por quererme tanto, por estar ahí en la computadora delante de mi mientras yo estudiaba, por verme siempre bonita a pesar que andaba destruida y con ojeras. Gracias por darme un motivo para yo estar feliz, gracias por dejarme vivir en mi cuento de hadas y gracias por hacer del hombre que amo un profesional también.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por ser la excelente casa de estudios que es y por darme el privilegio de graduarme bajo sus nubes en La Majestuosa Aula Magna.

A mi Pieri bella, porque me acompañaste en TODAS mis materias, porque estudiaste siempre conmigo, porque gracias a ti tuve con quien verificar los mil problemas que hacíamos. Eres una de mis mejores amigas, gracias por aguantarme, por no dejarme sola.

A mi grupo hermoso, Yehimy, Edgar, Andry y Pedro por hacerme disfrutar mis últimos semestres, por hacer que me sintiera tan a gusto, los adoro, gracias por ser mis amigos.

A la Empresa Mixta Petroanzoategui por darme la oportunidad de desarrollar mi tesis en sus instalaciones y por brindarme todas las comodidades. Mil gracias a mi tutora Industrial Ing. Evelyn Quintero por ayudarme tanto, por ser una amiga y por enseñarme a ser optimista, Eve te estaré eternamente agradecida y estoy en deuda contigo. Gracias a mi madre adoptiva Sr Neida, fuiste mi angelito, nunca olvidaré el cariño y la atención. A todo el equipo de Estudios Integrados CVP de Puerto la Cruz por aclarar mis dudas y prestarme su atención cuando no tenían ninguna obligación conmigo. Y al Ing. Álvaro Quezada por su toda su ayuda, por darme toda la información que necesitaba, muchas gracias.

A mi tutor académico Ing. Carlos Gil por todo su apoyo, su ánimo, su disposición, sus correcciones a pesar de las dificultades. De verdad, mil gracias Profe. Igualmente al Profe Diego, muchísimas gracias, fuiste como un cotutor académico, gracias por enseñarme tanto y por responder tan rápido siempre ante mis dudas, eternamente agradecida a ambos. Y a todos mis profesores por aportar su granito de arena para que esto sea posible: Adriana, Martorano, René, Violeta, Lisbeth y Sandro.

Al equipo de CMG, Ltd de Venezuela por brindarme apoyo técnico con el simulador, especialmente al Ing, Victor Lara, sin su ayuda no hubiese podido realizar las simulaciones, Gracias.

Romero S., Isbelis

**EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN
DE LA TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR EN EL
CAMPO ZUATA PRINCIPAL**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutora Industrial: Ing. Evelyn Quintero. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, Año 2014, 188 p.**

Palabras Claves: Cable Calentador, Simulación de Yacimiento, Pozo JK2306, Simulador Stars-CMG, Campo ZuataPrincipial.

Resumen. La poca movilidad que presentan los crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, hace necesaria la implementación de procesos térmicos para disminuir la viscosidad de dicho crudo. En 7 pozos del Campo Zuata Principal de la EMX Petroanzoategui, fue implementada la tecnología de cable calentador con material de reciclaje, a los cuales se realizó un análisis de producción arrojando incrementos en la tasa de producción promedio de petróleo de hasta 47%. En vista de la efectividad de la estimulación de dicho método y a la poca aplicación que ha tenido, se establecieron criterios técnicos de selección para escoger los pozos del Área de Reserva del Campo Zuata Principal que son candidatos a la aplicación de la tecnología de cable calentador basados principalmente en pozos con terminación simple y una tasa de petróleo no mayor a 500BND. Una vez seleccionados los pozos, fue de vital importancia realizar predicciones con el simulador STARS, empleando el mismo procedimiento que se aplicó para el pozo JK2306 en su cotejo histórico con calentamiento. Se obtuvo para dichos pozos incrementos en el Petróleo Acumulado Producido en 30 años de predicciones de hasta 7.85%. Finalmente se realizó una evaluación económica donde los indicadores arrojaron valores de 8.84 MM\$ de VPN y 45.99 de TIR.

INDICE

	Pág.
LISTA DE TABLAS.....	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I:PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 OBJETIVOS.....	5
1.1.1 Objetivo General.....	5
1.1.2 Objetivos Específicos	5
1.2 ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.4 LIMITACIONES	7
CAPÍTULO II:MARCO TEÓRICO	8
2.1 ANTECEDENTES	8
2.2 CRUDOS EXTRAPESADOS (CXP).....	13
2.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.....	14
2.4TRANSFERENCIA DE CALOR.....	16
2.4.1Transferencia de Calor por Conducción	16
2.4.2 Transferencia de Calor por Convección	17
2.4.3Transferencia de Calor por Radiación	18
2.5LEY DE JOULE.....	18
2.6 RESISTENCIA ELÉCTRICA.....	19
2.7TÉCNICA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.....	20
2.8 ALTERNATIVAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN FONDO CON TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR	27

2.8.1Cable Calentador (Centrilift)	27
2.8.2Cable Calentador (PetroTrace MI)	29
2.8.3Cable Calentador AWG (CEF)	33
2.9COMPONENTES DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO	34
2.10PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA CEF CON TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR.	36
2.11YACIMIENTOS Y POZOS ADECUADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.....	38
2.12CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	39
2.12.1Valor Presente Neto (VPN)	40
2.12.2Tiempo de pago	41
2.12.3Tasa interna de retorno (TIR)	41
2.13CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	41
2.14SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	43
2.14.1Etapas de una simulación numérica de yacimientos.....	44
2.14.2Aplicabilidad y Ventajas de la Simulación de Yacimientos.....	45
2.14.3Limitaciones de la Simulación de Yacimientos.....	45
2.14.4Simulado de Yacimiento.....	46
2.14.5Tipos de Simuladores de Yacimiento	47
2.14.6Simulador STARS	51
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA.....	52
3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	52
3.2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	54
3.3 EMPRESA MIXTA PETROANZOATEGUI	56
3.4 CAMPO ZUATA PRINCIPAL	57
3.5ÁREA DE RESERVA	61
CAPITULO IV: MARCO METODOLÓGICO.....	64
4.1TIPO DE INVESTIGACIÓN	64
4.2DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	65

4.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	65
4.4	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	66
4.4.1	Centinela 2.000	66
4.4.2	Sistema de Evaluaciones Económica SEE.....	66
4.4.3	Oil Field Manager (OFM).....	67
4.4.4	COPyR.....	67
4.4.5	Servidor STATOIL.....	68
4.5	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	68
4.5.1	Revisión Bibliográfica Y Recopilación De Datos	70
4.5.2	Análisis De La Configuración Mecánica Con CEF.....	70
4.5.3	Análisis Del Comportamiento De Producción De Pozos Con CEF	71
4.5.4	Creación de Criterios de Selección	73
4.5.5	Selección de Pozos del Área de Reserva	74
4.5.6	Simulación Numérica de Yacimiento OFI NF SDZ-2X A1(Área Tradicional) con el Pozo JK23-06	74
4.5.7	Simulación Numérica de Yacimiento OFI NF SDZ-2X A1 (Área de Reserva) con la Macolla RS19.....	88
4.5.8	Evaluación Económica	98
CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE RESULTADOS		99
5.1	ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS CON CEF	99
5.2	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON CEF	103
5.3	FIJACIÓN DE CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN	121
5.4	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	131
5.4.1	Simulaciones del Submodelo_JK	131
5.4.2	Simulaciones del Submodelo_Macolla.....	137
5.5	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR.....	144
CONCLUSIONES		146

RECOMENDACIONES.....	148
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA.....	149
APÉNDICE.....	153
APÉNDICE A: DIAGRAMAS MECÁNICOS.....	153
APÉNDICE B: REGISTROS DE ARENAS NAVEGADAS POR LOS POZOS.....	155
APÉNDICE C: PRUEBA DE PRODUCCIÓN JUNIO-2013 DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA.....	156
APÉNDICE D: CAMBIO DEL PERFIL DE TEMPERATURA.....	164
APÉNDICE E: CAMBIO DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO CON CEF.....	166
APÉNDICE F: TASA DE CALOR POR POZO SIMULADO.....	167
APÉNDICE G: COSTOS DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA SISTEMA CEF.....	168

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 2. 1: ESPECIFICACIONES DEL CABLE AWG.	34
Tabla 3. 1: Propiedades Básicas del Yacimiento OFIINF SDZ-2X A1.....	62
TABLA 4. 1: PROPIEDADES TÉRMICAS DEL MALLADO.....	77
TABLA 4. 2: PROPIEDADES ESTÁTICAS DEL YACIMIENTO OFIINF SDZ-2X A1.....	78
TABLA 4. 3: DISTRIBUCIÓN DE LOS COMPONENTES EN EL YACIMIENTO.....	80
TABLA 4. 4: PROPIEDADES PVT.....	80
TABLA 4. 5: RESTRICCIONES DE LOS POZOS PRODUCTORES EN EL CASO ÚNICO.	86
TABLA 4. 6: RESTRICCIONES DE LOS POZOS PRODUCTORES.....	97
TABLA 5. 1: CONFIGURACIÓN MECÁNICA TIPO PARA SISTEMA CEF.	100
TABLA 5. 2: LONGITUD DE CABLE CALENTADOR DE CADA POZO.	102
TABLA 5. 3: COMPARACIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN DE DIFERENTES AUTORES.....	122
TABLA 5. 4: INFLUENCIA PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN EN FRÍO EN EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN EN CALIENTE.	123
TABLA 5. 5: CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN PARA LA APLICACIÓN DE CABLE CALENTADOR.	125
TABLA 5. 6: POZO DEL ÁREA DE RESERVA CANDIDATOS A CEF.....	129
TABLA 5. 7: CANDIDATOS DEL ÁREA DE RESERVA PRIORIZADOS POR % AGUA.	130
TABLA 5. 8: VARIABLES SENSIBILIZADAS PARA EL COTEJO.	132
TABLA 5. 9: PREDICCIONES EN 30 AÑOS DEL POZO JK2306.....	135
TABLA 5. 10: PREDICCIONES DE LA MACOLLA RS19.	141
TABLA 5. 11: CONDICIONES DE OPERACIÓN DE CABLES CALENTADORES.....	142

TABLA 5. 12: COMPARACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CON DIFERENTES TECNOLOGÍAS.....	143
TABLA 5. 13: PREMISAS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.	144
TABLA C. 1: TIPO DE TERMINACIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 1.	156
TABLA C. 2: TIPO DE TERMINACIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 2.	157
TABLA C. 3: MÁXIMA SEVERIDAD DE PATA DE PERRO DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 1.....	158
TABLA C. 4: MÁXIMA SEVERIDAD DE PATA DE PERRO DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 2.	159
TABLA C. 5: PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 1.	160
TABLA C. 6: PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 2.	161
TABLA C. 7: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 1.	162
TABLA C. 8: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA PARTE 2	163
TABLA F. 1: TASAS DE CALOR POR POZO SIMULADO.....	167
TABLA G. 1: COSTOS DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA CABLES CALENTADOR PARTE 1	168
TABLA G. 2: COSTOS DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA CABLE CALENTADOR PARTE 2	168

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 2. 1: FORMAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.	21
FIGURA 2. 2: CABLE CALENTADOR TRIFÁSICO #8 AWG.	27
FIGURA 2. 3: HERRAMIENTA DE GIRO/CENTRALIZADOR UTILIZADA POR LA TECNOLOGÍA CABLE #8 AWG.	28
FIGURA 2. 4: BLOQUE TERMINAL PARA CERRAR EL CIRCUITO DEL CABLE CALENTADOR UTILIZADO POR LA TECNOLOGÍA CABLE #8 AWG.	28
FIGURA 2. 5: DIAGRAMA DE INSTALACIÓN DEL CABLE CALENTADOR.	29
FIGURA 2. 6: COMPONENTES UTILIZADOS PARA CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN FONDO CON CABLE MINERAL AISLADO (MI).	30
FIGURA 2. 7: DISTINTAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS POR LA TECNOLOGÍA DE CABLE MI PARA CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN FONDO.	31
FIGURA 2. 8: SISTEMA DE ABRAZADERAS UTILIZADO POR LA TECNOLOGÍA DE CABLE MI.....	33
FIGURA 2. 9: COMPONENTES PRINCIPALES, NEMA 1, SERIE 1000.	35
FIGURA 2. 10: CORTO-CIRCUITO CON CABLE BES.....	36
FIGURA 2. 11: GUARDA CABLE PARA LA TUBERÍA DE COLA.	37
FIGURA 2. 12: SÚPER BANDAS PARA LA FIJACIÓN DEL CABLE EN LA TUBERÍA.	37
FIGURA 2. 13: DETALLES DEL CABEZAL DEL POZO.	38
FIGURA 2. 14: MODELOS DE CERO DIMENSIONES.	47
FIGURA 2. 15: MODELOS DE UNA DIMENSIÓN.....	48
FIGURA 2. 16: MODELOS DE DOS DIMENSIONES.....	49
FIGURA 2. 17: MODELOS DE TRES DIMENSIONES.	49
FIGURA 3. 1: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.	53

FIGURA 3. 2: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	54
FIGURA 3. 3: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.	55
FIGURA 3. 4: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA EMX PETROANZOATEGUI.	56
FIGURA 3. 5: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA DE SAN DIEGO DE CABRUTICA..	61
FIGURA 3. 6: LÍMITES DEL YACIMIENTO OFIINF SDZ-2X A1.....	62
FIGURA 4. 1: FLUJOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	69
FIGURA 4. 2: DIAGRAMA MECÁNICO DE POZO CON CEF.	71
FIGURA 4. 3: FORMATO DEL PROGRAMA CP DATA DISPLAY.....	72
FIGURA 4. 4: EXTRACCIÓN DE SUBMODELO EN BUILDER.	76
FIGURA 4. 5: VISTA 3D DEL SUBMODELO_JK.	77
FIGURA 4. 6: PERMEABILIDAD DEL PLANO IK EN LAS PERFORACIONES DEL POZO JK2306.	79
FIGURA 4. 7: VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL SUBMODELO_JK.....	81
FIGURA 4. 8: TIPOS DE ROCAS EN EL SUBMODELO_JK.....	82
FIGURA 4. 9: PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO (TIPO DE ROCA #1) DEL SUBMODELO_JK.....	83
FIGURA 4. 10: PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-LÍQUIDO (TIPO DE ROCA #1) DEL SUBMODELO_JK.....	83
FIGURA 4. 11: PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA_PETRÓLEO (TIPO DE ROCA #2) DEL SUBMODELO_JK.....	84
FIGURA 4. 12: PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-LÍQUIDO (TIPO DE ROCA #2) DEL SUBMODELO_JK.....	84
FIGURA 4. 13: PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO (TIPO DE ROCA #3) DEL SUBMODELO_JK.....	85
FIGURA 4. 14: PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-LÍQUIDO (TIPO DE ROCA #3) DEL SUBMODELO_JK.....	85
FIGURA 4. 15: PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN DE HEATING WELL EN BUILDER.....	88

FIGURA 4. 16: VISTA 3D DEL SUBMODELO_MACOLLA.	90
FIGURA 4. 17: POROSIDAD EN VISTA 3D DEL SUBMODELO_MACOLLA.	91
FIGURA 4. 18: PERMEABILIDAD EN VISTA 3D DEL SUBMODELO_MACOLLA.	91
FIGURA 4. 19: VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL SUBMODELO_MACOLLA.	92
FIGURA 4. 20: PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO (TIPO DE ROCA #1) DEL SUBMODELO_MACOLLA.	93
FIGURA 4. 21: PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-LÍQUIDO (TIPO DE ROCA #1) DEL SUBMODELO_MACOLLA.	93
FIGURA 4. 22: PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO (TIPO DE ROCA #2) DEL SUBMODELO_MACOLLA.	94
FIGURA 4. 23: PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-LÍQUIDO (TIPO DE ROCA #2) DEL SUBMODELO_MACOLLA.	94
FIGURA 4. 24: PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA-PETRÓLEO (TIPO DE ROCA #3) DEL SUBMODELO_MACOLLA.	95
FIGURA 4. 25: PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-LÍQUIDO (TIPO DE ROCA #3) DEL SUBMODELO_MACOLLA.	95
FIGURA 4. 26: DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DEL SUBMODELO_MACOLLA.	96
FIGURA 5. 1: ESTADO MECÁNICO TIPO CON CEF.	101
FIGURA 5. 2: COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO JK2306.	104
FIGURA 5. 3: COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA DEL POZO JK2306.	105
FIGURA 5. 4: COMPORTAMIENTO DEL RGP DEL POZO JK2306.	105
FIGURA 5. 5: COMPORTAMIENTO DE DECLINACIÓN DEL POZO JK2306.	107
FIGURA 5. 6: COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DE FONDO DEL POZO JK2306.	108
FIGURA 5. 7: COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO DE2004.	109
FIGURA 5. 8: COMPORTAMIENTO DE RGP DEL POZO DE2004.	110

FIGURA 5. 9: COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA DEL POZO DE2004.	110
FIGURA 5. 10: COMPORTAMIENTO DE DECLINACIÓN DEL POZO DE2004.	111
FIGURA 5. 11: COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DE FONDO DEL POZO DE2004....	112
FIGURA 5. 12: COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO GH2703.....	113
FIGURA 5. 13: COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA DEL POZO GH2703.....	114
FIGURA 5. 14: COMPORTAMIENTO DEL RGP DEL POZO GH2703.	114
FIGURA 5. 15: COMPORTAMIENTO DE DECLINACIÓN DEL POZO GH2703.	115
FIGURA 5. 16: COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DE FONDO DEL POZO GH2703. ..	116
FIGURA 5. 17: COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO NO2409.....	117
FIGURA 5. 18: COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA DEL POZO NO2409.....	118
FIGURA 5. 19: COMPORTAMIENTO DEL RGP DEL POZO NO2409.	119
FIGURA 5. 20: COMPORTAMIENTO DE DECLINACIÓN DEL POZO NO2409.	120
FIGURA 5. 21: SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS DEL ÁREA DE RESERVA.	128
FIGURA 5. 22: COTEJO DEL POZO JK2306.....	133
FIGURA 5. 23: TEMPERATURA EN LA CARA DE LA ARENA DEL POZO JK2306.	134
FIGURA 5. 24: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO JK2306 EN 30 AÑOS DE PREDICCIÓN.....	135
FIGURA 5. 25: PRODUCCIÓN DE AGUA Y GAS DEL POZO JK2306 EN 30 AÑOS DE PREDICCIÓN.....	136
FIGURA 5. 26: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO RS1905 EN 30 AÑOS DE PREDICCIÓN.....	138
FIGURA 5. 27: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO RS1906 EN 30 AÑOS DE PREDICCIÓN.....	139
FIGURA 5. 28: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO RS1909 EN 30 AÑOS DE PREDICCIÓN.....	140
FIGURA 5. 29: CAMBIO DE VISCOSIDAD DEL POZO RS1909.	143
FIGURA 5. 30: DIAGRAMA ARAÑA DE LA APLICACIÓN DEL CEF.	145

FIGURA A. 1: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO JK2306.....	153
FIGURA A. 2: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DE2004.....	153
FIGURA A. 3: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO GH2703.....	154
FIGURA A. 4: DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO NO2409.....	154
FIGURA B. 1: REGISTRO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO JK2306.....	155
FIGURA B. 2: REGISTRO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO DE2004.....	155
FIGURA B. 3: REGISTRO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO GH2703.....	155
FIGURA B. 4: REGISTRO DE LA SECCIÓN HORIZONTAL DEL POZO NO2409.....	155
FIGURA D. 1: TEMPERATURA DE WELLBORE A 30 AÑOS DE PREDICCIÓN CON CALENTAMIENTO DEL POZO JK2306.....	164
FIGURA D. 2: TEMPERATURA DE WELLBORE A 30 AÑOS DE PREDICCIÓN EN FRÍO DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA.....	164
FIGURA D. 3: TEMPERATURA DE WELLBORE A 30 AÑOS DE PREDICCIÓN EN CALIENTE DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA.....	165
FIGURA E. 1_ VISCOSIDAD EN FRÍO A 30 AÑOS DE PREDICCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA.	166
FIGURA E. 2: VISCOSIDAD EN CALIENTE A 30 AÑOS DE PREDICCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA DE RESERVA.	166

INTRODUCCIÓN

La explotación de petróleo pesado y extrapesado ha inducido a la innovación de técnicas para reducir costos e incrementar la producción, más aún cuando estos crudos representan la mayor parte de las reservas mundiales. En el caso de Venezuela, con un conjunto de reservorios que cuantifican más de trescientos mil millones de barriles de petróleo pesado y extrapesado, se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), ubicada al sureste del país, en la que uno de los problemas principales radica en la alta viscosidad que presentan dichos crudos por lo que se han tenido que aplicar métodos térmicos que por lo general son muy costosos.

En el Campo Zuata Principal, perteneciente a la Dirección Ejecutiva de la FPO Exploración y Producción, Empresa Mixta Petroanzoategui, se encuentra ubicado en la región Central-Sur del bloque Junín. Cuenta con una superficie aproximada de 299,50 Km², localizado a 81 Km. de la población del Tigre. En éste campo se tienen 410 pozos activos, 150 pozos estratigráficos, 18 pozos observadores y 168 pozos exploratorios. El mecanismo de levantamiento artificial predominante en el Campo son Bombas de Cavidades Progresivas (B.C.P).

Recientemente, en Petroanzoategui se ha aplicado el método térmico de Calentamiento Eléctrico a través de Cable Calentador en fondo. Dicho método forma parte de los procesos de recuperación mejorada de petróleo (E.O.R. por sus siglas en inglés: “enhancedoilrecovery”), diseñado con la finalidad de provocar un incremento de la temperatura del crudo para disminuir la viscosidad y mejorar su desplazamiento hasta superficie. En el proceso se disipa calor en las zonas de la formación más próxima al pozo sin intervención de fluidos de inyección. El método proporciona calor limitado en el yacimiento debido a la conducción térmica que es el único

mecanismo de transferencia de calor. Son usados como Cables Calentadores los cables de suministro de potencia de bombas electrosumergibles los cuales se instalan en la configuración mecánica del pozo.

En el siguiente trabajo de investigación se espera realizar una evaluación técnica económica, llevando a cabo un estudio de simulación de yacimiento con la intención de estimar el incremento de producción de los pozos del área de Reserva del campo Zuata Principal ante la instalación de la tecnología de Cable Calentador, en aras de masificación. Para ello, se seleccionarán aquellos pozos que cumplan con las premisas correspondientes a los criterios de selección que se diseñarán por medio del análisis de los ocho pozos que han sido completados y probados con cable calentador.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El crudo pesado y extrapesado de Venezuela se concentra en su mayoría en la Faja Petrolífera del Orinoco con 1,2 billones de barriles en sitio y unas reservas certificadas de 296.500 MMBN, lo que equivale a un 90 % de las reservas totales del país. Para explotar una mayor cantidad de reservas posible se deben resolver problemáticas operacionales comunes como producción de crudo de alta viscosidad, rápida producción de agua por movilidad adversa o conificación, producción de arena (arenas no consolidadas) y finos, manejo del agua en superficie asociada a los proyectos térmicos, disponibilidad de agua para la generación de vapor, generación de H₂S en proyectos térmicos y su manejo en superficie, entre otros.

La empresa Mixta Petroanzoategui, operadora del Campo Zuata Principal del bloque Junín, se ha planteado como reto tecnológico la aplicación de mecanismos de recuperación mejorada de hidrocarburos, en lugar de mantener el mismo esquema de explotación usando procesos convencionales de producción primaria y secundaria. Específicamente, los alcances de aplicación están orientados al método de Calentamiento Eléctrico usando Cable Calentador en los pozos del Área de Reserva del Campo Zuata Principal que mantienen su completación original para optimizar el activo de la empresa y provocar un incremento del potencial de producción a corto plazo, garantizándose de esta manera la operatividad eficiente y sostenida del Campo.

En este caso, se tiene cierta experiencia en el Campo ya que la tecnología de CEF se implementó en 8 pozos, obteniéndose resultados satisfactorios como por ejemplo en el pozo JK-23-06 de la macolla JK-23 que fue instalado el 27 de marzo del 2010, observándose en el primer año de prueba un aumento de la producción en un 21%, la mejora del perfil de presiones en el pozo, disminución de la viscosidad de crudo muerto en el fondo de pozo desde 14.500 cp en condición en frío (120°F) hasta 3.500cp (150°F) y el perfeccionamiento de parámetros operativos como el torque y el amperaje de consumo de la bomba.

El área de estudio del presente trabajo de investigación comprende los 88 pozos del Área de Reserva del Campo Zuata Principal y cuenta con una superficie aproximada de 56 Km², localizada a 81 Km al suroeste de la población del Tigre. También, abarca 4 pozos del Área Tradicional del mismo Campo donde ya fue probado el sistema de calentamiento eléctrico. Las reservas de petróleo asociadas a esta área forman parte de las reservas probadas del yacimiento OFINF SDZ-2XA1 donde el crudo presenta Gravedad API de 9,3 y una viscosidad de crudo muerto de 5.000cp a una temperatura de 135°F.

En respuesta a la problemática evidente y a la política de aplicación de tecnologías que ayuden a optimizar la producción, se plantea realizar una evaluación técnica del incremento de la productividad de los pozos del Área de Reserva ante la masificación de la instalación CEF con la ayuda del simulador térmico STAR de CMG (ComputerModellingGroupLtd), haciendo uso de los criterios de selección que se desean construir con los resultados de los pozos ya experimentados con esa tecnología, y sumándose a esto es pertinente la realización de una evaluación económica para fijar límites de rentabilidad, tomando en cuenta que se dispone de materiales y equipos en los depósitos de la empresa.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General:

Evaluar técnica y económicamente la aplicación la tecnología de cable calentador en los pozos del Campo Zuata Principal.

1.1.2 Objetivos Específicos:

- Analizar el estado mecánico de pozos completados con tecnología de CEF.
- Evaluar el comportamiento de producción de pozos completados con tecnología de CEF.
- Establecer criterios técnicos de selección de pozos candidatos para la instalación de CEF.
- Estimar el incremento de producción a partir de la aplicación de la técnica de CEF en los pozos seleccionados del Área de Reserva mediante simulación de yacimiento.
- Establecer límites de rentabilidad económica de la aplicación de la tecnología de CEF.

1.2 ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN

En el presente proyecto se llevará a cabo una evaluación del comportamiento de producción a través de una simulación de yacimiento para evaluar el desempeño de producción de los pozos del Campo Zuata Principal de la Faja Petrolífera del Orinoco, División Junín PDVSA, aplicando el Método de Calentamiento Eléctrico con tecnología de Cable Calentador para tratar de masificar la tecnología en el campo y ser instalada en un futuro cercano. Sumado a esto, se realizará la matriz de evaluación para la selección de los pozos con las condiciones óptimas para el uso de la tecnología de Cable Calentador. A parte de esto, se llevará a cabo un análisis

económico para evaluar costos de materiales y equipos, y de sus respectivas instalaciones.

El alcance del estudio engrana la evaluación del desempeño histórico de los parámetros de producción y operación de 88 pozos localizados en el área de Reservas distribuidos en las macollas PQ17, PQ23, RS19 y RS25. Así como los 8 pozos en los que la técnica de CEF ha sido experimentada.

Las corridas de simulación se realizarán con el software STAR de ComputerModellingGroupLtd (C.M.G). La instalación y seguimiento operacional del cable calentador en los pozos en el área de estudio no está contemplado en este trabajo.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En la actualidad, se estima que el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extrapesados y el 36% a petróleos convencionales lo que ha ocasionado el interés de las empresas petroleras por este tipo de crudos. Venezuela cuenta con un gran potencial de crudos pesados y extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco, donde las reservas ascienden a 258.329 MMBN de petróleo, de las cuales corresponden a crudo pesado 3.791 MMBN y a crudo extrapesado 254.538 MMBN, es por eso que, se han implementado la perforación de macollas formadas por pozos horizontales con secciones aproximadas de 3.000 pies, usando en su configuración linerranurado para una mayor área de contacto y por ende una mayor producción. También, se han ejecutado mecanismos de recuperación térmica como Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (S.A.G.D, por sus siglas en inglés: SteamAssistedGravityDrainage) SAGD e Inyección Alterna de Vapor (I.A.V) para aumentar la producción.

En los dos últimos años se ha implementado la tecnología nacional de Cables Calentadores demostrándose su factibilidad en el Campo Zuata, por lo que es importante, para un pronunciado aumento de la producción, masificar la tecnología en el mismo y en este caso se instala con materiales existentes, lo que implica un ahorro económico importante para la empresa en comparación con los mecanismos mencionados anteriormente. Cabe destacar que la técnica implementada atiende directamente el problema de la viscosidad elevada del crudo pesado y extrapesado ya que ésta perjudica el factor de recobro en una producción en frío y es necesario mejorar esta propiedad del crudo para optimizar la productividad de los pozos e incluso para que el fluido pueda ser bombeado, es por eso que se plantea el Calentamiento Eléctrico con tecnología de Cables Calentadores el cual puede disminuir las fuerzas viscosas con un aumento de la temperatura.

En base a las razones anteriormente mencionadas se hace obligatoria la evaluación técnica mediante una simulación de yacimientos del Calentamiento Eléctrico en fondo y una evaluación económica de la instalación del mismo en el Campo Zuata Principal.

1.4 LIMITACIONES

- Limitaciones asociadas a los errores de la medición de producción y presiones provocados por sensores dañados, a la incertidumbre que presentan los parámetros de campo disponibles y las referidas a los procesos de simulación.
- Información limitada o de antecedentes que sirvan como base para la elaboración y análisis de los modelos de simulación para la técnica de Calentamiento Eléctrico.
- No se cuenta con los datos de presión estática actualizados por lo que se usaran los registrados para el año 2012.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

2.1.1 Dias, A. (2009). En el Trabajo de Grado que lleva por título: “Simulación del Calentamiento Eléctrico en fondo de pozo para crudos pesados y extrapesados” se realizó un estudio de simulación en los campos Morichal, Socorro y Orocuál donde se hicieron sensibilidades en modelos de pozos horizontales con levantamiento artificial por Bomba de Cavidades Progresivas (BCP), para distintos suministros de potencia (60, 90, 120 y 200 kW). Para el mejor de los casos simulados se obtuvo un incremento en la tasa de producción de hasta 45% en pozos con secciones horizontales largas y altos valores de viscosidad; incremento en las presiones de fondo fluyente y entrada a la bomba de 20%; cerca de 30% de reducción del torque ejercido por las cabillas del sistema BCP e incrementos de temperatura entre 20 y 40%, para pozos de largas y cortas secciones horizontales, respectivamente. El área Morichal se propuso como la mejor ventana de aplicación del método de calentamiento eléctrico en fondo de pozo.

2.1.2 Calderon, J. (2012). En el Trabajo de Grado que lleva por título: “Evaluación del Diseño Operacional y de producción del sistema de calentamiento eléctrico en fondo para pozos del yacimiento OFI INF SDZ-2XA1 de crudo extrapesado del Distrito Cabrutica” se evaluó el desempeño operacional y de producción del sistema de calentamiento eléctrico en fondo con el estudio del comportamiento de producción de 4 pozos mediante el simulador PIPESIM. Se obtuvo como resultado el radio de calentamiento alcanzado por el sistema de 11,628 pulg dentro de la formación, medido a partir de la cara externa del

liner, además de ser un optimizador del sistema de levantamiento artificial. La evaluación económica reflejó un VPN de 23.389 M\$, un TIRM de 158.94% y un TPD de 0,04 Años, lo que colocó al proyecto en una posición económicamente rentable.

2.1.3 Martínez, H. (2012). En el Trabajo de Grado que lleva por título: “Evaluación del sistema de calentamiento eléctrico en fondo de pozo como proyecto piloto para la recuperación de crudo pesado en el Campo Orocual” se tenían como objetivos la selección de un pozo candidato que cumpla con los criterios para la aplicación del Sistema de Calentamiento Eléctrico en Fondo (SCEF), analizar el comportamiento de las tasas de producción del pozo seleccionado con la aplicación de dicho sistema y la determinación del sistema de levantamiento artificial óptimo para ser aplicado en conjunto con el SCEF de pozo. Una vez seleccionado el pozo que cumpliera con premisas tales como %AyS<20, Qo entre 200 BNPD y 500 BNPD y viscosidades entre 1500 a 15000 cp, se realizaron corridas de simulación con el uso del simulador PIPESIM, obteniéndose una recuperación de crudo de 327 MBN para el pozo con el SCEF en un intervalo de 10 años con un incremento de temperatura de 34°F, atribuible a que el pozo tenía una producción original aproximada de 120 BNPD e incrementó a 166 BNPD, lo que se traduce en un incremento del 38% de la producción. El método de levantamiento artificial para ser aplicado junto al Sistema de Calentamiento Eléctrico en Fondo en el pozo con SCEF es el bombeo de cavidades progresivas (BCP).

2.1.4 Osuna, C. (2008). En el Trabajo de Grado que lleva por título: “Propuesta de aplicación del Calentamiento Eléctrico en fondo de pozo, para el incremento de producción de crudo pesado y extrapesado del Distrito Morichal” se predijo el comportamiento de producción de 6 pozos con la aplicación de calentamiento eléctrico en fondo mediante análisis nodal con el uso de los programas PIPESIM y RODSTAR/PC-PUMP. Los pozos candidatos fueron seleccionados en función de características de producción establecidas como

RGP<500 PCN/BN y %AyS<15 además de cumplir con la condición de ser pozos verticales activos. Se concluyó que el Pozo CI 33 fue el que cumplió con las premisas definidas para la selección del mejor comportamiento de producción y que el pozo obtuvo un incremento de producción del 26% (56 BNPD) e índice de productividad de 0,81 BND/LPC a 1,04 BND/LPC, el radio de calentamiento alcanzado con el pozo cerrado por 7 días es de 3,5 pulg correspondiente a la formación. La propuesta fue muy viable técnicamente y rentable económicamente.

2.1.5 Gasbarri S.; Díaz, A.; Guzman, M. (2011). Este documento analizó el efecto del calentamiento eléctrico en fondo de pozo sobre la producción y el factor de recobro de los yacimientos de crudo extrapesado. Este estudio fue realizado por medio de una simulación numérica, analizando los parámetros más influyentes a través de una matriz experimental de 24 casos corridos en un pozo horizontal de 2000 pies. 4 tipos de crudos fueron estudiados, 8.1, 10, 12 y 15 °API. Los espesores del yacimiento usados fueron 300 y 80 pies y las tasas de calentamiento fueron de 1.6e07 y 5e07 BTU/D. Para este estudio se realizó un promedio de todos los parámetros petrofísicos de la Faja Petrolífera del Orinoco. La presión estática fue de 1200 lpc, una porosidad promedio uniforme de 32% y una permeabilidad en dirección X y Y de 7000Md. Basado en los estudios de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco, las condiciones límites de producción establecidas para todas las simulaciones fueron: mínima presión de fondo fluyente de 300 lpc y una máxima tasa de 2500 BNPD. el trabajo fue realizado usando simuladores ComputerModellinGroupLtd, (CMG). Comenzando con un modelo “Black Oil” en el simulador Imex y luego fue convertido al simulador Stars. Fue definido un tiempo de explotación de 42 años. Después de 42 años de explotación, para crudos de 8.1 °API, el factor de recobro obtenido para un agotamiento natural fue de 8.27% con un espesor de 80 pies y 4.2% con un espesor de 300 pies. Para el mismo tipo de crudo, el incremento del factor de

recobro fue de 60% y 33.5% para yacimientos con espesores de 300 y 80 pies, respectivamente. Para crudos de 15°API, el factor de recobro para un agotamiento natural fue de 14.68% en un yacimiento con 80 pies de espesor. El mismo solo incremento en 3.82% con calentamiento en el pozo, lo que quiere decir que el sistema de calentamiento eléctrico es más efectivo para crudos extrapesados.

2.1.6 Rangel-German, J. Shembre, C. Sandberg, A.R. Kovscek. (2004). Este documento explora el calentamiento eléctrico resistivo que provee un cable mineral aislado y su uso para el mejoramiento del factor de recobro en aquellos yacimientos donde la inyección de vapor no es factible. El calentamiento del yacimiento con el cable mineral aislado ocurre en las vecindades del pozo, y el método no confía en la formación como conductora de electricidad. La presión inicial en el modelo es 1300lpc, la porosidad es de 35%, se asume inicialmente que no hay gas libre, la permeabilidad es homogénea, isotrópica e igual a 500md. Varios escenarios fueron corridos con el simulador Stars de ComputerModellingGroupLtd, donde se sensibilizó la presión de fondo fluyente y la tasa de calor. Los peores recobros fueron obtenidos bajo condiciones en frío y el mejor recobro fue obtenido con la mínima presión de fondo fluyente 100lpc y el máximo calor de 300BTU/(h/ft)[288W/m]. En este caso, el recobro acumulado en relación al caso base incrementó en un 100%. Se observó que la extensión de la región calentada es aproximadamente 60 pies en la dirección horizontal y se cubrió prácticamente la altura entera de la capa. Las temperaturas en la zona calentada varían desde 60°F a más de 120°F muy cerca del hoyo. El incremento de la temperatura de solo 5.5°F redujo la viscosidad del crudo significativamente y también la resistencia del flujo fue reducida en proporción al calentamiento. Se demostró que el calentamiento eléctrico usando cable mineral aislado es un método económico para la producción de petróleo pesado.

2.1.7 Assurance. J.C.M Escobar-Remolina, SPE, W.Barrios, Ecopetrol S.A, B. Silva, Insurcol Ltd. (2012). En este trabajo se colocó calentamiento eléctrico a través de un cable en una sección de 900 metros desde el cabezal del pozo a la Estación de Tratamiento de Tisquirama-Colombia. La razón de aplicación de la tecnología fue porque el fluido no podía ser bombeado, su viscosidad era de 47800cp para un crudo de 9.9 °API. El calentamiento provocó un incremento de la temperatura de los fluidos de 104°F hasta 160°F al llegar a la Estación de tratamiento. La producción del pozo con diluyente era alrededor de 150 BNPD y a consecuencia del calentamiento la misma fue de 350 BNPD lo que representa un aumento de 133%. Adicionalmente, una ventaja obtenida fue la fácil separación del agua en la estación de tratamiento en solo un paso lo que ayuda a una entrega rápida al oleoducto.

2.1.8 Rodríguez, R. Bashbush, J. Rincón, A. En un modelo representativo de un Campo en el Área de Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco se estudiaron varios escenarios ante la aplicación de calentadores en fondo de pozo. Se evaluó la aplicación temprana de los calentadores en un tiempo limitado para acelerar la producción una vez implementado el mecanismo de recuperación mejorada SAGD (SteamAssistedGravityDrainage). El modelo preparado para este estudio incorporó características petrofísicas y de fluido del Área de Ayacucho, es crudo pesado de 9 °API. El simulador térmico composicional usado fue Eclipse y las propiedades del mallado de 58480 celdas fueron 31% de porosidad, 7000 md de permeabilidad y 0.95 de NTG, la capacidad calorífica de la roca es de 85 BTU/ft³/°F y la conductividad térmica 84 BTU/ft/day/°F. Los primeros casos generados consistieron básicamente en probar un calentamiento de aproximadamente 4 millones BTU/D y 50 millones BTU/D en un pozo vertical con 85 pies de espesor y un pozo horizontal de 1000 pies de sección horizontal, respectivamente, se cerraron los pozos por 90 días y pusieron en producción por 15 años. En este caso el radio de la zona calentada en ese tiempo fue menor de 20 pies para el

pozo vertical y 30 pies para el pozo horizontal. Otro de los casos se basó en la aplicación del calentamiento por tres años en un pozo horizontal para luego implementar el proceso de SAGD con una tasa de calor de 50 millones BTU/D. los beneficios adicionales de esta combinación de tecnologías está relacionado con el funcionamiento mejorado del proyecto de inyección de vapor a una presión más baja que permita un mejor uso del calor latente de vapor de agua para calentar los fluidos y la formación. Una de las conclusiones a las que se llegó en este trabajo fue que los calentadores de fondo de pozo estimulan y aceleran la recuperación de crudo pero no causa un efecto significativo en el factor de recobro, además se demostró que un período de precalentamiento con el pozo cerrado provee mejoras en las eficiencias operacionales y que el período de producción acelerada para los pozos horizontales es más corto que el obtenido en un pozo vertical con un calor equivalente.

2.2 CRUDOS EXTRAPESADOS (CXP)

Los crudos extrapesados se caracterizan por ser altamente viscosos, contiene altas concentraciones de asfaltenos, resinas y heteroátomos tales como: nitrógeno, azufre y oxígeno así como metales (V y Ni). Según el Instituto Americano de Petróleo los crudos se clasifican en: Crudo Liviano con grado API mayor a 31.1, Crudo Mediano con grado API entre 22.3 y 31.1, Crudos Pesados con grados API entre 10 y 22.3 y Crudos Extrapesados con grados API menores a 10.

Los crudos extrapesados, tal como los crudos convencionales, estaban inicialmente en yacimientos profundos, pero migraron hacia la superficie de la tierra donde pudieron ser degradados por bacterias dejando libres hidrocarburos livianos que se escaparon a la atmósfera. Como consecuencia, los hidrocarburos pesados se transformaron en hidrocarburos extrapesados ricos en núcleos aromáticos y nafténicos que siguen caracterizando los crudos extrapesados actuales en comparación con crudos más

convencionales. Este cambio explica la baja gravedad del crudo extrapesado, su viscosidad elevada, su alto contenido en carbono, y las dificultades para su procesamiento en términos de mejoramiento o refinación de sus cortes.

Los yacimientos de crudos extrapesados son pocos profundos con arenas no consolidadas, por las bajas presiones del mismo se hace necesaria la aplicación de mecanismos de levantamiento artificial y la dilución de los fluidos para poder ser bombeados.

2.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO ^[1]

Las distintas experiencias realizadas con los sistemas de recuperación convencional de petróleo, han permitido identificar y puntualizar los problemas relacionados con la recuperación de petróleo, a saber: barridos incompletos del yacimiento (por bloqueos, trampas, canalización microscópica) y bloqueo de residuos de petróleo por fuerzas capilares en las zonas barridas (bloqueo microscópico). Para ellos, se implementan procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR, del inglés “enhancedoilrecovery”), que son más efectivos en el barrido especial por la reducción de la relación de movilidad entre los dos fluidos, especialmente por aumento de la viscosidad del fluido inyectado (o por disminución de la del desplazado), y disminución o eliminación de las fuerzas capilares, a fin de alcanzar la miscibilidad de ambos fluidos.

Es bien sabido que existen, básicamente, 3 factores físicos que dejan altas saturaciones de petróleo remanente después de efectuar la recuperación primaria y secundaria. Estos son: alta viscosidad de petróleo, fuerzas interfaciales y heterogeneidad del yacimiento.

La matriz porosa de una roca muestra diferentes grados de permeabilidad para el petróleo, agua y gas. Esto es una cualidad inherente o propia de un sistema de yacimiento dado, que no es afectado, mayormente, por los procesos normales de la

recuperación. Las características de la permeabilidad relativa de un campo de petróleo son consideradas a escala micro (poro-a-poro).

En yacimientos heterogéneos, el problema es la variación de la permeabilidad sobre una sección vertical del yacimiento, lo que implica que el desplazamiento a escala macro será bastante eficiente. Los fluidos se desplazarán preferiblemente a las secciones de más alta permeabilidad de un yacimiento, dejando, a menudo, la mayor parte del petróleo no afectado en las de más baja permeabilidad. La continua inyección de agua afecta las de alta permeabilidad, en las que ya se han agotado los mecanismos de recuperación a escala micro.

Los procesos EOR se han diseñado con la finalidad de solventar estos problemas a escala micro y macro, y consisten, a grosso modo, en utilizar aditivos usualmente hidrocarburos o gases (CO_2 , N_2 , gas natural, etc) químicos o térmicos para alcanzar el volumen máximo de petróleo posible en el sitio (a escala macro), e impactar tanto la eficiencia de la unidad desplazante como el petróleo, de manera tal de darle movilidad (a escala micro).

Los métodos EOR comprenden todas aquellas técnicas que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el petróleo que no puede ser producido económicamente por medios convencionales. Estos métodos se pueden dividir en:

- Métodos químicos: inyección de polímeros, surfactantes, surfactantes-polímeros, álcalis/polímeros y álcalis-surfactantes-polímeros.
- Métodos de inyección de gas miscible/inmiscible: gas de hidrocarburos, dióxido de carbono, nitrógeno, gas de combustión, e inyección parcial de gas miscible/inmiscible).
- Métodos térmicos: inyección de vapor, agua caliente, combustión en sitio y calentamiento eléctrico.
- Microorganismos.

- Inyección alternada de agua y gas.

Combinación de métodos: combustión en sitio-espumas, inyección de vapor y polímeros, e inyección de vapor y carbamida.

2.4 TRANSFERENCIA DE CALOR ^[2]

La transferencia de calor es la ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre cuerpos materiales, como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta transferencia de energía se define cómo calor. La ciencia de la transferencia de calor pretende no sólo explicar como la energía térmica puede ser transferida, sino también predecir la rapidez con la que, bajo ciertas condiciones específicas, tendrá lugar esa transferencia

2.4.1 Transferencia de Calor por Conducción ^[2]

La transferencia de calor por conducción ocurre cuando en un cuerpo existe un gradiente de temperatura, ocurriendo una transferencia de energía desde la región a alta temperatura hacia la región de baja temperatura. Se dice que la energía se ha transferido por conducción y que el flujo de calor por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura, como se muestra en la **Ecuación 1**.

$$q = -k * A * \frac{\partial T}{\partial x} \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

q: Flujo de calor, (W).

$\partial T/\partial X$: Es el gradiente de temperatura en la dirección de flujo de calor, (°C/m).

K: Constante positiva de la conductividad térmica del material, (W/m. °C).

A: Área, (m²).

2.4.2 Transferencia de Calor por Convección ^[2]

La transferencia de calor por convección se produce por intermedio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos, al calentarse, aumentan de volumen y por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido.

La transferencia de calor implica el transporte de calor en un volumen y la mezcla de elementos macroscópicos de porciones calientes y frías de un gas o un líquido. Se incluye también el intercambio de energía entre una superficie sólida y un fluido o por medio de una bomba, un ventilador u otro dispositivo mecánico (convección mecánica, forzada o asistida).

En la transferencia de calor libre o natural un fluido es más caliente o más frío y en contacto con una superficie sólida, causa una circulación debido a las diferencias de densidades que resultan del gradiente de temperaturas en el fluido.

La transferencia de calor por convección se expresa con la ley del Enfriamiento de Newton; donde (h) es el coeficiente de convección (o coeficiente de película), (As) es el área del cuerpo en contacto con el fluido, (Ts) es la temperatura en la superficie del cuerpo y (Tinf) es la temperatura del fluido lejos del cuerpo como se muestra en la

Ecuación 2.

$$q = h * A_s * (T_s - T_{inf}) \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

q: Flujo de calor, (W).

h: Coeficiente de convección, (W/m².°C).

As: Área del cuerpo en contacto con el fluido, (m²).

Ts: Temperatura en la superficie del cuerpo, (°C).

Tinf: Temperatura del fluido lejos del cuerpo, (°C).

2.4.3 Transferencia de Calor por Radiación ^[2]

En contraposición a los mecanismos de la conducción y la convección, donde la transferencia de energía involucra un medio material, el calor puede también transferirse a zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. El análisis de la radiación electromagnética que se propaga como resultado de una diferencia de temperatura se llama radiación térmica. Consideraciones termodinámicas muestran que un radiador térmico ideal, o cuerpo negro, emitirá energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie, como lo muestra la **Ecuación 3**.

$$q_{emitido} = \sigma * A * T \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

σ : Constante de proporcionalidad de Stefan-Boltzman (5,669e-8 W/ (m²x°K⁴).

A: Área (m²).

T: Temperatura (°K).

2.5 LEY DE JOULE

Se conoce como efecto Joule al fenómeno irreversible por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en

calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. El nombre es en honor a su descubridor, el físico británico James Prescott Joule.

El movimiento de los electrones en un cable es desordenado, esto provoca continuos choques entre ellos y como consecuencia un aumento de la temperatura en el propio cable.

2.6 RESISTENCIA ELÉCTRICA ^[2]

Resistencia eléctrica es toda oposición que encuentra la corriente a su paso por un circuito eléctrico cerrado, atenuando o frenando el libre flujo de circulación de las cargas eléctricas o electrones. Cualquier dispositivo o consumidor conectado a un circuito eléctrico representa en sí una carga, resistencia u obstáculo para la circulación de la corriente eléctrica. En términos matemáticos la resistencia se expresa mediante la **Ecuación 4**.

$$R = \frac{V}{I} \text{Ecuación 4}$$

Donde:

R: Resistencia, (Ω).

V: Voltaje, (voltios).

I: Corriente, (amperios).

2.7 POTENCIA ELÉCTRICA^[2]

La Potencia Eléctrica (P) de cualquier dispositivo es igual al diferencial de voltaje (ΔV) a través de dicho dispositivo multiplicado por la corriente (I). Como se observa en la **Ecuación 5**.

$$P = I * \Delta V \text{ Ecuación 5}$$

Dónde:

P: Potencia eléctrica, (KW). I: Intensidad de corriente (Amp).

ΔV : Diferencial de voltaje (Voltios).

2.8 TÉCNICA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

El calentamiento eléctrico es un método de recobro mejorado que consiste en introducir calor dentro de la formación sin fluidos de inyección. Esta técnica ha sido aplicada con éxito en regiones cerca de la cara de la arena. El método de calentamiento eléctrico puede ser hecho de varias maneras: calentamiento óhmico, calentamiento por inducción y calentamiento resistivo (figura 2.1).^[3]

En el método de calentamiento por inducción la corriente es inducida en el casing el cual sirve como un elemento calentador, y el calor es generado dentro y fuera del pozo. Este proceso mejora la movilidad en la región cercana a la cara de la arena y actúa como un daño negativo. Otro método es el calentamiento resistivo de formación, donde la formación misma sirve como un resistor o conductor de electricidad. La corriente eléctrica es conducida dentro del reservorio por el agua connata, la salinidad del agua en sitio suministra la conductividad. Esta técnica usa electrodos en fondo de pozo, usualmente colocado dentro de un productor o un inyector, que son compatibles ya sea con un pozo adyacente o con la superficie. Por otro lado, otra técnica de calentamiento eléctrico propuesto es el calentamiento de

radio frecuencia y de microondas usando energía de alta frecuencia para calentar el reservorio.^[3]

En contraste, el método de calentamiento óhmico (también llamado resistivo) usa un elemento resistor de calentamiento dentro del pozo para generar calor como un calentador eléctrico de agua casero. El uso principal de este tipo de herramientas es calentar el crudo dentro del pozo lo suficiente para mejorar la eficiencia del sistema de levantamiento artificial. Por otro lado, ayuda a tratar con la viscosidad del crudo dentro de la formación, transfiriendo calor en la cercanía de la cara de la arena por conducción térmica de la roca y los fluidos. Por esta razón, trabajos previos afirman que el efecto del influjo del reservorio es limitado.^[3]

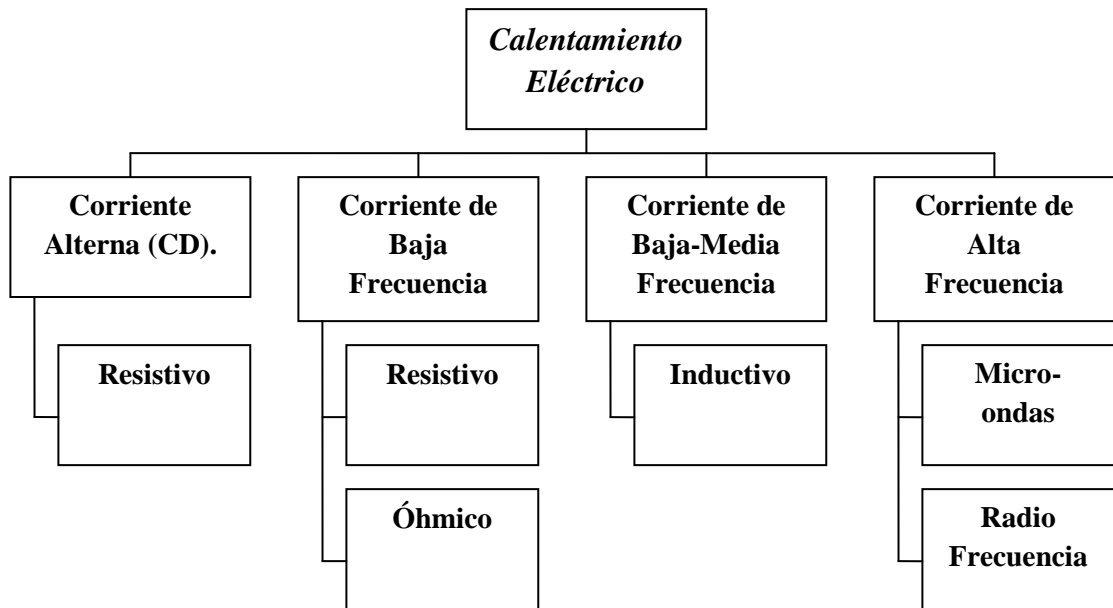


Figura 2. 1: Formas de Calentamiento Eléctrico.^[3]

Los crudos pesados y extra pesados exhiben altos valores de viscosidad aproximadamente entre 100cps y 5000cps a condiciones de yacimiento, específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco lo cual hace que su explotación

deba intervenir aplicaciones de nuevas tecnologías para hacer que su producción sea rentable.

Para aumentar la producción de aquellos pozos de petróleo pesado y extra pesado se aplican entre otras, técnicas térmicas como Inyección Alternada de Vapor (I.A.V.), Inyección Continua de Vapor (I.C.V.), Combustión In-Situ, Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (S.A.G.D, por sus siglas en inglés: *SteamAssistedGravityDrainage*), Inyección de Aire tipo T.H.A.I. (por sus siglas en inglés: *Toe-to-Heel Air Injection*), Vibrosísmica, Microondas y Calentamiento Eléctrico; los cuales tiene el fin de producir calor en el yacimiento y cada uno se usa en diferentes escenarios dependiendo de las condiciones presentes como las profundidades de las formaciones, permeabilidades, tecnologías disponibles, disposición de las empresas, entre otras.

Se puede definir entonces al Calentamiento Eléctrico como una técnica de recuperación térmica destinada a ser usada en pozos que producen petróleo pesado y extra pesado ya que su aplicación se enfoca a reducir la viscosidad tan alta que caracteriza a este tipo de crudos, mediante el incremento de la temperatura en el fondo del pozo, disminuyendo así la resistencia al flujo aumentando posteriormente la producción. Además, controla la limpieza del hoyo. El Calentamiento Eléctrico también es llamado proceso de mejoramiento de crudo in-situ ya que las herramientas usadas son colocadas en el fondo del pozo y afectan la parte productora del hoyo y su vecindad inmediata.^[4]

El método más antiguo para producir calor en los yacimientos es usar los calentadores de fondo. Una de las primeras referencias de esta práctica está en una patente otorgada en 1865. El propósito primario de los calentadores de fondo, como se menciona anteriormente, es reducir la viscosidad y con esto, incrementar la tasa de producción de crudos pesados, aunque ocasionalmente los calentadores se utilizan para mantener el crudo a una temperatura por encima del punto de fluidez durante su

movimiento hasta la superficie, y para remover o inhibir la formación y deposición de sólidos orgánicos, tales como, parafinas y asfaltenos.^[4]

El calentamiento eléctrico (o electromagnético) de una formación puede ocurrir de varias maneras, dependiendo de la frecuencia de la corriente eléctrica utilizada por la herramienta. En el rango de alta frecuencia (frecuencia de radio y microondas), prevalece el calentamiento dieléctrico, y los dipolos formados por las moléculas tienden a alinearse por sí mismos con un campo magnético. La alternación de este campo induce un movimiento rotacional en los dipolos, con una velocidad proporcional a la frecuencia de alternación. El movimiento molecular podría resultar en un calentamiento significativo, como es visto en hornos microondas. La profundidad de penetración de la microonda es usualmente pequeña y la antena que genera las ondas puede ser colocada en un hoyo perforado cerca del pozo productor.^[4]

Cuando es usada la corriente alterna a baja frecuencia, el calentamiento resistivo u óhmico es dominante; ya que la energía eléctrica es convertida en energía térmica. Este tipo de calentamiento se clasifica a su vez en resistivo e inductivo. En el calentamiento resistivo, tal como su nombre lo dice trabaja con un elemento que ofrece cierta resistencia al paso de la corriente eléctrica. Este elemento se calienta a medida que la corriente eléctrica que pasa por él logra la excitación de los electrones de la última capa de los átomos del elemento resistivo en cuestión. Dicha dificultad u oposición que una corriente eléctrica tiene para circular por un conductor eléctrico, “paga” un cierto “precio” en forma de “energía disipada por calor”, la que es producida por esta circulación.^[4]

Por otro lado, en el calentamiento inductivo, la corriente alterna fluye a través de un conjunto de conductores e induce un campo magnético en el medio que lo rodea. Esta transformación de parte de la energía eléctrica en un campo magnético, induce corrientes secundarias, cuya circulación en el medio genera calor. Este calentamiento inductivo se logra mediante la colocación de una bobina primaria de un

transformador de corriente dentro del revestidor en el fondo del pozo. La sección del revestidor adyacente al transformador actúa como una bobina secundaria de un solo giro. Las grandes corrientes inducidas resistivamente calientan el acero del revestidor, y el calor se transfiere a la formación por conducción térmica.^[4]

En el calentamiento del hoyo, la parte calentada es el intervalo productor. Generalmente, la producción y el calentamiento se realizan a la vez, pero a veces se hacen en forma alternada. El calor es transferido al yacimiento desde el pozo, principalmente, por conducción térmica; en contracorriente a la transferencia de calor que ocurre del yacimiento hacia fuera mediante los fluidos producidos. El mecanismo de convección también se encuentra implicado aunque con poca influencia, ya que la producción de los fluidos del yacimiento trae consigo calor de regreso, disminuyendo así la tasa neta a la cual el calor es transferido desde el pozo hacia el interior del yacimiento. Esto puede ser un problema particularmente serio en aquellos pozos que producen altos porcentajes de agua. Sin embargo, al aumentar la temperatura alrededor del pozo, o más bien al reducir la viscosidad del crudo ubicado en la cercanía del pozo, se reducirá el porcentaje de agua producida.^[4]

Generalmente, los calentadores de fondo se dejan “encendidos”, excepto en el caso de crudos livianos parafínicos, en cuya instancia es más económico el funcionamiento intermitente. Algunos operadores optan por cerrar la producción, mientras mantienen el calentador funcionando. Este procedimiento permite que en yacimiento se alcancen temperaturas ligeramente más altas. La respuesta de la producción de petróleo es generalmente insensible a la secuencia de producir y calentar y depende principalmente de la cantidad de energía térmica en el yacimiento, excepto donde exista deterioro en el yacimiento debido a sólidos orgánicos sensibles a la temperatura. La ubicación de los calentadores de fondo reviste una importancia capital. Estos no deben ubicarse por encima de zonas que estén produciendo fluidos a altas tasas. La producción proveniente de los intervalos más profundos inevitablemente arrastrará calor a lo largo de la tubería de producción y reducirá el calor disponible que habrá de ser transferido al intervalo “más somero” deseado. En

tal sentido, el calentador usualmente es colocado frente a la zona productora cuando la finalidad del método es estimulación térmica, independientemente de la tasa de producción, y para crear mayor incidencia de calor en dicho intervalo deseado.^[4]

La tasa de calor generada por los calentadores de fondo está limitada por la temperatura máxima a la cual pueden funcionar con seguridad los calentadores. Las mejoras típicas en las tasas de producción de petróleo van de pequeños porcentajes hasta un factor de tres (3) veces, pero generalmente se aproxima al doble. Usualmente, se utiliza el 10% del calor generado por el calentador para calentar el fluido producido. Los calentadores de fondo de por sí están limitados a producir tasas de energía que son bajas en comparación con las corrientemente alcanzadas con la inyección de vapor. Las temperaturas máximas deben ser limitadas por un número de razones:

- Deben evitarse puntos calientes que pudieran producir fallas en el metal.
- Las altas temperaturas pueden incrementar las tasas de corrosión en ciertos ambientes hoyo abajo.^[4]

El calor excesivo puede ocasionar la formación de coque o la precipitación de sólidos orgánicos que pueden desmejorar la productividad e inhibir la transferencia apropiada de calor desde el calentador hasta los fluidos, causando así fallas por sobrecalentamiento.^[4]

En cuanto a las distribuciones radiales de temperatura en el yacimiento en la proximidad del pozo calentado, se menciona que a medida que la tasa másica de producción aumenta, la región calentada alrededor del hoyo disminuye en extensión radial. Esto es porque los fluidos producidos hacen llegar calor por convección hacia el pozo, contrarrestando el efecto de la conducción.^[4]

Entre las ventajas de aplicar calentamiento eléctrico en fondo se tienen:

- Sistema sencillo de fácil Instalación.

- Comparativamente menos costoso que otros métodos de calentamiento (Inyección de Vapor, S.A.G.D.).
- Método relativamente insensible a los efectos de la heterogeneidad, los cuales causan problemas en otros métodos.
- No requiere cambios en completación (caso tecnología cable calentador).
- Es una tecnología no contaminante.
- En teoría no requieren completación térmica.
- Ahorro de energía.
- Mucha menor inversión.
- No introducen agua en el yacimiento.
- No generan compuestos corrosivos/peligrosos/contaminantes (H₂S, CO).
- En teoría no limitados por espesor de arena.
- No limitados por presiones de fondo.
- No limitados por arcillas hinchables.
- En teoría requieren menos trabajo de taladro.
- La generación de calor es continua y controlable en superficie.
- Los procesos electro-térmicos están, en su mayoría, libres de los problemas relacionados con muy baja inyectividad inicial de la formación, la mala transferencia de calor, y la dificultad de controlar el movimiento de los fluidos y gases inyectados, que han plagado a otros procesos de recuperación estimulados térmicamente.^[4]

La principal desventaja que tienen los métodos de calentamiento eléctrico es el costo de la energía eléctrica, comparado con las fuentes de calentamiento convencionales

utilizadas en los proyectos térmicos; por lo tanto, estos métodos son económicamente atractivos solamente cuando el incremento en eficiencia térmica (energía) es lo suficientemente grande como para compensar el alto costo de la energía eléctrica. [4]

2.9 ALTERNATIVAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN FONDO CON TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR

A continuación se presentan algunas alternativas usadas básicamente para reducir la viscosidad del crudo por incremento de la temperatura.

2.9.1 Cable Calentador (Centrilift)

Este cable calefactor trifásico, como se observa en la figura 2.2, presenta dos diferencias principales respecto a un cable de potencia de alimentación de BES: el diámetro o calibre del conductor y los materiales aislantes utilizados.

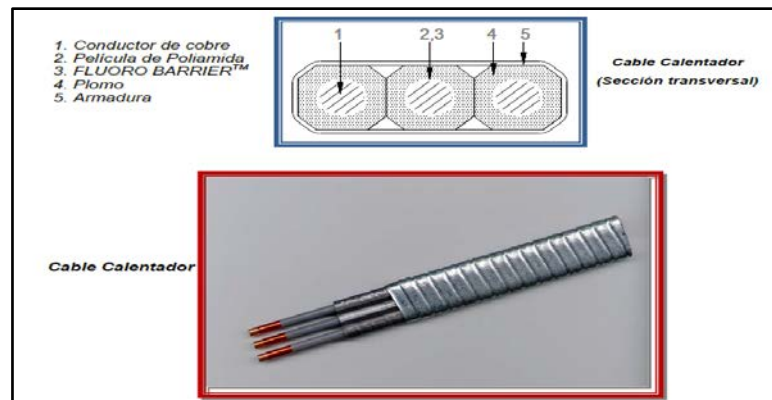


Figura 2. 2: Cable Calentador Trifásico #8 AWG. [5]

Además de incluirse la transferencia de calor, este cable calentador cuenta una potencia máxima de trabajo de 100 vatios/pie (328 vatios/m) y temperatura máxima de exposición de 232 °C (450 °F); soportando así las rigurosas instalaciones y operaciones de campo, ya que está elaborado con un conductor de cobre cubierto por una película de Poliamida, fluoropolímero, plomo y armadura de acero galvanizado.

Está disponible para cualquier longitud. Es fácil de operar, al utilizar un transformador fijo en superficie o por un controlador de voltaje variable y puede ser instalado por dentro o por fuera de la tubería de producción según la aplicación. Para esta tecnología se utiliza un protector de cable con tres (3) canales: dos canales para el cable calentador y un canal para los cables sensores, el cual va colocado en el cuello de la tubería de 2 3/8". Asimismo, es necesaria una herramienta de giro al final de la sección horizontal del pozo, la cual es usada como un medio seguro para doblar el cable al realizar una segunda corrida y así disponer el cable a ambos lados de la tubería de 2 3/8" (figura 2.3).



Figura 2. 3: Herramienta de giro/centralizador utilizada por la tecnología Cable #8 AWG. [5]

Adicional al equipo a ser utilizado, este cable termina en un bloque de acero llenado con epoxy, el cual cortocircuita el final de la línea trifásica para cerrar el circuito y producir el efecto de calentamiento deseado (figura 2.4).

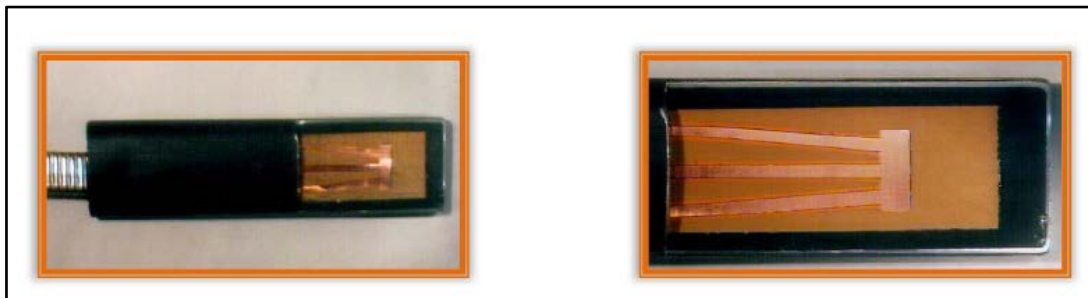


Figura 2. 4: Bloque terminal para cerrar el circuito del cable calentador utilizado por la tecnología Cable #8 AWG. [5]

La completación utilizada para esta tecnología se presenta en la figura 2.5.

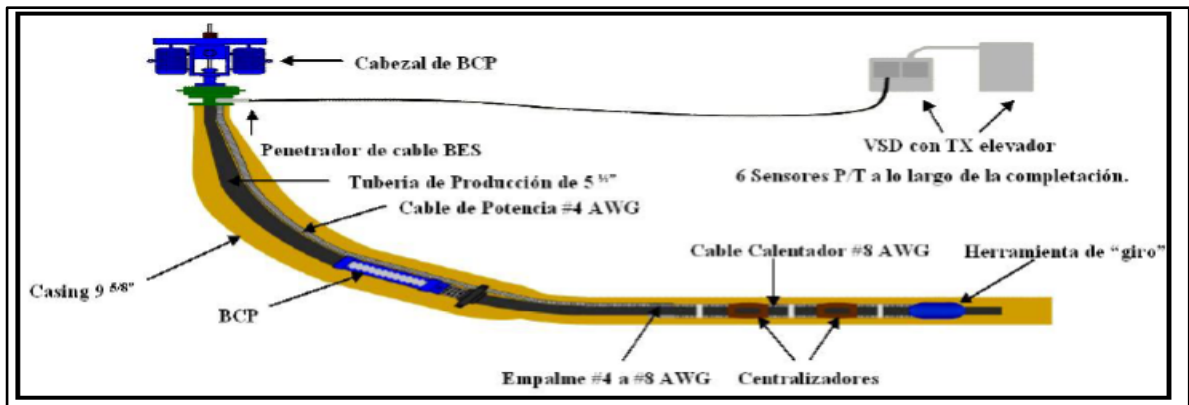


Figura 2. 5: Diagrama de Instalación del Cable Calentador. ^[5]

2.9.2 Cable Calentador (PetroTraceMI)

Herramienta de calentamiento eléctrico de fondo de pozo para pozos productores de crudo pesado y extrapesado que puede alcanzar temperaturas máximas de aplicación de hasta 1022 °F (550 °C). Cable MI (por sus siglas en inglés *Mineral Insulated*); es un cable de mineral aislado de óxido de magnesio, un resistor en serie, que genera calor pasando corriente por un conductor eléctrico. El número de conductores dependerá de la configuración del cable. Se instala por debajo de la bomba del pozo y al frente de la formación productora para calentar el crudo producido, reducir su viscosidad y facilitar su flujo, con lo cual se aumenta la producción diaria del pozo. Este cable MI de fabricación robusta presenta una cobertura externa en aleación 825, alto en níquel cromo, ideal para alta temperatura y resistente a los medios más corrosivos y cloritos, ácidos, sal y ambientes de alta alcalinidad. Tres hilos de este cable calentador permiten una mayor entrega de potencia, 246 vatios/pie (807 vatios/m) y facilitan el diseño y fabricación de un calentador que permite una distribución sectorial de la potencia a lo largo del mismo, es decir, en el caso de pozos horizontales permite dividir la longitud del calentador hasta en cuatro sectores a los cuales se les puede entregar potencias diferentes. Los componentes utilizados por esta tecnología se muestran en la figura 2.6.

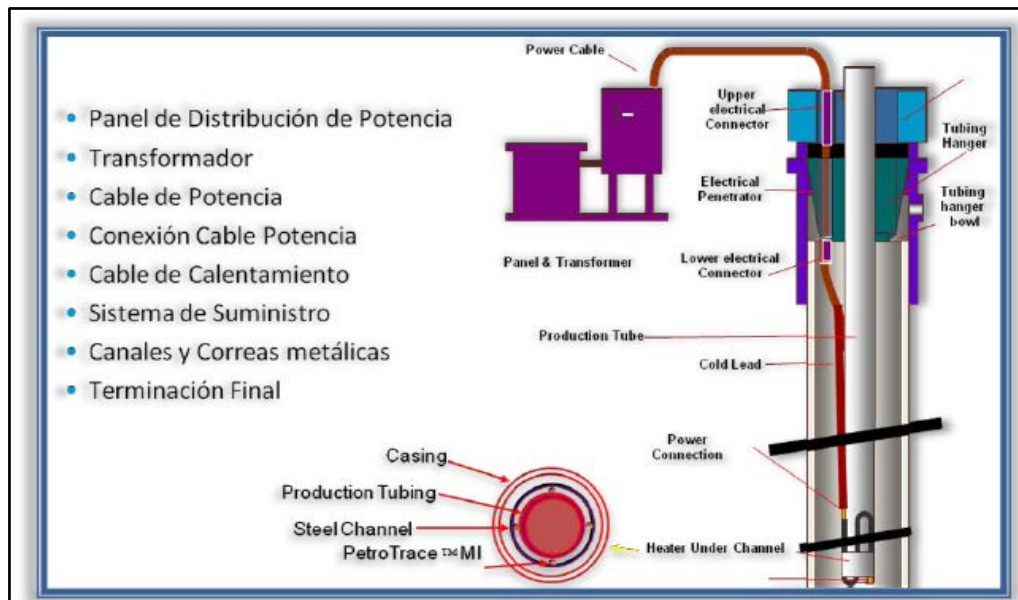


Figura 2. 6: Componentes utilizados para calentamiento eléctrico en fondo con Cable Mineral Aislado (MI).^[7]

En la figura 2.7 a continuación se observa una muestra del cable, las conexiones de las secciones así como la herramienta para empalmar el cable de potencia, que viene desde superficie, con el cable calentador.

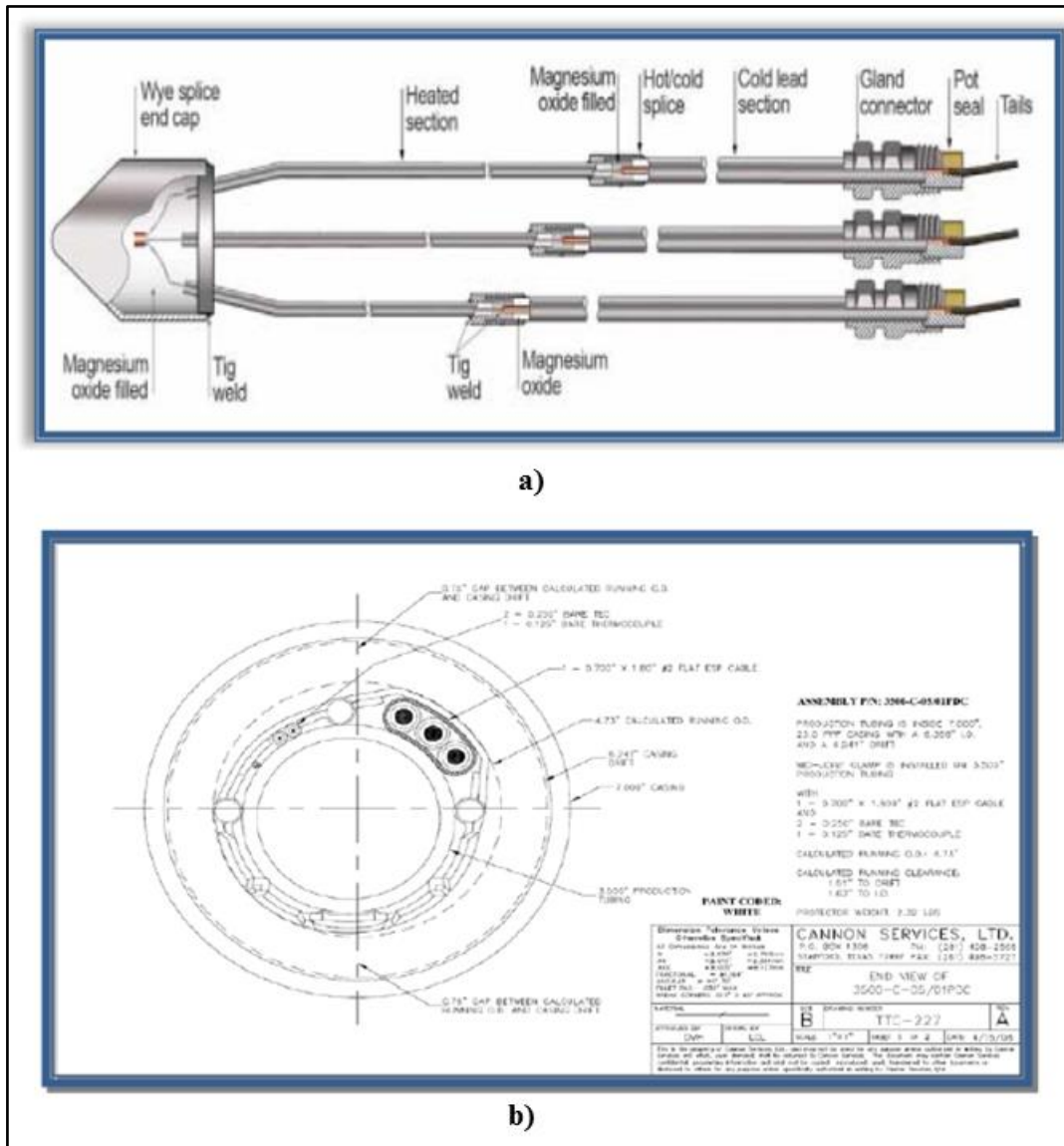


Figura 2. 7: Distintas herramientas utilizadas por la tecnología de Cable MI para calentamiento eléctrico en fondo. ^[7,8]

- a) Cable Calentador, conexiones entre secciones y terminal. b) Herramienta de empalme Cable de Potencia con Cable Calentador (Vista de planta).

Como se aprecia específicamente en la figura 2.7 (a), el diseño del calentador eléctrico de fondo de pozo (CEFP), cable unidad, es el arreglo de tres (3) cables MI, con diámetro de los cables que varía entre 0,253” y 0,319”, manufacturado totalmente en fábrica. Este cable unidad consiste de una sección caliente y una sección fría hechas ambas con cables MI, además de conexiones y cables aislados. La manufactura en planta asegura un sello hermético con un aislamiento de óxido de

magnesio seco dentro del cable. Las secciones caliente/fría de los cables se sueldan con soldadura TIG. Esta técnica permite una conexión superior muy robusta que también es resistente a la corrosión, ya que en la técnica de soldar TIG se usan componentes de aleación 825, la misma que se utiliza en la cobertura externa del cable MI. El cable MI de la sección caliente se diseña de acuerdo con la resistencia y el arreglo que tengan los cables conductores dentro del calentador. El cable MI de la sección caliente es un cable de menor diámetro que el cable MI de la sección fría, cuyo conductor interno tiene la única función de suministrar electricidad a la sección caliente. Este cable está compuesto de un conductor de cobre de tamaño grueso que no se calienta. Los empalmes caliente/frío son terminados en fábrica y soldados con soldadura TIG a fin de darle alto grado de robustez. ^[6]

Esta tecnología permite un calentamiento selectivo, tal como se mencionó anteriormente por la sencilla razón de que en pozos horizontales productores de crudo altamente viscoso sometidos a levantamiento artificial, la mayor parte de la producción viene de la porción horizontal más cercana a la succión de la bomba (conocida como talón del pozo); mientras que más lejos de la bomba (hacia el final de la sección horizontal), la presión de atrás, de los laterales, incrementa; causando poco ingreso de flujo en la parte lateral. Por presentarse esta situación como un problema para el desempeño del pozo, se plantea dicho calentamiento selectivo en el cual pueda ser determinada la cantidad de potencia suministrada por cada sección del cable calentador; para aplicar temperaturas más elevadas al final de la sección horizontal (punta del pozo), a fin de lograr una mayor reducción de la viscosidad y obtener mejor influjo de fluido en esta área.

Además de reducir la viscosidad del crudo el calentamiento de fondo aporta beneficios como: aumentar la caída de presión y reducir la fricción de la tubería de producción encima de la bomba.

En la figura 2.7 (b) se muestra la herramienta que permite la conexión del cable de potencia, que viene de superficie y le suministra energía al cable calentador, con los cables MI que forman el cable unidad.

Asimismo, la tubería de 2 3/8" que soporta al sistema de cables calentadores MI del cable unidad, requiere el uso de abrazaderas robustas (figura 2.8) para prevenir el daño de estos cables, durante la instalación del calentador y facilite la transferencia de calor durante la operación.

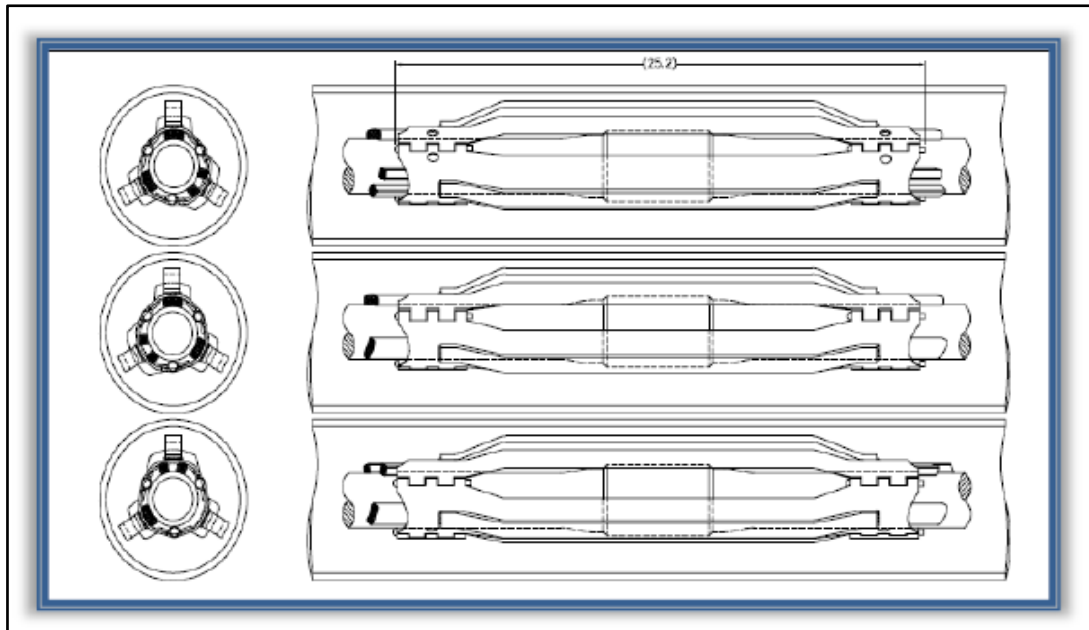


Figura 2. 8: Sistema de abrazaderas utilizado por la tecnología de Cable MI. ^[6]

2.9.3 Cable Calentador AWG (CEF)

El sistema de calentamiento eléctrico en fondo CEF diseñado e instalado en el Campo Zuata Principal, se basa en la aplicación de cable recuperado usado para la alimentación eléctrica de las bombas BES. Dándole ahora una nueva aplicación como elemento resistivo, generador de calor para incrementar la temperatura del pozo, con la finalidad de mejorar sus parámetros operativos y de producción. Las especificaciones de dicho cable se encuentran resumidas en la tabla 2.1.

Para su instalación se usa material existente y tecnología nacional y solo requiere un servicio de cable “Pulling BES” convencional.

Tabla 2. 1: Especificaciones del Cable AWG.

Especificaciones del Cable AWG	
Material Conductor	Cobre
Conductores	3
Calibre	4AWG
Aislamiento	5kv
Material de Aislamiento	EPDM
Temperatura Máxima	450°F
Forma	Redondo
Material Protector	Acero

2.10 COMPONENTES DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO

Los principales componentes de un sistema de calentamiento resistivo con cable calentador son los siguientes:

- **Elemento de calentamiento:** está conformado por un cable calentador según especificaciones y diseño de cada fabricante. Cabe destacar, que a mayor diámetro de cable, menor es la caída de voltaje (menores pérdidas de energía), es decir, a mayor área de conducción de energía, menor será la resistencia del cable.^[9]
- **Unidad acondicionadora de potencia:** como también es conocido el VSD, convierte la corriente trifásica a una fase simple de baja frecuencia (entre 2 y 27 Hz), modificando la forma de la onda. La unidad controla la potencia que se suministra al yacimiento por medio de un panel de control y provee enlaces para ajustar la unidad bajo ciertas condiciones (autorregulación). El VSD del cable calentador está automatizado para controlar la temperatura en la succión de la bomba. La conexión al sistema SCADA permite supervisar y controlar al cable calentador en forma remota. El VSD registra todos los valores de corriente, voltaje aplicado al cable calentador. La unidad de

potencia puede conectarse en paralelo o en serie para que coincida con las diferentes necesidades de carga adecuada para una aplicación particular. El variador de frecuencia es el componente principal de la tecnología, este es alimentado por un transformador eléctrico de 350 kW, el cual le suministra corriente mediante un arreglo trifásico de aproximadamente 480 voltios y 60 Hz de frecuencia.^[9] Ver Figura 2.9.

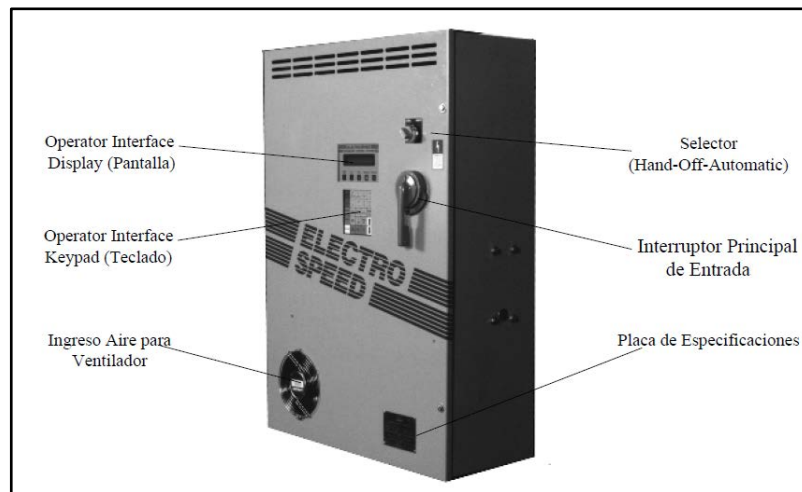


Figura 2. 9: Componentes Principales, NEMA 1, Serie 1000.^[10]

- **Sistema de transmisión de energía:** consiste en cables, tubos o una combinación de ambos, para entregar la energía acondicionada en la superficie a la formación productora de forma eficiente y segura.^[9]
- **Sistema de registros y monitoreo:** incluye panel de control y programas requeridos para control y monitoreo, manual o automático, de la energía y las temperaturas, a través de termocuplas instaladas en varios puntos del sistema mediante elementos sensores de temperatura y presión que se instalan por debajo de la bomba, a nivel de la succión de la misma, entre otras ubicaciones.^[9]

2.11 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA CEF CON TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR ^[11]

La instalación de la tecnología de cable calentador en la sección horizontal los pozos de la empresa mixta Petroanzoategui fue una prueba empírica exitosa y constó de los siguientes pasos:

- Se acondiciona la punta del cable plano N°4 (Corto Circuito) para lograr el efecto de calentamiento. Posteriormente se usa un recubrimiento de aislante eléctrico Centrilift para alta temperatura (450°F Max), alta carga mecánica y alto voltaje en la misma sección del corto circuito, como muestra la Figura 2.10.



Figura 2. 10: Corto-circuito con cable BES.

- Se conecta la sección de corto circuito “Cable plano N°4” con el Cable redondo N°4 (Cable de Calentamiento) mediante un empalme típico para cables de sistemas BES.
- Se completa el pozo con una tubería de cola de 2 3/8” instalándose primeramente la pieza de “Guarda Cable” (Ver Figura 2.11) diseñada por la empresa.



Figura 2. 11: Guarda cable para la tubería de cola.

- Se fija el cable redondo N°4 (Cable Calentador) en la tubería 2 3/8" mediante el uso de la súper banda de 1 1/4" como muestra la Figura 2.12.



Figura 2. 12: Súper Bandas para la fijación del cable en la tubería.

- Se realiza la instalación del número de sensores requeridos.
- Se instala la bomba y la tubería de producción
- Se realiza el armado del cabezal del pozo adecuando las piezas del sistema de penetrador eléctrico de cable N°2 necesario para que el cable pueda atravesar el mismo.

- Se instala las piezas modificadas del Q.C.I en el cable N°2 a nivel de cabezal y luego una aplicación de masilla Epóxica sellante.
- Se Instala un mini mandril en el cable N°2.
- Se instala el penetrador eléctrico para cable N°2 Q.C.I 3000-2 en el cabezal colgador. Ver Figura 2.13.

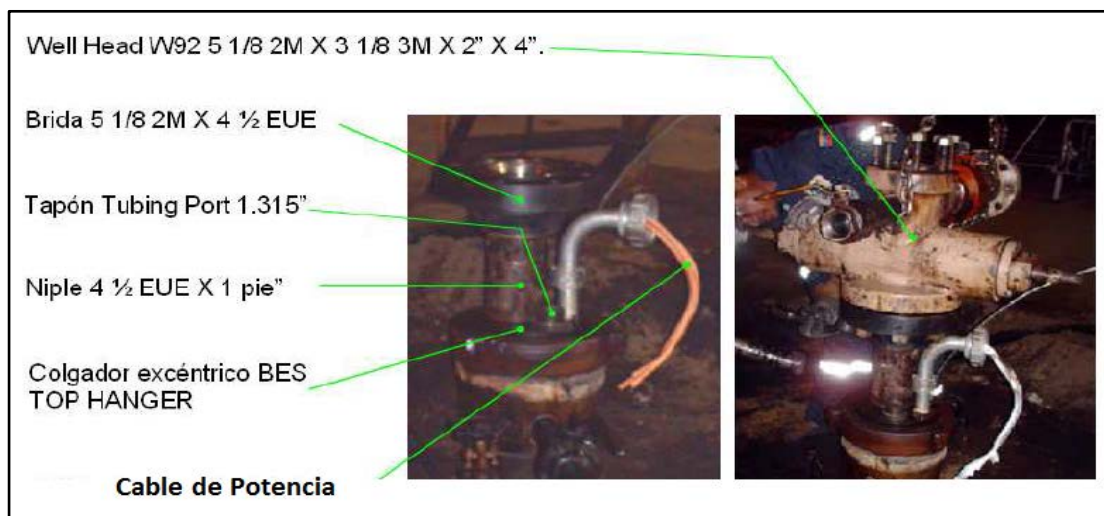


Figura 2. 13: Detalles del cabezal del pozo.

2.12 YACIMIENTOS Y POZOS ADECUADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO ^[12]

Para la aplicación de esta técnica de incremento de producción debe seleccionarse el área de instalación acorde a ciertas condiciones. Los yacimientos candidatos para esta tecnología son los siguientes:

- Yacimientos de petróleo pesado o extrapesado donde la inyección de vapor no es aplicable por diversas razones, tales como la profundidad del yacimiento, la mala inyektividad de vapor o infraestructuras para el vapor no justificables.

- Yacimientos donde un modesto cambio de temperatura puede producir cambios significativos en la producción.
- Yacimientos de calizas con petróleo pesado o extrapesado.
- Espesores de arena de 5 pies o mayores.
- Baja saturación de agua en sitio.
- Yacimientos de petróleo pesado inmóvil que necesite precalentamiento, anterior a la aplicación de otro proceso de recobro.

De estos yacimientos candidatos, la selección se reduce a pozos tipos con particularidades tales como:

- Pozos con daño cercano al hoyo (debido a viscosidad o deposición de sólidos).
- Petróleo con viscosidades mayores a 100 cp.
- Pozos sin estimulación con producciones menores a 30 BPPD.
- Pozos previamente completados sin instalaciones térmicas.
- Pozos horizontales de larga extensión.

2.13 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

Para establecer cuán rentable económicamente es la ejecución de un proyecto es necesaria una evaluación económica que permita la toma de decisiones. En PDVSA, S.A la manera de llevar este tipo de estudio es mediante la herramienta o paquete económico SEEPLUS en donde se introducen parámetros financieros como costos, regalías, impuestos, tasas de interés, tiempo de vida útil de los pozos, entre otros, y de esta manera se obtienen valores como el Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Eficiencia de la inversión, los cuales permiten comparar objetivamente el

número de casos o escenarios que se deseen plantear, haciendo más confiable la toma de decisiones..

El objetivo más importante en la evaluación económica y financiera de los proyectos de inversión es cerciorarse si el dueño, en este caso la empresa, la cual tiene ánimo de lucro, está logrando su propósito de agregar valor.

2.13.1 Valor Presente Neto (VPN) ^[13]

Es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil; se define como el valor presente de su flujo de ingresos futuros menos el valor presente de su flujo de costos. Es un monto de dinero equivalente a la suma de los flujos de ingresos netos que generará el proyecto en el futuro. La **Ecuación 6** permite estimar el VPN.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{FNE}{(1+k)^t} - I_0$$

2)

Ecuación 6

Dónde:

FNE= Flujo Neto Efectivo en cada período de tiempo.

I₀= Inversión Inicial.

n= Número de períodos considerados.

k= Tasa de descuento.

El método del valor presente neto proporciona un criterio de decisión preciso y sencillo: se deben realizar sólo aquellos proyectos de inversión que actualizados a la tasa de descuento relevante, tengan un valor presente neto igual o superior a cero.

2.13.2 Tiempo de pago^[13]

El flujo de caja acumulado y no descontado permite calcular el tiempo en el cual se paga un proyecto; es decir el momento en que el flujo de caja acumulado pasa de negativo a positivo, y en que teóricamente el proyecto se ha pagado. Esto no es válido para proyectos en donde existan inversiones continuas durante los períodos posteriores al tiempo de pago; sin embargo, si el flujo de caja acumulado se mantiene positivo, podemos utilizar al tiempo de pago como un buen indicador.

2.13.3 Tasa interna de retorno (TIR)^[13]

Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero. El VPN calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.

2.14 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN^[14]

Existen tres tipos reconocidos de curvas de declinación de las cuales se obtienen expresiones matemáticas cuyas ecuaciones se deducen graficando en el papel cartesiano, semi-log o log-log, los datos observados (tiempo, tasa de producción, producción acumulada), de tal forma que se obtenga el mejor ajuste lineal de la

gráfica mencionada, para ello se emplean métodos matemáticos como la pendiente de intersección, puntos notables, método de los promedios y mínimos cuadrados; siendo este último el más preciso.

El análisis de curvas de declinación es una herramienta útil y rápida que permite predecir en forma aproximada la futura capacidad de producción de los pozos, yacimientos y campos petroleros, éste es utilizado frecuentemente en la industria petrolera para llevar a cabo programas de planificación de producción y evaluación mediante análisis económicos de las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial, así como también para la estimación de reservas. También, se pueden usar para evaluar el impacto de la aplicación de nuevas tecnologías en cuanto a la recuperación de hidrocarburos. La capacidad de producción de los pozos se ve afectada por los procesos de estimulación que se le esté aplicando o a procesos de recuperación mejorada por lo que una disminución de la declinación en el tiempo es producto de un incremento de la productividad del pozo, lo que se traduce en un incremento de la vida útil del mismo.

Las curvas de declinación de producción se caracterizan por presentar:

- Tasa de producción inicial, o tasa de producción a cualquier tiempo en particular.
- Curvatura de la declinación.
- Tasa de declinación.

Estos factores van a depender de las características del pozo, yacimiento y facilidades de superficie:

- Pozo: diámetro de tubería, daño de la formación, intervalo de completación, acumulación de líquido y profundidad.
- Yacimientos: porosidad, permeabilidad, espesor de arena neta, saturaciones, viscosidades, volumen, espaciamiento, fracturas (naturales e inducidas) y

mecanismos de producción (Expansión de gas en solución, empuje hidráulico y compactación).

- Facilidades de superficie: tamaño del reductor, presión en el cabezal, entre otros.

Por lo general se usan tres tipos de curvas de declinación de producción que son:

- Declinación Exponencial.
- Declinación Hiperbólica.
- Declinación Armónica.

En el Campo Zuata Principal se usa Declinación Exponencial ya que en este caso la variación de la tasa de producción con respecto al tiempo expresada como una función de sí misma es un valor constante.

2.15 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos representa unas de las disciplinas de gran envergadura ya que por medio de ella es posible predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación del mismo, con la intención de evaluar la mejor propuesta para incrementar la recuperación de petróleo.

Los modelos de la Simulación Numérica de Yacimientos son modelos matemáticos expresados en términos de ecuaciones, que deberán reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones, con el objetivo de evaluar el flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fases a través de un yacimiento. Por ser un yacimiento un cuerpo de roca poroso, y permeable saturada de petróleo, gas y/o agua, las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos son ecuaciones no lineales y requieren para su solución el uso de métodos numéricos. Un programa de cómputos, que resuelven de forma iterativa las ecuaciones para el flujo de fluidos es lo que se

conoce con el nombre de Modelo Numérico o Simulador Numérico de Yacimientos.
[15]

El modelo de yacimiento es una representación formada por una serie de bloques o celdas interconectadas o no en los cuales es posible determinar las características del flujo mediante ecuaciones resueltas numéricamente. El flujo de fluidos se obtiene mediante la combinación de la Ley de Conservación de la Masa, Ecuaciones de Estado y la Ley de Darcy, del mismo modo que se toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, ubicaciones de los pozos y condiciones operacionales.^[16]

Básicamente un modelo numérico es usado para simular el comportamiento de yacimientos de petróleo y gas, el mismo consiste de un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, las cuales sujetas a condiciones iniciales y de borde específicas, describen principios físicos que aplican al yacimiento, tales como conservación de masa o energía y ecuaciones de estado. Generalmente, estas ecuaciones son no lineales y la solución numérica es la única posible.

El propósito de una simulación es pronosticar el comportamiento futuro de los yacimientos sometidos a diferentes esquemas de producción, basándose en su historia previa y en su comportamiento actual. Mientras un yacimiento sólo puede desarrollarse y producirse una vez, un modelo permite obtener resultados aproximados de diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual es de gran ayuda en la selección de las condiciones óptimas de explotación.

2.15.1 Etapas de una simulación numérica de yacimientos^[17]

- Inicialización: una vez que se ha introducido en el simulador la descripción estática y las propiedades de los fluidos del yacimiento, el simulador realiza los cálculos del petróleo original en sitio (POES).
- Ajuste Histórico: se introduce al simulador los datos de los pozos, condiciones de producción, así como los datos históricos de los pozos existentes, con el objetivo

de realizar una comparación entre los datos de producción reales, y los datos que arroja el simulador a través de sus cálculos matemáticos.

- Predicción: una vez obtenido los resultados de las etapas anteriores, se inicia el estudio de las predicciones del comportamiento del yacimiento, en donde se realiza el análisis económico y la toma de decisiones.

2.15.2 Aplicabilidad y Ventajas de la Simulación de Yacimientos^[18]

- Toma en cuenta las variaciones espaciales y temporales en presión, rocas, fluidos, geometría, pozos, etc.
- Es insumo para análisis económico de proyectos.
- Ofrece credibilidad y objetividad.
- Da apoyo en la toma de decisiones.
- Ayuda en el monitoreo de comportamiento de yacimientos.
- Permite la generación de diferentes escenarios de producción.
- Da las bases para la optimización de políticas de explotación.

2.15.3 Limitaciones de la Simulación de Yacimientos^[17]

- Produce soluciones aproximadas.
- Los resultados dependen de los datos de entrada.
- El ajuste de la historia no es garantía de la predicción precisa del futuro.
- Los datos históricos suelen tener datos de incertidumbre.
- Mayor costo y esfuerzo.

2.15.4 Simulado de Yacimiento^[18]

Un simulador de yacimientos es un sofisticado programa de computadoras que resuelve un sistema de ecuaciones diferenciales parciales, por métodos numéricos, que describen el flujo de fluidos multifásico (agua-petróleo-gas) en un medio poroso. Generalmente, los simuladores dividen el volumen total del yacimiento en celdas pequeñas, en las cuales se realiza la interacción de los fluidos con el medio. Los cálculos computacionales se llevan a cabo en cada celda a tiempos discretizados, según lo requiera el proceso de simulación en sí mismo, o el operador.

Los elementos conceptuales de volumen son conocidos como bloques de la malla de simulación, y los intervalos de tiempo discretizados son conocidos como pasos de tiempo.

Las propiedades de los fluidos contenidos en un bloque son uniformes, independientemente de su posición. Por lo tanto, en cada bloque habrá un valor único de saturación para cada una de las fases presentes (petróleo, agua y gas), al igual que las propiedades dependientes de las saturaciones (presión capilar y permeabilidades relativas).

La precisión con la cual las propiedades y el flujo de fluidos de un yacimiento pueden ser descritos, dependerá directamente del número de bloques usado en el modelo. Se puede concluir que el modelo debe tener un número suficiente para representar el yacimiento y su comportamiento. Sin embargo, dentro de estas limitaciones el modelo debe ser lo más pequeño y sencillo posible.

Por otra parte, la historia del yacimiento también debe ser discretizada o dividida en intervalos de tiempo. El simulador calcula cambios en el yacimiento (flujo, presiones, saturaciones) en cada uno de muchos intervalos finitos de tiempo. Las condiciones solo son definidas al principio y final de cada paso de tiempo. Por supuesto, pudieran existir cambios abruptos en las propiedades de un bloque entre un intervalo de tiempo y el siguiente. En consecuencia, la extensión de estos intervalos debe ser controlada para permitir cambios razonables de tales propiedades.

2.15.5 Tipos de Simuladores de Yacimiento ^[19]

Según la geometría

- Modelos de cero dimensiones

El modelo más simple que se puede construir es el cero dimensional o una celda, mejor conocido como balance de materiales. El balance de materiales se usa normalmente para estimar fluidos inicialmente en sitio o la presión del yacimiento. Este tipo de modelo asume que todas las condiciones del yacimiento existen para una presión promedio y que el sistema completo está en condiciones de equilibrio. Este modelo es muy útil al comienzo del estudio para realizar revisiones rápidas de consistencias de datos como PVT, restricciones de pozos, etc. La figura 2.14 presenta un ejemplo de modelos de cero dimensiones.

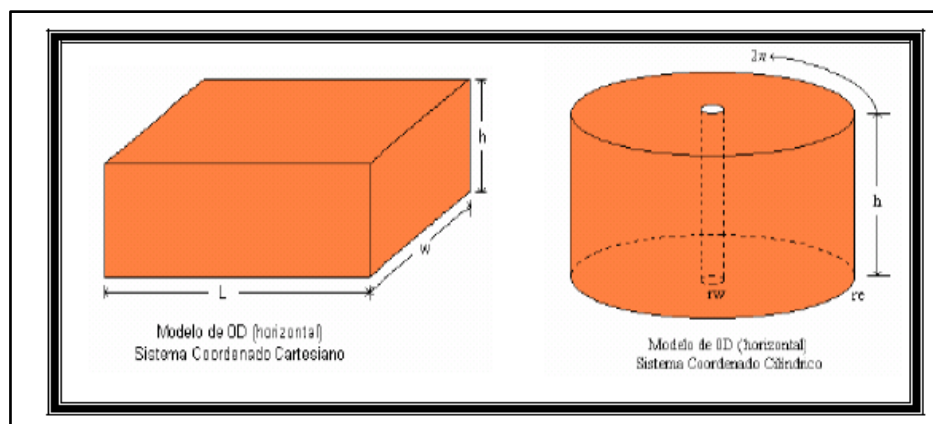


Figura 2. 14: Modelos de cero dimensiones.

- Modelos de una dimensión

La orientación de los bloques puede ser horizontal, vertical o con cierto ángulo de inclinación. Estos modelos dan una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, así como distribución promedio de presiones. Los efectos de caída de presión del pozo sobre el comportamiento global del yacimiento no pueden ser, generalmente, simulados con éstos modelos, debido a que la menor unidad del yacimiento (un bloque) es muy grande comparado con el volumen del yacimiento que está afectado por la presión en el pozo. Sin embargo, estos efectos pueden ser

simulados por un modelo 1-D radial. Los modelos 1-D son útiles cuando el espesor del yacimiento, “h”, es pequeño en comparación con su longitud; el petróleo se drena por un sistema de pozos casi equidistantemente espaciados; es decir, formando filas paralelas al contacto agua-petróleo; los efectos de conificación se desprecian. En muchos otros casos, modelos 1-D son representaciones pobres del yacimiento. La figura 2.15 presenta un ejemplo de modelos de una dimensión.

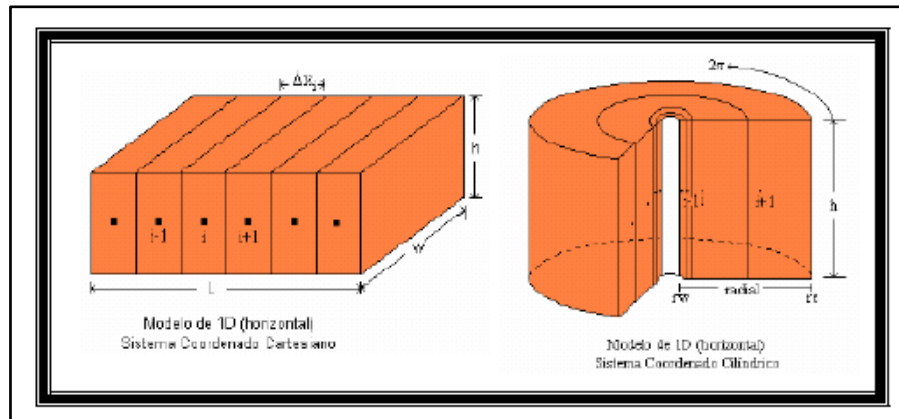


Figura 2. 15: Modelos de una dimensión.

- *Modelos de dos dimensiones*

Para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante es necesario utilizar modelos 2-D. Este puede ser un modelo radial, un modelo transversal para simular conificación y segregación gravitacional, o un modelo areal para simular efectos de barrido. El modelo 2-D radial es útil para determinar la tasa crítica de producción a la cual ocurrirá conificación, para predecir el comportamiento futuro de un pozo conificado y para evaluar los efectos de barreras de lutitas o permeabilidad vertical baja. Otro uso de los modelos 2-D radial es en el análisis de pruebas de presiones. Probablemente, el uso más extensivo de los modelos 2-D areales es para determinar los patrones óptimos de inyección de agua o gas.

También son útiles para determinar la posición de pozos. La figura 2.16 presenta un ejemplo de modelos de dos dimensiones.

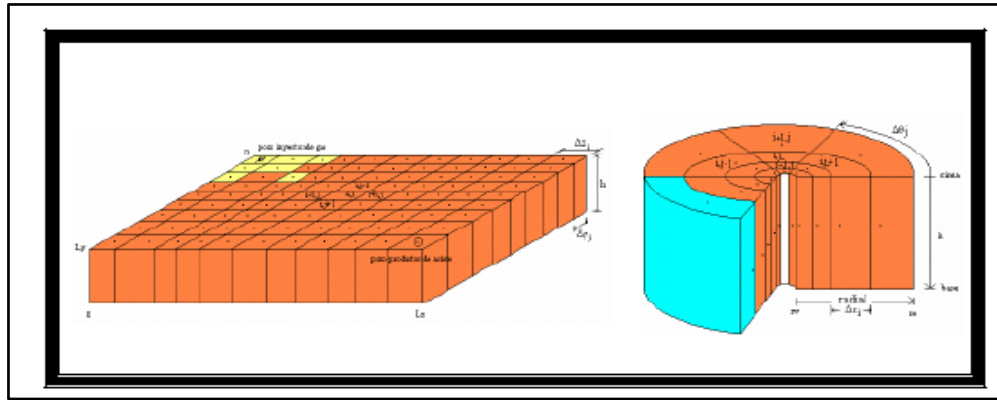


Figura 2. 16: Modelos de dos dimensiones.

- *Modelos de tres dimensiones*

Estos modelos pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento. Considera, no solamente los efectos de barrido areal, sino también los efectos gravitacionales. Sin embargo, pueden ser muy difíciles para modelar fenómenos locales (tales como conificación) donde se requieren bloques muy pequeños para una representación adecuada. Los modelos 3-D radiales son una generalización del 2-D radial, en el cual se pueden tomar en cuenta penetración parcial del pozo en la arena productora y cañoneo parcial, así como cualquier otro parámetro que dependa de la profundidad. La figura 2.17 presenta un ejemplo modelos de tres direcciones.

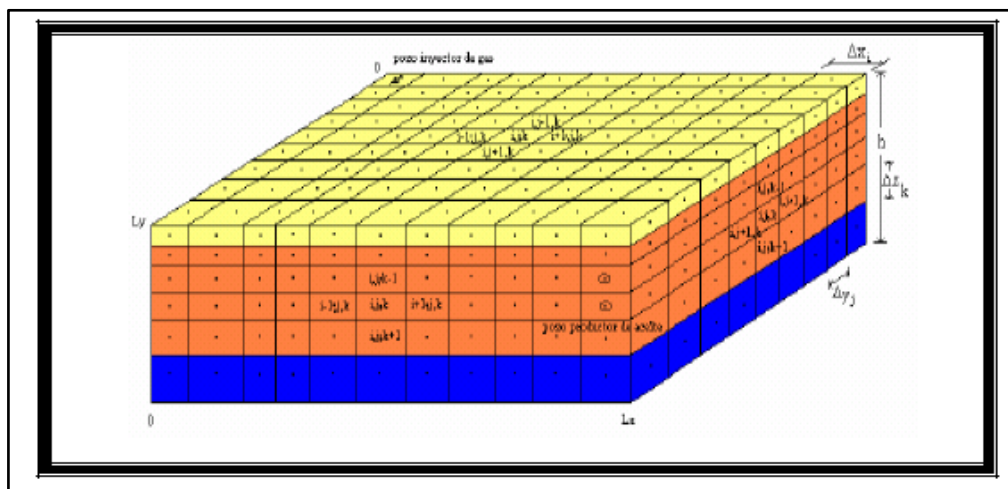


Figura 2. 17: Modelos de tres dimensiones.

En el uso de simuladores sofisticados se deberá siempre pensar cuidadosamente los pro y contra de cada tipo de modelo. Usando 2-D se puede ahorrar tiempo pero se pueden obtener resultados irreales debido a que la situación es mucho más compleja para ser representada por una aproximación simplificada. Todo depende de los datos disponibles, de la complejidad del yacimiento, del patrón de pozos, de la distribución de producción entre pozos y otros elementos como las completaciones de los mismos.

Según el Tipo de Fluido

Los modelos de simulación pueden también ser clasificados según el tipo de fluido que se vaya a considerar, de ésta manera se tiene lo siguiente:

- *Modelo de Petróleo Negro*

Es frecuentemente utilizado para simular procesos isotérmicos, flujo simultáneo de petróleo agua y gas debido a fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares. El término petróleo negro es usado cuando se señala que la fase hidrocarburo se considera como un líquido único y gas, y no hay cambio en la composición química, por lo tanto, la composición de las fases permanece constante, aunque la solubilidad del gas en el petróleo se toma en cuenta.

- *Modelo Composicional:*

Considera la variación de la composición de las fases con la presión. Son utilizados para desarrollar estudios de yacimientos de gas condensado, petróleo volátil, procesos miscibles, entre otros.

- *Modelo Químico:*

Considera el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a la dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios de comportamiento de fases. Son usados en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos.

- *Modelo Térmico:*

Incorpora a los simuladores composicionales, ecuaciones de energía y es especialmente útil para procesos de recuperación térmica o inyección de vapor.

2.15.6 Simulador STARS^[20]

STARS es un simulador desarrollado por el “ComputerModellingGroup” (CMG) capaz de modelar flujo trifásico, fluidos multicomponente, etcétera. Permite realizar simulaciones con o sin sólidos dispersos, a través de formaciones geológicas complejas, natural o hidráulicamente fracturadas.

Algunas de las características relevantes de STARS son las siguientes:

- Puede ser usado para modelos composicionales, vapor, geomecánica (fracturamiento, compactación, fallas), componentes dispersos (polímeros, geles, emulsiones) y procesos de combustión in-situ.
- Incorpora una opción de discretización de pozos que permite mejorar el modelado de pozos horizontales, mientras se investigan los beneficios de procesos como el SAGD.
- Simula una amplia variedad de escenarios complejos de producción y procesos mejorados, más allá de las virtudes de los simuladores composicionales y de petróleo negro. STARS es capaz de modelar efectivamente: (a) la generación insitu y flujo de emulsiones; (b) la precipitación in-situ de asfáltenos; (c) tratamientos de pozos para manejar la inyección de químicos y aditivos, etc.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, que se extiende de Oeste a Este por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre; prolongándose por la plataforma deltáica hasta el Sur de Trinidad. Está limitada al sur por el río Orinoco siguiendo el borde del Cratón de Guayana; por el Oeste con el levantamiento de El Baúl; al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Oriental y al Este abarca la parte sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad.

En Venezuela, la Cuenca alcanza unos 165.000 Km² de superficie, con una longitud de 800 Km. en sentido este-oeste y un ancho promedio de 250 Km. en dirección norte-sur aproximadamente, abarcando a los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una pequeña parte del estado Sucre (González de Juana *et. al* 1980).^[21]

Esta depresión presenta una forma asimétrica, su flanco Sur buza hacia el Norte, donde es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos que constituyen el flanco Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, debido a ello su parte más profunda está ubicada al Noroeste, hacia Trinidad, donde se estima que se acumularon aproximadamente 40.000 pies de sedimentos. Las

acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del período Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno figura 3.1.

La Cuenca Oriental por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos Subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este figura 3.2.

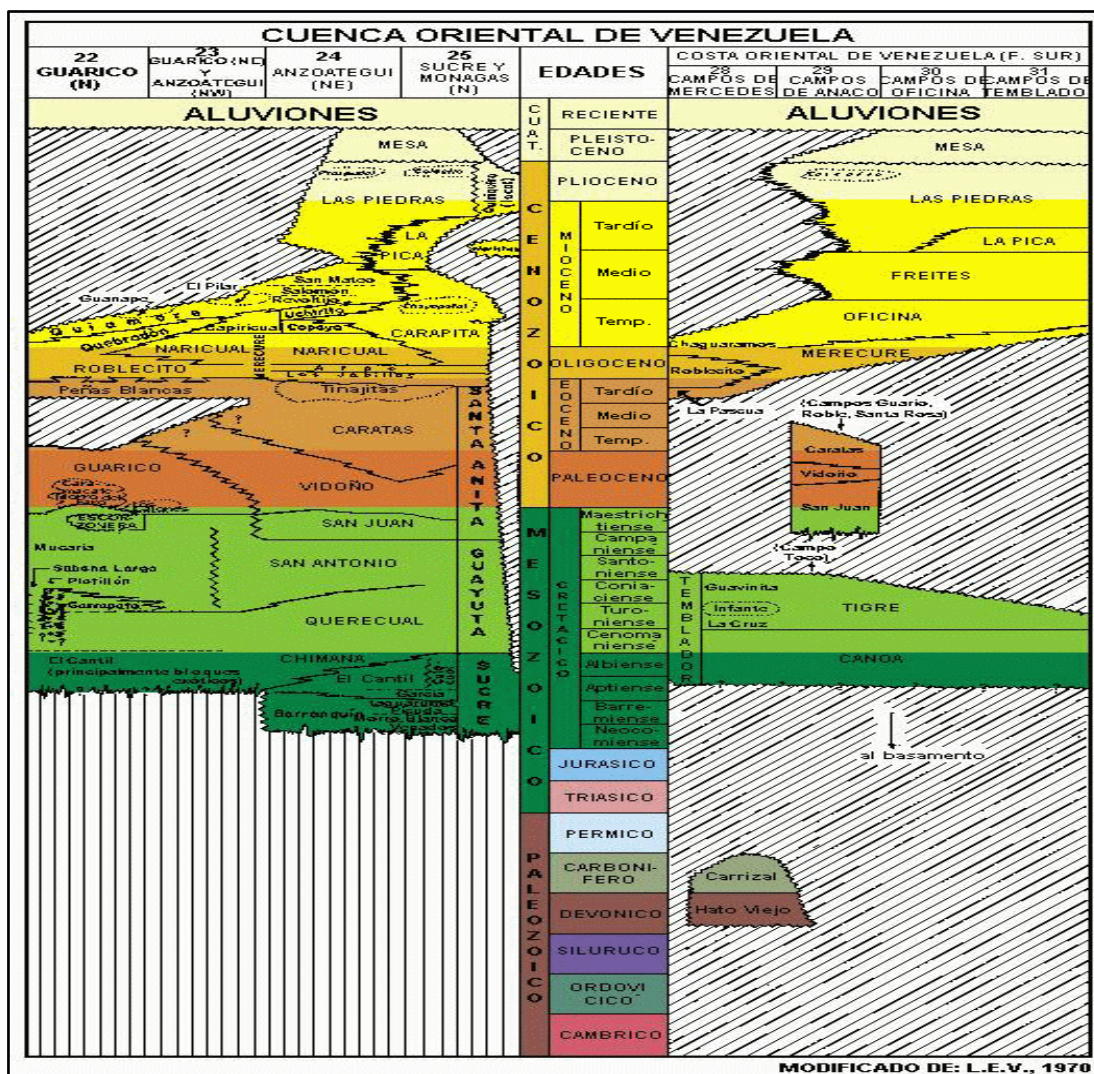


Figura 3. 1: Columna Estratigráfica de La Cuenca Oriental de Venezuela. [21]

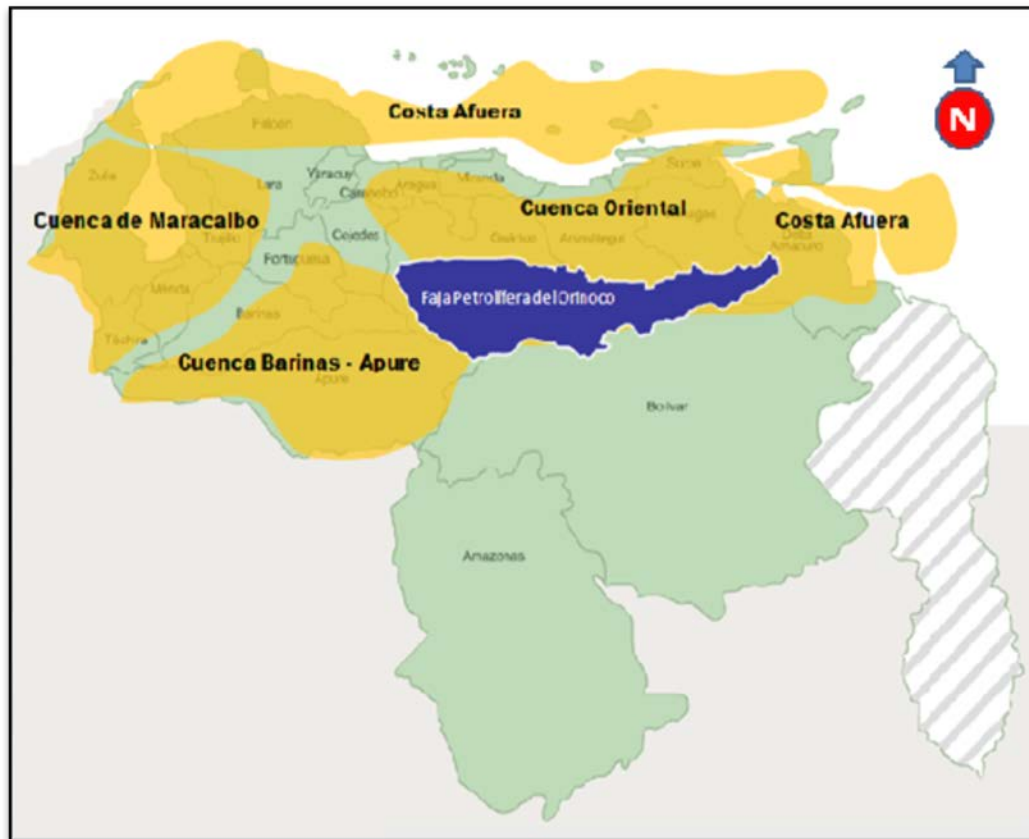


Figura 3. 2: Ubicación Geográfica de La Cuenca Oriental de Venezuela.

3.2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) representa el mayor potencial de crudo pesado y extrapesado del país, donde se han realizado trabajos de Exploración y Producción durante los últimos diez años. Las reservas recuperables calculadas son de 270mil MMBNP. Gracias a la incorporación de barriles de hidrocarburos procedentes de nuevos campos en el bloque Junín, Venezuela ocupa el segundo puesto a nivel mundial en cuanto a reserva de hidrocarburos se refiere.

La Faja se encuentra ubicada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 55.314 km² comprendida entre los

Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, donde el área de explotación actual es de 11593 km². Sus límites son las Áreas de Temblador, Oficina y las Mercedes en la parte Norte; el río Orinoco al Sur, el Delta del Orinoco al Este y el extremo oriental de la cuenca Barinas-Apure por el Oeste.

Este gran depósito de hidrocarburos comprende cuatro grandes áreas de crudos pesados y extrapesados, denominadas Boyacá, en el Centro-Sur del estado Guárico (antiguamente conocida como Machete), Junín, en el Sur-Este del estado Guárico (antes Zuata), Ayacucho, en el Centro-Sur del estado Anzoátegui (antigua Hamaca) y Carabobo, en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui (antes Cerro Negro), y a su vez es segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente (figura 3.3).

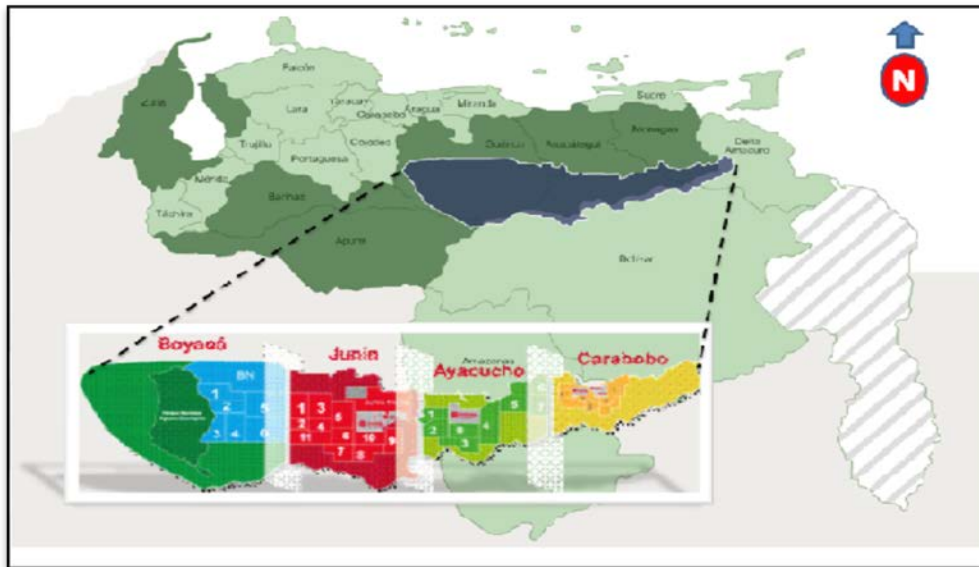


Figura 3. 3: Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.

3.3 EMPRESA MIXTA PETROANZOATEGUI

En 1995 fue creada una Asociación Estratégica entre las empresas PDVSA y Conoco_Phillips llamada Petrozuata, para operar dentro del campo Zuata Principal, siendo Conoco_Phillips el accionista mayoritario con el 50,1% de las acciones mientras que el 49,9% restante pertenecía a la filial MARAVEN. Petrozuata en el año 2012 fue disuelta, formándose la Empresa Mixta Petroanzoategui para operar los Campos Zuata Norte, Zuata Principal y San Diego Norte.^[22]

La empresa mixta Petroanzoategui se ubica en el Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, a 81 Km al Suroeste de la población del Tigre, actualmente ocupa un área de 3.285,92 Km² distribuidos en los 3 Campos como se muestra en la figura 3.4.

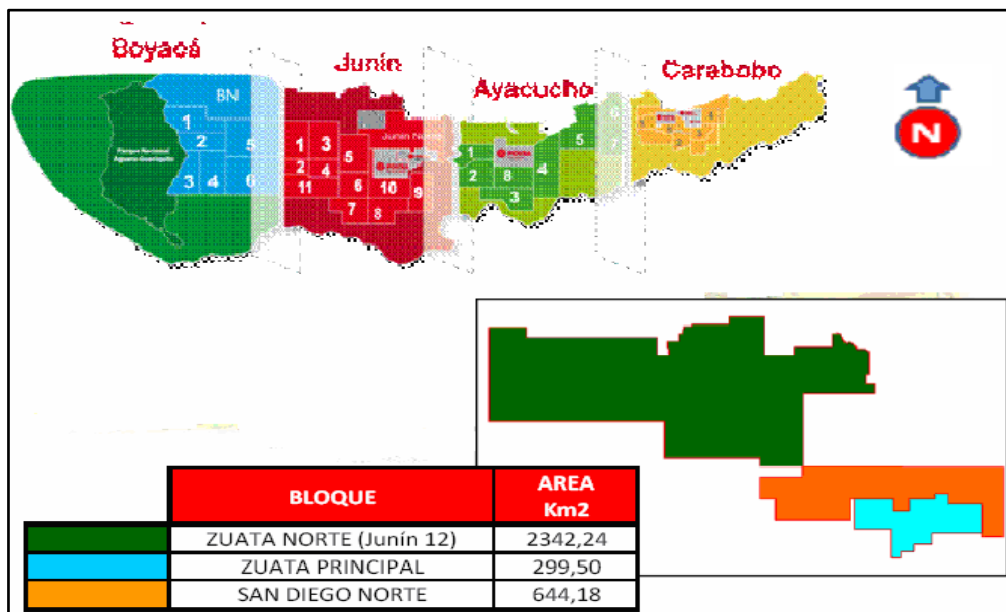


Figura 3. 4: Ubicación Geográfica de la EMX Petroanzoategui.

3.4 CAMPO ZUATA PRINCIPAL

El Campo Zuata Principal se encuentra en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el área operativa de Junín, a pocos kilómetros de la población de San Diego de Cabrutica en el estado Anzoátegui, zona central de la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 299,50km².

Dicho Campo se encuentra dividido entre el Área Tradicional y el Área de Reserva como se muestra en la figura 3.6, tiene un factor de recobro de 15% asociado a la producción de un total de 50 macollas. Se caracteriza por poseer formaciones poco consolidadas con espesores de 5.000 pies o menos y se trata de formaciones de arena con intercalaciones de lutitas que en muchos casos evita el desplazamiento del crudo que tienen una Gravedad °API de 9.3 aproximadamente.

El sistema de recolección de producción está compuesto por tubulares de diferentes diámetros lo cual permite reparaciones y futuros mantenimientos. Los fluidos producidos combinados desde los pozos llegan a las líneas de recolección a través de las líneas de grupos hasta la Estación Principal ubicada en San Diego de Cabrutica donde se lleva a cabo un sistema de procesamiento de crudo que consiste en un tratamiento primario en el que se encuentran los calentadores de entrada y el separador de alta presión para la desgasificación de crudo producido y separación del agua libre y finalmente el sistema de tratamiento secundario de petróleo consiste en los calentadores deshidratadores y los deshidratadores Electrostáticos (000-V-203A/B/C/D).^[23]

En cuanto a la información geológica se reporta un ambiente sedimentario que varía de Deltaico a Marino somero con influencia de marea, donde las acumulaciones de hidrocarburos más importantes se encuentran asociadas principalmente a canales fluviales, rellenos de canal distributivo, barras de desembocadura y las de menor interés están relacionadas con depósitos de llanura de inundación y de bahía

interdistributaria. El yacimiento productor pertenece a las Formaciones Oficina de Edad Mioceno Inferior a Medio (figura 3.5).

Estructuralmente el Campo Zuata Principal forma parte de un homoclinal fallado, generalmente de rumbo Este-Oeste con un buzamiento suave de dos a tres grados al Norte. Existen dos sistemas de fallas normales, uno principal con rumbo Noroeste-Sureste y gradualmente orienta el buzamiento hacia el Suroeste.

La estratigrafía del área está comprendida por los sedimentos Paleozoicos de las formaciones Hato Viejo y Carrizal seguidos por las formaciones Cretácicas (Fm Canoa y Fm Tigre) del Grupo Temblador, luego corresponde a los sedimentos de edad Mioceno Inferior de la Formación Oficina, la cual es la roca reservorio del área. Suprayacente a esta, encontramos la Formación Freites (Mioceno Medio) y seguidamente los sedimentos más jóvenes de las formaciones Las Piedras (Mioceno Superior-Plioceno) y Mesa (Pleistoceno) respectivamente.

- **Formación Mesa**^[24]

Edad: Pleistoceno

Litológicamente consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolitas. La Formación Mesa generalmente suprayace concordante y transicionalmente a la Formación Las Piedras. El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de norte a sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de oeste a este, por el avance de los sedimentos deltáicos.

- **Formación las piedras**^[24]

Edad: Plioceno-Mioceno Superior

Consiste principalmente de sedimentos finos, mal consolidados, que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonáceas, lutitas arcillosas, arcilitas abigarradas y lignitos. La Formación es concordante por encima de la Formación Freites.

- **Formación Freites**^[24]

Edad: Mioceno Medio

Está compuesta por lutitas físciles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de unos 300 pies, con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas y muy persistentes lateralmente. Un intervalo predominantemente lutítico y un intervalo inferior de aproximadamente 300 pies de lutitas intercaladas con areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas. La Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina.

- **Formación Oficina**^[24]

Edad: Mioceno Inferior

La Formación Oficina consiste en una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono.

El material carbonoso es común y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que

son de considerable valor en las correlaciones. La Formación en el área cuenta con un espesor aproximado de 650pies.

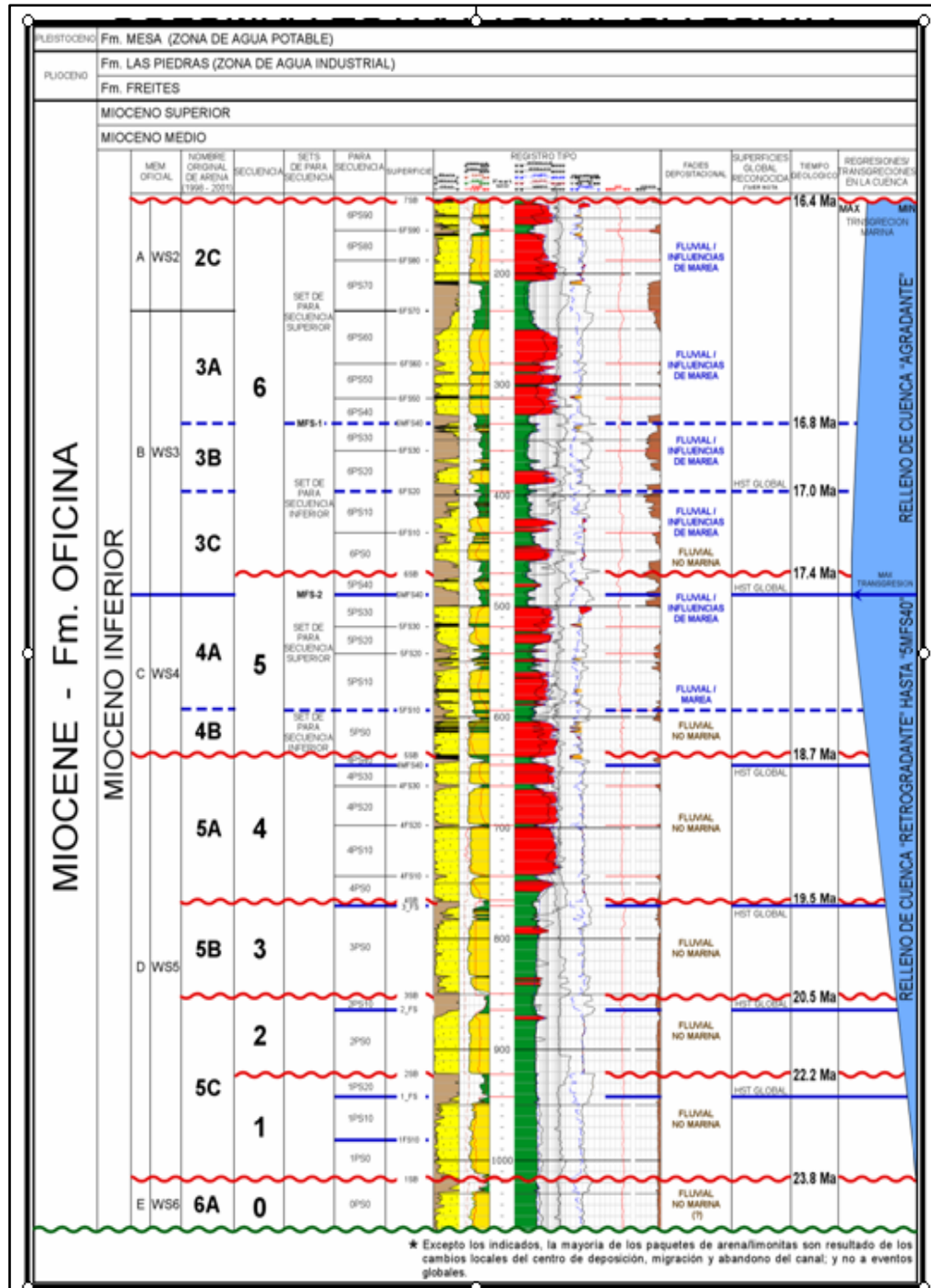


Figura 3. 5: Columna Estratigráfica del Área de San Diego de Cabrutica. ^[24]

3.5 ÁREA DE RESERVA

Está localizado en el Campo Zuata Principal. Cuenta con una superficie aproximada de 56 Km². Actualmente, el Área de Reserva se encuentra produciéndose a través de 88 pozos, de los cuales 7 son multilaterales y el resto de configuración mecánica sencilla (un brazo). Los mecanismos de levantamiento utilizados son Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombas Electro sumergibles (BES) con las que se ha logrado una producción de 46.390BN para el 6 de junio del año en curso. Las reservas de hidrocarburos asociadas a esta área forman parte de las reservas probadas del yacimiento OFINF SDZ-2X A1.

La zona productora está a pocos kilómetros de la población de San Diego de Cabrutica en el estado Anzoátegui, zona central de la Faja Petrolífera del Orinoco. Comprende un área de 30.097 hectáreas, en el intervalo correspondiente a las secuencias 4, 5 y 6, (Arenas 6A, 5C, 5B, 5A, 4B, 4A, 3C, 3B, 3A, 2C) en la Formación Oficina, Mioceno Inferior. (Ver figura 3.6).

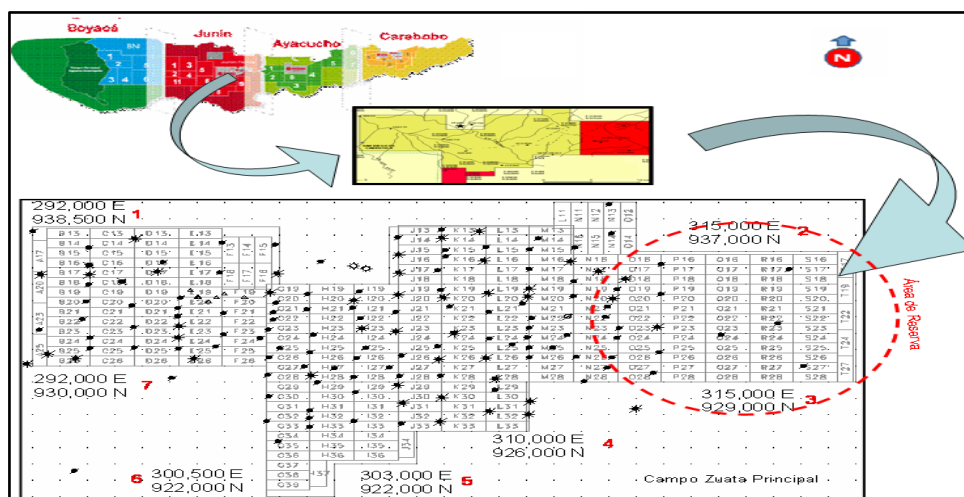


Figura 3. 6: Límites del Yacimiento OFIINF SDZ-2X A1.

En la tabla 3.1 mostrada a continuación se presentan los datos oficiales del Yacimiento OFINF SDZ-2X A1.

Tabla 3. 1: Propiedades Básicas del Yacimiento OFIINF SDZ-2X A1

Propiedades Básicas del Yacimiento	
POES (MMMBN).	21,86
Reservas Recuperables Primarias (MMMBN).	2,4
Prod. Acumulada (MMMBN).	0,36
Factor de Recobro (%).	20
Profundidad Promedio (pies).	1.500
Presión Inicial (lpc).	630
Presión Actual (lpc).	480

Temperatura (°F).	135
Espesor Promedio (pies).	156
Viscosidad del petróleo (cp).	2.300
Porosidad (%)	32
Permeabilidad (Darcy).	17
Corte de agua promedio (%).	10

El yacimiento OFI INF SDZ-2X A1 presenta como mecanismo primario de producción el empuje por gas en solución, del tipo de crudo espumante en la Faja Petrolífera del Orinoco.

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describen los métodos utilizados en el T.E.G para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos propuestos en la investigación.

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Los trabajos de investigación se pueden realizar siguiendo cualesquiera de los paradigmas o enfoques de investigación propios de las disciplinas en las que se ubique la temática escogida, siempre y cuando se logre justificar de manera satisfactoria dicha metodología; además es común que en dichos proyectos se adopte dos o más de estas orientaciones a fin de consumir los objetivos trazados. En el caso del presente proyecto se ha definido el tipo de investigación como explicativa y descriptiva.

La investigación explicativa “se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” (Arias. 1999. El Proyecto de Investigación, p.20).

En cuanto a la investigación descriptiva “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o suceso con el fin de establecer su estructura o comportamiento. *Los estudios descriptivos miden las variables de forma independiente, y aun cuando no se formulan hipótesis, las primeras aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación*” (Arias.1999. El Proyecto de Investigación, p.20)

4.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Con el fin de llevar a cabo la ejecución de los objetivos se ubicó en el contexto de un diseño de investigación de campo, donde la recolección de los datos de producción y la información necesaria sobre los eventos ocurridos en los pozos se hizo directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular variable alguna ni realizar ningún cambio con el propósito de interpretarlos, entender su naturaleza y crear procesos de simulación exitosos, con una incertidumbre muy baja.

La investigación de campo “consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna.” (Arias. 2004. El Proyecto de Investigación. p.28).

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

4.3.1 Población

Arias (2004) la define como “conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación”. Para este trabajo de investigación la población abarcó todos los pozos del Bloque Zuata Principal de la EMXPetroanzoategui, tanto del Área Tradicional como del Área de Reserva.

4.3.2 Muestra

Arias (2004) expresa la muestra como “subconjunto representativo de un universo población”. La muestra obedeció a los pozos seleccionados a través de una matriz, que cumplieron con premisas o condiciones expuestas en el procedimiento metodológico y de los cuales fueron escogidos cuatro pozos para un estudio de

simulación. JK2306, DE2004, NO2409 y GH2703 del Área Tradicional que se probaron con la tecnología de CEF y los 88 pozos que conforman el Área de reserva.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras particulares en que se pudo obtener la información entre las que están observación directa, el análisis documental y análisis de contenido. La aplicación de una técnica conduce a la obtención de información, la cual debe ser resguardada mediante un instrumento de recolección de datos, los cuales no son más que dispositivos o formatos (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.

4.3.2 Centinela 2.000

Centinela 2.000 es un programa computacional sistematizado que permite el seguimiento diario de los parámetros operacionales de las instalaciones y el comportamiento de producción, inyección, control y análisis de las operaciones actuales y futuras de yacimiento y de cada pozo.

Este sistema engloba los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances operacionales y oficiales de crudo y gas. Además, controla los datos básicos y datos de completación de los pozos, así como las asociaciones existentes entre éstos y las instalaciones de superficie. A través de esta herramienta se obtuvo información referente a pruebas de producción de los pozos que incluyen Grados API, barriles totales producidos de petróleo, agua y gas, corte de agua, RGP, entre otros, por medio de la función PRUEBA, entre otras.

4.3.3 Sistema de Evaluaciones Económica SEE

El sistema de Evaluaciones Económicas (SEE V6.0) fue originalmente desarrollado por el grupo de Evaluaciones Técnico-Económicas de Intevep e Intesa. Es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de indicadores económicos.

El sistema cuenta con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos entre otras, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuan susceptible es el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos.

4.3.4 Oil Field Manager (OFM)

Oil Field Manager es un software de análisis de yacimiento y pozo, patentada por la empresa Schlumberger y es usada actualmente por Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), entre otras compañías, que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.

Esta herramienta es muy útil para automatizar tareas, relacionar información y compartir datos. Su módulo más usado es para visualizar y analizar comportamientos de producción de yacimientos, macollas y/o pozos, analizar declinaciones de producción, seguimiento de las reservas e inferir pronósticos.

4.3.5 COPyR

Consultas de Operaciones de Perforación y Rehabilitación de Pozos, es una herramienta organizada que permite consultar datos oficiales de PDVSA, agilizando las labores de los usuarios, observándose de manera rápida y resumida la información.

COPyR presenta un módulo llamado Consulta que ofrece datos de pozos/eventos, específicamente reportes diarios de perforación, completación, cementación, tiempos productivos y no productivos, gráficos de perforación, materiales y equipos utilizados durante dichas operaciones.

4.3.6 Servidor STATOIL

En este servidor público se almacena información referente a las diferentes gerencias de PDVSA asociadas a datos técnicos y a plantillas relacionadas con las labores y/o procedimientos administrativos de la empresa. Igualmente, los usuarios pueden compartir y/o modificar información de interés.

La información está almacenada en carpetas, en las que se encuentran libros de Ingeniería de Yacimiento, mapas isópacos-estructurales, imágenes de columnas estratigráficas y datos de los pozos como notas técnicas, surveys, comentarios geológicos, diagramas de configuración mecánica, entre otros.

4.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para la evaluación técnica-económica de la aplicación de la tecnología de cable calentador en la EMX Petroanzoategui se llevará a cabo la metodología presentada en la figura 4.1.

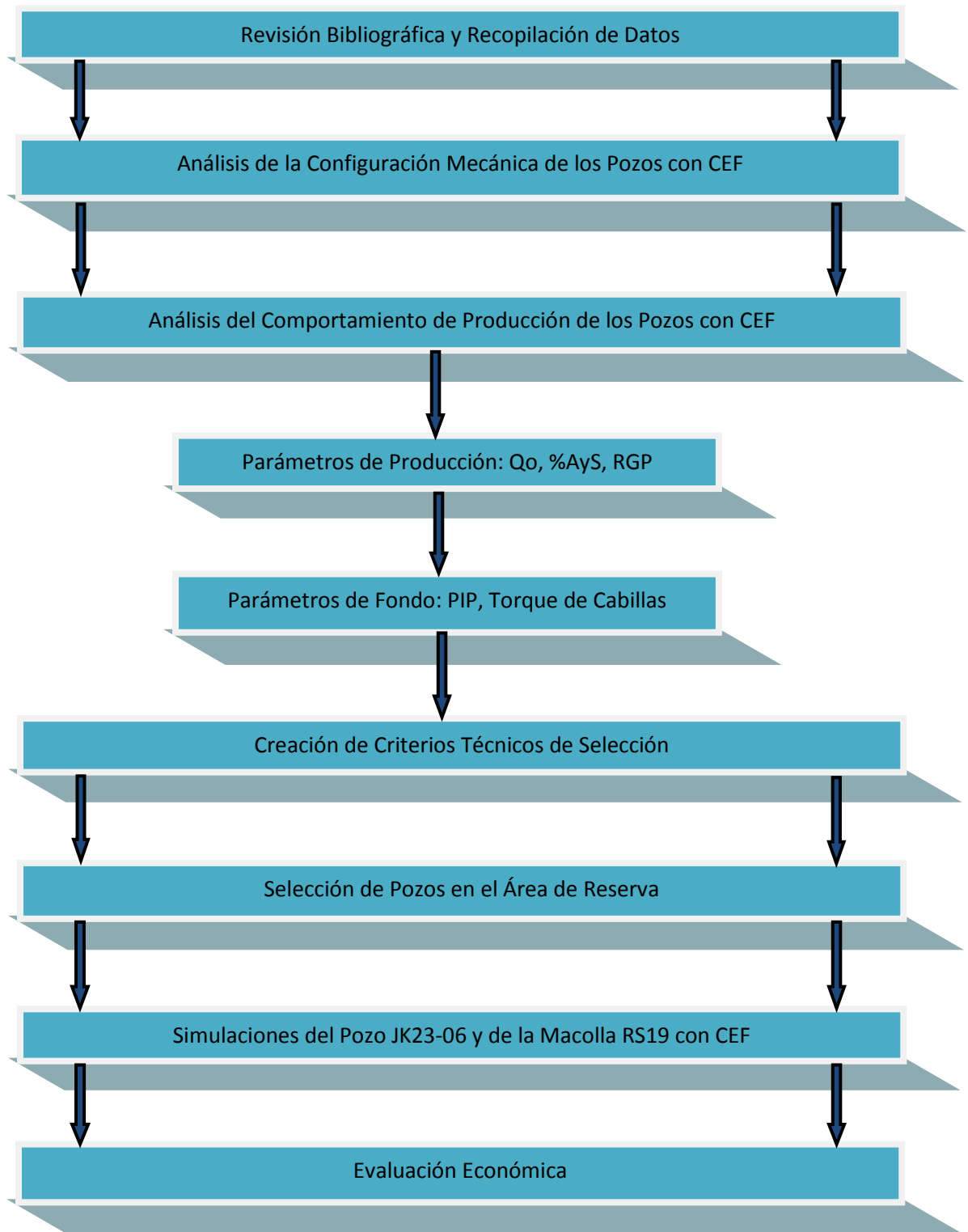


Figura 4. 1: Flujograma de Actividades.

4.5.1 Revisión Bibliográfica Y Recopilación De Datos

En pro de la realización del proyecto de investigación se hicieron consultas bibliográficas para un mayor entendimiento del área en estudio, además de obtener la ubicación geográfica, características geológicas, estratigráficas, petrofísicas, y aspectos generales del campo. Así como también información referida al calentamiento eléctrico en fondo con tecnología de cable calentador, antecedentes, bases teóricas y resultados de experiencias de campo propias, mediante análisis del material suministrado por el asesor industrial y el personal de la Gerencia de Tecnología (Tesis de Grado, Informes Técnicos, Publicaciones y a través de la información obtenida por medio del sistema de búsqueda en línea y acceso a la base de datos de Petroanzoategui).

4.5.2 Análisis De La Configuración Mecánica Con CEF

Se realizaron diagramas mecánicos, como el mostrado en la figura 4.2, mediante información obtenida de los reportes de optimización de los pozos del Campo Zuata Principal (Área Tradicional) a los cuales se les instaló cable calentador y se identificaron los distintos equipos usados en fondo además del programa de cabillero para descartar contratiempos o dificultades en los procedimientos aplicados para dicha instalación. A parte, se realizó una revisión a los surveys de cada pozo y se observó el comportamiento de los valores de la Severidad de Pata de Perro (D.L.S) y se determinó el valor máximo presentado en la trayectoria del pozo. Finalmente se creó un diagrama mecánico tipo de un pozo candidato a ser intervenido para la instalación del sistema CEF en la Faja Petrolífera del Orinoco así como ciertas consideraciones a tomar en cuenta para la masificación de la tecnología.

Simultáneamente, se identificó para cada diagrama la arena y la parasecuencia donde estaban completados los pozos y se agregó el registro para la visualización de las propiedades petrofísicas.

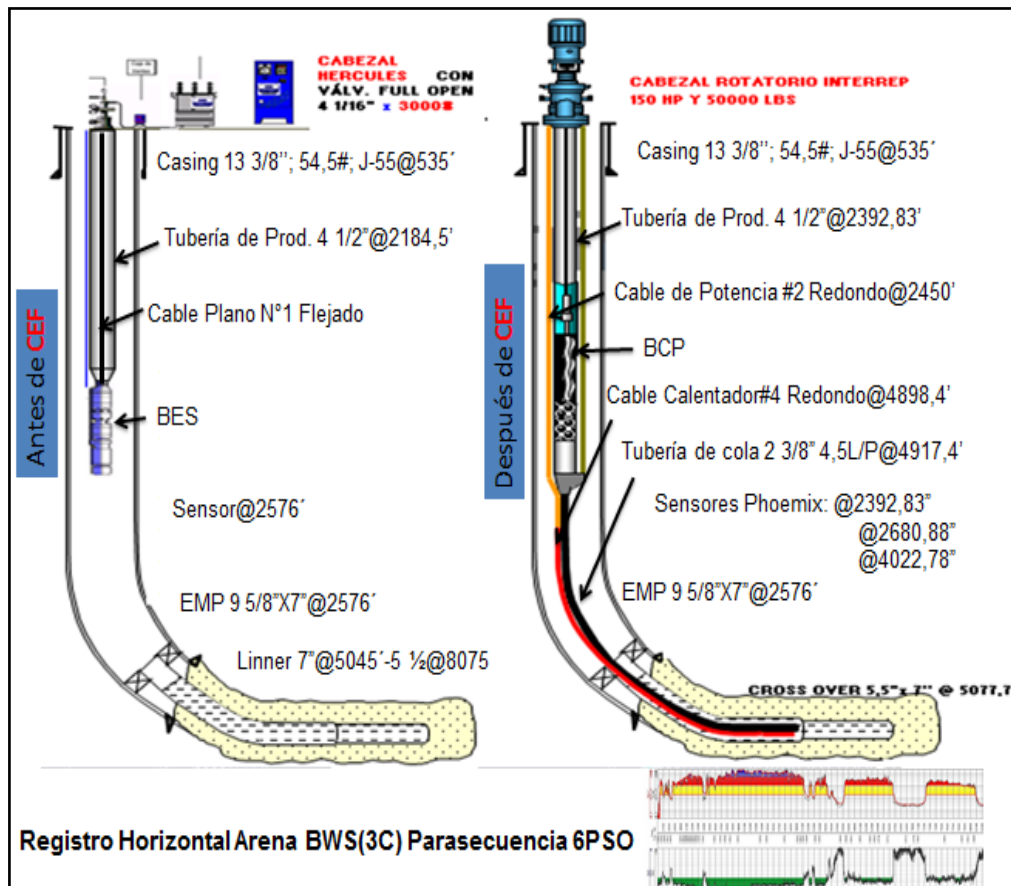


Figura 4. 2: Diagrama Mecánico de Pozo con CEF.

4.5.3 Análisis Del Comportamiento De Producción De Pozos Con CEF

Para la realización de gráficos con el comportamiento de parámetros de producción como la tasa de producción de petróleo, corte de agua y relación gas-petróleo se utilizó la herramienta OFM en la que se filtraron los datos para cada pozo del Campo que tienen cable calentador instalado. Dichos datos de producción de manera mensual fueron exportados a una hoja de cálculo del programa Microsoft Excel donde fueron tabulados y graficados para su posterior análisis. Una vez obtenidas las gráficas se procedió a identificar el período en el cual estuvo encendido el sistema CEF y el cambio que produjo en los parámetros de producción mencionados anteriormente.

De la misma manera, se analizó el comportamiento de la Presión de Entrada de la Bomba extraídas del programa de Microsoft Excel llamada Cp Data Display mostrada en la figura 4.3, en la que se administran los datos de pruebas de pozo almacenadas en Centinela. Cabe destacar que sólo se usaron aquellos datos que se encontraban dentro de la calificación A (Aceptadas), descartando aquellas pruebas que mostraban clasificación M (Malas). Por último y de la misma fuente se extrajo la cantidad de diluyente que se añadía a los pozos antes y después del encendido del sistema CEF.

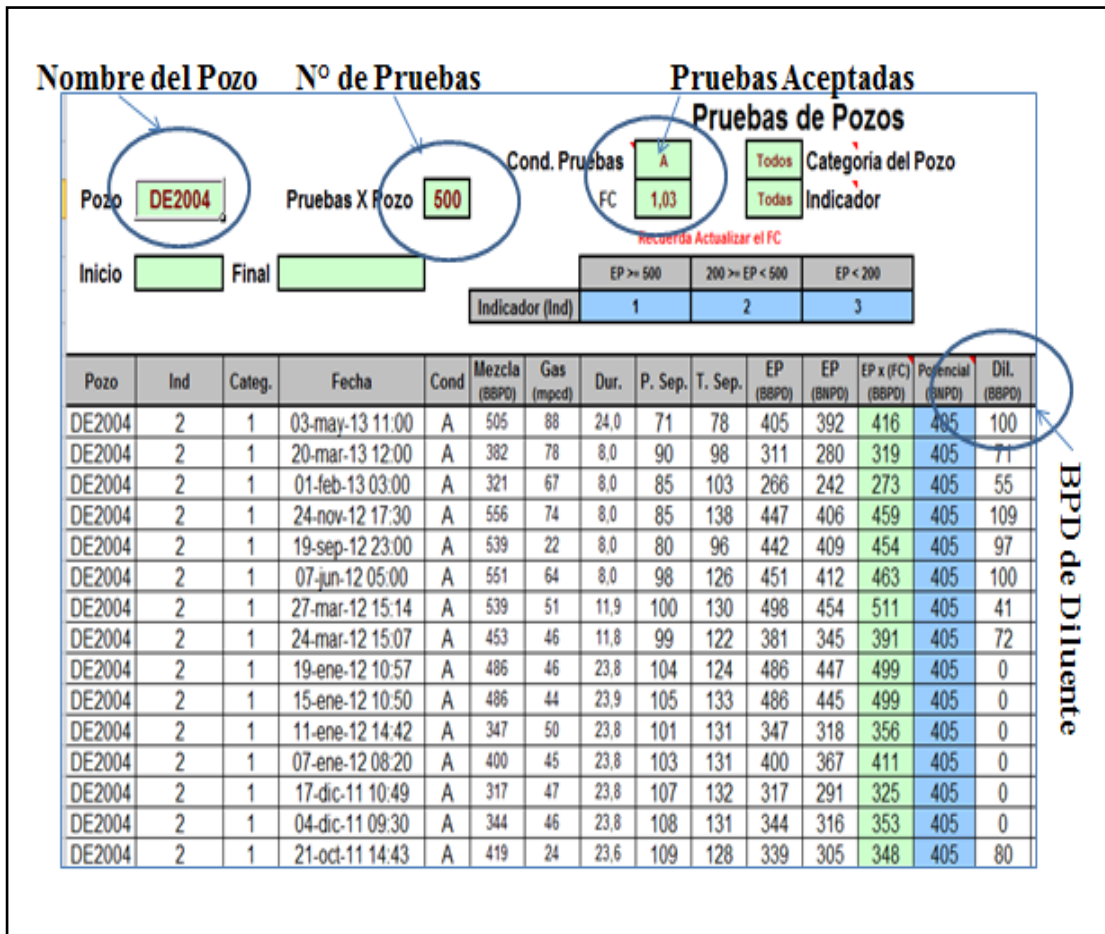


Figura 4. 3: Formato del Programa Cp Data Display.

Cabe destacar que los pozos con CEF que fueron tomados en cuenta para este análisis fueron aquellos que tuviesen más de 6 meses de producción en caliente y que no tengan problemas mecánicos por fallas en la bomba o atascamiento.

4.5.4 Creación de Criterios de Selección

Es una limitante el hecho que no se poseen criterios técnicos de selección de pozos candidatos para la aplicación de la tecnología de cable calentador que garanticen la obtención de resultados satisfactorios. En base a los rangos de aplicación usados en los Campos Carabobo, Jobo y Pílon del Distrito Morichal y en el Campo Orocuál del Distrito Furrial, en los recomendados por la Empresa TYCO (pionera en el diseño de herramientas calentadoras de fondo de pozo) y tomando como referencia documentos técnicos de la Sociedad de Ingeniería de Petróleo se realizó una tabla comparativa que incluía los siguientes parámetros: tipo de pozo, tipo de roca, espesor de arena, °API, viscosidad, Qo, RGP, %AyS, problemas de arenamiento, obstrucción mecánica, levantamiento artificial (L.A), completación térmica, tamaño de liner, severidad de pata de perro y temperatura de fondo.

Paralelamente, se realizó una tabla de valores de tasa de producción de petróleo, corte de agua y RGP que presentaban los pozos con CEF del Campo Zuata Principal antes del encendido de dicho sistema, extraídos del Reporte de la Gerencia de Optimización del 06 de junio de 2013, además a través de una hoja de cálculo en Excel se determinó el incremento de producción en tasa de crudo luego de un año de producción en caliente y con el nuevo mecanismo de levantamiento artificial con la ayuda de la declinación del pozo calculada con el procedimiento expuesto en el ítem anterior. Todo esto, con la finalidad de establecer el rango de valores de los parámetros de producción mencionados en los cuales se obtuvo el mayor porcentaje de incremento de producción de crudo. Finalmente se incorporaron estos resultados a

la tabla comparativa, así como el resto de los parámetros con la clasificación de “Experiencia Propia”.

4.5.5 Selección de Pozos del Área de Reserva

De las carpetas de Pozos en el Servidor Público STATOIL se extrajo toda la información de los pozos del Área de Reserva como surveys, tamaño de liner, tipo de terminación (sencilla o múltiple); y de la prueba de producción del 06 de junio del 2013 de Centinela se extrajo los parámetros de producción y °API, y temperatura de fondo por medio de los datos reportados por los sensores. Todos los datos se exportaron a una hoja de cálculo de Excel y se tabularon para luego ser seleccionados en base a los criterios establecidos en el ítem anterior.

4.5.6 Simulación Numérica de Yacimiento OFI NF SDZ-2X A1 (Área Tradicional) con el Pozo JK23-06

- **Familiarización con el software STARS de CMG**

En esta etapa del trabajo se realizó una familiarización con la herramienta computacional utilizada en esta investigación. Para ello, se realizaron tutoriales que permitieron conocer más a fondo el software seleccionado de modo que se puedan identificar los principales “keywords” empleados por el programa en las simulaciones. Fue de mucha ayuda la ejecución de tutoriales del simulador de petróleo negro (IMEX) de la misma empresa CMG, ya que permitió adquirir la destreza de cargar y exportar datos así como la habilidad de crear gráficos en ResultGraph.

- **Mallado**

El mallado para dicha simulación está basado en un Submodelo extraído del Modelo Full Field de la Gerencia de Estudios Integrados-CVP en el que se incluía el pozo JK23-06 y los pozos vecinos por lo que es llamado “Submodelo_JK”, el cual consiste de un modelo cartesiano, cuyas dimensiones son: 60 celdas en la dirección “I”, 30 celdas en la dirección “J” y 88 celdas en la dirección “K”, lo que genera un modelo de 158400 celdas, cada una de 50x50 mts. Existe un refinamiento cartesiano en dirección “J” en las celdas contactadas por el Pozo JK23-06, lo cual hace que exista una mayor exactitud en los cálculos realizados por el simulador y mejor visualización de los cambios de temperatura, con dicho refinamiento las celdas pasan de 164 pies a 18 pies.

Para la extracción del Submodelo se procedió a abrir en Builder el Modelo Full Field. Una vez abierto se procedió a darle clic a “EditGrid”, luego se abrió “Reservoir” y se seleccionó Extraer Submodelo y finalmente se sombrea la sección a separar (figura 4.4).

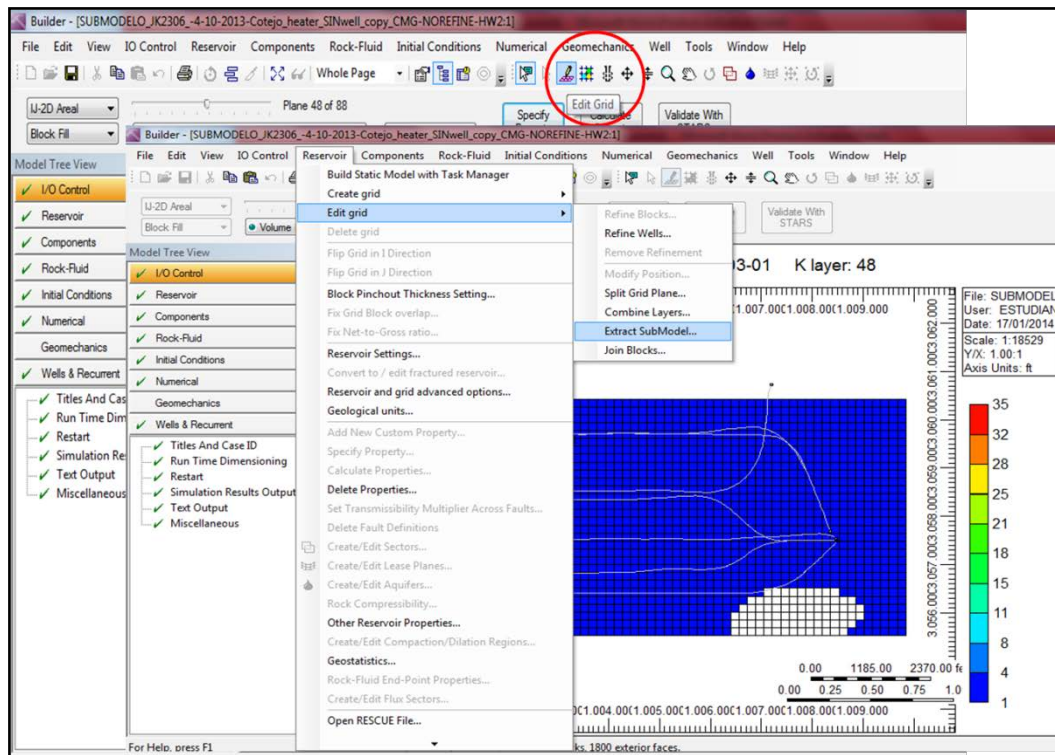


Figura 4. 4: Extracción de Submodelo en Builder.

El tamaño del Submodelo es de 9843 pies tanto en la dirección “I”, 4921 pies en la dirección “J” y 14436 de espesor en el eje “K”, lo que representa el 1,96% del yacimiento “OFINF SDZ-2X A1”. El tope del yacimiento se encuentra aproximadamente a 1194 pies de profundidad. En la figura 4.5 se expone una vista tridimensional del modelo generado con el simulador, donde se aprecian los pozos tomados en cuenta. Las propiedades térmicas del mallado se ubican en la tabla 4.1.

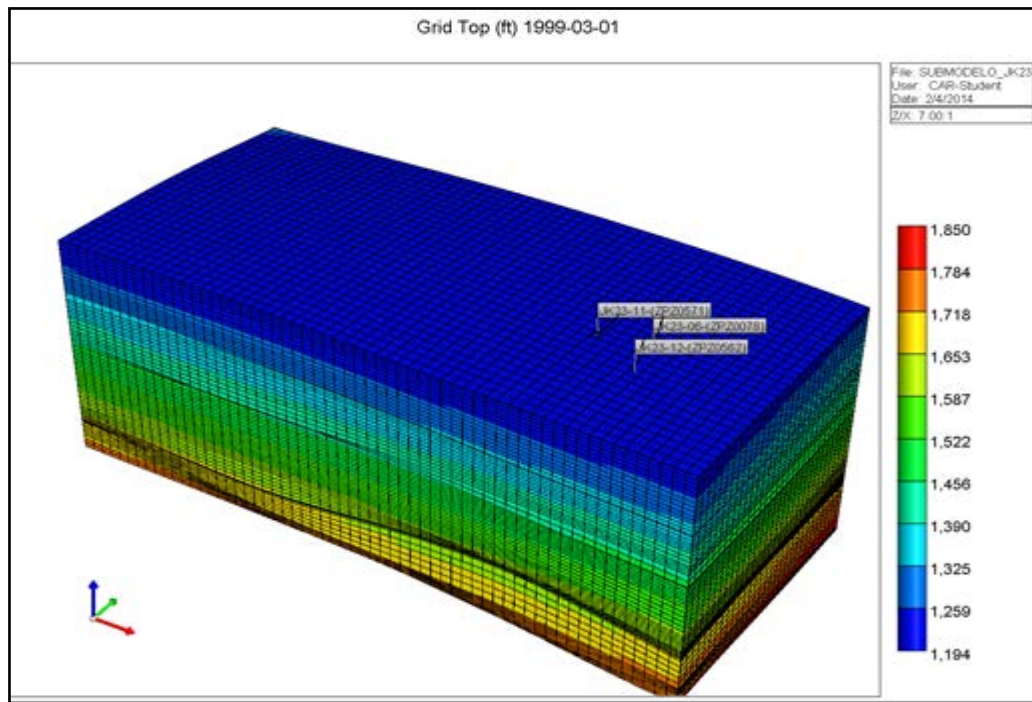


Figura 4. 5: Vista 3D del Submodelo_JK.

Tabla 4. 1: Propiedades Térmicas del Mallado.

Propiedades Térmicas de la Roca	
Capacidad Volumétrica de Calor Tipo de Roca N°1	23 BTU/ft ³ °F
Capacidad Volumétrica de Calor Tipo de Roca N°2	25.4 BTU/ft ³ °F
Capacidad Volumétrica de Calor Tipo de Roca N°3	27.69 BTU/ft ³ °F
Conductividad Térmica para los 3 Tipos de Roca	
Roca Reservorio	104 BTU/ftday°F
Fase de Petróleo	1.8 BTU/ftday°F
Fase de Agua	1 BTU/ftday°F
Fase de Gas	0.8 BTU/ftday°F

- **Características del Yacimiento (Área Tradicional)**

Los parámetros del yacimiento y las características de los fluidos fueron tomados de los registros de pozo y de muestras de núcleo, los cuales se desarrollaron en estudios del bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la tabla 4.2 se resumen las principales características promedio del yacimiento, así mismo se muestran en las figuras 4.5 y 4.6 la porosidad y permeabilidad del submodelo, respectivamente.

Tabla 4. 2: Propiedades Estáticas del Yacimiento OFIINF SDZ-2X A1.

Porosidad (%)	32
Permeabilidad (D)	17
Espesor (ft)	156
Corte de Agua (%)	10
Presión Inicial (lpc)	630
POES (MMMBN)	21,86

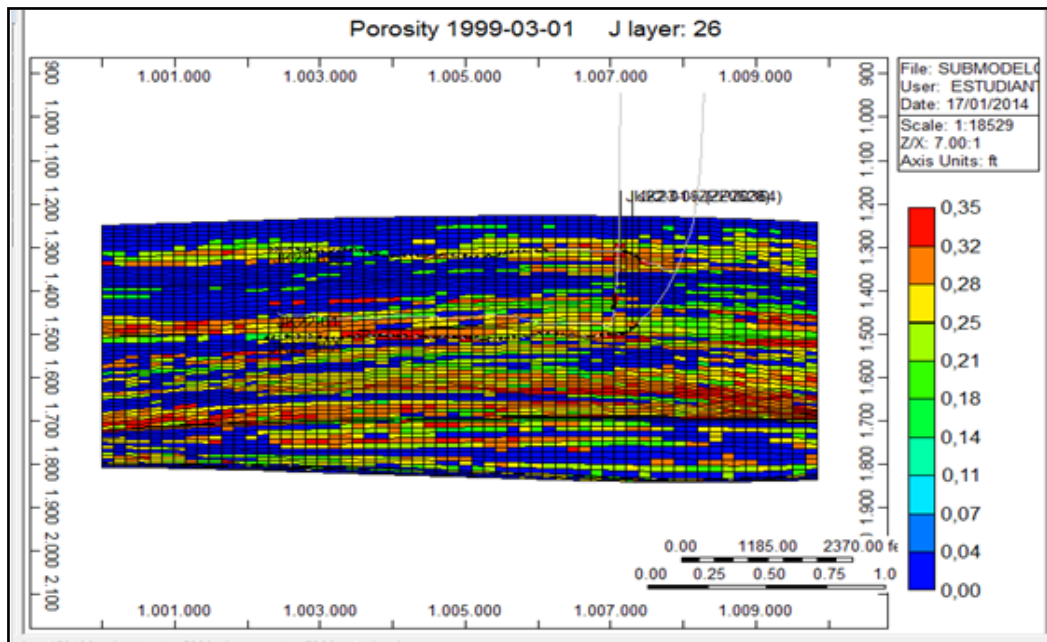


Figura 4.5: Porosidad del plano IK en las perforaciones del pozo JK2306.

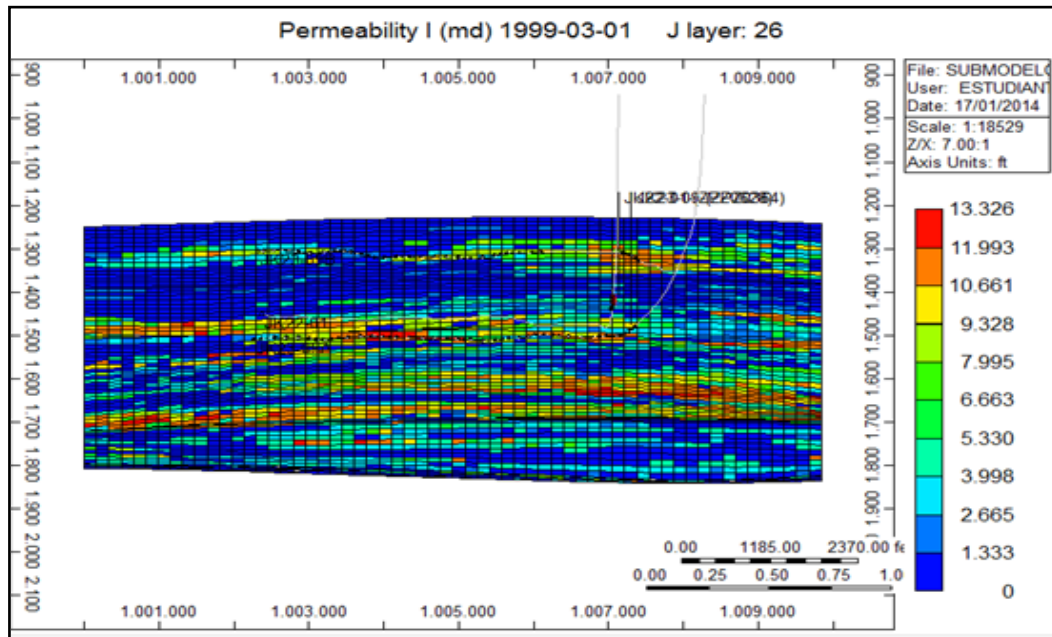


Figura 4. 6: Permeabilidad del plano IK en las perforaciones del pozo JK2306.

- **Características de los fluidos**

La simulación convencional de crudo negro consiste en tres componentes fundamentales: agua, petróleo y gas. Todas las propiedades físicas son asignadas a un componente en términos de las fases en que puede estar presente durante la simulación. Dichas fases son: oleica, acuosa y gaseosa; o fase líquida (oleica y acuosa) y gaseosa (gas). La fase oleica consiste en la combinación de todos los hidrocarburos que no se vaporizan en las condiciones de interés.

En la tabla 4.3 se presenta la distribución presente en cada uno de los componentes utilizados para la simulación.

Tabla 4. 3: Distribución de los Componentes en el Yacimiento.

	Oleico	Acuoso	Gas
Petróleo	X		
Gas en Solución	X		X
Agua		X	X

- **Propiedades PVT de los fluidos**

El crudo utilizado para este estudio es de 8.9 °API aproximadamente, clasificado como un crudo extrapesado y de una alta viscosidad. Las propiedades PVT utilizados en este trabajo se encuentran resumidas en la tabla 4.4.

Tabla 4. 4: Propiedades PVT.

Presión (lpc)	Presión (lpca)	T (°F)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	ρ_o (lb/pc)	γ_g	Mo	Mg	Vgi	Vga	Rs (PCN/BN)	Diferencia (%)
0	14.7	60	0	1.000			1008	0.00	0.00	0.00	0	0.0
0	14.7	125	0	1.023		0.696	1008	0.00	0.00	0.00	0	0.0
185.3	200	125	23	1.059	0.9552	0.617	1012	3.37	0.14	0.14	22	3.6
285.3	300	125	30	1.061	0.9541	0.611	1013	0.93	0.04	0.18	29	3.0
385.3	400	125	38	1.064	0.9530	0.602	1014	1.12	0.05	0.24	38	1.3
485.3	500	125	46	1.066	0.9517	0.598	1015	1.00	0.05	0.28	45	2.0
585.3	600	125	56	1.068	0.9514	0.596	1016	1.30	0.06	0.35	55	1.7

En cuanto a la viscosidad, es una de las propiedades primordiales para el simulador térmico por su dependencia de la temperatura, es decir, a medida que aumenta la temperatura en pequeños rangos, disminuye la viscosidad en varios órdenes de magnitud, lo cual hace que el crudo sea más móvil y suba por el pozo productor con más facilidad. En la figura 4.7 se muestra la dependencia de la viscosidad con la temperatura del crudo muerto.

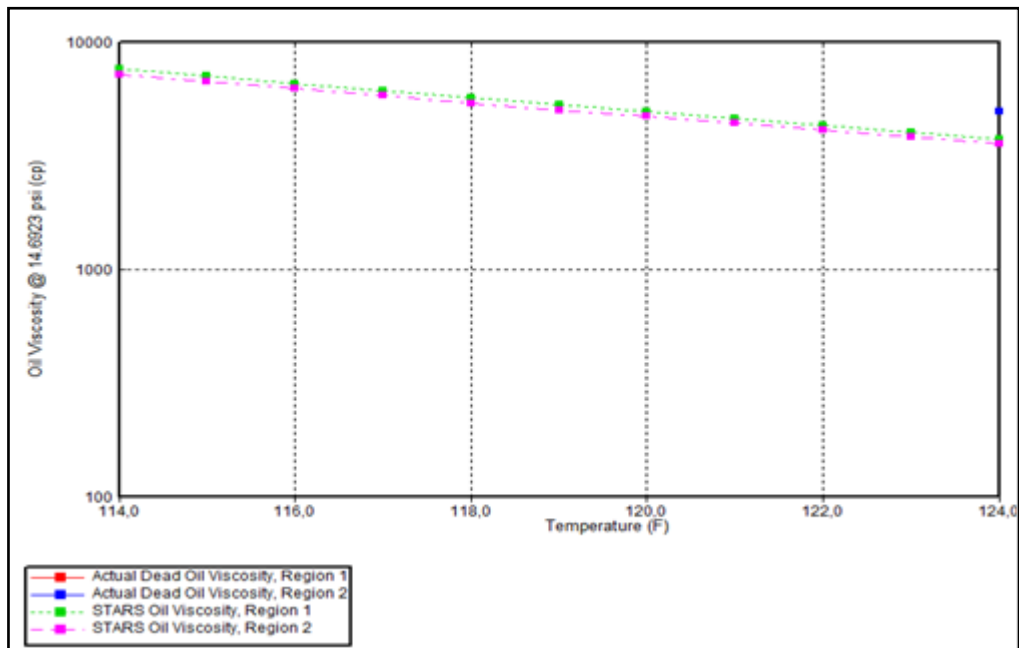


Figura 4. 7: Viscosidad del Petróleo en función de la Temperatura del Submodelo_JK.

- **Interacción Roca-Fluidos**

Para este caso, se introdujeron en STARS los datos de permeabilidades relativas que se encuentra en las figuras 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 y 4.14. Debido a que en el Campo Zuata Principal no se han hecho pruebas de laboratorio que determinen las permeabilidades relativas fue necesario usar las del Campo Bare (Campo vecino del Área de Ayacucho) donde el yacimiento también es oleófilo. En tal sentido, por no poseer datos propios, se trabajaron con tres tipos de roca para el modelo roca fluido cuya distribución en el modelo se puede observar en la figura 4.8.

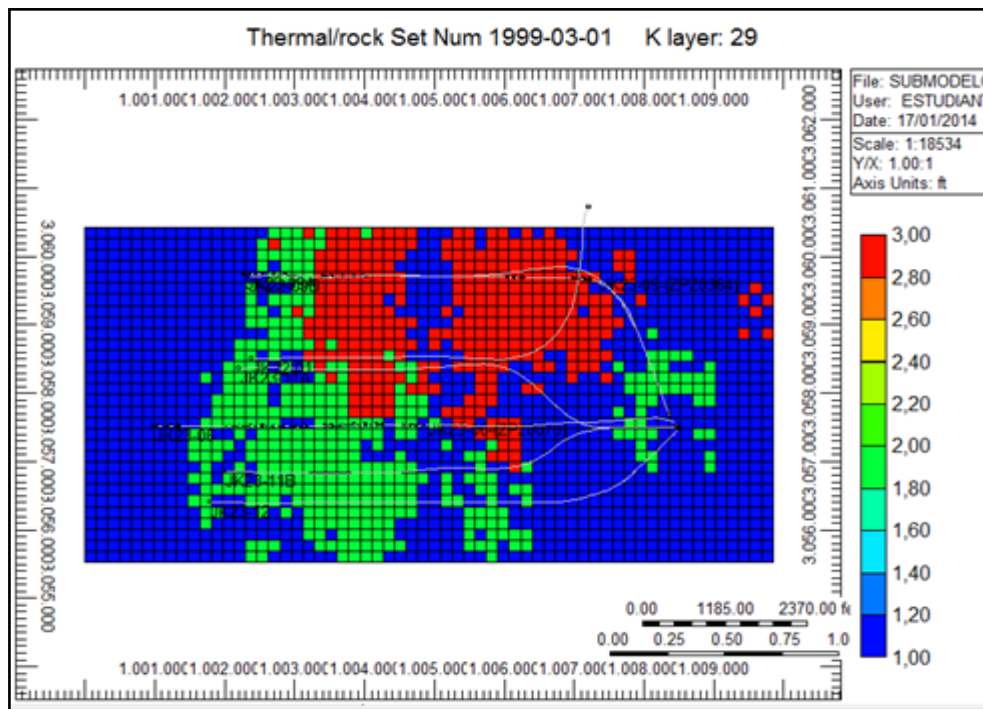


Figura 4. 8: Tipos de Rocas en el Submodelo_JK.

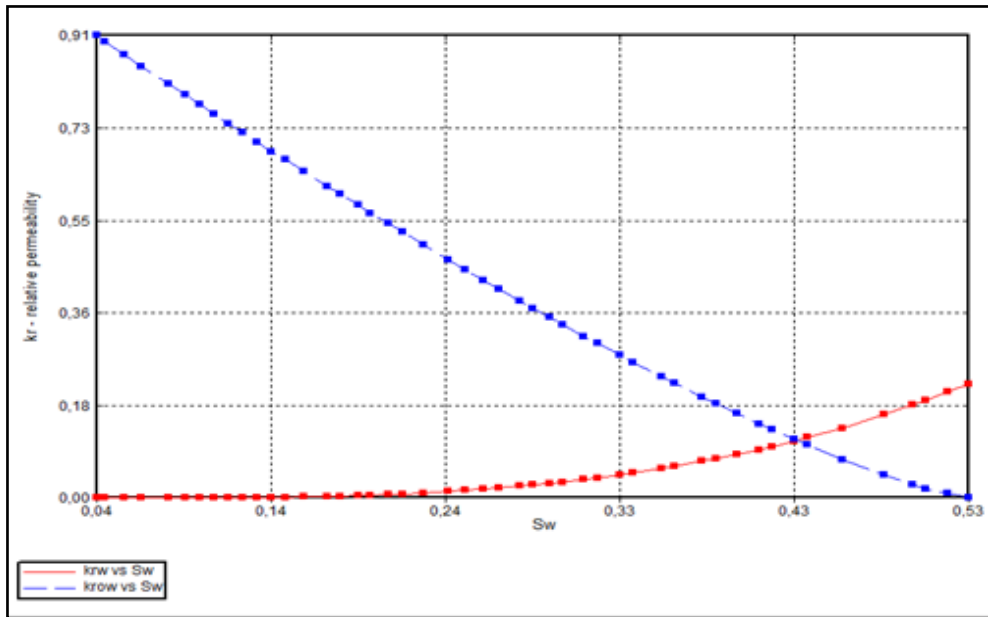


Figura 4. 9: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo (Tipo de Roca #1) del Submodelo_JK.

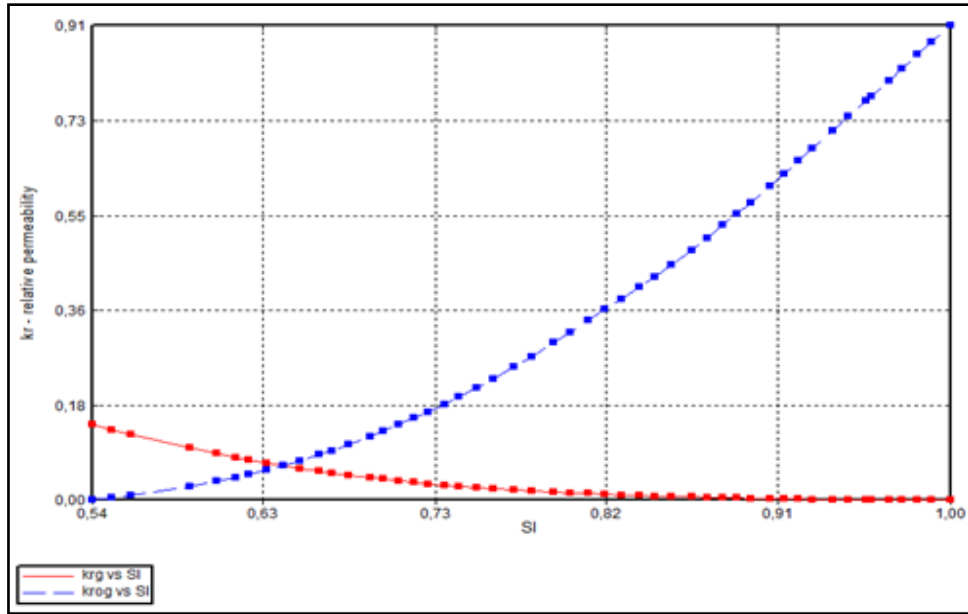


Figura 4. 10: Permeabilidad Relativa Gas-Líquido (Tipo de Roca #1) del Submodelo_JK.

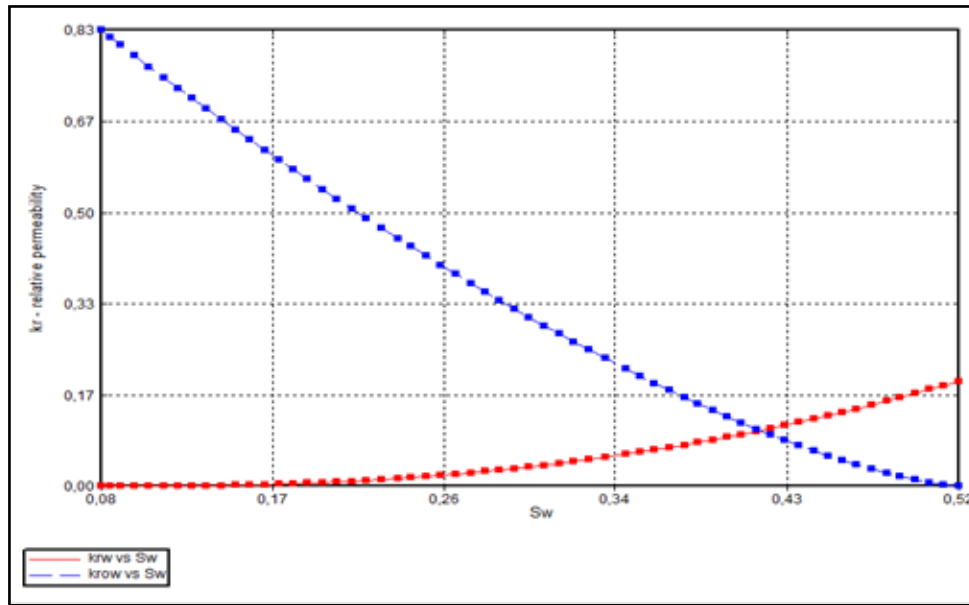


Figura 4. 11: Permeabilidad Relativa Agua_Petróleo (Tipo de Roca #2) del Submodelo_JK.

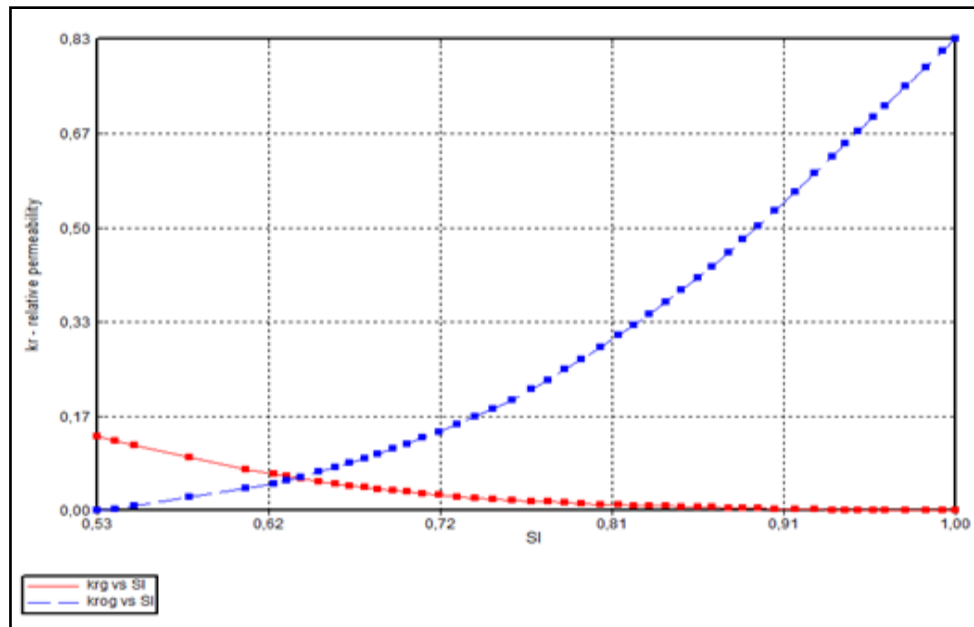


Figura 4. 12: Permeabilidad Relativa Gas-Líquido (Tipo de Roca #2) del Submodelo_JK.

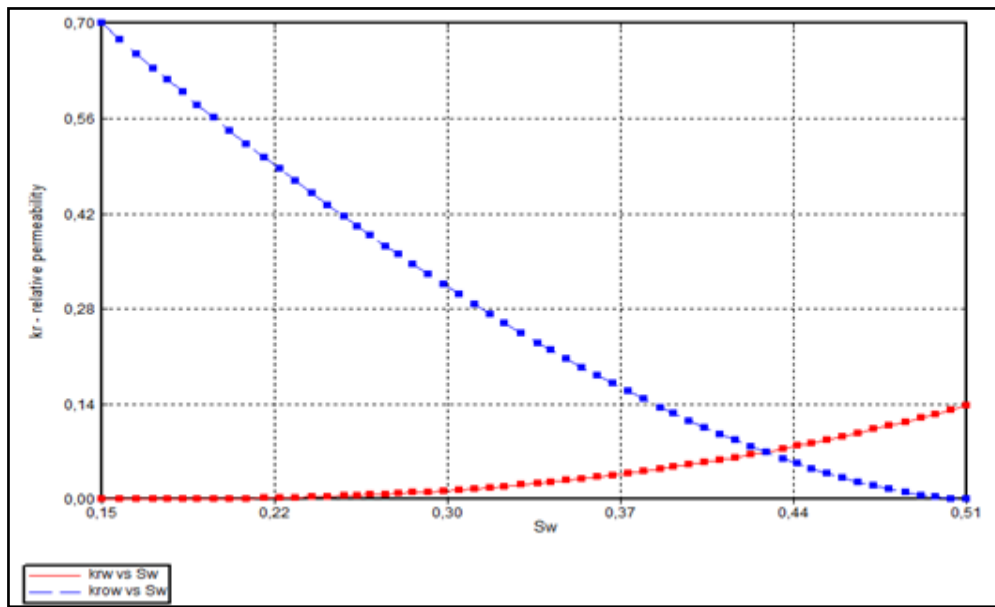


Figura 4. 13: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo (Tipo de Roca #3) del Submodelo_JK.

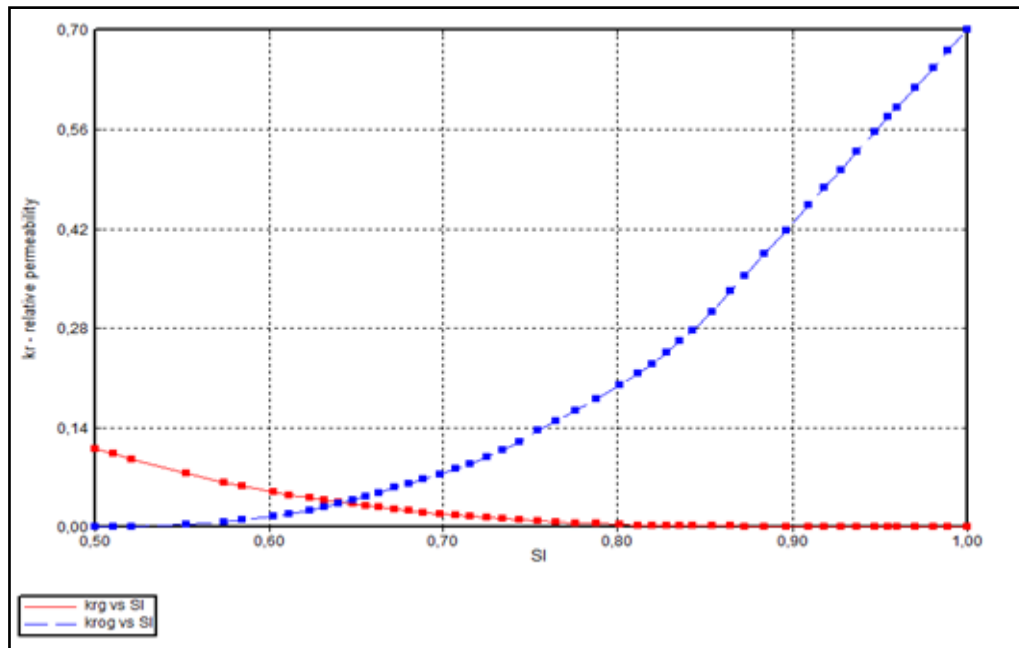


Figura 4. 14: Permeabilidad Relativa Gas-Líquido (Tipo de Roca #3) del Submodelo_JK.

- **Cotejo Histórico del Submodelo_JK2306**

Era imprescindible la realización de un cotejo histórico en el que se lograra reproducir de la mejor manera la realidad con lo simulado. El cotejo estuvo basado en hacer coincidir el comportamiento histórico de la tasa de petróleo, RGP, corte de agua y presión de fondo fluyente de los pozos del Submodelo con las corridas de simulación, haciendo sensibilidades con multiplicadores porosos alrededor de pozos, daño (Factor Skin), Saturación de gas crítica, Keyword SETPI (exclusivo de STARS) entre otros. Además de verificar las propiedades petrofísicas de los pozos con la ayuda de los registros en PETREL y la longitud de las perforaciones. Una vez que el modelo en general arrojó un cotejo de la historia de producción aceptable, es decir, que la mayoría de los parámetros evaluados de la mayoría de los pozos coincidieran en un rango no mayor de 15% de error. Cabe destacar que dentro de este cotejo histórico se activó el módulo de HeatingWell del simulador por 3 años, desde 2010 hasta la actualidad, recordando que lo mismo pasó en la realidad con el pozo JK2306.

- **Caso Único**

Este caso único consistió en hacer una predicción de 30 años manteniendo los datos de calentamiento eléctrico en fondo en el pozo JK23-06. El esquema de explotación utilizado estuvo comprendido en 3 pozos horizontales de los cuales sólo uno tenía activado el módulo de HeatingWell. En la tabla 4.4 se establecen las restricciones utilizadas en los pozos productores, las cuales se basaron en Tasa en Superficie de Petróleo (STO), Draw Down de Presión (DWN) y Presión de Fondo (BHP).

Tabla 4. 5: Restricciones de los pozos productores en el caso único.

Pozo JK2305	
Tasa en Superficie de Petróleo (STO)	Máx. 594.10 BNPD
Draw Down de Presión (DWN)	Máx. 377.77 psi
Presión de Fondo (BHP)	Min. 90
Pozo JK2311	
Tasa en Superficie de Petróleo (STO)	Máx. 210.58 BNPD
Draw Down de Presión (DWN)	Máx. 22.29 psi
Presión de Fondo (BHP)	Min. 90
Pozo JK2312	
Tasa en Superficie de Petróleo (STO)	Máx. 154.35 BNPD
Draw Down de Presión (DWN)	Máx. 19.10 psi
Presión de Fondo (BHP)	Min. 90

El valor de la tasa máxima de líquido en superficie fue obtenido como la tasa máxima que puede proporcionar el yacimiento por agotamiento natural y que además permite controlar la producción de agua, como lo describen las macollas operando actualmente. La presión de fondo fluyente se puede considerar como la mínima posible con el uso de un sistema de bombeo típico con crudo extrapesado.

Para la activación del calentamiento eléctrico en fondo se hace clic en el módulo de HeatingWell de la Sección Well&Recurrent, luego en la ventana que se abre se selecciona el pozo destinado a tal fin y se coloca la tasa de calentamiento en

BTU/DAY y la máxima temperatura de calentamiento en °F como se muestra a continuación en la figura 4.15.

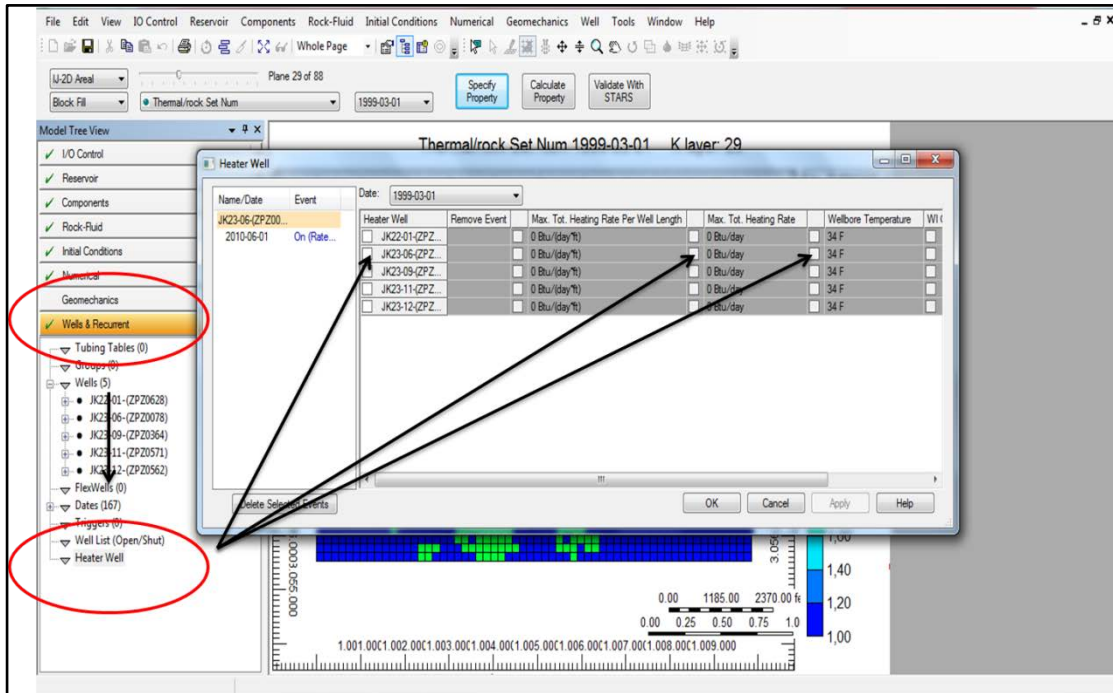


Figura 4. 15: Procedimiento de Activación de HeatingWell en Builder.

4.5.7 Simulación Numérica de Yacimiento OFI NF SDZ-2X A1 (Área de Reserva) con la Macolla RS19.

A pesar de que se trata del mismo yacimiento, se trabaja para estas simulaciones con un modelo diferente, recientemente realizado para el Área de Reserva (área del yacimiento donde se propone la masificación de la tecnología), donde se mantienen las propiedades térmicas y varían las propiedades petrofísicas del mallado.

- **Mallado**

El mallado para dicha simulación está basado en un Submodelo extraído del Modelo del Área de Reserva de la Gerencia de Estudios Integrados-CVP denominado como

Submodelo_Macolla en el que se incluyó los pozos RS19-05, RS19-06, RS19-07 y RS19-09 de la Macolla RS19 junto con los pozos más próximos RS19-11, RS1912, RS1913 Y RS19-14, el cual consiste de un modelo cartesiano, cuyas dimensiones son: 50 celdas en la dirección “I”, 19 celdas en la dirección “J” y 27 celdas en la dirección “K”, lo que genera un modelo de 25650 celdas de 150x150 mts. Existe un refinamiento cartesiano en la dirección “J” en las celdas de los Pozos de la macolla para una mayor visualización de los cambios de temperatura, es decir, las celdas pasaron de 492 pies a 54 pies.

Para la extracción del Submodelo se procedió de la misma manera que para extraer el Submodelo_JK2306.

El tamaño del Submodelo_Macolla es de 24600 pies tanto en la dirección “I” y 9348 pies en la dirección “J” y aproximadamente 1500 pies de espesor en el eje “K. El tope del yacimiento se encuentra aproximadamente 2116 pies de profundidad. En la figura 4.16 se expone una vista tridimensional del modelo generado con el simulador, donde se aprecia los pozos tomados en cuenta.

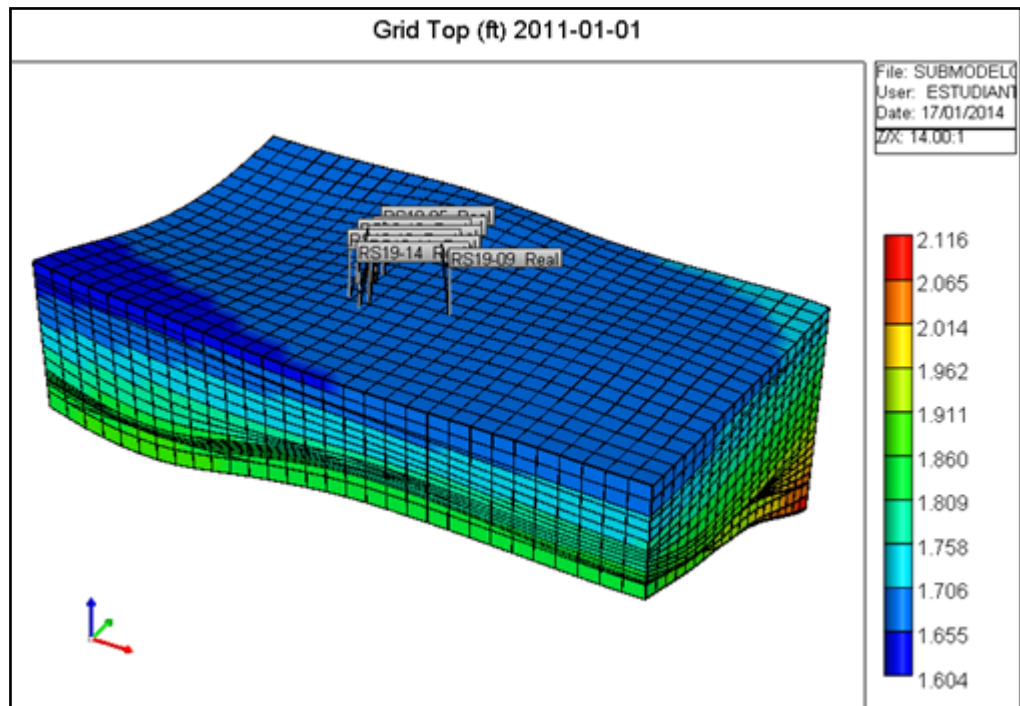


Figura 4. 16: Vista 3D del Submodelo_Macolla.

- **Características del Yacimiento (Área de Reserva)**

Los parámetros del yacimiento y las características de los fluidos fueron de igual forma tomados de los registros de pozo, los cuales se desarrollaron en estudios del bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. La porosidad y permeabilidad del submodelo son mostradas en las figuras 4.17 y 4.18, respectivamente.

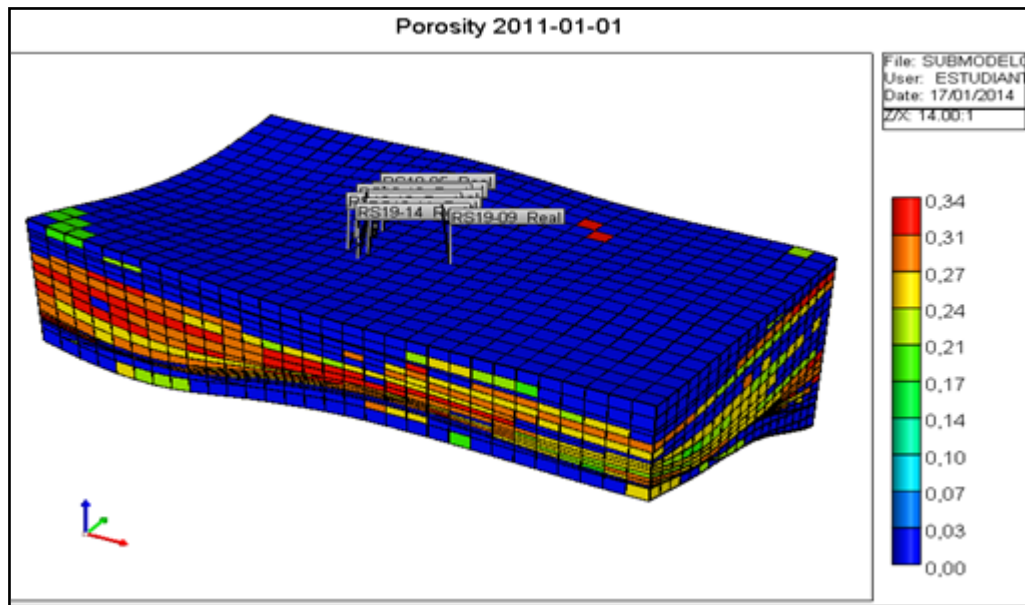


Figura 4. 17: Porosidad en Vista 3D del Submodelo_Macolla.

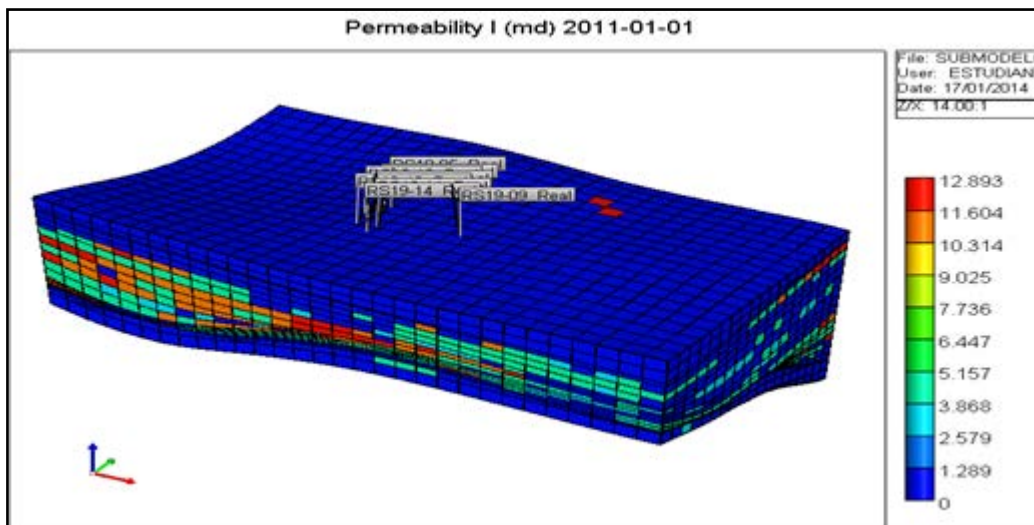


Figura 4. 18: Permeabilidad en Vista 3D del Submodelo_Macolla.

- **Propiedades PVT de los fluidos**

El crudo utilizado para este estudio es de 8,9 °API aproximadamente, clasificado como un crudo extrapesado y de una alta viscosidad. Las propiedades PVT del petróleo, gas y agua utilizados en este modelo fueron las mismas usadas en el modelo

anterior. En la figura 4.19 se aprecia la dependencia de la viscosidad con la temperatura para este submodelo.

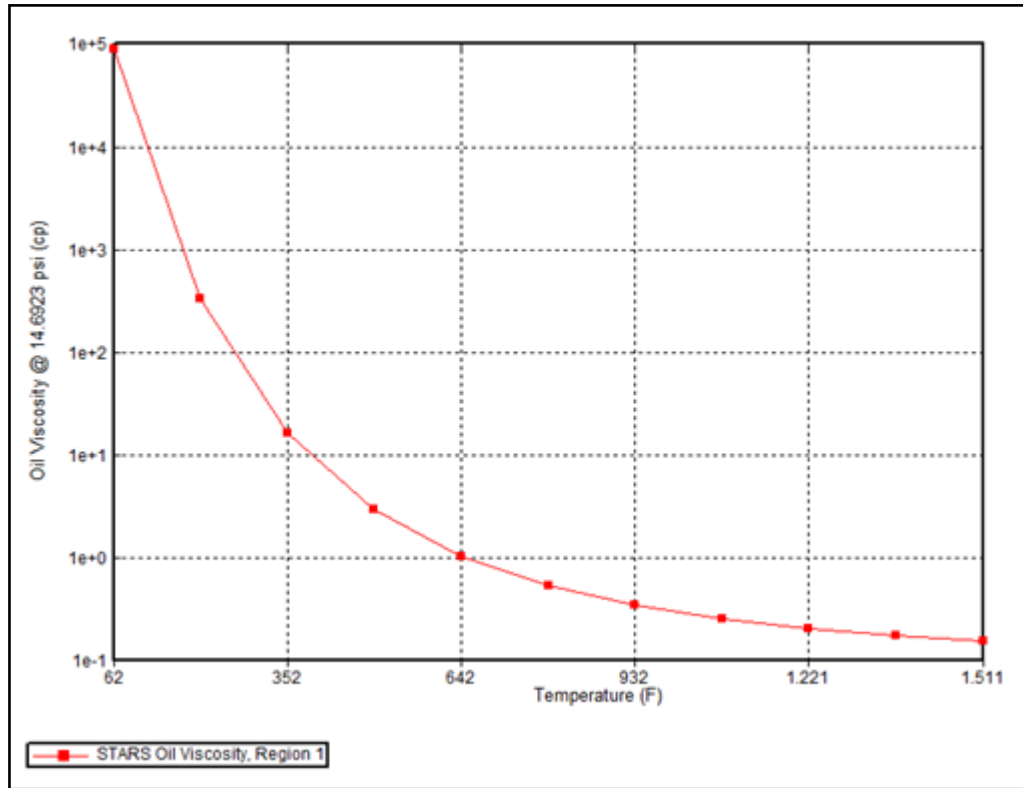


Figura 4. 19: Viscosidad del Petróleo en fundión de la Temperatura del Submodelo_Macolla.

- **Interacción Roca-Fluidos**

Para este caso, se introdujeron en STARS los datos de permeabilidades relativas que se encuentra en las figuras 4.20, 4.21, 4.22, 4.23, 4.24 y 4.25 extraídos del Campo Bare (Modificadas).

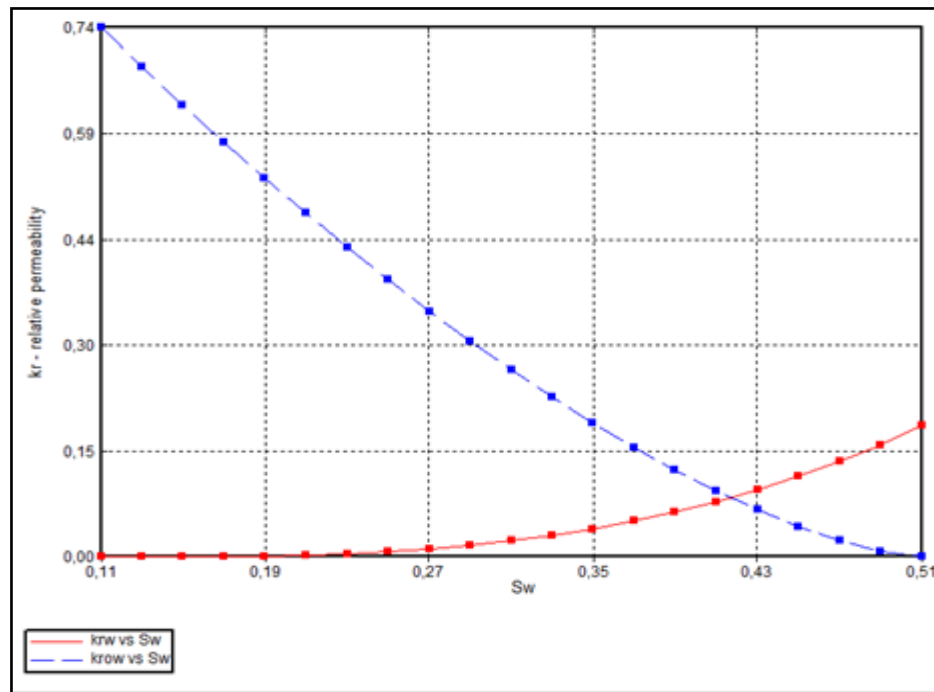


Figura 4. 20: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo (Tipo de Roca #1) del Submodelo_Macolla.

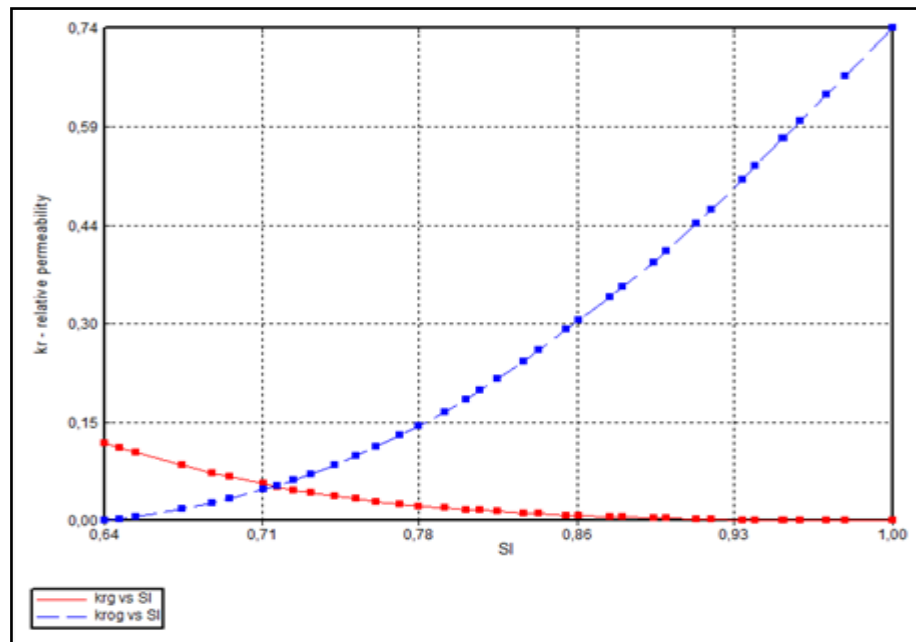


Figura 4. 21: Permeabilidad Relativa Gas-Líquido (Tipo de Roca #1) del Submodelo_Macolla.

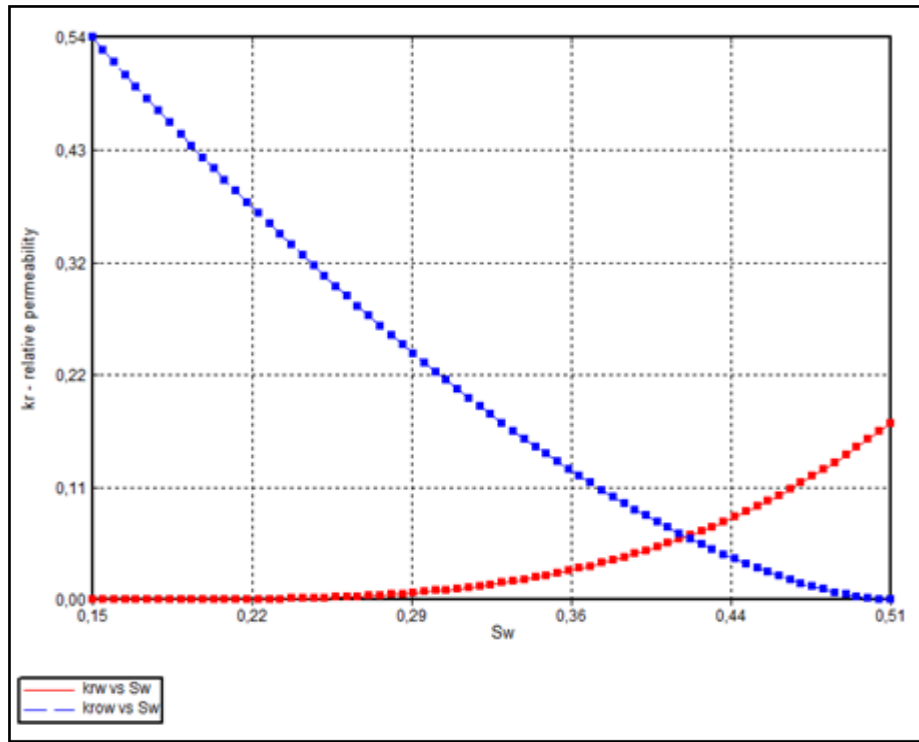


Figura 4. 22: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo (Tipo de Roca #2) del Submodelo_Macolla.

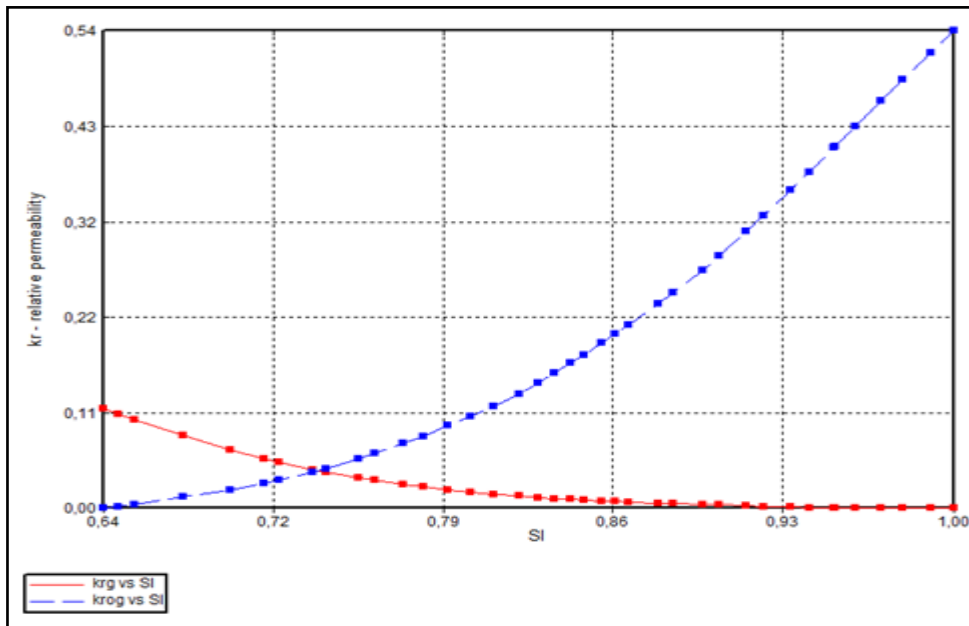


Figura 4. 23: Permeabilidad Relativa Gas-Líquido (Tipo de Roca #2) del Submodelo_Macolla.

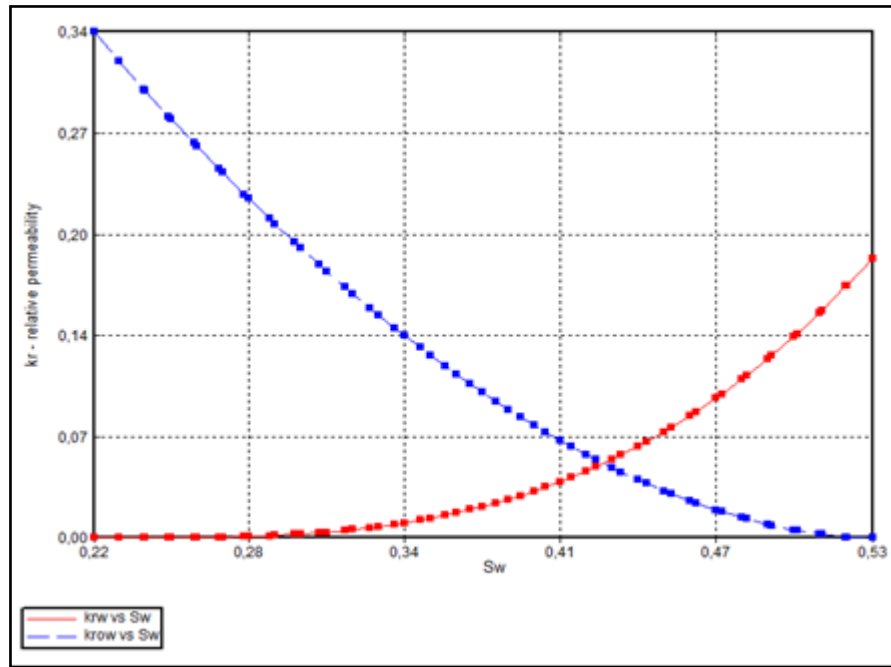


Figura 4. 24: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo (Tipo de Roca #3) del Submodelo_Macolla.

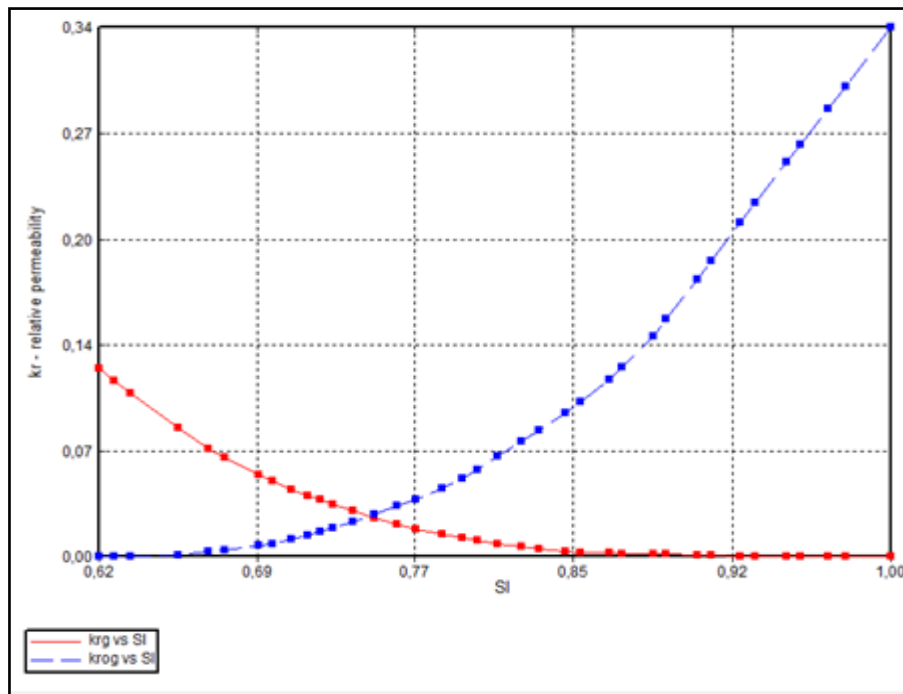


Figura 4. 25: Permeabilidad Relativa Gas-Líquido (Tipo de Roca #3) del Submodelo_Macolla.

- **Caso Base (En frío)**

En este caso, no se trabajó en un cotejo histórico ya que los pozos del área son relativamente nuevos y solo tienen entre 1 año y 1 ½ año de producción por lo que se consideraron ya cotejados, cualquier intento por mejorar no tuvo efecto significativo. Por lo que se procedió a reproducir el yacimiento por agotamiento natural sin ningún tipo de estimulación, es decir, no se utilizó calentamiento eléctrico en fondo. La ubicación de estos pozos se muestra a continuación en la figura 4.26. En la tabla 4.5 se establecen las restricciones utilizadas en los pozos productores.

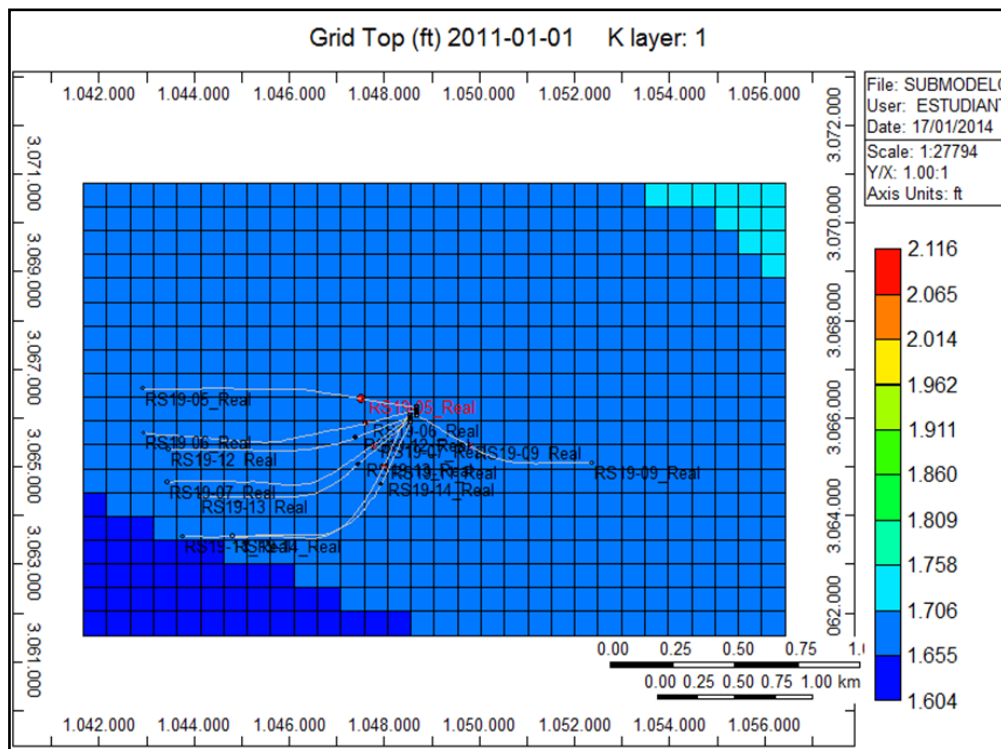


Figura 4. 26: Distribución de los pozos del Submodelo_Macolla.

Tabla 4. 6: Restricciones de los pozos productores.

Pozo RS1905	
Tasa en Superficie de Petróleo (STO)	Máx. 698 BNPD
Draw Down de Presión (DWN)	Máx. 130 psi
Presión de Fondo (BHP)	Min. 90
Pozo RS1906	
Tasa en Superficie de Petróleo (STO)	Máx. 840 BNPD
Draw Down de Presión (DWN)	Máx. 144 psi
Presión de Fondo (BHP)	Min. 90
Pozo RS1909	
Tasa en Superficie de Petróleo (STO)	Máx. 448 BNPD
Draw Down de Presión (DWN)	Máx. 62 psi
Presión de Fondo (BHP)	Min. 90

- **Caso en Caliente**

Para este caso, se llevaron a cabo predicciones del comportamiento de producción de los pozos aplicándole calentamiento eléctrico en fondo por un tiempo de 30 años. Con los resultados obtenidos en este caso se estimó el incremento de producción con respecto al caso base atribuible a la tecnología para cada pozo. Se realizaron sensibilidades en cuanto a la tasa de calentamiento la cual depende directamente de la longitud del cable calentador en la sección horizontal.

4.5.8 Evaluación Económica

Se realizó una evaluación económica con el programa de Sistema de Evaluaciones Económico (SEE) diseñado por personal de PDVSA donde se introducen los costos asociados a la tecnología de cable calentador y a las ganancias estimadas mediante las simulaciones realizadas obteniéndose un diagrama araña donde se aprecia el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno, parámetros fundamentales para verificar la viabilidad de un proyecto de inversión.

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS CON CEF

La configuración mecánica de un pozo se refiere al tipo de terminación con la que es puesto en producción, ésta puede ser sencilla o múltiple, lo que va a depender del número de zonas a contactar de uno o varios yacimientos. También engloba la cantidad de equipos de subsuelo en el que se incluye el sistema CEF.

En pro de hallar restricciones mecánicas a la hora de llevar a cabo la completación de un pozo con el sistema de cable calentador se analizaron los diagramas de completación de los pozos en los cuales se ha implementado dicha tecnología en el Campo Zuata Principal, además de establecer la configuración mecánica tipo del sistema CEF para los pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Los pozos del Campo estudiados fueron JK2306, DE2004, GH2703 y NO2409, Ver Apéndices A y B.

A continuación se muestra en la tabla 5.1 y figura 5.1 el diseño de la configuración mecánica con todos sus componentes para una instalación de cable calentador exitosa.

Tabla 5. 1: Configuración Mecánica Tipo para Sistema CEF.

Diseño de Revestidores:				
Equipo	Diámetro (pulg)	Peso (lbs/pies)	Descripción	Rango de Profundidad (pies)
Revestimiento de Superficie	13-3/8	54.5	J-55	500
Revestimiento de Producción	9-5/8	43.5	N-80	2000
<p>Equipo de Liner:</p> <p>7", 23# N-80 y J-55.</p> <p>Colgador Baker SC-1RX8.44".</p>				
<p>Equipo de Producción:</p> <p>Tubería 4 ½" y 5 ½", Niples, Tubería, BCP y Mandril porta Sensor.</p>				
<p>Equipo de Calentamiento Eléctrico:</p> <p>Cable Reciclado de Bombas Electrosumergible (Cable de Potencia N°2 y Cable de Calentamiento N°4), Tubería de cola 2 3/8", Pieza de Guarda Cable, Superbandas y Controlador de Frecuencia Variable Electrospeed ICS.</p>				

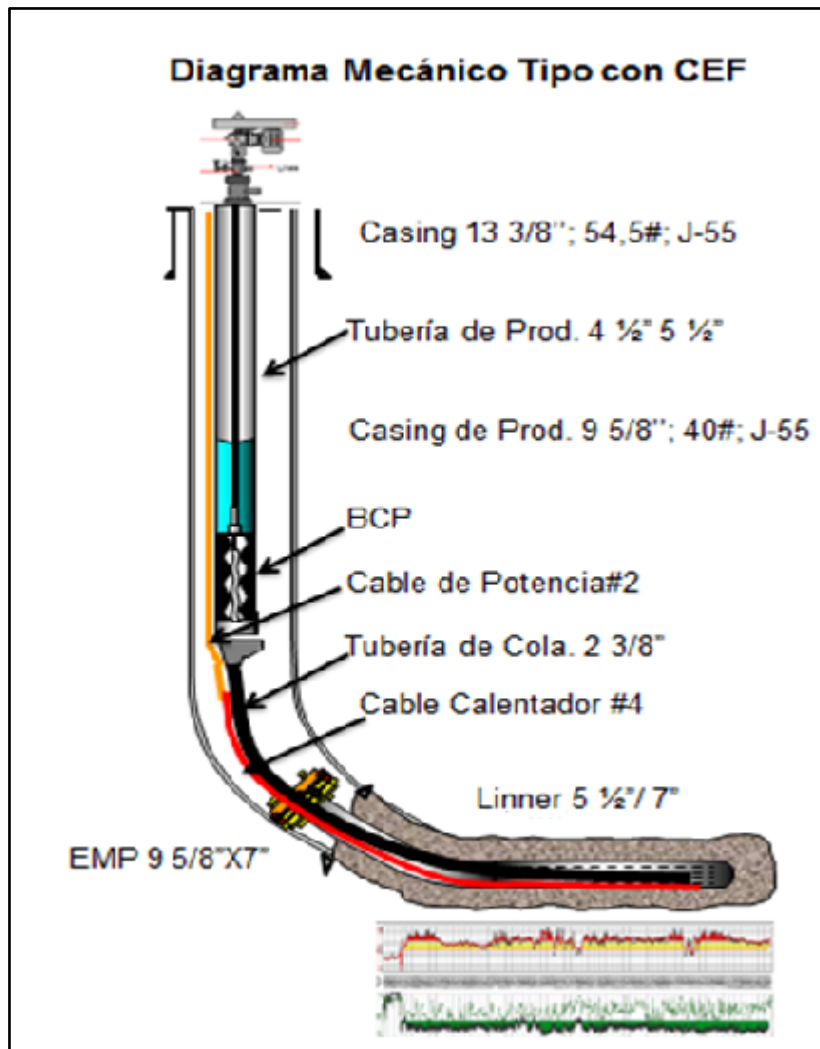


Figura 5. 1: Estado Mecánico Tipo con CEF.

Por otra parte, el análisis de los diagramas mecánicos de los pozos con CEF permitió determinar que bajo las premisas de los pozos de Petroanzoategui solo se considera restricción mecánica las terminaciones múltiples debido a incertidumbres mecánicas ya que no se tiene control del brazo se bajará el cable y se puede incurrir en problemas de atascamiento, además es recomendable tomar en cuenta la máxima Severidad de Pata de Perro (D.L.S) que presente el pozo en su trayectoria con el fin de evitar atascamiento y fisuras del cable, en este caso, el máximo DLS observado fue de 13°/100pies y la instalación se llevó a cabo de manera exitosa.

También es preciso acotar que a pesar de que el sistema CEF es un proceso térmico, no son necesarias las terminaciones térmicas, es decir, que se prescindió del uso de empaaduras térmicas y tuberías con aislante térmico ya que las temperaturas alcanzadas no sobrepasaron los 150°F, lo que no es insuficiente para ocasionar elongaciones de tubulares y afectaciones al elemento sellante de empaaduras convencionales, de hecho, si el elemento sellante es de nitrilo, viton o teflón, se puede operar a temperaturas inferiores a 250°F, 350°F y 450°F, respectivamente.

Otro factor importante es que la longitud del cable calentador fue diferente en los pozos a los cuales se le instaló la tecnología ya que esa decisión depende de los criterios de los ingenieros involucrados, que pueden estar orientados a la cantidad de cable que se tenga disponible y/o a la interpretación del registro de las arenas navegadas por los pozos. En la tabla 5.2 se aprecia las longitudes de los cables calentadores para cada pozo del Campo en el que fue instalado.

Tabla 5. 2: Longitud de Cable Calentador de cada Pozo.

Nombre del Pozo	Longitud de la Sección Horizontal (ft)	Longitud del Cable Calentador (ft)	% de la SH ocupada por cable
JK2306	5499	2641	48
DE2004	6038	2161	36
GH2703	6674	4410	66
NO2409	6403	6403	100

Se debe tomar en cuenta que en el Campo Zuata Principal el mecanismo de levantamiento artificial utilizado es el Bombeo de Cavidad Progresiva, sin embargo

no se considera una limitante porque solo se tiene establecido un procedimiento de instalación del sistema CEF con dicho equipo de producción.

5.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON CEF

A continuación se muestran parámetros de producción versus tiempo como; tasa de petróleo, relación gas petróleo y corte de agua de aquellos pozos con sistema CEF que tienen datos representativos del período de calentamiento.

- **Pozo JK2306**

Pozo horizontal navegado en la arena BWS(3C) parasecuencia 6PSO del yacimiento OFI INF SDZ-2XA1 fue puesto en producción en el año 1999 con una tasa de petróleo inicial de 1000bn/d de 8.1°API, alcanzo 2000bn/d aproximadamente al año de arranque de producción. Para el primer año de producción el pozo presentó un corte de agua de 0.75% y un RGP de 86 PCN/BN.

La instalación del cable calentador se realizó en Marzo de 2010 acompañado de un cambio en el mecanismo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) a causa de problemas de producción de arena. El Sistema fue activado el 26 de Mayo de 2010 y la temperatura de fondo en este momento fue de 120°F con una viscosidad de crudo muerto de 14500cp (120°F).

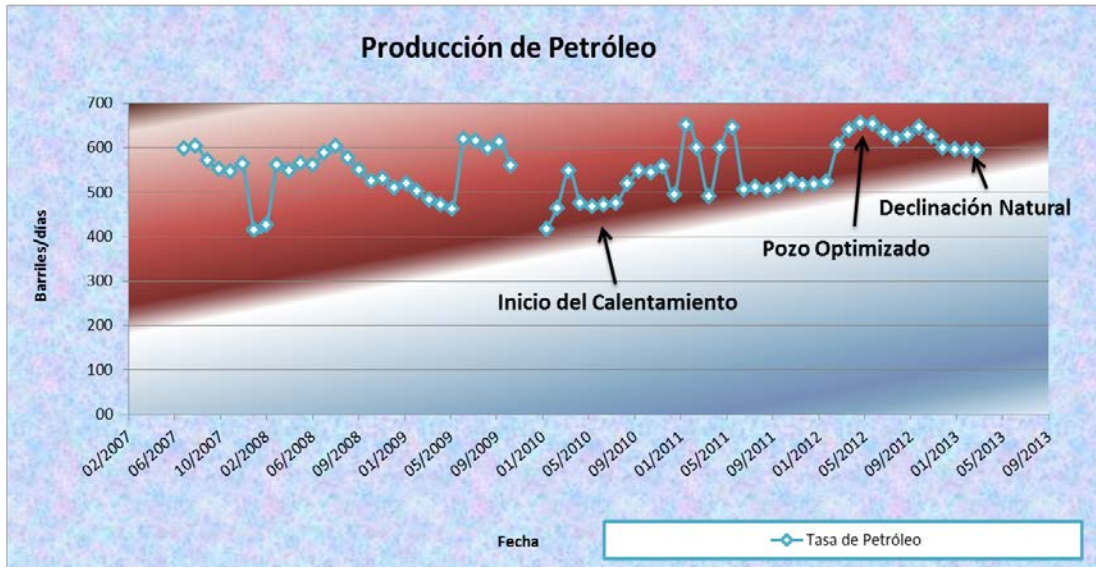


Figura 5. 2: Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo JK2306.

En la figura 5.2 se observan la tasa de petróleo para el pozo JK2306. La tasa de petróleo antes de la instalación del cable calentador y la BCP era de 475 BNP (01/05/2010) y 653BNP a mediados del año 2012 donde se observa al pozo optimizado. Además es importante resaltar el mantenimiento de producción que presenta el pozo durante tres años de operación con el cable calentador, donde se observa que durante el año 2012 reportó tasas similares a las reportadas en períodos de los años 2007, 2008 y 2009. Por su parte, el corte de agua se estabilizó, ya que se encontraba en un rango de 3-6% durante aproximadamente 4 meses antes de la aplicación de la tecnología y posterior a ésta la tasa de agua disminuyó inmediatamente alrededor de 2%, manteniéndose en un rango de 1-3% por dos años de producción en caliente apreciable en la figura 5.3.

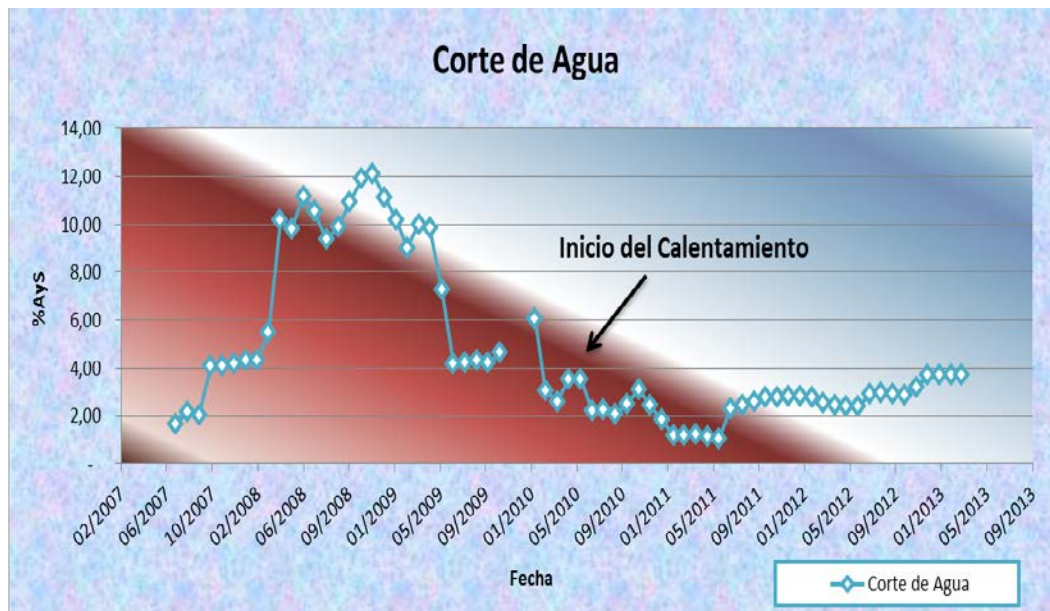


Figura 5. 3: Comportamiento del corte de agua del pozo JK2306.

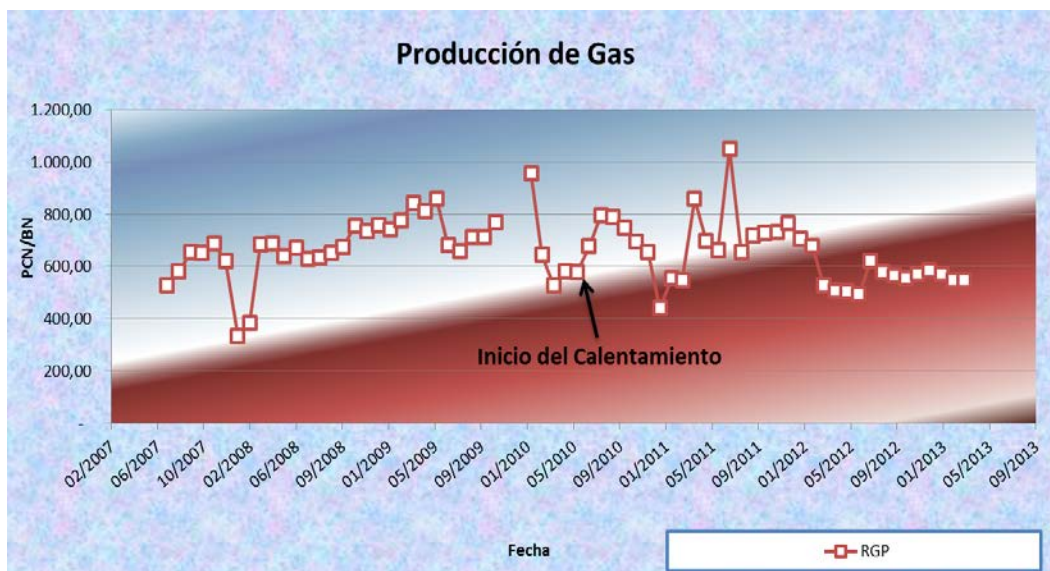


Figura 5. 4: Comportamiento del RGP del pozo JK2306.

El comportamiento de la Relación Gas-Petróleo venía en ascenso antes de la instalación del cable calentador y en noviembre de 2009 alcanzó 768PCN/BN. En marzo de 2012 la RGP se estabilizó alrededor de 500PCN/BN, valor que

presentaba el pozo en el año 2007 (Ver figura 5.4). El franco incremento de este parámetro de producción fue debido a problemas mecánicos como arenamiento y fallas de la bomba electrosumergible, que para ese entonces se encontraba operando en el pozo. Las fluctuaciones en el gráfico son consecuencia de errores de mediciones del gas producido.

La declinación de producción del pozo (Ver figura 5.5) se mantiene desde su inicio hasta el mes de mayo de 2010 (momento de instalación del cable) en 17,76 % anual. Con dicha declinación y una tasa para la fecha 01/05/210 de 475bn/d, después de un año, la tasa en frío sería de 390.6bn/d y por el contrario, con la aplicación del CEF, se registró en 601bn/d. La declinación del pozo paso de 17.76% anual a 9.8% anual, alargando su vida útil con la aplicación de la tecnología permitiendo drenar una mayor cantidad de reservas, las cuales pasaron de 826MBN a 1529MBN.

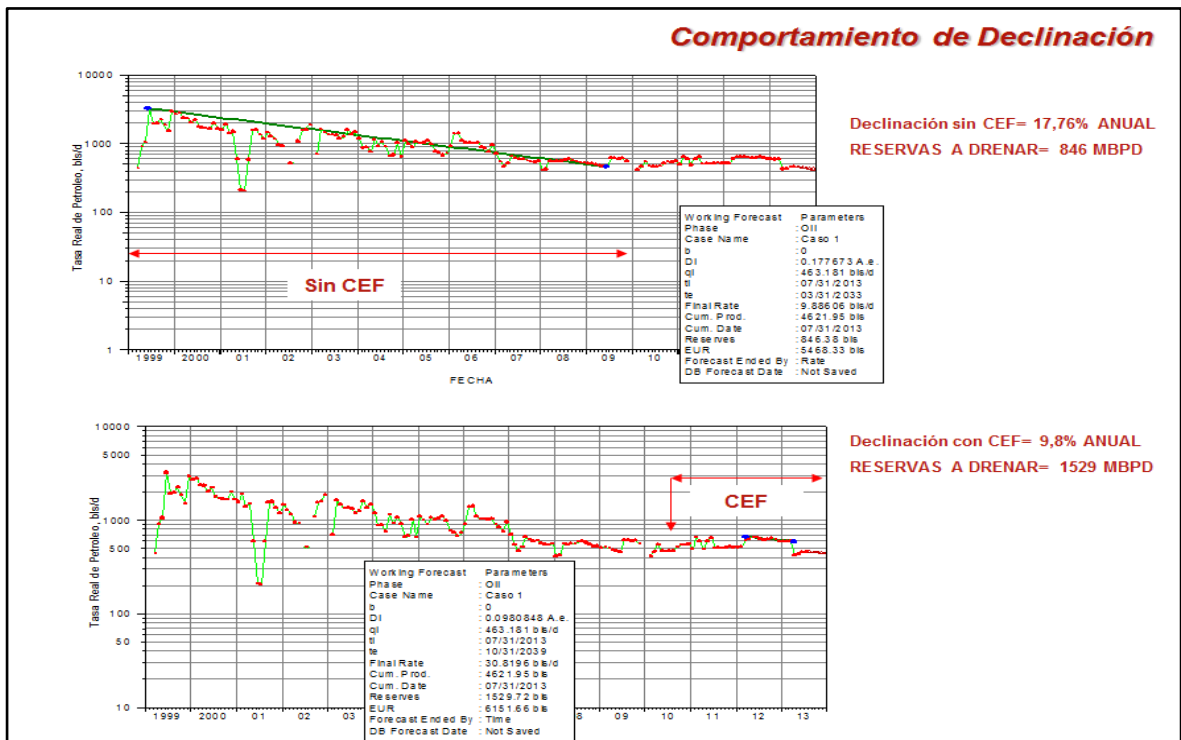


Figura 5. 5: Comportamiento de Declinación del pozo JK2306.

Por otra parte, se observa en la figura 5.6 el comportamiento de la presión de entrada de la bomba (PIP) en 24 pruebas de producción durante el encendido del cable calentador. Inmediatamente después del 26 de mayo de 2010, fecha de encendido del sistema CEF, la PIP aumento de 218psi a un rango de 230-246 psi como consecuencia de una mayor eficiencia en el mecanismo de levantamiento artificial y de la disminución de las pérdidas de presión por fricción en la sección horizontal por el efecto de la disminución de la viscosidad del crudo a causa del calentamiento. Así mismo, se observa un incremento de la velocidad de la bomba (RPM) del pozo para obtener el incremento de producción atribuible a la implementación de la tecnología.

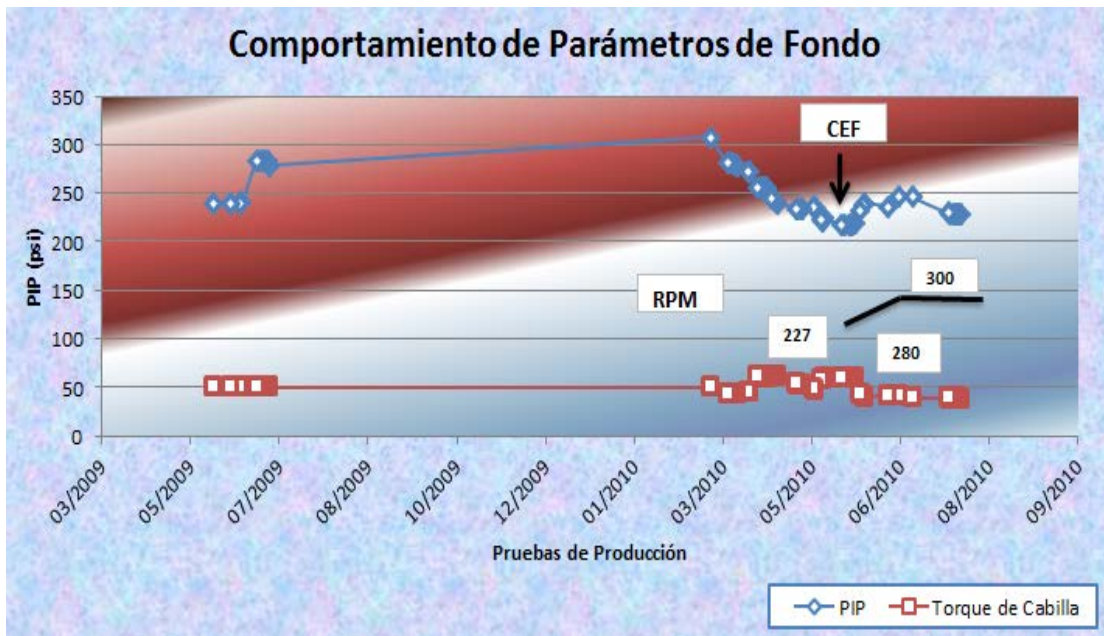


Figura 5. 6: Comportamiento de parámetros de fondo del pozo JK2306.

El efecto de calentamiento ha implicado una disminución del torque de las cabillas de la bomba para el pozo JK23-06 como es apreciable en la figura 5.6. Esto resulta beneficioso ya que la reducción del torque de las cabillas produjo un incremento en la velocidad de la bomba y mejora su eficiencia, alargando su tiempo de vida útil.

- **Pozo DE2004**

Pozo Horizontal navegado en la parasecuencia 5PS7 de la arena CWS(4B), del yacimiento OFI INF SDZ-2XA1 fue puesto en producción en el año 1998 con una tasa de petróleo inicial de 1214 BNPD de 9,4°API, manteniendo aproximadamente un promedio de 1366 BNPD durante los primeros cuatro años de arranque de producción. En cuanto a la producción de agua y gas, el pozo presentó al primer año de producción un corte de agua de 0.86% y una RGP promedio de 163 PCN/BN.

La activación del cable calentador fue el 22 de noviembre de 2011 acompañado de la puesta en operación de una nueva Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) ya que la naterior había alcanzado su tiempo de vida útil.

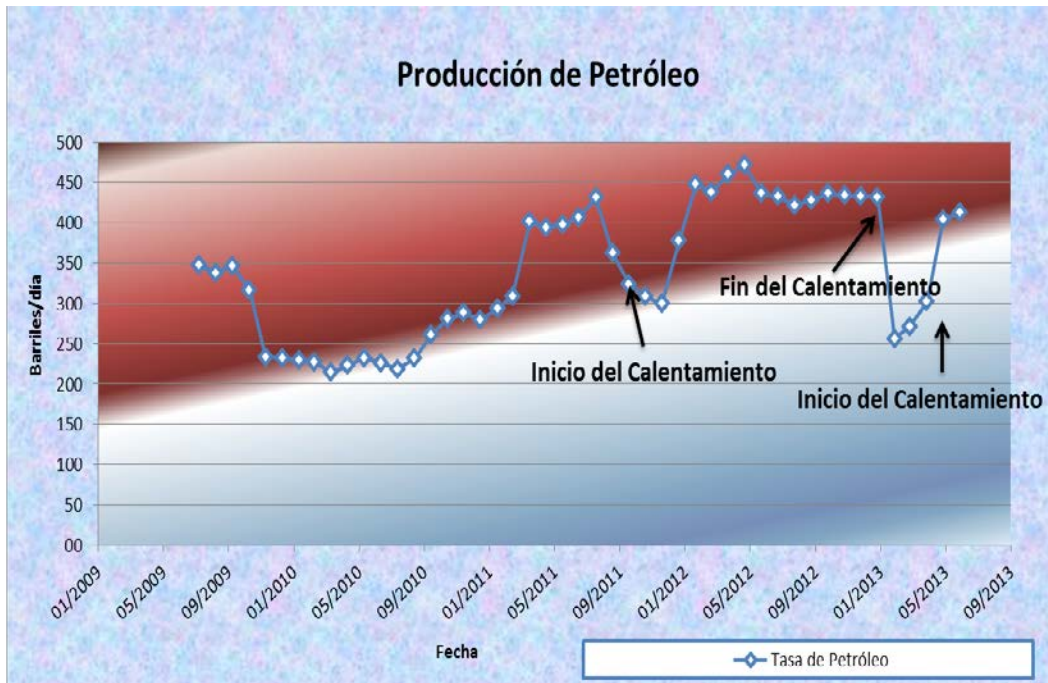


Figura 5. 7: Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo DE2004.

En la figura 5.7 se observan la tasa de petróleo para el pozo DE2004. La tasa de petróleo antes de la instalación era de 362 BNPD (01/09/2011) y luego de 4 meses posteriores alcanzó 448 BNPD manteniéndose por un año en un rango de 400-450 BNPD. Además es importante resaltar una disminución de la tasa luego del mes de enero de 2013 a causa de una parada de planta. En cuanto a la producción de gas, se observan fluctuaciones luego de la instalación del cable calentador, incluso se nota un incremento de 200 unidades (Ver figura 5.8). Por su parte, el corte de agua se mantuvo despreciable y constante (<8%) en el período de calentamiento, tomando en cuenta que el máximo corte de agua registrado en toda la vida productiva del pozo fue de 18% en marzo del 2009 (Ver figura 5.9).

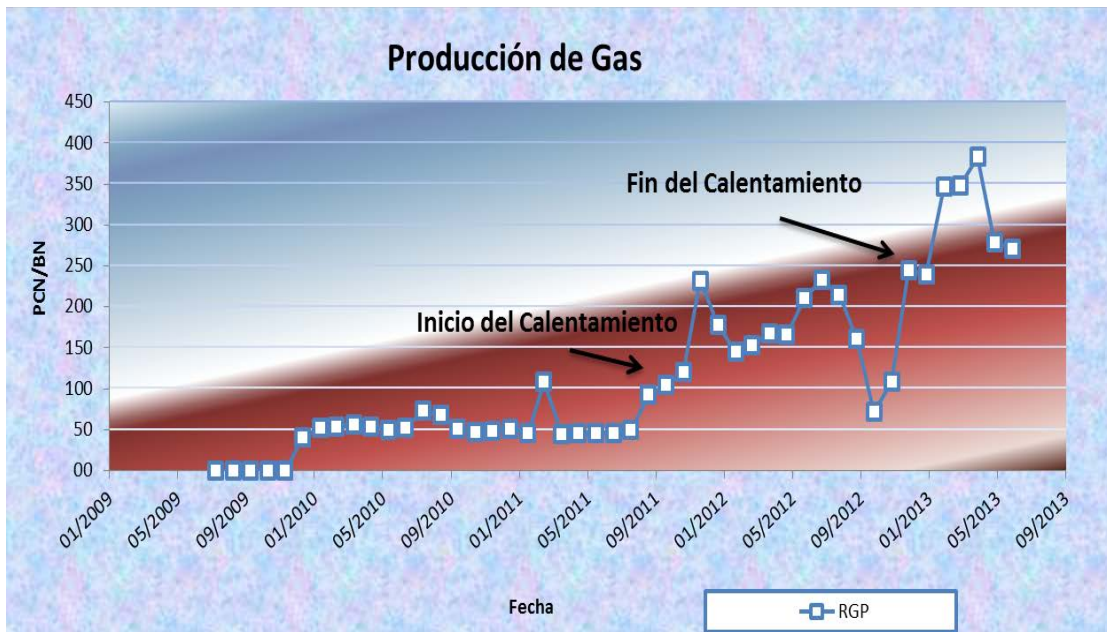


Figura 5. 8: Comportamiento de RGP del pozo DE2004.

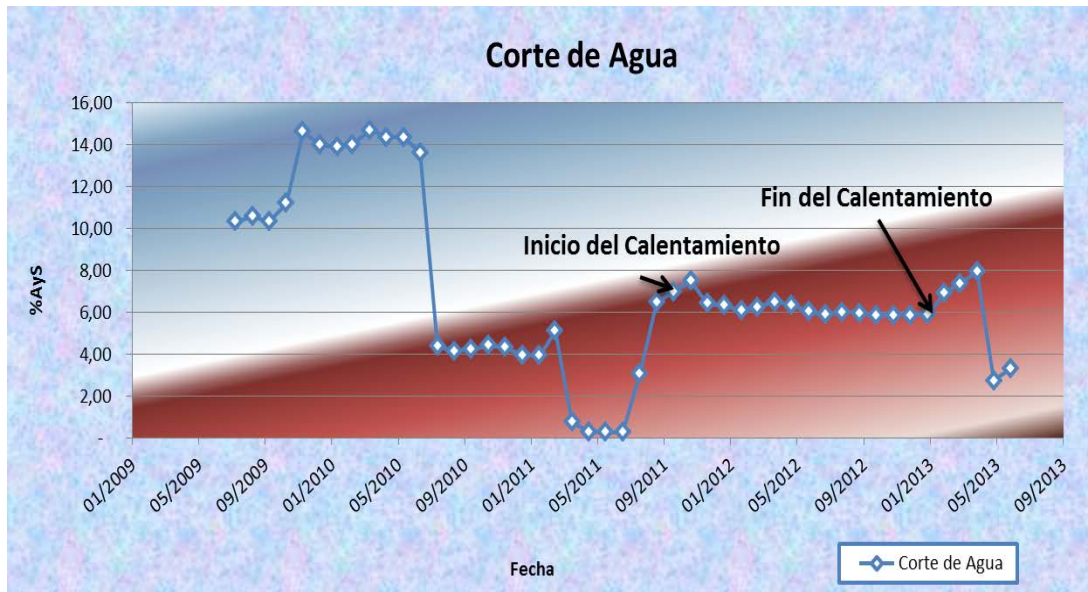


Figura 5. 9: Comportamiento del corte de agua del pozo DE2004.

A continuación se presenta en la figura 5.10 con la declinación del pozo DE2004 extraída de OFM. Para dicho pozo no se puede realizar el mismo análisis aplicado al pozo JK2306 ya que presenta mucha dispersión en su historia de producción y no es

notoria una declinación estable, inclusive se observa como después de la activación del sistema de calentamiento el pozo no ha sido optimizado.

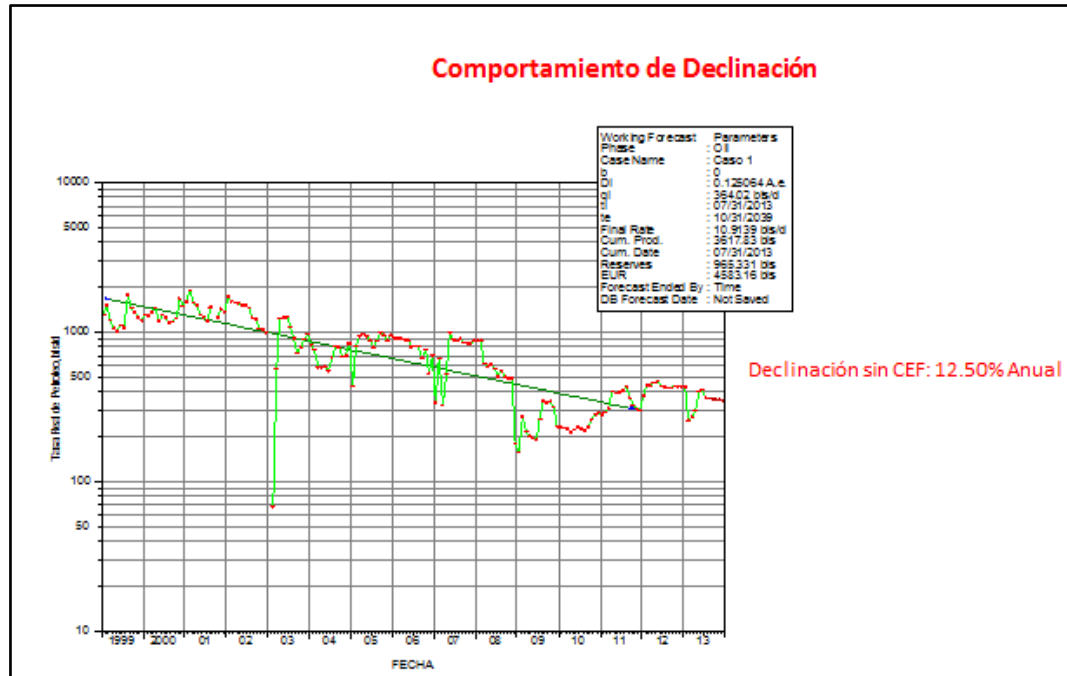


Figura 5. 10: Comportamiento de Declinación del pozo DE2004.

En la figura 5.11 se observa el comportamiento de los parámetros de fondo: Presión de Entrada de la Bomba (PIP), Torque de cabillas y RPM. Para el mes de septiembre del 2011 se encontraba la PIP en 183 psi y luego de la activación del cable y la puesta en operación de la nueva bomba incrementó a 226 en enero del 2012, efecto que inmediatamente se redujo por un incremento de las revoluciones por minuto de 132 a 213 RPM. Por su parte se observa una disminución del torque de las cabillas de 61% (Sept. 2011) a 47% (Dic. 2011).

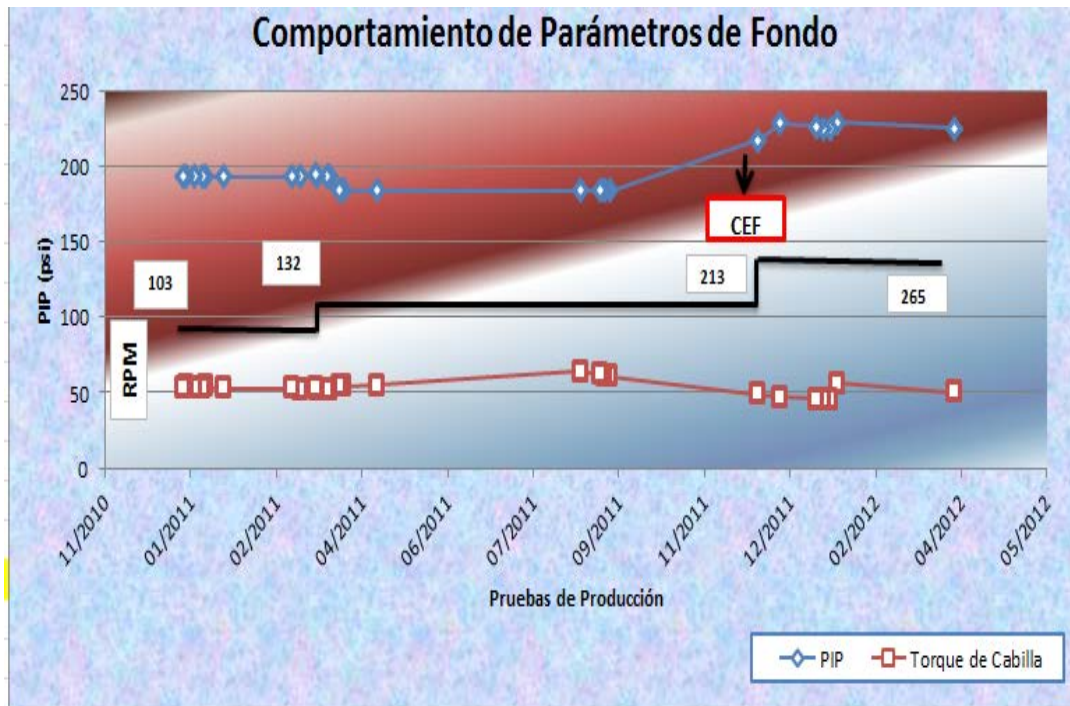


Figura 5. 11: Comportamiento de parámetros de fondo del pozo DE2004.

- **Pozo GH2703**

Pozo horizontal navegado en la arena DWS(5A) parasecuencia4PS4 del yacimiento OFI INF SDZ-2XA1 fue puesto en producción en el año 1999 con una tasa de petróleo inicial de 1243bn/d, alcanzo 1713bn/d aproximadamente al año de arranque de producción. Para el primer año de producción el pozo presentó un corte de agua de 0.3% y un RGP de 86 PCN/BN.

La instalación del sistema de calentamiento se realizó en conjunto con un cambio en el mecanismo de levantamiento artificial de Bombeo Electrosumergible (BES) a Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) por fallas mecánicas. Finalmente la activación del cable calentador se realizó el 01 de noviembre de 2012.

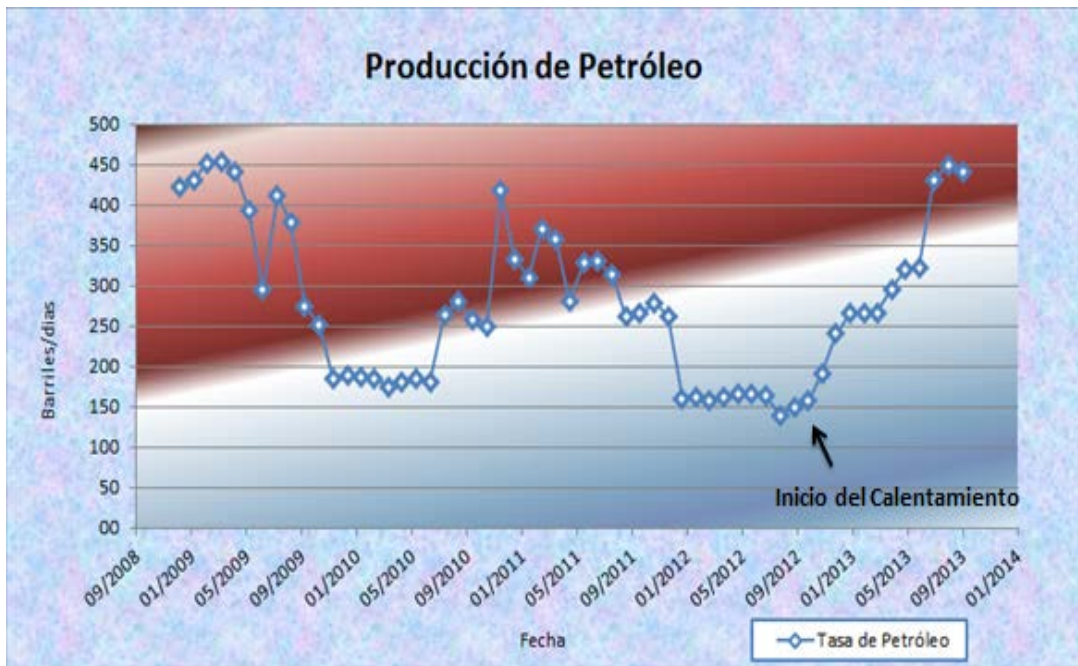


Figura 5. 12: Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo GH2703.

En la figura 5.12 se observan la tasa de petróleo para el pozo GH2703. La tasa de petróleo antes de la instalación del cable calentador y la BCP estaba alrededor de 160 BNPD y 322BNPD para la fecha 01/06/2013. Además es notorio el total incremento de producción que presenta el pozo a un año de su intervención, donde se observa que a finales del año 2013 alcanzó tasas que no se reportaban desde dos años atrás. Por su parte, el corte de agua apreciable en la figura 5.13 se mantuvo entre los años 2009 y 2010 en menos de 10%, incrementando bruscamente a 25% meses antes de la intervención del pozo y manteniéndose en un rango de 25-30% por 7 meses posteriores para luego disminuir y llegar a 18% para mediados del año 2013. En último lugar, la Relación Gas-Petróleo, venía en franco incremento desde 1000 PCN/BN a finales del 2010, alcanzando un rango de 5000-6000 PCN/BN por 7 meses luego del inicio del calentamiento y finalmente descender hasta alrededor de 1000 PCN/BN (06/2013). Ver figura 5.14.

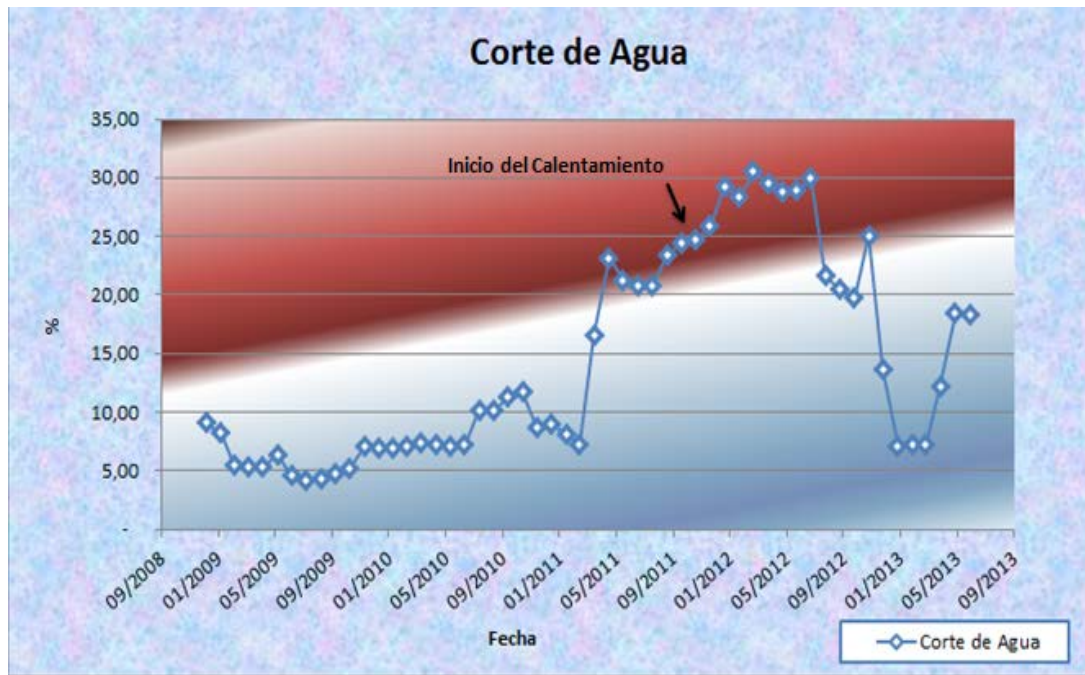


Figura 5. 13: Comportamiento del corte de agua del pozo GH2703.

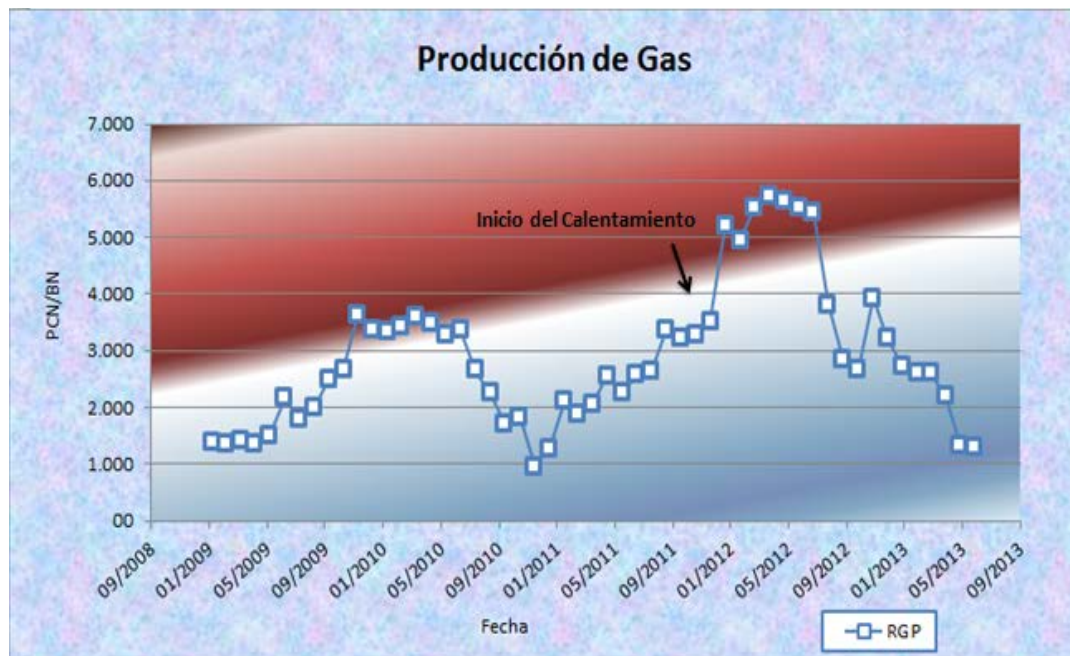


Figura 5. 14: Comportamiento del RGP del pozo GH2703.

Por otro lado, la declinación de producción del pozo extraída de OFM se mantiene desde su inicio de producción hasta el mes de noviembre de 2011 (momento de instalación del cable) en 19,98 % anual. Con dicha declinación y tomando como referencia la tasa para la fecha 01/06/2012 de 166 BNPD, se estima que después de un año la tasa en frío sería de 132BNPD y por el contrario, con la aplicación del CEF, se registró en 322BNPD (Ver figura 5.15).

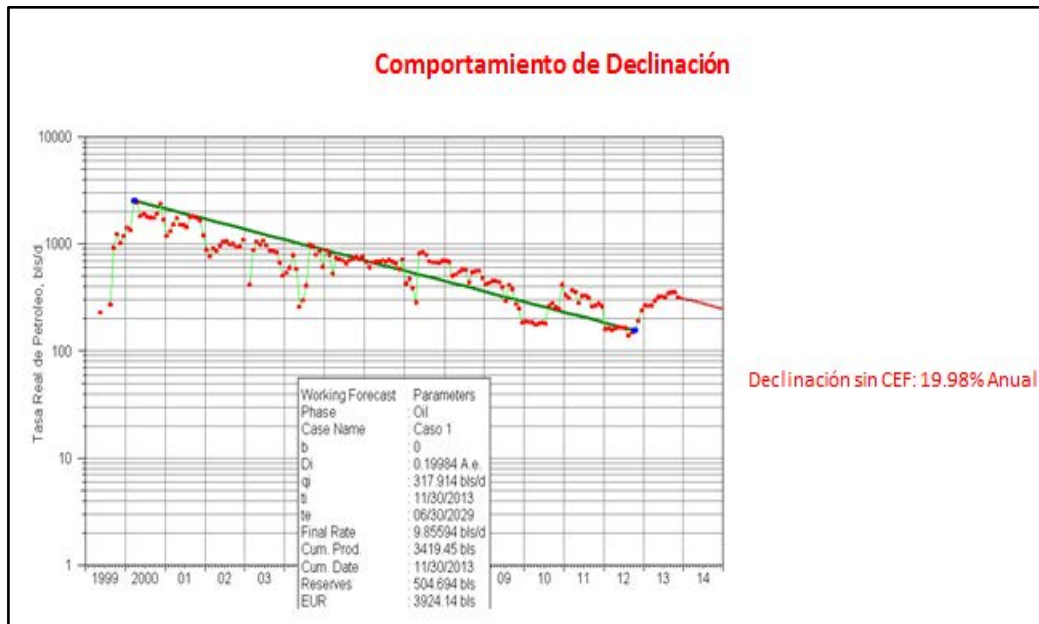


Figura 5. 15: Comportamiento de Declinación del pozo GH2703.

En cuanto a los parámetros de fondo para este pozo se observa en la figura 5.16 como la PIP aumenta a 340 psi unos días posteriores a la instalación de la nueva bomba y del CEF, presión que fue estabilizada con un aumento en las RPM de 120 a 180. Por su parte el torque de las cabillas fue disminuido de 57% (Sept 2012) a 33% (Dic 2012) para mantenerse por debajo de dicho valor hasta mediados del 2013.

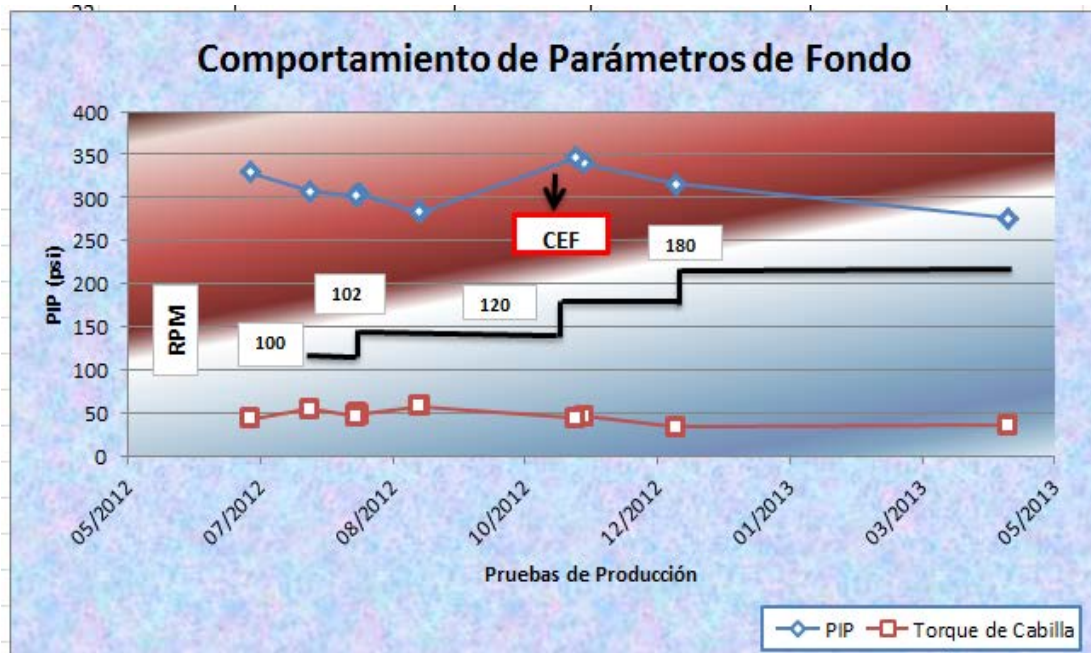


Figura 5. 16: Comportamiento de parámetros de fondo del pozo GH2703.

- **Pozo NO2409**

Pozo horizontal navegado en la arena CWS(4B) parasecuencia5PS8 del yacimiento OFI INF SDZ-2XA1 fue puesto en producción en el año 2008 con una tasa de petróleo inicial de aproximadamente 900BNPD luego de estabilizarse en cuatro meses, alcanzo 1200BNPD aproximadamente al año de arranque de producción. Para el primer año de producción el pozo presentó un corte de agua de 0.61% y una RGP de 78 PCN/BN.

La activación del cable calentador se realizó en el mes de diciembre de 2012 luego de un cambio en la Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) por fallas mecánicas.

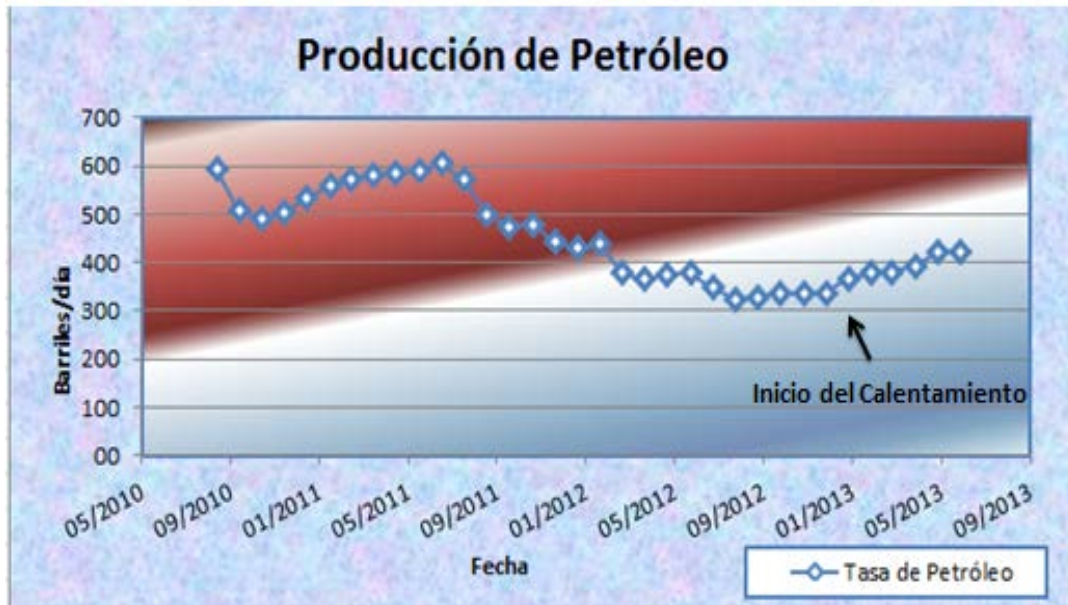


Figura 5. 17: Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo NO2409.

En la figura 5.17 se observan la tasa de petróleo para el pozo NO2409. La tasa de petróleo estaba en un rango de 400-500 BNPD a finales del año 2011 y principio de 2012. Antes de la instalación del cable calentador y la BCP ya la producción de petróleo había decaído a 337 BNPD en la fecha 01/10/2012, no se observa una disminución brusca que pudiera ser atribuible a fallas operacionales, sin embargo si es notorio que existe un levantamiento de la curva posterior a la intervención del pozo pero no se puede determinar hasta el valor que pudiese llegar la tasa de producción por el poco tiempo, es verídico hasta 01/06/2013 de 424 BNPD.

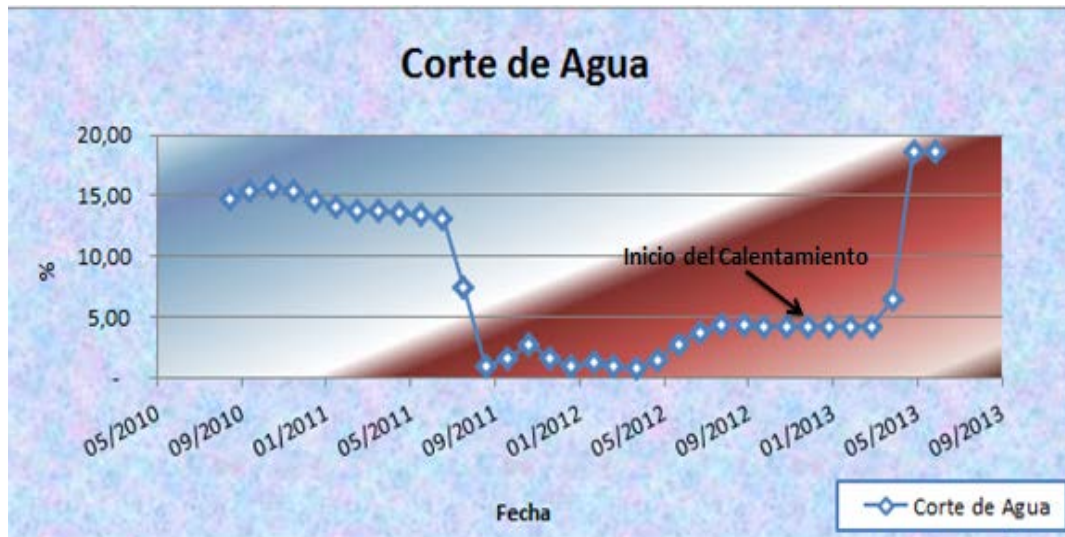


Figura 5. 18: Comportamiento del corte de agua del pozo NO2409.

Por su parte, el corte de agua apreciable en la figura 5.18, se ha mantenido relativamente bajo, inferior a 20% lo cual es aceptable. Sin embargo, luego de haberse mantenido la curva de producción de agua estable en el año 2012 y principios del 2013 en 5% se observa que para los dos últimos meses de estudio incrementó a aproximadamente 18%, cabe destacar que no se reportó dicho valor en el resto de la historia del pozo.

Finalmente en la figura 5.19 se observa que la Relación Gas-Petróleo ha aumentado de manera paulatina representando el agotamiento natural, sin embargo al final del tiempo de estudio, luego de 6 meses posteriores a la aplicación de la tecnología disminuyó bruscamente de aproximadamente 500 BNPD a 200 PCN/BN.

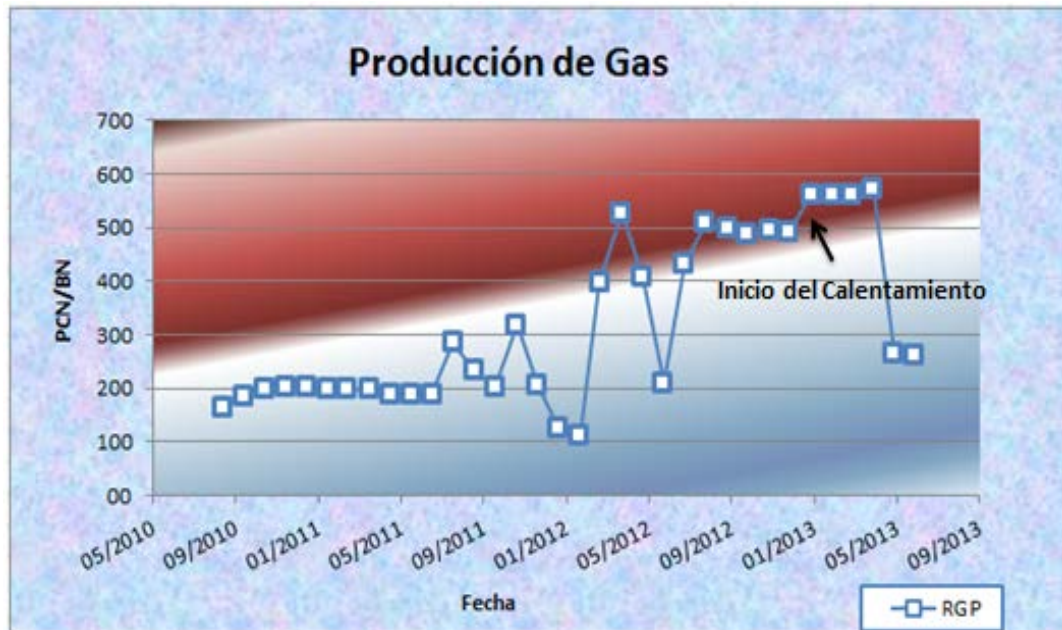


Figura 5. 19: Comportamiento del RGP del pozo NO2409.

Por su parte, la declinación de producción para este pozo extraída de OFM antes de la instalación del cable, se estimó en 15,80% anual, omitiendo los dos primeros años de historia de producción debido a que el pozo no estaba debidamente optimizado. Con dicha declinación y tomando como referencia la tasa para la fecha 01/06/2012 de 378 BNPD, se estima que después de un año la tasa en frío sería de 318BNPD y por el contrario, con la aplicación del CEF, se registró en 424BNPD (Ver figura 5.20).

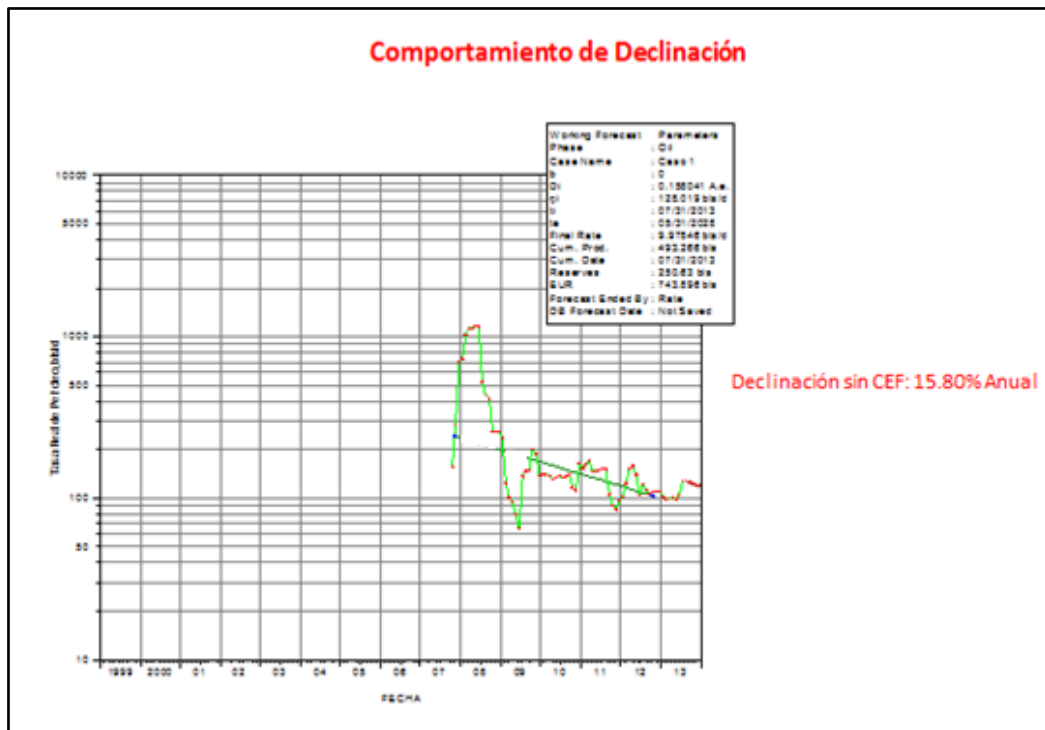


Figura 5. 20: Comportamiento de Declinación del pozo NO2409.

Para el presente pozo, no se tienen datos suficientes para analizar el comportamiento de la Presión de entrada de la Bomba (PIP) y las RPM en el intervalo de tiempo donde fue instalado el cable calentador. Por otro lado, siguiendo con el esquema de análisis del resto de los pozos anteriores, se observó en los datos disponibles una disminución del Torque de las cabillas, tomando en cuenta que entre el 11 de diciembre del 2011 al 10 de julio de 2012 se mantuvo en un rango de 90% y para 27 de abril de 2013 se encontraba en 60%.

Como fue observado en este análisis realizado a los pozos JK2306, DE2004, GH2703 y NO2409, la tendencia en el corte de agua de los pozos es a disminuir y mantenerse atribuible a diferentes factores que están fuera del alcance de la investigación como: un aumento de la temperatura disminuye la tensión interfacial y aumenta la solubilidad del crudo por lo que puede existir una mayor cantidad de agua

emulsionada y a pesar de que en Petroanzoategui el corte de agua incluye el agua emulsionada, las pruebas de laboratorio no son representativas. También puede deberse a la ligera disminución de la movilidad del agua por aumento de la movilidad del crudo por la disminución de la viscosidad del mismo. Por otro lado, no está bien definido el comportamiento de la producción de gas al someter los pozos a calentamiento eléctrico pero se observa una ligera disminución en promedio de los pozos estudiados, esto debido a una posible disminución de la saturación de gas en la cara de la arena por aumento de la presión o a un menor diferencial de presión.

Finalmente, es bien sabido que el crudo extrapesado presenta altas viscosidades por lo que es necesario considerar su mezcla con diluentes, ya sea con un crudo más liviano o con un derivado como la nafta o el querosén. Específicamente, en el Campo Zuata se presentan viscosidades de 3500cp de crudo vivo por lo que se usa nafta como diluyente y con un sistema de calentamiento eléctrico en fondo la cantidad de éste que se debe mezclar con el crudo debería ser mucho menor, significando un ahorro económico. Sin embargo, las cantidades registradas de diluyente que han sido adicionados a los pozos no son consistentes ni consecuentes en el tiempo por lo que no se pudo determinar las generosidades que puede tener este sistema de calentamiento en el ahorro de diluyente.

5.3 FIJACIÓN DE CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN

La aplicación de la tecnología de cable calentador como mecanismo de calentamiento eléctrico en fondo ha sido poco aplicada y muy escasos son los estudios relacionados que han sido reportados por lo que no se tiene conocimiento de los rangos operacionales en las que fue puesta en práctica ni de los resultados obtenidos.

Mediante los criterios recomendados por la empresa líder a nivel mundial del diseño y construcción de herramientas calentadoras en fondo de pozo TYCO ThermalControls, por puestas en marcha de pruebas piloto del Distrito Morichal

específicamente en los Campos Carabobo, Jobo y Pílon, en el Campo Orocuál del Distrito Furrial y por los resultados de parámetros de producción obtenidos en el Campo Zuata Principal se obtuvo una lista de criterios técnicos para la selección de los pozos candidatos a la aplicación de cable calentador. De esta manera fue posible tomar en cuenta otras experiencias de Campo y ampliar el rango de aplicación para obtener una serie de parámetros mucho más precisa y confiable.

En la tabla 5.3 se muestra los discernimientos tomados en cuenta y la comparación de los mismos con los diferentes autores mencionados anteriormente.

Tabla 5.3: Comparación de Criterios de Selección de diferentes Autores.

Parámetros	Autor 1	Autor 2	Autor 3	Experiencia Propia
Tipo de Pozo	Horizontal/Vertical	Horizontal	Vertical	Horizontal
Tipo de Roca	Calizas	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Espesor de Arena	>5ft	-	-	>10ft
°API	>22.3	>10	>22.3	[8.7-9.4]
Viscosidad	>100cp	>1275cp	-	2288cp
Qo	<30bnpd	[129-305]	[101-201]	[162-533]
RGP	-	[433-3271]	<500	[57-4451]
%AyS	-	<20%	<15%	[3-45]
Arenamiento	-	NO	-	NO
Obstrucción Mecánica	-	NO	-	NO
L.A	-	BCP/BM	BCP	BCP
Completación Térmica	No necesaria	-	-	Si Posee
Tamaño del Liner	-	-	-	51/2" / 7"
Severidad de Pata de Perro	-	-	-	>13°/100ft
Temperatura de Fondo	-	-	-	<135°F

Parámetros como el tamaño del linner, temperatura de fondo, la Severidad de Pata de Perro (por sus siglas en inglés “DogLegSeverity (D.L.S)”) no son tomadas en cuenta

por los autores 1, 2 y 3, más sin embargo son de suma importancia a la hora de instalar un cable calentador en un determinado pozo. Por la experiencia en el Campo Zuata Principal se asegura que para un DLS máximo de 13°/100ft no se presentan problemas mecánicos de atascamiento para bajar el cable al fondo del pozo. Así mismo, se hace distinción al tamaño del linner ya que el pozo DE2004 tiene en la completación mecánica de toda su sección horizontal un tubular de este tipo de diámetro 51/2” y tampoco se presentaron problemas operacionales. Por otro lado, la temperatura de fondo varía según el pozo y no es limitante para el uso de la tecnología así como el espesor de arena en la que se navegó.

Los rangos de parámetros de producción expuestos en la experiencia propia fueron obtenidos en base a los resultados de los pozos JK2306, GH2703 y NO2409, en cuanto a la influencia que tuvo la tasa de petróleo en frío, corte de agua y RGP en el incremento de producción (tomando en cuenta el análisis de declinación ya que no se tiene un incremento de tasa de petróleo totalmente definida por la instalación de nuevas bombas para dichos pozos) con el encendido del cable calentador. En la tabla 5.4 mostrada a continuación están expuestos los valores anteriormente mencionados:

Tabla 5. 4: Influencia Parámetros de Producción en frío en el Incremento de Producción en Caliente.

Pozo	Fecha	Antes de CEF			Después de CEF
		Tasa de Petróleo (BNPD)	RGP (PCN/BN)	%Agua	%Incremento Qo (Según Declinación)
JK2306	01/04/2009-01/04/2010	533	719	45	54
GH2703	01/04/2012-01/11/2012	162	4451	26	143

Dichos pozos representan una muestra bien escogida para la implementación del sistema CEF ya que el incremento de producción es significativo en cada uno de ellos. Para esta pequeña muestra analizada se observó que mientras menor sea la tasa

de producción en frío mayor es el impacto en el incremento de producción como lo muestra el pozo GH2703 a pesar del alto RGP que presenta por lo que se puede concluir que el efecto de calentamiento no se ve afectado por la alta producción de gas, sin embargo no se puede garantizar que siempre sea así. Por su parte, el pozo JK2306 presenta el mayor corte de agua de los pozos estudiados más sin embargo esto no fue impedimento de la obtención de un excelente resultado como lo es un incremento de producción del 54% en un año posterior a la activación de la tecnología.

Además de los autores mencionados anteriormente, se toma en cuenta los experimentos realizados por la Universidad de Petróleo de China en conjunto con la Universidad del Noreste de Petróleo, Hongyan Fan y la Compañía LiaoheOilfield; donde se consideró el efecto de la temperatura y del corte de agua sobre la viscosidad de diferentes tipos de crudo haciendo uso de un reómetro Haake RS6000 bajo temperatura de 60°C a 120°C y cortes de agua entre 0-50%. Dicho estudio demostró que mientras mayor sea el corte de agua se logra una mayor disminución de la viscosidad del crudo sometido a un incremento de temperatura ya que el agua tiene mayor poder calorífico y se calienta más rápido, favoreciendo de esta manera una mejor transferencia de calor entre los fluidos involucrados. En tal sentido para efectos de la selección de los criterios el corte de agua se no se considerará una limitante más sin embargo se tomarán como prioridad aquellos pozos con mayor corte de agua reportados en sus pruebas de producción.

Realizando una combinación de los valores expuestos en la tabla 5.4 y los expuestos en el párrafo anterior, se resumen en la tabla 5.5 los criterios tomados en cuenta para la selección de los pozos candidatos a la instalación de calentamiento eléctrico en especial del Campo Zuata Principal y obedeciendo a sus parámetros característicos.

Tabla 5. 5: Criterios Técnicos de Selección para la Aplicación de Cable Calentador.

Parámetros	Valores
Tipo de Pozo	Horizontal: 1 Brazo
Tipo de Roca	Calizas/Arenisca
Espesor de Arena	No Limitante
°API	<22.3
Viscosidad	>100cp
Qo	<500
RGP	No Limitante
%Agua	No Limitante
Arenamiento	NO
Obstrucción Mecánica	NO
L.A	BCP/BES/BM
Completación Térmica	No Necesaria
Tamaño del Liner	51/2"/7"
Severidad de Pata de Perro (D.L.S)	<13°/100ft

Tipo de Pozo: la tecnología se ha aplicado en pozos mayormente verticales cuando se busca el CEF como mecanismos para mejorar el desempeño del levantamiento artificial pero para crudos pesados y extrapesados predominan los pozos horizontales de larga extensión como es el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco donde se quiere un efecto en la cara de la arena. Específicamente en el Campo Zuata Principal se tienen solo macollas de pozos horizontales y debido a la falta de experiencia en los procedimientos de instalación, solo son tomados en cuenta aquellos pozos de brazo simple.

Tipo de Roca: no es relevante en este caso este parámetro porque los yacimientos de Venezuela son en su mayoría de roca arenisca.

Espesor de Arena: este parámetro no es limitante en cuanto a la aplicación de una estimulación térmica ya que independientemente de los pies de espesor que se tenga, el volumen de hidrocarburos va a drenar de la arena con mayor facilidad.

Gravedad API y Viscosidad: la tecnología es aplicada a crudos pesados y extrapesados ya que presentan problemas de movilidad por la altas viscosidades, mas sin embargo es aún más recomendable esta técnica a crudos extrapesados donde un ligero cambio en la temperatura reduzca la viscosidad en varios órdenes de magnitud. En el caso del Campo Zuata Principal el pozo JK2306 disminuyo de 14500cp (120°F, crudo vivo) a 3500cp (150°F, Crudo Vivo).

Tasa de Petróleo: es un factor determinante para seleccionar un pozo candidato ya que mientras mayor sea el flujo de crudo menor es la temperatura alcanzada por el mismo.

Relación Gas-Petróleo:es considerado para este estudio como una variable no limitante ya que se obtuvieron resultados satisfactorios de incrementos de producción en el pozo GH2703 con 4451PCN/BN.

Corte de Agua: se considera un factor importante ya que el calentamiento así como reduce la viscosidad del crudo reduce también la viscosidad del agua pero se constató que a mayor corte de agua mejora la eficiencia del sistema de calentamiento.

Problemas Arenamiento: no es recomendable la implementación del sistema CEF en pozos con este tipo de problemas ya que puede causar daños por ser abrasivas en el cable por roce de las partículas de arena además de interferir con el proceso de transferencia de calor.

Obstrucción Mecánica: es fundamental que el pozo no presente ningún tipo de obstrucción en el fondo del pozo para poder instalar el cable calentador y de darse el caso se deba esperar por las actividades de pesca.

Tipo de Levantamiento Artificial: por los procedimientos establecidos en la Empresa Mixta Petroanzoategui para la instalación del sistema de calentamiento eléctrico en fondo se puede usar con Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico.

Completación Térmica: no es necesaria para la tecnología de cable calentador porque no se alcanzan temperaturas elevadas como en otros métodos térmicos como inyección de vapor y SAGD.

El tamaño del liner: limita la cantidad de fluido en contacto con el cable, además que reduce el tamaño del drif (radio del pozo disponible para bajar herramientas) limitando el espacio para la completación del sistema CEF.

Severidad de Pata de Perro: ocasiona problemas de atascamiento y/o abrasión del cable.

- **Selección de Pozo del Área de Reserva**

Mediante el uso de los criterios establecidos anteriormente se escogieron los pozos del Área de Reserva para candidatos a calentamiento eléctrico con tecnología de cable calentador, tomando en cuenta la prueba de producción de Junio-2013.

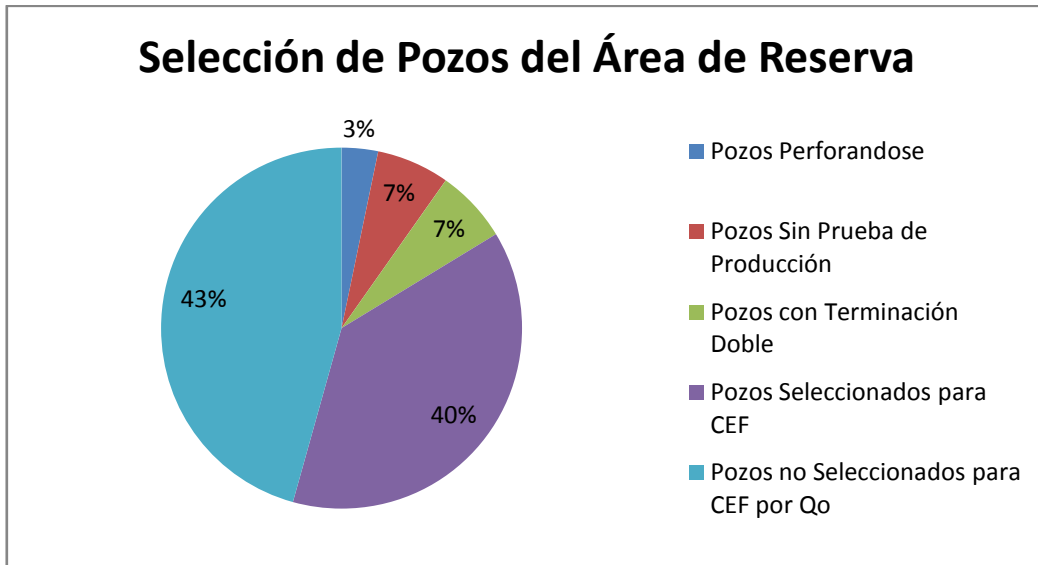


Figura 5. 21: Selección de Pozos Candidatos del Área de Reserva.

Finalmente se observa en la figura 5.21 la distribución final de los pozos del Área de Reserva, donde el 40% de los pozos fueron seleccionados para la aplicación de la tecnología CEF, no obstante no se descarta la posibilidad de que el 43% que no fue seleccionado por presentar tasas de producción mayores a la establecida en los criterios sean en un futuro candidatos en el momento en que sus condiciones de productividad disminuyan por agotamiento natural. En la tabla 5.6 se especifican los nombres de los pozos seleccionados.

Tabla 5. 6: Pozo del Área de Reserva Candidatos a CEF.

POZOS ÁREA DE RESERVA		
PQ1703	PQ2311	RS1914
PQ1704	QR1704	RS2201
PQ1711	QR1705	RS2202
PQ1712	QR1706	RS2203
PQ1714	R21-01	RS2204
PQ1715	R21-05	RS2205
PQ1716	RS1905	RS2206
PQ1717	RS1906	RS2207
PQ1718	RS1907	RS2209
PQ1720	RS1909	RS2501
PQ1724	RS1911	RS2502
PQ1725	RS1913	RS2503
		RS2510

Tomando como premisa la importancia del corte de agua para la eficiencia del efecto de calentamiento se ordenaron los pozos de mayor a menor corte de agua en la tabla 5.7. Esto con el fin de que den prioridad a aquellos pozos con mayor corte de agua.

Tabla 5. 7: Candidatos del Área de Reserva Priorizados por %Agua.

POZOS A.RESERVA	%Agua	POZOS A.RESERVA	%Agua
PQ1717	33	RS2205	1,3
RS1906	13	RS2201	1,2
PQ1725	9	QR1705	1,1
RS1909	7,2	QR1706	1,1
PQ1724	6	PQ1720	1
RS1914	5,9	RS2207	1
PQ1704	5,2	RS1911	0,9
PQ1715	5	RS2501	0,9
PQ1716	4,5	RS2202	0,7
RS1907	4	RS2503	0,6
PQ1703	2,6	RS2206	0,5
PQ1711	2,6	QR1704	0,3
PQ1714	2,5	RS2203	0,2
RS1905	2,5	RS2502	0,2
R21-05	2	PQ2311	0,1
RS1913	1,6	R21-01	0,1
PQ1712	1,5	RS2209	0,1
PQ1718	1,5	RS2510	0,1
RS2204	1,4		

5.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

5.4.1 Simulaciones del Submodelo_JK

Para estimar el incremento de producción con CEF en los pozos seleccionados del Área de Reservas fue preciso evaluar la aplicabilidad del simulador y su módulo de HeaterWell en el pozo JK23-06 el cual posee datos representativos de la aplicación de la tecnología de cable calentador.

El pozo JK23-06 se encuentra produciendo desde el año 1999, es decir, 14 años de historia que necesitan ser cotejados; en los cuales 3 años a partir del año 2010 ha sido sometido a calentamiento eléctrico en fondo con cable calentador en 2641 Ft de su sección horizontal. Las condiciones de operación del cable calentador creador en Petroanzoategui (Cable Propio) son: 87W/Ft de potencia y 450°F de Temperatura.

- Cotejo del Pozo JK23-06

Debido a que el parámetro reproducido completamente por el simulador fue la tasa de petróleo, los esfuerzos del cotejo estuvieron orientados a las variables: Presión de Fondo Fluyente (BHP), Corte de Agua y Tasa de Gas. Esto fue posible con sensibilidades de aquellos parámetros con más incertidumbres en el modelo trabajado, en la tabla 5.8 se muestra dichas variables, el rango de valores en las que fue variada y el valor final.

Tabla 5. 8: Variables Sensibilizadas para el Cotejo.

Variabes	Submodelo/Pozo	Rango de Valores	Valor Final
Saturación de Gas Crítica (%).	Submodelo	4,5-8	6
Profundidad del CAPO (Ft).	Submodelo	1600-1830	1700
Multiplicador de Volumen Poroso.	JK23-06	0,5-40	1
Daño (Skin).	JK23-11, JK23-12	1-7	2,5
Multiplicador de Índice de Productividad.	JK23-06	0.5-0.8	0.8

Los parámetros mencionados no solo afectaron al pozo JK23-06 sino también a los pozos vecinos dispuestos en el modelo. Finalmente las variables históricas versus las simuladas son mostradas en la figura 5.22; todas con un error mínimo de 5% a excepción del comportamiento de producción de gas que por lo general no es bien reproducido en las simulaciones debido a que existe alto grado de incertidumbre en las mediciones en campo.

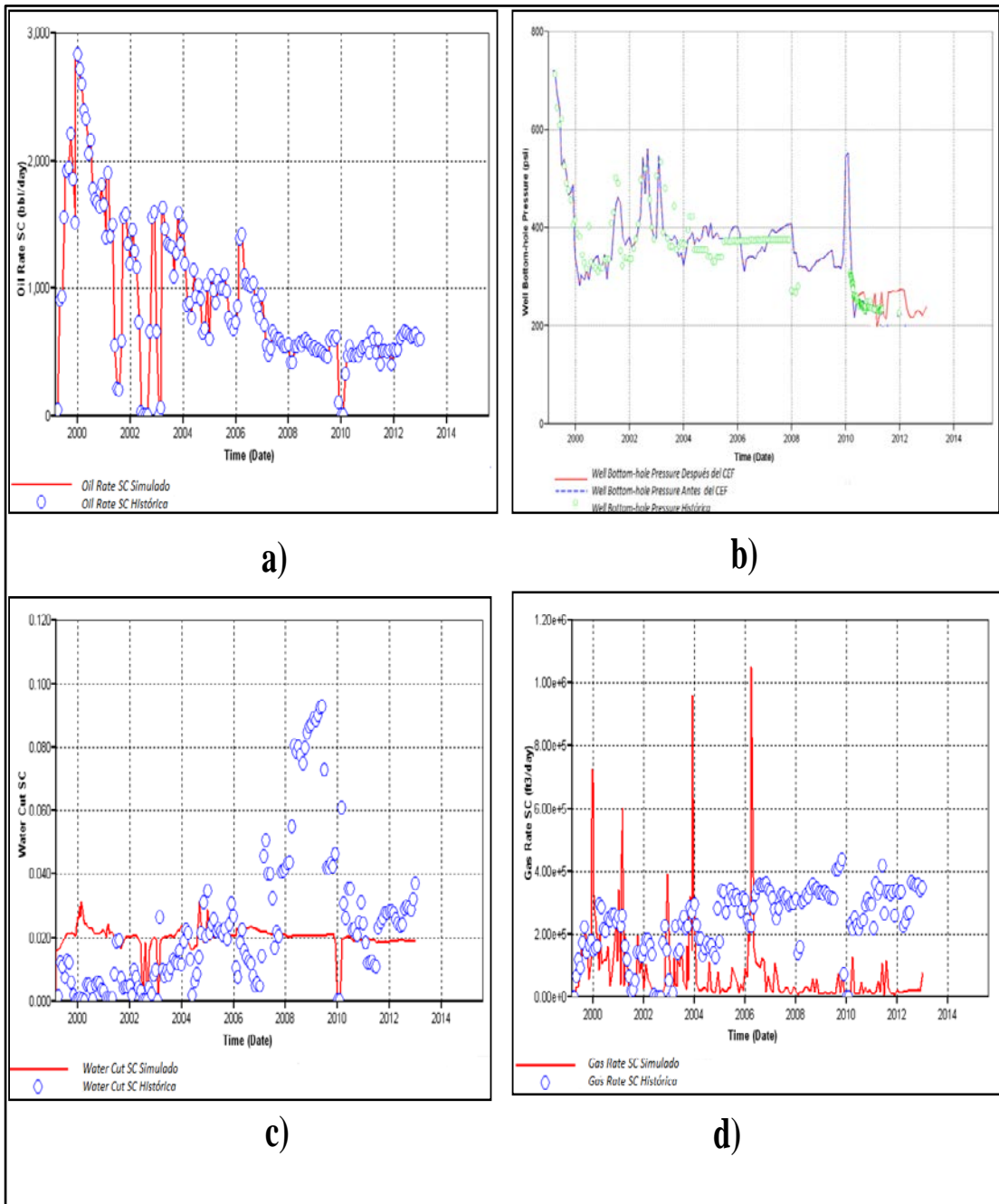


Figura 5. 22: Cotejo del Pozo JK2306.
 (a) Tasa de Petróleo. (b) Presión de Fondo Fluuyente. (c) Corte de Agua. (d) Tasa de Gas.

Por otra parte, en la figura 5.23 se observa el alcance del calentamiento en la formación para los 3 años de historia del pozo con cable calentador el cual fue de

146°F en 18' de diámetro, representando un incremento de 11°F. Cabe destacar que esta visualización del cambio de temperatura es inherente al máximo refinamiento logrado en el mallado.

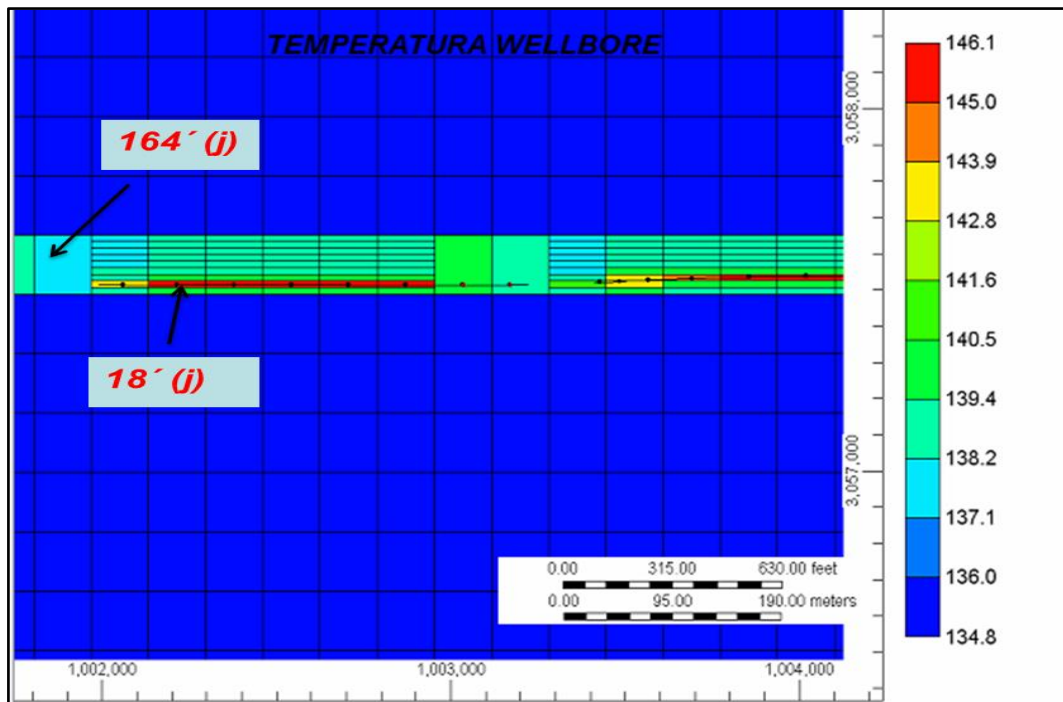


Figura 5. 23: Temperatura en la Cara de la Arena del pozo JK2306.

- Predicciones del Pozo JK23-06

Una vez cotejado el modelo, se realizaron dos predicciones de 30 años con el módulo HeaterWell activado y luego desactivado. La diferencia en términos porcentuales de producción acumulada al final del tiempo de predicción fue de 6,81% como muestra la tabla 5.9 y en la figura 5.24.

Tabla 5. 9: Predicciones en 30 años del pozo JK2306.

Casos	NP (MMBN)	Diferencia (%)
Frío	10.3	6.81
Caliente	11	
Casos	Qo (BND)	Diferencia (%)
Frío	475	24.67
Caliente	592	

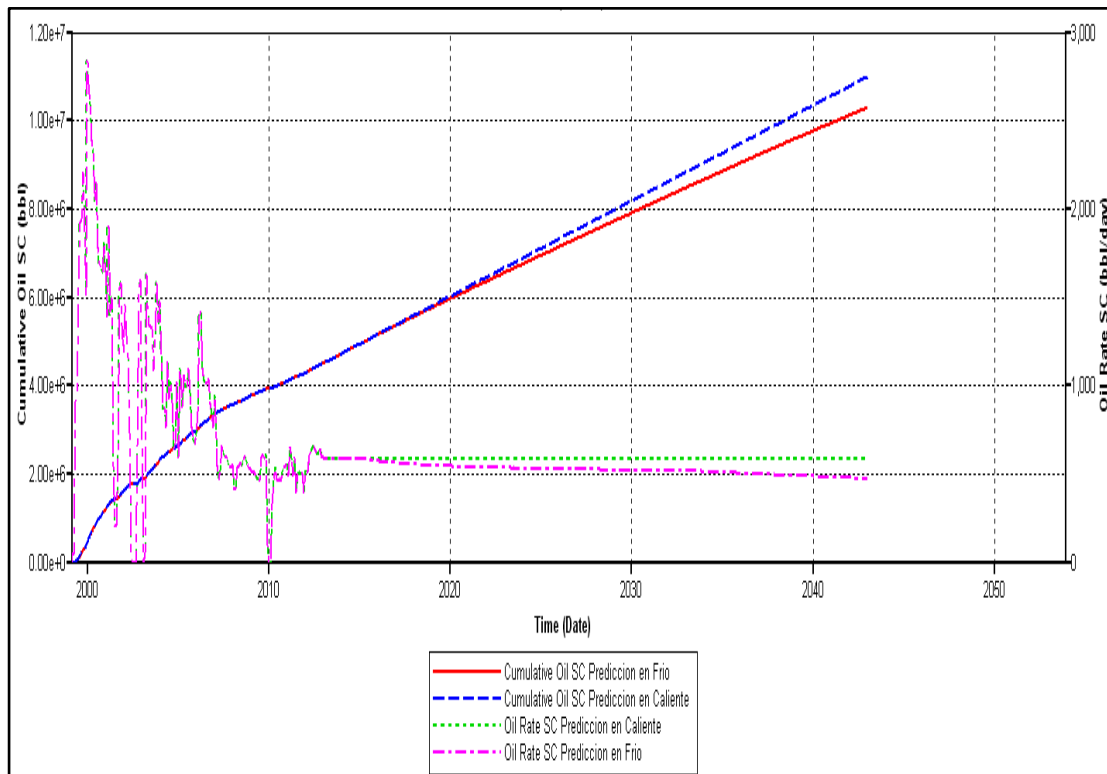


Figura 5. 24: Producción de Petróleo del Pozo JK2306 en 30 años de Predicción.

Se observa que manteniendo por 30 años el calentamiento se sostiene la tasa de petróleo alcanzando valores de 500 BNPD con una diferencia porcentual de 25% con respecto a la tasa en frío. Por su parte en la figura 5.25, se muestra como la producción de agua en caliente es menor que en frío por aproximadamente 20 años de predicción, mientras que la producción de gas no muestra mayor diferencia entre el caso frío y el caso en caliente.

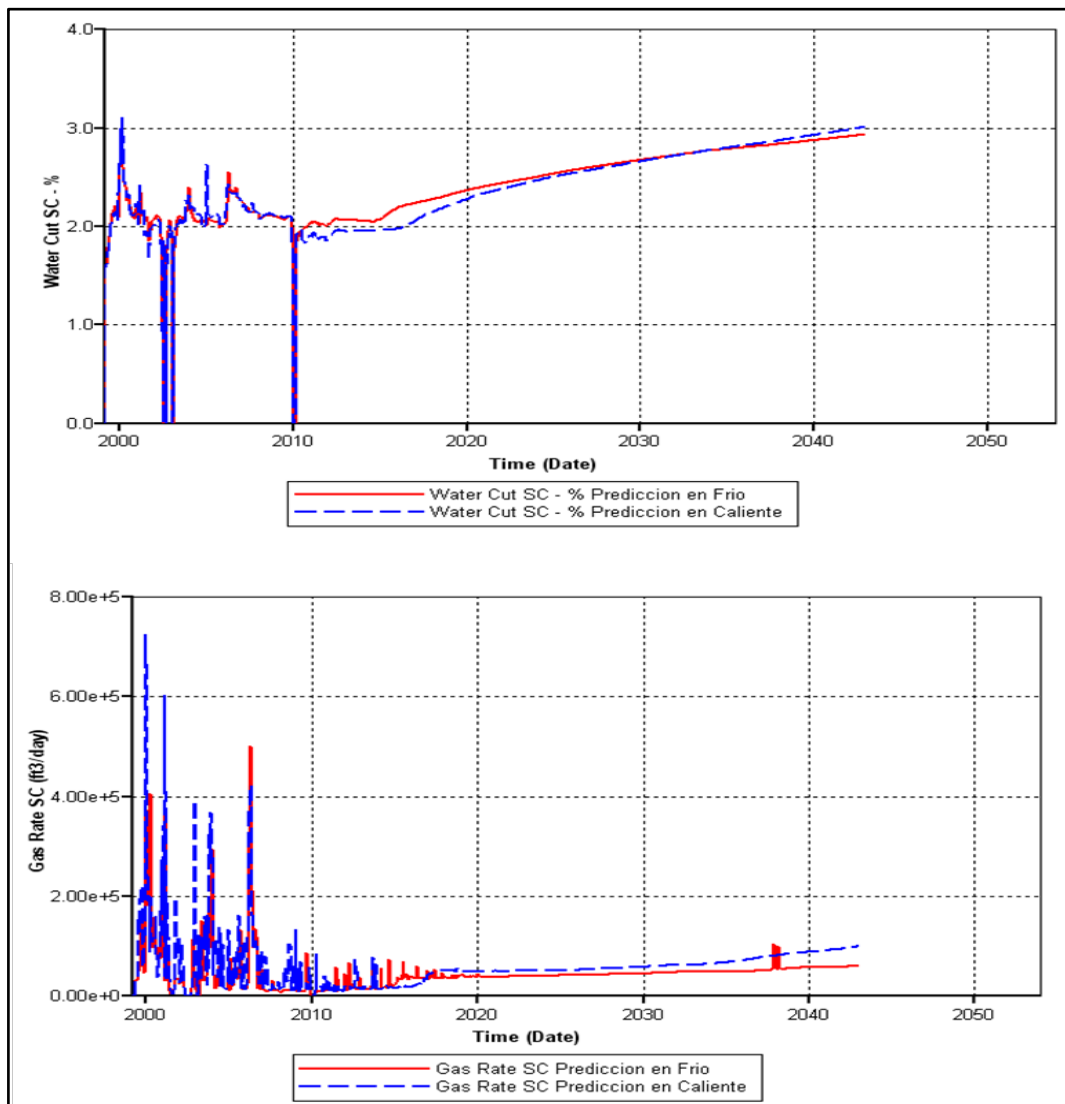


Figura 5. 25: Producción de Agua y Gas del Pozo JK2306 en 30 años de Predicción.

5.4.2 Simulaciones del Submodelo_Macolla

De la cesta de pozos seleccionada para el Área de Reserva se tomaron 3 pozos con la menor tasa de producción los cuales fueron RS1905, RS1906 y RS1907 para realizar simulaciones de yacimiento; tomando en cuenta el mismo procedimiento aplicado para simular el pozo JK2306, manteniendo las mismas condiciones de operación del cable con la diferencia que se asumió que el cable se extendería en toda la sección horizontal de dichos pozos.

Para estos pozos seleccionados y el resto que conforman la macolla RS19 tomada en el submodelo_Macolla no fue necesario un cotejo histórico debido a que sólo tenían menos de dos años produciendo y las simulaciones se ajustaban en general a la historia. Por su parte, las predicciones de producción de petróleo tanto en frío como en caliente de los pozos ya mencionados por 30 años son mostradas en las siguientes figuras y resumidas en la tabla 5.10.

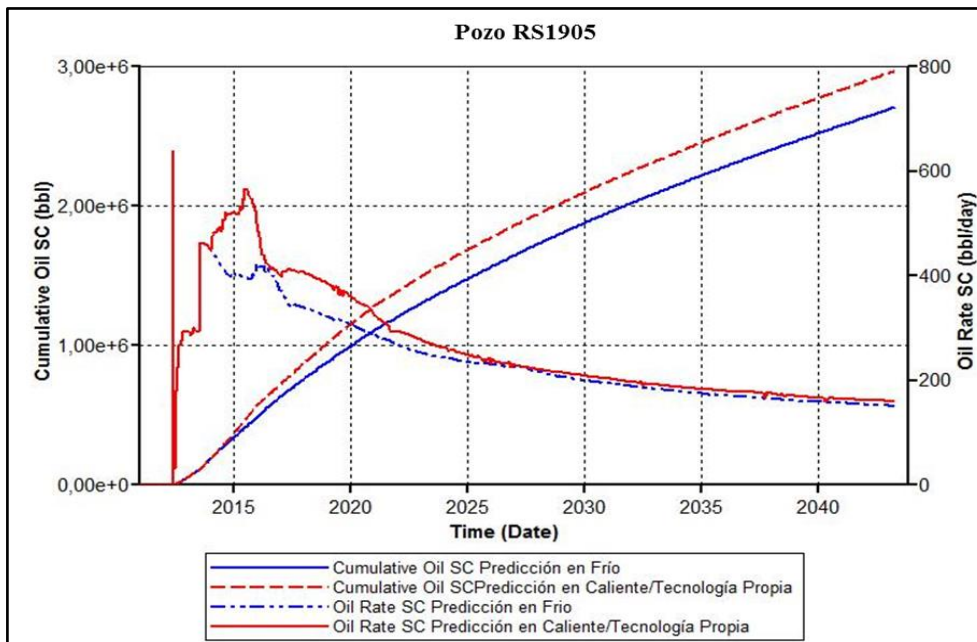


Figura 5. 26: Producción de Petróleo del Pozo RS1905 en 30 años de Predicción.

En las predicciones de producción del pozo RS1905 mostrada en la figura 5.26, se observa que la diferencia entre el petróleo acumulado en frío y en caliente al final del tiempo de predicción fue de 9% y entre la tasa de petróleo en frío y en caliente fue de 5%. Sin embargo, es visible que desde el año 2014 (momento en el que empieza la predicción) hasta el año 2025 la tasa de petróleo en caliente es mayor que en frío en una mayor proporción, registrándose la máxima diferencia para el 28/07/2015 una tasa en caliente de 556,2 BN/D y en frío de 394,9 BN/D, lo que representa una diferencia en términos porcentuales de 43%.

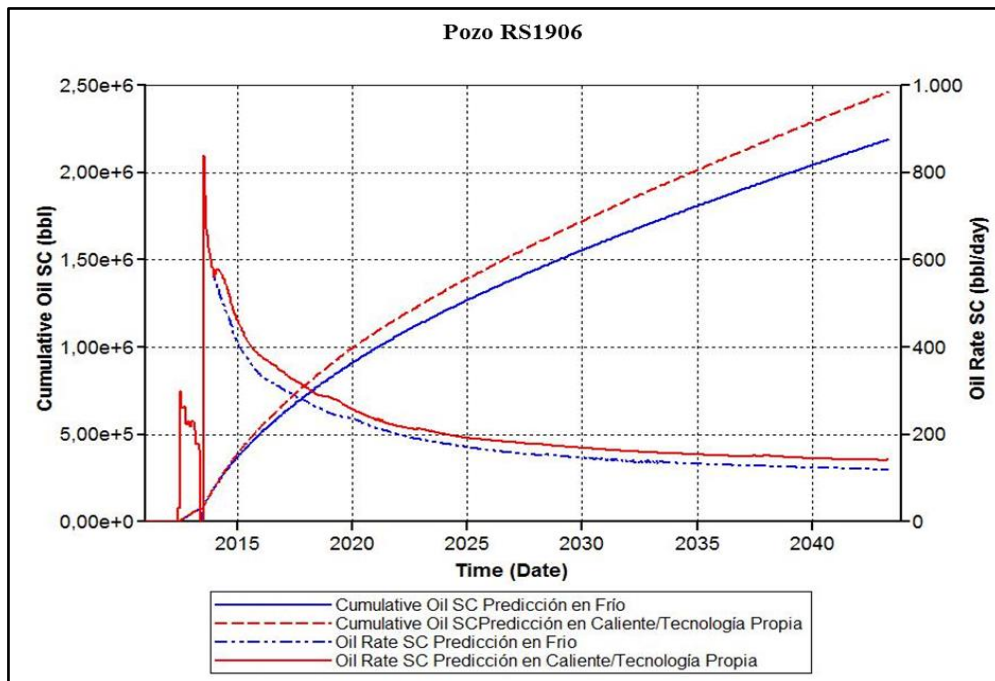


Figura 5. 27: Producción de Petróleo del Pozo RS1906 en 30 años de Predicción.

Por su parte, el petróleo acumulado para el pozo RS1906 mostrado en la figura 5.27, arrojó una diferencia de 11% entre la predicción en frío y en caliente lo que significa que en este pozo ocurrió un mayor efecto del calentamiento. En cuanto a las tasas de crudo en frío y en caliente la diferencia fue de 16% y para dicho parámetro es notorio que en los 30 años la diferencia se mantuvo en un rango similar.

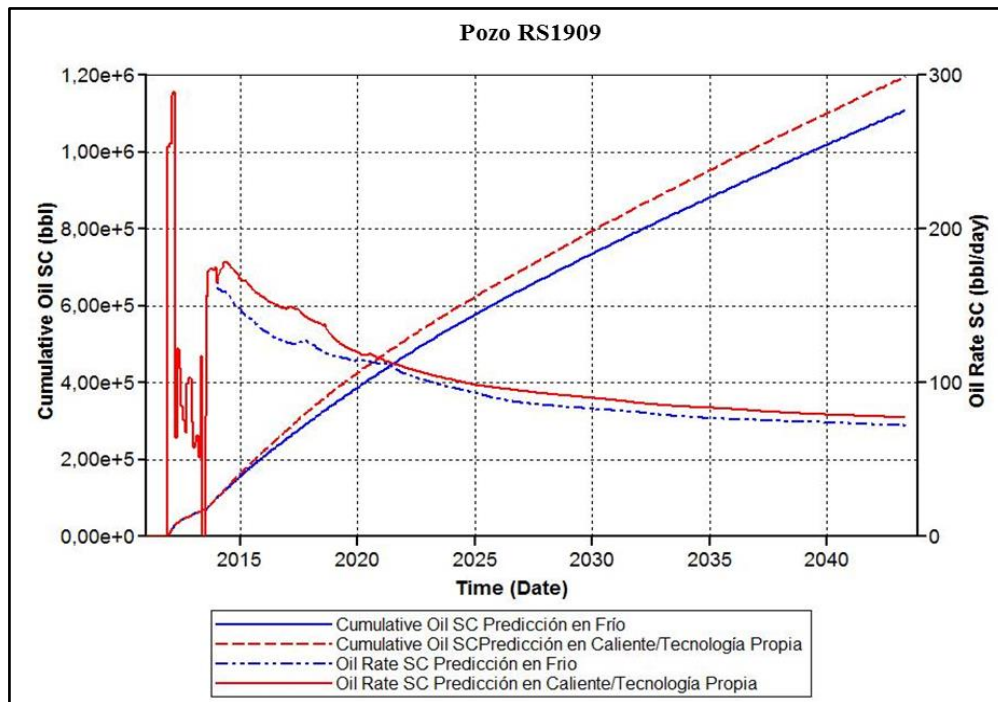


Figura 5. 28: Producción de Petróleo del Pozo RS1909 en 30 años de Predicción.

Finalmente, el pozo RS1909 mostró la menor diferencia (menor efecto del calentamiento) de 7% entre el acumulado en frío y en caliente, además de una diferencia de 7% para las tasas de petróleo en el mismo período. Sin embargo, para dicho pozo se estimó un máximo incremento de aproximadamente 25% en el período comprendido entre los años 2014 y 2020 para la producción diaria de petróleo en frío y caliente (Ver figura 5.28).

Tabla 5. 10: Predicciones de la Macolla RS19.

Pozo RS1905		
Petróleo Acumulado (MMBN)		
Frío	Caliente	Diferencia (%)
2.71	2.97	8,83
Tasa de Petróleo (BNPD)		
Frío	Caliente	Diferencia (%)
157	160	4,79
Pozo RS1906		
Petróleo Acumulado (MMBN)		
Frío	Caliente	Diferencia (%)
2,19	2.46	11,04
Tasa de Petróleo (BNPD)		
Frío	Caliente	Diferencia (%)
119	141	15.62
Pozo RS1909		
Petróleo Acumulado (MMBN)		
Frío	Caliente	Diferencia (%)
1.11	1.19	6.98
Tasa de Petróleo (BNPD)		
Frío	Caliente	Diferencia (%)
72	77	6,75

En general, la diferencia entre el petróleo acumulado en frío y en caliente se mantuvo en un rango muy cerrado para los tres pozos estudiados, específicamente entre 6-11%. El pozo que se vio mayormente influenciado por el calentamiento fue el RS1906 lo que puede ser atribuible a las saturaciones y propiedades de los fluidos alrededor de dicho pozo, así como a parámetros petrofísicos de la arena navegada que no fue objetivo de este estudio.

- **Simulaciones del Caso Especial**

Para este caso especial se comparó la tecnología propia de Petroanzoategui con las tecnologías del mercado. Los diferentes cables calentador junto con sus condiciones de operación son mostrados en la tabla 5.11. Cada parámetro fue introducido al simulador para el pozo RS1909 en el cual se obtuvo la menor diferencia en Np para las simulaciones anteriormente mencionadas.

Tabla 5. 11: Condiciones de Operación de Cables Calentadores.

Tecnologías	Max Potencia (W/ft)	Max Temperatura (°F)
Propia	87	450
Centrilif (Baker)	100	450
MI (Tyco)	246	1022

Se observó que las producciones de petróleo en 30 años tomando en cuenta el cable propio y el cable Centrilif fueron de solo 25% ya que la diferencia en la potencia suministrada es de 13W/Ft. Sin embargo, los resultados del cable MI fueron de 0.12 MMBN de diferencia con la recuperación obtenida con el cable propio ya que las condiciones de operación fueron de 183% y 127% de diferencia tanto para la potencia como para la temperatura máxima alcanzada, respectivamente (Ver tabla 5.12).

Tabla 5. 12: Comparación de la Recuperación de Petróleo con diferentes Tecnologías.

Tecnologías	Np Frío (MMBN)	Np Caliente (MMBN)	Diferencia (%)	Comparación Con Propia
Propia	1.11	1.19	7,21	0
Centrilif (Baker)	1.11	1.21	9,01	25
MI (Tyco)	1.11	1.31	18,018	150

Finalmente, para este caso especial se realizó la figura 5.29 donde se aprecia el cambio de viscosidad del petróleo a lo largo de la sección horizontal del pozo RS1909 para las tres tecnología usadas al final del tiempo de predicción. Es notorio que la tecnología que tiene una mayor incidencia de calentamiento es el cable MI de la Empresa TYCO y por ende la viscosidad es 1500 cp aproximadamente de diferencia con la lograda por la tecnología propia, mientras que la tecnología Centrilift no muestra mayores diferencias.

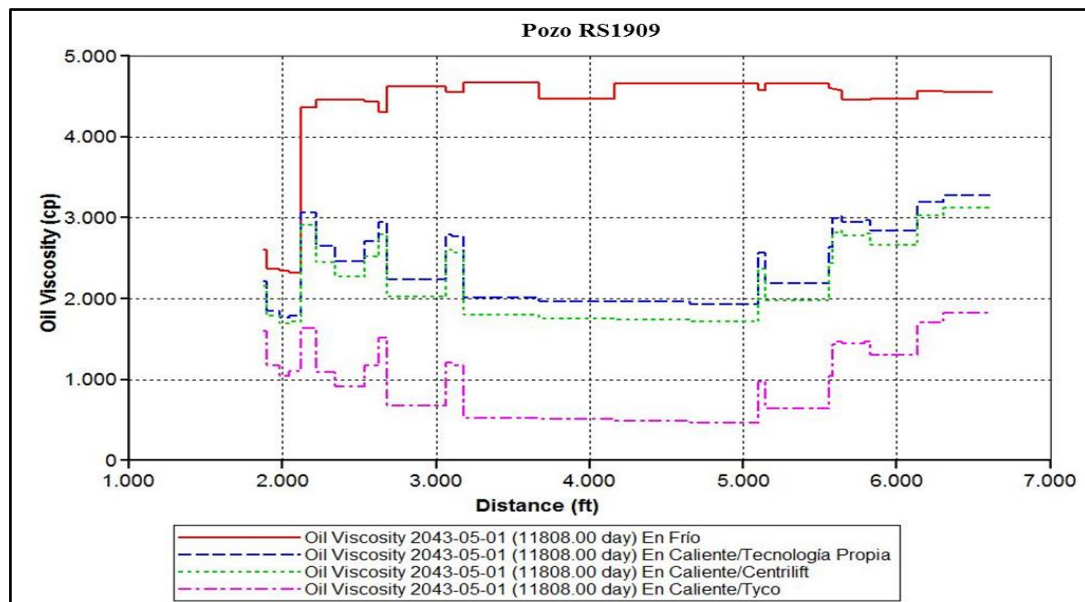


Figura 5. 29: Cambio de Viscosidad del Pozo RS1909.

5.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CABLE CALENTADOR

En esta etapa del estudio se realizó una evaluación económica asociada a la instalación del cable calentador de un pozo ya perforado en la que se usó el incremento de producción registrada para el pozo JK23-06 de 200 BNPD y una declinación de 14,5% anual, usando como herramienta el Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE), a fin de determinar la rentabilidad de la aplicación del sistema de calentamiento eléctrico en fondo.

El sistema aplicado en los pozos del campo se basó en la instalación de un cable recuperado usado para la alimentación eléctrica de las bombas BES, dándole ahora un nuevo auge como elemento resistivo para generar calor. Esta aplicación constituyó una innovación para PDVSA ya que no fue necesaria la adquisición de un sistema comercial de calentamiento sin embargo, en este análisis se asume la compra de cable calentador ya que todo el material existente fue usado.

La evaluación se realiza en un horizonte económico de 20 años en los cuales se asume la reinstalación del sistema CEF en 6 ocasiones, lo que aproximadamente dura el cable operando (Ver tabla 5.13).

Tabla 5. 13: Premisas para la Evaluación Económica.

Tiempo de Vida del Cable Calentador	3 años
Horizonte Económico	20 años
Costo del Cable Calentador	13,86 \$/Ft
Costos por Pozo	28500 MBsF

Finalmente se obtuvo como indicadores económicos el Valor Presente Neto (VPN) de 8,84 MM\$ y una Tasa Interna de Retorno de 45,99%, mayor a la tasa de interés de 15%, lo que hace al proyecto económicamente rentable, aunado a un Tiempo de Pago Dinámico de 3,62 años y una Eficiencia de la Inversión mayor a 1. Además se muestra en el gráfico de Diagrama Araña (Figura 5.30) los distintos valores de VPN obtenidos al realizar variaciones descendentes y ascendentes de la inversión, producción, precios y gastos, manteniéndose la rentabilidad en todas las sensibilidades.

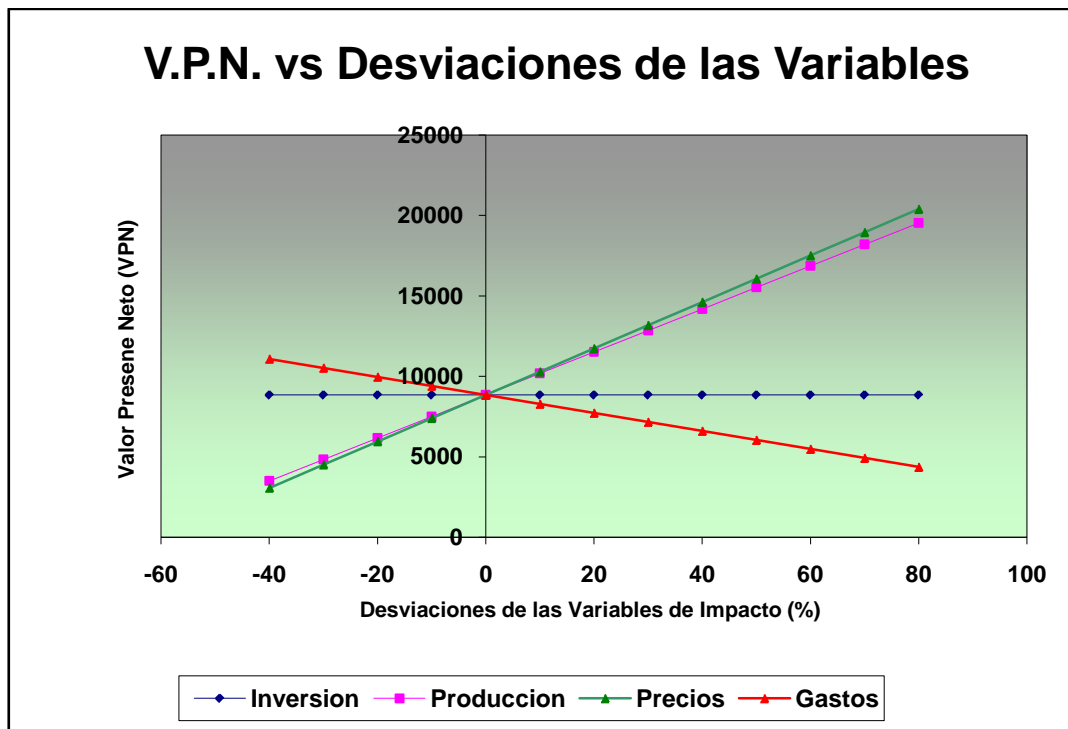


Figura 5. 30: Diagrama Araña de la aplicación del CEF.

CONCLUSIONES

- 1- Las terminaciones multilaterales son una restricción mecánicas que limita la completación de un pozo con tecnología de Cable Calentador.
- 2- Las temperaturas en fondo no superan los 150°F, por tal motivo no se necesitan empacaduras térmicas ni tuberías con aislantes térmicos.
- 3- Para los pozos JK2306, DE2004 y GH2703 se observó que a mayores longitudes de los cables, mayores fueron las tasas de crudo reportadas.
- 4- La declinación del pozo JK2306 disminuyó de 17,7% a 9,9%, lo que permite alargar la vida útil del pozo y un drenado de una mayor cantidad de reservas siempre y cuando las condiciones de presión lo permitan.
- 5- Para los pozos con CEF analizado, se estimó un incremento promedio de la tasa de crudo de 47% provocado por la disminución de la viscosidad a consecuencia del incremento de temperatura, de igual forma se estimó una disminución del corte de agua en 28%.
- 6- La Presión de Entrada de la Bomba (PIP) incremento en un promedio de 32 psi luego de que el CEF fue activado lo que representa un mayor influjo al pozo.
- 7- El torque de las cabillas para los pozos con CEF disminuyó en un promedio de 32% a consecuencia de la disminución de la viscosidad y por ende de la fricción en toda la sarta de cabillas lo que trae como consecuencia un menor consumo eléctrico en los Driver de superficie.
- 8- El calentamiento eléctrico con tecnología de cable calentador es muy flexible en cuanto a su aplicación sin embargo se logró la creación de criterios técnicos lo que permitió seleccionar como candidatos a 12 pozos de la macolla PQ17, 1 de la PQ23. 3 de la QR17, 2 de la R21, 7 de la RS19, 8 de la RS22 y 4 de la RS25.

9- Fue posible representar el comportamiento histórico en frío y en caliente del pozo JK2306 con el simulador de yacimiento Stars-CMG, Ltd.

10-El radio de calentamiento del pozo JK2306 a los 3 años de historia alcanzó un diámetro a 18' con un aumento de temperatura de 11°F.

11- Las simulaciones realizadas con el pozo JK2306 arrojó un incremento de 6,84% de diferencia entre el Petróleo Acumulado en frío y en caliente a los 30 años de predicción.

12- Las simulaciones con CEF realizada a los pozos del Área de reserva en 30 años de predicción con las condiciones del cable propio arrojó un incremento promedio en el Petróleo Acumulado producido de 8,95% en comparación con el caso en Frío.

13- Para el pozo RS19-09, el uso del cable Centrilift arroja aproximadamente los mismos resultados que el cable propio mientras que con el cable MI la diferencia entre el Petróleo Acumulado en frío y en caliente fue de 18,02%, representando un 150% de diferencia con el efecto del cable propio.

14- La evaluación económica del proyecto arrojó un Valor Presente Neto 8,85 de MM\$, una Tasa Interna de Retorno de 45,99%, un Tiempo de Pago Dinámico de 3,62 años y una Eficiencia de la Inversión mayor a 1.

RECOMENDACIONES

- 1- Realizar pruebas de laboratorio representativas y estimar el porcentaje de agua emulsionada en el crudo producido y verificar así la disminución del corte de agua en los pozos con CEF.
- 2- Realizar estudios sobre la influencia del calentamiento eléctrico en fondo de pozo sobre el gas producido.
- 3- Realizar simulaciones de yacimiento con la nueva versión de CMG, Ltd usando el módulo de Flexwell que permite realizar sensibilidades con la longitud de cables calentadores y de potencias variables en un mismo cable.
- 4- Realizar estimaciones de producción con el resto de los pozos seleccionados para el Área de Reserva.
- 5- Afinar los criterios de selección en la medida que nuevos estudios sean realizados al respecto.
- 6- Solucionar problemas de medición del diluyente que se añade a los pozos para que sea posible evaluar el efecto del calentamiento con cable calentador en el ahorro de este agente de dilución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

[1]: Instituto de Tecnología para el Petróleo. (1997). *Visión Tecnológica*, Publicación de Intevep, S.A. Los Teques. 206p.

[2]: Holmand, J. (2005). *Transferencia de Calor*, 8va ed. España: McGraw Hill.

[3]: Gasbarri., S. Díaz., A. y Guzmán., M. (2009). Universidad Central de Venezuela. *Evaluation of Electrical Heating on Recovery Factor in Extra Heavy Oil*. Paper SPE 149779. Alberta, Canadá.

[4]: Prats, M. (1987). *Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo*. Los Teques: Ediciones Técnicas Intevep.

[5]: Baker Hughes Centrilift. (2007). *Cable Calentador: Sistema Calorífico Distribuido para Producción de Crudo Viscoso*. Maturín: Maximiliano González.

[6]: García, Jorge. (2008). *Calentadores Eléctricos de Fondo de Pozo*. Presentado en reunión informativa de herramienta Cable Calentador TYCO a personal de PDVSA San Tomé. El Tigre, PDVSA Dtto. San Tomé.

[7]: García, J. (2007). *Suministro de Tecnologías Térmicas para satisfacer las Necesidades de Aseguramiento de Flujo en el Campo*. Presentado a PDVSA en reunión informativa de tecnología de cable calentador de la compañía TYCO Thermal Control Servicios a Pozos. Maturín, Venezuela.

[8]: Osuna, C. (2008). *Propuesta de Aplicación de Calentamiento Eléctrico en Fondo de Pozo, para el Incremento de Producción de Crudo Pesado y Extrapesado del*

Distrito Morichal. Trabajo especial de grado, Universidad de Oriente, Maturín, Venezuela.

[9]: Martínez, H. (2012). *Evaluación del Sistema de Calentamiento Eléctrico en Fondo de Pozo como Proyecto Piloto para la Recuperación de Crudo Pesado en el Campo Orocual*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Maturín.

[10]: Baker HgnesCentrilift. (1995). *ICs Electrospeed VSD, Manual Spanish*. Documento Presentación Digital, Venezuela.

[11]:Petróleos de Venezuela, S.A. (2010).*Resume de actividades durante la completación del pozo JK-23-06, del proyecto: Calentamiento Electroresistivo En Fondo De Pozo*. San Tomé: Álvaro Quezada.

[12]: Petróleos de Venezuela, S.A. (2005). *Curso de Recuperación Mejorada*. Venezuela.

[13]: Hernández, J. (2006).*Evaluación Económica de los Pozos Horizontales y Multilaterales Perforados en el Bloque Bare, Distrito San Tome/Anzoátegui*. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.

[14]: Colmenares, A. (20120). *Evaluación del Factor de Declinación de la Unidad de Extrapesado de San Tomé*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

[15] Universidad Central de Venezuela. (1998). *Simulación Numérica de Yacimientos-Guía de Estudio*. Caracas: Pino Henry.

[16]: Universidad Nacional Autónoma de México. (1984). *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. Ciudad de México: Arana, V. Trujillo, D y Sánchez, J.

[17]: Manfre, D. (2009). *Optimización del Proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja Petrolífera del Orinoco aplicando Técnicas de Diseño Experimental*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[18]: Universidad Central de Venezuela. (2007). *Simulación Numérica de Yacimientos-Guía de Estudio*. Caracas: Pedro Vaca.

[19]: Petróleos Mexicanos. (2007). *Simulación Numérica de Yacimientos*. Ciudad de México: Fernando Rodríguez.

[20]: Computer Modelling Group, Ltd. (2007). *Builder 2007.10 User's Guide*. Alberta, Canadá.

[21]: González de Juana et al. (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Caracas. Editorial Foninves. 1106p.

[22]: Petróleos de Venezuela, S.A. Gerencia de Yacimientos. (2012). *Informe Proyecto IAV, Pozo ZPZ0538 (cd1404)*. San Tomé: Estudios Integrados.

[23]: Petróleos de Venezuela, S.A. Gerencia de Yacimientos. (2010). *Informe de Análisis de Caída de Productividad 2006- 010*. Cabrutica: Cardona Wilfredo y Wilmer Lista.

[24]: Petróleos de Venezuela, S.A. (2007). *Revisión de Características de Subsuelo, Área Petrozuata*. Cabrutica: IrúaEuribe y Rodríguez Oscar.

[25]: Arias, Fidas., (1999). *El Proyecto de Investigación, Guía para su Elaboración*. Tercera Edición. Caracas: Editorial Episteme. 55p.

APÉNDICE

APÉNDICE A: Diagramas Mecánicos.

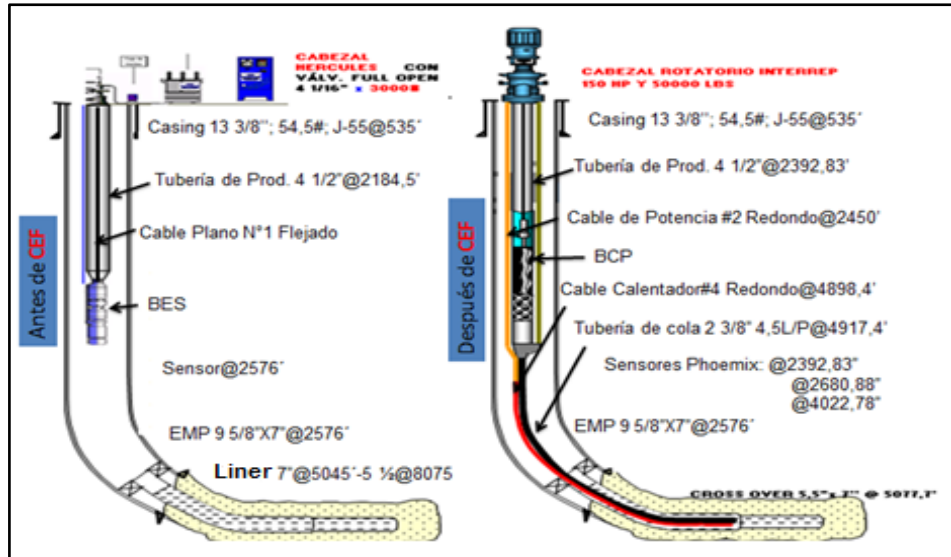


Figura A. 1: Diagrama Mecánico del Pozo JK2306.

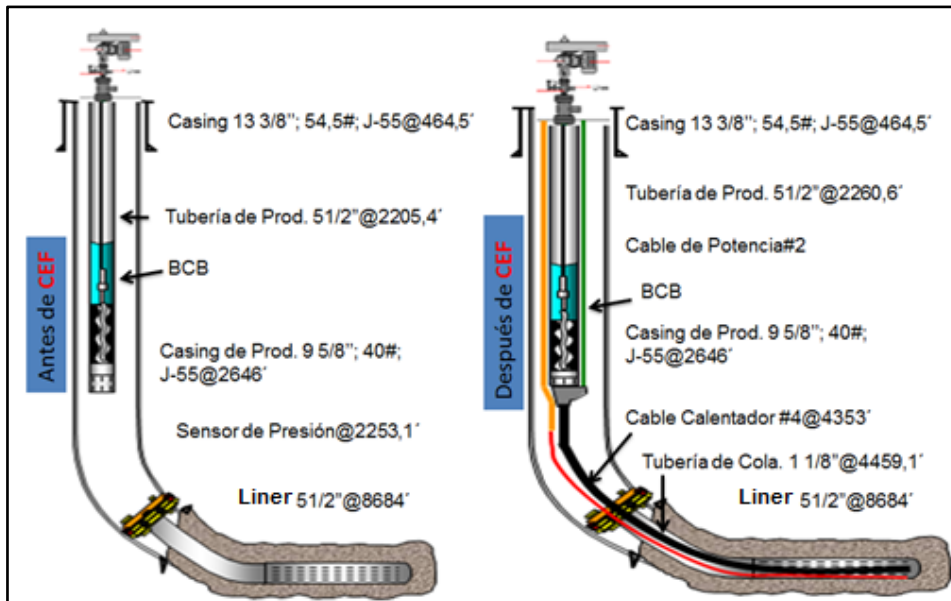


Figura A. 2: Diagrama Mecánico del Pozo DE2004.

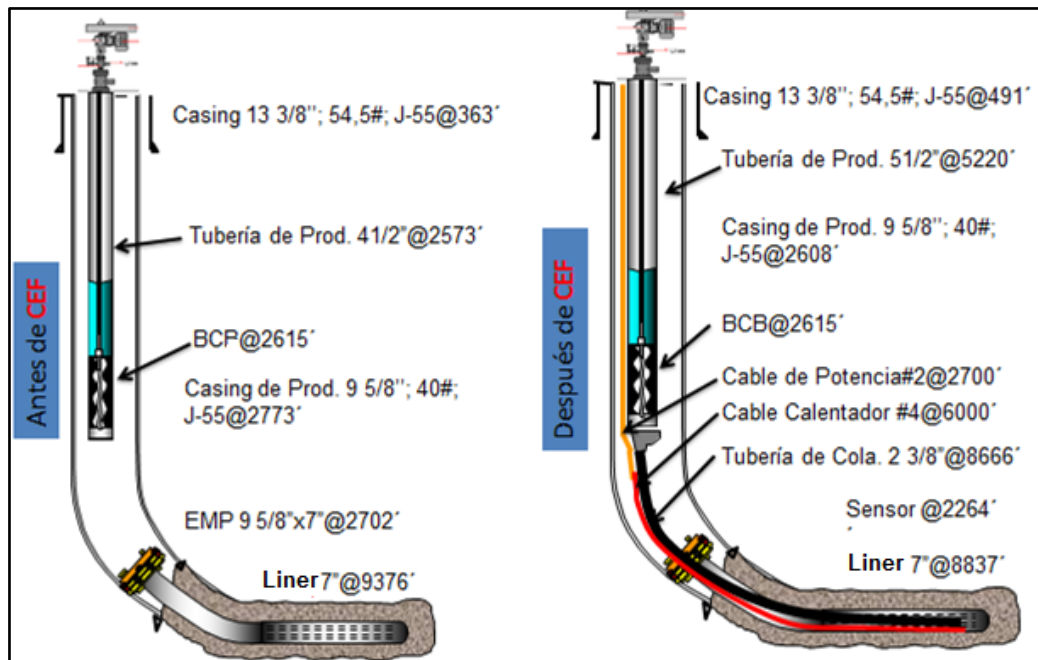


Figura A. 3: Diagrama Mecánico del Pozo GH2703.

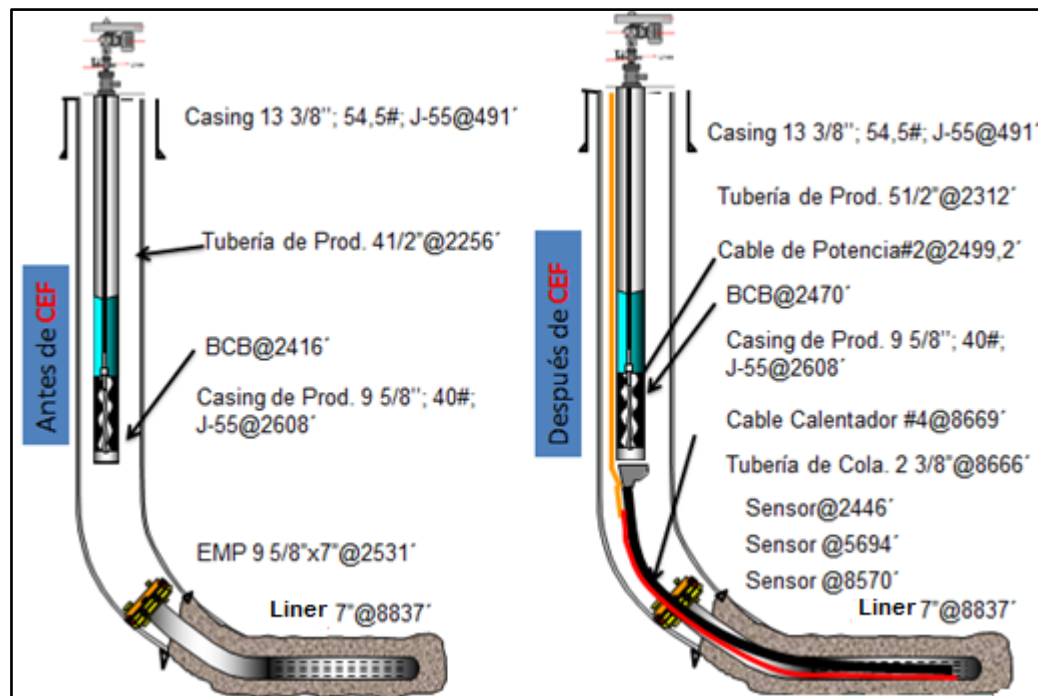


Figura A. 4: Diagrama Mecánico del Pozo NO2409.

APÉNDICE B: Registros de Arenas Navegadas por los Pozos.

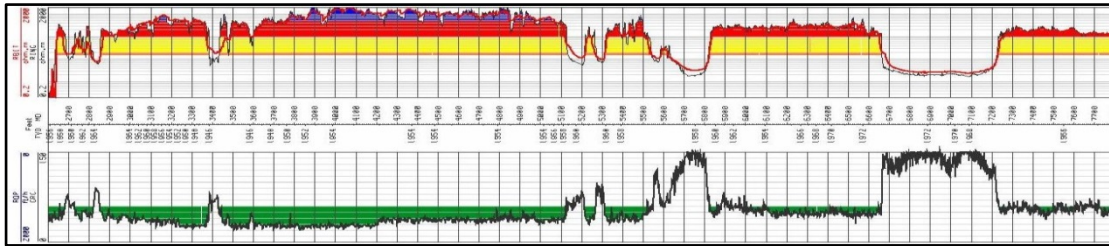


Figura B. 1: Registro de la Sección Horizontal del Pozo JK2306.

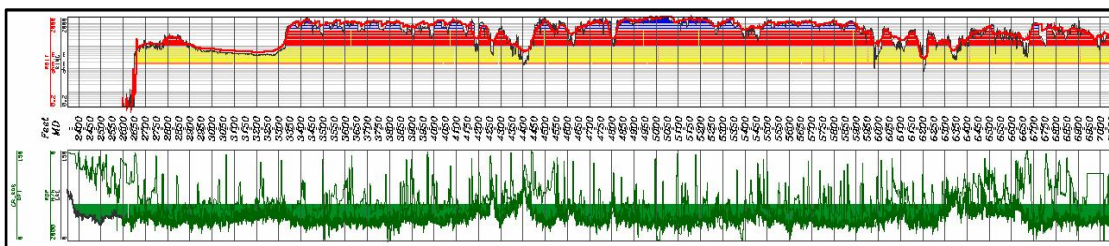


Figura B. 2: Registro de la Sección Horizontal del Pozo DE2004.

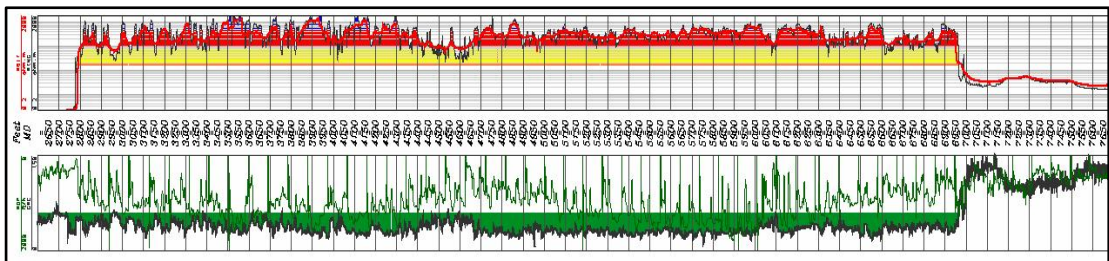


Figura B. 3: Registro de la Sección Horizontal del Pozo GH2703.

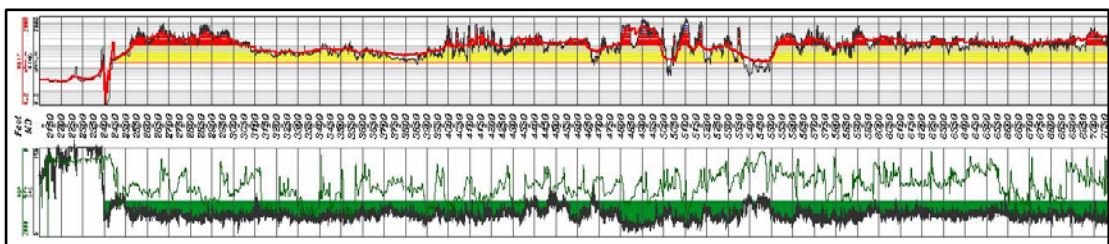


Figura B. 4: Registro de la Sección Horizontal del Pozo NO2409.

APÉNDICE C: Prueba de Producción Junio-2013 de los pozos del Área de Reserva.

Tabla C. 1: Tipo de Terminación de los Pozos del Área de Reserva Parte 1.

POZOS A.RESERVA	TERMINACIÓN	POZOS A.RESERVA	TERMINACIÓN
PQ1701	Sencillo	QR1704	Sencillo
PQ1702	Sencillo	QR1705	Sencillo
PQ1703	Sencillo	QR1706	Sencillo
PQ1704	Sencillo	QR1707	Sencillo
PQ1705	Sencillo	R21-01	Sencillo
PQ1706	Doble	R21-02	Sencillo
PQ1707	Sencillo	R21-03	Sencillo
PQ1708	Doble	R21-04	Sencillo
PQ1709	Doble	R21-05	Sencillo
PQ1710	Sencillo	R21-06	Sencillo
PQ1711	Sencillo	R21-07	Sencillo
PQ1712	Sencillo	R21-08	Sencillo
PQ1713	Sencillo	RS1901	Sencillo
PQ1714	Sencillo	RS1902	Sencillo
PQ1715	Sencillo	RS1903	Sencillo
PQ1716	Sencillo	RS1904	Sencillo
PQ1717	Sencillo	RS1905	Sencillo
PQ1718	Sencillo	RS1906	Sencillo
PQ1719	Sencillo	RS1907	Sencillo
PQ1720	Sencillo	RS1908	Doble
PQ1721	Sencillo	RS1909	Sencillo
PQ1722	Sencillo	RS1910	Doble
PQ1723	Sencillo	RS1911	Sencillo

Tabla C. 2: Tipo de Terminación de los Pozos del Área de Reserva Parte 2.

POZOS A.RESERVA	TERMINACIÓN	POZOS A.RESERVA	TERMINACIÓN
PQ1724	Sencillo	RS1912	Sencillo
PQ1725	Sencillo	RS1913	Sencillo
PQ1726	Sencillo	RS1914	Sencillo
PQ2006	Sencillo	RS2201	Sencillo
PQ2007	Sencillo	RS2202	Sencillo
PQ2008	Sencillo	RS2203	Sencillo
PQ2301	Sencillo	RS2204	Sencillo
PQ2302	Sencillo	RS2205	Sencillo
PQ2303	Sencillo	RS2206	Sencillo
PQ2304	Sencillo	RS2207	Sencillo
PQ2305	Sencillo	RS2208	Sencillo
PQ2306	Sencillo	RS2209	Sencillo
PQ2307	Sencillo	RS2210	Sencillo
PQ2308	Sencillo	RS2501	Sencillo
PQ2309	Sencillo	RS2502	Sencillo
PQ2310	Sencillo	RS2503	Sencillo
PQ2311	Sencillo	RS2504	Doble
PQ2312	Sencillo	RS2505	Sencillo
PQ2313	Sencillo	RS2506	Sencillo
PQ2314	Sencillo	RS2507	Sencillo
QR1701	Sencillo	RS2508	Sencillo
QR1702		RS2509	Sencillo
QR1703		RS2510	Sencillo

Tabla C. 3: Máxima Severidad de Pata de Perro de los pozos del Área de Reserca Parte 1.

POZOS A.RESERVA	DOG LEG (°/100FT) (MAX)	POZOS A.RESERVA	DOG LEG (°/100FT) (MAX)
PQ1701	8,18	QR1704	8,14
PQ1702	8,03	QR1705	8
PQ1703	6,14	QR1706	8,56
PQ1704	5,14	QR1707	7,91
PQ1705	7,27	R21-01	6,73
PQ1706		R21-02	5,65
PQ1707	4,74	R21-03	7,07
PQ1708		R21-04	9,43
PQ1709		R21-05	6,95
PQ1710	5,31	R21-06	6,95
PQ1711	6,78	R21-07	6,58
PQ1712	8,8	R21-08	6,81
PQ1713	6,56	RS1901	8,57
PQ1714	8,14	RS1902	8,94
PQ1715	7,41	RS1903	5,98
PQ1716	6,5	RS1904	6,3
PQ1717	6,69	RS1905	6,13
PQ1718	6,49	RS1906	6,39
PQ1719	6,44	RS1907	5,55
PQ1720	5,46	RS1908	
PQ1721	6,76	RS1909	6,66
PQ1722	5,32	RS1910	
PQ1723	6,4	RS1911	7,24

Tabla C. 4: Máxima Severidad de Pata de Perro de los pozos del Área de Reserva Parte 2.

POZOS A.RESERVA	DOG LEG (°/100FT) (MAX)	POZOS A.RESERVA	DOG LEG (°/100FT) (MAX)
PQ1724	9,68	RS1912	6,99
PQ1725	7,69	RS1913	6
PQ1726	7,51	RS1914	8,88
PQ2006	8,43	RS2201	7,64
PQ2007	6,66	RS2202	7,94
PQ2008	8,54	RS2203	6,84
PQ2301	9,1	RS2204	8,17
PQ2302	10,34	RS2205	7,84
PQ2303	5,83	RS2206	6,68
PQ2304	7,42	RS2207	9,17
PQ2305	6,42	RS2208	6,84
PQ2306	8,06	RS2209	5,83
PQ2307	5,31	RS2210	5,91
PQ2308	5,55	RS2501	6,58
PQ2309	6,28	RS2502	
PQ2310	6,48	RS2503	6,18
PQ2311	6,47	RS2504	
PQ2312	6,53	RS2505	6,93
PQ2313	7,03	RS2506	7,8
PQ2314	8,52	RS2507	7,51
QR1701		RS2508	7,61
QR1702		RS2509	5,08
QR1703		RS2510	6,36

Tabla C. 5: Parámetros de Producción de los pozos del Área de Reserva Parte 1.

POZOS A.RESERVA	%A	RGP	BNPD	POZOS A.RESERVA	%A	RGP	BNPD
PQ1701	0,8	117	767	QR1704	0,3	224	152
PQ1702	1	108	804	QR1705	1,1	211	128
PQ1703	2,6	203	513	QR1706	1,1	186	285
PQ1704	5,2	342	351	QR1707	0,7	72	726
PQ1705	91,1	1071	14	R21-01	0,1	110	356
PQ1706				R21-02	4,9	59	693
PQ1707	1	119	919	R21-03	0,3	88	612
PQ1708				R21-04	0,1	53	599
PQ1709				R21-05	2	144	263
PQ1710	1,1	75	583	R21-06			
PQ1711	2,6	231	281	R21-07			
PQ1712	1,5	118	372	R21-08			
PQ1713	2,8	308	995	RS1901	0,6	63	1000
PQ1714	2,5	148	203	RS1902	1	50	995
PQ1715	5	135	251	RS1903	0,5	63	620
PQ1716	4,5	288	250	RS1904	0,8	62	694
PQ1717	33	165	297	RS1905	2,5	172	279
PQ1718	1,5	128	290	RS1906	602	196	168
PQ1719	6	792	830	RS1907	4	151	371
PQ1720	1	131	472	RS1908			
PQ1721	7,4	59	1071	RS1909	7,2	161	112
PQ1722	1,6	809	577	RS1910			
PQ1723	11	122	566	RS1911	0,9	124	395

Tabla C. 6: Parámetros de Producción de los pozos del Área de Reserva Parte 2.

POZOS A.RESERVA	%A	RGP	BNPD	POZOS A.RESERVA	%A	RGP	BNPD
PQ1724	6	167	347	RS1912	0,2	75	738
PQ1725	9	149	491	RS1913	1,6	38	265
PQ1726	2	96	596	RS1914	5,9	77	143
PQ2006	2	96	552	RS2201	1,2	61	132
PQ2007				RS2202	0,7	392	212
PQ2008				RS2203	0,2	137	211
PQ2301	1	120	668	RS2204	1,4	222	230
PQ2302	5	133	901	RS2205	1,3	280	107
PQ2303	1	224	845	RS2206	0,5	107	327
PQ2304	0,5	78	1443	RS2207	1	262	172
PQ2305	1	263	817	RS2208	2,5	82	576
PQ2306	0,2	124	969	RS2209	0,1	107	456
PQ2307	0,2	351	598	RS2210			
PQ2308	0,1	237	773	RS2501	0,9	151	430
PQ2309	0,1	89	943	RS2502	0,2	81	471
PQ2310	0,3	74	1319	RS2503	0,6	73	509
PQ2311	0,1	215	503	RS2504			
PQ2312	0,1	96	798	RS2505	0,6	105	722
PQ2313	0,1	65	1823	RS2506	0,1	97	630
PQ2314	0,2	123	673	RS2507	0,1	101	636
QR1701				RS2508	0,8	9,1	649
QR1702				RS2509	0,6	106	682
QR1703				RS2510	0,1	92	480

Tabla C. 7: Parámetros Petrofísicos de los pozos del Área de Reserva Parte 1.

POZOS A.RESERVA	φ (%)	SW (%)	K (md)	POZOS A.RESERVA	φ (%)	SW (%)	K (md)
PQ1701	34	10	7448	QR1704	32	10	5704
PQ1702	33	9	8063	QR1705	33	11	5398
PQ1703	33	9	8063	QR1706	32	10	5704
PQ1704	33	8	10205	QR1707	33	10	6531
PQ1705	33	10	6531	R21-01	33	9	8063
PQ1706				R21-02	34	10	7448
PQ1707	33	8	10205	R21-03	33	9	8063
PQ1708				R21-04	33	9	8063
PQ1709				R21-05	34	10	7448
PQ1710	33	11	5397	R21-06	34	10	7448
PQ1711	35	13	5006	R21-07	33	10	6531
PQ1712	35	12	5006	R21-08	31	9	6124
PQ1713	34	10	7448	RS1901	33	90	7042
PQ1714	34	11	6155	RS1902	33	9	8063
PQ1715	33	10	6531	RS1903	33	10	6531
PQ1716	32	10	5704	RS1904	33	10	6531
PQ1717	33	10	6531	RS1905	32	10	5704
PQ1718	32	9	7042	RS1906	32	10	5704
PQ1719	33	9	8063	RS1907	33	11	5397
PQ1720	32	9	7042	RS1908			
PQ1721	33	9	8063	RS1909	34	15	3310
PQ1722	34	10	7448	RS1910			
PQ1723	34	10	7448	RS1911	32	10	5704

Tabla C. 8: Parámetros Petrofísicos de los pozos del Área de Reserva Parte 2.

POZOS A.RESERVA	φ (%)	SW (%)	K (md)	POZOS A.RESERVA	φ (%)	SW (%)	K (md)
PQ1724	33	10	6531	RS1912	32	9	7042
PQ1725	33	10	6531	RS1913	32	10	5704
PQ1726	32	9	7042	RS1914	32	10	5704
PQ2006	32	9	7042	RS2201	31	9	6124
PQ2007	32	9	7042	RS2202	31	9	6124
PQ2008	32	9	7042	RS2203	31	9	6124
PQ2301	33	10	6531	RS2204	32	10	5704
PQ2302	32	10	5700	RS2205	32	10	5704
PQ2303	33	9	8063	RS2206	31	9	6124
PQ2304	32	8	8912	RS2207	31	9	6124
PQ2305	33	10	6531	RS2208	32	9	7042
PQ2306	34	9	9195	RS2209	33	9	8063
PQ2307	33	10	6531	RS2210	33	10	6531
PQ2308	34	9	9195	RS2501	32	10	5704
PQ2309	32	8	8913	RS2502	32	10	5704
PQ2310	32	8	8913	RS2503	31	9	6124
PQ2311	34	10	7448	RS2504			
PQ2312	34	11	6155	RS2505	32	9	7042
PQ2313	32	2	7042	RS2506	32	9	7042
PQ2314	33	10	6531	RS2507	32	9	7042
QR1701				RS2508	32	9	7042
QR1702				RS2509	32	9	7042
QR1703				RS2510	32	9	7042

APÉNDICE D: Cambio del Perfil de Temperatura.

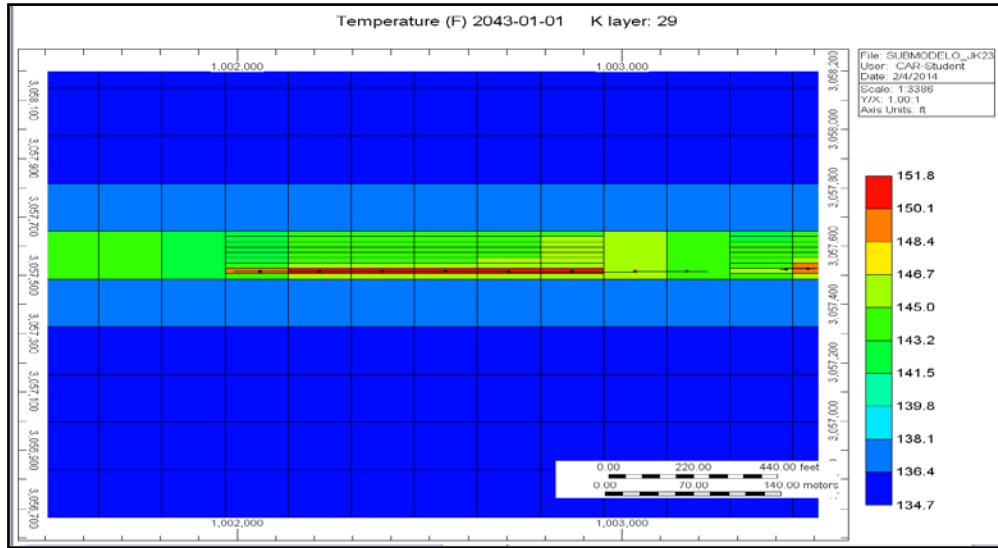


Figura D. 1: Temperatura de Wellbore a 30 años de Predicción con Calentamiento del Pozo JK2306.

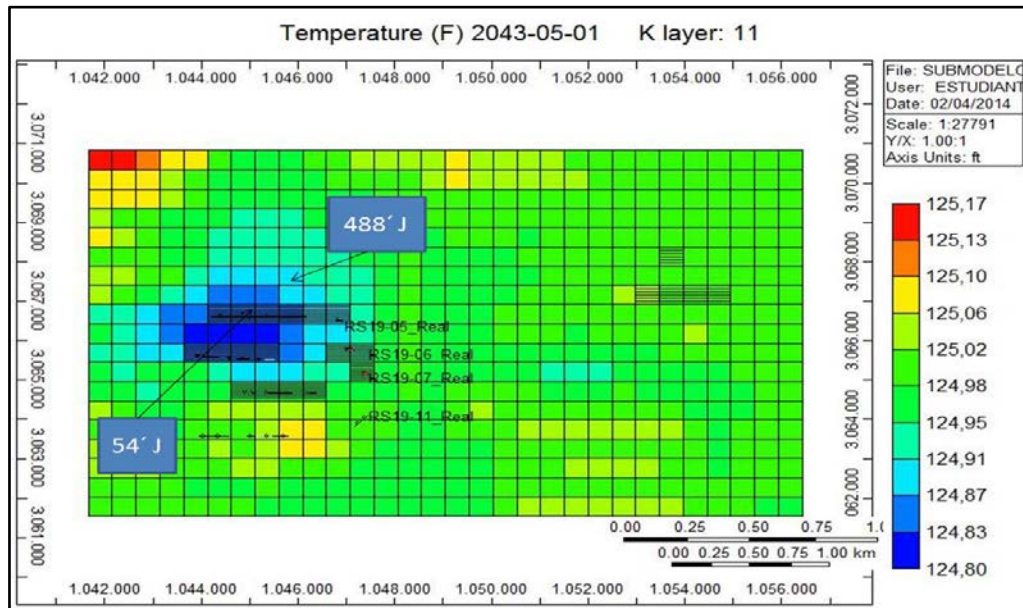


Figura D. 2: Temperatura de Wellbore a 30 años de Predicción en Frío de los pozos del Área de Reserva.

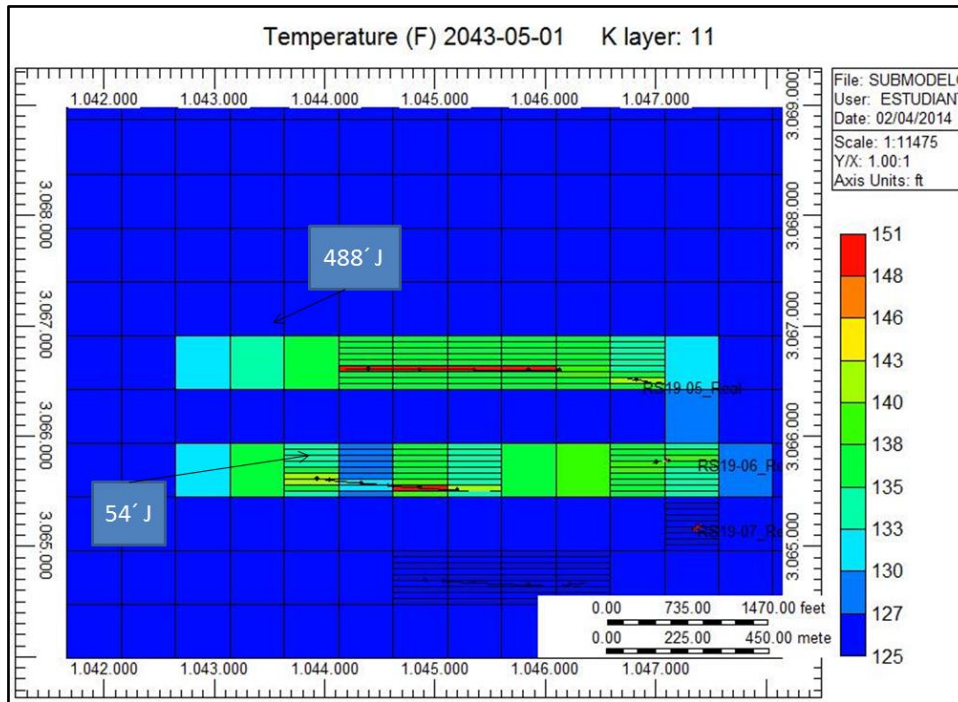


Figura D. 3: Temperatura de Wellbore a 30 años de Predicción en Caliente de los pozos del Área de Reserva.

APÉNDICE E: Cambio de Viscosidad en el Tiempo con CEF.

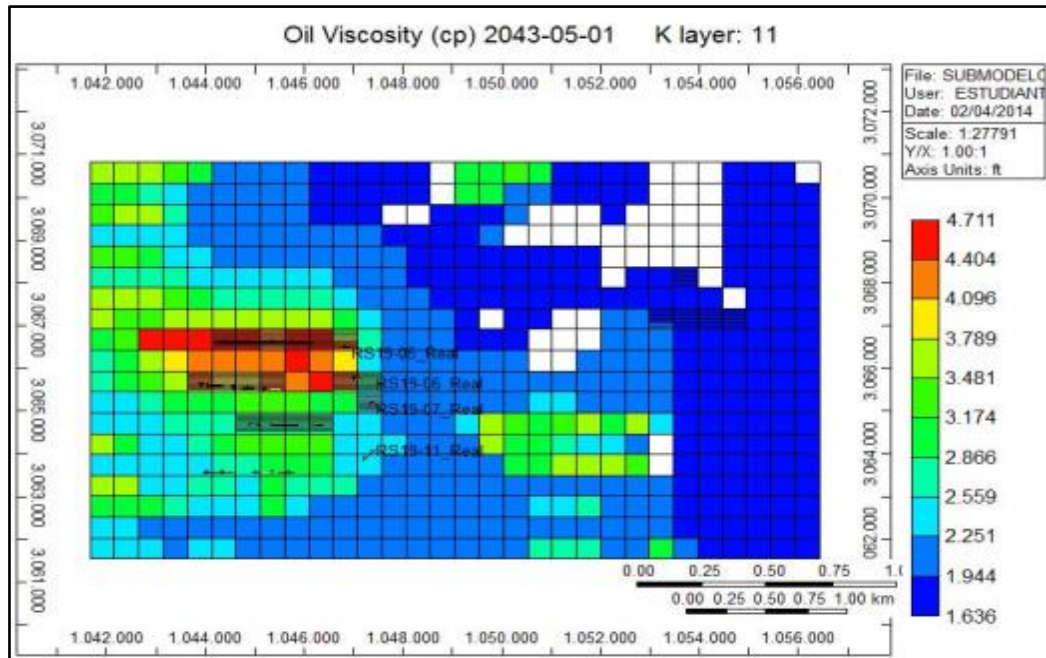


Figura E. 1_ Viscosidad en Frío a 30 años de Predicción de los pozos del Área de Reserva.

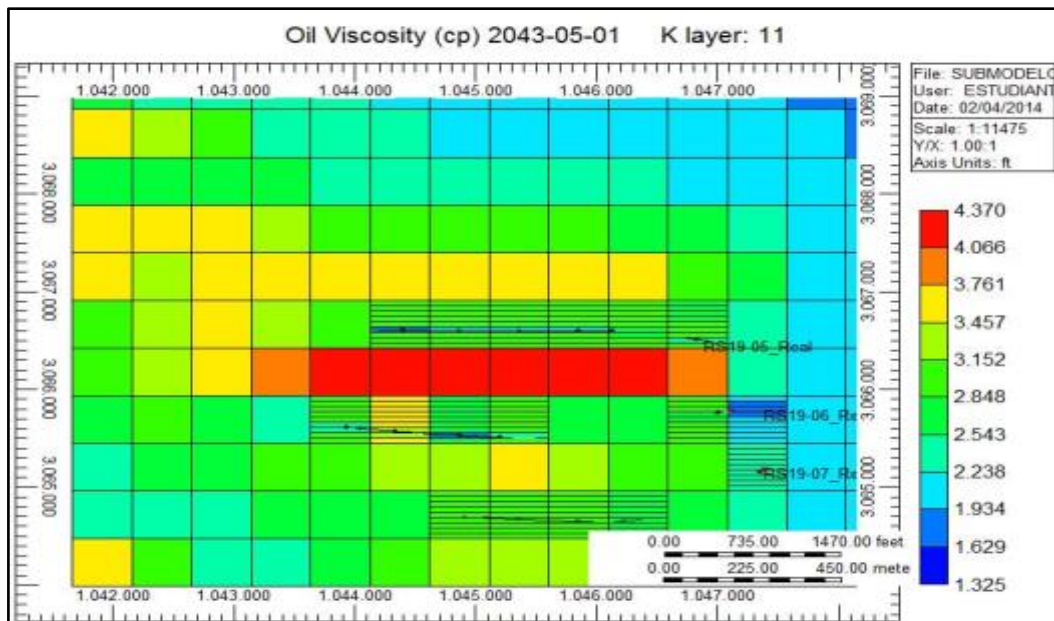


Figura E. 2: Viscosidad en Caliente a 30 años de Predicción de los pozos del Área de Reserva.

APÉNDICE F: Tasa de Calor por Pozo Simulado.

Tabla F. 1: Tasas de Calor por Pozo Simulado.

Tecnología Propia	
Pozo	Tasa de Calor (BTU/D)
JK2305	18020640 (SH:2519 pie)
RS1906	30282317 (SH:4233 pie)
RS1909	13864193 (SH:1938 pie)
Tecnología Centrilift	
Pozo	Tasa de Calor (BTU/D)
JK2305	32961389 (SH:2519 pie)
RS1906	34124539 (SH:4233 pie)
RS1909	15874546 (SH:1938 pie)
Tecnología MI (TYCO)	
Pozo	Tasa de Calor (BTU/D)
JK2305	81085016 (SH:2519 pie)
RS1906	85296440 (SH:4233 pie)
RS1909	39051382 (SH:1938 pie)

APÉNDICE G: Costos de Equipos y Herramientas para sistema CEF.

Tabla G. 1: Costos de Equipos y Herramientas para Cables Calentador Parte 1.

<i>UNID.</i>	<i>Precio unitario 2012</i>	<i>DESCRIPCION</i>
Bsf/PZA	5.087,50	NIPLE DE COMBINACION, TIPO BOTELLA, DIAMETRO EXTERNO 4-1/2 in, PESO 12,75 lb/ft, SCHEDULE 80, MATERIAL ACERO AL CARBONO, NORMA Y GRADO API 5CT J55-1999, LONGITUD 1 ft, TIPO DE CONEXION EUE 8RD.
Bsf/PZA	148,00	TAPON ROSCADO, MATERIAL ACERO AL CARBONO, NORMA Y GRADO ASTM A 105, TIPO DE CABEZA HEXAGONAL, TIPO DE ROSCA NPT, DIAMETRO NOMINAL 1/2 in, CLASE 9000, NORMA DE FABRICACION ANSI B16.11.
Bsf/PZA	6.660,00	NIPLE BOTELLA, PROCESO DE MANUFACTURA SIN COSTURA, MATERIAL ACERO AL CARBONO, NORMA Y GRADO API 5CT N80-1999, TIPO DE ROSCA EUE 8RD ESPIGAXCAJA, DIAMETRO EXTERNO 4-1/2X2-3/8 IN, LONGITUD 1 FT.
Bsf/PZA	9.250,00	BAKER OIL TOOLS, DESCRIPCION STRAP,BNDG,BHUGHES, No. DE PARTE H90510CLIP / H90510ROLL.
Bsf/PZA	1.665,00	EMPACADURA, JUNTA DE ANILLO, MATERIAL ACERO INOXIDABLE 316, SECCION TRANSVERSAL OVALADA, NUMERO DEL ANILLO R-31, NORMA DE FABRIC.EMPACADURA ASME B16.20, DIAMETRO NOMINAL DE LA BRIDA 3 in, CLASE DE LA BRIDA 300, 600, 900, NORMA FABRICACION DE LA BRIDA ASME B16.5, DUREZA BRINELL 160.
Bsf/PZA	1.665,00	EMPACADURA, JUNTA DE ANILLO, MATERIAL ACERO INOXIDABLE 304, SECCION TRANSVERSAL OVALADA, NUMERO DEL ANILLO R-41, NORMA DE FABRIC.EMPACADURA ASME B16.20, DIAMETRO NOMINAL DE LA BRIDA 5 in, CLASE DE LA BRIDA 300, 600, 900, NORMA FABRICACION DE LA BRIDA ASME B16.5, DUREZA BRINELL 160.
Bsf/PZA	555,00	TAPON ROSCADO, MATERIAL ACERO AL CARBONO, NORMA Y GRADO ASTM A 105, TIPO DE CABEZA HEXAGONAL, TIPO DE ROSCA MACHO NPT, DIAMETRO NOMINAL 1-1/4 IN, CLASE 3000, NORMA DE FABRICACION ANSI B16.11, ACABADO NATURAL.
Bsf/PZA	3.700,00	TAPON CONICO Y LISO, MATERIAL ACERO AL CARBONO, NORMA Y GRADO ASTM A 105, TIPO DE CABEZA REDONDA, DIAMETRO NOMINAL 2 IN, CLASE 2000, NORMA DE FABRICACION ANSI B16.11, ACABADO NATURAL.
Bsf/PZA	3.700,00	BUJE ROSCADO, MATERIAL ACERO AL CARBONO, NORMA Y GRADO ASTM A 105, TIPO DE ROSCA WITHWORTH, DIAMETRO NOMINAL 1,315 X 2 IN, CLASE 3000, TIPO DE CABEZA REDONDA HUECO DE SEGURE TUBIN, RECUBRIMIENTO EXTERNO NATURAL.

Tabla G. 2: Costos de Equipos y Herramientas para Cable Calentador Parte 2.

<i>UNID.</i>	<i>Precio unitario 2012</i>	<i>DESCRIPCION</i>
Bsf/PZA	111,00	SELLO O-RING, MATERIAL RUBBER, DIAMETRO INTERNO O-RING DIAMETRO 8,835 IN, DIAMETRO EXTERNO O-RING DIAMETRO 9.001 IN, PARA CABEZAL COLGADOR WELL HEAD 9 5/8"
Bsf/KIT	37.000,00	CENTRILIFT, DESCRIPCION EMPAQUE PENETRADOR, No. DE PARTE RP-P3000-2F, REFERENCIA/ITEM PENETRATOR CENR ROUND #4 AWG 5, COMPOSICION DEL JUEGO MANDRIL METALICO CON RECUBRIMI, OTRO FABRICANTE Q.C.I., PRESION 0 TO 1500 PSI, VOLTAJE 5 KV.
Bsf/FT	95,42	CABLE, PARA BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES, VOLTAJE 5 kV, NUMERO DE CONDUCTORES 3, CALIBRE 2, MATERIAL DEL CONDUCTOR COBRE.
Bsf/FT	87,29	CABLE, PARA BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES, VOLTAJE 5 kV, NUMERO DE CONDUCTORES 3, CALIBRE 4 REDONDO, MATERIAL DEL CONDUCTOR COBRE.
Bsf/PZA	115,88	Flejes de acero inoxidable de 1 ¼" X 36" (SUPERBANDAS CON HEBILLA)
Bsf/PZA	2.775,00	PROTECTOR PARA SER USADO EN TUBERIA 5.5" BTTS/LTC PARA PASE POR CASING 9-5/8" 43,5 PPF CON CANAL PARA CABLE BES #2 PLANO.
Bsf/PZA	2.497,50	PROTECTOR PARA SER USADO EN TUBERIA 4.5" EUE PARA PASE POR CASING 9-5/8" 43,5 PPF CON CANAL PARA CABLE BES #2 PLANO.
Bsf/PZA	1.387,50	PROTECTOR PARA SER USADO EN TUBERIA 2.375" EUE DENTRO DEL CASING 7" 23 PPF (ID:6,278) CON CANAL PARA CABLE CALENTADOR PLANO CALIBRE 3-1Cx7x1.89 mm.
Bsf/PZA	276.403,33	UNIDAD DE POTENCIA DE SUPERCIEI 250 KVA, TIPO VDF.
Bsf/PZA	1.387,50	PROTECTOR MID JOINT PARAPARA SER USADO EN TUBERIA DE 2.375" EUE CON CANAL PARA CABLE CALENTADOR PLANO CALIBRE 3-1Cx7x1.89 mm.