

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL INCREMENTO DE LA
CAPACIDAD DE DISPOSICIÓN DE AGUA UTILIZANDO LAS
PLATAFORMAS EXISTENTES EN EL ÁREA NORTE DEL CAMPO ZUATA
DE PETROCEDEÑO**

PRESENTADO POR:

JOSIMER DEL C. DÍAZ M.

C.I.: 17.411.076

**Trabajo de grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleo**

BARCELONA, OCTUBRE DE 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL INCREMENTO DE LA
CAPACIDAD DE DISPOSICIÓN DE AGUA UTILIZANDO LAS
PLATAFORMAS EXISTENTES EN EL ÁREA NORTE DEL CAMPO ZUATA
DE PETROCEDEÑO**

REVISADO POR:

Ing. Edgar Bastos
Tutor

Ing. Elio Cermeño
Asesor

**BARCELONA, OCTUBRE DE 2011
UNIVERSIDAD DE ORIENTE**

**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL INCREMENTO DE LA
CAPACIDAD DE DISPOSICIÓN DE AGUA UTILIZANDO LAS
PLATAFORMAS EXISTENTES EN EL ÁREA NORTE DEL CAMPO ZUATA
DE PETROCEDEÑO**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Edgar Bastos
Tutor

Ing. Rafael Barrueta
Jurado Principal

Ing. José Rodríguez
Jurado Principal

BARCELONA, OCTUBRE DE 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el Artículo número 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a DIOS por este logro, por haber estado conmigo durante toda mi carrera y como lo ha estado presente a lo largo mi vida.

A mis queridos padres **Héctor** y **Josefa**, su apoyo fue indispensable para poder realizar esta meta que es de todos. Gracias por estar conmigo en los buenos y malos momentos, supieron decir las palabras exactas para no dejarme decaer. Me satisface que después de todos sus esfuerzos, sacrificios y desvelos que tuvieron, se los pueda retribuir dándoles otra Ingeniero para la familia. Al imaginar su orgullo me lleno de alegría, emoción y ganas de seguir luchando para seguir satisfaciéndolos como padres. Le agradezco a Dios tener el privilegio de ser su hija ya que todos sus consejos, principios y valores inculcados me han hecho la mujer que soy ahora. Los amo y no me cabe en el alma todo el amor que siento por ustedes.

A mis súper hermanas **Heidi** (Hidy) y **Mercedes** (Meche), son el complemento de mi mamá y mi papá. Dios no me pudo dar mejores hermanas que ustedes, siempre pendiente y brindando su apoyo. Han sido mis mejores amigas y compañeras de cuarto, y como todo hermano, hemos peleado pero hemos sabido arreglar y llevar nuestras diferentes personalidades, hablando siempre con sinceridad y honestidad. No podría estar sin ustedes ya que son los pilares de la persona que soy ahora. Las quiero muchísimo.

A mi **NENE bello**, llegaste en el mejor momento de mi vida para darme las fuerzas y el impulso que me faltaba. Has sido un pedazo importante en mi vida y espero que lo sigas siendo para el resto de ella. Estos 6 años juntos me has enseñado el significado de la perseverancia. Gracias por tu apoyo y haber estado ahí en cada

momento importante y triste de mi vida. Hubo momentos difíciles pero hoy finalizamos esta meta que es de los dos. Te amo.

A mi tíos **Nelsón** y **Leslie**, siempre tuvieron sus puertas abiertas para lo que fuese, recuerdo más de una vez tener que ir a almorzar, necesitar la computadora (jajajaja). Han estado en todo momento a si sea bueno o malo, sé que puedo confiar en ustedes con los ojos cerrados, son las personas más honestas y bellas que conozco. Al igual para mis primos bellos (Lesnel, Osnel y Héctor). Los adoro a todos y gracias por sus palabras de aliento y apoyo. A mi **Abuelo** y mi tío **El Negro** por cuidarnos de pequeñas y siempre estar pendientes.

A mi gran amiga **Vicky**, he contado contigo en los momentos buenos y difíciles, lejos pero siempre en contacto jajajaja, te quiero mucho. A mis otras amiguitas **Indi** y **Gili**, gracias por todo su apoyo, consejos, estar siempre ahí y poder contar con ustedes, las quiero mucho. A mi amigacho Rhony, Manu, Emmanuel, Lukita, Maru, Antonio, Mónica y a todos aquellos que de una u otra forma me han acompañado. Los quiero mucho.

A la Universidad de Oriente y todos los profesores que contribuyeron en mi formación y poder cumplir esta ardua tarea, en especial a los profesores **José Rodríguez** (Moncho) y **Rafael Barrueta**, fueron los que marcaron mi camino ayudándome siempre y dándome sabios consejos, gracias por ser tan profesionales y tener vocación en lo que hacen.

A mi tutor académico **Edgar Bastos**, se que estuviste súper ocupado pero siempre sacabas un tiempito para atenderme, mil gracias.

A la empresa PDVSA-Petrocedeño por brindarme la oportunidad de realizar mis pasantías, a mi SUPER tutor industrial el **Ing. Elio Cermeño** por toda su dedicación y constancia, mil gracias; y a todos los compañeros de pasantías por su paciencia y colaboración cuando tenía dudas.

DEDICATORIA

Dedico mi tesis principalmente a DIOS por ser mi guía en todo.

A mis padres, por ser este también su logro ya que estuvieron viviendo el día a día junto a mí durante toda mi carrera, ayudándome y dando fuerzas para no decaer. Son mi ejemplo a seguir y sin ustedes no estaría cumpliendo este sueño. Los amo.

A mis hermanas queridas, que me explicaban a si no supieran de que les hablaba, siempre intentando ayudar. Sus consejos fueron clave para no abandonar este sueño. Las admiro y siento un gran orgullo de tenerlas como hermanas.

A mi esposito bello, eres mi fuerza, alegría, amor, orgullo, coraje y perseverancia en mi vida. Gracias por estar junto a mí en los momentos en que te he necesitado y poder contar contigo. Dios te puso en mi camino para que fueses mi ángel guardián y no me dejaras caer. Te amo.

A mis tíos, tías, primos, primas, abuelo, amigas y amigos.

Gracias a todos por contar con ustedes y ofrecer su cariño sincero e incondicional, esta demás decir que siempre contarán conmigo para sentir que de alguna manera les estoy devolviendo un pedacito de todo su cariño y atención.

MUCHAS GRACIAS...

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
AGRADECIMIENTOS	v
DEDICATORIA	viii
CONTENIDO	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS	xxi
RESUMEN.....	xxii
CAPÍTULO I.....	23
EL PROBLEMA	23
1.1. Reseña histórica de la empresa	23
1.2 Planteamiento del problema.....	24
1.3 Objetivos	26
1.3.1 Objetivo General	26
1.3.2 Objetivos específicos	26
CAPÍTULO II	27
MARCO TEÓRICO.....	27
2.1 Antecedentes de la investigación	27
2.2 Descripción del área.....	28
2.2.1 La Faja Petrolífera del Orinoco:.....	28
2.2.2 Ubicación geográfica del área asignada a PETROCEDEÑO:	29
2.2.3 Descripción de la Estratigrafía:	32
2.3 Instalaciones aguas arriba-Petrocedeño	35
2.3.1 Macollas	35
2.3.2 Estación Principal	36
2.3.3 Planta de tratamiento de agua producida (PTAP).....	40

2.4 Yacimiento	40
2.4.1 Migración del Petróleo	41
2.4.2 Propiedades de los Yacimientos:	42
2.5 Exploración y desarrollo	42
2.6 Perforación	44
2.7 Operaciones de producción	44
2.8 Mecanismo de producción	47
2.8.1 Producción por Expansión de la Formación	48
2.8.2 Producción por empuje de gas en solución	49
2.8.3 Producción por Expansión de Capa de Gas	49
2.8.4 Producción por Empuje Hidráulico.....	50
2.9 Manejo de la producción.....	51
2.9.1 Separación de fluidos	52
2.9.1.1 Múltiple de producción	52
2.9.1.2 Separadores de producción	53
2.9.2 Disposición del crudo.....	54
2.9.3 Disposición del gas	55
2.9.4 Disposición del agua	55
2.10 Capacidad de producción del sistema	56
2.10.1 Flujo Multifásico en Tuberías	58
2.10.2 Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo	58
2.10.2.1 Algoritmo para calcular las pérdidas de presión del fluido.....	58
2.10.2.2 Cálculo de la presión requerida en el cabezal	59
2.10.2.3 Cálculo de la presión requerida en el fondo del pozo	60
2.10.2.4 Ecuación general del gradiente de presión dinámica	60
2.10.3 Consideraciones teóricas del flujo monofásico y multifásico en tuberías	61
2.10.3.1 Cálculo del Factor de Fricción	61
2.10.3.2 Factor de fricción en Flujo Laminar.....	62
2.10.3.3 Factor de fricción en Flujo Turbulento. Tuberías lisas	63

2.10.3.4 Factor de fricción en Flujo Turbulento. Tuberías rugosas	64
2.11 Índice de productividad.....	65
2.12 Agua de formación.....	67
2.12.1 Análisis Cuantitativo de Aguas de Formación.....	68
2.12.1.1 Componentes Primarios	69
2.12.1.2 Significado de los Componentes y sus Propiedades	69
2.12.1.2.1 Cationes:.....	69
2.12.1.2.2 Aniones:	70
2.13 Sistema de reinyección de agua	71
2.13.1 Análisis del agua de formación en un Sistema de Reinyección:.....	72
2.13.1.1 Sistema Cerrado:	73
2.13.1.2 Sistema Abierto:.....	73
2.13.1.3 Sistema Semicerrado:.....	73
2.13.2 Procedimiento a seguir en la Reinyección del agua de formación:	74
2.13.3 Ventajas del Sistema de Reinyección del agua de formación:.....	74
2.13.4 Desventajas del Sistema de Reinyección del agua de formación	76
2.14 Pruebas de pozo.....	76
2.14.1 Tipos de pruebas de pozo.....	76
2.14.1.1 Pruebas de inyectividad (Fall-Off):.....	77
2.14.1.2 Prueba Multitasa (Multirate test):	78
2.14.1.3 Prueba Isócronal (análisis de Deliberabilidad):	78
2.14.1.4 Prueba de Declinación de Presión (Drawdown):	79
2.14.1.5 Pruebas de Interferencia:.....	80
2.14.1.6 Pruebas de Restauración de Presión (Build up test):	81
2.14.2 Análisis de prueba fall of	82
2.14.2.1 Cálculos necesarios para las Pruebas Fall Off	83
2.14.2.1.1 Presión Promedia del Yacimiento.....	83
2.14.2.1.2 Daño de formación.....	84
2.14.2.1.3 Permeabilidad:	85

2.15 Simulación numérica de yacimientos	87
2.15.1 Aplicaciones.....	87
2.15.2 Fases de la simulación de yacimientos.....	87
2.15.2.1 Recolección de datos:.....	88
2.15.2.2 Diseño del Mallado del Yacimiento:	89
2.15.2.3 Montaje e Inicialización del Modelo de Simulación:	92
2.15.2.4 Cotejo Histórico:	93
2.15.2.5 Predicción:	94
2.15.2.6 Análisis de Resultados:	94
CAPÍTULO III.....	95
MARCO METODOLÓGICO.....	95
3.1 Tipo de investigación	95
3.1.1 Investigación documental.....	95
3.1.2 Investigación de campo.....	95
3.2 Diseño de la investigación	96
3.3 Población.....	96
3.4 Muestra.....	97
3.5 Herramientas utilizadas.....	97
3.5.1 Carpeta de datos:	97
3.5.2 Pump Monitor:	98
3.5.3 Computer Modelling Group (CMG):.....	99
3.6 Procedimiento metodológico	100
3.6.1 Revisión Bibliográfica	100
3.6.2 Descripción de cada uno de los pozos de disposición de agua que se encuentran en el área de estudio para la estimación del factor de alocación e índice de inyectividad.	101
3.6.2.1 Descripción de los pozos de disposición de agua de formación:	101
3.6.2.1.1 Características del pozo:	101
3.6.2.1.2 Histórico de Inyección:	102

3.6.2.2 Cálculo del Índice de Inyectividad y gráficas:	102
3.6.2.3 Cálculo del factor de asignación y gráficas:	102
3.6.2.4 Gráfica de crudo disperso y sólidos suspendidos en función del tiempo:	102
3.6.3 Estudio de las pruebas Fall Off de los pozos inyectoros de agua de formación para la observación de una posible represurización del acuífero. ...	103
3.6.4 Consideración del estudio de un trabajo RA-RC en el pozo inyector PD05I o su sustitución por otro pozo de disposición de agua.	103
3.6.4.1 Información de completación:	103
3.6.4.2 Información geológica y petrofísica:	103
3.6.5 Determinación de la cantidad de pozos necesarios para la perforación en las plataformas existentes, evaluando la interferencia que pudiera existir entre ellos y la capacidad máxima de inyección utilizando un modelo numérico de Simulación de Yacimiento.	104
3.6.5.1 Status del modelo Full Field actual de la Unidad Fluvial:	104
3.6.5.2 Factibilidad de colocar más de un pozo inyector por plataforma:	104
3.6.5.3 Impacto del incremento de la capacidad de disposición de agua en la Zona Principal de producción.	104
CAPÍTULO IV	105
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	105
4.1 Estudio de los pozos inyectoros de agua de formación.....	105
4.1.1 Separador de Agua Libre e Integración de Planta de Agua X3904:	109
4.1.2 Pozo centralizador:.....	109
4.1.3 MSUP1 y MSUP2 (Proyecto de Ampliación de la Estación Principal): .	110
4.2 Descripción de los pozos de disposición de agua y estimación del factor de asignación e índice de inyectividad	113
4.2.1 Descripción de los pozos de disposición de agua de formación	113
4.2.1.1 Pozo PD01R	113
4.2.1.1.1 Características del Pozo	113

4.2.1.1.2 Histórico de Inyección:	114
4.2.1.2 Pozo PD01N	116
4.2.1.2.1 Características Principales:	117
4.2.1.2.2 Histórico de Inyección:	117
4.2.1.3 Pozo PD02N	119
4.2.1.3.1 Características Principales	119
4.2.1.3.2 Histórico de Inyección:	119
4.2.1.4 Pozo PD03N	121
4.2.1.4.1 Características principales:.....	121
4.2.1.4.2 Histórico de Inyección:	122
4.2.1.5 Pozo PD01I	122
4.2.1.5.1 Características principales:.....	123
4.2.1.6 Histórico de Inyección:	124
4.2.1.7 Pozo PD02I	129
4.2.1.7.1 Características principales:.....	129
4.2.1.7.2 Histórico de Inyección:	130
4.2.1.8 Pozo PD04I	132
4.2.1.8.1 Características principales:.....	133
4.2.1.8.2 Historia de Inyección:	133
4.2.1.9 Pozo PD05I	134
4.2.1.9.1 Características principales:.....	134
4.2.2 Histórico de Inyección:	135
4.2.2.1 Pozo PI01D	137
4.2.2.1.1 Características principales:.....	138
4.2.2.1.2 Historia de Inyección:	138
4.2.2.2 Pozos adicionales (PD08I y PD09I):	140
4.2.3 Cálculo del Índice de Inyectividad.....	141
4.2.4 Cálculo del factor de asignación y gráficas:	148

4.2.5 Gráfico de porcentaje de crudo disperso y sólidos suspendidos en el agua inyectada	149
4.3 Estudio de las pruebas fall off de los pozos de disposición.	152
4.4 Consideración de evaluó de un trabajo re-ra en el pozo pd05i o sustitución por otro pozo.	162
4.4.1 Información de cementación:.....	163
4.4.2 Información geológica y petrofísica:	164
4.5 Determinación de cantidad de pozos a perforar en las plataformas existentes evaluando la interferencia entre ellos utilizando un modelo numérico de aimulación.	166
4.5.1 Status del Modelo Full Field de la Unidad Fluvial:	166
4.5.2 Factibilidad de colocar más de un pozo inyector por plataforma:	176
4.5.3 Impacto del incremento de la capacidad de disposición de agua en la Zona Principal de Producción:	187
CONCLUSIONES	193
RECOMENDACIONES	195
BIBLIOGRAFÍA	197
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	200

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y del área asignada a Petrocedeno. ^[4]	29
Figura 2.2. Área asignada a PDVSA-Petrocedeno. ^[5]	30
Figura 2.3 Distribución de los pozos de disposición de agua. ^[6]	31
Figura 2.4 Planta de Tratamiento de Agua Producida actual (PTAP) ^[7]	32
Figura 2.5. Estratigrafía de las arenas del área de Petrocedeno. ^[5]	33
Figura 2.6 Presencia del acuífero en el Área Norte del yacimiento. Descripción del modelo del Acuífero. ^[8]	34
Figura 2.7 Macolla de producción correspondiente al campo de Petrocedeno. ^[10]	35
Figura 2.8 Distribución de las troncales por donde pasa el crudo diluido (DCO). ^[10]	36
Figura 2.9 Cabezal de los pozos productores de Petrocedeno. ^[11]	37
Figura 2.10 Vista aérea de la Estación Principal de Petrocedeno. ^[10]	38
Figura 2.11 Área de los trenes de producción. ^[10]	39
Figura 2.12 Principales características de un yacimiento. ^[12]	41
Figura 2.13 Diagrama de las etapas de producción. ^[16]	47
Figura 2.14 Desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores por efecto pistón que produce la expansión de la capa de gas y a su vez puede ocasionar problemas de digitación y conificación. ^[17]	50
Figura 2.15 Componentes del sistema y perfiles de presiones. ^[19]	57
Figura 2.16 Prueba Fall Off. ^[23]	77
Figura 2.17 Prueba Multitasa. ^[23]	78
Figura 2.18 Prueba de Declinación de Presión (Drawdown). ^[23]	79
Figura 2.19 Prueba de Interferencia. ^[23]	80
Figura 2.20 Diagrama esquemático - Prueba de Interferencia. ^[23]	81
Figura 2.21 Prueba de Restauración de Presión. ^[23]	82

Figura 2.22 Presión vs Tiempo de Horner. ^[21]	86
Figura 2.23 Modelo de simulación de cero dimensión. ^[25]	89
Figura 2.24 Modelo de Simulación Unidimensional. ^[25]	90
Figura 2.25 Modelo de Simulación Bidimensional. ^[25]	91
Figura 2.26 Modelo de Simulación Tridimensional. ^[25]	91
Figura 3.1 Carpeta con información del campo de Petrocedeño. ^[25]	98
Figura 3.2 Comportamiento de inyección del pozo PI01D, mediante la herramienta Pump Monitor ^[25]	99
Figura 3.3 Herramienta del simulador IMEX (CMG). ^[25]	100
Figura 4.1 Diagrama de flujo del proceso de la planta de tratamiento de agua producida ^[9]	108
Figura 4.2 Histórico de producción de Petrocedeño. ^[25]	109
Figura 4.3 Ampliación de la planta de tratamiento (Proyecto MSUP1). ^[7]	110
Figura 4.4 Cronograma actual del Plan de Manejo de Agua de formación, contempla solo (MSUP1). ^[25]	112
Figura 4.5 Plan de disposición de agua de producción. ^[25]	114
Figura 4.6 Historia del potencial de inyección del pozo PD01R ^[26]	115
Figura 4.7 Historial de inyección del pozo PD01R ^[26]	116
Figura 4.8 Historia del potencial de inyección del pozo PD01N. ^[26]	118
Figura 4.9 Historial de inyección del pozo PD01N. ^[26]	118
Figura 4.10 Histórico de inyección. ^[26]	120
Figura 4.11 Historia del potencial de inyección. ^[26]	120
Figura 4.12 Historia del potencial de inyección. ^[26]	123
Figura 4.13 Gráfica del software Pump Monitor para el seguimiento de los pozos inyectoros. ^[25]	125
Figura 4.14 Historia de inyección del pozo PD01I. ^[25]	127
Figura 4.15 Histórico de inyección del Pozo PD02I. ^[25]	131
Figura 4.16 Herramienta del Pump Monitor para el seguimiento del pozo PD02I. ^[25]	132

Figura 4.17 Histórico de inyección del pozo PD04I. ^[25]	134
Figura 4.18 Gráfica del índice de inyectividad y tasa de inyección en función del tiempo. ^[25]	136
Figura 4.19 Gráfica de la tasa de inyección y el volumen de agua acumulada durante el período de inyección del pozo PD05I. ^[25]	137
Figura 4.20 Índice de inyectividad y tasa de inyección en función del agua acumulada. ^[26]	139
Figura 4.21 Histórico de inyección del pozo PI01D. ^[24]	140
Figura 4.22 Comportamiento de inyección del pozo PD01I. ^[25]	144
Figura 4.23 Índice de inyectividad y tasa de inyección en función del acumulado de agua y el tiempo (Pozo PD02I). ^[25]	145
Figura 4.24 Índice de inyectividad y tasa de inyección en función del agua acumulada y el tiempo (Pozo PD04I). ^[25]	147
Figura 4.25 Índice de inyectividad correspondiente al pozo PI01D. ^[25]	148
Figura 4.26 Factor de asignación en función del tiempo. ^[25]	149
Figura 4.27 Calidad del agua de inyección. ^[25]	151
Figura 4.28 Fall Off realizado en Noviembre de 2006 al pozo PI01D. ^[25]	153
Figura 4.29 Fall Off realizado en Junio de 2003 al pozo PD01I. ^[25]	154
Figura 4.30 Fall Off realizado en Diciembre de 2005 al pozo PD02I. ^[25]	155
Figura 4.31 Fall Off realizado en Junio de 2007 al pozo PD01I. ^[25]	156
Figura 4.32 Fall Off realizado en Enero de 2006 al pozo PD02I. ^[25]	157
Figura 4.33 Presiones estáticas de los pozo inyectoras tomadas a nivel del sensor, llevadas a la cara de la arena de interés hasta el año 2008. ^[25]	160
Figura 4.34 Presiones estáticas a nivel del sensor de fondo de los pozo inyectoras, llevadas a la cara de la arena con línea de tendencia hasta el año 2011. ^[25]	161
Figura 4.35 Gráfica de la historia de inyección donde se observa incremento brusco de la presión del revestidor o casing. ^[25]	163
Figura 4.36 Permeabilidad en función de la profundidad tomada de la muestra de un núcleo. ^[25]	165

Figura 4.37 Mallado del modelo Full Field de la Unidad Fluvial correspondiente al campo de PETROCEDEÑO. ^[25]	167
Figura 4.38 Distribución de arenas y topes de barrera en el modelo. ^[25]	167
Figura 4.39 Espesores de las arenas representadas en el modelo. ^[25]	168
Figura 4.40 Permeabilidades cargadas en el modelo. ^[25]	169
Figura 4.41 Corte del mallado donde se aprecian las saturaciones iniciales de Agua. ^[25]	170
Figura 4.42 Modelo base del Full Field de la Unidad Fluvial. ^[25]	171
Figura 4.43 Modelo corregido representando las tasas actuales. ^[25]	172
Figura 4.44 Cotejo de la tasa de inyección de los pozos de disposición de agua. ^[25]	174
Figura 4.45 Cotejo de la presión de inyección de los pozos de disposición de agua. ^[25]	175
Figura 4.46 Estudio de perforación para determinar distancia máxima entre pozo y pozo. ^[24]	178
Figura 4.47 Plan de Disposición de Agua con nueva propuesta de la ubicación de la plataforma futura. ^[24]	179
Figura 4.48 Arreglo de Pozos a perforar representado en el mallado. ^[25]	180
Figura 4.49 Tasas de inyección promedios asignadas a los nuevos pozos de disposición de agua que contemplan los proyectos para el Manejo de agua. ^[25]	181
Figura 4.50 Comportamiento de la presión en la celda abierta correspondientes a las plataformas de los pozos PD01I, PD03I, PD07I y PD04I. ^[25]	182
Figura 4.51 Comportamiento de la presión en la celda abierta correspondiente a las plataformas de los pozos PD02I, PD09I, PD08I y PI01P. ^[25]	183
Figura 4.52 Ubicación de Nueva Plataforma de pozos de inyección de agua en el Área Norte. ^[25]	184
Figura 4.53 Cronograma propuesto después del estudio realizado para el Plan de Manejo de Agua. ^[25]	186

Figura 4.54 Comportamiento de la presión en la capa 35 (arena de inyección) del modelo ubicada en el Área Norte del campo. ^[25]	188
Figura 4.55 Saturación de agua en sección transversal de la zona principal de producción. ^[25]	189
Figura 4.56 Comportamiento de la presión capa 10 (arena productora) para el año 2004. ^[25]	190
Figura 4.57 Comportamiento de la presión capa 10 para el año 2011. ^[25]	191
Figura 4.58 Comportamiento de la presión capa 10 para el año 2030. ^[25]	191
Figura 4.59 Comportamiento de la presión en el modelo de algunos pozos de la zona principal de producción. ^[25]	192

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Constituyentes primarios y propiedades del agua de formación. ^[14]	71
Tabla N° 2. Principales características petrofísicas de la Arena F. ^[25]	105
Tabla N° 3 Principales características del pozo PD01R. ^[25]	113
Tabla N° 4. Características principales del pozo PD01N. ^[25]	117
Tabla N° 5. Características principales del pozo PD02N. ^[25]	119
Tabla N° 6. Características principales del pozo PD03N. ^[25]	121
Tabla N° 7 Características principales del pozo PD01I. ^[25]	123
Tabla N° 8. Datos de la prueba Minifract realizada al pozo PD02I para obtener la Presión de Fractura de la arena y de la arcilla en cada Pozo de Disposición. ^[25]	126
Tabla N° 9 Presión de fractura de la arena y de la arcilla (lutita). ^[25]	127
Tabla N° 10 Resultados de las pérdidas de presión en los pozos inyectores. ^[25]	128
Tabla N° 11 Características principales del pozo PD02I. ^[25]	129
Tabla N° 12 Características principales del pozo PD04I. ^[25]	133
Tabla N° 13 Principales características del pozo PD05I. ^[25]	135
Tabla N° 14 Características principales del pozo PI01D. ^[25]	138
Tabla N° 15. Tasas de inyección promedio asignadas a los pozos creados en el modelo. ^[24]	177

RESUMEN

En la presente investigación se desarrolló un Estudio de la Factibilidad del Incremento de la Capacidad de Disposición de Agua utilizando las plataformas existente en el Área Norte del campo de Petrocedefío, para lo cual, se realizó una descripción de los pozos de disposición de agua del área de estudio, evaluación de una posible represurización del acuífero y una simulación con el modelo Full Field, con la finalidad de conocer el status de estos y obtener la información necesaria para conocer si es viable o no colocar más de un pozo inyector por plataforma existente, sin crear interferencia entre ellos, ante las nuevas tasas y presiones de inyección que se tendrán, con la puesta en marcha de los proyectos MSUP1(Proyecto de Ampliación de la Estación Principal) y MSUP2, todo esto sin que afecte a la Zona Principal de producción.

En este sentido, se realizó una recopilación bibliográfica acerca del tema e información del campo y de los pozos inyectores que hayan sido de utilidad para la caracterización de los mismos. Para llevar a cabo la mayor parte del proyecto se utilizó el modelo de simulación de la Unidad Fluvial donde se cargaron todos los pozos que se perforaran en los próximos años, haciendo sensibilidades (tasas de inyección y distancias entre ellos) creando diferentes escenarios de los arreglos de los pozos.

Una vez obtenidos los resultados en el simulador, se analizó y comprobó que es factible la realización de este proyecto y el incremento de la capacidad de disposición de agua no afectará la zona principal de producción.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Reseña histórica de la empresa

En la década de 1990, PDVSA impulsó la creación de alianzas estratégicas entre la estatal petrolera e importantes trasnacionales, para asegurar una mejor exploración y producción de la faja. Es así como en 1993 se forman las empresas Petrozuata y Sincor para operar dentro del área de Junín, y en 1997 las empresas Ameriven y Cerro Negro. Entre las empresas extranjeras que están o han estado involucradas en el desarrollo de la faja se encuentran: ChevronTexaco (E.E.U.U.), ConocoPhillips (E.E.U.U.), Exxon-Mobil (E.E.U.U.), Total (Francia), Statoil (Noruega), ONGC (India), LUKOIL (Rusia), REPSOL YPF (España), Petropars (Irán), Petrobras (Brasil), CNPC (China), BP (Gran Bretaña), entre otras.

Cada una de las empresas antes citadas, trabajando junto con PDVSA, se ha encargado de llevar a cabo los planes de exploración y producción de distintos bloques dentro de la faja, con el fin último de cuantificar, certificar y explotar las reservas de hidrocarburos correspondientes.

La empresa tiene como objetivo la producción de 200 MBND de un petróleo extra-pesado de 8,5 °API proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, por un período de 35 años a partir del comienzo de la producción iniciada en el año 2001, el cual se transporta hasta el Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero “General de División José Antonio Anzoátegui” en el estado Anzoátegui, después de ser diluido con nafta de 47 °API para obtener un petróleo mejorado. Luego de ser procesado, se

obtienen hasta 180 MBND de un petróleo sintético de 32 °API llamado *Zuata Sweet* con un bajo contenido de azufre y listo para su comercialización.

El estudio detallado del yacimiento y de cada pozo inyector es de vital importancia para encontrar anomalías las cuales permitirán prever, dar una pauta de soluciones que darán mayor tiempo de vida útil al sistema (yacimiento-pozo) y cumplir con los objetivos diarios de reinyección de agua de formación.

La importancia de efectuar una eficiente reinyección se fundamenta en controlar y dar un tratamiento adecuado al agua de formación para evitar el daño al medio ambiente, así como también controlar y chequear las condiciones del pozo y del yacimiento.

1.2 Planteamiento del problema

Los yacimientos pertenecientes al área de estudio en su contexto geológico, son fluviales con altas permeabilidades y un extenso acuífero regional, estas características hacen al campo vulnerable ante el desconocimiento de las zonas de irrupción de agua, patrones de movimiento de las mismas y pozos en comunicación lateral. El crudo extraído se encuentra principalmente en combinación con gas y agua, razón por la cual el fluido se hace pasar por los trenes de producción ubicados en San Diego de Cabrutica y es sometido a un proceso en el cual se logra separar lo máximo posible de gas y agua del crudo. El agua extraída es procesada en la Planta de Tratamiento de Agua hasta establecer un nivel aceptable para su disposición final de inyección, con especificaciones de: 200 ppm máximo de sólidos suspendidos y un contenido de crudo disperso de 20 mg/l. Desde el comienzo de la producción, algunos pozos del campo de Petrocedeño, comenzaron a mostrar aumentos en el corte de agua. Una vez que este corte era superior a 50%, los pozos eran cerrados durante

meses por las limitaciones en el manejo de altos volúmenes de agua tanto en la Estación Principal como en los pozos de disposición de agua.

Debido a esto, se están desarrollando varios proyectos para la ampliación de la Planta de Tratamiento de Agua, cuya capacidad actual es de 110 MBIs/D. Se cuenta con la modificación de las bombas de inyección, adquisición de un separador de agua libre, la reapertura de otra planta de tratamiento (50 MBIs/D entre los dos proyectos antes mencionados) y un pozo centralizador el cual producirá 30 MBIs/D que no necesitará ser tratada y por lo tanto será enviada directamente a los pozos inyectoros. Se espera que estos proyectos culminen para finales de este año y el transcurso del 2012, para así llegar a una capacidad promedio de 190 MBIs/D. Adicionalmente se tienen previsto los proyectos **MSUP1**: en el cual se alcanzará una capacidad de manejo de agua adicional de 200 MBIs/D y **MSUP2**: en donde incrementará la capacidad de tratamiento unos 200-400 MBIs/D adicionales aproximadamente, teniendo un estimado de la capacidad total de tratamiento de 700BIs/D. Para ésta ampliación es necesaria la perforación de nuevos pozos de disposición de agua (7 y 4 pozos respectivamente). Es de suma importancia estudiar cómo será el comportamiento del yacimiento en el Área Norte del campo Zuata de Petrocedaño (ubicación de los pozos de disposición), ante las nuevas tasas de inyección, para así, de esta manera conocer si el yacimiento es capaz de recibir toda la cantidad de agua que será inyectada después de la ampliación de la red de inyección. Se realizará un estudio mediante un modelo numérico de simulación de la Unidad Fluvial en la Formación Oficina Arena 6, para observar si existe interferencia entre los pozos existentes y los futuros con las nuevas tasas y presiones de inyección, que se alcanzarán con la puesta en marcha de dichos proyectos y de este modo determinar la factibilidad de colocar más de un pozo por plataforma existente, sin afectar a la zona productora y obtener información de la mejor distribución y ubicación de los pozos de disposición de agua dentro del Área Norte. Dentro del análisis, se abarca la

evaluación del pozo PD05I, para determinar si es posible su reactivación y disponer de éste para su uso en los próximos proyectos antes mencionados.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Estudiar la factibilidad del incremento de la capacidad de disposición de agua utilizando las plataformas existentes del Área Norte del campo Zuata de Petrocedeno.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Describir cada uno de los pozos de disposición de agua que se encuentran en el área de estudio para la estimación del factor de alocación e índice de inyektividad.
2. Analizar las pruebas Fall Off de cada pozo inyector de agua de formación para la observación de una posible represurización del acuífero.
3. Considerar la evaluación de un trabajo RA-RC en el pozo inyector PD05I o su sustitución por otro pozo de disposición de agua.
4. Determinar la cantidad de pozos necesarios para la perforación en las plataformas existentes, evaluando la posible interferencia entre ellos y la capacidad máxima de inyección utilizando un modelo numérico de Simulación de Yacimiento a través de la herramienta CMG (IMEX).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Dongo, quien interpreta estratigráfica y estructuralmente el basamento Precámbrico de los campos Sincor y Petrozuata (al norte del campo Sincor), identificando estructuras tipo *graben* y *horst*, propias de un régimen extensivo. Determinó 2 tendencias de fallamiento: una NO-SE asociada al *rifting* (proceso de formación de grietas en la litosfera terrestre como consecuencia del ascenso de masas magmáticas muy calientes procedentes del manto) del Jurásico y la otra NE-EO vinculada con la transurrencia dextral entre las placas Sudamericana y la del Caribe. [1]

Suntaxi y Villacis, en el presente trabajo elaboraron de una manera ordenada la teoría básica y una metodología práctica para el diseño de una “ Estación para Inyección de Agua de Formación en pozos petrolíferos”, este diseño es parte del proyecto de Inyectividad de agua a pozos que se desarrolla en el Yacimiento Petrolífero del Campo Ancón en la Península de Santa Elena, como una alternativa para disminuir el grave problema de la contaminación ambiental con el agua de formación que se obtiene de la producción de petróleo. [2]

Hoyos y Gallegos, presentaron un estudio para la Optimización del Sistema de Reinyección de agua y para realizar un adecuado diagnóstico del sistema, hicieron un análisis de las tres partes fundamentales que intervienen, las cuales son: El reservorio receptor, el agua de reinyección y los equipos de reinyección; además determinaron

los parámetros petrofísicos mediante pruebas realizadas, que se describen dentro del presente trabajo. Luego calcularon las posibles tasas de reinyección y analizaron la capacidad de bombeo que poseen los actuales equipos de reinyección. Posteriormente hicieron un diagnóstico de las condiciones actuales de los equipos de reinyección y describieron el tratamiento que recibe el agua de producción, considerando que luego de este análisis pudieron hacer recomendaciones generales para resolver anomalías presentes en los equipos. Elaboraron un análisis para ver la factibilidad de la reinyección a mayores presiones, usando el modelo de simulación del campo AMO. Conjuntamente presentaron el procedimiento para elaborar los cálculos, y obtener las máximas tasas de reinyección que el yacimiento M1 puede aceptar. Finalmente, elaboraron un análisis costo–beneficio del equipo propuesto. ^[3]

2.2 Descripción del área

2.2.1 La Faja Petrolífera del Orinoco:

La Faja Petrolífera del Orinoco está situada en el extremo Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, comprendida entre el Norte del río Orinoco y el Sur de los estados Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (Figura 2.1). Tiene una extensión aproximada de 55.314 Km², la cual tiene cuatro grandes áreas; y además está dividida en 27 grandes bloques, que de Este a Oeste son: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

En ella tenemos un POES de 1.360 MMMBN, del cual se puede recuperar hasta 232 MMMBN aproximadamente, con un factor de recobro de 20%, lo cual nos convirtió a finales del año 2010, en la primera potencia petrolera, con más de 316 MMMBN, superando a los 264 MMMBN de reservas que tiene Arabia Saudita. Sin considerar, que si aumenta el factor de recobro, se podrán incrementar nuestras reservas de petróleo. ^[4]



Figura 2.1 Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y del área asignada a Petrocedeño. ^[4]

2.2.2 Ubicación geográfica del área asignada a PETROCEDEÑO:

El área operada por PDVSA-Petrocedeño está ubicada en la localidad de San Diego de Cabrutica, municipio Monagas al Sur del Estado Anzoátegui, en el Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco en el campo Zuata Principal, con una extensión de 504 Km². El bloque se encuentra distribuido de la manera siguiente, un Área Principal en la cual se desarrollan las Operaciones actuales de 324,25 Km², un Área (Área Sur) de 75 Km² actualmente en proceso de reacondicionamiento de vías de acceso para iniciar actividades de sísmica y Perforación.; y un Área Norte Reservada de 104,75 Km² aproximadamente en donde es utilizada para inyección de agua de formación. ^[4]

El área de Petrocedeño está constituido por un Yacimiento (Activo), con unas reservas de crudo (POES) de 38,97 MMBN, reservas remanentes de crudo de 7.363 MMBN, reservas de gas (GOES) de 2.340 MMMPCN, reservas remanente de gas de 0,729 MMMPCN, utiliza el sistema de levantamiento artificial BCP (Bombeo por

Cavidades Progresivas) en 98% de los pozos y BES (Bombeo Electrosumergible) en 1% de los pozos. El área ha sido dividido en macollas de 3,2 Km. x 1,6 Km. ó 3,2 x 3,2 Km., distribuida en 35 macollas de las cuales solo 33 se encuentran operativas (Figura 2.2). En el centro de cada macolla se perforó un pozo vertical que se utilizó como pozo estratigráfico u observador para obtener información geológica y petrofísica, además todos los pozos son monitoreados con sensores de fondo para llevar un seguimiento de las presiones del yacimiento, tasas de producción e inyección, entre otros.

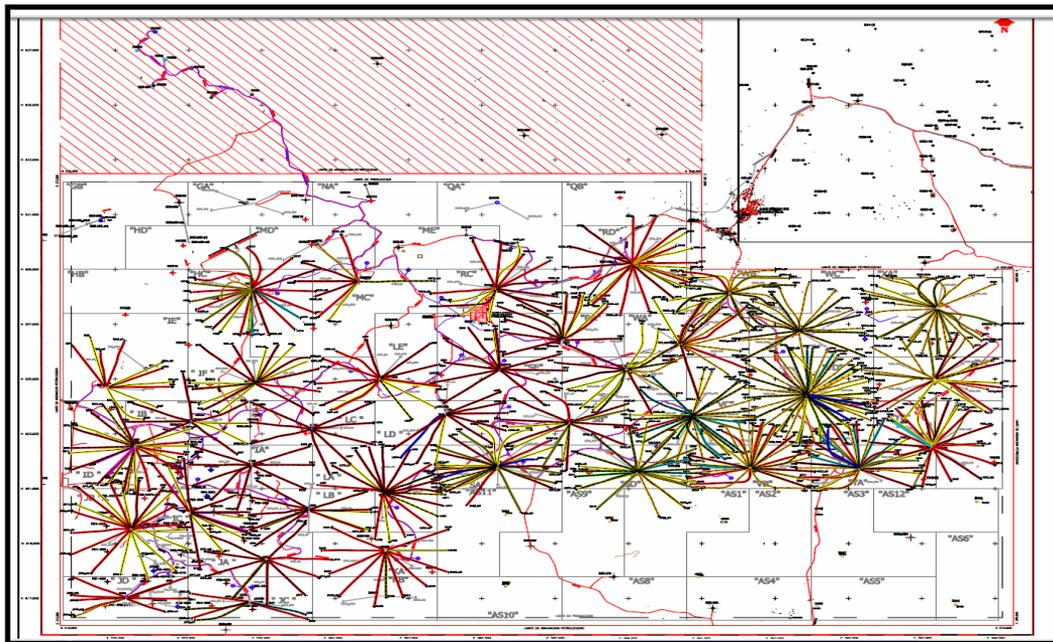


Figura 2.2. Área asignada a PDVSA-Petrocedeno. [5]

En 10 años se tienen perforados más de 643 pozos productores (468 activos y 161 inactivos), los cuales son perforados desde el centro de la macolla en forma horizontal en un patrón radial y 8 pozos de Inyección de los cuales se encuentran Operativos 4 los cuales se pueden apreciar en la figura 2.3 (PD01I, PD02I, PD04I, PI01D). La producción de crudo extrapesado es de 100-1.800 (BND/Pozo),

Producción Total EHO 130-140 (MBND), Agua Producida 100-120 (MBND), A y S 45 (%), Gas Producido 36-42 (MMPCND).

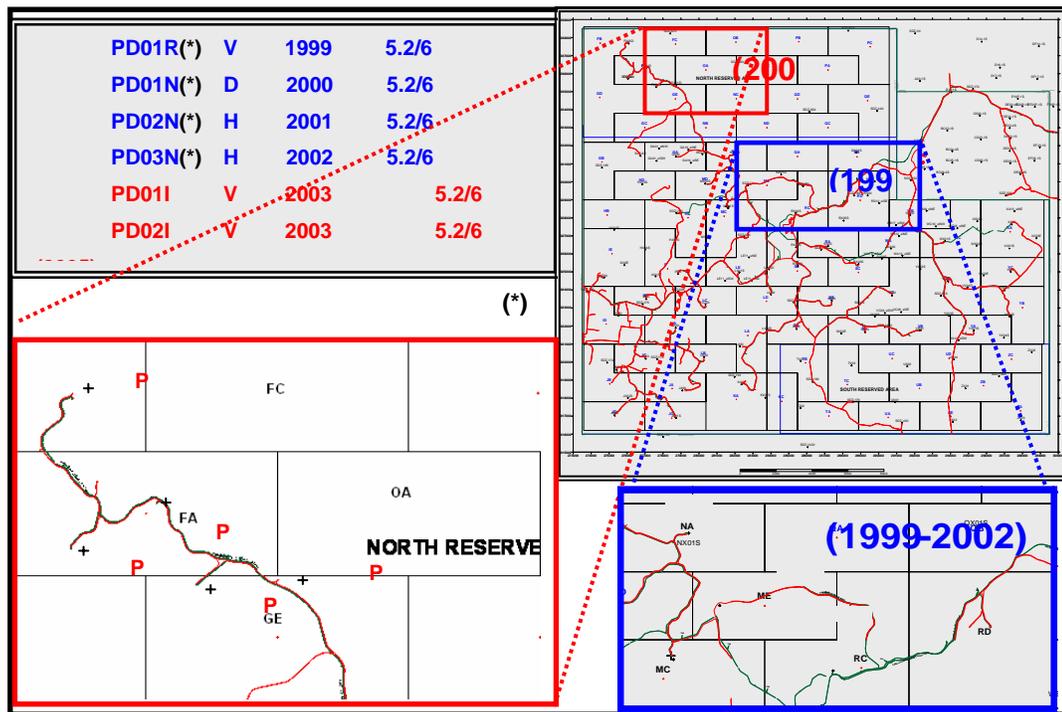


Figura 2.3 Distribución de los pozos de disposición de agua. [6]

El bloque está constituido a su vez por una Estación Principal (MS) para procesar y estabilizar por diseño 220 MBND y 400 MBLS de flujo total, una planta de tratamiento de agua de producción de 110 MBAPD (Figura 2.4), una red de tuberías Troncales de recibo hacia la estación principal tanto el DCO (crudo diluido) (10", 12", 16" promedio 100 Km.), como el Gas (3", 6" promedio 103 Km.) y envío de red de diluyente (Nafta 47 ° relación 1/32 o Mesa 30° relación 1/52) (3", 6", 8", 10", 12" promedio 104 Km.). [5]

Las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en las arenas del campo de PETROCEDÑO son del tipo petróleo extra-pesado. Presentan una gravedad que

varía entre 7 y 9,5 °API, una viscosidad entre 2.000 y 5.000 cp (a condiciones de yacimiento), una temperatura promedio de 120 °F, una relación de gas en solución de 62 PCN/BN y una presión de burbujeo aproximadamente igual a la presión inicial del campo de 625 lpc. Por otra parte, el yacimiento posee una porosidad promedio de 30%, con permeabilidades que varían entre los 5 y 40 Darcy, debido a que son yacimientos de arenas no consolidadas. [7]

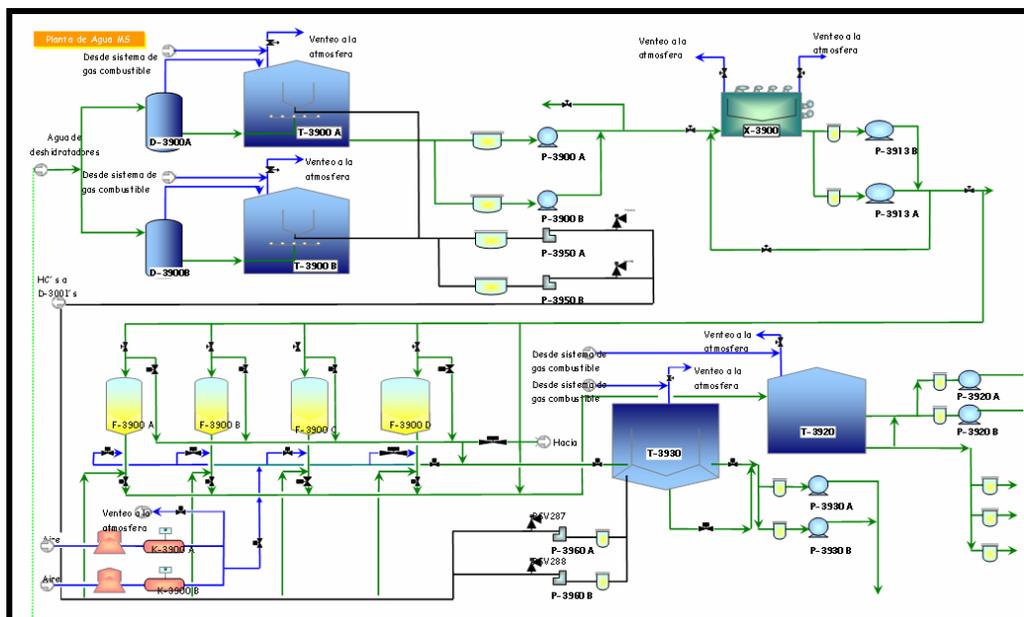


Figura 2.4 Planta de Tratamiento de Agua Producida actual (PTAP) [7]

2.2.3 Descripción de la Estratigrafía:

La unidad productora en el área de Petrocedoño corresponde a la Formación Oficina, arenas Basales Superiores; que se caracteriza por presentar cuerpos arenosos que poseen un patrón meandriforme del tipo deltaico Unidades (1.1,1.2, 2.1, 2.2, 3.1) y fluvial arenas Basales Superiores (3.2, 4.1/4.2), y arenas Basales Inferiores (4.3, 5.1, 5.2 y 6; las cuales descansan discordantemente sobre la Formación Tigre/Canoa (Cretácico) que a su vez, suprayace a la Formación Carrizal (Cámbrico), las cuales se

pueden apreciar en la Figura 2.5. Ésta es poco compleja estructuralmente en los niveles jóvenes (Mioceno, Plioceno, Pleistoceno); sin embargo las evidencias estructurales de fallamiento intenso en las unidades más antiguas es bien importante, así se tienen fallas de rumbo E-O y NO-SE que involucran el basamento cristalino y las unidades sedimentarias del Cámbrico y Cretácico. La estructura del área corresponde a un monoclinal de rumbo Noroeste-Sureste, con buzamiento general entre 1° y 2° en dirección al Noreste. Se considera basamento no comercial a las Formaciones Tigre/Canoa (Cretácico), y las Formaciones Carrizal y Hato Viejo (Cámbrico); las cuales no tienen evidencias de saturación de hidrocarburos.

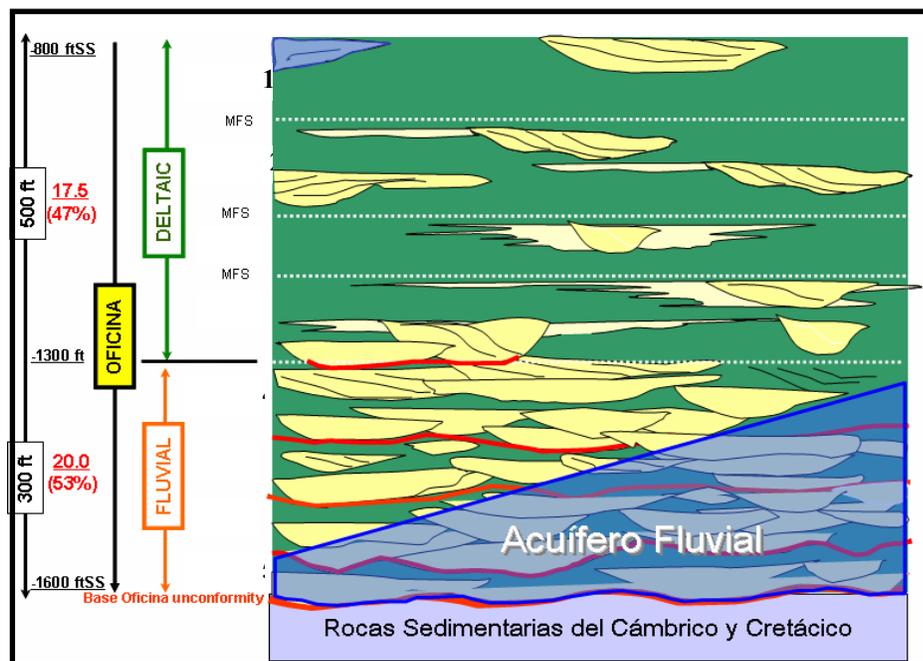


Figura 2.5. Estratigrafía de las arenas del área de Petrocedeño. ^[5]

Para el caso del yacimiento asignado a Petrocedeño, la presencia del acuífero asociado cerca de zonas productoras con poca protección o sellos lutítico, podría justificar la evaluación de nuevas estrategias. Se ha tratado de evitar esta producción de agua con técnicas de control. Pero, en vista de que el control no es la solución, se intenta manejar la producción de agua como una filosofía de producción.

La figura 2.6 describe claramente la presencia del acuífero. En ella se observa la falla existente (señalada con la línea de color rojo). La misma separa dos zonas con una distribución de fluidos diferente. Al Sur de la falla se observa la presencia del acuífero y de una zona lavada o de transición consecuencia de eventos geológicos que tuvieron lugar en esta zona. Y al Norte de la misma (lado deprimido) se observa, según el perfil de resistividad, que no existe una extensa gradación de la saturación de agua-petróleo en función de la profundidad, sino un cambio brusco de saturaciones, lo que se puede interpretar como una zona de transición muy delgada. [7]

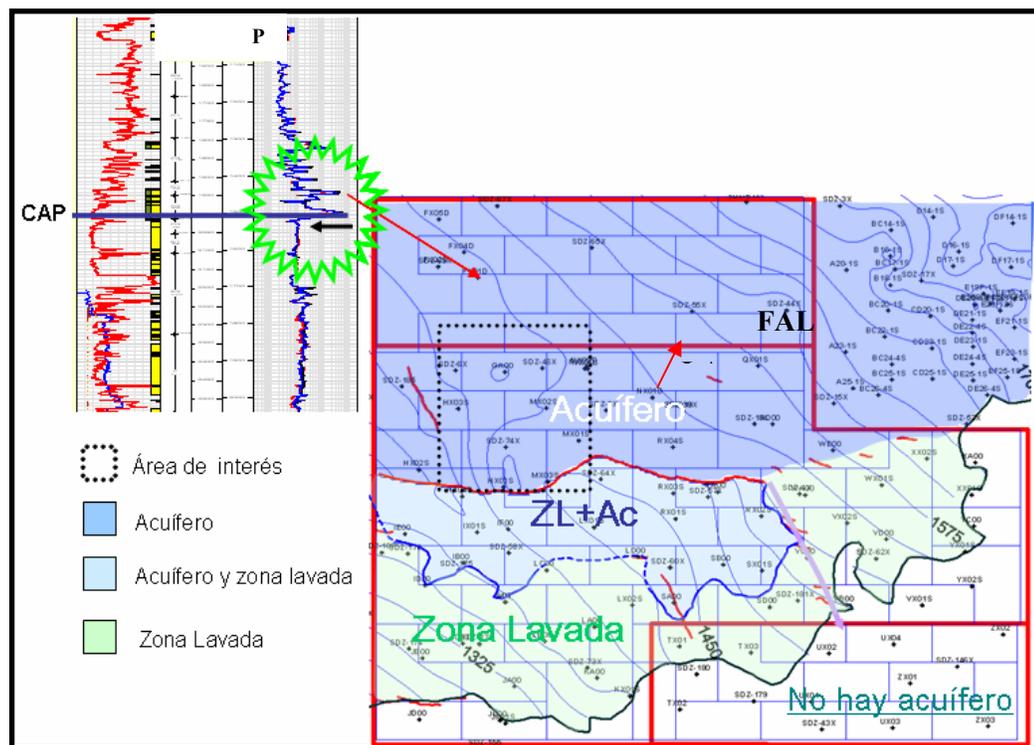


Figura 2.6 Presencia del acuífero en el Área Norte del yacimiento. Descripción del modelo del Acuífero. [8]

2.3 Instalaciones aguas arriba-Petrocedefío

Las instalaciones aguas arriba correspondientes a Petrocedefío se encuentran ubicadas en San Diego de Cabrutica al Sur del Estado Anzoátegui, en particular están conformadas por la Estación Principal y las Macollas. ^[9]

2.3.1 Macollas

Las Macollas se constituyen como un conjunto de pozos en donde cada uno de estos permite la extracción del crudo, se encuentran localizadas en un radio de unos 10 Km de la Estación Principal. El crudo pesado llega al cabezal del pozo ya que es subido artificialmente por medio de una bomba de cavidad progresiva (BCP). Cada macolla posee una Bomba Multifásica (MPP) (Figura 2.7), que está diseñada para manejar una producción normal de crudo pesado a 6,2 bar y con la cual se bombea la producción (crudo diluido (DCO), gas y agua) a través de cuatro (4) troncales principales hacia la Estación Principal (Figura 2.8).

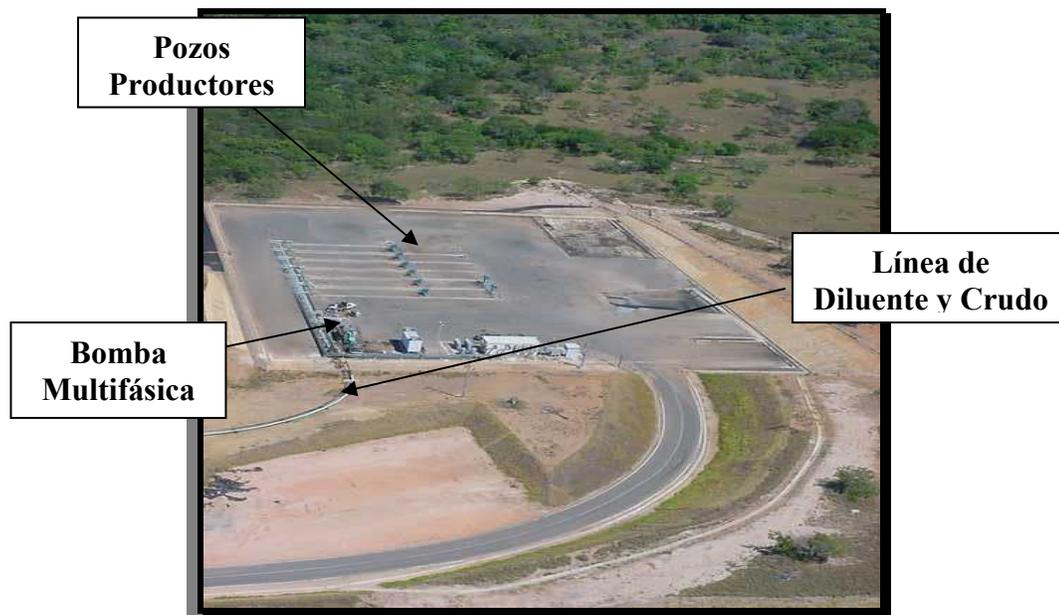


Figura 2.7 Macolla de producción correspondiente al campo de Petrocedefío. ^[10]

Cada Macolla tiene un cabezal distribuidor de diluyente, un cabezal colector de fluidos de los pozos (Figura 2.9), un Medidor Multifásico (MPFM) para pruebas y un paquete inhibidor de corrosión. También hay una chimenea de venteo para ventilar el gas del espacio anular si es necesario.

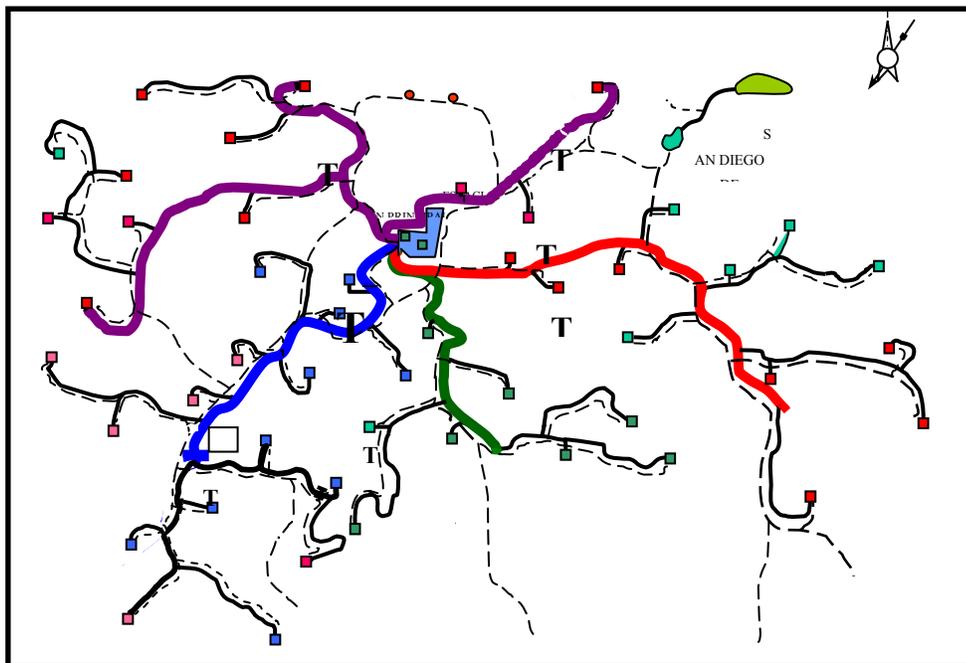


Figura 2.8 Distribución de las troncales por donde pasa el crudo diluido (DCO).

[10]

Las Macollas no tienen personal de operaciones asignado permanentemente, pero el estado de las Macollas puede ser monitoreado desde la Sala de Control de la Estación Principal mediante la utilización de Televisores en Circuito Cerrado. [9]

2.3.2 Estación Principal

Los equipos requeridos para el proceso de tratamiento de los fluidos desde las Macollas están localizados en la Estación Principal (Figura 2.10). El crudo es

separado del gas y estabilizado a menos de 0,76 bar y el contenido de agua es reducido a menos de 2% vol. La gravedad API del crudo es ajustada añadiendo diluyente a 17 °API y luego el crudo es bombeado a la línea de exportación.

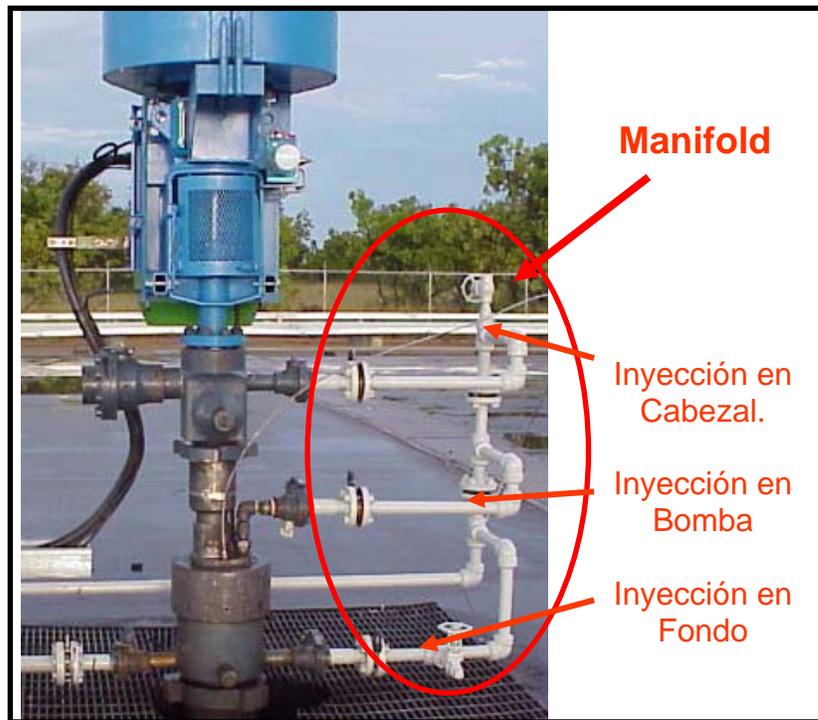


Figura 2.9 Cabezal de los pozos productores de Petrocedeno. ^[11]

En particular, la Estación Principal está integrada por dos (2) trenes de producción (TREN A y TREN B), cada uno con una capacidad de 105 MBND de crudo extrapesado (EHO) (Figura 2.11). Inicialmente, el crudo diluido con gas y agua ingresa a separadores bifásicos conocidos como *slug catchers* (D-3001 A/B), en los cuales se lleva a cabo la separación gas-agua. El gas extraído es enviado a los tambores depuradores de gas combustible (D-3201 A/B) para luego ser trasladado a los generadores de potencia que abastecen toda la instalación.

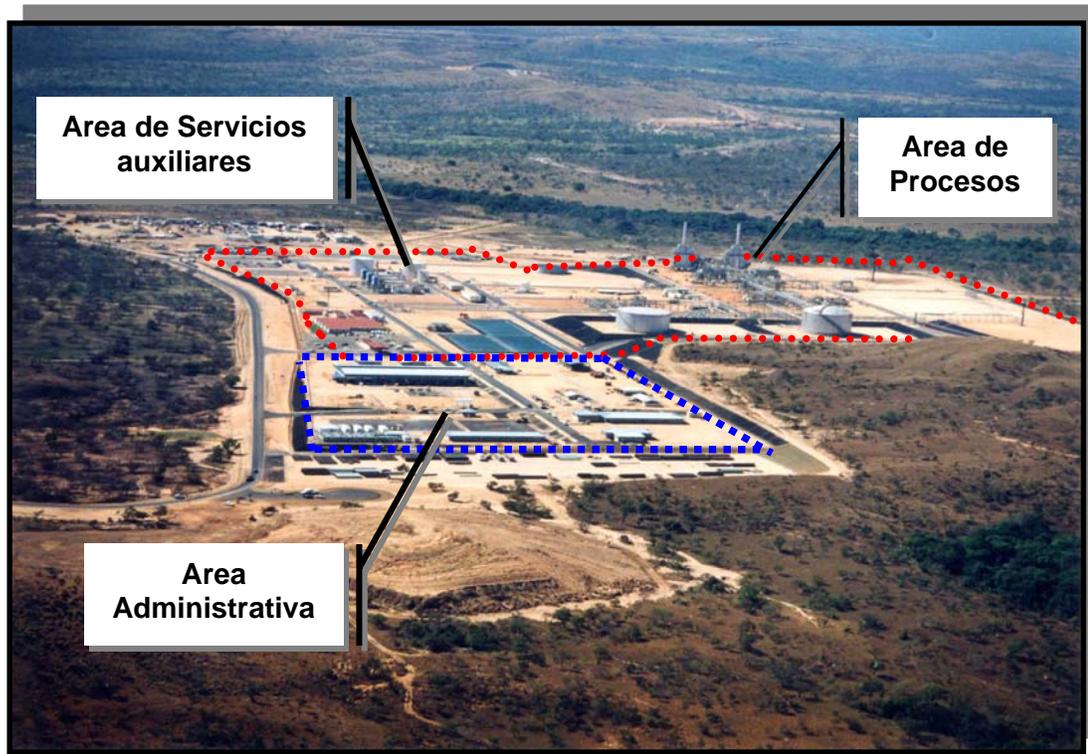


Figura 2.10 Vista aérea de la Estación Principal de Petrocedeño. ^[10]

Posteriormente, el DCO y el agua son enviados a través de las bombas P-3001A/B/C/D hacia los precalentadores de crudo-agua (E-3001 A/B) donde son calentados hasta 47 °C, luego el crudo es enviado a los precalentadores de crudo-crudo (E-3003 A/H) donde se calienta hasta 93 °C, para luego ser calentado mucho más en los hornos de crudo (H-3001 A/B) hasta 105 °C, en donde también es calentada el agua de entrada a ser utilizada en los deshidratadores. Al salir de los hornos, se pasa a los separadores de alta temperatura (D-3007 A/B), donde la mayoría del gas disuelto es separado y el crudo caliente es enviado a los deshidratadores de crudo (D-3004 A/D). En los deshidratadores, las sales en el crudo son disueltas en el agua la cual es separada mediante la combinación de un químico demulsificante y un potencial electrostático aplicado para obtener un crudo a la salida con menos del 2 % de agua. El crudo caliente es enfriado por medio de intercambio de calor con el crudo

que llega a los E-3003 A-H y continúa su recorrido hasta la succión de las Bombas de Exportación P-3002 A/B/S a 89 °C en donde se puede agregar nafta de ser necesario para ajustar la gravedad API. El agua extraída de los deshidratadores procede a pasar a los enfriadores A-3005 A/B/C/D/E/F, y de allí hacia la zona de los tubos de los E-3001 C/D/E/F para ser enfriada hasta 65 °C, seguido a esto el agua es enviada a la planta de tratamiento de agua producida.

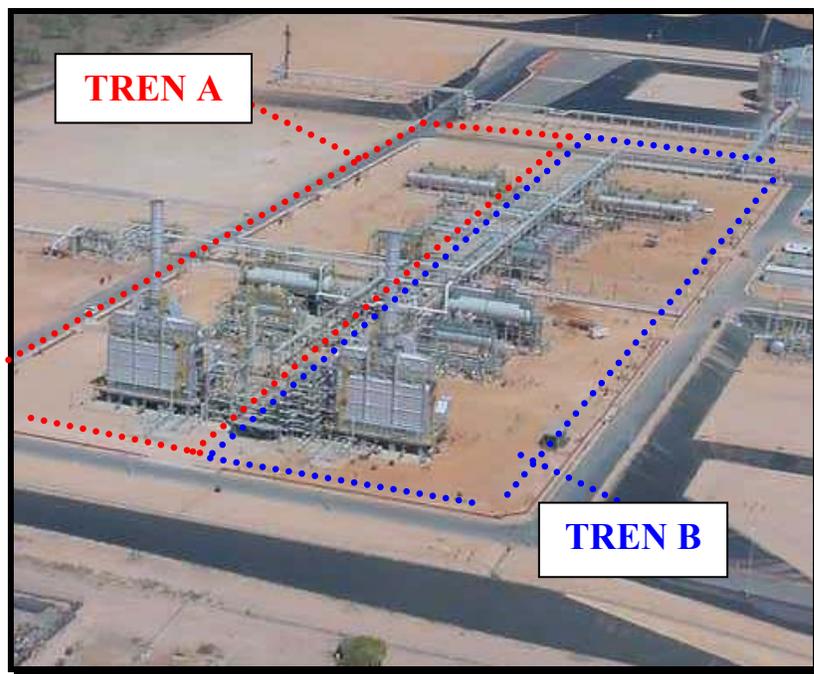


Figura 2.11 Área de los trenes de producción. ^[10]

El control y monitoreo de las instalaciones aguas arriba es realizado desde la sala de control de la estación principal. La estación principal incluye generadores de energía para los requerimientos de energía regulares y de emergencia; posee operadores las 24 horas al día. Otras características de la estación principal son: combustible, aire de instrumentación y servicio, agua de servicio, agua potable y agua contra incendios. ^[9]

2.3.3 Planta de tratamiento de agua producida (PTAP)

La actual planta de tratamiento de agua está diseñada para procesar un máximo de 120 MBls/D de agua producida, la antigua fue diseñada para procesar 40 MBls/D. El agua tratada posee un contenido de crudo por debajo de 20 mg/l y un contenido total de sólidos por debajo de 200 ppm haciéndola apta para ser re-inyectada (Figura 2.4) ^[9]

2.4 Yacimiento

Se habla de un yacimiento:

“Como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no” El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule (Figura 2.12):

Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.

- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.

- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento. ^[12]

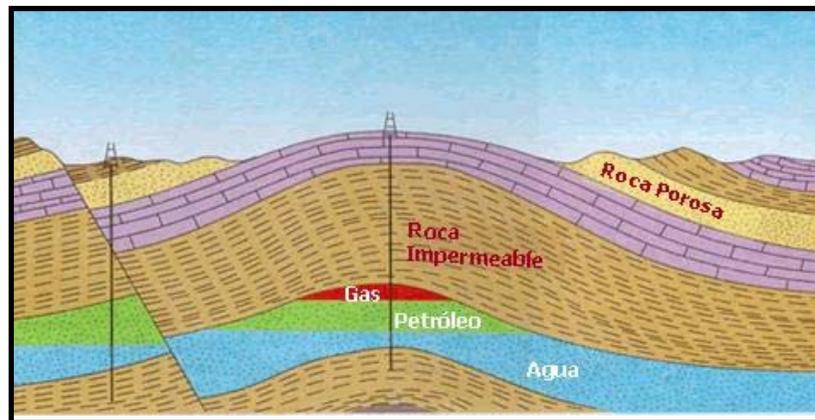


Figura 2.12 Principales características de un yacimiento. ^[12]

2.4.1 Migración del Petróleo

El petróleo no suele encontrarse en el lugar en el que se genera. La generación de petróleo se produce a partir de la materia orgánica que se encuentra en sedimentos de grano fino, como arcillas; a estos sedimentos se les llama rocas madre. Posteriormente el petróleo se traslada a sedimentos de grano más grueso, como areniscas, por medio de un proceso llamado migración. La continua presión sobre estas rocas-fuente ocasionó presión y temperatura suficientes para generar la migración de petróleo y gas primario fuera de ellas para desplazarse a las capas rocosas vecinas, porosas y permeables. Estas capas rocosas vecinas también son sedimentarias y depositadas en un ambiente marino -el mar- y tienen sus poros llenos de agua salada.

A veces el petróleo no encuentra obstáculos en su migración, por lo que sale o brota, a la superficie como un manantial o bien queda atrapado. Las trampas son

sitios del subsuelo donde existen condiciones adecuadas para que se acumulen los hidrocarburos, éstas se caracterizan por la presencia de rocas porosas y permeables conocidas como rocas almacén o reservorios, donde se acumulan o almacenan los hidrocarburos bordeados de capas de rocas impermeables o rocas sello que impiden su migración. Existen dos tipos de migración: primaria, desde la roca madre al almacén, y secundaria, dentro de la roca almacén. ^[13]

2.4.2 Propiedades de los Yacimientos:

Las tres propiedades más importantes son:

- a) *Porosidad*: Se refiere a la medida de los poros (u orificios) de la roca. Cuanta más alta sea la porosidad, el reservorio podrá contener más hidrocarburos.
- b) *Saturación*: Nos indica qué cantidad de petróleo y gas existe en la porosidad. Debemos tener en consideración que las capas rocosas del reservorio contienen cierta cantidad de agua dentro de sus poros como resultado de la forma en que fueron depositados. En la mayoría de los casos, no fluirán cantidades de agua considerables hacia el pozo, si la saturación del agua es menor del 20%.
- c) *Permeabilidad*: Se refiere a la capacidad de los fluidos (petróleo, gas y agua) para fluir a través del reservorio. Las capas rocosas con buena permeabilidad poseen una eficiente interconexión entre los poros. ^[14]

2.5 Exploración y desarrollo

Esta tarea debe iniciarse por la búsqueda de una roca cuya formación se haya realizado en medio propicio, dicha roca debe ser lo suficientemente porosa para almacenar una cantidad rentable de líquido, el tercer requisito es la localización de las trampas que hayan permitido la concentración de petróleo en puntos determinados de

ella. Los procedimientos de investigación se inician con el estudio de bibliografía y cartografía del sector, seguido luego por sondeos geológicos.

Entonces, para encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos deben buscar una cuenca sedimentaria con esquistos ricos en materia orgánica que lleven enterrados el suficiente tiempo para que se haya formado petróleo (desde unas decenas de millones de años hasta 100 millones de años). Además, el petróleo tiene que haber ascendido hasta depósitos porosos capaces de contener grandes cantidades de líquido. La existencia de petróleo crudo en la corteza terrestre se ve limitada por estas condiciones, que deben cumplirse. Sin embargo, los geólogos y geofísicos especializados en petróleo disponen de numerosos medios para identificar zonas propicias para la perforación. Por ejemplo, la confección de mapas de superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios permite interpretar las características geológicas del subsuelo, y esta información puede verse complementada por datos obtenidos perforando la corteza y extrayendo testigos o muestras de las capas rocosas.

Por otra parte, las técnicas de prospección sísmica —que estudian de forma cada vez más precisa la reflexión y refracción de las ondas de sonido propagadas a través de la Tierra— revelan detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas. Pero, en último término, la única forma de demostrar la existencia de petróleo en el subsuelo es perforando un pozo.

Un campo petrolero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única acumulación continua y delimitada de petróleo. De hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. La mayoría del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes. ^[15]

2.6 Perforación

Los pozos petrolíferos son perforados por rotación de una herramienta llamada "trépano" que se asemeja a una gran broca, este método ha reemplazado casi completamente al de percusión.

En las explotaciones submarinas el método de perforación es el mismo pero éste se instala en grandes barcasas o en plataformas si los fondos no son muy profundos. En cualquier caso aunque es un proceso muy costoso, éste se ve enormemente encarecido cuando la explotación es en el mar.

Una vez la cabeza de perforación ha llegado al yacimiento, ésta se sustituye por una serie de tuberías cuyo conjunto se denomina "árbol de navidad"; dicho sistema está provisto de compuertas y válvulas que regulan el caudal de extracción.^[15]

2.7 Operaciones de producción

La fase de producción es la fase por medio de la cual el crudo del yacimiento es tratado en superficie para ser separado del gas y agua de formación. La etapa de producción comienza en la cabeza del pozo (parte del pozo en superficie). Cualquier procedimiento desde el pozo la cabeza del pozo hasta el almacenaje final del petróleo es parte de la etapa de producción. Las operaciones de producción agrupan complejos procesos para separar los tres fluidos que fluyen del los reservorios. Los diseños de las facilidades de producción dependerán del grado API y del contenido del agua de formación.

El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión; si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad hasta brotar en la superficie terrestre. Por ello, cuando se perfora un pozo que llega

hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo en comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito, y pronto se detendría el flujo de líquido adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayoría de los petróleos contienen una cantidad significativa de gas natural en solución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie. A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad de flujo de líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas. Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el crudo. Finalmente, la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña, y el coste de elevarlo hacia la superficie aumenta tanto, que el coste de funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos que pueden obtenerse por la venta del crudo (una vez descontados los gastos de explotación, impuestos, seguros y rendimientos del capital). Esto significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo que se abandona su explotación. ^[15]

Por otro lado, todos los pozos producen agua, cuya cantidad varía desde muy pequeña hasta varias veces el volumen de petróleo en los últimos períodos de vida del campo petrolífero. En la mayoría de los casos, la producción de agua es inevitable en la vida del pozo y los volúmenes pueden incrementarse drásticamente al producirse la filtración del agua a través del petróleo y después lentamente, hasta alcanzar el límite económico. Si no hay instalaciones en la superficie para manipular y tratar esta mezcla y si hay otros pozos en el conjunto con exceso de capacidad, los pozos que producen agua simplemente se cierran y se olvidan. Conforme aumenta la demanda y la producción de los mejores pozos declina, estos pozos se vuelven necesarios,

debiéndose disponer de instalaciones necesarias para separar el agua del petróleo y eliminarla.

El agua también se inyecta deliberadamente a muchos reservorios. En un proyecto de mantenimiento de presión, el agua se inyecta dentro de la fase acuosa o acuífero del reservorio, de tal manera que la presión en el reservorio no decline. Esto constituye una ventaja si el petróleo del reservorio tiene grandes cantidades de gas disuelto que puede separarse por debajo de la presión del punto de burbuja y si las propiedades del reservorio son razonablemente homogéneas. Las recuperaciones de petróleo pueden incrementarse hasta 40%, mediante el mantenimiento de presión.

La cantidad de agua que se puede tolerar por cada pozo productor varía significativamente. En una inundación donde se produce separación y donde se inyectan grandes volúmenes, el límite económico máximo puede ser de 50 a 1, es decir, 50 barriles de agua producida y eliminada por cada barril de petróleo. En otros casos, donde la eliminación del agua es limitada y cara y las regalías sobre el petróleo son altas, los límites económicos serán mucho menores, posiblemente tan pequeños como 2:1 ó 3:1. ^[16]

La Figura 2.13 explica las etapas de producción las cuales son dos: La primera, los pozos petroleros. Existe una etapa llamada “completación” por medio de la cual el pozo es preparado para la producción. Los pozos necesitan ser conectados a los oleoductos para transportar el petróleo a las facilidades de producción. Es importante entender que una vez que el pozo es perforado este comienza a producir el crudo inmediatamente. Sin embargo, en muchos de los casos el crudo no puede alcanzar la superficie debido a que la presión del reservorio no es suficientemente fuerte como para empujar los fluidos fuera del mismo. Segundo, las facilidades de producción son el lugar donde el crudo es procesado para separarlo del gas y el agua de formación. Estas facilidades están formadas por tanques, tuberías, oleoductos, tanques de lavado,

separadores de petróleo, agua y gas, y torres de gas. Los procesos en las facilidades de producción son más complejos cuando el petróleo es más pesado y tiene bastante agua de formación. El agua de formación causa corrosión, por lo que los oleoductos y tanques deben estar protegidos contra este problema. ^[15]

2.8 Mecanismo de producción

Los mecanismos de producción son los responsables de optar la energía necesaria (presión) para mover los fluidos a través del medio poroso desde el yacimiento hasta el pozo productor. En la mayoría de los yacimientos, los mecanismos intervienen simultáneamente, pero en general uno o dos predominan durante la vida útil del yacimiento. Los mecanismos de producción se clasifican en: expansión de los fluidos (o roca) y por empuje: por gas en solución, por capa de gas, hidráulico, por gravedad y por compactación. ^[17]

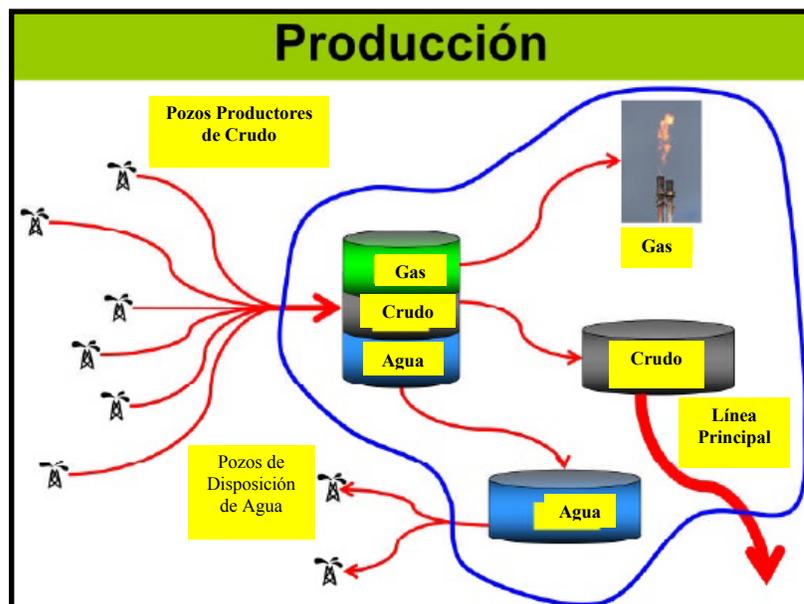


Figura 2.13 Diagrama de las etapas de producción. ^[16]

2.8.1 Producción por Expansión de la Formación

En yacimientos con muy alta presión original, en la que es necesario que ocurran caídas de presión de miles de lpc durante el proceso de extracción, para llegar a la presión de burbujeo, el efecto de expansión de la roca y del agua innata puede ser importante. La expansión de la roca y el agua innata se calcula a partir de los factores de compresibilidad de la roca ó formación (cf) y del agua innata (cw) mediante las ecuaciones:

$$\text{Expansión} = \frac{(Cf + Cw * Swi)(POES * Boi)}{1 - Swi} * (Pi - P)$$

(Ecuación 1.1)

Donde:

cf = compresibilidad de la formación [lpc⁻¹]

cw = compresibilidad del agua innata [lpc⁻¹]

POES = Petróleo original en sitio [BN]

Boi = Factor volumétrico del petróleo a las condiciones originales [BY/BN]

Swi = Saturación de agua innata medida en fracción

pi = presión inicial del yacimiento [lpca]

p = presión actual del yacimiento [lpca]

Los yacimientos que producen principalmente por este método, por lo general presentan altas tasas de declinación de presión, dejando importantes volúmenes de crudo no producible en el yacimiento (>50%) al caer la presión por debajo de la presión de burbujeo. Por esto, se recomienda iniciar un proceso de mantenimiento de presión mediante inyección de gas y/o agua tan pronto como sea posible inmediatamente después de la etapa de desarrollo. ^[17]

2.8.2 Producción por empuje de gas en solución

Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de burbujeo. El gas liberado hace que se formen micro burbujas, las cuales no coalescen para formar una fase continua, sino hasta alcanzar una saturación de gas crítica. La alta viscosidad del crudo podría ser la causa de retardo de la coalescencia de las micro-burbujas de gas para ocasionar la nucleación del mismo y formar grandes burbujas de gas, las cuales serían producidas como gas libre.

Es el mecanismo principal y ha sido aplicada en Venezuela y Canadá. Debido a la existencia de gas en solución, el crudo espumante aparecerá con la declinación de la presión del yacimiento. El efecto de crudo espumante es un importante mecanismo de recobro en yacimientos de petróleo pesado como los de la Faja Petrolífera del Orinoco El fenómeno de la espuma corresponde a un flujo bifásico, gas disperso y líquido, en el yacimiento de extrapesado durante la fase de producción primaria. Este fenómeno ocurre comúnmente en yacimientos de crudos pesados y extrapesado, y se relaciona con una fuerza de viscosidad mayor a la gravedad. Como la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo, muchas micro-burbujas serán formadas en el petróleo. Las burbujas crecen y viajan lo que ayuda el movimiento del crudo hacia el pozo productor más rápidamente. El crudo pesado es caracterizado por una alta viscosidad, bajo coeficiente de difusión y alto contenido de alfaltenos. ^[17]

2.8.3 Producción por Expansión de Capa de Gas

Si la presión original de un yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbujeo, entonces existe la presencia de una capa de gas original. Al iniciarse la extracción de petróleo del yacimiento, dado que la compresibilidad del gas es menor que la del petróleo, el casquete de gas aumentará su volumen, mientras no sea producido. Por otro lado, a medida que la presión disminuye, el gas disuelto en el

petróleo se liberará formando parte de la capa de gas y contribuyendo con su expansión. Si el yacimiento tiene una alta inclinación como resultado de un cierre estructural pronunciado, la expansión de la capa de gas actuará como un pistón empujando el petróleo a salir a través de los pozos productores (Figura 2.14).

Este mecanismo de producción tiene como principal problema el hecho de que al disminuir excesivamente la presión por efecto de la extracción del petróleo, un volumen considerable del petróleo original (20% - 40%), quedará adherido a los granos de la roca y se perderá su posibilidad de extracción. Por otro lado, al expandirse la capa de gas, dicho frente avanzará hacia los intervalos productores de los pozos, moviéndose preferencialmente con relación al petróleo y causando problemas conocidos como digitación y conificación (Figura 2.14).^[17]

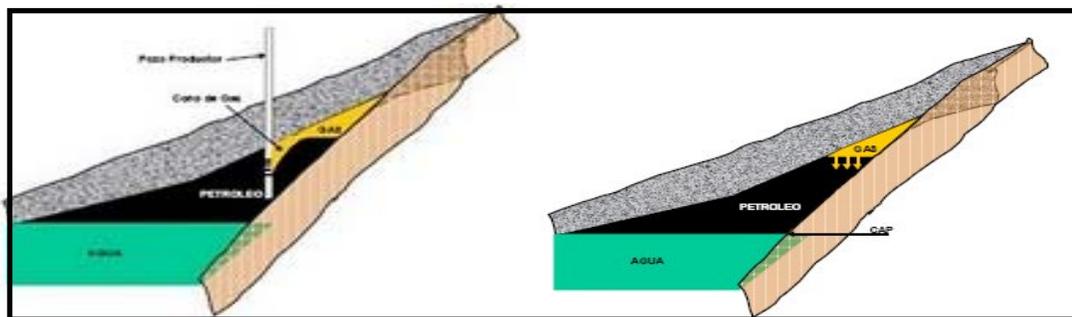


Figura 2.14 Desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores por efecto pistón que produce la expansión de la capa de gas y a su vez puede ocasionar problemas de digitación y conificación.^[17]

2.8.4 Producción por Empuje Hidráulico

En muchos yacimientos existe la presencia de acuíferos que generan un empuje activo de agua que actúa como un pistón de abajo hacia arriba, comprimiendo el

petróleo y manteniendo ó minimizando la caída de presión. La afluencia neta de agua en un yacimiento se calcula mediante la ecuación:

$$W_n = W_e - W_p * B_w$$

(Ecuación 2.2)

Donde:

W_n = afluencia neta de agua, [BN]

W_e = afluencia de agua acumulada, [BN]

W_p = agua producida acumulada, [Bl]

B_w = factor volumétrico del agua a condiciones de yacimiento [BY/BN]^[17]

2.9 Manejo de la producción

Desde el cabezal de cada pozo arranca la tubería de flujo que, tendida sobre el suelo, llega a una determinada estación de recolección, diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos.

El número de tuberías de flujo (flujoducto) que tiene cada cabezal depende de la terminación del pozo: sencilla, doble o triple. El diámetro de cada flujoducto corresponde al máximo volumen de producción que se desee manejar, como también las características del crudo, especialmente la viscosidad y la presión del flujo natural en el cabezal. En el caso de pozos que producen por bombeo mediante varillas de succión, la presión en el cabezal es casi nula pero la viscosidad del crudo es un factor de consideración especial para seleccionar el diámetro del flujoducto si el crudo es muy pesado o extrapesado. Existe una variada selección de diámetros de tuberías para satisfacer todos los requerimientos. Generalmente, los diámetros nominales más utilizados están entre 50,8 y 101,6 milímetros, 2 a 4 pulgadas. Diámetros mayores pueden ser requeridos para manejar altos volúmenes de producción o petróleos muy viscosos.

Todos los elementos del cabezal: bridas, sellos, carretos, adaptadores, crucetas, colgadores, pernos y dispositivos adicionales como válvulas y emplazamiento de reductores o estranguladores son manufacturados según normas API y catalogados para funcionar bajo la acción de presiones cuyo rango va de 140 a 400 kg/cm². [18]

2.9.1 Separación de fluidos

La estación de flujo y recolección de la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. El flujo del pozo consiste preponderantemente de petróleo, al cual está asociado un cierto volumen de gas: relación gas-petróleo (RGP), que se mide en m³ de gas por m³ de petróleo producido o en pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido, a condiciones estipuladas en la superficie. Además, el flujo de petróleo y gas puede mostrar la presencia de agua y de sedimentos procedentes del yacimiento productor. [18]

2.9.1.1 Múltiple de producción

En la estación de flujo y de recolección, el múltiple de producción representa un sistema de recibo al cual llega el flujo de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos. [18]

2.9.1.2 Separadores de producción

Es muy importante la separación del petróleo del gas, del agua y de los sedimentos que lo acompañan desde el yacimiento. Para realizar la separación del gas del petróleo se emplean separadores del tipo vertical y horizontal, cuya capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación, varía de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requeridos.

Los separadores se fabrican de acero, cuyas características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión. En la separación de gas y petróleo es muy importante considerar la expansión que se produce cuando el gas se desprende del petróleo y la función que desempeña la presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse el mayor despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y se logre la mayor cantidad posible de petróleo.

La separación para una, dos o tres etapas está regulada por factores tales como la presión de flujo en el cabezal del pozo, la presión con que llega a la estación, la relación gas-petróleo, la temperatura y el tipo de crudo. La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica.

Además de un proceso tecnológico, la separación envuelve procurar la mayor obtención de crudo que, por ende, significa la mayor extracción de petróleo del yacimiento y el consiguiente aumento de ingresos. Cuando la producción está acompañada de cierta cantidad de agua, que además tanto ésta como el petróleo pueden contener elementos corrosivos, entonces la separación involucra otros tipos adicionales de tratamiento como el calentamiento, aplicación de anticorrosivos,

demulsificadores, lavado y desalación del crudo, tanques especiales para asentamiento de los elementos nocivos al crudo y al gas y otros procesos que finalmente acondicionen el crudo y el gas producidos para satisfacer las especificaciones requeridas para la entrega y venta a los clientes. ^[18]

2.9.2 Disposición del crudo

Diariamente los pozos productores fluyen o bombean sus respectivas cuotas de producción, como ya se ha señalado, a sus correspondientes estaciones de flujo. Allí, luego de la separación y tratamiento adecuados, el crudo pasa a tanques de almacenamiento cuyo número y volumen son suficientes para recoger holgadamente la producción de varios días. También se mantiene un registro de los volúmenes de crudo recibidos, tratados, almacenados y despachados.

Los tanques utilizados para el almacenamiento son cilíndricos y su altura y diámetro están en función de su capacidad. Los hay de dos tipos: empernados para los de pequeño volumen, y soldados para volúmenes mayores. Existe una variedad de tanques cuya capacidad va desde 40 a 160.000 m³ para satisfacer todos los requerimientos. Además, para ciertos casos especiales de almacenamiento, como crudos pesados, se han construido fosas de 160.000 m³ y de mucha más capacidad. Estaciones pequeñas bombean el crudo a estaciones de mayor capacidad de almacenamiento y de recolección, que conectadas a oleoductos despachan diariamente grandes volúmenes de crudo a los puertos de embarque o directamente a las refinerías.

La fiscalización del almacenaje y despacho de volúmenes de crudo se hacen según las normas y procedimientos vigentes, de acuerdo con las leyes y reglamentos de los diferentes despachos gubernamentales: ministerios de Energía y Minas,

Hacienda, Transporte y Comunicaciones, Defensa, etc., para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías, impuestos, etc. ^[18]

2.9.3 Disposición del gas

El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a plantas especiales de tratamiento final para distribución por gasoductos a las plantas petroquímicas y refinerías; a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones, como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio.

En la producción, separación, recolección, transmisión y distribución del gas asociado con el petróleo es casi imposible utilizar el gas de baja presión disponible porque los aspectos económicos involucrados son prohibitivos. La recolección de gas de tantos pozos requiere compresión, cuya inversión en plantas e instalaciones generalmente sobrepasa las expectativas de rentabilidad. Por tanto, las posibilidades de utilización y rentabilidad quedan circunscritas al gas de mediana y alta presión. ^[18]

2.9.4 Disposición del agua

La cantidad de agua que acompaña al petróleo producido de los pozos puede ser de características sencillas, cuya separación por asentamiento en tanques se logra fácilmente. En ocasiones, el manejo, tratamiento y disposición del agua no requieren de instalaciones especiales. Sin embargo, se dan situaciones en las que el volumen de agua producido diariamente es muy alto. Las características del agua y del petróleo pueden facilitar emulsiones que requieren de tratamientos mecánico, químico, térmico o eléctrico para lograr la adecuada separación de los dos fluidos y obtener un

crudo que corresponda a las especificaciones de calidad requeridas. La presencia de sal en asociación con el agua y el petróleo es de ocurrencia natural en muchos estratos geológicos. De la concentración de sal en solución dependerá la selección del tratamiento que deba emplearse para despojar el petróleo de la sal que contiene. La sal es indeseable en el crudo por sus propiedades corrosivas y las implicaciones operacionales y económicas que ello significa para las refinerías.

El manejo y disposición del agua asociada con la producción de petróleo es una fase que a veces puede resultar muy compleja, especialmente si el volumen de agua es muy grande y si el agua es salada o salmuera. En ocasiones, una buena opción operacional y económica es inyectar el agua al yacimiento. ^[18]

2.10 Capacidad de producción del sistema

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **Pws**, y la presión final, **Psep**:

$$Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta Pl \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Donde:

$\Delta Py = Pws - Pwfs =$ Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta Pc = Pwfs - Pwf =$ Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} =$ Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} =$ Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc. (Figura 2.15).

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

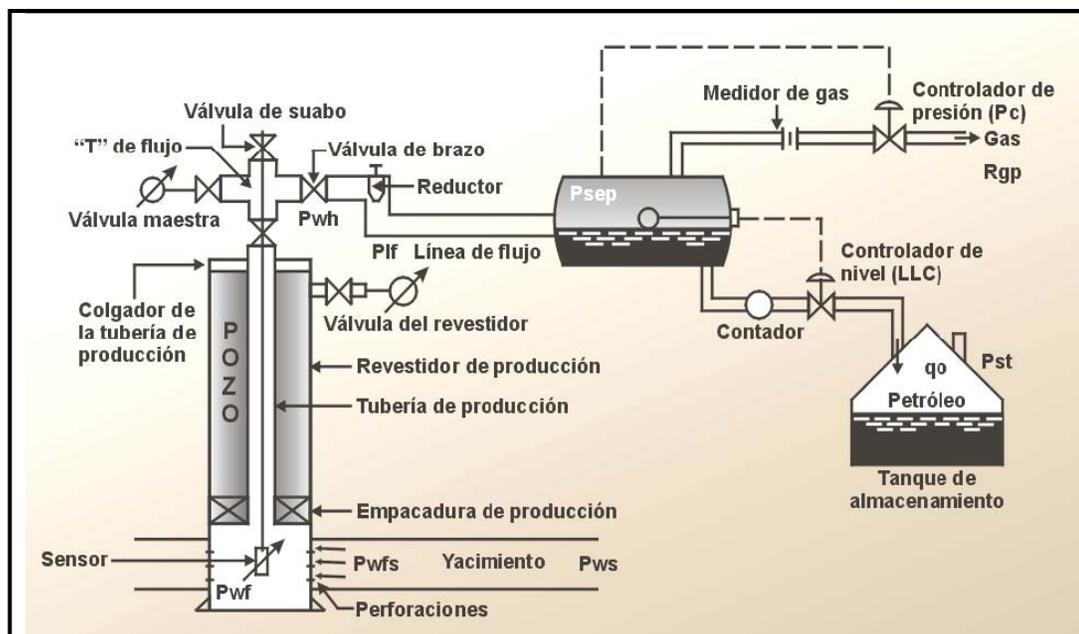


Figura 2.15 Componentes del sistema y perfiles de presiones. ^[19]

Por ejemplo, si el nodo está en el fondo del pozo:

- ✓ Presión de llegada al nodo: $P_{wf}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$
- ✓ Presión de salida del nodo: $P_{wf}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$

En cambio, si el nodo esta en el cabezal del pozo:

- ✓ Presión de llegada al nodo: $P_{wh}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$
- ✓ Presión de salida del nodo: $P_{wh}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l$ ^[19]

2.10.1 Flujo Multifásico en Tuberías

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. ^[19]

2.10.2 Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética. ^[19]

2.10.2.1 Algoritmo para calcular las pérdidas de presión del fluido

1. Determinar un perfil de temperaturas dinámicas tanto en la línea como en el pozo. (Ecuación de Ramey en el pozo, por ejemplo)
2. Dividir tanto la línea de flujo como la tubería de producción en secciones de 200 a 500 pies de longitud.
3. Considerar el primer tramo y asignar $P_1 = P_{sep}$ y asumir un valor de P_2a .

4. Calcular P y T promedio para el tramo y determinar las propiedades de los fluidos: petróleo, agua y gas.
5. Calcular el gradiente de presión dinámica ($\Delta P/\Delta Z$) utilizando la correlación de FMT más apropiada.
6. Calcular: $\Delta P = \Delta Z \cdot [\Delta P/\Delta Z]$ y $P2c = P1 + \Delta P$; luego compararlo con P2a, si satisface una tolerancia pre-establecida se repite el procedimiento para el resto de los intervalos hasta el fondo, de lo contrario se repiten los cálculos en el mismo intervalo tomando como asumido el último valor de P2 calculado.

$$\Delta P \text{ en la línea de flujo} = \Delta Pl = \sum_{i=1}^n \Delta Z_i \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_i \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

$$\Delta P \text{ en el pozo} = \Delta Pl = \sum_{i=1}^m \Delta Z_i \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_i \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

Donde “*n*” representa el número de secciones de la línea de flujo y “*m*” representa el número de secciones de la tubería en el pozo. ^[19]

2.10.2.2 Cálculo de la presión requerida en el cabezal

Una vez conocida, para una determinada tasa de producción, las pérdidas de energía en la línea de flujo, ΔPl , se puede obtener la presión requerida en el cabezal, P_{wh} , de la siguiente manera: ^[19]

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta Pl \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

2.10.2.3 Cálculo de la presión requerida en el fondo del pozo

Similarmente, una vez conocida para una determinada tasa de producción las pérdidas de energía en el pozo, ΔP_p , se puede obtener la presión requerida en el fondo, P_{wf} , de la siguiente manera: ^[19]

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_p \quad \text{(Ecuación 2.7)}$$

2.10.2.4 Ecuación general del gradiente de presión dinámica

El punto de partida de las diferentes correlaciones de FMT es la ecuación general del gradiente de presión la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\text{Grad. total (lpc/pie)} = \frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \cdot \rho \cdot \sin \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2g_c \cdot d} + \frac{\rho \cdot \Delta V^2}{2g_c \cdot \Delta Z} \right) \quad \text{(Ecuación 2.8)}$$

Siendo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{elev} = \frac{g \cdot \rho \cdot \sin \theta}{144 g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad (80-90\%).}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{fricc} = \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2g_c \cdot d} = \text{gradiente de presión por fricción (5-20\%).}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{acel} = \frac{\rho \cdot \Delta V^2}{2g_c \cdot \Delta Z} = \text{gradiente de presión por cambio de energía cinética ó aceleración.}$$

La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 lpcm).

En las ecuaciones anteriores:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal,

($=0^\circ$ para flujo horizontal e $=90^\circ$ en flujo vertical)

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.

g = aceleración de la gravedad, 32,2 pie/seg²

g/g = constante para convertir lbm a lbf

fm = factor de fricción de Moody, adimensional.

d = diámetro interno de la tubería, pie.

Es indispensable el uso de un simulador de flujo multifásico en tuberías en el computador ya que el cálculo es iterativo en presión y en algunos casos más rigurosos iterativos en temperatura y presión. ^[19]

2.10.3 Consideraciones teóricas del flujo monofásico y multifásico en tuberías

A continuación se presentan algunas consideraciones teóricas requeridas para comprender el cálculo del flujo monofásico y multifásico en tuberías, para luego describir las correlaciones de Hagedorn & Brown y la de Beggs & Brill. ^[19]

2.10.3.1 Cálculo del Factor de Fricción

El cálculo del gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción, fm . El procedimiento requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento. Para ello es necesario calcular el número de Reynolds.

Está definido como:

$$N_{RE} = \frac{d \cdot V \cdot \rho}{\mu} \quad \text{(Ecuación 2.9)}$$

En unidades prácticas

$$N_{RE} = \frac{1488,0 d \cdot V \cdot \rho}{\mu} \quad \text{(Ecuación 2.10)}$$

Donde:

d = diámetro interno de la tubería, pie.

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³

μ = viscosidad del fluido, cps

Existe flujo laminar si el número de Reynolds es menor de 2100 en caso contrario es turbulento. ^[19]

2.10.3.2 Factor de fricción en Flujo Laminar

Para determinar el factor de fricción en flujo laminar, se utiliza una expresión analítica derivada igualando el gradiente de presión de Poiseuille con el término del gradiente de fricción (ecuación de Darcy Weisbach)

Ecuación de Poiseuille:

$$V = \frac{d^2}{32 \cdot \mu} \cdot \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad \text{(Ecuación 2.11)}$$

(Obtenida integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo en tubos capilares horizontales).

Combinando esta ecuación con la componente de fricción, se tiene:

$$f = f_m = \frac{64 \cdot \mu}{\rho \cdot v \cdot d} = \frac{64}{N_{RE}} \quad \text{(Ecuación 2.12)}$$

En adelante se considera el factor de fricción de Moody con la letra “f” únicamente. ^[19]

2.10.3.3 Factor de fricción en Flujo Turbulento. Tuberías lisas

Numerosas ecuaciones empíricas han sido propuestas para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas las ecuaciones más utilizadas en sus rangos de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAdams:

$$f = 0,0056 + 0,5 \cdot N_{RE}^{-0,32} \quad 3000 < N_{RE} \leq 3 \times 10^6 \quad \text{(Ecuación 2.13)}$$

Blasius:

$$f = 0,316 \cdot N_{RE}^{-0,25} \quad N_{RE} < 10^5 \quad \text{(Ecuación 2.14)}$$

Como las paredes internas de una tubería no son normalmente lisas, es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. En flujo turbulento, la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción. La rugosidad de la pared es una función del material de la tubería, del método del fabricante, la edad de la tubería y del medio ambiente a la cual está expuesta. ^[19]

2.10.3.4 Factor de fricción en Flujo Turbulento. Tuberías rugosas

El análisis dimensional sugiere que el efecto de la rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino a su valor relativo al diámetro interno de la tubería, ξ/d .

El experimento de Nikuradse genera las bases para los datos del factor de fricción a partir de tuberías rugosas. Su correlación para tubería de pared completamente rugosa es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \cdot \text{Log} \left(\frac{2 \cdot \xi}{d} \right) \quad (\text{Ecuación 2.15})$$

La región donde el factor de fricción varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa es llamada *la región de transición o pared parcialmente rugosa*.

Colebrook propuso una ecuación empírica para describir la variación de f en esta región:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \cdot \text{Log} \left(\frac{2 \cdot \xi}{d} + \frac{18,7}{N_{RE} \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (\text{Ecuación 2.16})$$

Note que para números de Reynolds grandes correspondientes a flujo completamente turbulento esta ecuación puede reducirse a la ecuación de Nikuradse.

La ecuación propuesta por Colebrook, para f requiere de un proceso de ensayo y error por lo que puede expresarse como:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \left\{ 1,74 - 2 \cdot \text{Log} \left(\frac{2 \cdot \xi}{d} + \frac{18,7}{N_{RE} \cdot \sqrt{f}} \right) \right\}^{-2} \quad (\text{Ecuación 2.17})$$

Valores de f son supuestos (f_s) y luego calculado (f_c), hasta que ellos se aproximen dentro de una tolerancia aceptable. El valor inicial para f_s , puede ser

Obtenido a partir de una de las ecuaciones explícitas para tubería lisa.

La rugosidad absoluta para tuberías de acero al carbón, con el cual se fabrican la mayoría de las tuberías utilizadas para el transporte de crudo en la industria petrolera, está en el orden de:

$\xi = 0,0007$ pulgadas para tuberías nuevas, y

$\xi = 0,0015$ pulgadas para tuberías usadas. ^[19]

2.11 Índice de productividad

La razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) en el punto medio del intervalo productor, se denomina índice de productividad J o IP.

$$J = \frac{Q_w}{P_e - P_{wf}} \quad [\text{Bls/d/psia}] \quad (\text{Ecuación 2.18})$$

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática p_e , y luego que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión fluyente en el fondo, p_w empleando el mismo medidor. La diferencia ($P_e - P_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión. La tasa de flujo se determina por medio de

medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivo.

En algunos pozos el índice de productividad o IP permanecerá constante para una amplia variación en la rata de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo.

En yacimientos de empuje por depleción los índices de productividad de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución y a la reducción en la permeabilidad de la roca del petróleo a medida que la saturación de petróleo disminuye. Ya que cada uno de estos factores puede cambiar poco o mucho durante el proceso de depleción, el índice de productividad puede disminuir a una fracción pequeña de su valor inicial. Además como la permeabilidad del petróleo disminuye, existe un aumento correspondiente en la permeabilidad del gas, resultando en altas razones gas-petróleo. La tasa máxima a la que un pozo puede producir depende del índice de productividad a las condiciones existentes en el yacimiento y la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) disponible. Si la presión de producción de fondo se mantiene cerca de cero, manteniendo el nivel de fluido en el pozo muy bajo la presión diferencial disponible será la presión existente en el yacimiento y la tasa máxima de producción será $P_e \cdot J$.

Las tasas de los pozos en algunos casos se limitan a determinadas producciones permisibles máximas que dependen de un número de factores, incluyendo espaciamientos en los pozos, profundidad y demanda actual de petróleo.

En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado en la producción de petróleo solamente, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumenta debido a la disminución en la permeabilidad del petróleo, aunque no ocurra

una caída considerable en la presión del yacimiento. En el estudio de pozos (productores de agua) a veces es práctico referir en índice de productividad en base del flujo total, incluyendo agua y petróleo, ya que en algunos casos el porcentaje de agua alcanza el noventa y nueve por ciento o más.

El índice de inyektividad se una en pozos de eliminación de agua salada y en pozos de inyección durante la recuperación secundaria o mantenimiento de presión. Se define como la razón de la tasa de inyección en barriles por día al exceso de presión por encima de la presión del yacimiento que causa dicha rata de inyección o:

$$II = \frac{Q_w}{P_{wf} - P_a} \quad [\text{Bls/d/psia}] \quad (\text{Ecuación 2.19})$$

En ambos casos, del índice de productividad y del índice de inyektividad, las presiones empleadas son presión al frente de la formación, de manera que no se incluyen las caídas de presión por fricción en la tubería de producción o tubería de revestimiento. Para inyecciones a altas ratas, estas pérdidas de presión pueden ser considerables. ^[20]

2.12 Agua de formacion

El petróleo se extrae de una formación, junto a este salen a la superficie agua y gas, de ahí su nombre de agua de formación. Siendo esta de naturaleza ácida, salobre o ámbar la cual tenderá a corroer el metal y el equipo en contacto con ella.

El crudo y el agua forman emulsiones muy difíciles de tratar de tal manera que se realiza un tratamiento químico para poder enviar el crudo limpio al oleoducto. El agua de formación por naturaleza está saturada con alto niveles de compuestos o sales

incrustantes, la cuales causan una obstrucción al flujo normal del agua a través de las tuberías a lo largo del sistema de reinyección.

De tal manera que se necesita que se realice un análisis físico – químico y de calidad del agua de formación para que de esta manera se determine los químicos y la cantidad de estos que se debe inyectar para que el agua de formación llegue a los pozos con características físicas y químicas controladas, las cuales no causaran taponamiento en las arenas receptoras del pozo reinyector y se mantenga en buen estado la integridad de la tubería.

Además mediante otro análisis que se realiza al agua de formación se controla la cantidad de partes por millón de crudo, cuya muestra es tomada a la salida de los separadores trifásicos con la finalidad de cuidar los equipos del sistema de reinyección, siendo los resultados del mismo muy útiles para los operadores que deben estar regulando constantemente el nivel del colchón de agua en los separadores, además la cantidad de crudo en el agua de formación es regulada por la Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), organismo el cual ha impuesto que 20 mg/l de crudo y 200 ppm debe ser la cantidad máxima que contenga el agua de formación a ser inyectada en los pozos .^[16]

2.12.1 Análisis Cuantitativo de Aguas de Formación

Ciertas propiedades del agua pueden cambiar en forma muy rápida después del muestreo, siendo las más usuales el pH, temperatura, contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos y población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de principal importancia pueden, por lo tanto, ser determinadas únicamente, a través de mediciones en el campo. Es por esta razón que un análisis completo comprende tanto mediciones de laboratorio como de campo.

Es importante que todas las personas relacionadas con proyectos de agua de formación tengan conocimiento de:

- ✓ Los componentes del sistema de agua producida son de suma importancia para los métodos de eliminación que se utilizarán.
- ✓ El significado de cada componente.
- ✓ Los métodos analíticos que usualmente se utilizan para determinar la concentración de cada componente y los puntos fuertes y débiles de cada método. ^[14]

2.12.1.1 Componentes Primarios

Los componentes primarios del agua de formación dependen del agua específica que se está produciendo. Los componentes mostrados en un análisis dependen a menudo de la razón por la cual se realiza. La mayoría de los componentes han sido estudiados exhaustivamente y son resumidos y descritos detalladamente. Por ejemplo, cuando se inyecta agua se tiende a enfatizar la preocupación por aquellos cationes que forman fácilmente sales o compuestos insolubles y llegan a obturar la formación, mientras que el agua eliminada en el océano es analizada principalmente por su contenido de petróleo y grasa. ^[14]

2.12.1.2 Significado de los Componentes y sus Propiedades

2.12.1.2.1 Cationes:

- ✓ **Sodio:** Es uno de los mayores constituyentes en el agua de formación, pero no causa ningún problema, aunque puede causar precipitación de cloruro de sodio (NaCl).

- ✓ **Calcio:** El calcio se combina con los iones* de bicarbonato, carbonato, o sulfato para formar escalas adherentes o sólidos suspendidos.
- ✓ **Magnesio:** Se lo encuentra en concentraciones mucho menores a las de calcio, éste tiende a adherirse al carbonato de calcio (CaCO_3) para precipitarse junto con el calcio y formar escala.
- ✓ **Hierro:** La presencia de hierro indica corrosión. Puede estar presente en soluciones férricas (Fe^{+++}) o ferrosas (Fe^{++}) o puede estar en suspensión como un compuesto férrico precipitado. La presencia de este último es la mayor causa de taponamiento.
- ✓ **Bario:** Este elemento tiene una importancia primaria porque tiene la habilidad de combinarse con el ion de sulfato para formar sulfato de bario que es extremadamente insoluble. En cantidades pequeñas puede causar problemas severos.
- ✓ **Estroncio:** Así como el bario y el calcio éste puede combinarse con los iones de sulfato para formar el sulfato de estroncio que también es insoluble, aunque más soluble que el sulfato de bario. ^[14]

2.12.1.2.2 Aniones:

- ✓ **Cloruro:** El principal problema asociado con el ión cloruro es que la corrosividad del agua aumenta cuando ésta se vuelve más salada.
- ✓ **Sulfato:** Es un problema porque tiene la habilidad de reaccionar con el calcio, bario o estroncio para formar escalas insolubles. Además esto sirve como “alimento” para las bacterias.
- ✓ **Bicarbonato:** Puede reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles.
- ✓ **Carbonato:** Puede reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles. El ion de carbonato raramente se encuentra en aguas de formación porque el pH es usualmente muy bajo (menor a 8.3).

A continuación se muestra de forma resumida en la Tabla N° 1, de los constituyentes normales y las propiedades medidas en el laboratorio son: ^[14]

Tabla N° 1. Constituyentes primarios y propiedades del agua de formación. ^[14]

Cationes¹	Aniones²	Otras propiedades
Sodio (Na ⁺)	Cloruro (Cl ⁻)	pH
Calcio (Ca ⁺⁺)	Sulfato (SO ₄ ⁼)	Bacterias
Magnesio (Mg ⁺⁺)	Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	Sólidos suspendidos
Hierro (Fe ⁺⁺⁺ & Fe ⁺⁺)	Carbonato (CO ₃ ⁼)	Turbiedad
Bario (Ba ⁺⁺)		Calidad del agua
Estroncio (Sr ⁺⁺)		Oxígeno disuelto
		Dióxido de Carbono disuelto
		Sulfuros(Sulfuro de Hidrógeno)
		Contenido de aceite
		Temperatura
		Sólidos disueltos totales (SDT)
		Gravedad específica
		Resistividad (Conductividad)
		Sílice

2.13 Sistema de reinyección de agua

Existen dos opciones disponibles para eliminar las descargas de agua al medio ambiente.

1. Tratando el agua antes de la descarga para eliminar todos los hidrocarburos y metales.

¹ Ion positivo de bases y sales.

² Cada uno de los iones negativos que forman los ácidos y las sales.

2. Reinyectando el agua producida a la formación de donde proviene o a cualquier formación adecuada.

El tratamiento del agua para la eliminación de metales puede realizarse por electro-precipitación, Osmosis Inversa, Intercambio Iónico, Reducción electrónica, etc. Ninguno de estos métodos resultan económicos dado el volumen de agua a ser tratado; es por esta razón que se opta por un proceso de Reinyeccion de Agua.

El tratamiento por Reinyeccion de Agua de formación en campos petroleros es una práctica común, implementada desde hace mucho tiempo por las empresas petroleras alrededor del mundo, e inclusive utilizada como un método de recuperación secundaria: inyección de agua en los pozos, logrando un empuje del banco de petróleo permitiendo un incremento de la presión en el yacimiento.

La principal diferencia entre el agua de Reinyección para desecho más que para incremento de recobro de petróleo (por inyección de agua), es que el agua de eliminación reinyectada al pozo no retorna a la superficie. ^[21]

2.13.1 Análisis del agua de formación en un Sistema de Reinyección:

El agua producida producto de las extracciones de crudo en las formaciones es altamente corrosiva e incrustante, por lo que la realización de una planta de tratamiento para proceder a su reinyección es necesaria.

El acondicionamiento del agua se lo efectúa básicamente, por medio de filtrado y tratamiento químico. El solo hecho de filtrar el agua para eliminar todas las partículas sólidas que puedan taponar la formación, no garantiza que se haya eliminado el problema de permeabilidad, pues este puede ser ocasionado por la presencia de bacterias, agentes a la corrosión o por la reacción de contaminantes del

agua con los materiales de la formación, es por eso que es necesario realizar el tratamiento en forma adecuada, contando para ello con los tipos de planta de tratamiento mencionadas las cuales se describen a continuación: ^[21]

2.13.1.1 Sistema Cerrado:

El sistema de tratamiento de agua cerrado, puede ser definido como aquella planta en la que se trata el agua en ausencia de aire. Este sistema evita la disolución del oxígeno atmosférico en el agua. El sistema cerrado es ampliamente usado en proyectos de recuperación secundaria donde el agua de inyección requiere de un tratamiento mínimo. Si el agua necesita un tratamiento exhaustivo, generalmente se usa un sistema abierto o en su caso un sistema semicerrado. ^[21]

2.1.3.1.2 Sistema Abierto:

El sistema abierto puede ser definido como aquella planta en la cual el agua está en contacto con el aire sin restricción alguna. Por el contrario, en muchas de estas plantas de tratamientos, el agua es aerada intencionalmente con el fin de eliminar los gases ácidos (H₂S, CO₂, etc.), o introducir oxígeno para oxidar los compuestos solubles de hierro y manganeso a fin de precipitarlos. Si el agua esta sobresaturada por carbonatos, para reducir su contenido será necesario aumentar el pH del agua de inyección. ^[21]

2.1.3.1.3 Sistema Semicerrado:

Este sistema aplica la combinación de los dos anteriores. El agua es tratada como en un sistema abierto hasta el punto de deaeración; a partir de este punto hasta los pozos inyectoros el sistema es cerrado.

En los sistemas abiertos no se han hecho intentos para excluir oxígeno. Aunque sistemas abiertos fueron muy populares años atrás, pero no perduraron.

La exclusión del oxígeno impide el crecimiento de bacterias aeróbicas dentro del sistema, eliminando de esta forma una causa común de obstrucción en pozos de reinyección.^[21]

2.13.2 Procedimiento a seguir en la Reinyección del agua de formación:

La proximidad del nivel freático y pozos de agua para consumo humano es tal vez la llave de consideración más práctica en su sistema de reinyección de agua, debido a que la preservación de las fuentes de agua potable es el objetivo ecológico de estos proyectos. La separación requerida de las fuentes de agua potable depende de la calidad de la formación rocosa en capa, la presencia de fallas conductivas y los requisitos del gobierno local respecto a lo mismo. En general, es aconsejable sobreestimar el espesor requerido de la capa rocosa y la distancia mínima a la fuente de agua potable más cercana.

Desde el punto de vista operacional los objetivos primarios que debe cumplir una planta de reinyección de agua es:

1. Entregar agua de mejor calidad al pozo de reinyección.
2. Prevenir obstrucciones o depositaciones de sólidos en líneas, tanques y pozos.
3. Mantener el sistema integro para prevenir la corrosión de equipos de superficie y subsuelo.^[21]

2.13.3 Ventajas del Sistema de Reinyección del agua de formación:

Las ventajas que brinda el sistema cerrado de reinyección son las siguientes:

- ✓ Se solucionan los problemas de contaminación ambiental debido al incremento del agua de formación producto de la extracción de crudo.
- ✓ Minimizar la tendencia a formar escama ya que disminuye el desprendimiento de CO₂ a la atmósfera y consecuentemente también disminuye la depositación de carbonatos.
- ✓ Disminuye la cantidad de sólidos en el agua de formación, producto de la precipitación originada por la oxidación de ciertos compuestos solubles en el agua.
- ✓ Disminuye la actividad corrosiva del agua de formación, al disminuir la concentración de oxígeno al no estar en contacto con el aire.
- ✓ Minimiza el desarrollo de colonias de bacterias aeróbicas, al disminuir la concentración de oxígeno al no estar en contacto con el aire.
- ✓ Evita la precipitación de los productos del metabolismo de las bacterias anaeróbicas, como las sulfato reductora. En un sistema abierto estos productos precipitan, pudiendo observar grandes cantidades de sulfuro de hierro.
- ✓ Simplifican el diseño del tratamiento químico para el control de la calidad del agua, disminuyendo costos por infraestructura de equipos, laboratorios, monitoreos, consumos de químicos, mano de obra y mantenimientos.
- ✓ Disminuye considerablemente el tratamiento de lodos y sólidos residuales que deben ser reprocesados para su evacuación al medio.
- ✓ Evita la inyección al subsuelo la mayor cantidad de sólidos y productos contaminantes que afectan la tubería (tubing y casing) del pozo y a las características petrofísicas (porosidad y permeabilidad) de la formación receptora del agua de formación. ^[21]

2.13.4 Desventajas del Sistema de Reinyeccion del agua de formación

1. Debido al paso involuntario del oxígeno a través de las fugas de los sellos de las bombas y escotillas abiertas en los tanques, provocará la contaminación del agua.
2. La contaminación del agua no será suficientemente soluble en el agua, debido a inhibidores de corrosión mal seleccionados y al paso del oxígeno disuelto.
[21]

2.14 Pruebas de pozo

Son aquellas que se realizan con el fin de determinar la habilidad de la formación para producir fluidos; y en base al de desarrollo del campo se pueden dividir en: Identificación de la naturaleza de los fluidos del yacimiento, estimación del comportamiento del pozo.

Los parámetros que se calculan con las pruebas de pozo son los siguientes:

- ✓ Área de drenaje.
- ✓ Presión del yacimiento (P).
- ✓ Permeabilidad de la formación (K).
- ✓ Daño o estimulación en la formación (s).
- ✓ Límites del yacimiento, anisotropías, volumen del yacimiento. [22]

2.14.1 Tipos de pruebas de pozo

Las pruebas de pozos más comunes para determinar las características de flujo de los yacimientos son los siguientes:

- ✓ Pruebas de inyectividad (Fall-Off).
- ✓ Prueba Multitasa (Multirate test).
- ✓ Prueba Isócronal (análisis de Deliberabilidad).
- ✓ Prueba de Declinación de Presión (Drawdown).
- ✓ Pruebas De Interferencia.
- ✓ Pruebas de Restauración de Presión (Build up test).^[22]

2.14.1.1 Pruebas de inyectividad (Fall-Off):

El propósito básico de esta prueba es tener una idea cualitativa de la permeabilidad de la zona y factibilidad de someter a esta zona a un tratamiento de estimulación y/o fracturamiento hidráulico. Prueba de inyección de fluidos compatibles con la formación hasta que alcanza su máxima presión. Puede ser interpretada como cualquier prueba de presión (Figura 2.16).^[22]

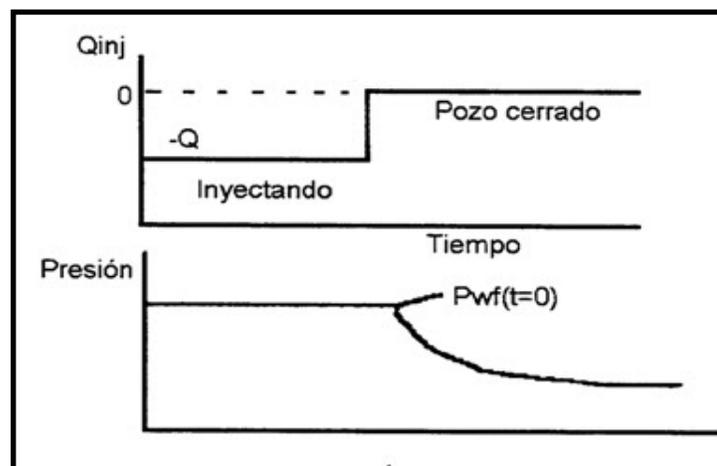


Figura 2.16 Prueba Fall Off.^[23]

2.14.1.2 Prueba Multitasa (Multirate test):

Puede recorrer desde una tasa variable libre hasta una serie de tasas constantes, para una prueba de presión de fondo, con constantes cambios en la tasa de flujo (Figura 2.17). Son esenciales tasas de flujo exactas y medidas de presión. Proveen datos parecidos a las pruebas transitorias aun cuando la producción continúa.

Contribuye a minimizar los cambios en los coeficientes de almacenamiento del pozo y efecto de los estados de segregación. Muestran gran ventaja cuando, sé esta cambiando del periodo de almacenamiento (post flujo) al periodo medio. Reducen la caída de presión, es una prueba difícil de controlar, debido a las fluctuaciones de tasas; difíciles de medir, especialmente sobre una base continua. ^[22]

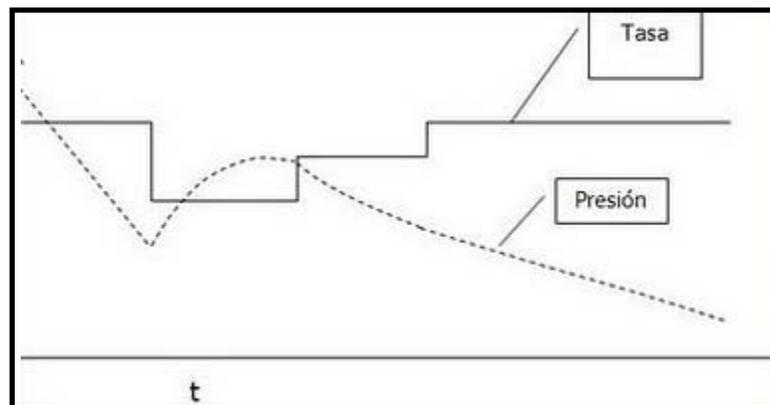


Figura 2.17 Prueba Multitasa. ^[23]

2.14.1.3 Prueba Isócronal (análisis de Deliberabilidad):

Consiste en producir el pozo a diferentes tasas durante periodos de tiempos iguales, y cerrar el pozo hasta alcanzar la presión promedio del área de drenaje, en los periodos comprendidos entre dos cambios de tasas subsiguientes. Son frecuentemente utilizadas, para realizar los conocidos análisis de Deliberabilidad. No requiere alcanzar condiciones estabilizadas.

- ✓ *Isócronal Normal*: esta prueba no siempre es aplicable en forma práctica, dado que el tiempo de pseudo estabilización puede ser excesivamente largo.
- ✓ *Isócronal Modificada*: la característica fundamental es que los períodos de cierre son todos iguales. Los cálculos se realizan de manera similar a la prueba Isócronal Normal. ^[22]

2.14.1.4 Prueba de Declinación de Presión (Drawdown):

Su tiempo ideal es el período inicial de producción del pozo. Provee información acerca de, la permeabilidad, factor de daño y el volumen del yacimiento en comunicación (continuidad de la arena). Ofrece ventajas económicas, porque se realiza con el pozo en producción. Su mayor desventaja es la dificultad para mantener una tasa constante. Si no se puede lograr la tasa constante se recomienda el uso de Pruebas Multitasa. La parte inicial de los datos se ven influenciados por el efecto de post flujo (Figura 2.18). ^[22]

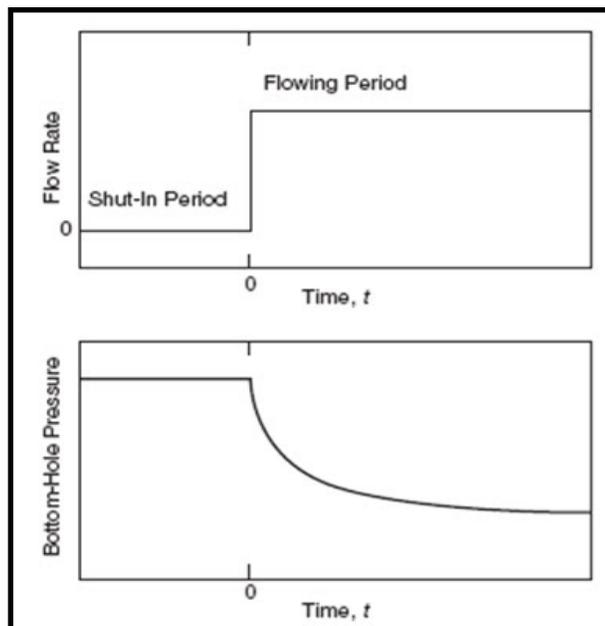


Figura 2.18 Prueba de Declinación de Presión (Drawdown). ^[23]

2.14.1.5 ruebas de Interferencia:

Su propósito general es determinar si existe comunicación entre dos o más pozos en un yacimiento. Cuando existe comunicación, provee estimados de permeabilidad, porosidad y compresibilidad (K , ϕ , C_t) y determinar la posibilidad de anisotropía en el estrato productor. En una prueba de interferencia, un pozo es producido y la presión es observada en un pozo diferente (o pozos) como se puede observar en la Figura 2.19 Una prueba de interferencia monitorea los cambios de presión afuera en el yacimiento, a una distancia lejana al pozo productor original. Los cambios de presión a una distancia del pozo productor es mucho mas pequeña que en el pozo productor como tal (Figura 2.20). De tal forma que una prueba de interferencia requiere de un sensor de medición de presión, y puede tomar un largo tiempo para poder llevarla a cabo. [22]

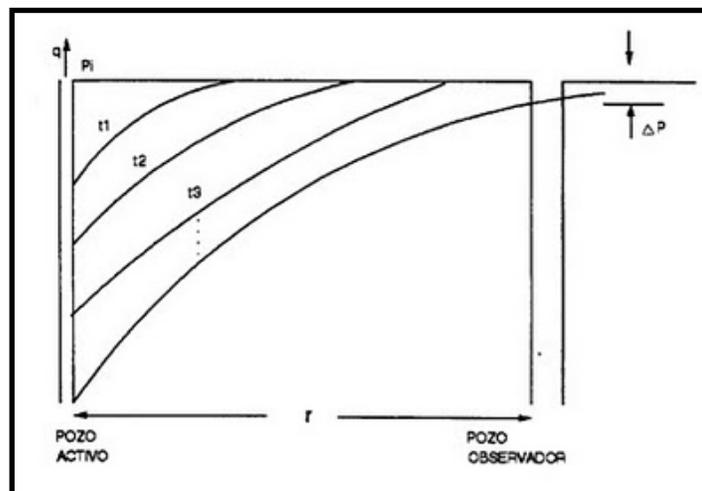


Figura 2.19 Prueba de Interferencia. [23]

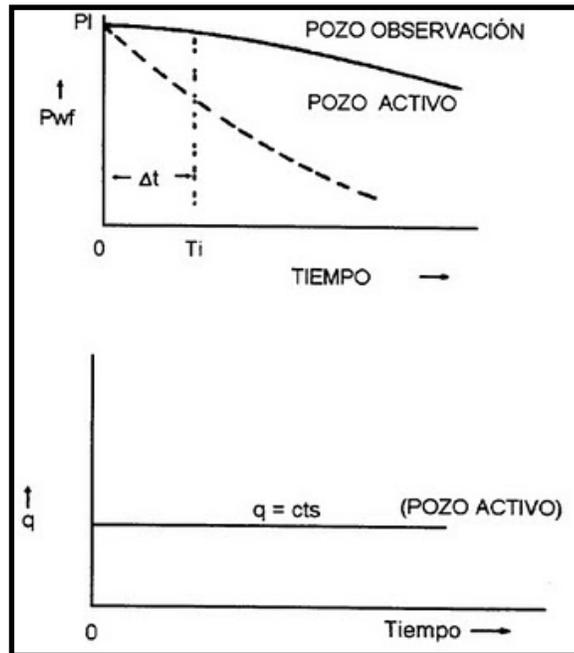


Figura 2.20 Diagrama esquemático - Prueba de Interferencia. ^[23]

2.14.1.6 Pruebas de Restauración de Presión (Build up test):

La prueba de restauración de presión es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión (usualmente hoyo a bajo) en el pozo es una función del tiempo (Figura 2.21). A partir de esta data, es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión del área de drenaje actual, y caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.

Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la P_{wf} (presión de fondo fluente) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre Δt , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático P_e (presión estática).

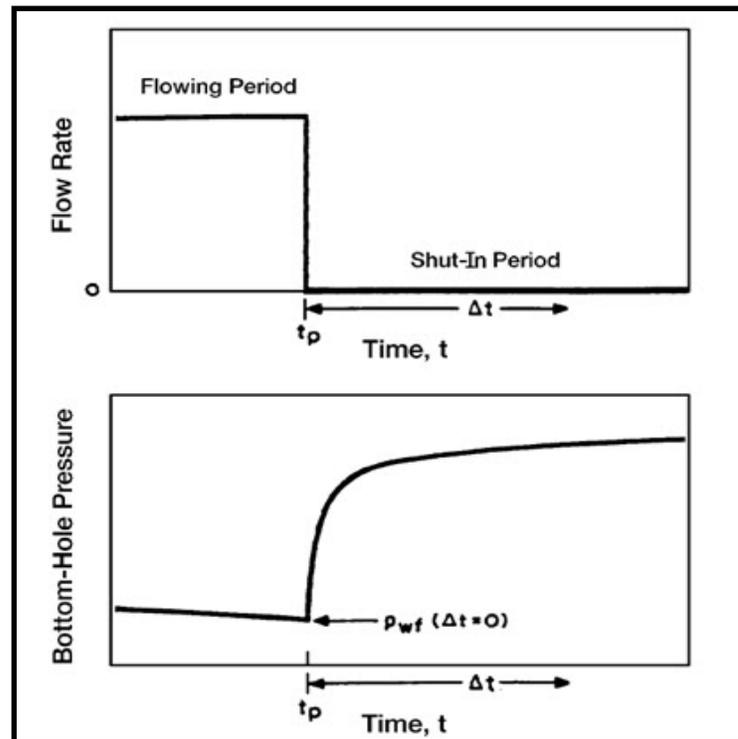


Figura 2.21 Prueba de Restauración de Presión. ^[23]

$P\Delta t \leq P_e$, el registro de presión de fondo, representa una presión estática en proceso de restauración ($P\Delta t$), la cual no necesariamente alcanza el valor estático de P_e . ^[22]

2.14.2 Análisis de prueba fall of

Los pozos de reinyección son generalmente probados usando las pruebas de “Fall OFF”. Estas pruebas se usan no muy a menudo, pero los resultados que se obtienen son muy útiles en el diseño de nuestro sistema de reinyección. Las pruebas en pozos inyectoros son comúnmente usadas para obtener parámetros como:

- ✓ La permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado.

- ✓ El daño de formación a los pozos debido al taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados en la formación, etc., durante la inyección.
- ✓ Estimar la presión promedio del yacimiento, información que puede ser usada para determinar si el agua ha sido perdida en las zonas receptoras.

Las pruebas de fall off son análogas a las pruebas de restauración de presión de los pozos productores, build - up. La teoría usada para analizar los datos del “fall off” asume que la tasa de inyección se mantiene constante a un tiempo t , antes de la corrida del “fall – off”. [21]

2.14.2.1 Cálculos necesarios para las Pruebas Fall Off

2.14.2.1.1 Presión Promedia del Yacimiento

El valor de la presión promedio puede ser muy útil en la comprensión y monitoreo del comportamiento de la inyección de agua. El comportamiento de la presión puede ser expresada mediante la siguiente ecuación y se la aplica para reservorios con acuíferos infinitos y para reservorios desarrollados:

$$P_{ws} = \frac{P^* - m * \log(t_p + At)}{At}$$

(Ecuación 2.3)

P^* es equivalente a la presión inicial P ; para un sistema de acción infinita. [21]

2.14.2.1.2 Daño de formación

Es la alteración de permeabilidad que puede ocurrir en las vecindades del pozo, como resultado de las operaciones de reinyección de agua de formación. Se conocen 2 tipos de daño: inducido y propio de la formación.

El daño de formación inducido puede ocurrir en cualquiera de las siguientes etapas:

- ✓ En la perforación.
- ✓ En la corrida y cementación del casing
- ✓ En la completación del pozo.
- ✓ Al inicio de la producción o durante la fase productiva.
- ✓ Al limpiar el pozo parafinas o asfaltos.
- ✓ Durante el reacondicionamiento del pozo.
- ✓ Durante operaciones de inyección de agua o gas.

Las principales causas que originan el propio daño de formación es por:

- ✓ La invasión de líquidos y sólidos del lodo de perforación y del cemento.
- ✓ Dispersión o hinchamiento de arcilla.
- ✓ Formación de una costra de lodo y cemento.
- ✓ Presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo.
- ✓ Penetración parcial del pozo.
- ✓ Baja densidad de perforación.
- ✓ Taponamiento de las perforaciones.

Todos los pozos inyectores son susceptibles al daño de formación, el mismo que origina reducción de la permeabilidad alrededor de la boca del pozo o en el yacimiento, lo cual causa taponamiento completo de una zona dada.

Se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$S = 1,151 \left(\frac{P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1hora}}{m} - \log \frac{K}{\Phi C_t \cdot R_w} + 3,23 \right)$$

(Ecuación 2.4)

S: Daño de formación.

P_{wf}: Presión registrada al cierre del pozo, psia.

P_{1h}: presión a una hora del cierre del pozo, psia.

Φ: Porosidad de la formación, fracción.

μ: viscosidad , cps.

C_t : factor de compresibilidad de la formación.

R_w : radio del pozo inyector, pies.

m : pendiente de la curva del gráfico de Horner, negativa y adimensional. ^[21]

2.14.2.1.3 Permeabilidad:

Usando la pendiente del gráfico de Horner del fall – off (Figura 2.22), la permeabilidad puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$K = - \frac{162,6 q \cdot \mu \cdot \beta}{m \cdot h} \quad \text{(Ecuación 2.5)}$$

Donde:

q: caudal constante inyectado durante la prueba, BAPD.

β : factor volumétrico de formación, BY/BN

m : pendiente de la curva del gráfico de Horner, adim.

h : espesor de la formación, pies.

μ : viscosidad , cps.

Este valor de K representa la permeabilidad efectiva al agua, en la zona invadida del yacimiento. El valor de la tasa de inyección debe ser utilizado en la fórmula como un número negativo. La permeabilidad efectiva de la roca a un fluido en particular, es función de la saturación de ese fluido alojado en la roca. ^[21]

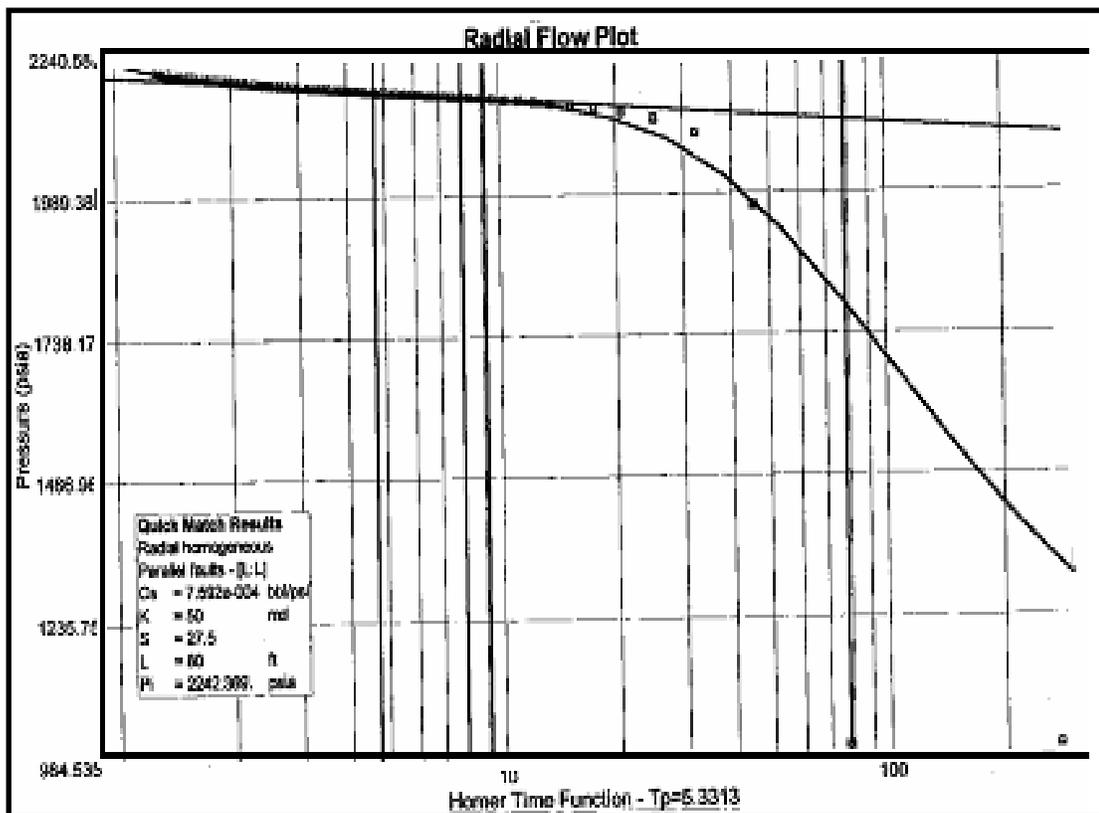


Figura 2.22 Presión vs Tiempo de Horner. ^[21]

2.15 Simulación numérica de yacimientos

La Simulación Numérica de Yacimientos consiste en el uso de modelos matemáticos con los cuales se busca predecir el comportamiento futuro de un yacimiento, basados en su actual estado y en su comportamiento histórico. El objetivo es buscar los mecanismos que permitan incrementar el factor de recobro de los hidrocarburos del yacimiento. [24]

2.15.1 Aplicaciones

- ✓ Determinar el comportamiento de un yacimiento bajo un proceso de inyección particular o agotamiento natural.
- ✓ Evaluar las ventajas de un proceso de inyección de agua de flanco contra un proceso de inyección por arreglos.
- ✓ Determinar el efecto de la ubicación de los pozos y el espaciamiento.
- ✓ Investigar el efecto sobre el recobro de variaciones en las tasas de inyección y/o producción.
- ✓ Investigar el efecto sobre el recobro de la perforación interespaciada. [24]

2.15.2 Fases de la simulación de yacimientos

Una vez que los objetivos y el alcance del estudio están claros, un estudio de simulación de yacimientos involucra las siguientes fases:

- ✓ Recolección de datos.
- ✓ Diseño del mallado.
- ✓ Montaje e inicialización del modelo.
- ✓ Cotejo Histórico.
- ✓ Predicciones.

- ✓ Análisis de resultados. [24]

2.15.2.1 Recolección de datos:

Los datos requeridos para construir un modelo de yacimiento pueden ser agrupados como sigue:

Geometría del yacimiento: Describe el tamaño, forma, borde interno y externo del yacimiento, para lo que se debe elaborar los mapas estructurales e isópacos. Se debe realizar un estudio geológico que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico, que permita realizar una caracterización al yacimiento. En la simulación los datos básicos de este tipo son:

- a) Límite del yacimiento.
- b) Característica de la formación productora.
- c) Característica del acuífero.
- d) Fallas.

Propiedades de la Roca y los Fluidos: Estas afectan la dinámica del flujo de fluidos en el medio poroso. En la simulación los datos básicos de este tipo son: porosidad, permeabilidad, presión capilar entre diferentes interfaces, permeabilidades relativas al agua, al petróleo y al gas, compresibilidad de la formación, del agua, del petróleo y del gas, factores volumétricos del agua, del petróleo y del gas, relación gas-petróleo en solución, viscosidad del agua, del petróleo y del gas y la presión de saturación.

Mecanismo de Producción y Datos del Pozo: Describe la localización del pozo, intervalos de perforación, índice de productividad del pozo, factor de daño, tasas de flujo y los trabajos realizados a lo largo de la vida productiva del mismo. Se deben

tener muy en cuenta los mecanismos de desplazamiento para la recuperación de hidrocarburos en el yacimiento. ^[24]

2.15.2.2 Diseño del Mallado del Yacimiento:

Un yacimiento puede modelarse con sistemas de mallado 0-D, 1-D, 2-D ó 3-D, dependiendo de los objetivos del estudio. ^[24]

- ✓ **Modelo de Cero Dimensión (0-D):** es el modelo más simple que se puede construir y es mejor conocido como modelo tanque o balance de materia (Figura 2.23). El balance de materia se usa normalmente para estimar fluidos inicialmente en sitio o la presión del yacimiento. Este tipo de modelo asume que las propiedades petrófísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto, sino que se consideran valores promedios de estos parámetros a lo largo de todo el yacimiento. Este modelo es muy útil al comienzo del estudio para realizar revisiones rápidas de consistencia de datos como PVT, restricciones de pozos, etc. ^[24]

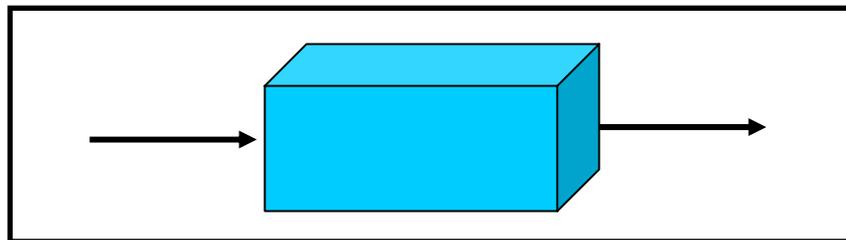


Figura 2.23 Modelo de simulación de cero dimensión. ^[25]

- ✓ **Modelo de Una Dimensión (1-D):** La orientación de los bloques puede ser horizontal, vertical o con cierto ángulo de inclinación. Este modelo da una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, así como distribución promedio de presiones, ya que toma en cuenta la transferencia de fluidos entre ambas celdas (transmisibilidad). Los efectos de caída de presión

del pozo sobre el comportamiento global del yacimiento no pueden ser, generalmente, simulados con estos 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 o sea formando filas paralelas al contacto agua- petróleo; los efectos de conificación se desprecian (Figura 2.24).^[24]

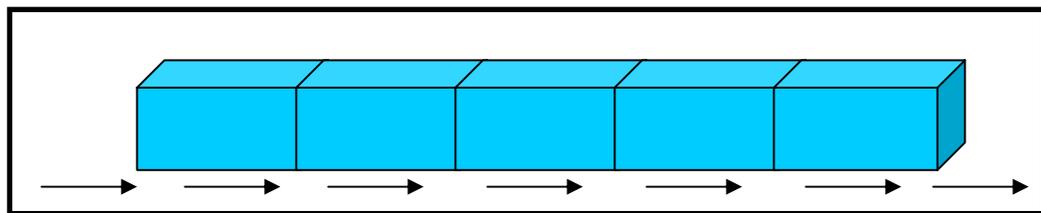


Figura 2.24 Modelo de Simulación Unidimensional.^[25]

- ✓ **Modelo de Dos Dimensiones (2-D):** Para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante es necesario utilizar modelos 2-D (Figura 2.25). Este puede ser un modelo radial, un modelo transversal para simular la 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 radiales 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.^[24]

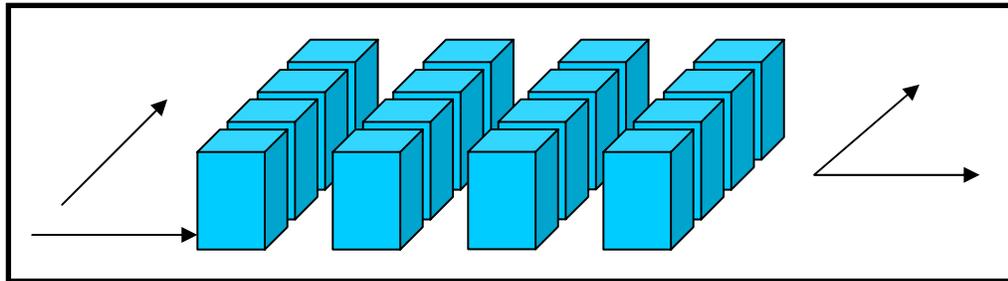


Figura 2.25 Modelo de Simulación Bidimensional. ^[25]

- ✓ **Modelos de Tres Dimensiones (3-D):** Estos modelos pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento (Figura 2.26). 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.

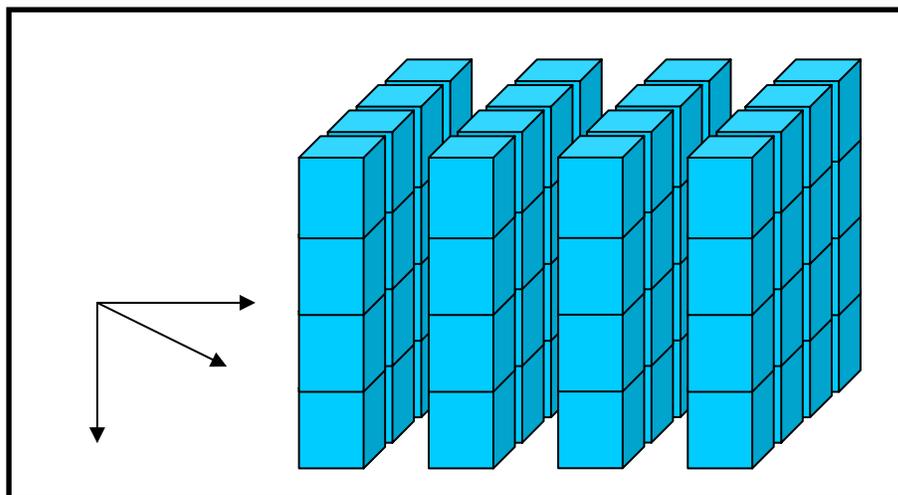


Figura 2.26 Modelo de Simulación Tridimensional. ^[25]

Sin importar el número de dimensiones usadas, la EBM es la ecuación básica para describir el comportamiento del fluido dentro de una celda; y la ley de Darcy describe la interacción entre las celdas.

En el uso de simuladores sofisticados se deberá siempre analizar cuidadosamente las ventajas y desventaja de modelo de simulación; debido a que usando 2-D se puede ahorrar tiempo pero se puede obtener resultados irreales ya que la situación es mucho más compleja para ser representada por una aproximación simplificada. Por otro lado, el uso de un modelo 3-D puede sobre representar el problema. 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 completación.

Un modelo eficiente de yacimiento es el que satisface los objetivos del estudio al más bajo costo. El modelo sin embargo, debe ser capaz de representar la geometría del yacimiento y las posiciones de las fallas y pozos, y capaz de mostrar los patrones de migración de los fluidos. Es difícil diseñar un sistema mallado óptimo para un yacimiento, ya que los valores de los parámetros para cada nodo del mallado son valores promedios para el bloque. El número de nodos del mallado debe ser incrementado en el área de interés haciendo un refinamiento de la malla. Generalmente pequeños bloques son requeridos alrededor de los pozos. ^[24]

2.15.2.3 Montaje e Inicialización del Modelo de Simulación:

En esta etapa se integra el módulo geológico (estático) con el modelo de fluido (dinámico) en el simulador, con la finalidad de definir parámetros fundamentales antes de iniciar las corridas de simulación, tales como:

- a) Volumen poroso.

- b) Petróleo original en sitio (POES).
- c) Volumen de gas libre y disuelto en sitio (GOES).
- d) Volumen de agua en sitio.
- e) Presión y permeabilidades promedios del yacimiento. ^[24]

2.15.2.4 Cotejo Histórico:

Esta fase consiste en reproducir la historia de producción y presión del yacimiento mediante corridas de simulación, para de esta forma garantizar que el modelo reproduce el comportamiento del Yacimiento adecuadamente. El cotejo Histórico generalmente se divide en dos etapas:

1. **Cotejo de Producción:** En el cotejo de producción por lo general el parámetro de mayor importancia es la producción de petróleo, ya que esta representa el factor preponderante en el estudio de simulación. Para esto se requiere fijar la tasa de petróleo simulada a la real y obteniendo en función de esta condición las respectivas producciones de agua y gas, según las propiedades de la roca y fluidos definidos. Al tiempo que el simulador es capaz de reproducir la producción de petróleo, las producciones de agua y gas pasan a ser variables que requieran ajustarse a fin de reproducir el comportamiento del yacimiento. Sin embargo es importante decir que este procedimiento puede variar dependiendo de las necesidades de estudio, ya que si es un yacimiento de gas el parámetro que se debe fijar es la producción de gas.
2. **Cotejo de Presión:** Consiste en reproducir el comportamiento de presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva del mismo. La presión es un parámetro importante en la fase de cotejo histórico, ya que ésta va a definir el vaciamiento en el yacimiento, garantizando un balance adecuado de los

fluidos inyectados y producidos. En el caso que exista incertidumbre en las mediciones de campo de los fluidos producidos es indispensable el cotejo de presión. ^[24]

2.15.2.5 Predicción:

Una vez que se logra el cotejo histórico se considera que el modelo es capaz de predecir el comportamiento futuro del yacimiento, es por eso que éste va a representar el punto de partida para las diferentes corridas que permiten evaluar distintos esquemas de explotación para el proyecto de estudio. ^[24]

2.15.2.6 Análisis de Resultados:

En esta fase se realizan las comparaciones de los resultados obtenidos durante la fase de predicción para así seleccionar los casos que presenten mejor aplicabilidad, posteriormente someterlos a estudios económicos y luego poder fijar el esquema de explotación adecuado para el proyecto. Para esta comparación usualmente se observa las presiones, producciones acumuladas, razón gas-petróleo y razón agua-petróleo. ^[24]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de investigación

Según la estrategia metodológica empleada, la investigación será:

3.1.1 Investigación documental

En la abundante literatura existente sobre el tipo de investigación documental, Arias (2006) la define de esta manera: “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”.

Se considera el proyecto de tipo documental ya que se recopilaban datos secundarios tales como: libros, trabajos de grado, manuales operacionales de equipos y maquinarias (suministrados por la empresa), páginas web, entre otros; necesarios para llevar a cabo la investigación.

3.1.2 Investigación de campo

La investigación de campo es aquella que 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, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. (Arias, 2006).

La investigación es de campo, puesto que los medios que se utilizaron para la recolección de datos fueron directamente obtenidos de la base de datos de la empresa, es decir la información proviene de fuentes de la realidad, de esta manera se observó la situación en que se encuentran los Pozos de Disposición de Agua (pozos inyectoros) y la Planta de Tratamiento de Agua de Formación y se determinó las condiciones bajo las cuales se encuentran.

3.2 Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es de tipo descriptivo, según Arias (2006), la define así: “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”.

Los estudios descriptivos, permiten la descripción, observación y documentación de aspectos de una situación o hecho que ocurra de forma natural y en la actualidad, como es el caso del presente trabajo donde se observó y describió el comportamiento de los pozos inyectoros del campo de Petrocedeño para lograr cumplir con los objetivos.

3.3 Población

Según Arias (2006) la población “es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio.

Para la presente investigación, la población está representada por el Área Norte del campo de Petrocedño donde se encuentran los pozos inyectoros.

3.4 Muestra

Según Arias (2006) la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”.

Debido a que la población es finita, la muestra es equivalente a la población, constituyendo esto una unidad de estudio. En este caso la muestra estará representada por 9 pozos de los cuales 4 se encuentran activos, 14 pozos nuevos (2 de ellos ya se encuentran perforados pero aun no están activos).

3.5 Herramientas utilizadas

3.5.1 Carpeta de datos:

PETROCEDEÑO cuenta con una carpeta conectada a un servidor, donde se encuentra toda la información referida al Departamento de Petróleo (Figura 3.1), entre ellas:

- ✓ Información del campo.
- ✓ Mapas.
- ✓ Registros de los pozos.
- ✓ Información Geológica.

3.5.2 Pump Monitor:

Es un software que permite el monitoreo continuo y actualizado de los pozos inyectoros, este programa se encuentra en la carpeta de acceso a través de del servidor.

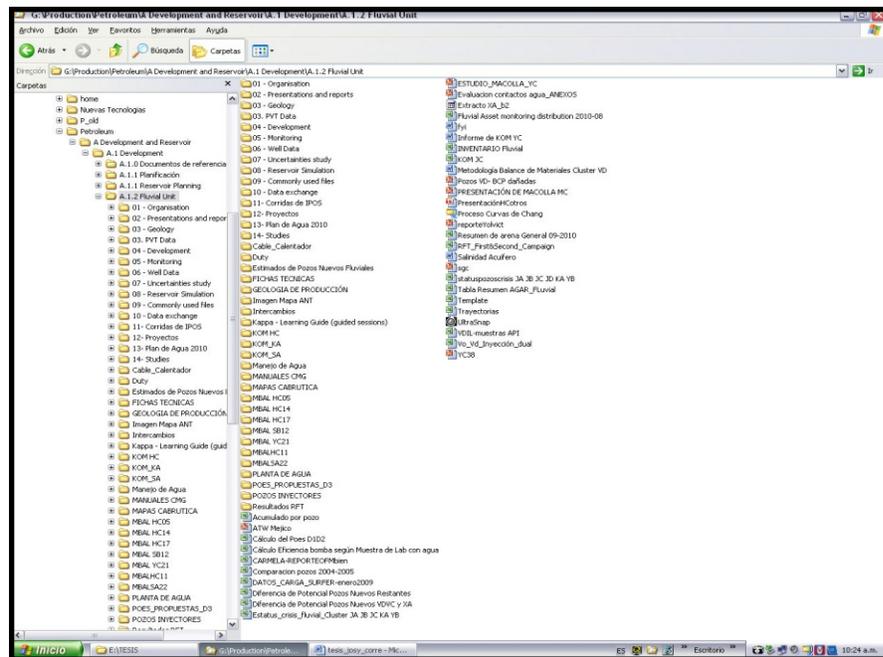


Figura 3.1 Carpeta con información del campo de Petrocedeo. [25]

Por medio del sistema SCADA (Control y Adquisición de Datos de Supervisión), el cual es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar variables de proceso a distancia, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos), se crea un enlace donde se puede visualizar la información recibida por éste, mediante la herramienta PI. En este caso se utiliza Microsoft Office Excel 2003 para crear dicho enlace. En la figura 3.2, se puede apreciar el histórico del pozo PI01D mediante la aplicación **Pump Monitor**.

3.5.3 Computer Modelling Group (CMG):

Mediante el uso de esta aplicación se puede diseñar un modelo de yacimiento de forma rápida y eficiente, utilizando información geológica del yacimiento, propiedades petrofísicas, ubicación y trayectorias de perforación de los pozos y otros datos requeridos para la inicialización del modelo de Simulación que posteriormente podrán ser corridos y analizados en los simuladores IMEX y STARS (Figura 3.3).

OX10D											Planta de Agua				
	Qwi	Fbehcsg	BHP	Pwh	%Apertura	%Nivel Tanque	%Rec P3920A	%Rec P3920B	Pres P3920A	Pres P3920B	Pres L				
6	36-F1820	36-PI-820B	36-PI-820A	36-PI-823	36-CV-820	39-LI-304	39-CV-306	39-CV-297	39-PI-290	39-PI-291	39-PI-				
7	31-Jul-11 10:09:20	25143.8	686.81	1331.40	35.00	100.00	69.8	100.0	0.0	0.7	66.8	42.1			
8	31-Jul-11 10:19:20	25851.6	688.65	1330.03	34.91	100.00	70.5	100.0	0.0	0.7	66.8	42.1			
9	31-Jul-11 10:29:20	26316.0	690.09	1328.75	34.88	100.00	71.1	100.0	0.0	0.7	66.8	41.5			
10	31-Jul-11 10:39:20	25046.9	691.15	1327.49	34.79	100.00	71.8	100.0	0.0	0.8	66.7	41.1			
11	31-Jul-11 10:49:20	25046.1	693.84	1326.39	34.75	100.00	72.5	100.0	0.0	0.8	66.7	41.5			
12	31-Jul-11 10:59:20	25125.0	696.83	1325.35	34.72	100.00	73.2	100.0	0.0	0.8	66.8	41.1			
13	31-Jul-11 11:09:20	22977.3	696.82	1324.25	34.67	100.00	73.9	100.0	0.0	0.8	66.7	41.1			
14	31-Jul-11 11:19:20	31274.7	697.32	1323.29	34.65	100.00	74.5	100.0	0.0	0.8	66.7	41.1			
15	31-Jul-11 11:29:20	29962.5	697.62	1322.35	34.60	100.00	75.2	100.0	0.0	0.8	66.7	41.1			
16	31-Jul-11 11:39:20	30930.1	700.26	1321.33	34.64	100.00	75.9	100.0	0.0	0.8	66.6	41.1			
17	31-Jul-11 11:49:20	27683.0	702.98	1320.33	34.60	100.00	76.5	100.0	0.0	0.8	66.5	41.1			
18	31-Jul-11 11:59:20	31542.8	705.72	1319.27	34.45	100.00	77.2	100.0	0.0	0.8	66.6	41.1			
19	31-Jul-11 12:09:20	30546.9	707.05	1318.38	34.43	100.00	77.9	100.0	0.0	0.8	66.6	41.1			
20	31-Jul-11 12:19:20	30224.4	707.84	1317.61	34.32	100.00	78.5	100.0	0.0	0.8	66.6	41.1			
21	31-Jul-11 12:29:20	25050.6	709.83	1316.93	34.31	100.00	79.2	100.0	0.0	0.8	66.5	41.1			
22	31-Jul-11 12:39:20	23302.1	711.33	1316.17	34.25	100.00	79.9	100.0	0.0	0.8	66.5	41.1			
23	31-Jul-11 12:49:20	23187.5	715.30	1315.43	34.21	100.00	80.6	100.0	0.0	0.9	66.5	41.1			
24	31-Jul-11 12:59:20	23200.9	717.71	1314.66	34.21	100.00	81.2	100.0	0.0	0.9	66.5	41.1			
25	31-Jul-11 13:09:20	22787.0	721.52	1313.74	34.17	100.00	81.9	100.0	0.0	0.9	66.4	41.1			
26	31-Jul-11 13:19:20	22803.3	724.79	1312.86	34.13	100.00	82.6	100.0	0.0	0.9	66.5	41.1			
27	31-Jul-11 13:29:20	21110.9	730.69	1312.05	34.10	100.00	83.2	100.0	0.0	0.9	66.5	41.1			
28	31-Jul-11 13:39:20	22448.9	733.76	1311.33	34.02	100.00	83.9	100.0	0.0	0.9	66.4	41.1			
29	31-Jul-11 13:49:20	22347.2	735.03	1310.71	34.02	100.00	84.6	100.0	0.0	0.9	66.4	41.1			
30	31-Jul-11 13:59:20	22706.3	736.04	1310.10	36.62	100.00	85.3	47.3	0.0	90.0	89.9	51.1			
31	31-Jul-11 14:09:20	26775.3	736.45	1309.49	36.95	100.00	86.0	0.0	0.0	90.0	89.8	51.1			
32	31-Jul-11 14:19:20	19504.5	737.98	1308.93	33.66	100.00	86.1	0.0	0.0	88.6	88.5	47.1			
33	31-Jul-11 14:29:20	21323.9	740.61	1296.62	33.95	100.00	86.1	0.0	0.0	86.7	88.6	48.1			
34	31-Jul-11 14:39:20	21654.0	744.78	1286.83	34.16	100.00	86.1	0.0	0.0	88.9	88.7	48.1			
35	31-Jul-11 14:49:20	22906.3	746.75	1277.37	34.31	100.00	86.2	0.0	0.0	89.0	88.8	48.1			
36	31-Jul-11 14:59:20	23332.4	747.27	1269.90	34.49	100.00	86.2	0.0	0.0	89.0	88.9	48.1			
37	31-Jul-11 15:09:20	22815.3	748.09	1268.28	34.62	100.00	86.2	0.0	0.0	89.1	88.9	48.1			
38	31-Jul-11 15:19:20	22837.8	749.77	1273.94	34.73	100.00	86.3	0.0	0.0	89.1	89.0	48.1			
39	31-Jul-11 15:29:20	21934.4	751.50	1261.23	34.84	100.00	86.3	0.0	0.0	89.2	89.0	48.1			
40	31-Jul-11 15:39:20	21456.7	753.93	1267.03	34.94	100.00	86.3	0.0	0.0	89.2	89.1	48.1			
41	31-Jul-11 15:49:20	22782.7	756.93	1291.66	35.01	100.00	86.4	0.0	0.0	89.1	89.1	49.1			
42	31-Jul-11 15:59:20	22922.6	757.88	1295.41	35.07	100.00	86.4	0.0	0.0	89.2	89.1	49.1			
43	31-Jul-11 16:09:20	24412.5	757.87	1286.44	35.09	100.00	86.4	0.0	0.0	89.3	89.1	49.1			
44	31-Jul-11 16:19:20	24070.0	759.46	1300.94	35.12	100.00	86.4	0.0	0.0	89.7	89.1	49.1			

Figura 3.2 Comportamiento de inyección del pozo PI01D, mediante la herramienta Pump Monitor [25]

necesaria que fue base para el comienzo del estudio y que facilitó el logro de los objetivos propuestos.

3.6.2 Descripción de cada uno de los pozos de disposición de agua que se encuentran en el área de estudio para la estimación del factor de alocación e índice de inyectividad.

En esta etapa se recopiló toda la información disponible de los pozos de disposición de agua del campo de Petrocedeño de modo que se obtuvo una descripción clara y precisa de dichos pozos: informes técnicos, datos petrofísicos, mapas, histórico de los pozos inyectoros (mediante el Pump Monitor), reportes diarios de perforación y completación, etc., identificando de esta manera los pozos actualmente activos y los que se encuentran inactivos. Esta etapa abarcó toda la historia de inyección de los pozos desde el inicio de la perforación del pozo hasta la actualidad.

3.6.2.1 Descripción de los pozos de disposición de agua de formación:

Se especificó cada pozo de disposición existente en el campo de Petrocedeño, la forma como fueron perforados y la arena donde inyectan.

3.6.2.1.1 Características del pozo:

Se especificaron las características principales del pozo para conocer los intervalos de inyección, espesor de la arena donde se está inyectando, entre otras, las cuales fueron de utilidad para la realización del modelo de Simulación y para conocer más a fondo las condiciones en las cuales se encuentran inyectando los pozos.

3.6.2.1.2 Histórico de Inyección:

Se generaron los gráficos de las tasas de inyección de agua y acumulado con respecto al tiempo, con el fin de analizar el comportamiento del pozo y su efecto la producción de crudo.

3.6.2.2 Cálculo del Índice de Inyectividad y gráficas:

A partir de la siguiente Ecuación 2.19 se realizaron los cálculos para determinar el índice de inyectividad para cada pozo. Se hicieron gráficas de los índices de inyectividad y tasas de inyección en función de agua acumulada, para esta manera estudiar el comportamiento de la inyección para cada pozo.

3.6.2.3 Cálculo del factor de alocación y gráficas:

Con la información del pump monitor de las tasas de inyección de cada pozo y la tasa de salida de la estación principal se obtuvo el factor de alocación mediante la siguiente ecuación:

$$Fa = Q_{iny salida} / Q_{iny total} \quad \text{[Ecuación 3.1]}$$

Se procedió una vez obtenido los valores, a graficar el factor de alocación en función del tiempo para observar el error de medición de los pozos de disposición de agua, este valor debe ser no mayor a 1,2 %.

3.6.2.4 Gráfica de crudo disperso y sólidos suspendidos en función del tiempo:

Se hizo una comparación para ver el impacto que ocasiona el crudo disperso y los sólidos suspendidos que contiene el agua inyectada en el en el índice de inyectividad.

3.6.3 Estudio de las pruebas Fall Off de los pozos inyectoros de agua de formación para la observación de una posible represurización del acuífero.

Se revisó si existen pruebas Fall Off realizadas a los pozos de disposición de agua, con la finalidad de observar si existe represurización del yacimiento que pudiera afectar los índices de inyektividad de dichos pozos.

3.6.4 Consideración del evalúo de un trabajo RA-RC en el pozo inyector PD05I o su sustitución por otro pozo de disposición de agua.

Con toda la información que se recolectó del pozo inyector PD05I, se definió el status del pozo (inactivo) y las causas de cierre del mismo donde se evaluó un posible trabajo RA-RC o la sustitución de este por otro pozo de disposición de agua. La información estudiada fue:

3.6.4.1 Información de completación:

Información de cementación: Registros de cementación tales como el CBL, VDL, etc.

3.6.4.2 Información geológica y petrofísica:

Mapas estructurales, información estratigráfica y datos petrofísicos correspondientes a dicho pozo.

3.6.5 Determinación de la cantidad de pozos necesarios para la perforación en las plataformas existentes, evaluando la interferencia que pudiera existir entre ellos y la capacidad máxima de inyección utilizando un modelo numérico de Simulación de Yacimiento.

Se realizó el estudio en el Área Norte del campo de Petrocedeno, basándose en el modelo Full Field.

3.6.5.1 Status del modelo Full Field actual de la Unidad Fluvial:

Se hizo una revisión para conocer como se encontraba el status de los pozos inyectores en el modelo y el cotejo histórico.

3.6.5.2 Factibilidad de colocar más de un pozo inyector por plataforma:

Se corrigió el modelo Full Field de la Unidad Fluvial y luego crearon nuevos pozos, los cuales entrarán con la puesta en marcha de los proyectos MSUP1 y MSUP2, para de este modo así observar posibles interferencias de presiones entre ellos, que pudieran impedir el cumplimiento de sus funciones. Se hicieron diferentes sensibilidades tanto de las tasas de inyección como de las distancias entre pozo y pozo para observar diferentes escenarios de inyección.

3.6.5.3 Impacto del incremento de la capacidad de disposición de agua en la Zona Principal de producción.

Se evaluó los efectos en la Zona Principal de producción, por el incremento de las tasas y presiones de inyección con la perforación de los nuevos pozos de disposición.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Estudio de los pozos inyectoros de agua de formación

Hasta Junio del 2011 se han perforado once (11) pozos inyectoros para la disposición del agua asociada a la producción de crudo: seis (6) pozos verticales (PD01R, PD01I, PD02I, PD04I, PD05I, y PI01D), tres (3) pozos inclinados (PD01N, PD08I y PD09I) y dos horizontales (PD02N y PD03N), diez (10) de ellos fueron completados con camisa ranurada y uno (1) con tubería cañoneada. Todos estos pozos fueron completados en la Formación Oficina, a excepción del pozo PD02I el cual fué completado inicialmente en la Formación Tigre-Canoa para evaluar la inyectividad en la zona, para luego ser recompletado en la Formación Oficina. Las características petrofísicas de la arena F, están representadas en la siguiente tabla:

Tabla N° 2. Principales características petrofísicas de la Arena F. ^[25]

Propiedades petrofísicas del intervalo de inyección Arena "F" Fm. Oficina				
POZO	Arena Neta Total (pies)	Porosidad ø (fracción)	Saturación de Agua Sw (fracción)	Volumen de Arcilla Vd (fracción)
PD01I	182	0,283	0,933	0,150
PD02I	147	0,279	0,953	0,142
PD04I	149	0,266	0,997	0,185
PD05I	195	0,276	1	0,151
Promedio	168	0,276	0,971	0,156

La mejor técnica de inyección para disponer del agua asociada a la producción de crudo extrapesado en PETROCEDEÑO, es inyectar bajo **régimen de fractura** en la Formación Oficina a través de pozos verticales. Este régimen de inyección por encima de la presión de fractura de las arenas fue aprobado por el MENPET, y es la única forma en la que se ha podido inyectar más de 85.000 Bls/D en un pozo, manteniendo una alta inyektividad (>49Bna/d/lpca).

En Septiembre de 2003 se realizó una prueba en el pozo PD02I para determinar la presión de fractura, tanto de la arena como de la arcilla superior a la misma. La idea fue de inyectar bajo régimen de fractura en la arena E2/F de la Formación Oficina, sin exceder la presión de fractura de la arcilla superior, evitando la posible comunicación entre el agua de disposición y los yacimientos de las arenas superiores.

Desde Noviembre de 2003 hasta Julio de 2005 la restricción principal en la producción de agua ha sido la capacidad en superficie para manejar los grandes volúmenes de agua provenientes del incremento del corte de agua de algunos pozos. Actualmente la capacidad de tratamiento de agua en la superficie es de 110.000 Bls/D (Figura 4.1), y se ha tenido que cerrar pozos por la alta producción de agua y por no contar con el equipo en superficie para su tratamiento.

Actualmente los cuatro pozos disponibles para inyectar el agua asociada a la producción de crudo son: PD01I, PD02I, PD04I y PI01D (todos inyectan en la Formación Oficina), los cuales tienen un potencial superior a los 150.000 Bls/D.

Durante un período de 5 años (2004 – 2009), la producción de agua ha ido aumentando trayendo como consecuencia, el manejo de altos volúmenes de agua en la Planta de Tratamiento, lo cual ha ocasionado limitaciones importantes a la hora de efectuar mantenimientos preventivos y rutinarios en diversos equipos, lo cual es fundamental para mantener la meta de producción. Hoy en día la planta de encuentra satura debido a estos altos volúmenes, originando la parada de varios pozos productores con altos cortes de agua, lo cual repercute considerablemente en la producción de crudo del campo. (Figura 4.2).

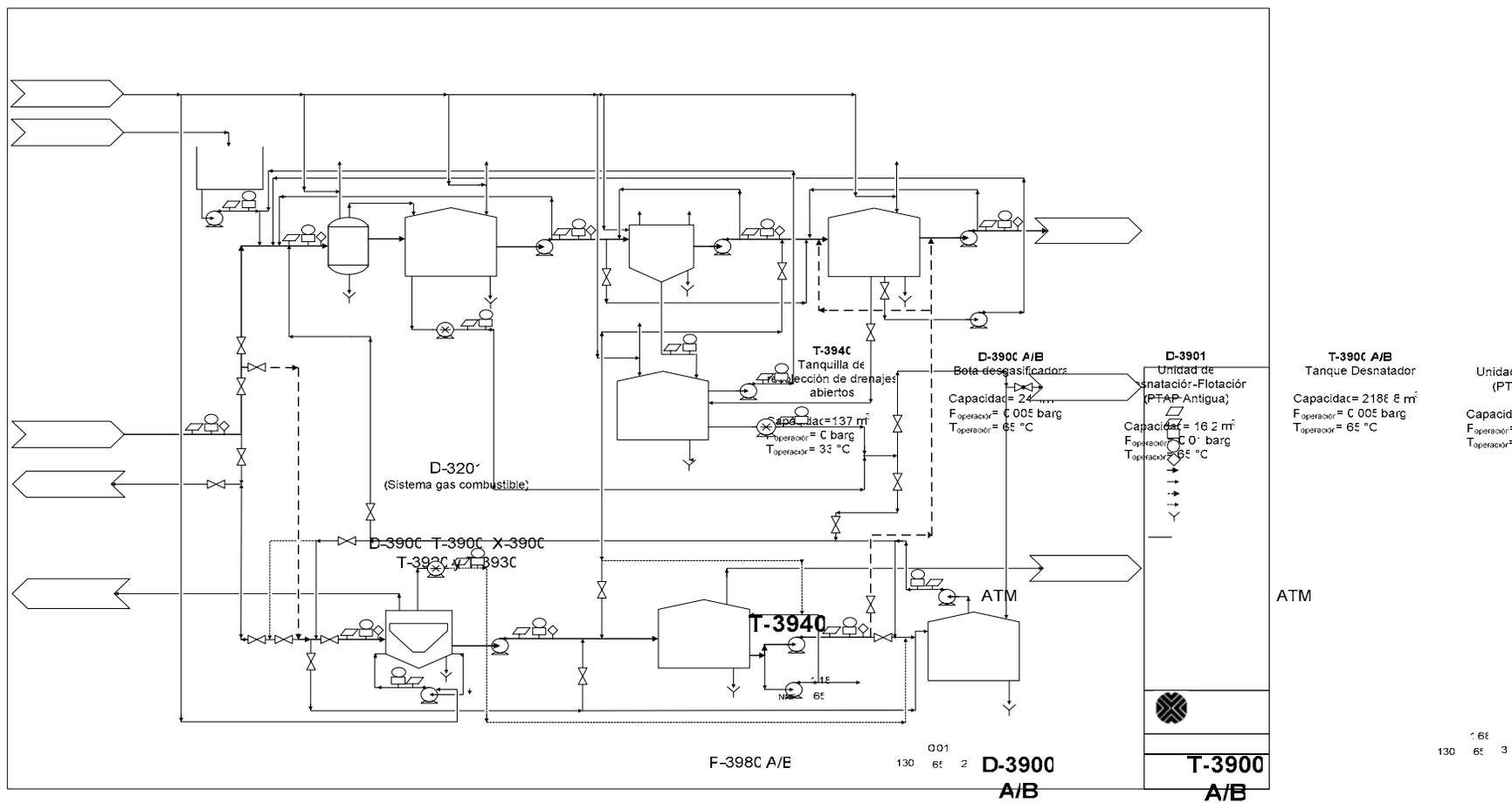


Figura 4.1 Diagrama de flujo del proceso de la planta de tratamiento de agua producida [9]

91
NMF 6E

F-395C A/E

Nota E

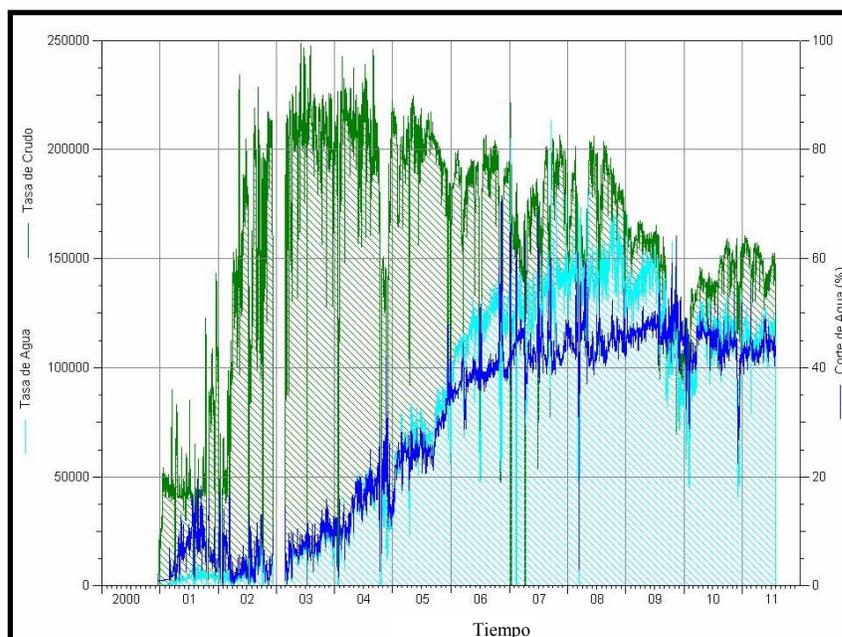


Figura 4.2 Histórico de producción de Petrocedaño. [25]

Es por esto que han venidos desarrollando proyectos para el incremento de la capacidad de tratamiento de la planta de agua, entre ellos tenemos:

4.1.1 Separador de Agua Libre e Integración de Planta de Agua X3904:

Con dichos proyectos se manejarán aproximadamente 50 MBIs/D. Se estima que estén en marcha a finales del año 2011 principios del 2012. Para ellos se necesitan de la apertura de 2 pozos los cuales ya se encuentran perforados y en proceso de ser completados (PD08I y PD09I).

4.1.2 Pozo centralizador:

La finalidad de este pozo es centralizar la producción de agua en la macolla RC a través de este, para disminuir el corte de agua en los pozos vecinos y aumentar el recobro de la macolla, además controlar las comunicaciones laterales entre pozos y la

invasión del agua en el yacimiento. Este pozo producirá agua que no requiere tratamiento para su inyección, dicha agua será enviada directamente a la línea de inyección. Se estima manejar 30 MBIs/D, está estipulado que arranque a mediados del año 2012, por lo tanto se necesitará de un pozo de disposición (PD11I) el cual se espera que tenga la capacidad de inyectar 30 MBIs/D.

4.1.3 MSUP1 y MSUP2 (Proyecto de Ampliación de la Estación Principal):

Desde el año 2010, por otro lado, se han iniciado proyectos para ampliar el tratamiento del agua en superficie MSUP1 y MSUP2, de los cuales se estima alcanzar unos 800MBIs/D (Figura 4.3), para ello requieren del desarrollo de otro tren de producción (TREN C).

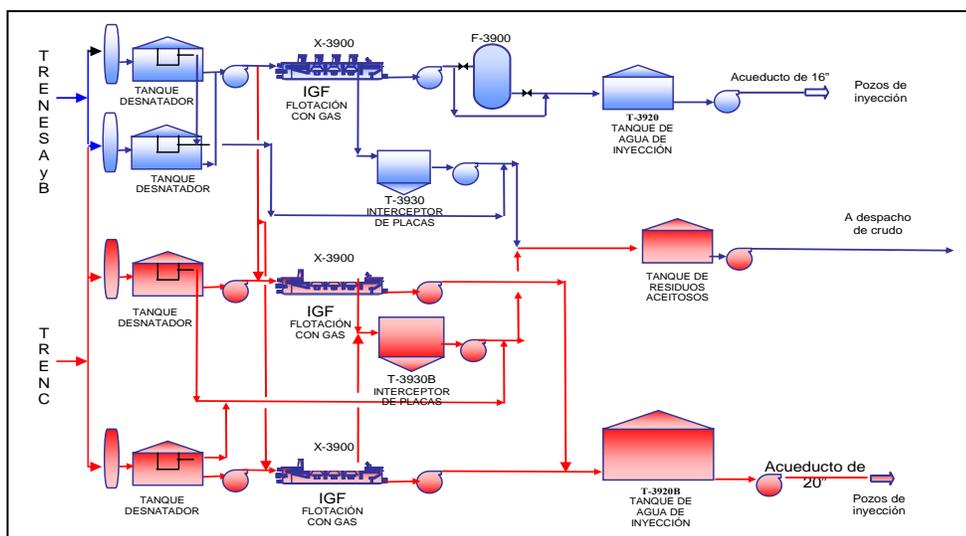


Figura 4.3 Ampliación de la planta de tratamiento (Proyecto MSUP1). ^[7]

En la primera etapa de proyecto piensan colocar 7 nuevos pozos inyectoros (PI02D, PD07I, PD12I, PD13I, PD14I, PD15I y PD10I) para inyectar aproximadamente 200 MBIs/D y llegar a 390 – 400 MBIs/D aproximadamente con los otros pozos contemplados en los proyectos antes mencionados. La segunda etapa

constará de 4 pozos inyectoros (PD03I, PD06I, PD16I y PD17I) para un total de 400 MBIs/D adicionales. En la figura 4.4 se puede apreciar mejor la secuencia de perforación acorde a la puesta en marcha de cada uno de los proyectos venideros.

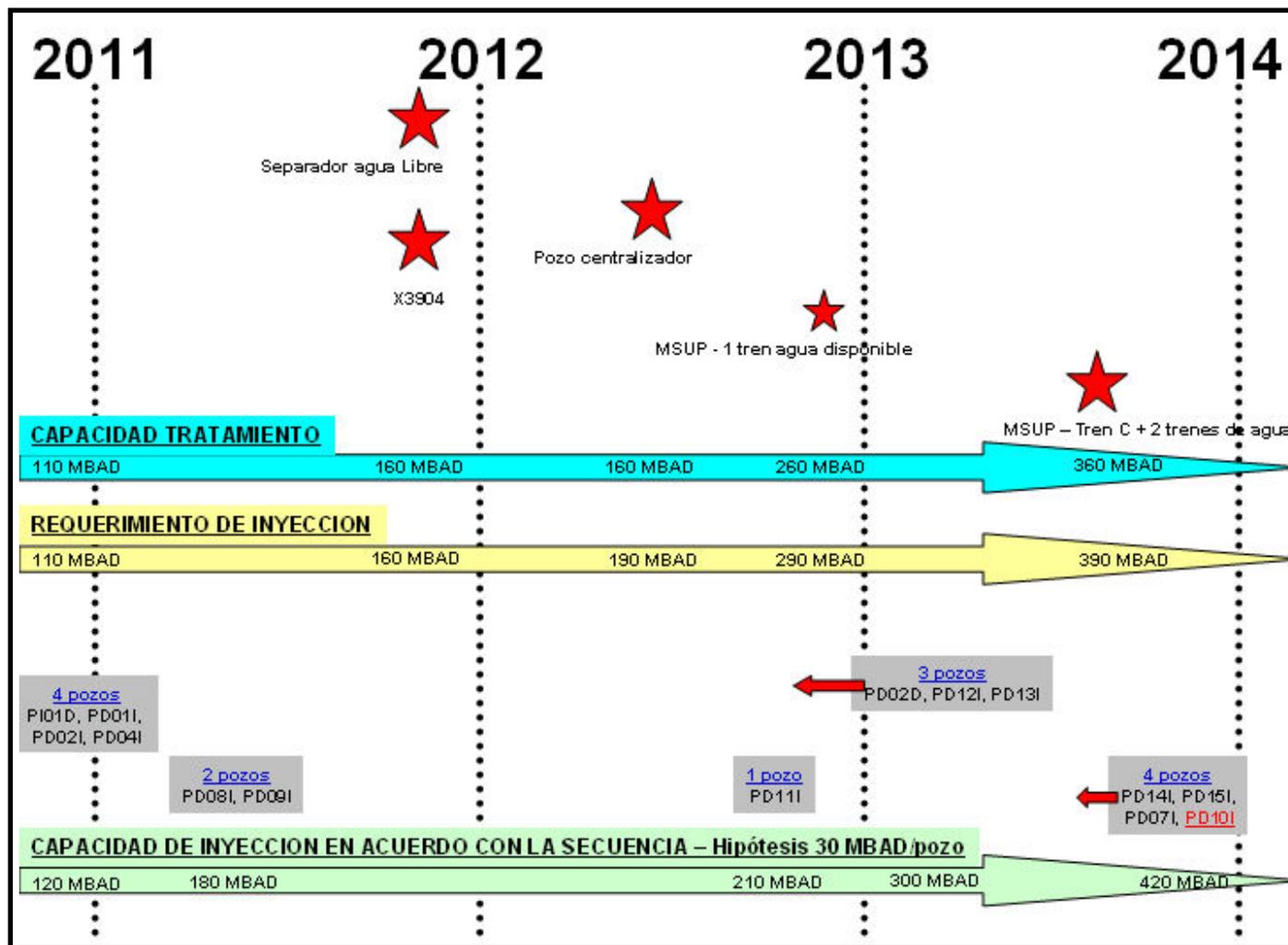


Figura 4.4 Cronograma actual del Plan de Manejo de Agua de formación, contempla solo (MSUP1). [25]

En la Figura 4.5 se muestra de manera más explicativa la distribución de los pozos a perforar tanto para el MSUP1 como para MSUP2.

4.2 Descripción de los pozos de disposición de agua y estimación del factor de alocación e índice de inyectividad

4.2.1 Descripción de los pozos de disposición de agua de formación

4.2.1.1 Pozo PD01R

El primer pozo de disposición perforado en PETROCEDEÑO fué el PD01R, en Septiembre de 1999 como pozo vertical. Fué completado con un revestidor de 9 5/8” de diámetro y una camisa de diámetro 7”, como se puede observar en el Apéndice A, cañoneada en 85 pies (26 m) de espesor de la arena E2 (Formación Oficina).

4.2.1.1.1 Características del Pozo

En la siguiente tabla se muestran las principales características del pozo:

Tabla N° 3 Principales características del pozo PD01R. ^[25]

Yacimiento	Arenas E2 (Formación Oficina)
Intervalo de arena	141 pies (43 m)
Intervalo abierto	2.195 pies (669 m) TVD – 2.280 pies (695 m) TVD
Intervalo de Inyección	85 pies (26 m)
Presión Inicial @ SRO	742 lpca
Profundidad de SRO	2.036 pies (620,6 m) TVD

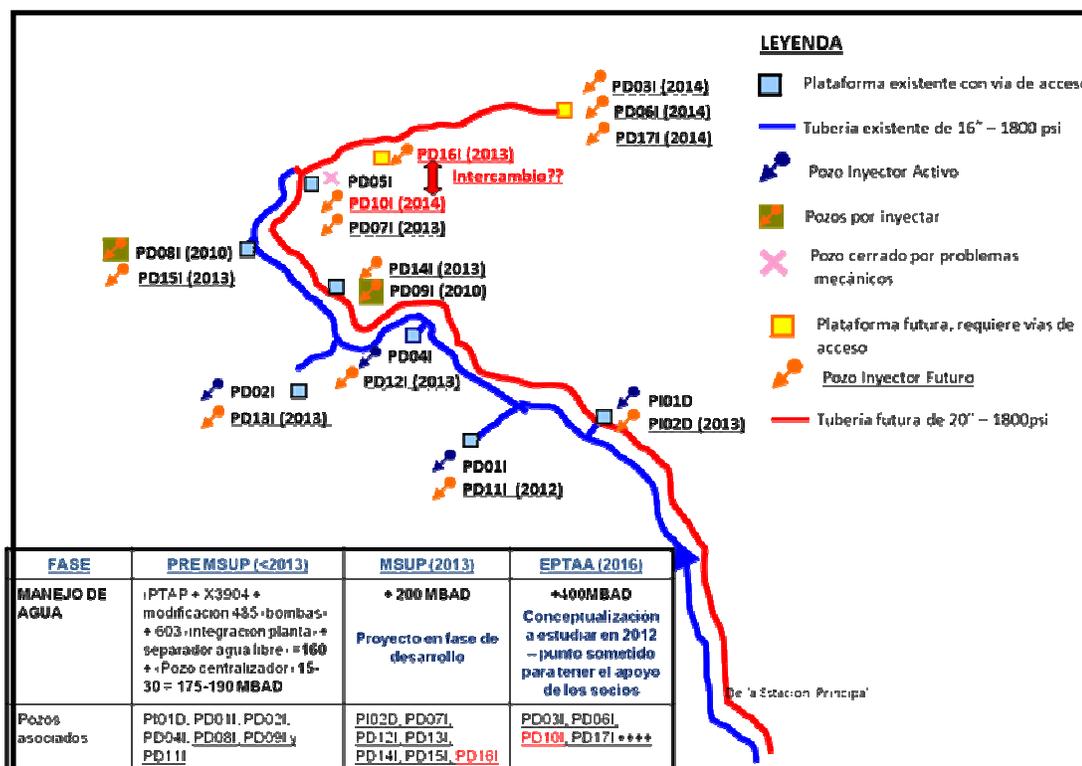


Figura 4.5 Plan de disposición de agua de producción. [25]

4.2.1.1.2 Histórico de Inyección:

Como se muestra en la Figura 4.6, el pozo fue probado inicialmente con agua fresca y se le realizó un primer trabajo de estimulación con ácidos y xileno para tratar de incrementar el potencial de inyección antes de activarlo. El índice de inyectividad medido a través de la prueba inicial de inyección fue 240 Bls/d/lpca. Luego del comienzo de la inyección (Enero de 2001), se observa una clara declinación en el índice de inyectividad hasta ubicarse en 13 Bls/d/lpca con un volumen acumulado inyectado de 157.000 Bls.

Un segundo trabajo de estimulación con Ecolane, fue llevado a cabo en el pozo para tratar de recobrar la inyectividad del pozo, aumentando el índice de inyectividad

hasta 35 Bls/d/lpca pero éste cayó rápidamente a 11 Bls/d/lpca con un acumulado de 200.000 Bls. Posteriormente se llevó a cabo un tercer y un cuarto trabajo de estimulación (xileno y ácido), con lo cual el índice de inyectividad superó los 33 Bls/d/lpca, pero volvió a caer. Desde Junio hasta Septiembre de 2001, la tasa de inyección se encontraba alrededor de los 4.500 Bls/d/lpca con un acumulado de 500.000 Bls. En ese momento se llevó a cabo un quinto trabajo de estimulación con Envirosol y Ácido; el índice de inyectividad alcanzó los 27 Bls/d/lpca, declinando nuevamente hasta el valor de 1 Bls/d/lpca con un volumen inyectado acumulado de 970.000 Bls (Figura 4.7), lo que condujo a cerrar el pozo y descartarlo como pozo de disposición. Actualmente no se encuentra operativo para inyectar y su último potencial de inyección se calculó en 120 Bls/D.

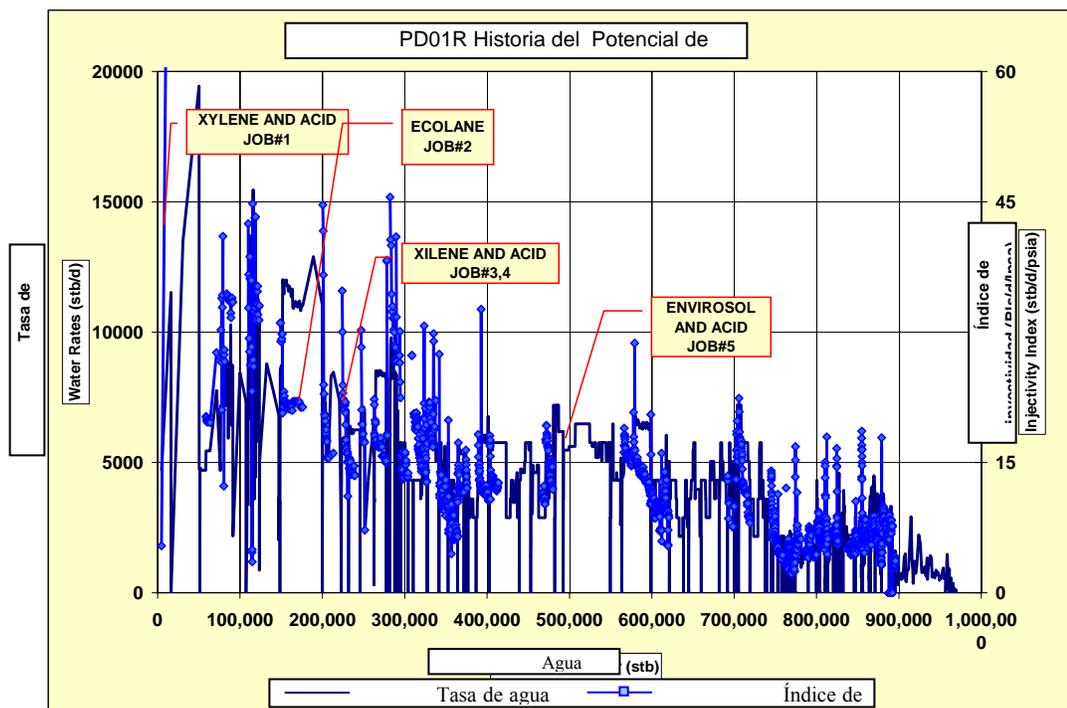


Figura 4.6 Historia del potencial de inyección del pozo PD01R [26]

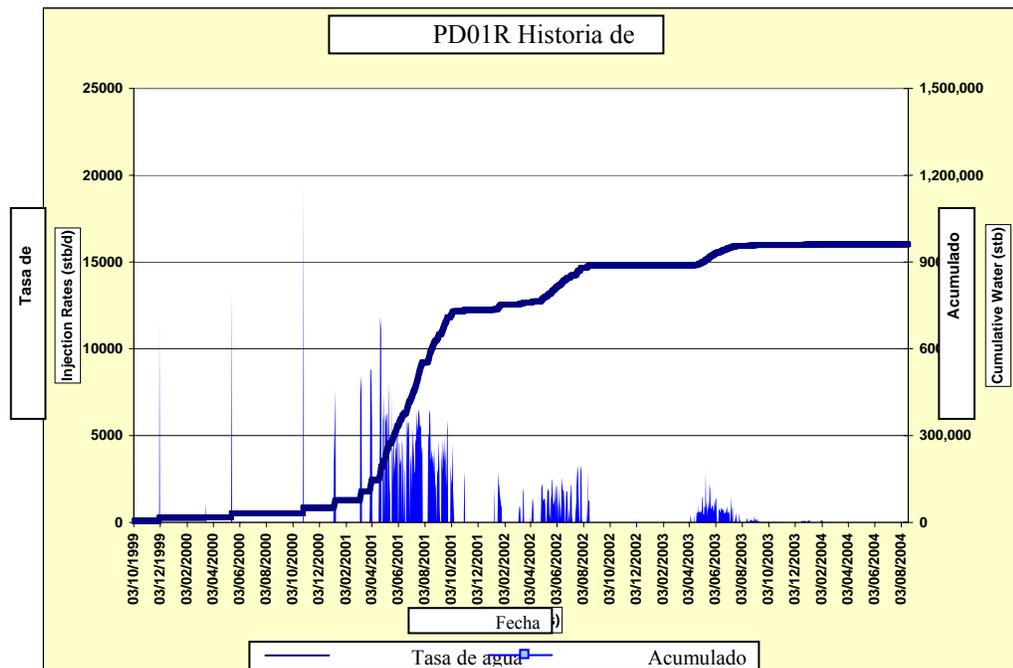


Figura 4.7 Historial de inyección del pozo PD01R ^[26]

4.2.1.2 Pozo PD01N

En Octubre de 2000, se perforó el segundo pozo de disposición de agua (PD01I) en PETROCEDENO. Fue perforado como pozo inclinado y completado con un revestidor de 9 5/8” de diámetro y una camisa ranurada de diámetro 7”, ver diagrama de completación en Apéndice A, con un intervalo de inyección de 300 pies (91,4 m) en las arenas E2/F (Formación Oficina). El objetivo de perforar este pozo como pozo inclinado era aumentar el intervalo de inyección y de esta manera incrementar el potencial de inyección.

4.2.1.2.1 Características Principales:

Tabla N° 4. Características principales del pozo PD01N. ^[25]

Yacimiento	Arenas E2/F (Formación Oficina)
Intervalo de arena	188 pies (57.3 m)
Intervalo abierto	2.397 pies (730.6 m) TMD – 2.700pies (823 m) TMD
Intervalo de Inyección / (° inclinación)	303 pies (92,4 m) TMD / (45°)
Presión Inicial @ SRO	743 lpca
Profundidad de SRO	2.133 pies (650 m) TVD

4.2.1.2.2 Histórico de Inyección:

Al igual que el pozo PD1R, este pozo fue estimulado antes de comenzar la inyección, sin embargo, la prueba inicial de inyección arrojó un valor de 47 Bls/d/lpca. La inyección comenzó en Septiembre de 2001 y luego de haber inyectado 280.000 Bls el índice de inyectividad se ubicó en 8 Bls/d/lpca. Una segunda estimulación con Xileno y Ácidos fue realizada en el pozo, llevando el índice de inyectividad a 85 Bls/d/lpca; sin embargo el pozo declinó rápidamente hasta estabilizarse alrededor de los 7 Bls/d/lpca. Debido a la necesidad de incrementar el potencial de inyección, se realizó un tercer trabajo de estimulación cuando el pozo había alcanzado un volumen acumulado de 540.000 bls pero los resultados no fueron positivos. El índice de inyectividad sólo aumentó a 15 Bls/d/lpca, pero en un período corto cayó a 6 Bls/d/lpca. La última medición de este parámetro fué 4 Bls/d/lpca cuando el acumulado inyectado había alcanzado 600.000 bls. En Agosto de 2004 se suspendió la inyección porque el pozo no aceptaba más de 1.400 Bls/d, con un índice de inyectividad de 2,6 Bls/d/lpca (agua inyectada acumulada 988.000 Bls). El índice de inyectividad y el agua acumulada durante el tiempo de inyección de este pozo se

encuentra representado en las figuras 4.8 y 4.9, respectivamente. Actualmente el pozo no está disponible para inyectar.

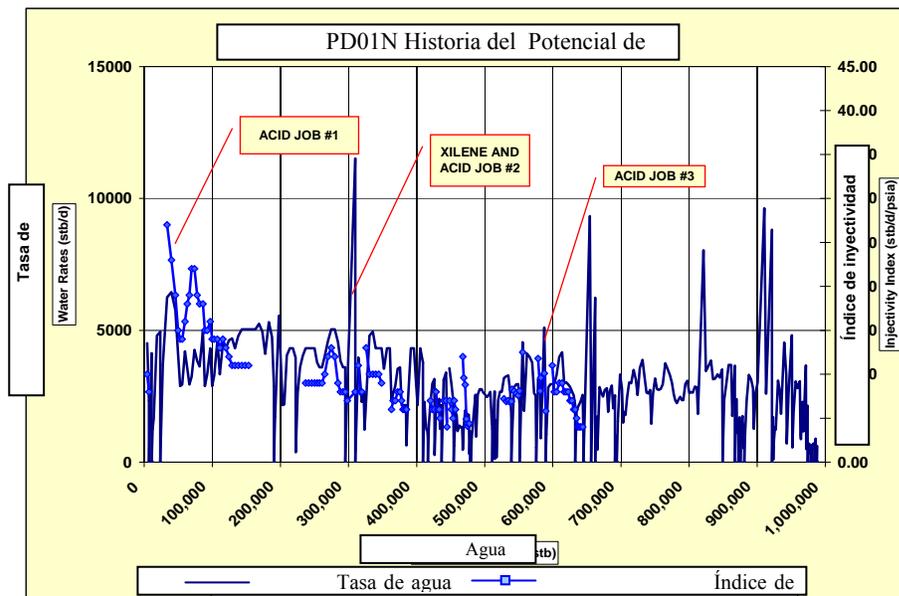


Figura 4.8 Historia del potencial de inyección del pozo PD01N. [26]

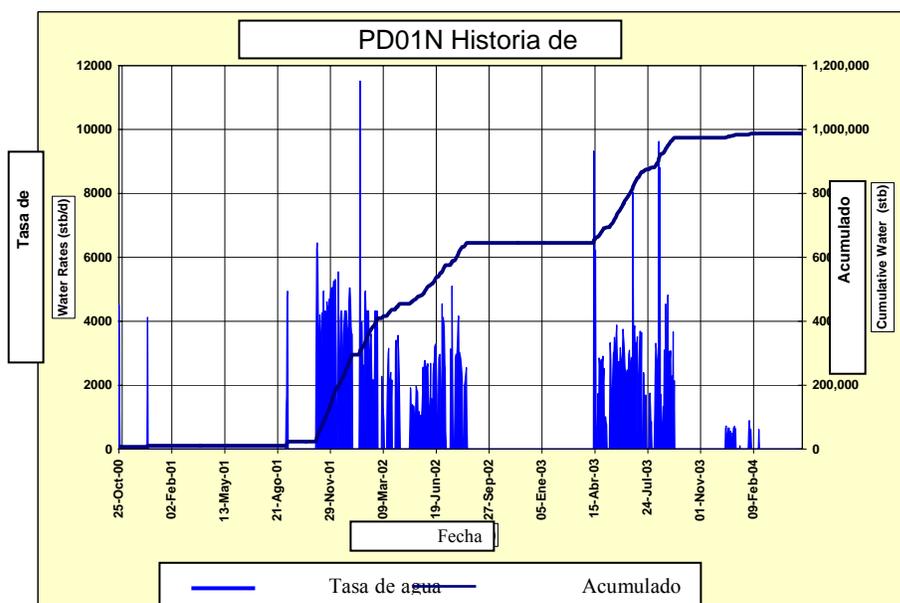


Figura 4.9 Historial de inyección del pozo PD01N. [26]

4.2.1.3 Pozo PD02N

El PD02N fue el tercer pozo de disposición perforado en PETROCEDEÑO. El pozo fue completado en Octubre de 2001 como un pozo horizontal con un revestidor de 9 5/8” y una camisa ranurada de 5 1/2” a 1.149 pies (350m) de sección horizontal (Apéndice A) en la arena E2 (Formación Oficina).

4.2.1.3.1 Características Principales

Tabla N° 5. Características principales del pozo PD02N. ^[25]

Yacimiento	Arenas E2 (Formación Oficina)
Intervalo de arena	60 pies (18,29 m)
Intervalo abierto	2.665 pies (812,3 m)TMD – 3.814pies (1.162,5 m) TMD
Intervalo de Inyección	1.149 pies (350 m)
Presión Inicial @ SRO	760 lpca
Profundidad de SRO	2152 pies (656 m) TVD

4.2.1.3.2 Histórico de Inyección:

El índice de inyectividad inicial fue de 771 Bls/d/lpc (mayor que el de los pozos anteriores). La inyección a través de este pozo comenzó en Agosto de 2002 (Figura 4.10); el índice de inyectividad no declinó tan fuertemente como los pozos anteriores. Reportes indican que esto se debió a la calidad del agua inyectada, ya que antes del comienzo de la inyección en este pozo, se mejoraron las unidades de tratamiento de agua en la superficie. Luego de haber acumulado 850.000 Bls de agua inyectada, el índice de inyectividad se encontraba estabilizado en 30 Bls/d/lpca. Posterior a esto, el índice comenzó a caer hasta ubicarse en 7 Bls/d/lpca luego de haber acumulado 1,6 MMBls, lo cual se traduce en 3.500 Bls/d (Figura 4.11).

La inyección fue suspendida y en la actualidad el pozo no está disponible para inyectar.

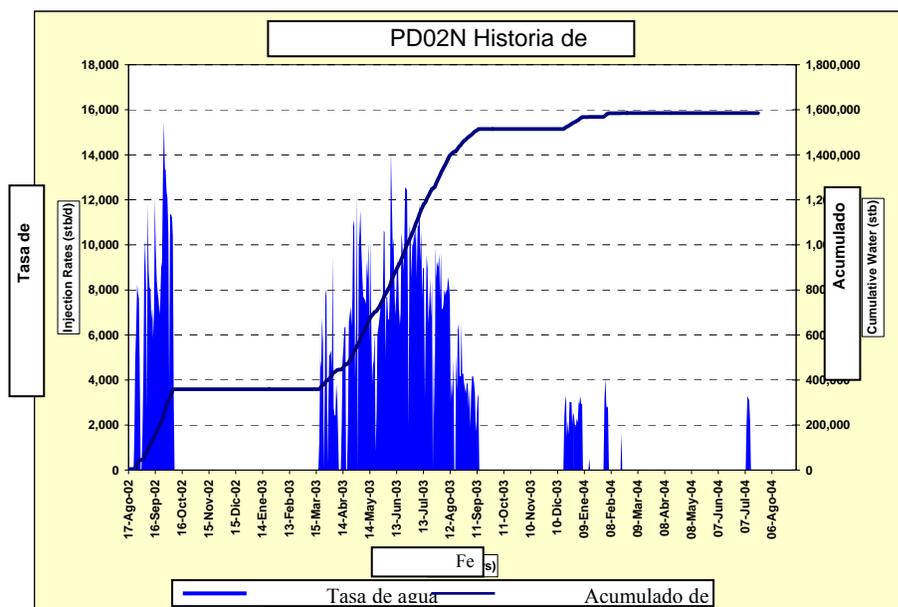


Figura 4.10 Histórico de inyección. [26]

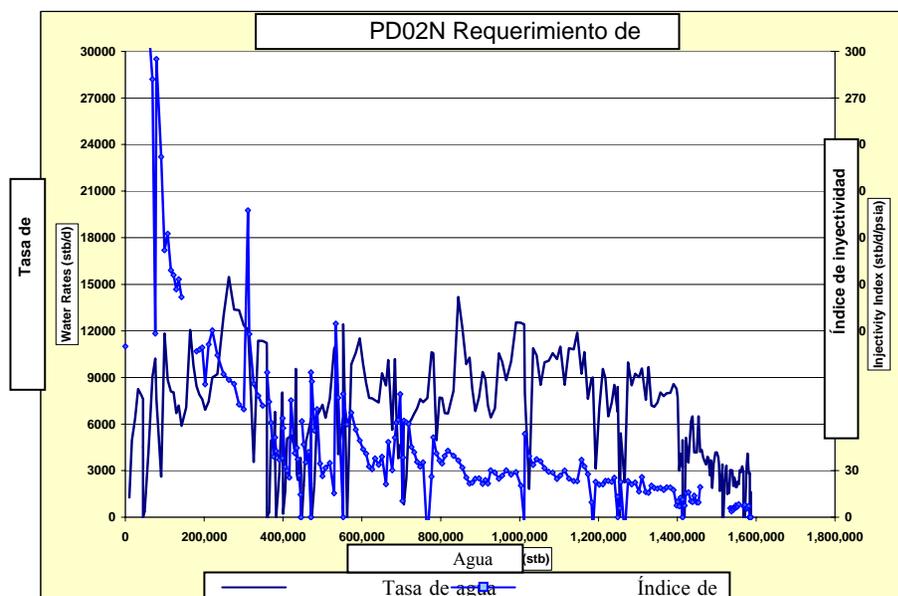


Figura 4.11 Historia del potencial de inyección. [26]

4.2.1.4 Pozo PD03N

El PD03N fué el cuarto pozo de disposición perforado en PETROCEDENO. Fué completado en Enero de 2002 como pozo horizontal con un revestidor de 9 5/8” y una camisa ranurada de 5 1/2” a través de una sección de 1.422 pies (433 m) en la arena E2 (Formación Oficina). Al igual que el pozo PD02N poseen la misma completación (pozo horizontal), ver Apéndice A (diagramas de completación).

Las experiencias previas con pozos inclinados y pozos horizontales, donde se observaron declinaciones fuertes en la inyectividad del pozo, no fueron del todo satisfactorias (PD01R y PD01N). Por otra parte los trabajos de estimulación llevados a cabo en estos pozos, no arrojaron una mejora sostenida del índice de inyectividad.

Cabe acotar que otro punto desfavorable, tanto para este pozo como los anteriores mencionados es que inyectaban bajo régimen matricial, lo que no permitió obtener índices de inyectividad iguales o mayores en comparación con los pozos inyectoros actuales.

4.2.1.4.1 Características principales:

Tabla N° 6. Características principales del pozo PD03N. ^[25]

▪ Yacimiento	Arenas E2 (Formación Oficina)
▪ Intervalo de arena	70 pies (21.3 m)
▪ Intervalo abierto	2.852 pies (869 m)TMD – 3.950pies (1.204 m) TMD
▪ Intervalo de Inyección	1.422 pies (433 m)
▪ Presión Inicial @ SRO	640 lpc
▪ Profundidad de SRO	1.882 pies (574 m) TVD

4.2.1.4.2 Histórico de Inyección:

La prueba inicial de inyección arrojó un índice de inyectividad de 726 Bls/d/lpca. La inyección comenzó en Agosto de 2002 con el propósito de confirmar el valor del índice de inyectividad calculado inicialmente. Luego de esto, el pozo fue considerado como pozo de “respaldo”, lo cual quiere decir que la inyección a través del mismo iba a comenzar cuando los otros pozos no tuviesen la capacidad de aceptar el agua proveniente de la Estación Principal.

Desde Agosto hasta Noviembre de 2002, el pozo no había sido empleado aún. En Diciembre de 2002 se comenzó a inyectar y la declinación fue más fuerte que la del PD02N, por otra parte el sensor de fondo tuvo serias fallas por lo cual no fue posible estimar un valor real para el potencial de este pozo.

Actualmente el pozo no está disponible para la inyección, luego de haber acumulado un volumen de 840.000 Bls de agua inyectada ($II=3,9$ Bls/d/lpca) (Figura 4.12). No se encuentran registros disponibles, donde se puedan observar los intervalos de inyección y la estratigrafía de la zona de inyección a los pozos PD01N, PD02N y PD03N.

4.2.1.5 Pozo PD01I

El pozo PD01I fue el quinto pozo de disposición perforado en PETROCEDEÑO. El pozo fue completado en Abril de 2003 como pozo vertical con un revestidor de 9 5/8” y una camisa ranurada de 7” en 202 pies (61,57 m) (ver Apéndice A), donde el intervalo de inyección se encuentra en la arena F, Formación Oficina (ver Apéndice B). Fue el primer pozo de disposición de agua ubicado en el Área Reservada Norte. Este pozo fue propuesto como un proyecto piloto para inyectar en la Formación Oficina por encima de la presión de fractura de la arena,

teniendo como objetivo principal el demostrar que se podía inyectar con esta condición sin crear una propagación vertical de la fractura contaminando acuíferos superficiales u otras zonas de hidrocarburos. Las estimaciones preliminares arrojaban un potencial de inyección superior a los 20.000 Bls/D fracturando la arena.

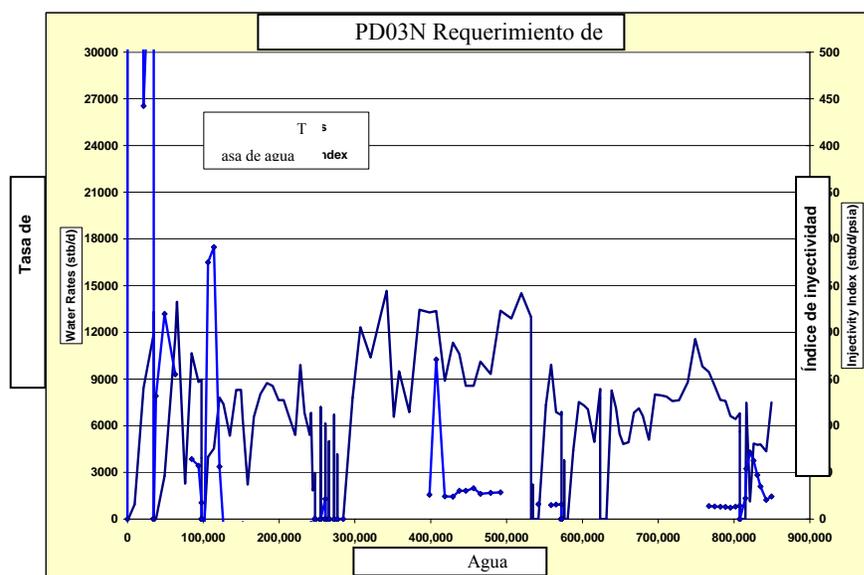


Figura 4.12 Historia del potencial de inyección. [26]

4.2.1.5.1 Características principales:

Tabla N° 7 Características principales del pozo PD01L. [25]

▪ Yacimiento	Arena F (Formación Oficina)
▪ Intervalo de arena	308 pies (93,88 m)
▪ Intervalo abierto	2.296 pies (700 m)TVD – 2.457 pies (748,89m) TVD
▪ Intervalo de Inyección	202 pies (61,57m)
▪ Presión Inicial @ SRO	733 lpc
▪ Profundidad de SRO	1.984 pies (605m) TVD

4.2.1.6 Histórico de Inyección:

PETROCEDEÑO propuso un seguimiento especial de este pozo, para demostrar al MENPET que la inyección se estaba ejecutando únicamente en el intervalo permitido (Formación F), para ello se empleó una nueva tecnología que permitía hacer seguimiento de las presiones, así como de la magnitud y orientación de las fracturas que se iban creando gracias a la inyección. El equipo instalado en el pozo es el siguiente:

- ✓ Un sensor de fondo que permite medir la presión de inyección.
- ✓ Un sensor detrás del revestidor, instalado sobre las arcillas que sirven de sello al intervalo de inyección y que lo separan de los estratos superiores. Este sensor permite hacer seguimiento de la propagación de las fracturas y confirmar de esta manera que se está inyectando solamente en las arenas permitidas.

La prueba inicial de inyección se realizó en Julio del 2003 para medir la inyectividad inicial antes de comenzar a fracturar, el mismo fue de 10 Blsd/lpca con un potencial de 5.000 Bls/D. Durante esta prueba nunca se excedieron los 1.240 lpca (a la profundidad del sensor 1.984 pies) de presión de fondo, ya que ésta es la presión de fractura de la arena. Luego de haber culminado la prueba inicial de inyección, se comenzó a inyectar a través de una prueba multi-tasas sin exceder la presión de fractura de las arcillas (1.561 psia a la profundidad del sensor 1.984 pies). Luego de esta prueba y hasta la actualidad el pozo ha estado activo y el sensor ubicado detrás del revestidor indica que sólo se ha inyectado en la Formación Oficina.

Como se puede observar en la Figura 4.13, el pozo está inyectando cuando la BHP (presión de fondo fluyente) se encuentra entre la presión de fractura de la arena y la presión de fractura de la arcilla, recordando que para proteger las arenas

productoras de una posible comunicación con el agua, no hay que sobrepasar la presión de la arcilla (fractura del sello lutítico). Cualquier punto fuera del rango permitido se debe a falla en los sensores de fondo.

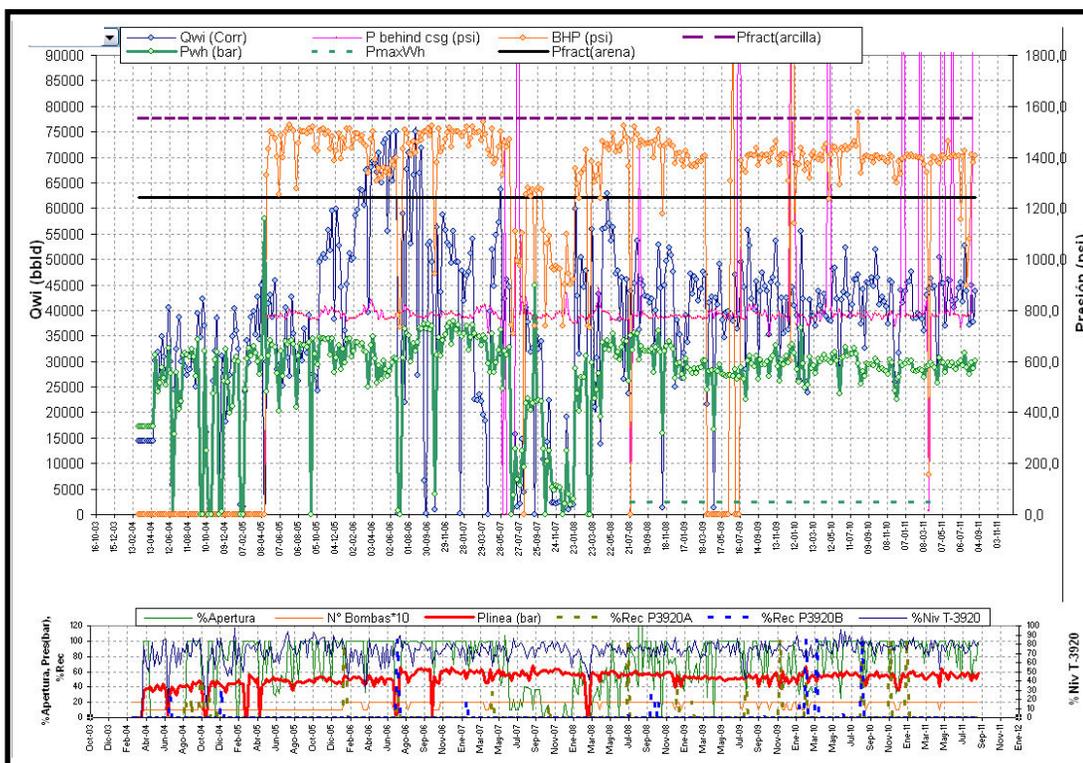


Figura 4.13 Gráfica del software Pump Monitor para el seguimiento de los pozos inyectoros.^[25]

Los gradientes de fractura fueron calculados a través de unas pruebas “minifract” en el pozo PD02I, se presentan en la Tabla N° 8, donde se utilizaron las ecuaciones 4.1 y 4.2:

Tabla N° 8. Datos de la prueba Minifract realizada al pozo PD02I para obtener la Presión de Fractura de la arena y de la arcilla en cada Pozo de Disposición. ^[25]

	Psi/ft	Presión a la profundidad del sensor (lpc)	Profundidad del SRO (TVD ft)
Gradiente de fractura de la arena	0,6	1.460	2.438
Gradiente de fractura de la arcilla	0,74	1.252	1.696

Pfrac @ Intervalo abierto = Pfrac+ (Intervalo abierto (TVD GL) - Prof. Frac (TVD GL))* Gradiente de Fractura

(Ecuación 4.1)

Pfrac @ Prof. del SRO= Pfrac @ intervalo abierto + (Prof. SRO (TVD GL) - Intervalo abierto (TVD GL))* Gradiente de agua

(Ecuación 4.2)

Utilizando las ecuaciones anteriormente mencionadas se obtuvieron los valores de presión de fractura de la arena y de la arcilla (lutita) para cada uno de los pozos de disposición de agua, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 9.

Este pozo es el que más agua a inyectado en toda su historia de inyección en el campo de Petrocedeño el cual alcanzó un volumen de agua acumulada de **102.010.234,5** Bls para finales de Mayo de 2011 y una tasa de inyección promedio de inyección de 40.000 Bls/D (Figura 4.14). Se puede apreciar un incremento significativo de la tasa de inyección debido a que a principios del mes de Abril de 2006, se realizó un corto “*fall-off*” en el pozo, produciendo este comportamiento positivo. Sin embargo desde el año 2009 hasta la actualidad el pozo a venido disminuyendo su tasa de inyección (de 70.000 MBls/D a 40.000 MBls/D) debido quizás a la mala calidad del agua inyectada.

Tabla N° 9 Presión de fractura de la arena y de la arcilla (lutita). ^[25]

POZO	Pfract @ Intervalo abierto (lpca)	Pfract @ Prof sensor (lpca) ARENA	Pfract @ Prof. sensor (lpca) ARCILLA	Presión de cabezal máxima (lpc)
PD01R	1.314	1.245		
PD01N	1.321	1.289		
PD02N	1.295	1.290		
PD03N	1.335	1.184		
PD01I	1.375	1.240	1.561	687
PD02I	1.644 Tigre/Canoa	1.509	1.893	825
PD02I	1.421	1.331	1.662	711
PD04I	1.468	1.309	1.652	735
PD05I		1.314	1.655	731
PI01D	1.452	1.329	1.668	727

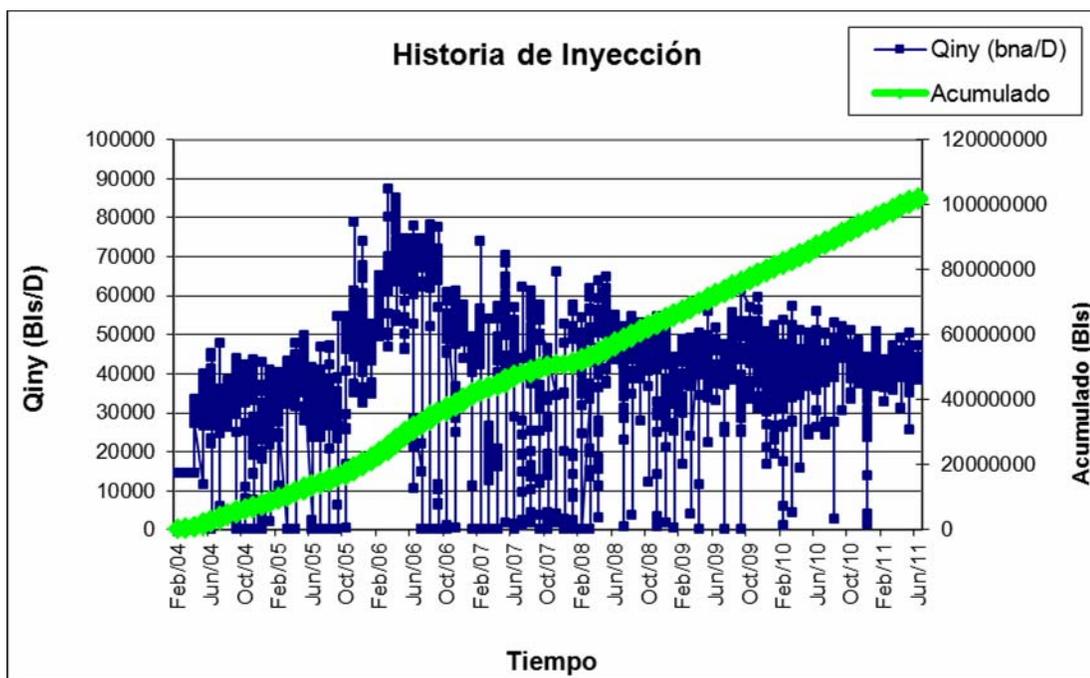


Figura 4.14 Historia de inyección del pozo PD01I. ^[25]

Se hicieron los cálculos de caídas de presión por fricción para una tasa de inyección de 30 MBls y 40 MBls. En los dos casos, los resultados arrojaron valores mayores de 2.100, lo cual significa que es flujo turbulento según el N_{RE} . Se utilizó la ecuación propuesta por Colebrook (Ecuación 2.17) para el cálculo del factor de Moody y McAdams y para el f_s (factor de Moody supuesto), la ecuación de Drew,Koo, donde se realizaron 4 iteraciones, se tomó en cuenta como rugosidad absoluta para tuberías (usadas) de acero al carbón 0,0015pulg. Una vez que se tuvo el f_m , se calculó gradiente de presión total y se pudo conocer cuánto eran las pérdidas de presión por fricción. Los valores son entre 17 y 18 psia aproximadamente, que para la empresa es despreciable, por lo tanto, no fueron tomadas en cuenta para los cálculos de la presión de fractura de la arena ni de la arcilla. Los cálculos y resultados de lo mencionado anteriormente se encuentran en el Apéndice C.

Tabla N° 10 Resultados de las pérdidas de presión en los pozos inyectoros. ^[25]

Pérdidas de Presión		
	Tasas de inyección (Bls/d)	
	30.000	40.000
Nre	394.880,63	526.507,51
f_c	0,015902	0,015495
ΔP total @2000'	-864,4	-847
ΔP total @1800'	-761,76	-762,3
Pérdidas de Presión por fricción @2000'	20,2 lpca	19,6 lpca
Pérdidas de Presión por fricción @1800pies'	18,18 lpca	17,64 lpca

4.2.1.7 Pozo PD02I

El PD02I fue el sexto pozo de disposición perforado en el campo. El pozo fue completado en Abril de 2003 como pozo vertical con un revestidor de 9 5/8" y una camisa ranurada de 7", (Apéndice A) en 20 pies (6 m) de espesor en la Formación Tigre-Canoa (Apéndice B).

Este pozo se perforó con la intención de investigar la presencia de arena y evaluar la inyectividad en la Formación Tigre-Canoa del Cretáceo, la cual se encuentra por debajo de la Formación Oficina (ver Apéndice B). Por otra parte, durante la perforación de este pozo se propuso correr unos registros especiales en la arena F para mejorar la caracterización de este intervalo. Como se mencionó anteriormente este pozo también fue utilizado para realizar una prueba "minifrac" para determinar los gradientes de fractura de la arena y de la arcilla en la Formación Oficina, cuyos resultados se pueden observar en la Tabla N° 8 y N° 9.

4.2.1.7.1 Características principales:

Tabla N° 11 Características principales del pozo PD02I. ^[25]

▪	Espesor del Intervalo	130 pies
▪	Profundidad del sensor	2.164' TVD GL
▪	Presión Inicial @ SRO	815 lpca
▪	Intervalo de Arena	2.370 – 2.500 TVD GL
▪	Intervalo de Inyección	2.373 – 2.480 pies (TVD GL)
▪	Liner ranurado Ø tamaño de las ranuras	7" / 0,02"

4.2.1.7.2 Histórico de Inyección:

La prueba inicial de inyección se realizó en Octubre de 2003, el sensor de fondo falló durante la prueba y por ende la presión de fondo fue estimada a través de la presión de cabezal. Antes del fracturamiento, el índice de inyectividad fue 2,7 Bls/d/lpca ($Q_{iny}=1.500$ Bls/d). Posteriormente, se comenzó a inyectar bajo régimen de fractura, con lo cual el índice de inyectividad pasó de 2,7 a 20 Bls/d/lpca, sin embargo, las mismas características de la Formación Tigre-Canoa (roca más consolidada y mayor profundidad que en Oficina) exigían una presión de superficie muy alta (más de 900 lpca de presión de cabezal).

Los valores utilizados para calcular la presión de fractura de la arena y de la arcilla, se obtuvieron empleando los valores arrojados a través de la prueba de minifract realizada en este mismo pozo, cuyos resultados se presentan en la Tabla N° 8 y éstos valores fueron llevados a la profundidad del sensor los cuales arrojaron ciertos resultados, que se pueden apreciar en la Tabla N° 9.

Hasta Enero de 2005, PETROCEDEÑO no contaba con bombas de superficie capaces de inyectar a presiones tan altas; se habían realizado unas pruebas con bombas rentadas que poseían una mayor capacidad de inyección, sin embargo luego de que el pozo acumuló unos 1,37MBls, el sensor de fondo falló y la inyección fue suspendida.

Fue entonces en Enero de 2005, cuando se reemplazaron las bombas existentes por unas de mayor tamaño y con capacidad de inyectar a la presión requerida. Se reemplazó el sensor de fondo y en Abril de 2005 el pozo comenzó a inyectar nuevamente pero con una tasa inicial de 12.000 Bls/D; sin embargo, esta tasa comenzó a declinar bruscamente hasta estabilizarse en 4.000 Bls/D. (Figura 4.15).

Debido a que no contamos con un sensor detrás del revestidor para monitorear el posible fracturamiento de los intervalos de arcilla que sirven de sello al intervalo de inyección, se decidió establecer como presión de fondo máxima en este pozo 1.580 lpc, para poder operar con un margen de seguridad (Figura 4.16). En Diciembre de 2005, en vista que el pozo no aumentaba su tasa de inyección, decidieron recompletar el pozo en la Arena F Formación Oficina, donde el espesor de la arena era mayor.

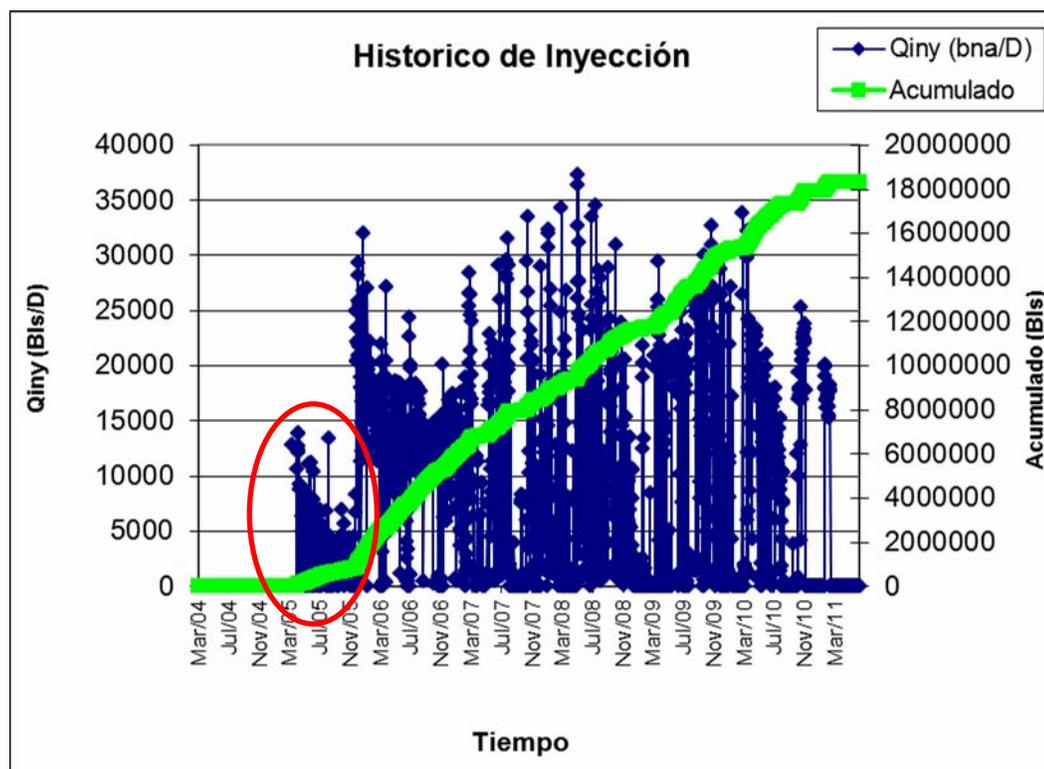


Figura 4.15 Histórico de inyección del Pozo PD02I. ^[25]

Actualmente el pozo ha acumulado 23.153.592,7 Bls y una tasa de inyección promedio de 11.000 Bls/D, siendo este pozo el que menos cantidad de agua ha inyectado desde sus inicios (Figura 4.15). Se puede apreciar en la Figura 4.16 que el pozo a presentado muchos problemas con la lectura de los sensores de fondo tanto el de tasa de inyección (sensor PANAMETRIC) como el de la BHP (sensor PROMORE), debido que la tarjeta de almacenamiento se satura y no hacen el debido

reemplazo o sustitución de ésta, por lo tanto, los sensores tienden a colgarse o simplemente dejan de funcionar. Otro motivo pudiera ser el desmantelamiento del equipo de potencia.

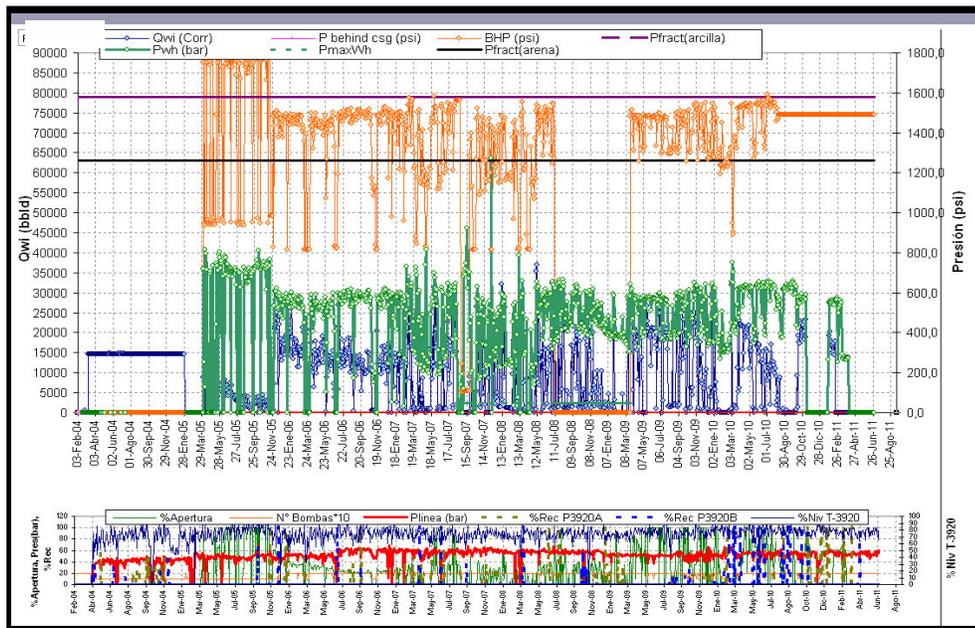


Figura 4.16 Herramienta del Pump Monitor para el seguimiento del pozo PD021.

[25]

4.2.1.8 Pozo PD04I

El PD04I fue el séptimo pozo de disposición perforado. El pozo fue completado en Mayo de 2004 como pozo vertical con un revestidor de 9 5/8” y una camisa ranurada de 7” en 159 pies (48,46 m), de espesor de la arena F (Formación Oficina).

4.2.1.8.1 Características principales:

Tabla N° 12 Características principales del pozo PD04I. ^[25]

▪ Yacimiento	Arena F (Formación Oficina)
▪ Intervalo de arena	240 pies (73,15 m)
▪ Intervalo abierto	2.451 pies (747 m)TVD – 2.610 pies (795m) TVD
▪ Intervalo de Inyección	159 pies (48.46m)
▪ Presión Inicial @ SRO	803 lpca
▪ Profundidad de SRO	2.085 pies (635,5 m) TVD

4.2.1.8.2 Historia de Inyección:

La prueba inicial de inyección tuvo lugar en Noviembre de 2004, sin embargo, los resultados obtenidos a través de esta prueba no fueron del todo positivos. El pozo no aceptó al agua de inyección, debido al enorme factor de daño (Skin) asociado a dicho pozo; por ende no pudo determinarse un índice de inyección inicial sin fracturar la formación.

Los valores de presiones máximas para inyectar bajo régimen de fractura de la arena sin fracturar la arcilla sellante, se calcularon a través de la prueba de “minifract” llevada a cabo en el pozo PD02I y se presentan en la Tabla N° 8 y los resultados de la presión de fractura tanto de la arena como de la arcilla se pueden encontrar tabulados en la Tabla N° 9.

A principios del mes de Abril de 2010 la tasa de inyección de este pozo cayó bruscamente (Figura 4.17) debido a un posible taponamiento o disminución de la cantidad de agua enviada de la Estación Principal.

En la actualidad, el pozo ha acumulado 54.880.228,4 Bls y una tasa de inyección promedio de 16.000 Bls/D (Figura 4.17).

4.2.1.9 Pozo PD05I

El PO05I fue el octavo pozo de disposición perforado en PETROCEDENÑO. El pozo fue completado en Junio de 2004 como pozo vertical con un revestidor de 9 5/8” y una camisa ranurada de 7” (Ver Apéndice A) en 202 pies (61,57 m) de espesor de la arena F (Formación Oficina).

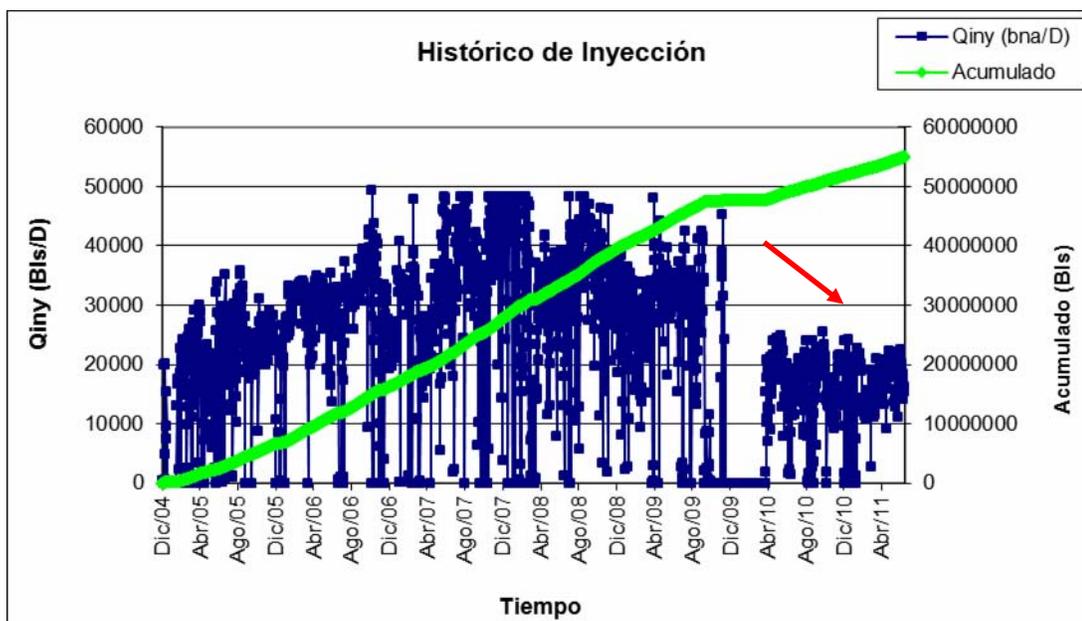


Figura 4.17 Histórico de inyección del pozo PD04I. [25]

4.2.1.9.1 Características principales:

Las características principales de este pozo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla N° 13 Principales características del pozo PD05I. ^[25]

▪ Yacimiento	Arena F (Formación Oficina)
▪ Intervalo de arena	264 pies (80,45 m)
▪ Intervalo abierto	2.439 pies (743 m)TVD – 2.641 pies (805m) TVD
▪ Intervalo de Inyección	202 pies (61,57 m)
▪ Presión Inicial @ SRO	788 lpca
▪ Profundidad de SRO	2.101 pies (640 m) TVD

Los valores de presiones máximas para inyectar bajo régimen de fractura de la arena sin fracturar la arcilla sellante, se calcularon a través de la prueba de “minifrac” llevada a cabo en el pozo PD02I cuyos resultados se presentan en la Tabla N° 8 y los valores calculados de la presión de fractura se encuentran tabulados en la Tabla N° 9.

4.2.2 Histórico de Inyección:

La prueba de inyección inicial se realizó en Enero de 2005. El índice de inyectividad calculado antes de fracturar la formación fue muy bajo (0,8 Bls/d/lpca) debido al alto factor de daño en el pozo, no se pudo inyectar más de 450 Bls/D por debajo de la presión de fractura de la arena.

Posteriormente se decidió inyectar bajo régimen de fractura, con lo cual el índice de inyectividad se ubicó en 7 Bls/d/lpca y la tasa de inyección diaria en 5.500 Bls/D (Figura 4.18).

En vista de que en la prueba de inyección bajo el régimen de fractura no alcanzó llegar a un índice de inyectividad mayor a 10 Bls/d/lpca, se realizó un tratamiento con bombeo de enzimas con un producto llamado “Mudzime” que es el nombre dado a un sistema patentado por BJ Services, el cual está diseñado para atacar

y remover daño de polímero. Este daño puede ser resultado de píldoras de polímeros y/o polímero residual de Gravel Pack o Fracturamiento. El sistema utiliza una enzima específica por cada tipo de polímeros base del sistema gelificante utilizado.

Al momento de que comenzó a incrementarse el índice de inyectividad, la presión que registraba el sensor localizado detrás del revestidor por encima de las arcillas, comenzó a aumentar bruscamente, lo que llevó a cerrar el pozo inmediatamente. El índice de inyectividad en este pozo comenzó a incrementarse lentamente hasta que alcanzó los 124.000 BIs inyectados acumulados (Figura 4.19).

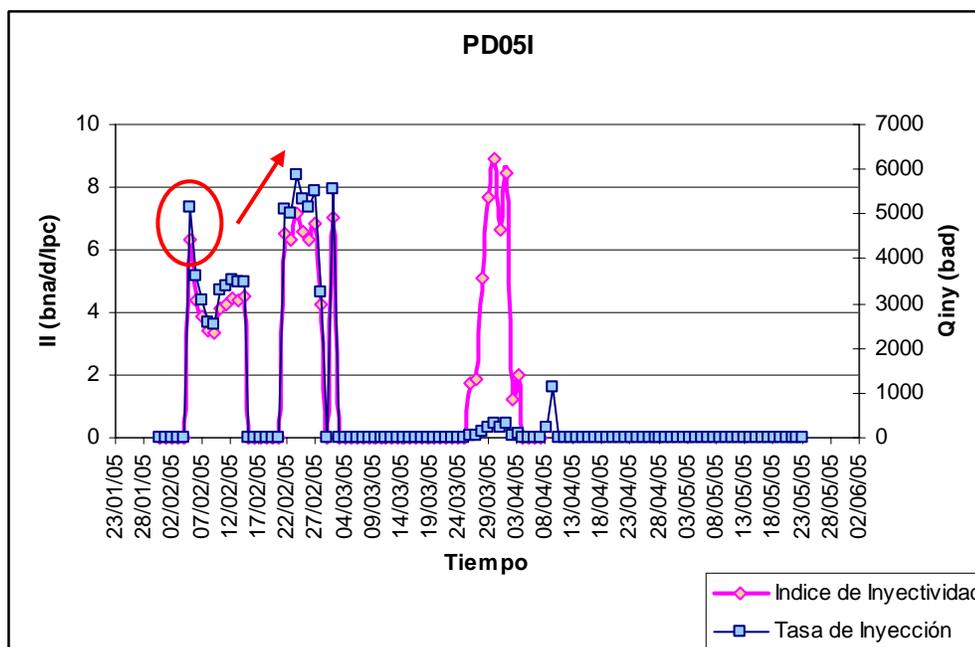


Figura 4.18 Gráfica del índice de inyectividad y tasa de inyección en función del tiempo. [25]

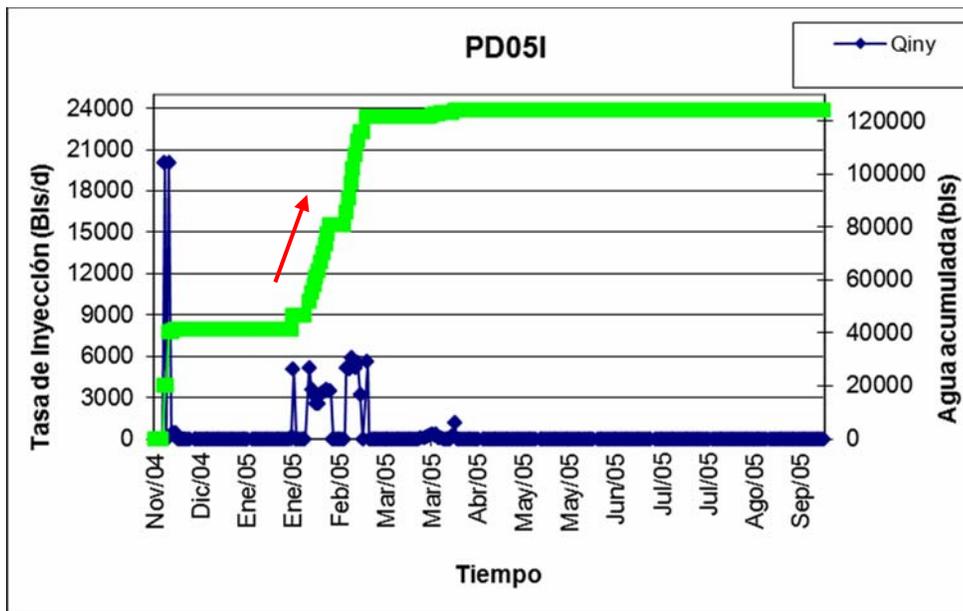


Figura 4.19 Gráfica de la tasa de inyección y el volumen de agua acumulada durante el período de inyección del pozo PD05I. [25]

4.2.2.1 Pozo PI01D

El pozo de disposición de agua PI01D fue perforado y completado como pozo vertical en la formación Oficina durante el mes de Mayo de 2006. Al igual que los otros pozos activos para este momento (PD01I, PD02I y PD04I), este pozo fue completado con una camisa ranurada (Slotted Liner) de 7” de diámetro, para comunicar las arenas de la Formación Oficina con la superficie, y al igual que en éstos, se inyectará bajo régimen de fractura de la arena. Por otra parte, también fué colocado un sensor detrás del casing para monitorear la presión en intervalos superiores a la arena E2, y garantizar de esta manera que no se esté fracturando la arcilla que sirve de sello para el intervalo de inyección.

4.2.2.1.1 Características principales:

Tabla N° 14 Características principales del pozo PI01D. ^[25]

▪ Espesor del Intervalo	243 pies
▪ Espesor efectivo de arena	154 pies
▪ Profundidad del sensor	2.140' TVD GL
▪ Presión Inicial @ SRO	717 lpca
▪ Intervalo de Arena:	2.425 – 2.667 TVD GL

4.2.2.1.2 Historia de Inyección:

La historia de inyección de este pozo es reciente, en Enero de 2007, el pozo PI01D durante su período inicial de prueba acumuló 55.000 Bls y registró un índice de inyectividad máximo de 12 Bls/d/lpca (Figura 4.20). Esto es, considerando que sólo el pozo inyectó en algunos días del mes de Diciembre de 2006. El pozo ya ha sido sometido a pruebas de inyección intermitentes, las cuales han sido detenidas por problemas en el banco de baterías de dicho pozo.

Los valores utilizados para calcular la presión de fractura de la arena y de la arcilla, se obtuvieron empleando los valores arrojados a través de la prueba de minifract realizada en el pozo PD02I, cuyos resultados se presentan en la Tabla N° 8 y los resultados de los cálculos realizados se encuentran tabulados en la Tabla N° 9. Para efectos del cálculo, los valores mostrados en la tabla, fueron referidos al nivel del mar, así como la profundidad de tope de arena y profundidad del sensor. De esta manera, es posible reportar ambas presiones a un mismo DATUM.

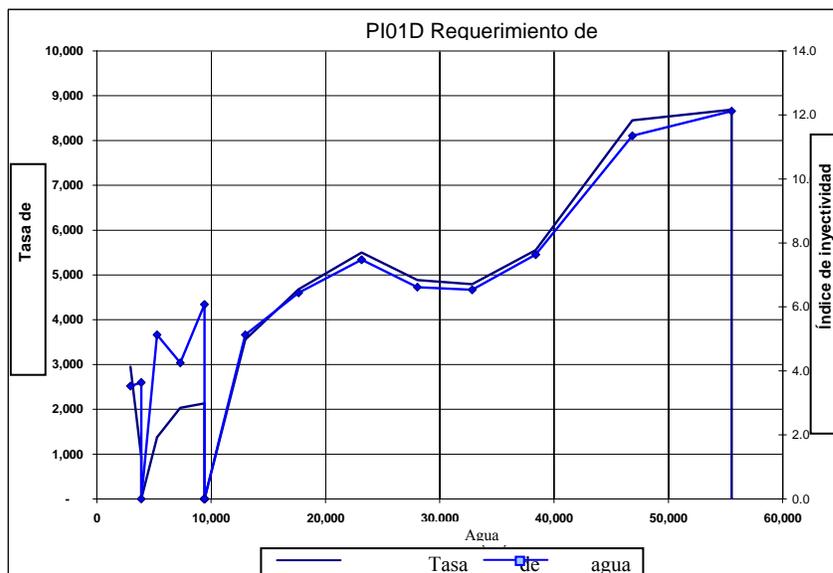


Figura 4.20 Índice de inyectividad y tasa de inyección en función del agua acumulada. [26]

Actualmente el pozo PI01D posee un volumen de agua acumulado de 54.555.733,9 Bls (parecido al PD04I) y una tasa de inyección promedio de 36.000 Bls/D. Sin embargo, ha venido disminuyendo la tasa de inyección quizás a taponamiento del pozo por mala calidad del agua. (Figura 4.21).

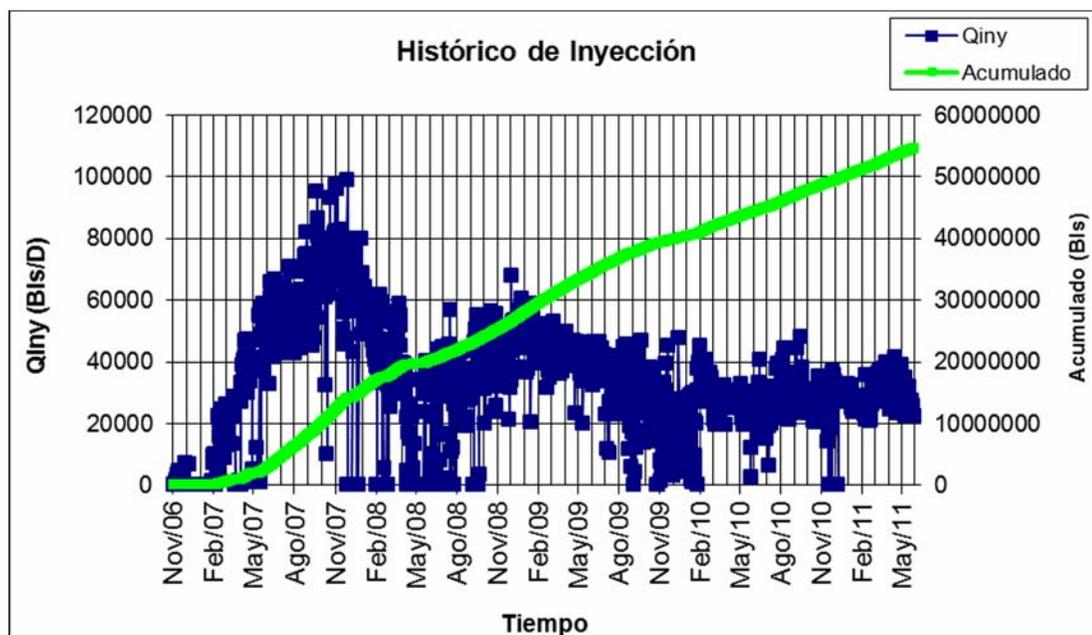


Figura 4.21 Histórico de inyección del pozo PI01D. ^[24]

4.2.2.2 Pozos adicionales (PD08I y PD09I):

Tanto el pozo PD08I y PD09I serán pozos de disposición de agua. El control estratigráfico de este pozo se realizará utilizando como control los pozos PD05I y PD02I. Se utiliza el perfil correspondiente, al igual que la evaluación petrofísica, de los pozos más cercanos PD02I y PD04I.

El intervalo considerado para inyección está 300-350 pies por debajo de la arena prospectiva con hidrocarburos más profunda y a 1.500 pies aproximadamente del acuífero aprovechable para consumo más profundo. La localización PD08I y PD09I, una vez perforados, serán completados con una camisa ranurada de 7 pulg en el intervalo de inyección, así mismo en la sección revestida de 9 5/8 pulg. Se instalarán sensores de presión y temperatura que servirán para el monitoreo preventivo de la inyección, tal y como se ha hecho en PD05I y PI01D.

El estrato receptor del pozo PD08I se localiza entre 2.581 y 2.901 pies (Profundidad medida) y para el pozo PD09I se localiza entre 2.452 y 2.746 pies aproximadamente, basado en la correlación e interpretación geológica. La tasa de inyección diaria que se espera en el pozo propuesto PD08I puede alcanzar alrededor 22.000 Bls/D en forma continua, inyectando por encima de la presión de fractura.

Para confirmar los intervalos de inyección de los pozos activos y los pozos PD08I y PD09I, se encuentran representados en el Apéndice B.

4.2.3 Cálculo del Índice de Inyectividad

Para el cálculo del índice de inyectividad se utilizó la Ecuación 2.19, donde:

$$II = Q_{iny} / P_{wf} - P_y$$

II: Índice de Inyectividad (Bls/d/lpca).

Q_{iny} : Tasa de Inyección (Bls/d).

P_{wf} : Presión de fondo fluente (BHP) lpc).

P_y : Presión yacimiento (lpca).

Los datos de tasa de inyección y la presión de fondo fluente fueron tomados de la herramienta Pump Monitor desde el inicio de inyección de cada pozo hasta el mes de Mayo de 2011, los cuales se encuentran referidos a nivel del sensor, por lo tanto se tuvo que llevar la presión de fondo fluente hasta un nivel a la cara de la arena (zona de inyección) para obtener los resultados verdaderos.

Para el cálculo del índice de inyectividad se realizaron los siguientes pasos:

- i. Exportar toda la información de los pozos en cuanto a la tasa de inyección y presión de fondo fluente.
- ii. Buscar en el histórico de inyección, períodos de cierre para observar una estabilización de la presión y tomar ese valor como la presión del yacimiento a nivel de yacimiento. Esto es debido a que no existen suficientes pruebas Fall Off como para determinar la presión del yacimiento para cada pozo de disposición.
- iii. Llevar los valores a nivel de la cara de la arena mediante la siguiente ecuación:

$$P_{wf\text{cara de la arena}} = P_{wf\text{sensor}} + (Gw * h) \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde:

$P_{wf\text{cara de la arena}}$: Presión de fondo fluente en la cara de la arena (lpca).

$P_{wf\text{sensor}}$: Presión de fondo fluente a nivel del sensor (lpca).

Gw: Gradiente del agua (lpc/pie)

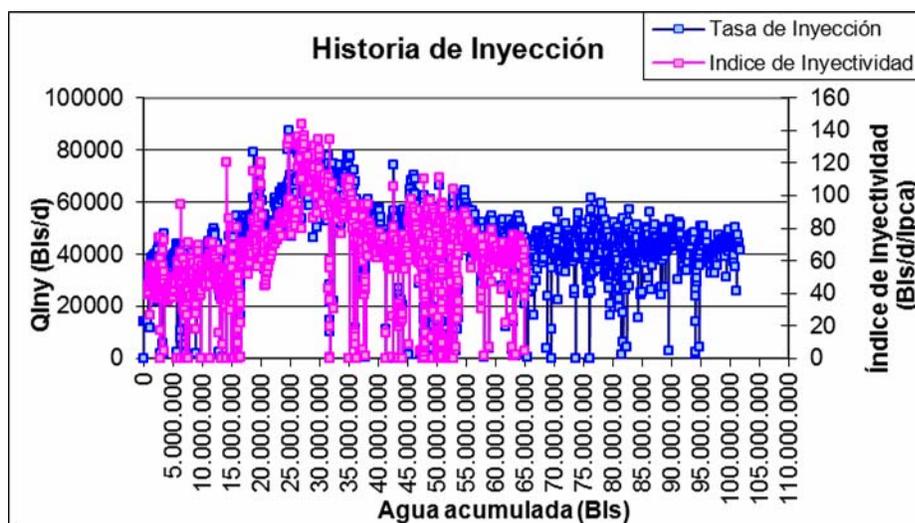
h: Diferencial de profundidad entre la cara de la arena y el sensor (pies)

Una vez obtenido los valores de las presiones de fondo fluente y del yacimiento a nivel de la cara de la arena, se obtienen los valores de índice de inyectividad para cada uno de los pozos de disposición de agua.

El índice de inyectividad en el pozo PD01I ha alcanzado valores por encima de los 100 Bls/d/lpca (Figura 4.22). El incremento en el índice de inyectividad se debe a las distintas orientaciones que adoptan las fracturas una vez que el pozo es cerrado y luego reabierto. Esta información se extrajo a través de unos inclinómetros instalados en la superficie que indicaron que cada vez que el pozo es cerrado y luego es reabierto, las fracturas toman direcciones distintas a las anteriores y la formación pareciera aceptar más agua.

Desde Enero de 2004 hasta Marzo de 2006, el índice de inyectividad se mantuvo entre los 40 y los 70 Bls/d/lpca. Como se mencionó anteriormente a partir de los primeros días de Abril de 2006, se realizó un corto “*fall-off*” en el pozo, por lo tanto éste ha venido incrementando su inyectividad desde 80 bna/d/lpca hasta más de 120 Bls/d/lpca, este comportamiento se puede apreciar en la Figuras 4.22. Esto se le atribuye a la apertura de nuevas fracturas en la arena, creadas a partir del “*fall-off*” y a un aumento de los volúmenes de agua que se manejan en superficie (por encima de los 120.000 Bls/D) que ha permitido una inyección más estable.

Para Diciembre de 2008, éste tenía una inyectividad de 57 Bls/d/lpca aproximadamente.



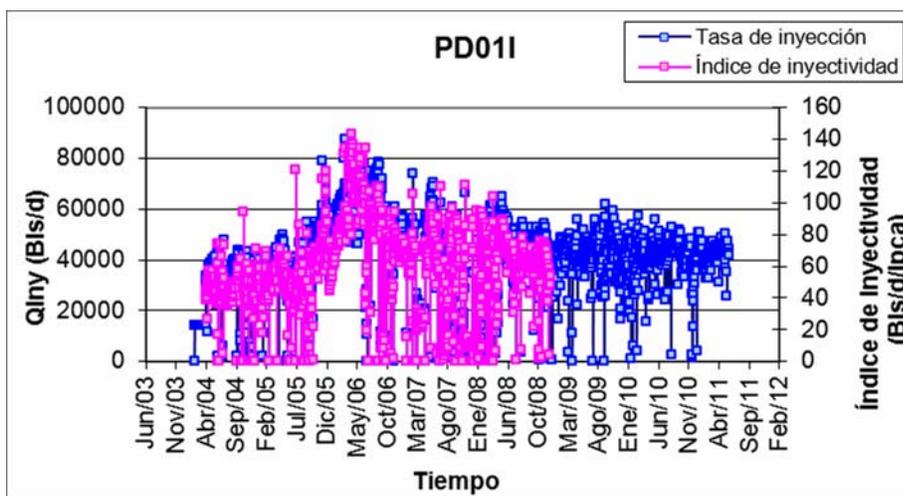
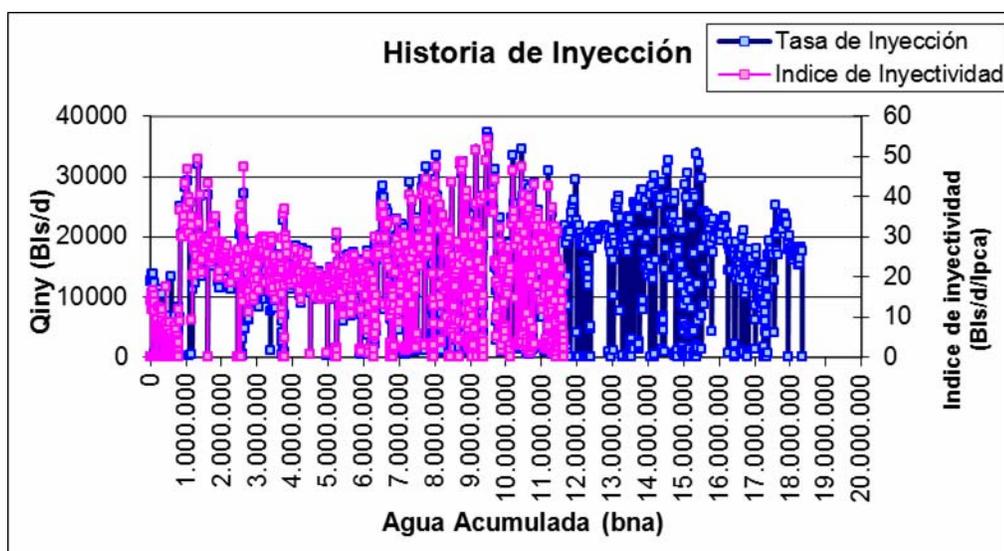


Figura 4.22 Comportamiento de inyección del pozo PD01I. [25]

En Noviembre de 2005, el pozo PD02I presentaba un índice de inyectividad promedio alrededor de los 2,5 Bls/d/lpca y un acumulado 970.000 Bls, mientras estuvo completado en la formación Tigre-Canoa; razón por la cual se decidió recompletar el pozo en la Formación Oficina, logrando incrementar su inyectividad hasta 45 Bls/d/lpca (Figura 4.23).



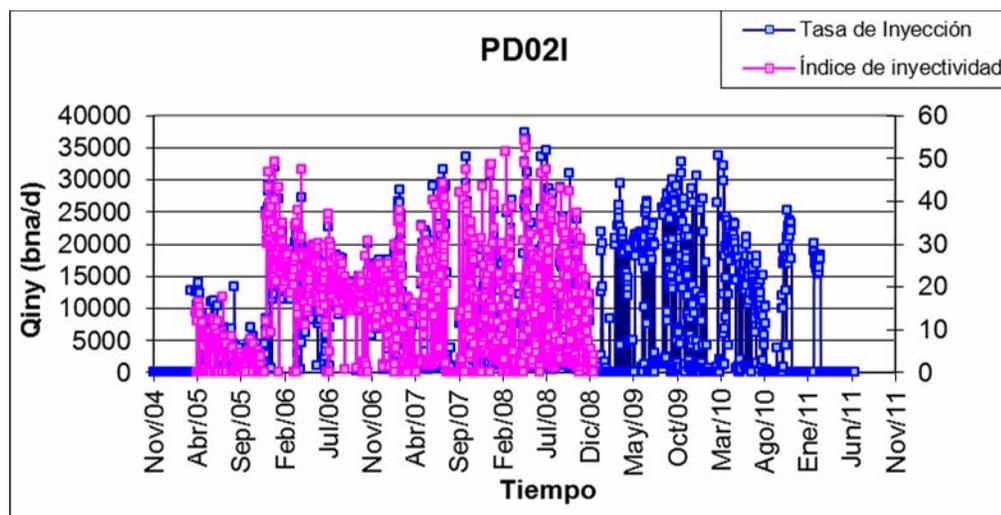


Figura 4.23 Índice de inyectividad y tasa de inyección en función del acumulado de agua y el tiempo (Pozo PD02I). ^[25]

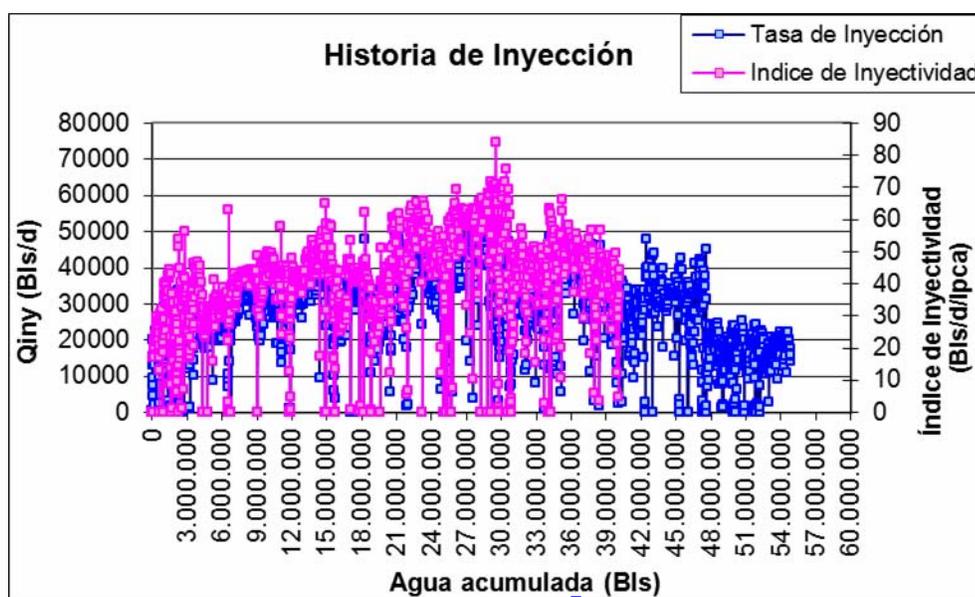
Para Diciembre de 2008, el pozo posee un índice de inyectividad de 7 Bls/d/lpca (Figura 4.23). Aunque es difícil estimar un valor puntual ya que este pozo ha presentado muchos problemas con los sensores de fondo, pudiendo haber un error en la medición y por lo tanto en los cálculos.

Lo mencionado en el párrafo anterior indica que el índice de inyectividad en este pozo es mucho menor que en los otros dos pozos inyectoros (PD01I y PD04I), completados en la arena F de la Formación Oficina, esto pudiese deberse a:

- a. Los 40 pies de espesor del intervalo de inyección en la Formación Tigre-Canoa en comparación con los 202 y 159 pies de espesor en los intervalos de inyección de los pozos PD01I y PD02I respectivamente.
- b. Las dimensiones del acuífero en Oficina son mucho mayores que en Tigre-Canoa. La inyección de grandes volúmenes en Oficina se logra con diferencias de presión menores que en Tigre-Canoa, donde el diferencial de presión a vencer tiene que ser mucho mayor para poder inyectar en dicha

Formación. Esto conduce a pensar en la existencia de un acuífero pequeño y confinado, que está alcanzando sus límites y por ende la aceptación de fluidos se ve disminuida.

Debido a que no se pudo tomar un valor de inyectividad antes de fracturar la arena a causa del gran daño del pozo, se decidió continuar con el plan de inyección por encima de la presión de fractura de la arena, obteniéndose un índice de inyectividad de 17 Bls/d/lpca con una tasa de inyección de 13.000 Bls/d/lpca (Figura 4.24). Para finales del año 2008, el índice de inyectividad se ubica alrededor de los 36 Bls/d/lpca (Figura 4.24)



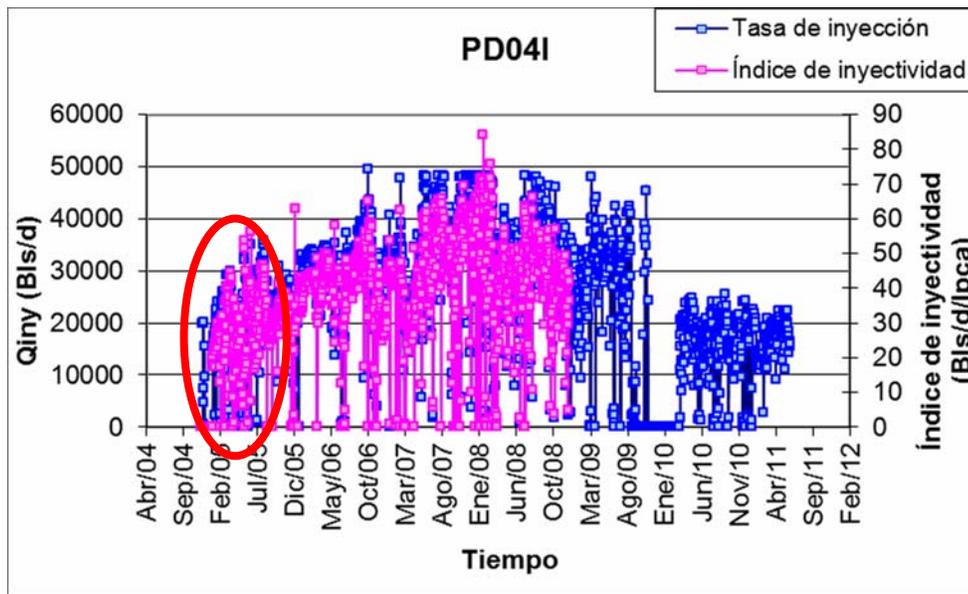


Figura 4.24 Índice de inyectividad y tasa de inyección en función del agua acumulada y el tiempo (Pozo PD04I).^[25]

Considerando que el pozo está inyectando desde Noviembre de 2006, posee muy buena inyectividad, comenzó con un índice de inyectividad 9 Bls/d/lpca aproximadamente y a principios del año 2007 fue aumentando progresivamente hasta alcanzar 150 Bls/d/lpca, siendo el pozo con la más alta tasa de inyección alcanzada, pero al igual que el resto de los pozos inyectores han ido disminuyendo la tasa de inyección aparentemente por problemas con la calidad del agua.

Para finales de 2008, el pozo obtuvo un índice de inyectividad entre 65 y 70 Bls/d/lpca, siendo este el pozo con mayor índice de inyectividad para esa fecha. (Figura 4.25).

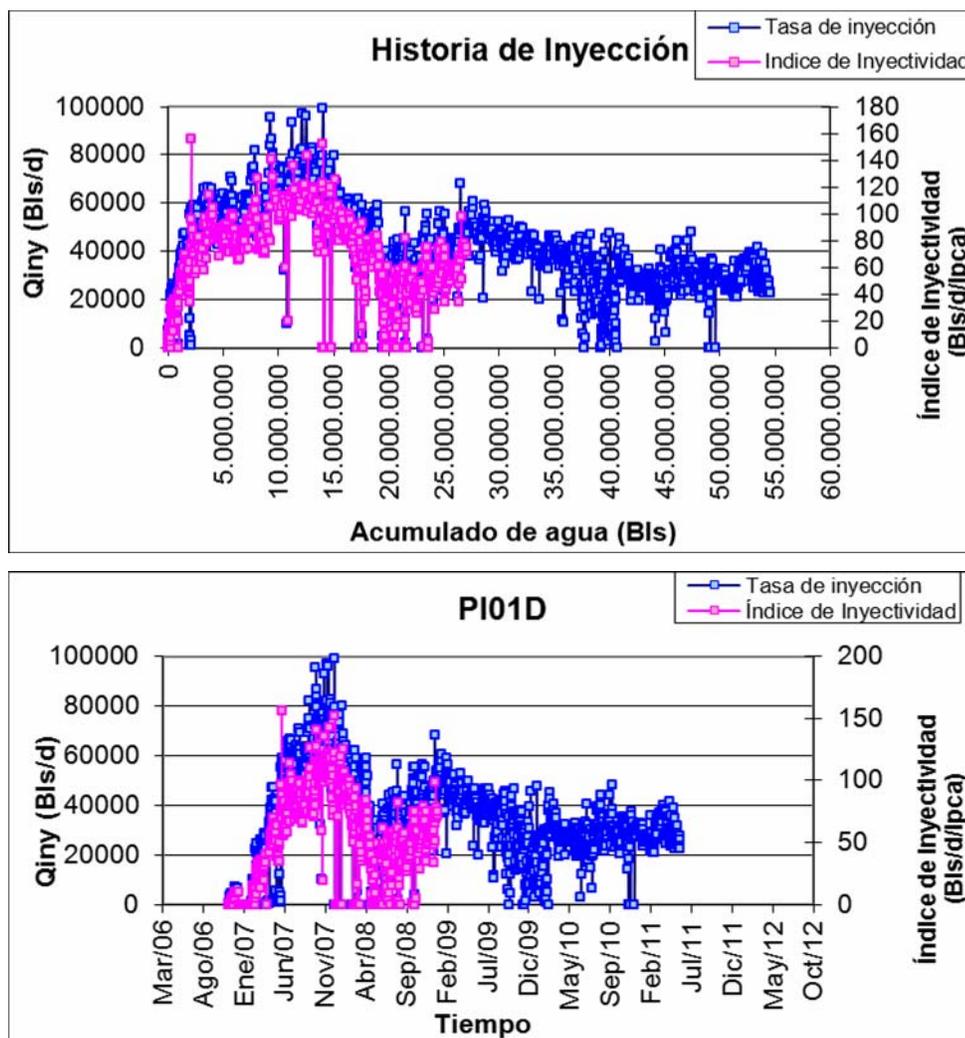


Figura 4.25 Índice de inyectividad correspondiente al pozo PI01D. [25]

4.2.4 Cálculo del factor de asignación y gráficas:

Para este cálculo se procedió a utilizar la ecuación 3.1:

$$Fa = Qiny\ salida / Qiny\ total$$

Donde:

Fa: Factor de asignación (adimensional)

$Q_{iny_{salida}}$: Tasa de inyección de salida de la estación principal (BlS)

$Q_{iny_{total}}$: Tasa de inyección total (BlS).

Se puede decir que el error de medición de la tasa de inyección de los pozos de disposición de agua entra entre el rango permitido ($Fa \leq 1,12$), es decir, que el volumen de agua que sale de la Estación Principal es la misma cantidad que se inyecta en los pozos inyectoros (Figura 4.26) (Apéndice C).

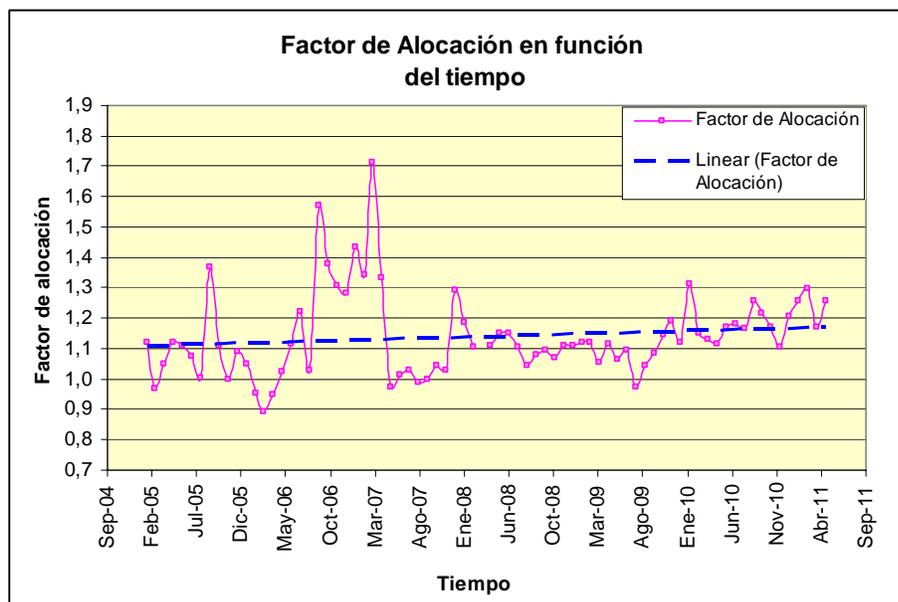


Figura 4.26 Factor de alocación en función del tiempo. [25]

4.2.5 Gráfico de porcentaje de crudo disperso y sólidos suspendidos en el agua inyectada

Una de las razones principales de la disminución de las tasas de inyección en los pozos PI01D y PD04I, es la cantidad de crudo disperso y sólidos suspendidos que se está inyectando en estos pozos.

Se puede notar en la figura 4.27, que en el período desde finales del año 2009 hasta ahora, la cantidad de crudo disperso y sólidos suspendidos se a incrementando significativamente en los pozos de disposición de agua actualmente activos en el campo PD01I, PD02I, PD04I y PI01D, excediendo el límite permitido que son 20 mg/l de crudo disperso y 200 ppm de sólidos suspendidos, donde se observa que los valores están casi en 100 mg/l de crudo disperso y más de 200 ppm de sólidos suspendidos.

Comparando las Figuras 4.17 y 4.22 (tasa de inyección) con la Figura 4.27 (calidad del agua), se puede observar que hay una relación directa entre ellas a partir de finales del año 2009, es decir, que al generarse gran cantidad de ppm de sólidos y mg/l de crudo en el agua esto va a disminuir las tasas de inyección y como consecuencia de esto las presiones de inyección tendrían que aumentar para inyectar los mismos caudales de agua corriendo el riesgo de fracturar la arcilla o en su defecto disminuirá la tasa de inyección, es decir, incremento de crudo está creando un impacto en las tasas de inyección en los pozos PD04I y el PI01D siendo estos los más afectados por dicho incremento. Si no se toman medidas estos pozos y el resto de los pozos inyectoros podrían seguir disminuyendo las tasas, sellando por completo las fracturas.

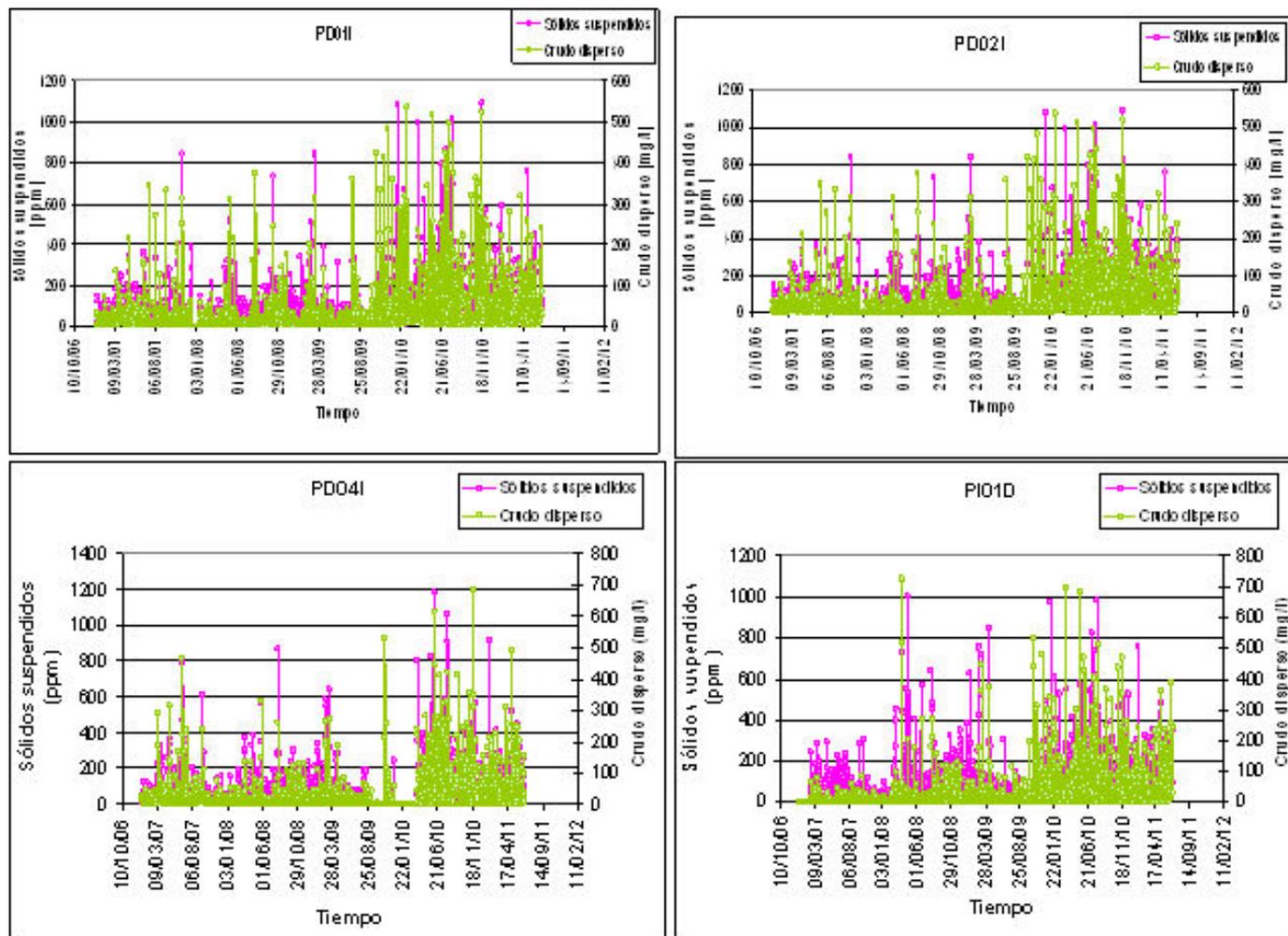


Figura 4.27 Calidad del agua de inyección. [25]

4.3 Estudio de las pruebas fall off de los pozos de disposición.

De acuerdo al presente trabajo de tesis se analizaron las pruebas correspondientes a los pozos PD01I, PD02I y PI01D, las cuales se hicieron a principios de la historia de inyección de éstos pozos (únicas pruebas que se encontraban disponibles para esta fecha). Las pruebas Fall Off se realizaron con la finalidad de cuantificar los valores de presión existentes en yacimiento, específicamente conocer si el acuífero se estaba represurizando por la cantidad de agua inyectada, la dimensión del daño de los pozos y el valor de la permeabilidad, de modo de evaluar la formación. Se incluyen en el mismo los datos del pozo, de la arena productora, de los fluidos, y los datos de tiempo, tasa de inyección y presión. Cuando el pozo es horizontal hay que incluir los datos de longitud efectiva horizontal y la excentricidad, no aplica en este caso ya que los pozos son verticales.

Para el pozo PI01D le fue realizado un Fall Off en Noviembre de 2006 (fecha de arranque del pozo), donde se puede observar una presión inicial de 683 lpca, con un valor de permeabilidad de 338md, este valor de permeabilidad es muy bajo debido quizás al daño que presenta el pozo o error del software (Figura 4.28).

Con la identificación de los distintos regímenes que ocurren en una prueba específica, el intérprete selecciona un modelo de interpretación que pueda o permita simular los datos reales de la prueba. Se debe incluir un modelo que contemple los efectos en el pozo, el yacimiento y en las fronteras.

Se escogió un modelo que contempló los efectos en el pozo: el factor de daño y los efectos de almacenamiento, el modelo del yacimiento en este caso se escogió el caso homogéneo. Cuando hay efecto de frontera se recomienda que se use un modelo cerrado, tipo caja. Se suministró un valor aproximado del centro del pozo a cada una de las fronteras.

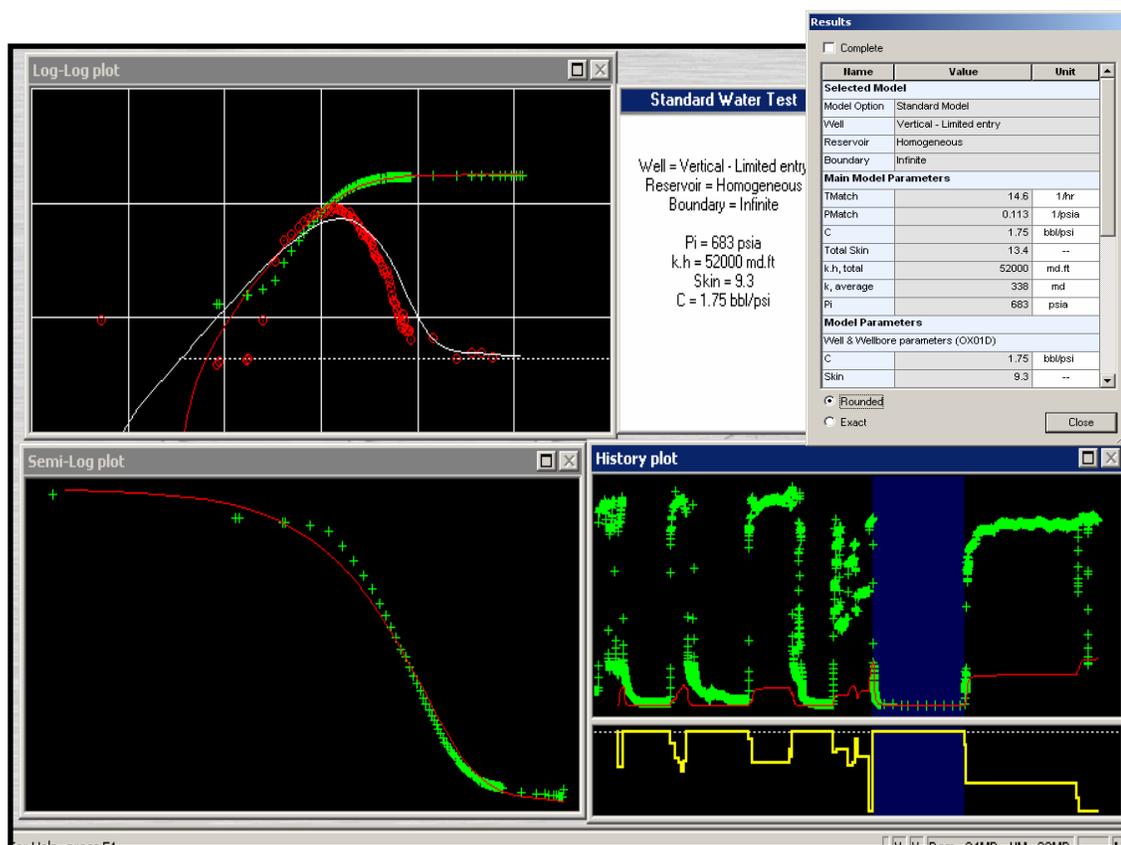


Figura 4.28 Fall Off realizado en Noviembre de 2006 al pozo PI01D. [25]

Con el modelo seleccionado y los parámetros estimados, se efectuó una simulación analítica del problema. Esto permitió obtener una impresión visual sobre el grado de desviación del modelo con los datos reales y también, saber si hay que refinar los distintos parámetros. Posteriormente, se realizó una regresión no lineal, variando aquellos parámetros que se consideren necesarios, fijando un rango razonable de variación de los mismos y una moda o valor más probable. Se realizó las simulaciones en el software con los parámetros fijos y aquellos que varíen hasta obtener un modelo final que se consideró matemáticamente el mejor ajuste.

Para este caso el modelo se ajustó y se tomaron los valores arrojados por el software, antes mencionados.

Al pozo PD01I le realizaron una prueba al inicio de la inyección de este pozo (Junio 2003), mostrando una presión de 730,60 lpca, permeabilidad de 3.980 md, esta permeabilidad pudiera estar siendo afectada por el gran daño que presenta el pozo (Skin=1.300) ya que a estos pozos no se le realizan ningún tipo de limpieza al momento de comenzar la inyección ni después de esta, ya que inyectando bajo régimen de fractura. Se observa en la gráfica del histórico que la presión aumenta al inyectar el agua, cuando la línea amarilla (tasa de inyección) se encuentra por debajo el pozo está inyectando si sube el pozo disminuye la tasa de inyección hasta llegar a cero, es entonces que la presión disminuye restauración la presión (Figura 4.29).

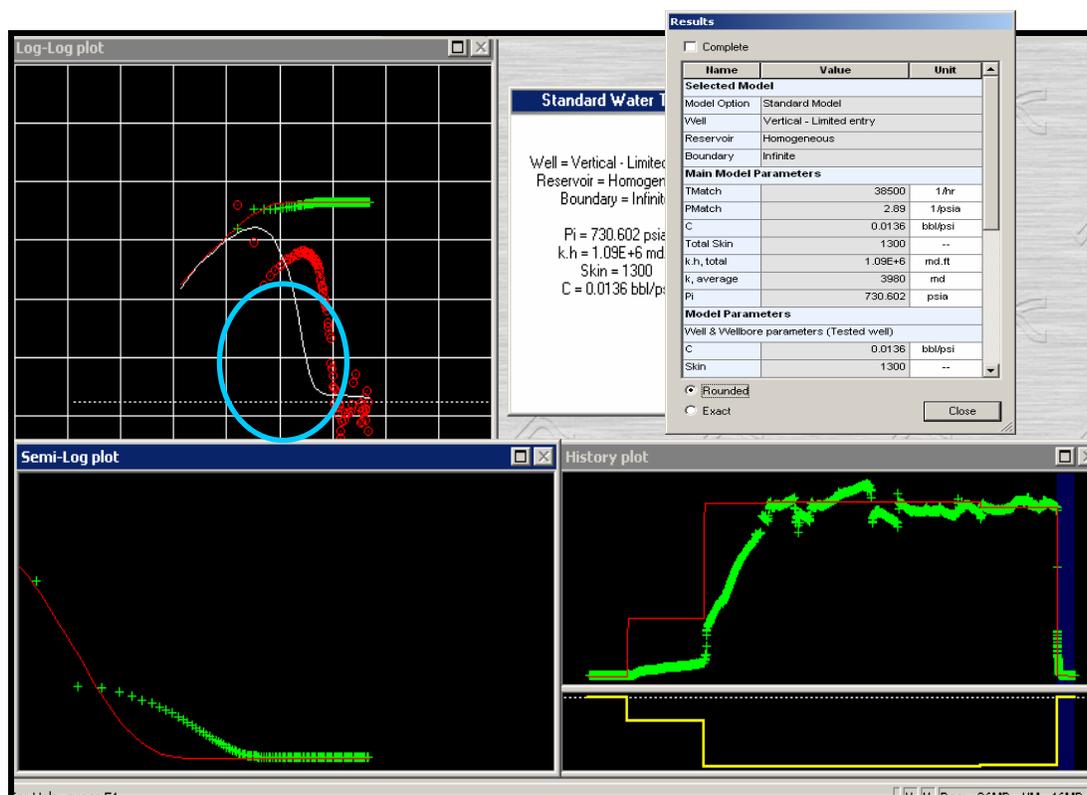


Figura 4.29 Fall Off realizado en Junio de 2003 al pozo PD01I. [25]

Cabe destacar que los valores arrojados posiblemente tengan errores ya que no están bien ajustados los valores de las presiones pudiendo crear incertidumbre en los

resultados. Debido a que la respuesta del software no compensa la interpretación, se podría ampliar el rango de variación de los parámetros y/o disminuir el número de variables a variar en la regresión no lineal, para tratar de ajustar más el comportamiento al real.

En la prueba realizada al pozo PD02I en Diciembre de 2005 se observa que los valores no se ajustaron debidamente al comportamiento pudiendo no ser confiables los resultados. La presión del pozo fue de 829 lpca, permeabilidad de 11.700md y un daño de 450. Sin embargo, los valores no fueron tan desviados de la realidad (Figura 4.30).

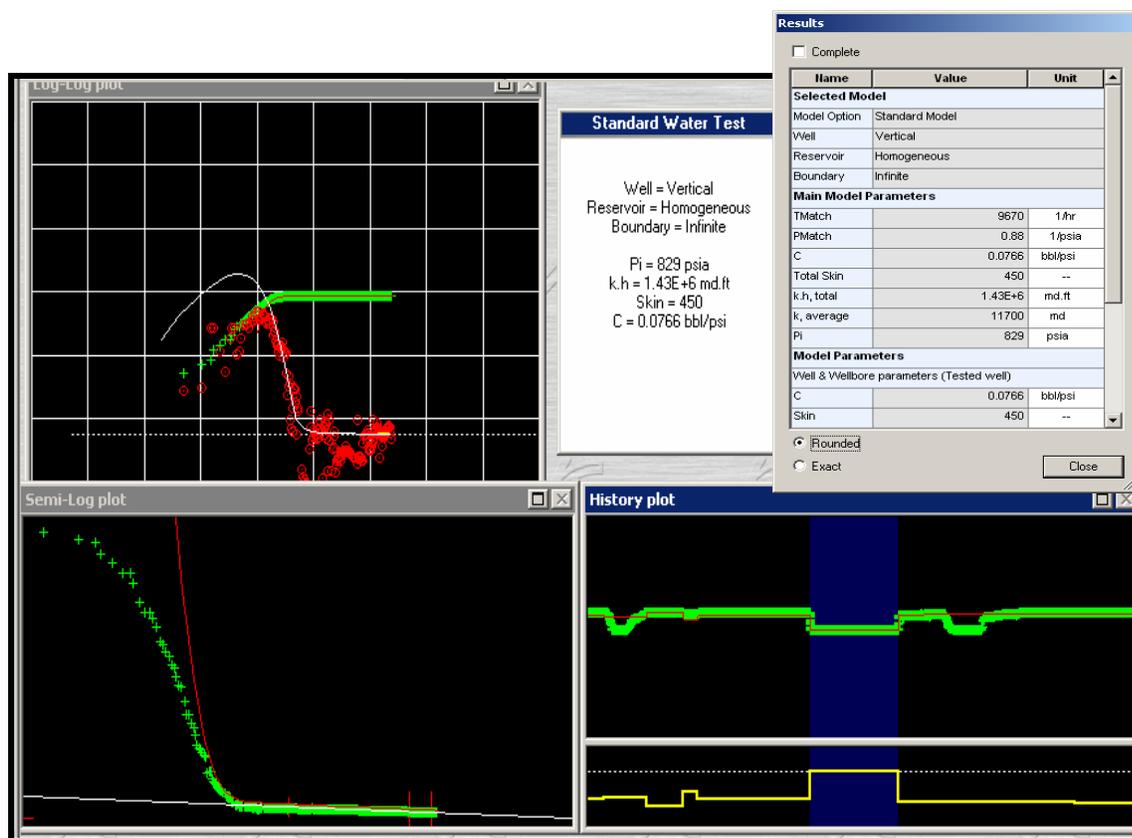


Figura 4.30 Fall Off realizado en Diciembre de 2005 al pozo PD02I. [25]

Se realizaron una segunda prueba Fall Off para los pozos PD01I y PD02I en los años 2007 y 2006 respectivamente, donde se compararon con las iniciales.

Se observó, para el pozo PD01I en 4 años de actividad, que la presión se mantiene prácticamente igual (presión = 728,36 lpca) pudiendo decir que no a habido un aumento significativo de la presión. El daño disminuyó considerablemente pero no concuerda con la disminución de la permeabilidad, es probable que el resultado del daño de la primera prueba fuera erróneo y este haya aumentado con el tiempo produciendo la disminución de la permeabilidad (Figura 4.31).

Debido quizás a los puntos que no se encuentran ajustados, la prueba no esté arrojando valores confiables.

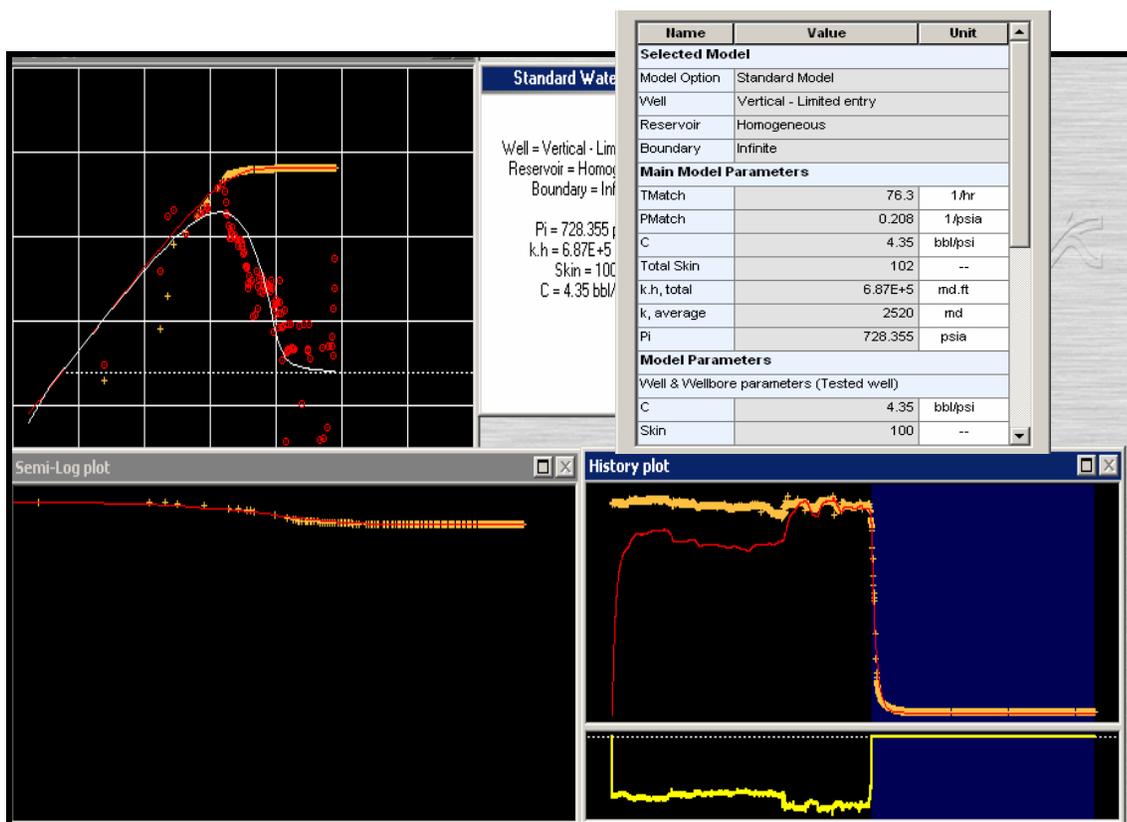


Figura 4.31 Fall Off realizado en Junio de 2007 al pozo PD01I. [25]

Esta prueba arroja valores no congruentes ya que disminuyó el daño y disminuye la permeabilidad, esto se debe quizás a los puntos que no se encuentran ajustados en el modelo. La presión si se observa en el mismo rango, observando que no existe represurización de la zona de inyección, aunque no son confiables los resultados (Figura 4.32).

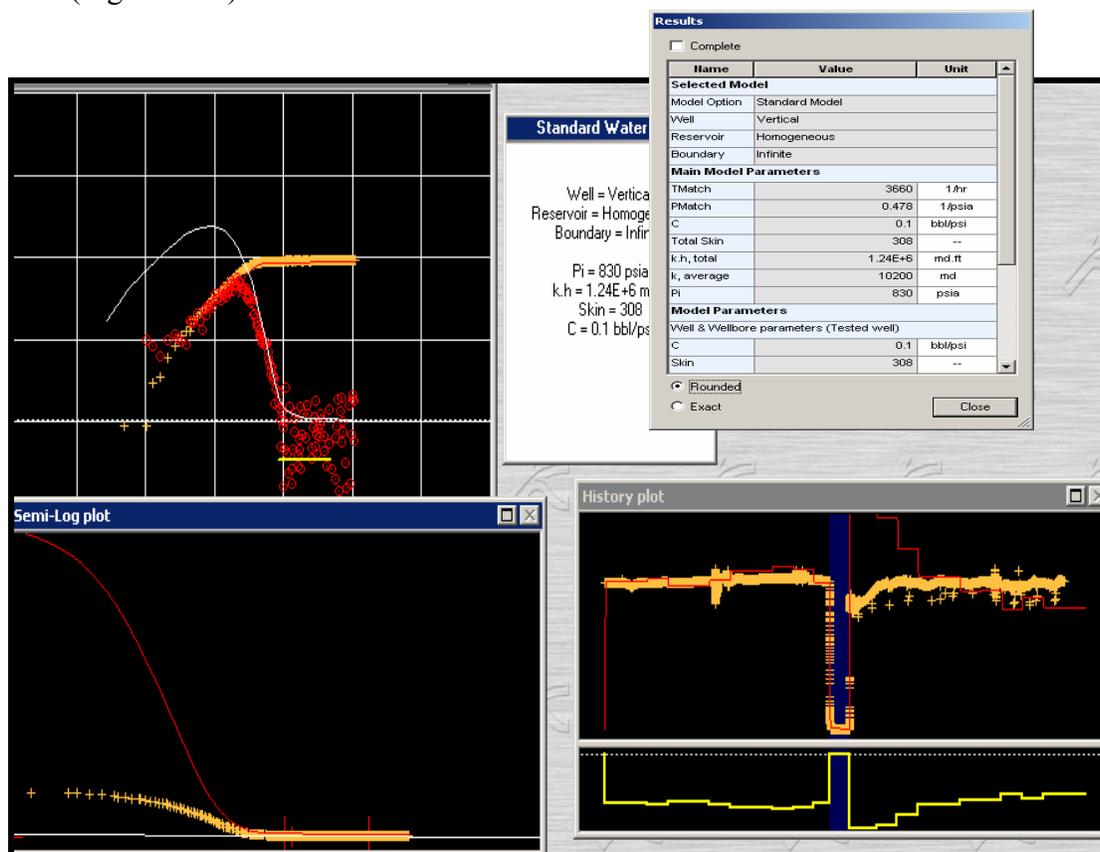


Figura 4.32 Fall Off realizado en Enero de 2006 al pozo PD02I. [25]

En todas las pruebas se observó el efecto de almacenamiento, el comportamiento de flujo radial y los límites del yacimiento.

Por otro lado, desde el año 2008 aproximadamente, los pozos no han sido parados, y por lo tanto se hace imposible observar y tener una idea de la presión del yacimiento.

Debido a lo anterior mencionado, se evaluaron varias presiones, las cuales se observan en la Figura 4.33, éstas fueron tomadas por los sensores de fondo mientras el pozo no se encontraba inyectando (Presión estática), de modo que se logró representar un comportamiento de la presión, mostrando una estabilidad en el yacimiento:

- ✓ El pozo PD01I desde que comenzó la inyección hasta el año 2008, no le se observó un aumento brusco de la presión, manteniendo su comportamiento durante los 5 años de inyección (hasta 2008).
- ✓ En el pozo PD02I no existe aumento de la presión, sino que se mantiene.
- ✓ El pozo PD04I, mantiene el mismo comportamiento del pozo PD01I, estable y manteniendo la presión casi igual que al inicio de la inyección.
- ✓ En el pozo PI01D se observa una leve disminución de la presión debido quizás a mala medición de los sensores o que el pozo no estabilizó por completo la presión, pero en términos generales, no se observa un aumento ni disminución de la presión significativo.

Las pequeñas declinaciones que se observan en los pozos PD04I y en PI01D se deben a errores en los sensores a la hora de la lectura de las tasas (no estabilizó bien la presión).

Se extrapolaron las líneas de tendencias que tenían los pozos junto con las pruebas Fall Off (Figura 4.34) observándose:

- ✓ En el pozo PD01I existe un leve aumento de la presión pero es insignificante para el tiempo que tiene inyectando el pozo (10 años).
- ✓ El pozo PD02I se mantiene estable, conservando el mismo comportamiento desde el inicio de la inyección hasta ahora, con una leve disminución de la presión no significativa, pudiendo ser poco tiempo para que el pozo lograra estabilizar la presión. El pozo PD04I

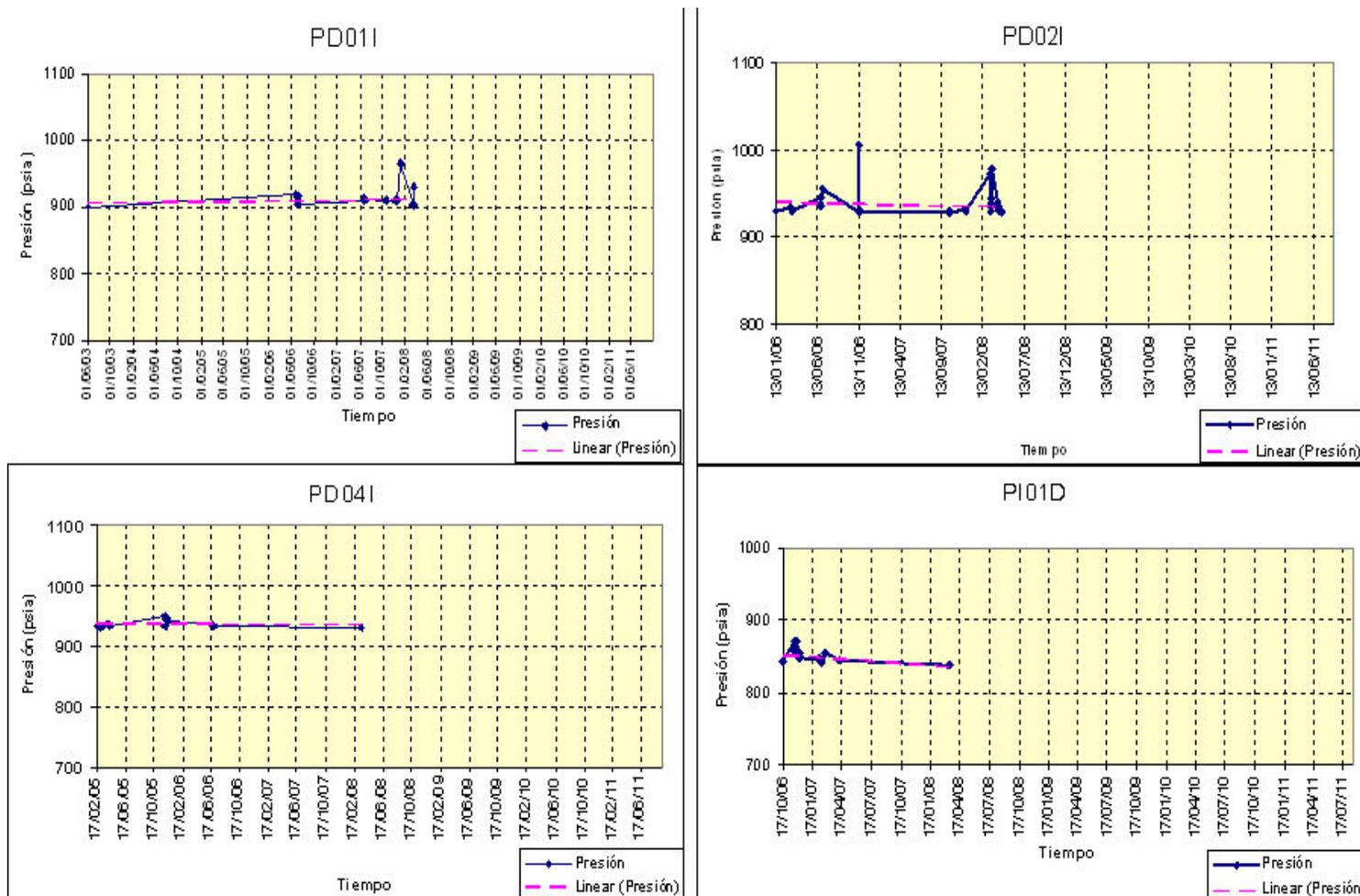


Figura 4.33 Presiones estáticas de los pozo inyectoras tomadas a nivel del sensor, llevadas a la cara de la arena de interés hasta el año 2008. [25]

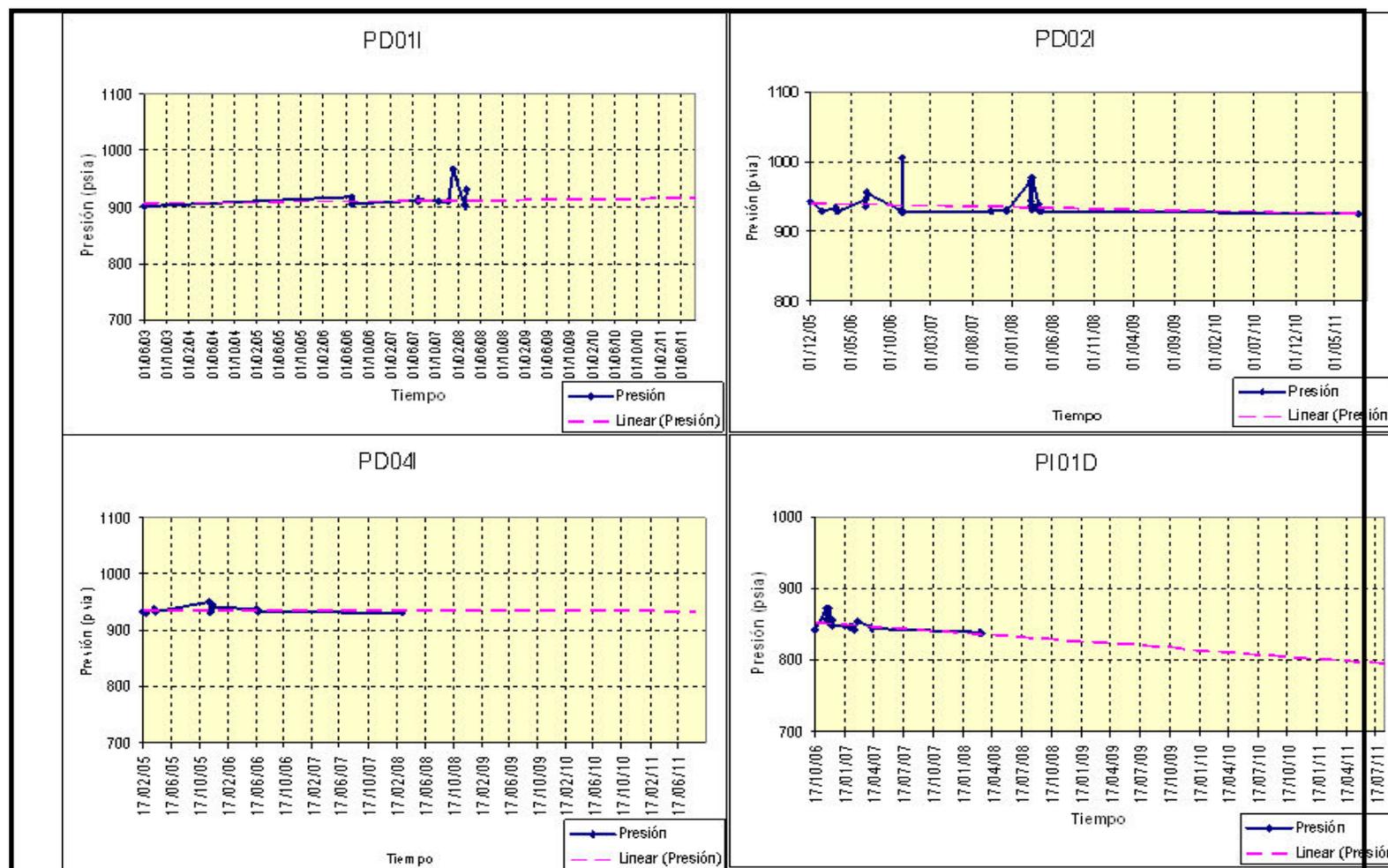


Figura 4.34 Presiones estáticas a nivel del sensor de fondo de los pozo inyectoras, llevadas a la cara de la arena con línea de tendencia hasta el año 2011. [25]

- ✓ al igual que el pozo PD02I mantiene el mismo rango de valores de presión, sin cambios bruscos de esta.
- ✓ El pozo PI01D se observa una fuerte declinación lo cual es ilógico ya que la presión debería aumentar por la inyección del fluido, esto se debió a error en los sensores de fondo al momento de tomar la lectura de las presiones o posiblemente el efecto del fracturamiento produzca una reducción de la presión.

Después de analizar las pruebas Fall Off y las gráficas de presiones se puede decir, que no se observa represurización en el acuífero (yacimiento –zona de inyección), esto es por la magnitud que posee el acuífero, este es demasiado grande como para que se vea afectado por la inyección de agua en el Área Norte del campo, el cual incrementa su tamaño más hacia el Norte del campo.

4.4 Consideración de evalúo de un trabajo rc-ra en el pozo pd05i o sustitución por otro pozo.

Para desarrollar este objetivo se realizó un estudio detallado de este pozo en el primer objetivo del presente trabajo donde se evalúo el histórico de inyección del pozo, de modo de conocer el comportamiento del pozo antes de presentar el problema y saber si se podrá utilizar este pozo nuevamente para la disposición de agua.

Debido a que en ningún momento la presión de inyección excedió la presión de fractura de la arcilla, se pensó que la falla era de origen mecánico, es decir algún problema con la sarta de completación como se puede observar en la figura 4.35.

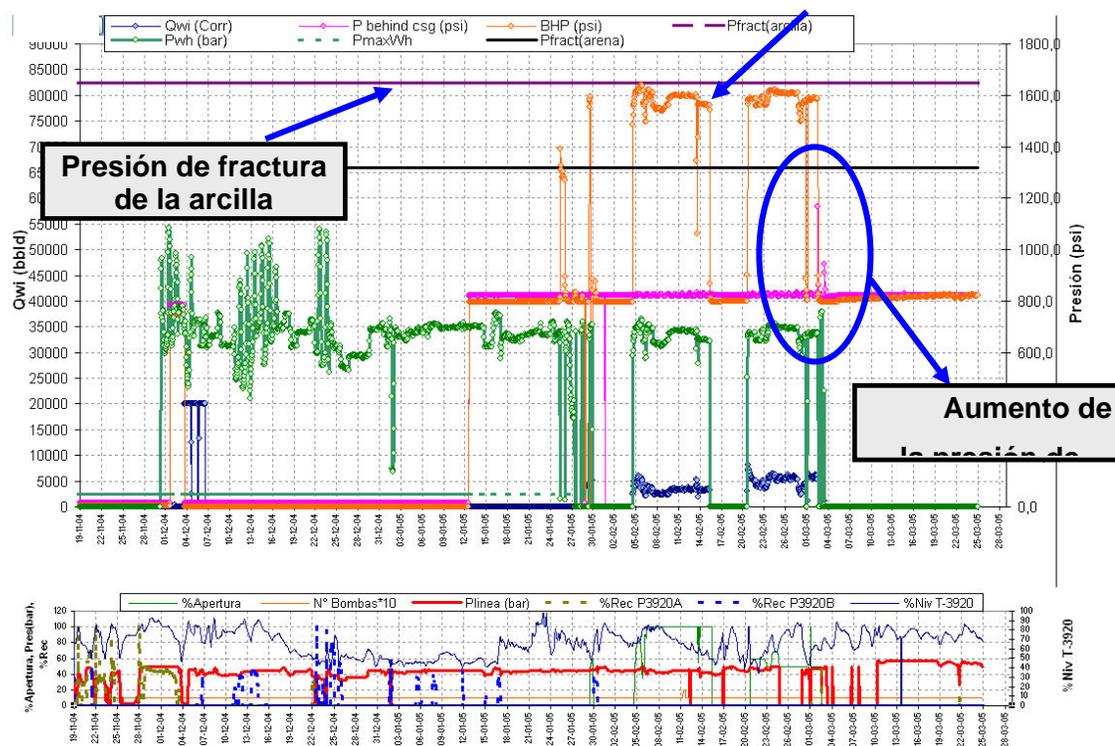


Figura 4.35 Gráfica de la historia de inyección donde se observa incremento brusco de la presión del revestidor o casing. [25]

A continuación se evalúan otras posibles razones del cierre del pozo:

4.4.1 Información de cementación:

El Departamento de Tecnología de Pozos y Operaciones con apoyo de la empresa Schlumberger, corrieron un registro, con el fin de evaluar la integridad del cemento y del casing para determinar el aislamiento zonal fuera del casing 9-5/8 " por encima del liner ranurado 7", más concretamente desde 1.304 a 2.304 pies.

En el registro tomado (Apéndice B), lo primero que se apreció, en el intervalo de 2.050'-2.300', es que las herramientas se encontraban centralizadas mientras se corrieron los registros de cementación. Una herramienta no centralizada puede causar

señales del revestidor que puede tener apariencia de onda, creada por los cambios aparentes en el tiempo de arribo de la señal del revestidor.

Para este intervalo el cemento parece estar en buenas condiciones y no hay evidencia de daño. La distribución de cemento, la unión del cemento al revestimiento y el cemento para unir la formación, se muestra en muy buenas condiciones a través del intervalo de interés. Sin embargo para el intervalo de 2.210'-2.260', la calidad del cemento para unir la formación es baja. Se observaron buenos rendimientos, sin embargo, sigue existiendo el riesgo de la canalización.

4.4.2 Información geológica y petrofísica:

Comparando las zonas de inyección del resto de los pozos de disposición, notamos que la arena del pozo PD05I posee al igual que el pozo PD01D buen espesor de inyección, pudiéndose decir entonces, que tiene capacidad suficiente para la recepción de fluido, descartando que este sea el problema (Apéndice B, Correlación de los pozos de disposición).

Se graficaron dichos valores, como se muestra en la Figura 4.36, observando una permeabilidad alrededor de 5 – 30 Darcy siendo estos valores excelente. Se concluye que la zona de inyección del pozo PD05I es capaz de recibir fluidos sin ningún tipo de problema por poseer buen espesor y excelente permeabilidad. Estos valores (Apéndice C) fueron extraídos de un análisis a una muestra de núcleo tomado del pozo PD05I a una profundidad de 1.838 a 1.636 pies (dentro de la zona de inyección), lo que permitió conocer la permeabilidad en la zona para descartar la posibilidad de que la arena no permitiera la recepción del fluido inyectado.

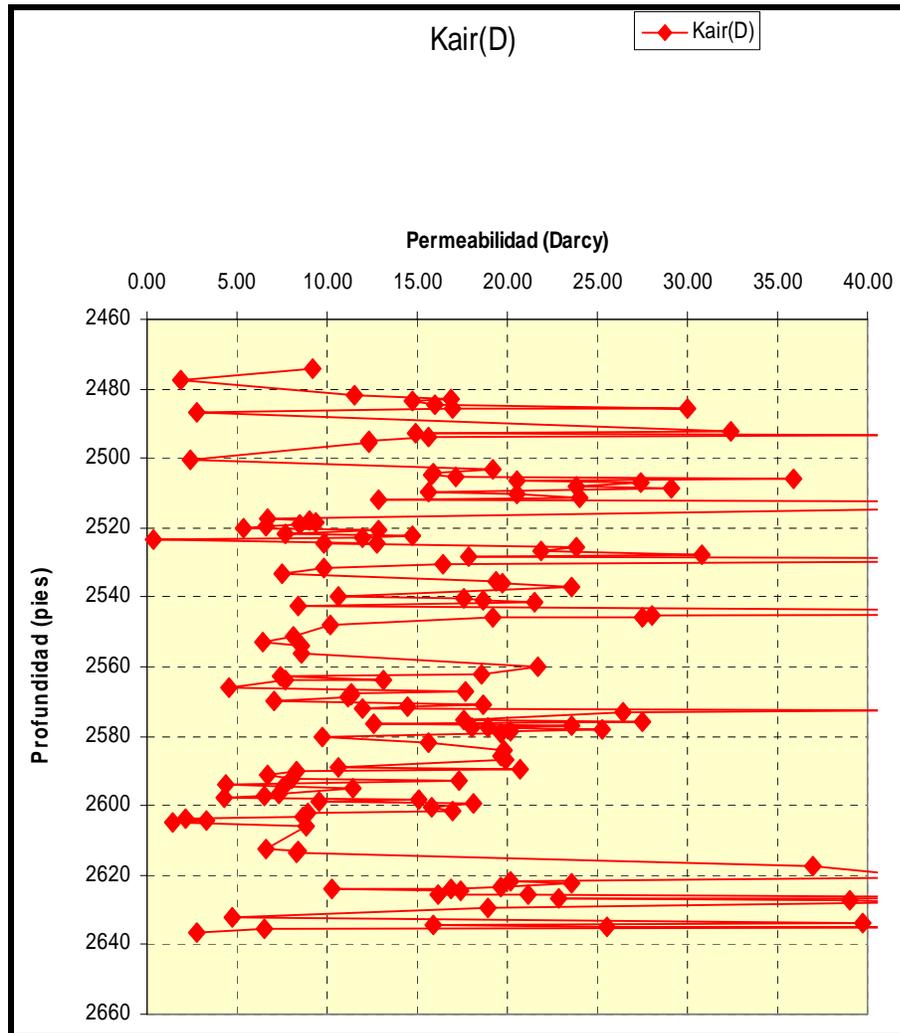


Figura 4.36 Permeabilidad en función de la profundidad tomada de la muestra de un núcleo.^[25]

Se determinó que el problema fue de origen mecánico, cuando el sensor detectó un aumento en la presión del casing, pudiéndose notar con la herramienta Pump Monitor (Figura 4.35), se originó una fractura entre el revestidor y la formación, creando un canal por donde el agua se estaba filtrando. Por lo tanto, no es rentable recuperarlo por la incertidumbre del daño causado por la fractura.

4.5 Determinación de cantidad de pozos a perforar en las plataformas existentes evaluando la interferencia entre ellos utilizando un modelo numérico de simulación.

El estudio se realizó en el Área Norte del campo de Petrocedeno ya que es donde se encuentran ubicados los pozos de Disposición de agua. Además, se revisó el frente de presión para conocer el impacto que tendrán los nuevos pozos de disposición en la zona de producción.

4.5.1 Status del Modelo Full Field de la Unidad Fluvial:

Durante el año 2003, el Departamento de Petróleo realizó un trabajo fuerte para la creación, inicialización, y cotejo histórico de un modelo de simulación (Modelo Full Field de la Unidad Fluvial) utilizando el software Computer Modelling Group CMG, inicialización el 01 de Enero de 200, y a partir de entonces ha sido actualizado hasta el mes de Marzo de 2009. Este modelo ha sido construido usando el modelo geológico del campo, el cual parte de un mapa Geofísico ajustado a los topes estructurales confirmados por los pozos perforados. Posee un acuífero infinito y las fallas están representadas en el modelo como no sellantes.

El mallado consta de 1.857.024 celdas (208x248x36) de 150 x 150 mts., cada una. Existen cargados 491 pozos de los cuales, 484 son entre productores, slants y verticales; y 7 inyectores (Figura 4.37). A su vez el mallado presenta 36 capas verticales, definidas por mapas estructurales del tope de cada arena, mapas de espesor de lutitas definidas por geólogos y en los datos de las variaciones de los gradientes de presión (*RFT*) para incorporar las barreras de flujo (figura 4.38).

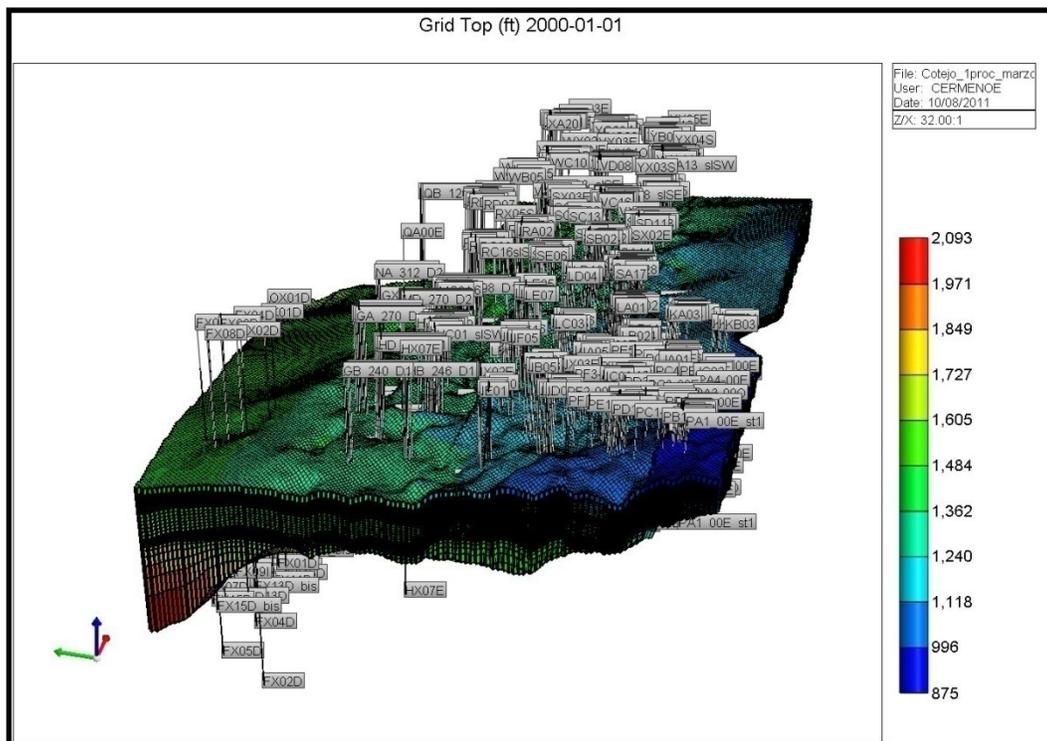


Figura 4.37 Mallado del modelo Full Field de la Unidad Fluvial correspondiente al campo de PETROCEDEÑO. [25]

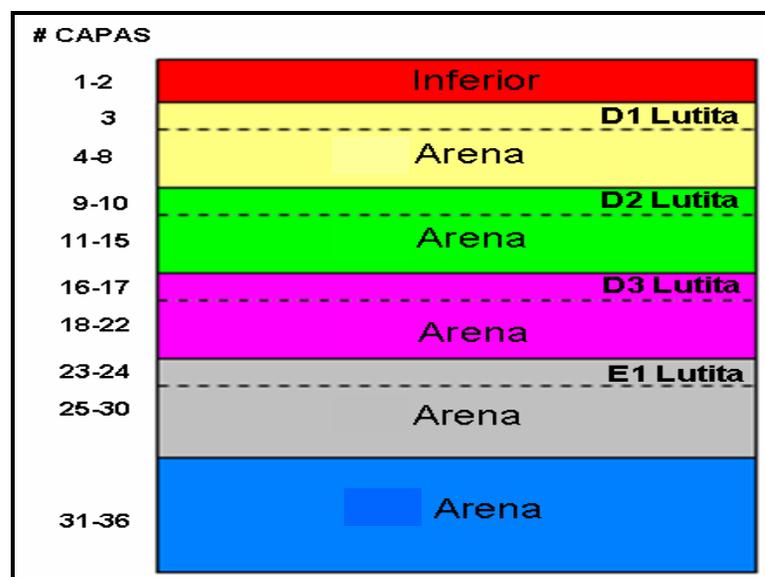


Figura 4.38 Distribución de arenas y toques de barrera en el modelo. [25]

Se tomó un corte del Área Norte del campo, donde se encuentran ubicados los pozos de disposición (zona de estudio) y se observaron los espesores y permeabilidades que se encuentra representadas en el modelo al inicio de las predicciones:

- ✓ Los espesores de las arenas de inyección son mayores a medida que incrementa la profundidad, es por esto que después de varios estudios decidieron inyectar en la arena 5.2/6 (arenas más profundas de la Unidad Fluvial), de este modo poder garantizar que el yacimiento pudiese recibir altas tasas de inyección sin fracturar la lutita. En la figura 4.39 se muestran como están cargados los espesores de las arenas en el modelo.

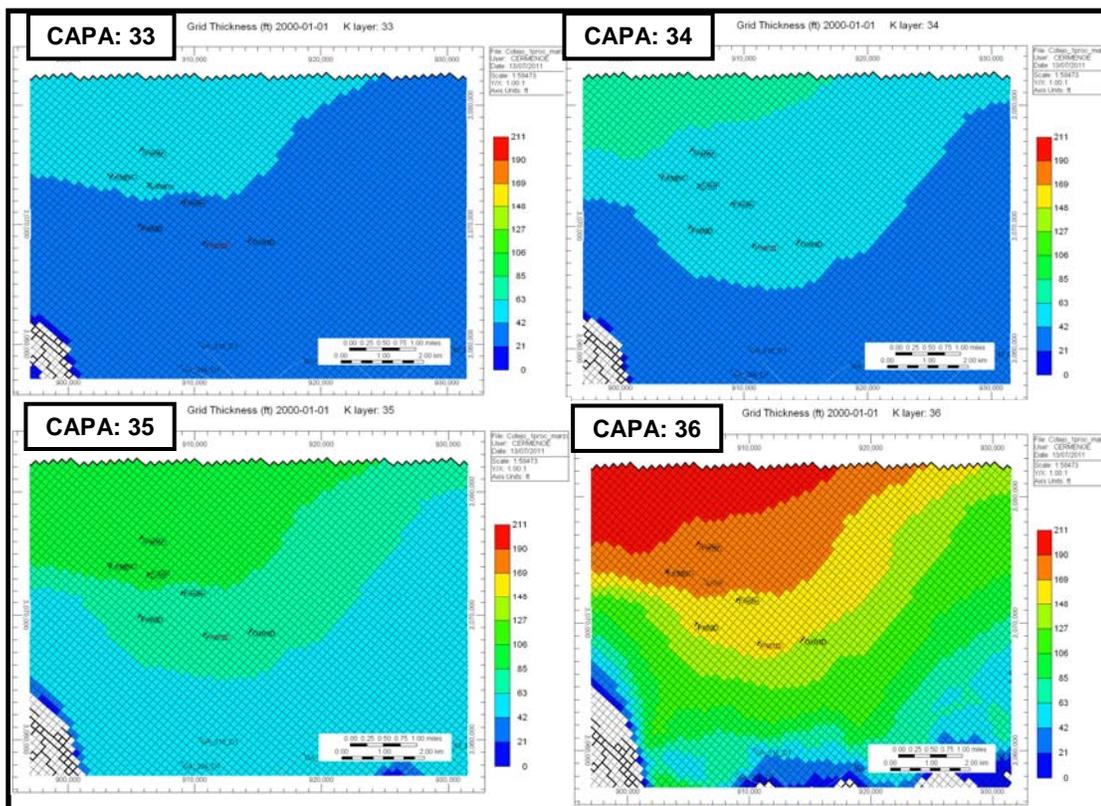


Figura 4.39 Espesores de las arenas representadas en el modelo. [25]

- ✓ Las permeabilidades cargadas en el modelo se cargaron en base a análisis de las muestras de núcleos tomados por los pozos verticales, aunque cabe destacar que las permeabilidades de esta zona específicamente, se ajustaron un poco para poder igualar el comportamiento de las arenas que fueron fracturadas para poder inyectar. Los valores se pueden apreciar en la figura 4.40, que van de 0 mD hasta 89.053 mD, mostrando áreas donde la permeabilidad llega entre 60 y 70 Darcys, siendo estas excelentes.

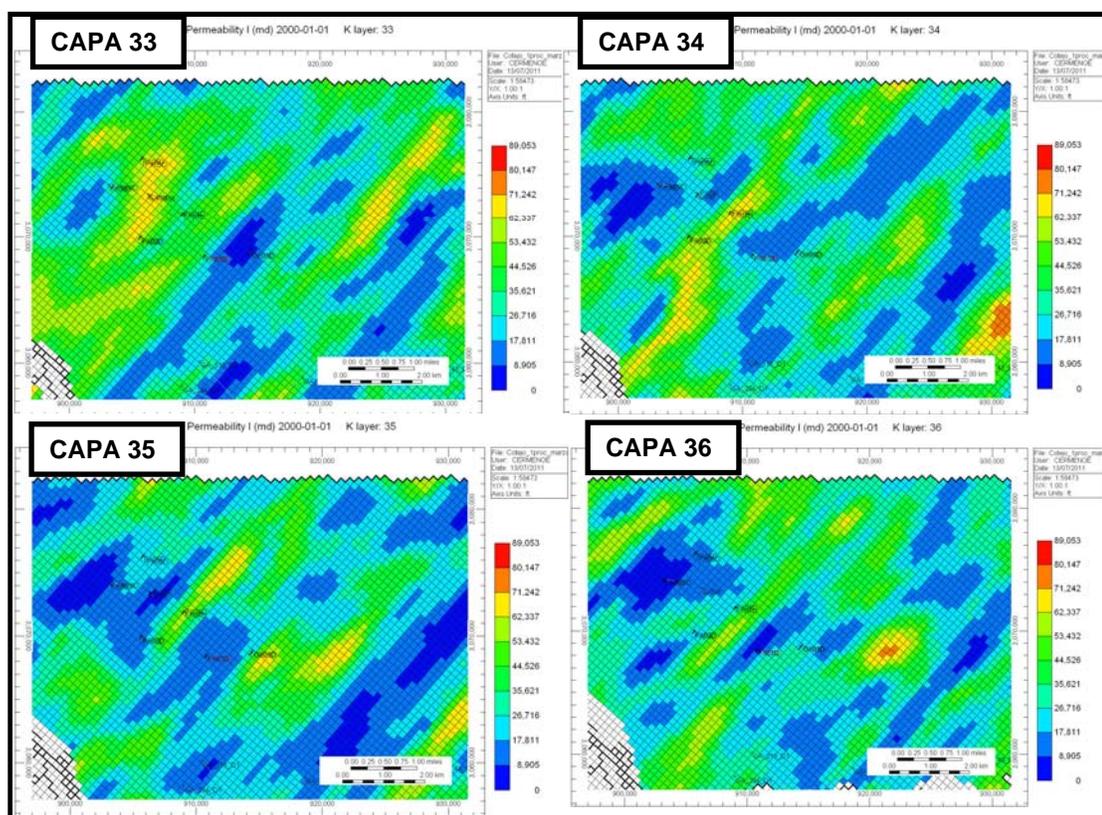


Figura 4.40 Permeabilidades cargadas en el modelo. [25]

- ✓ Las arenas 5.2/6 las cuales están representadas en el modelo con las capas de la 31 a la 36, está completamente inundada de agua (Saturación de agua de 100%), como se puede notar en la Figura 4.41, dicha zona posee una

saturación de agua del 100 %, por lo tanto no debería de influenciar las arenas productoras siempre y cuando se mantengan los límites de la presión de fractura de la arcilla (sello lutítico). Otra característica del modelo es que se encuentran 2 zonas PVT: una hacia el Norte del campo (ubicación de los pozos de disposición de agua) donde se encuentra el acuífero (representado en el modelo como un acuífero explícito) y otra hacia la zona principal o Sur del campo donde existe una zona lavada (Flush Zone). La figura 4.41 muestra los porcentajes de saturaciones iniciales de agua en cada capa del mallado al inicio del modelo y se puede apreciar claramente las dos zonas PVT.

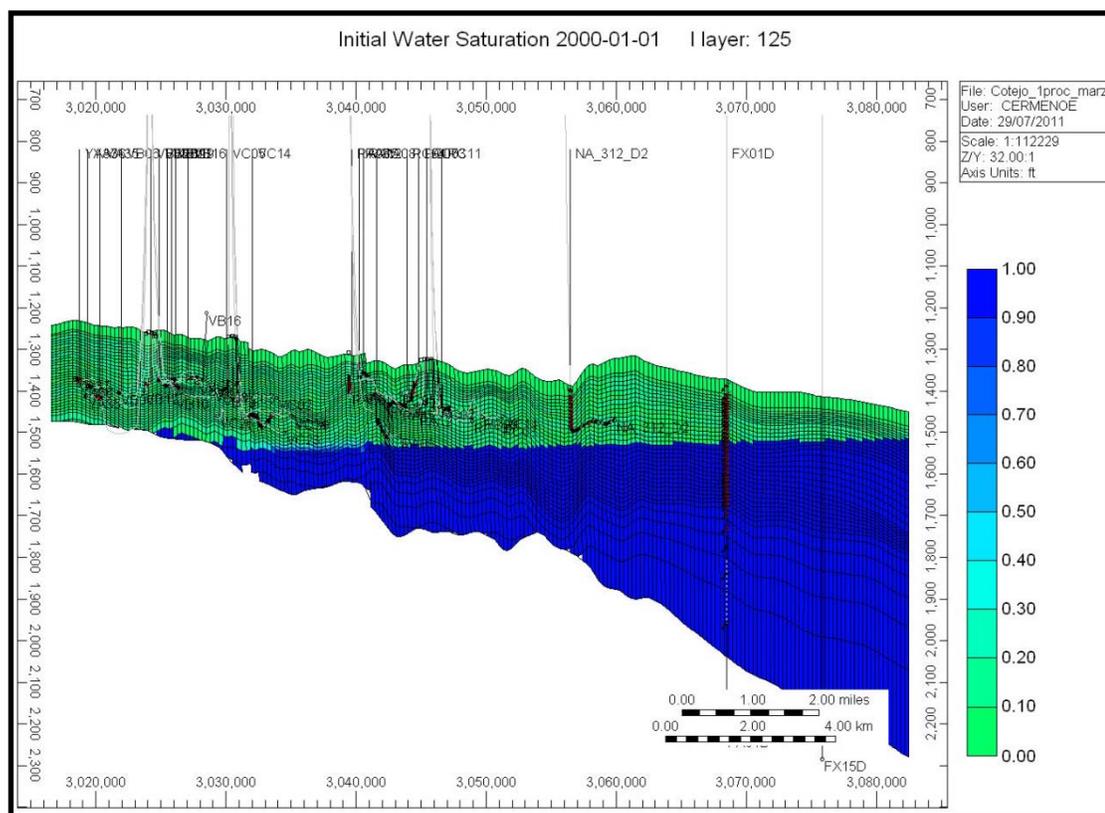


Figura 4.41 Corte del mallado donde se aprecian las saturaciones iniciales de Agua. [25]

En la actualidad, los pozos inyectores cargados en el modelo son el PD01I, PD02I, PD04I, PD05I, PD08I, PD09I y PI01D.

En la gráfica 4.42 se puede notar que el pozo PI01D no se encontraba activo en el modelo cuando se realizó la primera corrida para conocer el status del modelo, lo cual es falso ya que en la Figura 4.21 se observa el comportamiento del histórico de inyección hasta el año 2011, a raíz de esto, la producción de agua total no coincidía con la tasa de inyección de agua total en el modelo.

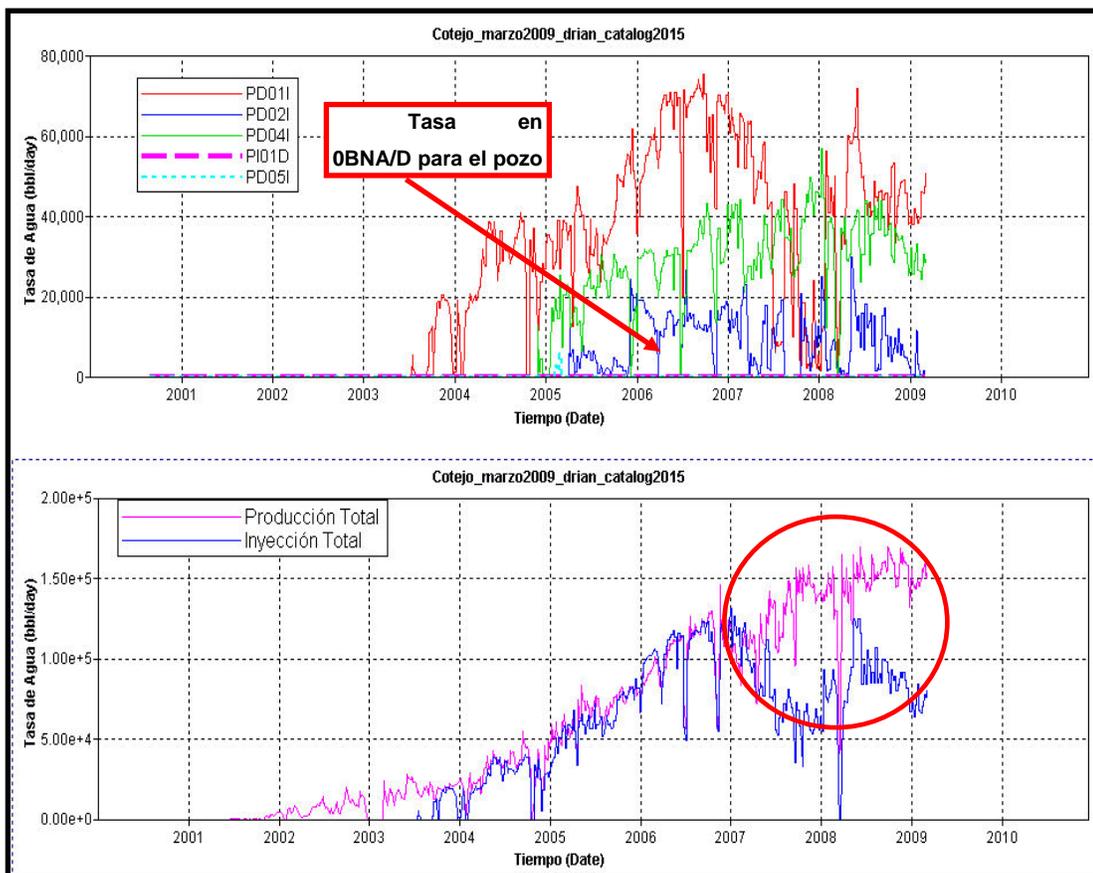


Figura 4.42 Modelo base del Full Field de la Unidad Fluvial. [25]

En vista del caso, se procedió a revisar detalladamente el modelo encontrando que si existía histórico cargado al pozo pero las celdas de inyección se encontraban

cerradas, por lo tanto se corrigió el problema y se volvió a realizar la corrida. Una vez corregido el problema con el pozo PI01D, se cargó el histórico de inyección hasta Mayo de 2011 únicamente de los pozos inyectoros para crear un escenario más apegado a la realidad del campo y de este modo obtener resultados más confiables, lo cual se puede verificar en la Figura 4.43.

Adicionalmente se examinaron las profundidades y la presión de fractura (CONSTRAIN BHP MAX) a las que estaban inyectando los pozos en el modelo y se compararon con las reales (facilitada por el personal de perforación y completación) para cerciorarse de que los pozos estuviesen cotejados a la realidad del campo.

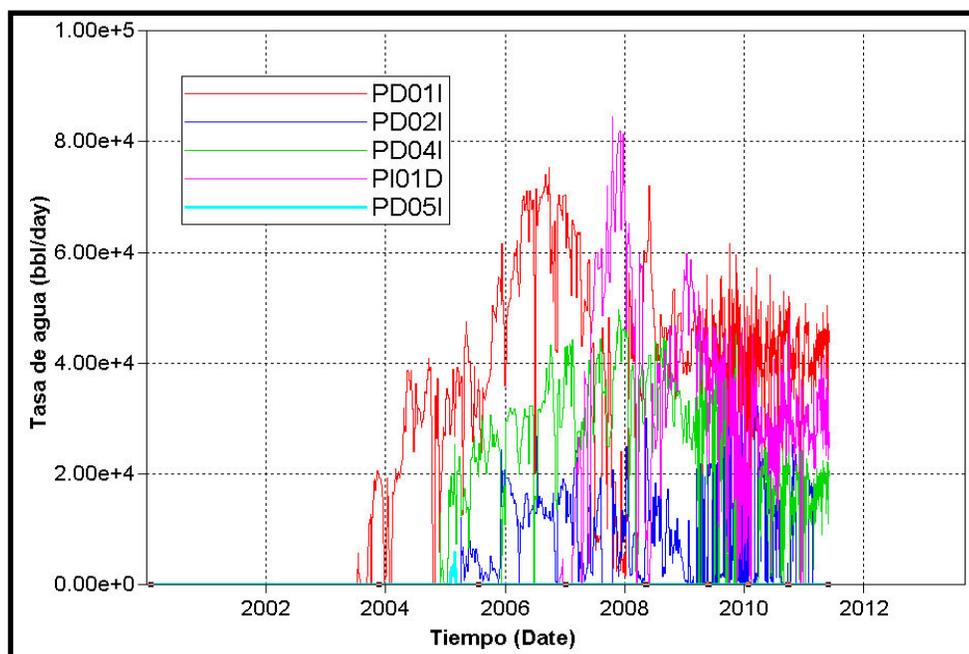


Figura 4.43 Modelo corregido representando las tasas actuales. [25]

Luego de haber verificado el status de los pozos y los intervalos de inyección se procedió a realizar el cotejo de las tasas y presiones de inyección, arrojando un comportamiento positivo, ya que las tasas y las presiones estaban cotejadas a la realidad del campo (Figura 4.44 y 4.45).

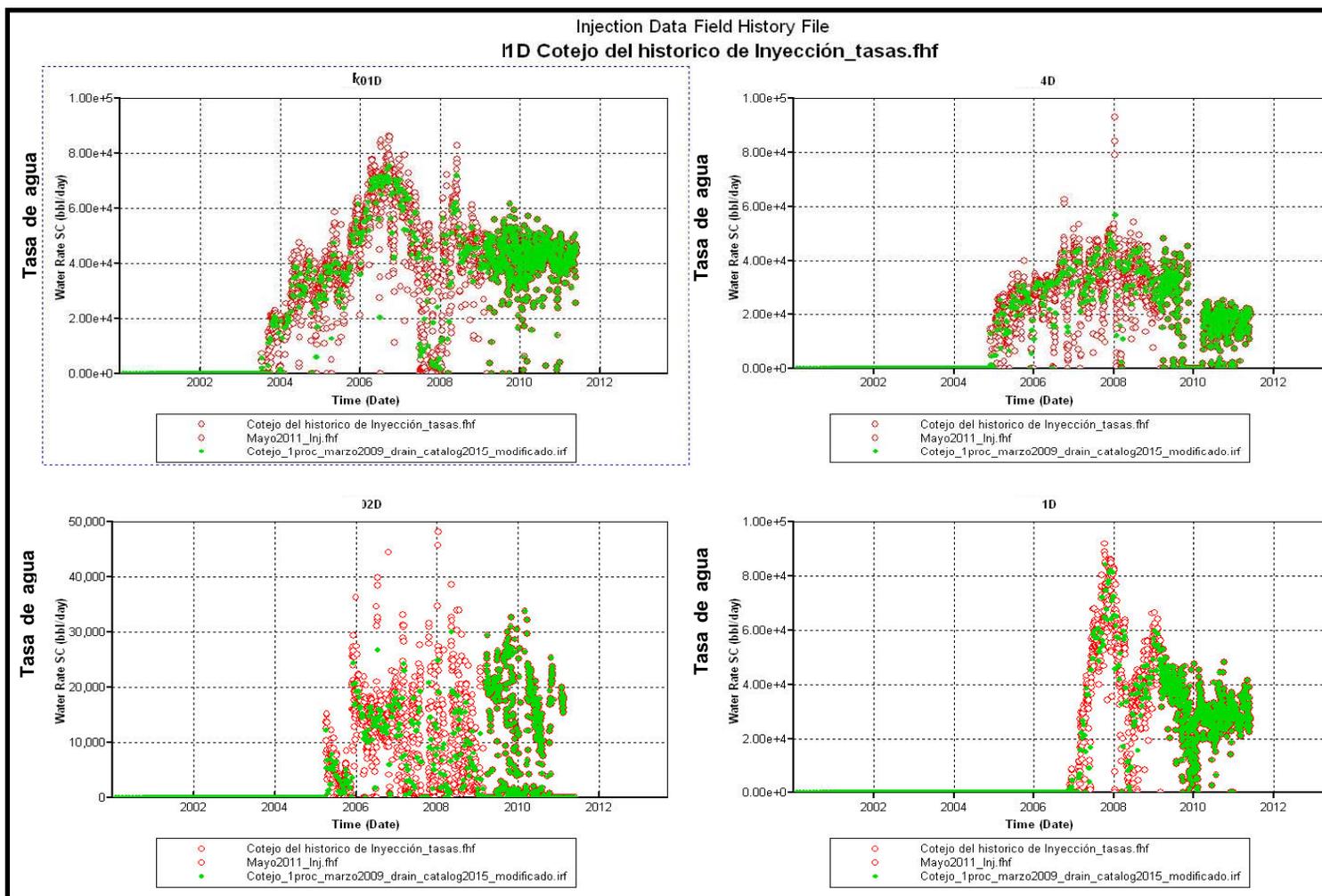


Figura 4.44 Cotejo de la tasa de inyección de los pozos de disposición de agua. [25]

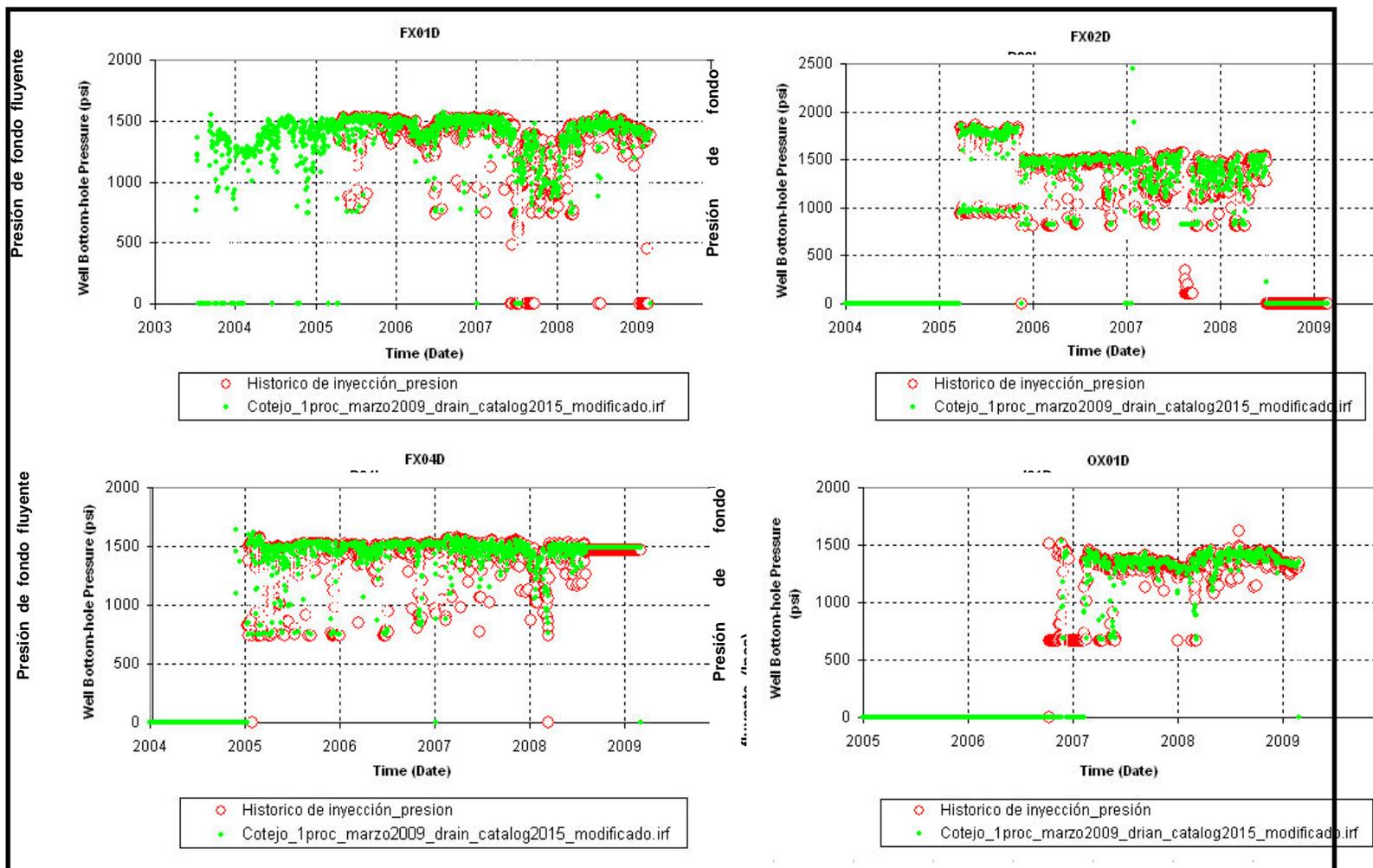


Figura 4.45 Cotejo de la presión de inyección de los pozos de disposición de agua. [25]

4.5.2 Factibilidad de colocar más de un pozo inyector por plataforma:

Una vez actualizado el status de los pozos inyectores se evaluó la posibilidad de perforar más de un pozo inyector por plataforma sin que éstos crearan interferencia de presión entre ellos. Para éstos se tomó el modelo modificado y se fueron agregando todos los pozos que contemplan los proyectos antes mencionados (Figura 4.5). Estos fueron colocados en la misma arena donde están inyectando los pozos actuales (Arena 6, Formación Oficina) y se tomaron intervalos parecidos dependiendo del espesor de la arena en esa zona, tomando en cuenta la correlación de los pozos ubicados en el Área Norte del campo (Apéndice B).

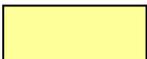
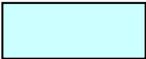
Para las predicciones del modelo Full Field de la Unidad Fluvial, se utilizó una tasa de inyección promedio (SWT) para cada pozo inyector y un valor de BHP MAX como condición opcional (constrains) para crear la presión de fractura de la arcilla (Tabla N° 15). Estas tasas fueron colocadas dependiendo de la plataforma en donde estarían ubicados los pozos y en base a esto se tomó en cuenta las tasas de inyección promedio del pozo correspondiente a dicha plataforma. Se tomó en consideración también las tasas a manejar con los proyectos futuros (Figura 4.4).

La idea era crear los pozos tan vertical como se pudiese, ya que se a tenido mejor experiencia con los pozos inyectores verticales que con los horizontales, en este caso se perforarían tipo Slant para aterrizar en vertical, pero según el estudio realizado por Gerencia de Perforación en conjunto con la empresa Haliburton utilizando el simulador COMPAS, la distancia máxima del pozo sería de aproximadamente 1.930 pies (590-600m) teniendo un grado de inclinación de 20° (cabe acotar que dependiendo del requerimiento final de Inclinación del Drop, de la arquitectura del pozo, de los TVD's del objetivo, entre otros parámetros, es posible que el desplazamiento lateral varíe considerablemente) (Figura 4.46). Es por esto que

en el modelo se colocaron los pozos a una distancia aproximadamente entre 1.000-1.500 pies para lograr colocar el pozo lo mas vertical posible.

Tabla N° 15. Tasas de inyección promedio asignadas a los pozos creados en el modelo. ^[24]

POZO	Tasa de Inyección STW MAX (BAD)	Presión de Fractura de la arcilla BHP MAX (lpc)
PD01I	40.000	1.500
PD02I	10.000	1.500
PD04I	25.000	1.500
PI01D	35.000	1.400
PD08I (por completar)	25.000	1.400
PD09I (por completar)	25.000	1.400
PI11D	30.000	1.400
PI02D	30.000	1.400
PD07I	30.000	1.400
PD16I	20.000	1.400
PD12I	20.000	1.400
PD10I	30.000	1.400
PD13I	20.000	1.400
PD14I	30.000	1.400
PD15I	20.000	1.400
PD03I	30.000	1.400
PD06I	30.000	1.400
PD17I	30.000	1.400

 POZOS ACTIVOS  POZOS FUTUROS

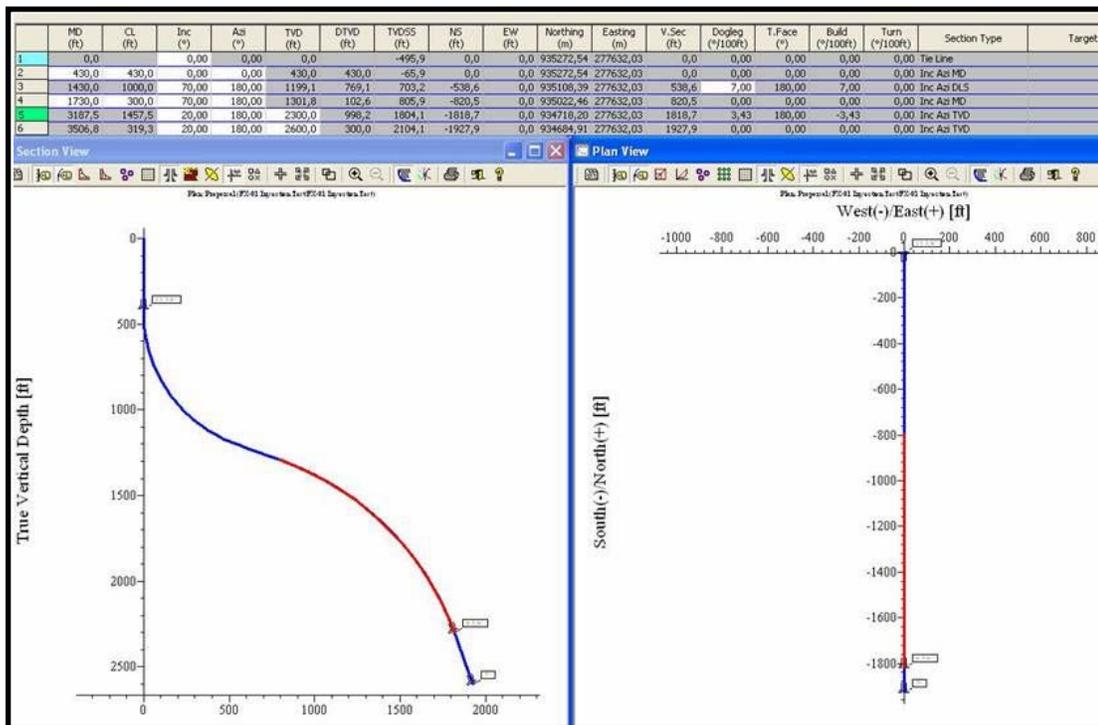


Figura 4.46 Estudio de perforación para determinar distancia máxima entre pozo y pozo. [24]

Una vez creados los pozos, se realizaron diferentes sensibilidades de la ubicación de los pozos basándose en la restricción de perforación (distancia máxima 500-600m), estas se pueden apreciar en el Apéndice D.

Se realizó una propuesta de colocar la plataforma futura (Figura 4.5) más cercana a la estación Principal de modo de ahorrar costos en la nueva línea de inyección, siendo casi 2Km. de tubería que se estarían ahorrando, en la Figura 4.47 se muestra la ubicación de la plataforma.



Figura 4.47 Plan de Disposición de Agua con nueva propuesta de la ubicación de la plataforma futura. ^[24]

El arreglo de los pozos definidos en el modelo se muestra en la figura 4.48, observando cómo quedó la distribución en las plataformas existentes. Adicionalmente se puede acotar que la plataforma del pozo PD05I se proponen 3 pozos nuevos, de modo de aprovechar las características que presenta la zona como se pudo demostrar en el estudio de este pozo. Como otro punto relevante se puede visualizar la propuesta de la nueva plataforma donde estarán ubicados los pozos PD03I, PD06I y PD17I los cuales están contemplados para el proyecto MSUP2 (posible fecha de inicio para el año 2017).

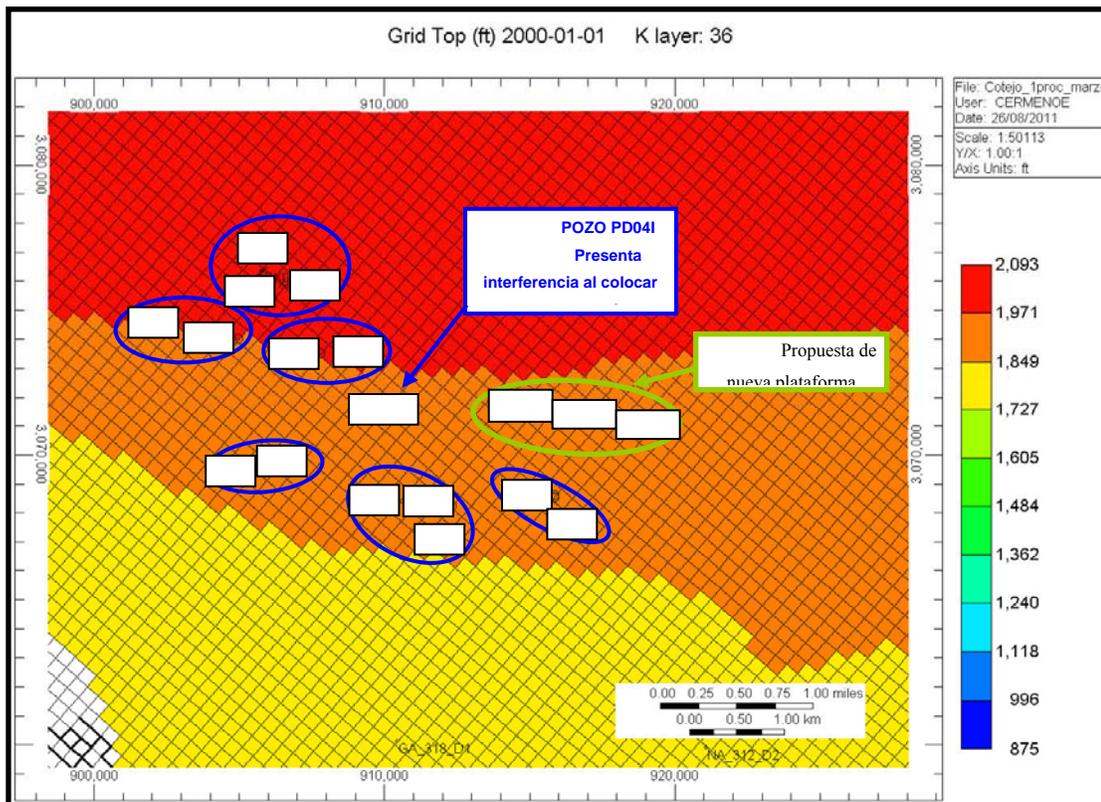


Figura 4.48 Arreglo de Pozos a perforar representado en el mallado. [25]

La tasa de producción total está ajustada a la tasa de inyección total del campo, esto quiere decir, que el agua producida en el campo es la misma cantidad de agua que se está inyectando. Los pozos actuales y los que se van a perforar cargados en el modelo están representado las tasas de inyección promedio actuales y las asignadas a cada pozo (Tabla N° 15), lo cual corrobora que el modelo está describiendo el escenario que se tendrá con la puesta en marcha de los proyectos para el Manejo de Agua del campo de PETROCEDENÑO (Figura 4.49).

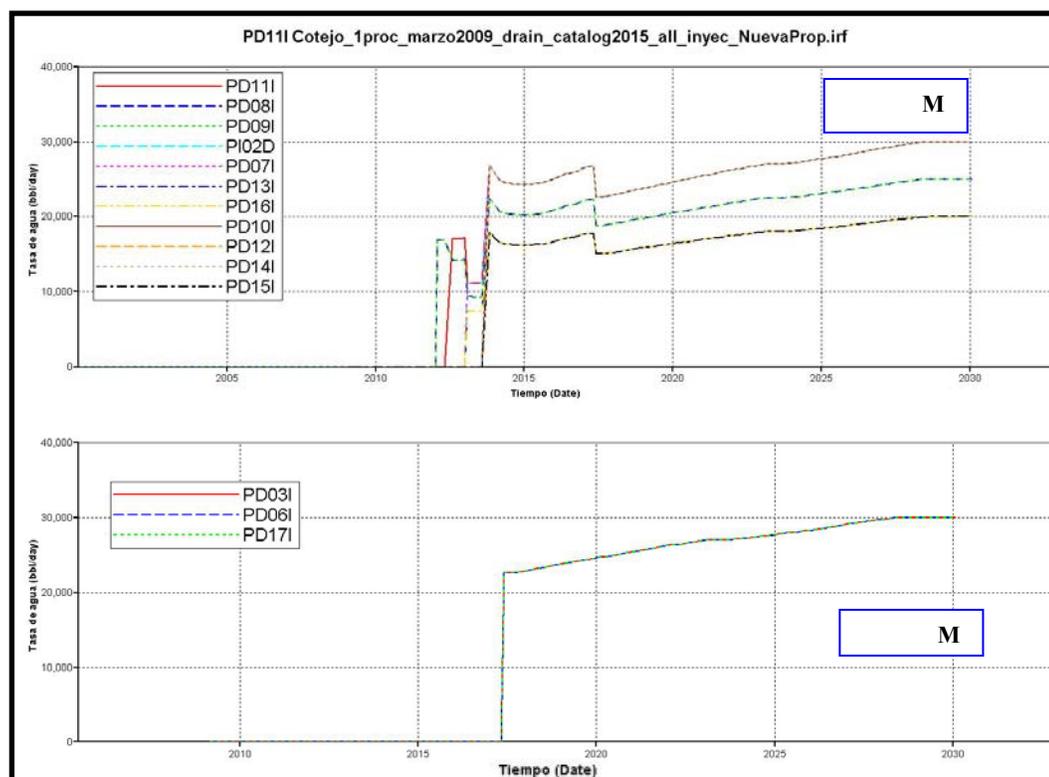


Figura 4.49 Tasas de inyección promedios asignadas a los nuevos pozos de disposición de agua que contemplan los proyectos para el Manejo de agua. [25]

Para la definición de los pozos se consideró una presión de interferencia mayor o igual a 10 lpc, observando la Figura 4.50 (Gráfico 1, 2 y 3) se observa un ejemplo de 3 plataformas con 3 pozos perforados sin que éstos presenten una interferencia mayor a 10 lpc por lo que cumplieron con la restricción de presión y cada uno fue definido en la ubicación correspondiente. En el caso de la plataforma del pozo PD04I no se hizo propuesta de perforación debido a que en todas las sensibilidades que se realizaron, este pozo presentó interferencia mayor a 40 psi con respecto al otro pozo. Es por esto, que en la Figura 4.50 (Gráfico 4) solo aparece el comportamiento de presión del pozo PD04I.

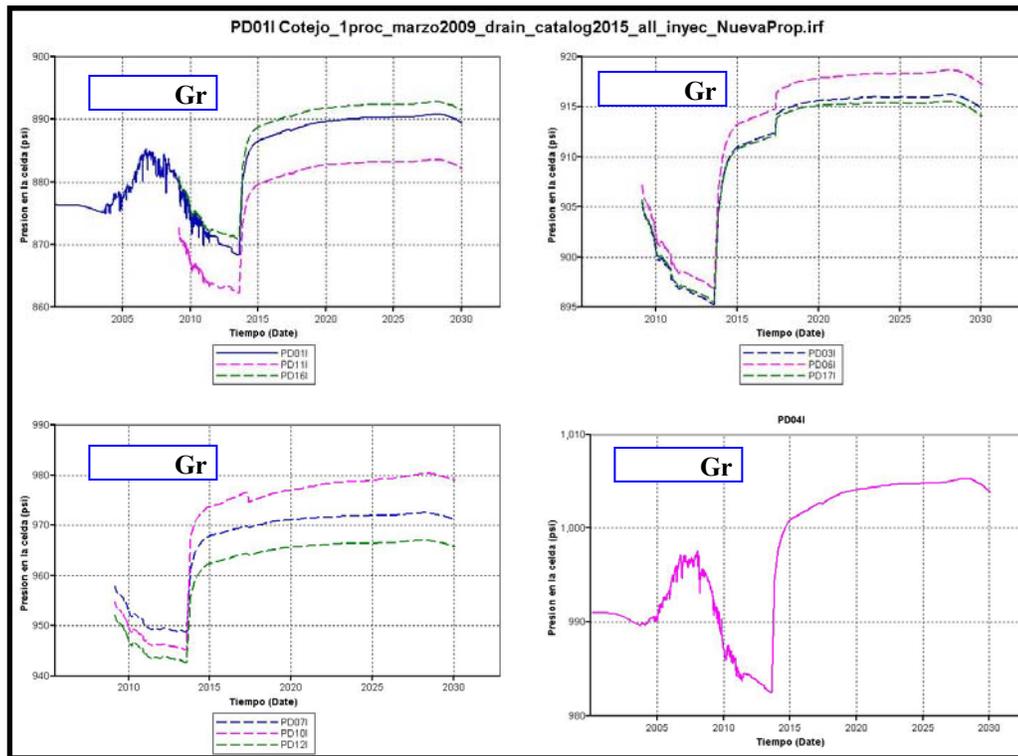


Figura 4.50 Comportamiento de la presión en la celda abierta correspondientes a las plataformas de los pozos PD01I, PD03I, PD07I y PD04I. [25]

En la Figura 4.51 se presenta al igual que en la Figura 4.50, el comportamiento de los pozos restantes y los resultados no mostraron interferencia mayor a 10 lpc, solo que en esta figura solo se muestran plataformas con 2 pozos perforados. Tomando en cuenta estas gráficas, fue que se definieron las coordenadas donde van a ser ubicados los nuevos pozos de disposición de agua.

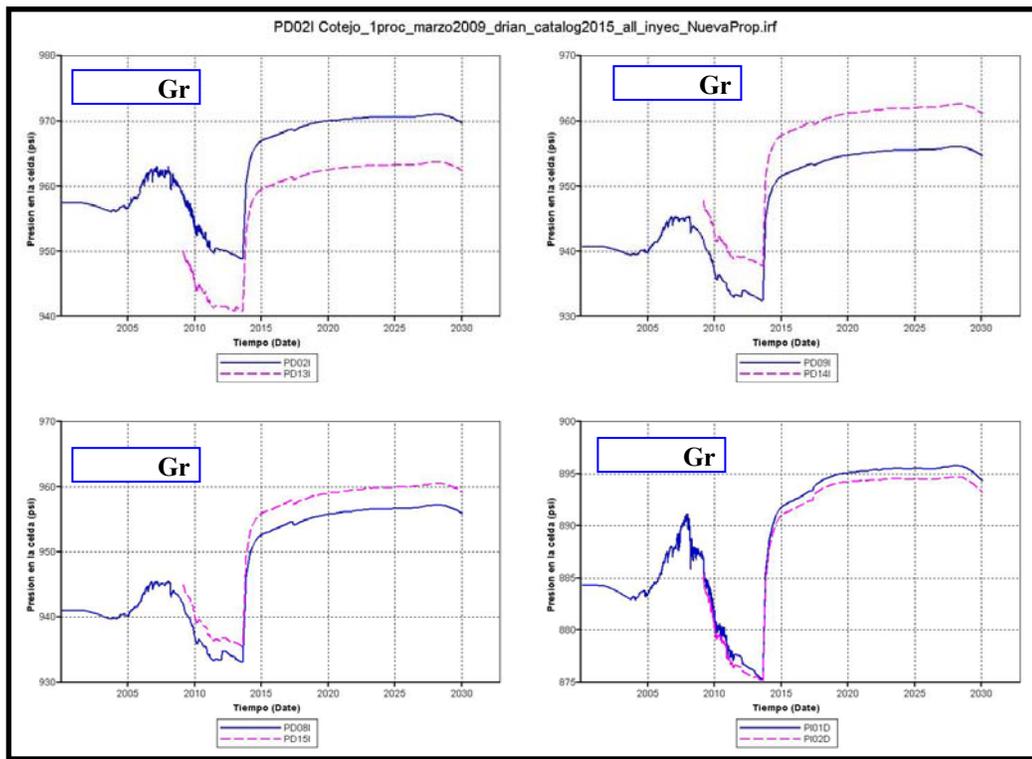


Figura 4.51 Comportamiento de la presión en la celda abierta correspondiente a las plataformas de los pozos PD02I, PD09I, PD08I y PI01P. [25]

Antes de proponer el arreglo final de los pozos, se propuso otro arreglo de pozos (Apéndice D), el cual fueron enviadas las coordenadas de los pozos a perforar a la Gerencia de Ingeniería y Construcción, encontrando que no fue factible a nivel de superficie ya que se encontraban interferencias en el terreno (acantilado), adicionalmente el pozo PI01D no se encontraba dentro del margen propuesto por Perforación (Apéndice D). Posterior a esto se realizó otra corrida con la nueva ubicación (propuesta por la Gerencia de Ing. y Construcción) y se verificó realizando una visita hasta la zona donde se realizó un recorrido hasta para la verificación observándose que en las zonas adyacentes no existía la presencia de cuerpos de agua (ríos, lagunas), o la presencia de bosques nativos, pendientes pronunciadas u otro inconveniente. Sin embargo se observo un problema desde el punto de vista de construcción, debido a la presencia de un montículo de tierra; de acuerdo a esta

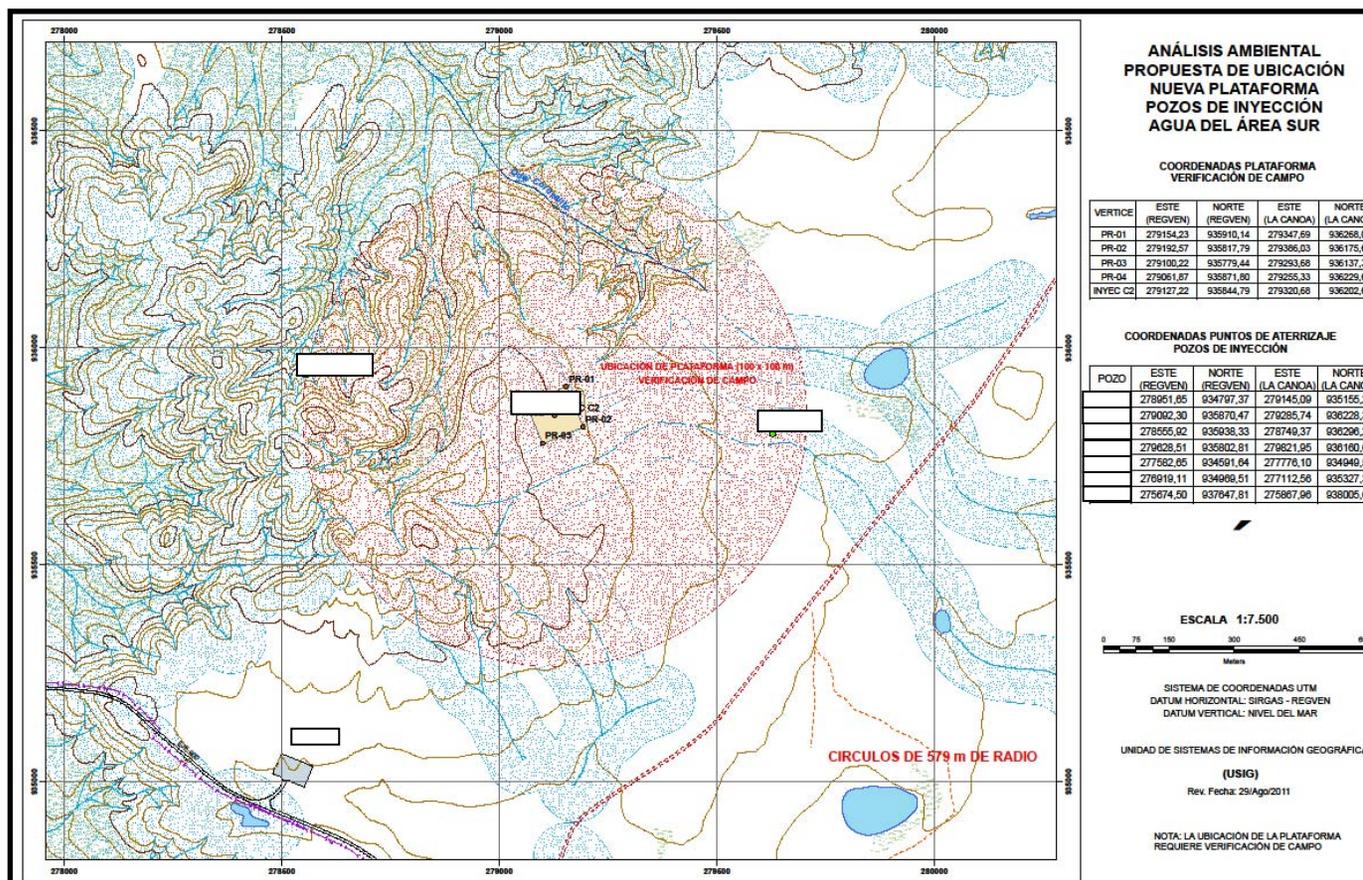


Figura 4.52 Ubicación de Nueva Plataforma de pozos de inyección de agua en el Área Norte. [25]

situación se decidió trasladar la plataforma un poco hacia el Sur – Este, obteniendo el arreglo de los pozos definitivo sin observarse interferencias a nivel de yacimiento ni en superficie (Figura 4.52).

En el Apéndice D se encuentran todas las sensibilidades realizadas antes de obtener la ubicación definitiva de los pozos a perforar con la puesta en marcha de los proyectos anteriormente mencionados (PD11I, PI02D, PD07I, PD13I, PD16I, PD10I, PD12I, PD14I, PD15I, PD03I, PD06I y PD17I).

En la figura 4.53 se presenta el nuevo cronograma de secuencia de incorporación, para cumplir con la meta de las tasas de disposición de agua, queda planteado de la siguiente manera:

- ✓ 2 pozos de disposición de agua para proyectos de Separador de agua libre y Reactivación de antigua Planta de tratamiento (X3940), quedando igual al cronograma actual.
- ✓ 1 pozo para el pozo centralizador (Pozo Dewatering), al igual que los dos primeros proyectos se continúa con el cronograma actual.
- ✓ 4 pozos para manejar la primera etapa de MSUP 1 (100MBIs/D), según el estudio se comprobó que se requiere de 1 pozo adicional, ya que según el cronograma se tienen previstos solo 3 pozos de inyección y para la segunda etapa quedan planteados los 4 pozos que se tenían, (100MBIs/D adicionales) (según tasas promedios asignadas de la tabla N° 14).
- ✓ 3 pozos y más (contempla la propuesta de la plataforma para cumplir la capacidad de disposición que requieren para MSUP2 (entre 200 y 400 MBIs/D).

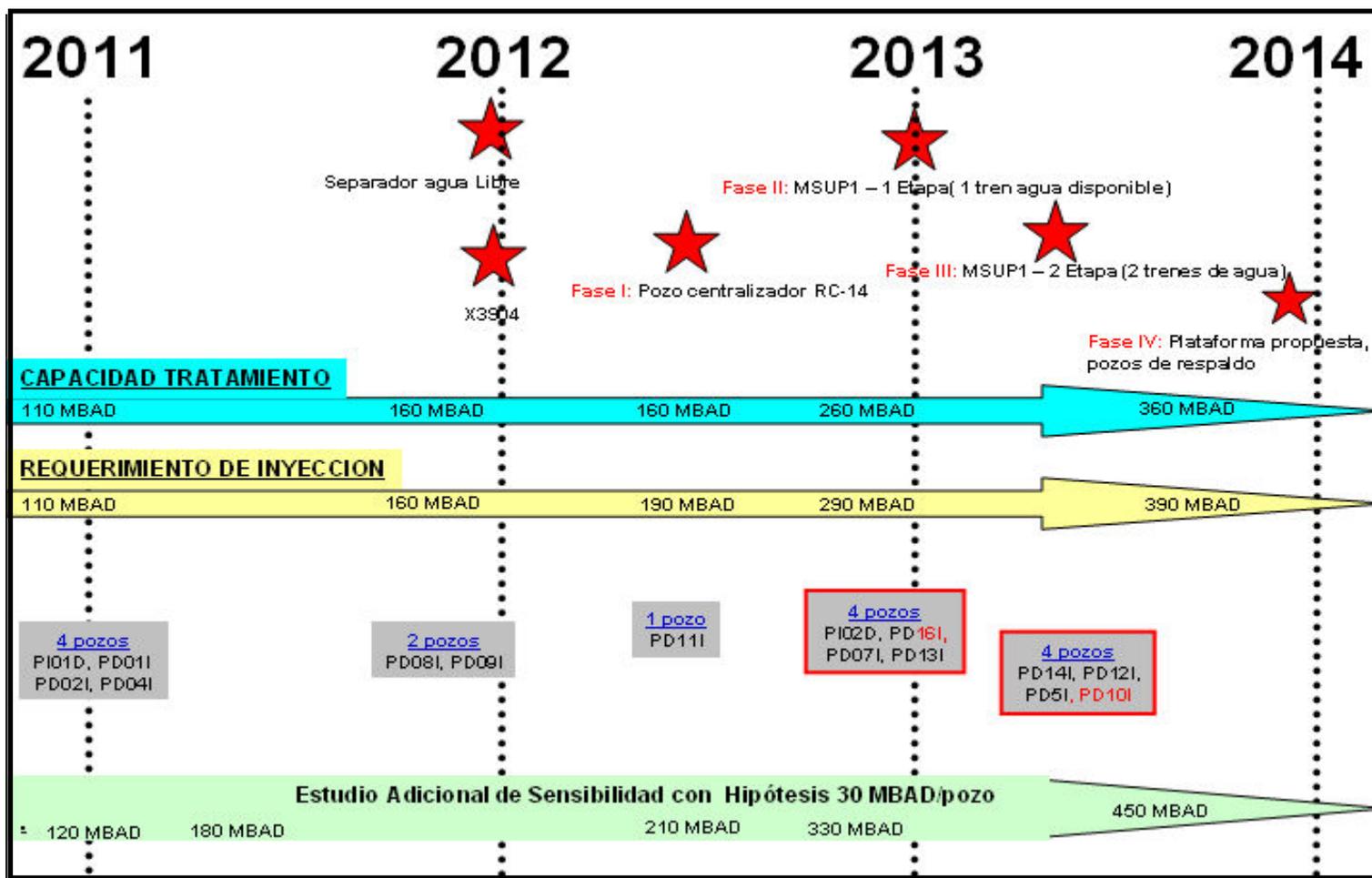


Figura 4.53 Cronograma propuesto después del estudio realizado para el Plan de Manejo de Agua. [25]

Sin embargo, se realizó una simulación con todos los pozos inyectando 30MBIs/D (hipótesis planteada), siguiendo el cronograma actual (Figura 4.4), logrando inyectar 420 MBIs/D, e incluso 450 MBIs/D en MSUP1, lo cual indica que si es factible a nivel de yacimiento, puesto que no se observo interferencias entre los pozos manejando estas tasas de inyección. Todo dependerá del comportamiento del pozo y la recuperación de la inyectividad de los pozos actuales (capacidad de inyección actual 110MBIs/D).

Como resultado de las corridas de predicción se obtuvo los mapas de presión correspondiente a los años 2004, 2011 y 2030, con la ubicación de los pozos inyectores (Figura 4.54), esto a las capas inferiores (34, 35 y 36) donde se realizará la inyección de agua a las tasas mencionadas anteriormente, y se observa un aumento de apenas 20 psi aproximadamente lo cual no es significativo, esto puede ser debido a que el caudal inyectado es despreciable en comparación con el volumen total del acuífero de fondo, el resto de las capas se pueden apreciar en el Apéndice D.

4.5.3 Impacto del incremento de la capacidad de disposición de agua en la Zona Principal de Producción:

Luego de las corridas de predicción se pudo confirmar el comportamiento de la saturación de agua en la Zona Principal, la cual no se vio afectada, y esto se pudo ratificar analizando las secciones transversales (cortes) de la malla de simulación que incluye la trayectoria de algunos pozos productores en diferentes años de la simulación (2004, 2011 y 2030), donde se observa en la Figura 4.55, que no existen cambios en las saturaciones de agua que pudiesen referirse al aumento de la inyección. En el Apéndice D, se encuentra otro corte para observar el comportamiento de la saturación del agua.

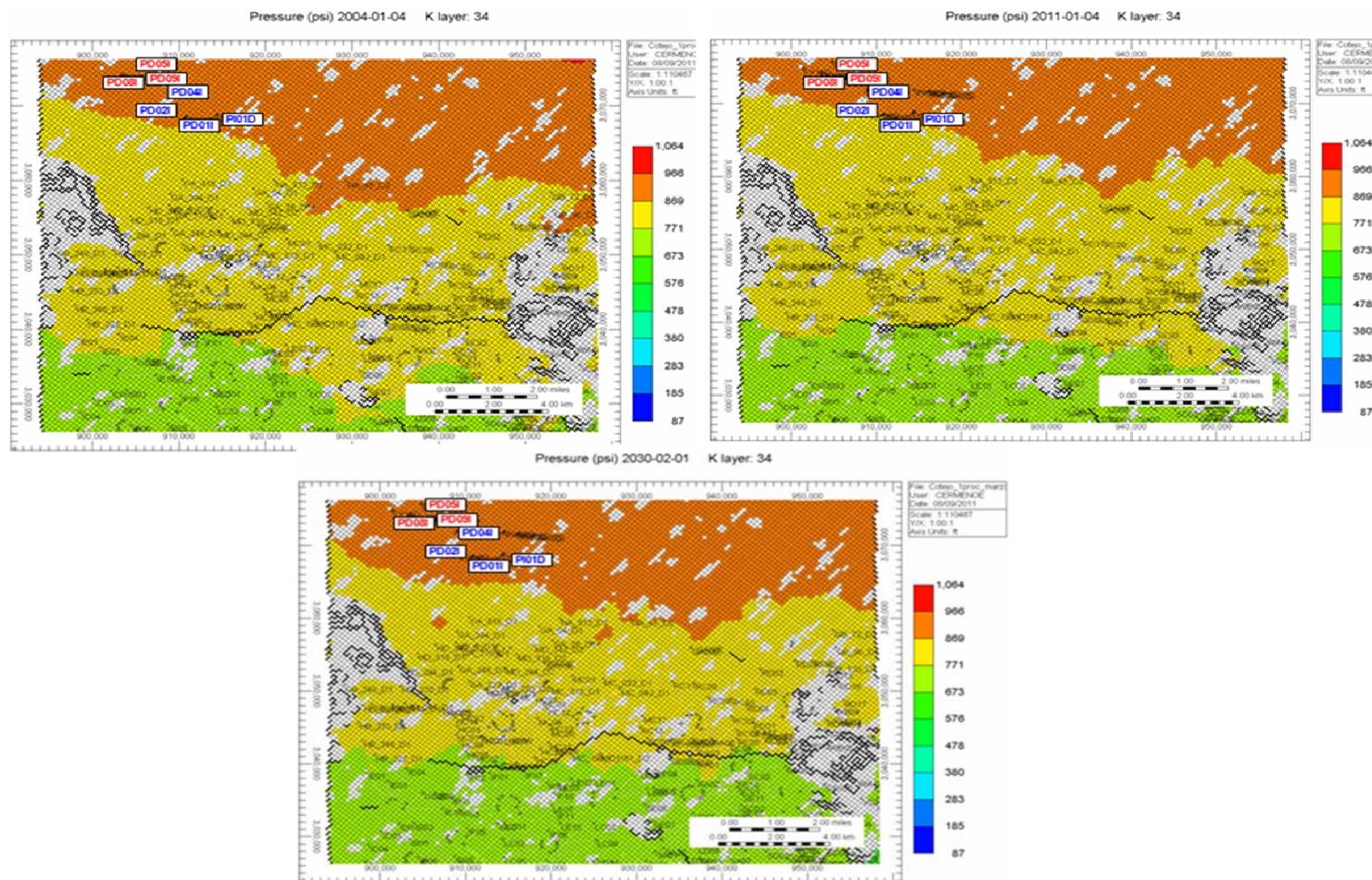


Figura 4.54 Comportamiento de la presión en la capa 35 (arena de inyección) del modelo ubicada en el Área Norte del campo. [25]

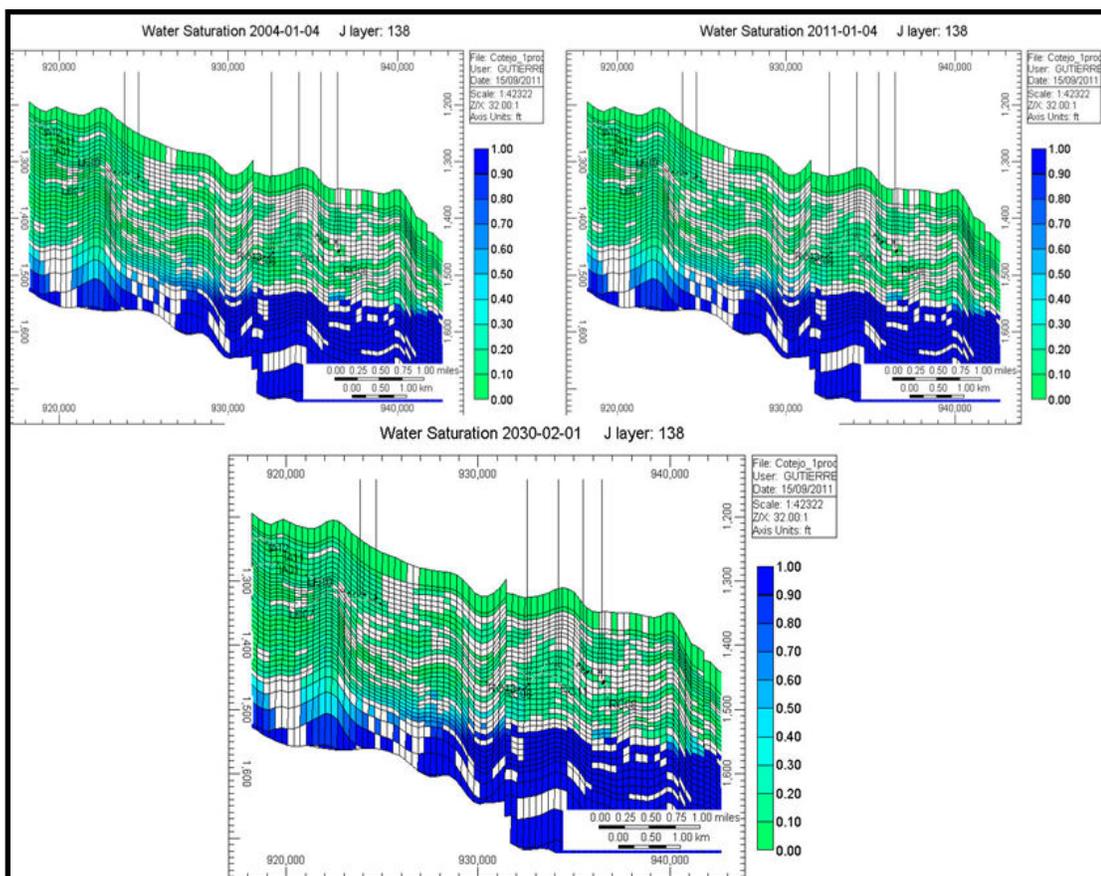


Figura 4.55 Saturación de agua en sección transversal de la zona principal de producción. [25]

Se analizaron los mapas de presión correspondiente a los años 2004, 2011 y 2030, con la ubicación de algunos pozos de la Zona Principal de Producción, en diferentes capas (10, 15, 20, 25) correspondiente a arenas productoras, y se comprueba que el incremento de la inyección en el Área Norte del campo no afecta la presión en la zona principal de producción, todo lo contrario (Figuras 4.56, 4.57 y 4.58), pareciera que existiera un mantenimiento de presión gracias a el agua inyectada, permitiendo de esta manera que el yacimiento no decline tan rápidamente. Para observar el resto de las capas el resto de las capas se encuentran en el Apéndice D.

Adicionalmente se tomaron los valores de las presiones en ciertos pozos productores, para diferentes años de producción (2004, 2011 y 2030) y se graficaron, observando en la Figura 4.59, que no existe aumento de presión en ninguno de los pozos, excepción del pozo R3-05, donde se observó un aumento lo cual fue debido a que en el transcurso de 2004 al 2011, el pozo estuvo un período parado por limitaciones de manejo de agua, este actualmente está activo, lo que permitió que el pozo restaurara la presión.

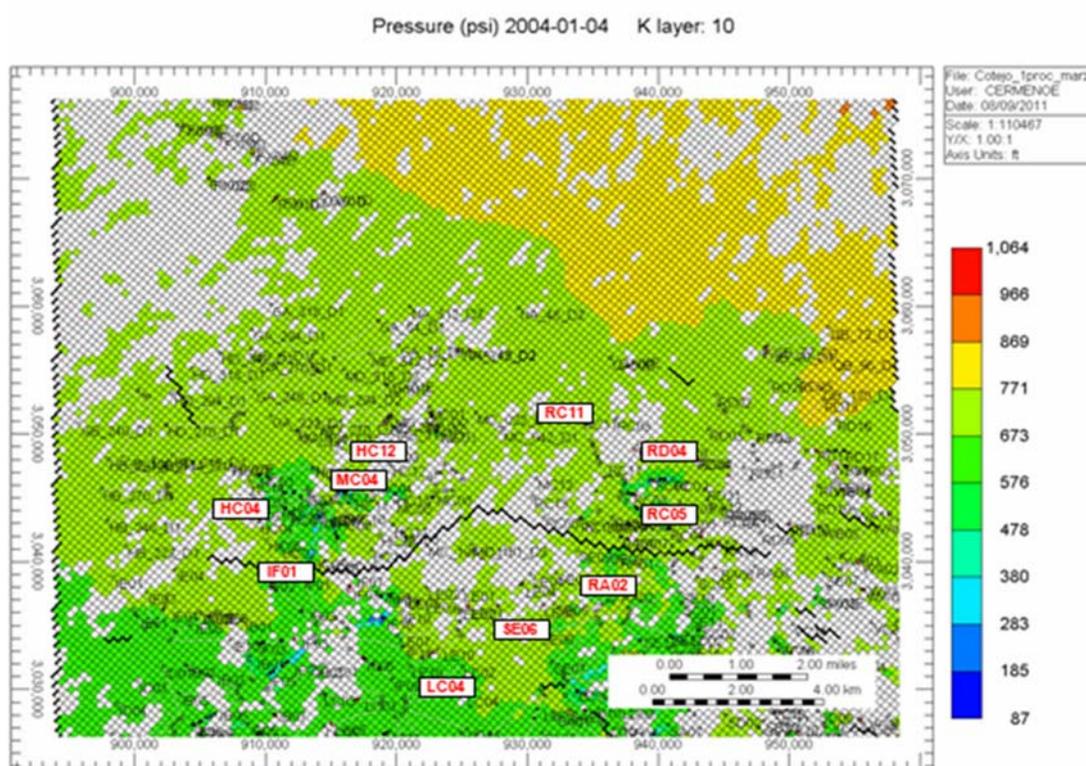


Figura 4.56 Comportamiento de la presión capa 10 (arena productora) para el año 2004. [25]

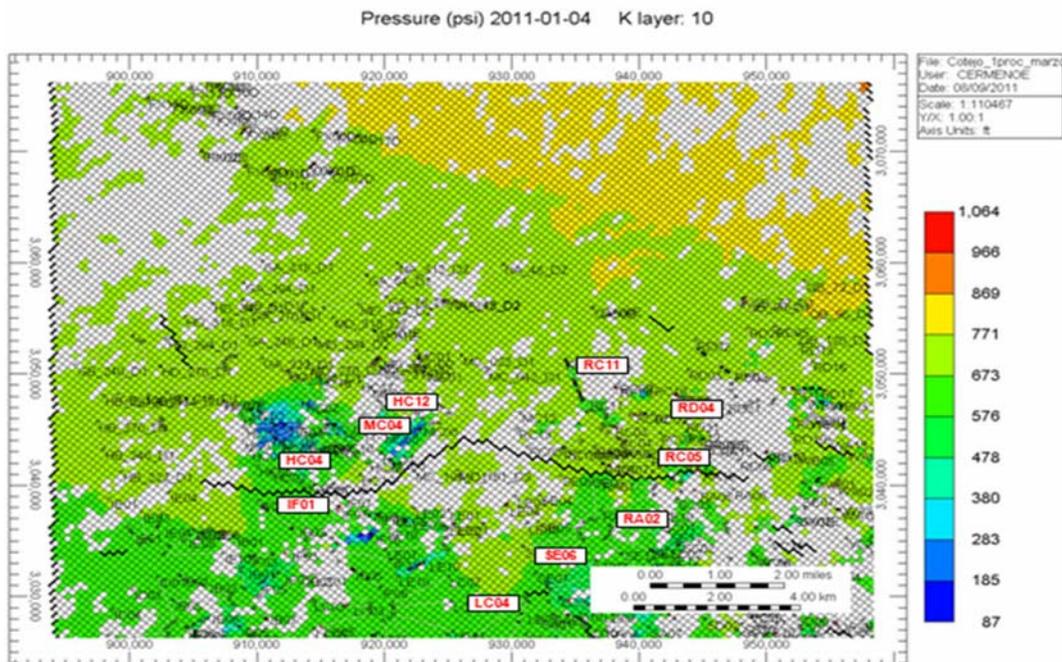


Figura 4.57 Comportamiento de la presión capa 10 para el año 2011. [25]

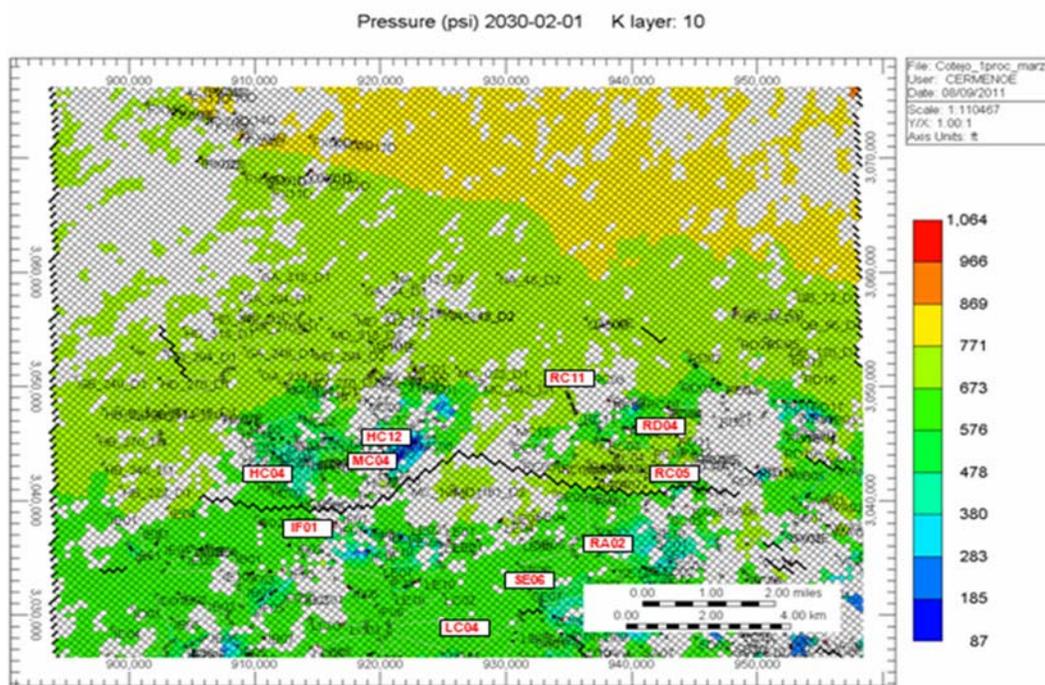


Figura 4.58 Comportamiento de la presión capa 10 para el año 2030. [25]

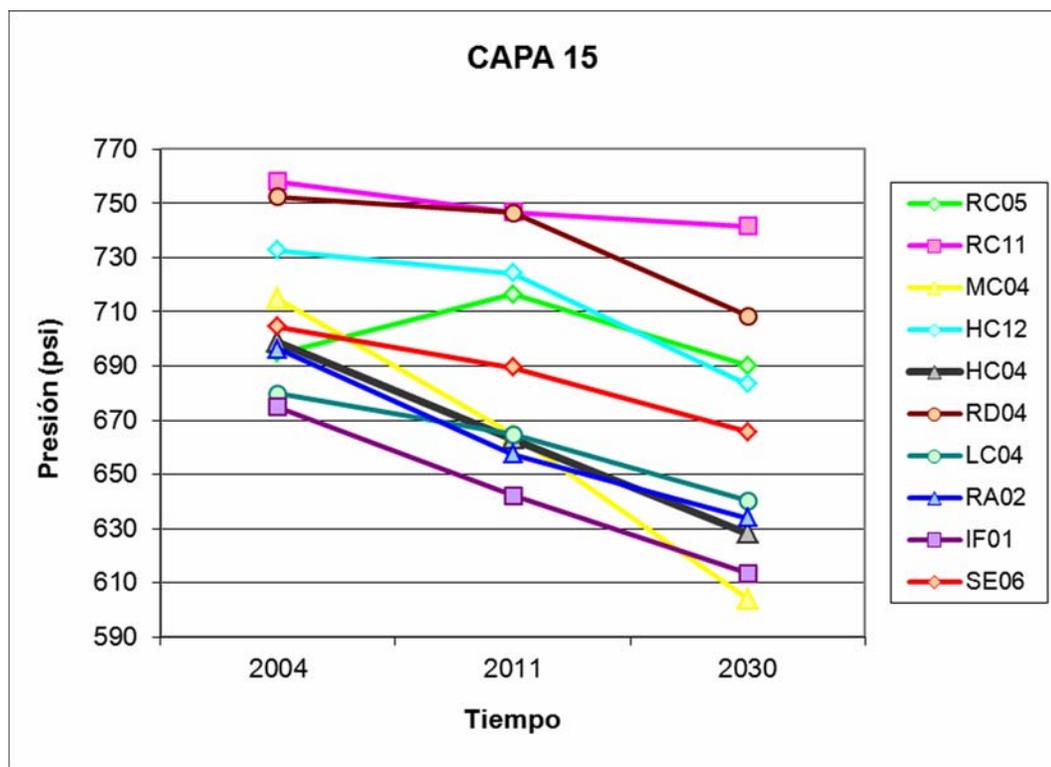


Figura 4.59 Comportamiento de la presión en el modelo de algunos pozos de la zona principal de producción. ^[25]

CONCLUSIONES

1. El pozo PD01I posee mayor tasa de inyección y acumulado con 102.000.000 Bls, debido al espesor de la arena de inyección (161 pies).
2. El desarrollo de la inyección a través de los pozos PD01I, PD04I y PI01D indica que la Formación Oficina posee mejores cualidades para aceptar el agua de disposición que la Formación Tigre-Canoa.
3. La mala calidad del agua inyectada está disminuyendo la inyectividad de los pozos de disposición, principalmente en el pozo PD04I y PI01D.
4. No se observó represurización del acuífero debido a su extensión infinita, los pozos presentan presiones estables sin aumento significativo.
5. Se determinó que no es posible recuperar el pozo PD05I ni realizarle un trabajo de RA-RC.
6. La falla del pozo PD05I es de origen mecánico, es decir el problema se originó por una fractura entre el revestidor y la formación.
7. La zona de inyección donde está ubicado el pozo PD05I posee buenas características, en cuanto a espesor receptor y a la permeabilidad.

8. La perforación de dos o hasta tres pozos de disposición en las plataformas existentes es factible, presentado apenas una interferencia de 10 lpc o menor a este valor.
9. Es necesario la modificación del cronograma de perforación para que la ejecución del proyecto se lleve a cabo.
10. Se prevé alcanzar una tasa de inyección de 390 MBIs/D con la perforación de los pozos contemplados para MSUP1.
11. Según estudio de sensibilidad se determinó que es factible la hipótesis de 30 MBIs/D por pozo para alcanzar una capacidad de inyección de 420 MBIs/D.
12. A nivel de yacimiento no existe interferencia de presión con todos los pozos inyectando 30 MBIs/D.
13. Debido a la interferencia que provoca el pozo PD12I en la plataforma del pozo PD04I, se decidió colocarlo en la plataforma del pozo PD05I.
14. Se observó que la zona que se encuentra hacia el Norte, presenta menor capacidad de Inyección en comparación con la zona hacia el Sur del campo.

RECOMENDACIONES

1. Realizar Fall Off a los pozos activos actualmente, para recuperar las tasas de inyección en dichos pozos y conocer a su vez la presión del yacimiento, posible daño y la permeabilidad, así se tendrá información actualizada para estudios posteriores.
2. Evaluar los sensores y equipos de monitoreo para certificar que estén tomando los valores correctos o sustituir estos por otros.
3. Hacer un mejor seguimiento al tratamiento del agua antes de ser inyectada ya que los problemas de disminución en las tasas de inyección se deba principalmente a la cantidad de sólidos suspendidos y porcentaje de crudo en el agua.
4. No perforar el pozo gemelo del pozo PD05I pero si perforar pozos cercanos a este por las buenas características de la Arena.
5. Actualizar el modelo Full Field de la Unidad Fluvial, cargando el histórico de los pozos productores para obtener resultados más confiables y ajustados a la realidad del campo.
6. Adelantar la fecha de perforación del pozo PD11I que se tiene previsto para finales de Noviembre, el cual entrará para cubrir al pozo centralizador (fecha de perforación Julio 2012).

7. Realizar nuevas propuestas de perforación de plataformas más cercas de la Estación Principal (por debajo de PD01I y PI01D).
8. Realizar prueba de inyektividad a los pozos PD08I y PD09I antes de iniciar inyección para conocer cómo será el comportamiento de estos pozos y poder tener una idea de cómo serán los pozos que están en la misma plataforma.

BIBLIOGRAFÍA

CONTRERAS D. y ROJAS H., “Interpretación geofísica integrada del campo Sincor, bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Anzoátegui”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela. (2.007)

SUNTAXI y VILLACIS, “Diseño de Estación para Inyección de Agua de formación a pozos petrolíferos en el yacimiento del Campo Ancón”, Trabajo de Grado. Escuela Politécnica Superior del Litoral, Guayaquil – Ecuador. (2.002)

HOYOS A. “Optimización del Sistema de Reinyección de Agua del PAD AMO a del bloque 16 operado por la compañía Repsol-YPF”. Trabajo de grado. Escuela Politécnica Superior del Litoral, Guayaquil – Ecuador. (2.004)

ALVES, Y., “Caracterización dinámica del agua en formación en las arenas de la formación oficina del campo Junín”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas – Venezuela. (2.007)

PETROCEDEÑO, “Plan de Negocio”, Departamento de Petróleo. (2010)

SINCOR, “Presentación Estatus de Inyección de Agua SSCM”, Departamento de Petróleo. (2.007)

SINCOR, “Integración de la data fisicoquímica y geológica para la construcción del modelo del acuífero en SINCOR, Faja del Orinoco, Venezuela”. Baker Hughes. Departamento de Geociencias. (2006)

PETROCEDEÑO, “Presentación Gerencia del Agua”, Departamento de Petróleo, Unidad Fluvial. (2.009)

PETROCEDEÑO, “Evaluación de mejoras aplicables a la planta de tratamiento de agua producida (PTAP) de Petrocedeño con la finalidad de manejar 160 MBPD”. Informe de Pasantía Corta. (2009)

SINCOR, “Presentación de Sincor”, Departamento de Petróleo. (2007)

PETROCEDEÑO, “Presentación Petrocedeño”, Departamento de Petróleo, Unidad Fluvial. (2.010)

ESCOBAR F., “**Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos**”,

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, “Origen y Composición del Petróleo”, año 2001, disponible en: **<http://www.monografias.com/trabajos11/cuadun/cuadun.shtml>**

DE VIANA J., “Disposición y Tratamiento del Agua producida”. Asociación Regional de empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Montevideo, Uruguay.

HUAMANI F., “El Petróleo”, año 1999, disponible en: **http://www.alipso.com/monografias/petroleo_comercio_mundial/**

DE LA BASTIDA J., “Una Introducción a la Ingeniería de Petróleos”, (2008), disponible en: **<http://es.scribd.com/doc/50593770/5/Agua-de-Formacion>**

- ALVAREZ C., “Introducción a los Mecanismos de Producción”, disponible en:
<http://balance-demateriales.blogspot.com/2007/12/introduccion-los-mecanismos-de-produccion.html>
- FONCIED, “El Pozo Ilustrado”. Cuarta edición, ediciones FONCIED, Caracas. (1998)
- MAGGLIOLO R., “Optimización de la producción mediante análisis nodal”. Lima – Perú. (2008)
- CRAFT y HANWKINS, “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”. Editorial Tecnos, Madrid- España. (1977)
- BARBA y MARTÍNEZ, “Estudio y diseño de un sistema cerrado de reinyección de agua de formación para la Estación Central del campo SACHA”. Ecuador. (2009)
- DA SILVA A., “Pruebas de Pozos”, año 2009-2010, disponible en:
<http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/06/pruebas-de-pozo.html>
- GUERRERO y REIMI, “Análisis de Pruebas de Presión”, año 2010, disponible en:
[http://unefaanalisisdepruebasdepresiones.blogspot.com/p/ tipos-de-pruebas-de-presion.html](http://unefaanalisisdepruebasdepresiones.blogspot.com/p/tipos-de-pruebas-de-presion.html)
- RIVERA J., “Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”. (2004)
- SINCOR, “Estado de los pozos de Disposición de Agua para Julio 2005”. Departamento de Petróleo. (2005)

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE DISPOSICIÓN DE AGUA UTILIZANDO LAS PLATAFORMAS EXISTENTES EN EL ÁREA NORTE DEL CAMPO ZUATA DE PETROCEDEÑO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Josimer del Carmen Díaz Moreno	CVLAC: 17.411.076 E MAIL: josimerdm@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Factibilidad_____.

Plataformas

Petrocedeño_____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

En la presente investigación se desarrolló un Estudio de la Factibilidad del Incremento de la Capacidad de Disposición de Agua utilizando las plataformas existente en el Área Norte del campo de Petrocedño, para lo cual, se realizó una descripción de los pozos de disposición de agua del área de estudio, evaluación de una posible repesurización del acuífero y una simulación con el modelo Full Field, con la finalidad de conocer el status de estos y obtener la información necesaria para conocer si es viable o no colocar más de un pozo inyector por plataforma existente, sin crear interferencia entre ellos, ante las nuevas tasas y presiones de inyección que se tendrán, con la puesta en marcha de los proyectos MSUP1(Proyecto de Ampliación de la Estación Principal) y MSUP2, todo esto sin que afecte a la Zona Principal de producción.

Una vez obtenidos los resultados en el simulador, se analizó y comprobó que es factible la realización de este proyecto y el incremento de la capacidad de disposición de agua no afectará la zona principal de producción

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Edgar Bastos	CVLAC:	14.409.676			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Elio Cermeño	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	12.230.021			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Rafael Barraeta	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	6.961.032			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
José Rodríguez	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	4.820.115			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	10	27
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.estudio de la factibilidad.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: PDVSA Petrocedeño/ Barcelona/ Dpto.de Petróleo

TEMPORAL: Seis Meses

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/ Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS: de acuerdo al artículo 41

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

Josimer del Carmen Díaz

Moreno

AUTOR

Ing. Edgar Bastos

TUTOR

Ing. Rafael Barraeta

JURADO

Ing. José Rodríguez

JURADO

Rayda Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS