

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE SELECCIÓN Y JERARQUIZACIÓN TÉCNICO-
ECONÓMICA DE POZOS CANDIDATOS PARA LA
APLICACIÓN DE GELES EN EL CONTROL DE LA
PRODUCCIÓN DE AGUA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Ferreira G., Issa
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE SELECCIÓN Y JERARQUIZACIÓN TÉCNICO- ECONÓMICA DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE GELES EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Martín Essinfeld

TUTOR INDUSTRIAL: Dra. Iraima Fernández

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Ferreira G., Issa
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

Caracas, abril de 2006.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Issa Ferreira, titulado:

“ESTUDIO DE SELECCIÓN Y JERARQUIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE POZOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DE GELES EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA”

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



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. José R. Villa

Jurado



Prof. Martín Essinfeld

Tutor Académico



Dra. Iraima Fernández

Tutor Industrial



**Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV**

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado “**Estudio de Selección y Jerarquización Técnico – Económico de Pozos Candidatos para la Aplicación de Geles en el Control de la Producción de Agua**”, presentado por la Br. Issa Ferreira, titular de la Cédula de Identidad No.15.805.318, para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarle a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORIFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los seis (06) días del mes de abril del año dos mil seis.

Prof. José Reinaldo Villa
Jurado Principal

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado Principal

Prof. Martín Essensfeld
Tutor Académico

Ferreira G., Issa

**ESTUDIO DE SELECCIÓN Y JERARQUIZACIÓN TÉCNICO-
ECONÓMICA DE POZOS CANDIDATOS PARA LA
APLICACIÓN DE GELES EN EL CONTROL DE LA
PRODUCCIÓN DE AGUA**

**Tutor Académico: Dr. Martín Essinfeld. Tutor Industrial: Dra. Iraima
Fernández. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
de Petróleo. Año 2006, 169 p.**

Palabras Claves: Control de agua, Geles, Jerarquización, Pozos candidatos

Resumen. La producción excesiva de agua es uno de los principales problemas que conduce a reducir la vida productiva de pozos en yacimientos de petróleo. En estos casos se propone la implementación de acciones que permitan mejorar la producción de estos pozos. Existen diferentes soluciones en función del problema específico que origina la producción excesiva de agua. Una de estas soluciones es la aplicación de la tecnología de los geles, en la cual se utilizan criterios empíricos y altamente cualitativos para la selección de pozos candidatos a este tipo de tratamiento. En este Trabajo Especial de Grado se identifican parámetros de pozo y yacimiento que tienen un impacto significativo en el éxito de un tratamiento con geles. Además, se desarrollan metodologías estructuradas que permiten jerarquizar a los pozos problemáticos de manera cuantitativa, para permitir la selección rápida de candidatos a este tipo de tratamientos.

Las metodologías desarrolladas en este trabajo clasifican los pozos para el control de agua con geles de acuerdo al potencial de éxito del trabajo, de manera que se puedan optimar los recursos económicos destinados a este tipo de tratamientos. La

metodología utilizada incluye la aplicación del Método analítico de Variación Exponencial de Diferencias y el Método de Lógica Difusa. Ambas metodologías se evaluaron utilizando casos de campo que fueron tratados con geles para el control de la producción de agua. Estos casos de campo abarcan pozos en los que el resultado del tratamiento ha sido catalogado como exitoso o no exitoso, de acuerdo a la reducción efectiva de la producción de agua.

La evaluación de las metodologías propuestas con casos de campo permitió concluir que el Método de Lógica Difusa puede ser empleado de manera útil para el desarrollo potencial de una herramienta sistemática y versátil para la selección y jerarquización de pozos candidatos a la aplicación de tratamientos con geles en el control de su producción de agua.

2.1.1.2.3. <i>Fracturas o fallas entre un pozo inyector y uno productor</i>	12
2.1.1.2.4. <i>Canalización a través de fracturas</i>	13
2.1.1.2.5. <i>Conificación o formación de cono (cresting)</i>	13
2.1.1.2.6. <i>Barrido areal deficiente</i>	14
2.1.1.2.7. <i>Capa inundada con flujo transversal</i>	14
2.1.2. Diagnóstico del problema de la producción de agua	15
2.1.3. Tecnologías para el control de agua	20
2.1.3.1. Mecánicas	20
2.1.3.2. Químicas	20
2.2. Tecnología de geles	21
2.2.1. Definición	21
2.2.2. MULTIGEL®	21
2.2.2.1. Tipos de formulaciones	22
2.2.3. Tipos de geles	22
2.2.3.1. Geles sellantes	22
2.2.3.2. Geles selectivos	22
2.2.4. Características tomadas en cuenta en el diseño de los sistemas gelificantes	23
2.2.4.1. Consistencia	23
2.2.4.2. Tiempo de gelificación	23
2.2.4.3. Durabilidad	23
2.2.4.4. Comportamiento en el medio poroso	24
2.2.4.4.1. <i>Factor de resistencia residual</i>	24
2.2.4.4.2. <i>Efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad (DPR)</i>	25
2.2.5. Ventana de aplicación de los geles	27
2.2.6. Criterios de selección de pozos productores candidatos a la aplicación de geles.	28
2.2.7. Diseño del volumen de gel para un tratamiento	29

2.2.7.1. Radio específico de penetración	29
2.2.7.2. Producción diaria del pozo	30
2.2.7.3. Número de pies perforados	30
2.2.8. Técnicas de colocación de los geles	30
2.2.8.1. Cabezal del pozo	30
2.2.8.2. Aislamiento mecánico	31
2.2.8.3. Inyección dual	32
2.3. Fundamentos básicos de probabilidad y estadística	33
2.3.1. Definición de términos	33
2.3.1.1. Población	33
2.3.1.2. Muestra	33
2.3.1.3. Variables	33
2.3.1.3.1. <i>Variable aleatoria</i>	33
2.3.1.4. Distribución normal (o de Gauss-Laplace)	34
2.3.1.4.1. <i>Propiedades de la distribución normal</i>	34
2.3.1.5. Método Monte Carlo	35
2.3.2. Medidas de variabilidad	35
2.3.2.1. Varianza muestral	36
2.3.2.2. Desviación estándar muestral (sd)	36
2.3.2.3. Coeficiente de correlación	36
2.3.2.3.1. Coeficiente de Correlación de Pearson	37
2.4. Algunos métodos de jerarquización de procesos y pozos candidatos	37
2.4.1. Variación Exponencial de Diferencias	37
2.4.2. Lógica Difusa	39
2.4.2.1. Antecedentes	40
2.4.2.2. Definición	40
2.4.2.3. Conjuntos difusos	41
2.4.2.4. Controladores difusos o sistemas expertos	42
2.4.2.4.1. Etapas de un controlador difuso	43

2.4.2.4.2. Reglas de control difuso	43
2.4.2.5. Aplicaciones en la industria petrolera	44
2.5. Evaluación económica	48
2.5.1. Indicadores de rentabilidad económica	49
2.5.2.1. Valor presente neto	49
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	51
3.1. Revisión bibliográfica	52
3.2. Recopilación de información	52
3.3. Identificación de los parámetros clave	53
3.3.1. Análisis de sensibilidades	55
3.3.2. Gráficas de tendencia	59
3.3.3. Parámetros clave para la selección de pozos candidatos a la aplicación de geles señalados en la literatura y recomendados por expertos	59
3.4. Métodos de evaluación	60
3.5.1. Método de Variación Exponencial de Diferencias	61
3.5.2. Método de Lógica Difusa	65
3.5. Evaluación de la aplicabilidad de las metodologías de evaluación desarrolladas	76
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	79
4.1. Revisión bibliográfica	79
4.2. Recopilación de información	81
4.3. Identificación de los parámetros clave	85
4.3.1. Análisis de sensibilidad	85
4.3.2. Gráficas de tendencia	95
4.4. Métodos de evaluación	98
4.4.1. Método de Variación Exponencial de Diferencias	99

4.2.2. Método de Lógica Difusa	107
CONCLUSIONES	119
RECOMENDACIONES	121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	122
APÉNDICES	
Apéndice A. Descripción del Modelo Analítico utilizado para el diseño de tratamientos con geles	127
Apéndice B. Descripción de la herramienta utilizada con aplicación del Modelo de Monte Carlo	140
Apéndice C. Gráficas de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento	141
Apéndice D. Gráficas de tendencia de los parámetros de pozo y de yacimiento con mayor influencia en el éxito económico de un tratamiento con geles	145
Apéndice E. Gráficas de sensibilidad y de tendencia de los parámetros económicos con mayor influencia en el éxito de un tratamiento con geles	149
Apéndice F. Desarrollo del Método de Variación Exponencial de Diferencias	160
Apéndice G. Desarrollo del Método de Lógica Difusa	166

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Filtraciones en el revestidor, en la tubería de producción o en la empacadura	9
Figura 2. Flujo detrás del revestidor	10
Figura 3. Contacto dinámico agua-petróleo	11
Figura 4. Capa inundada sin flujo cruzado entre las capas	12
Figura 5. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor	12
Figura 6. Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior	13
Figura 7. Conificación o formación de cúspide	14
Figura 8. Barrido areal deficiente	15
Figura 9. Capa inundada con flujo transversal	15
Figura 10. Método gráficos para evaluar la problemática del agua	17
Figura 11. Curvas de diagnóstico de la producción de agua	18
Figura 12. Estructura de un gel	21
Figura 13. Gráfico tipo-obtenido mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso	27
Figura 14. Inyección por cabezal de pozo	31
Figura 15. Aislamiento mecánico	32
Figura 16. Inyección dual	32
Figura 17. Representación de la distribución normal de probabilidad	35
Figura 18. Operaciones de conjuntos	39
Figura 19. Ejemplo comparativo de grados de pertenencia	42
Figura 20. Funciones de pertenencia de la posible estimulación de un yacimiento para mejorar su recobro	44
Figura 21. Funciones de pertenencia de las reservas remanentes en un yacimiento	45
Figura 22. Funciones de pertenencia del precio del crudo	46
Figura 23. Evaluación de las reglas de control difuso	47
Figura 24. Resultado de la evaluación con lógica difusa	48
Figura 25. Flujos de caja	49
Figura 26. Metodología utilizada en este Trabajo Especial de Grado	51
Figura 27. Clasificación de los parámetros contemplados en el modelo analítico empleado	54
Figura 28. Esquema de integración del modelo analítico y el simulador estadístico utilizado para el análisis de sensibilidad	57
Figura 29. Correlación entre variables independientes	58
Figura 30. Disposición de los pozos y parámetros en el Método de Variación Exponencial de Diferencias	62
Figura 31. Funciones de pertenencia de la evaluación de un pozo candidato a un tratamiento con geles	67
Figura 32. Funciones de pertenencia del parámetro tasa de agua	68

Figura 33.	Funciones de pertenencia del parámetro relación agua-petróleo	69
Figura 34.	Funciones de pertenencia del parámetro presión de yacimiento	69
Figura 35.	Funciones de pertenencia del parámetro presión de fondo fluyente	69
Figura 36.	Funciones de pertenencia del parámetro °API	70
Figura 37.	Funciones de pertenencia del parámetro certidumbre del diagnóstico	70
Figura 38.	Funciones de pertenencia del parámetro calidad del cemento	70
Figura 39.	Funciones de pertenencia del parámetro índice de inyectividad	71
Figura 40.	Funciones de pertenencia del parámetro índice de reservas remanentes	71
Figura 41.	Funciones de pertenencia del parámetro precio del crudo	71
Figura 42.	Funciones de pertenencia del parámetro costo de producción del agua	72
Figura 43.	Funciones de pertenencia del parámetro p_{wf}/p_r	72
Figura 44.	Funciones de pertenencia del parámetro tasa de agua	72
Figura 45.	Funciones de pertenencia del parámetro relación agua petróleo	73
Figura 46.	Funciones de pertenencia del parámetro permeabilidad	73
Figura 47.	Efecto de la gravedad API sobre el VPN de un pozo sin y con aplicación de geles	97
Figura 48.	Evaluación esquemática del pozo VLE-1113 con el MLD	107
Figura 49.	Evaluación esquemática del pozo GF-143 con el MLD	108
Figura 50.	Evaluación esquemática del pozo SVS-300 con el MLD	108
Figura 51.	Evaluación esquemática del pozo SVS-212st con el MLD	108
Figura 52.	Evaluación esquemática del pozo LB-498 con el MLD	109
Figura 53.	Evaluación esquemática del pozo SVS-103st con el MLD	109
Figura 54.	Evaluación esquemática del pozo SVS-266st con el MLD	109
Figura 55.	Evaluación esquemática del pozo LL-3726 con el MLD	110
Figura 56.	Evaluación esquemática del pozo VLE-1274 con el MLD	110
Figura 57.	Evaluación esquemática del pozo MOT-43 (1°) con el MLD	113
Figura 58.	Evaluación esquemática del pozo MOT-43 (2°) con el MLD	113
Figura 59.	Evaluación esquemática del pozo MOT-27 con el MLD	113
Figura 60.	Evaluación esquemática del pozo MOT-47 (1°) con el MLD	114
Figura 61.	Evaluación esquemática del pozo MOT-47 (2°) con el MLD	114
Figura 62.	Evaluación esquemática del pozo MOT-25b con el MLD	114
Figura 63.	Evaluación esquemática del pozo MOT-44 con el MLD	115
Figura 64.	Evaluación esquemática del pozo MOT-63 con el MLD	115
Figura A.1.	Técnica de colocación del gel empleada en los casos de	130

	producción de agua debido a canalización matricial sin flujo cruzado	
Figura C.1.	Correlación de los parámetros de pozos y yacimientos, canalización matricial sin flujo cruzado (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	142
Figura C.2.	Correlación de los parámetros de pozos y yacimientos, canalización a través de fracturas naturales (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	143
Figura C.3.	Correlación de los parámetros de pozos y yacimientos, canalización a través de fracturas inducidas (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	144
Figura D.1.	Variación de los parámetros de pozo y de yacimiento, canalización matricial sin flujo cruzado y su influencia sobre: (a) Valor presente neto de un pozo tratado con geles (VPN) (b) Valor presente neto de un pozo sin tratamiento alguno (VPNbase)	146
Figura D.2.	Variación de los parámetros de pozo y de yacimiento, canalización a través de fracturas naturales y su influencia sobre: (a) Valor presente neto de un pozo tratado con geles (VPN) (b) Valor presente neto de un pozo sin tratamiento alguno (VPNbase)	147
Figura D.3.	Variación de los parámetros de pozo y de yacimiento para un pozo con problemas de producción de agua por canalización a través de fracturas inducidas y su influencia sobre: (a) Valor presente neto de un pozo tratado con geles (VPN) (b) Valor presente neto de un pozo sin tratamiento alguno (VPNbase)	148
Figura E.1.	Correlación de los parámetros económicos, canalización matricial sin flujo cruzado (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	151
Figura E.2.	Correlación de los parámetros económicos, canalización a través de fracturas naturales (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	152
Figura E.3.	Correlación de los parámetros económicos, canalización a través de fracturas inducidas (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	153
Figura E.4.	Correlación de los parámetros asociados al gel, canalización matricial sin flujo cruzado (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	154
Figura E.5.	Correlación de los parámetros asociados al gel, canalización a través de fracturas naturales (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza	155
Figura E.6.	Correlación de los parámetros asociados al gel, canalización a través de fracturas inducidas (a) Coeficiente de	156

	Correlación de Pearson	(b) Contribución a la Varianza	
Figura E.7.	Variación del parámetro precio del crudo para un pozo sobre el valor presente neto al ser tratado con geles (VPN) y el valor presente neto del mismo pozo sin tratamiento alguno (VPNbase) para los casos de producción de agua con problemas por canalización: (a) matricial sin flujo cruzado (b) a través de fracturas naturales (c) a través de fracturas inducidas		158
Figura E.8.	Variación del parámetro costo de producción de agua para un pozo sobre el valor presente neto al ser tratado con geles (VPN) y el valor presente neto del mismo pozo sin tratamiento alguno (VPNbase) y la diferencia entre ambos casos (Delta VPN) para el origen de la producción de agua por problemas de canalización: (a) matricial sin flujo cruzado (b) a través de fracturas naturales (c) a través de fracturas inducidas		159
Figura F.1.	Efecto de la variación del parámetro “c”		162
Figura G.1	Representación esquemática de la metodología propuesta con Lógica Difusa para la evaluación de pozos candidatos a tratamientos con geles		169

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen de los problemas hallados con mayor frecuencia en los pozos con producción de agua	19
Tabla 2. Variables de entrada del Modelo Analítico, debidamente clasificados como parámetros “de pozo” o “de yacimiento”	82
Tabla 3. Características de los pozos contenidos en la Base Datos antes del tratamiento con geles	83
Tabla 4. Características de los pozos contenidos en la Base Datos durante el tratamiento con geles	84
Tabla 5. Resultados de la aplicación de geles en los pozos contenidos en la Base Datos	84
Tabla 6. Análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento en casos de canalización matricial sin flujo cruzado	85
Tabla 7. Análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento en casos de canalización a través de fracturas naturales	86
Tabla 8. Análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento en casos de canalización a través de fracturas inducidas	86
Tabla 9. Análisis de sensibilidad reducido. Canalización matricial sin flujo cruzado	87
Tabla 10. Análisis de sensibilidad reducido. Canalización a través de fracturas naturales	87
Tabla 11. Análisis de sensibilidad reducido. Canalización a través de fracturas naturales	88
Tabla 12. Efectos de caracterizar a los parámetros analizados con diferentes funciones de probabilidad	95
Tabla 13. Parámetros seleccionados para la jerarquización por el MVED	99
Tabla 14. Peso relativo (canalización matricial sin flujo cruzado)	100
Tabla 15. Resultados de la evaluación de pozos (con canalización matricial sin flujo cruzado) por el MVED	101
Tabla 16. Resultado real de pozos (con canalización matricial sin flujo cruzado) tratados con geles y su respectiva evaluación con el MVED	102
Tabla 17. Peso relativo (canalización a través de fracturas naturales)	102
Tabla 18. Resultados de la evaluación de pozos (con canalización a través de fracturas naturales) por el MVED	104
Tabla 19. Resultado real de pozos (con canalización a través de	105

	fracturas naturales tratados con geles) y su respectiva evaluación con el MVED	
Tabla 20.	Evaluación con MLD (canalización matricial sin flujo cruzado)	111
Tabla 21.	Resultado real vs. MLD (canalización matricial sin flujo cruzado)	111
Tabla 22.	Evaluación con MLD (canalización a través de fracturas naturales)	115
Tabla 23.	Resultado real vs. MLD (canalización a través de fracturas naturales)	116
Tabla F.1.	Parámetros para la jerarquización de pozos	161
Tabla F.2.	Matriz $X_{i,j}$	161
Tabla F.3.	Matriz $A_{i,j}$	162
Tabla F.4.	Pendientes normalizadas y pesos de los parámetros	163
Tabla F.5.	Matriz $W_{i,j}$	164
Tabla F.6.	Extracto de una porción de la matriz $W_{i,j} \times W_{i,j}^T$	164
Tabla F.7.	Evaluación de los pozos	165
Tabla G.1.	Parámetros del pozo VLE-1113	166
Tabla G.2.	Calificativos de los parámetros del pozo VLE-1113	166

INTRODUCCIÓN

La producción de agua es uno de los mayores problemas técnicos, ambientales y económicos asociados a la producción de petróleo y gas. La producción de agua puede reducir la vida productiva de los pozos de petróleo y gas, además de ocasionar problemas severos que incluyen la corrosión de tuberías, migración de partículas finas e incremento del peso de la columna producida o carga hidrostática. La producción de agua es tan usual que se estima que a escala mundial las compañías petroleras producen tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en explotación^[1].

La tecnología de geles es una de las opciones disponibles actualmente para mitigar el problema de la producción excesiva de agua en pozos productores y tratar de corregir el patrón de inyección en pozos inyectores. Los sistemas gelificantes son soluciones acuosas, formuladas a partir de polímeros y entrecruzadores, las cuales después de su preparación, son inyectados a la formación donde finalmente reaccionan para formar el gel.

El objetivo de un tratamiento de geles en un pozo productor es reducir la producción excesiva de agua sin reducir la producción de hidrocarburos. Los tratamientos más exitosos se han obtenido cuando la producción de agua se debe a la canalización a través de fracturas en zonas de alta permeabilidad, o en zonas inundadas de agua en las cercanías de un pozo.

La selección de pozos productores candidatos para la aplicación de sistemas gelificantes se fundamenta principalmente en criterios cualitativos, los cuales en términos generales requieren que los candidatos al tratamiento reúnan las siguientes características^[2]:

- 1) El primer criterio debe indicar la existencia de suficiente petróleo movable, reservas de crudo, indicativo de hidrocarburos que pueden ser económicamente recuperables, suponiendo que los sistemas gelificantes sean colocados apropiadamente
- 2) Alta relación agua/petróleo
- 3) Tener identificada la causa de la alta producción de agua
- 4) El pozo candidato debe exhibir alta productividad
- 5) La temperatura de la zona donde se colocará el gel no debe exceder la temperatura de degradación del gel

Los criterios antes mencionados son estrictamente empíricos y varían en la literatura de acuerdo al autor. Estos criterios empíricos y cualitativos dificultan el proceso de selección de pozos candidatos, por lo que es necesario desarrollar metodologías que permitan seleccionar de manera cuantitativa, confiable y rápida a los pozos candidatos.

Debido a la problemática mundial de la producción de agua con los hidrocarburos y la diversidad de razones que pueden originar estos problemas, es atractivo conocer los parámetros que condicionan el resultado de los tratamientos con gel y el desarrollo de metodologías que permitan pronosticar la posibilidad de éxito de un tratamiento con geles, esto partiendo de un diagnóstico correcto de la fuente o razón de la producción de agua. El presente estudio tiene como objetivo principal establecer una metodología que permita seleccionar pozos productores prospectos a la inyección de geles. El desarrollo de esta metodología parte del análisis de la información de pozos en los que ya se ha implementado esta técnica para el control del agua.

Este Trabajo Especial de Grado contiene cuatro Capítulos, descritos brevemente a continuación:

- Capítulo I, Planteamiento del problema: En este Capítulo se exponen: el problema a resolver con el trabajo, los objetivos planteados para tal fin, el alcance del mismo, las suposiciones realizadas y las limitaciones del estudio

- Capítulo II, Revisión bibliográfica: En esta sección se exponen algunos de los fundamentos teóricos acerca de la tecnología de los geles, además de algunos conceptos de probabilidad y principios de las metodologías de evaluación propuestas (Variación Exponencial de Diferencias y Lógica Difusa).

- Capítulo III, Marco metodológico: En este Capítulo se presenta en forma detallada la metodología utilizada y demás actividades realizadas para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado

- Capítulo IV, Análisis de resultados: En este Capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en cada una de las etapas del trabajo realizado, usando la metodología descrita en el Capítulo III

Luego de estos cuatro Capítulos se presentan las Conclusiones de este Trabajo Especial de Grado donde se exponen de manera breve los resultados más importantes que se obtuvieron.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO

En este capítulo se plantean: el problema a abordar en este trabajo, los objetivos propuestos, la justificación del estudio y las limitaciones encontradas durante el desarrollo del mismo.

1.1. Planteamiento del Problema

La tecnología de geles es una de las opciones disponibles actualmente para mitigar el problema de la producción excesiva de agua en pozos productores de hidrocarburos. Su aplicación se recomienda a los pozos en los cuales la producción de agua se debe a la canalización a través de zonas de alta permeabilidad o en zonas inundadas de agua en las cercanías del pozo. Además, su aplicación se restringe actualmente a criterios empíricos y altamente cualitativos, que dificultan la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles.

Debido a lo aquí descrito, se plantea la necesidad de desarrollar un método que jerarquice de manera **cuantitativa y confiable** aquellos pozos con problemas de producción de agua, para lograr así una selección rápida de candidatos a este tipo de tratamiento, de acuerdo a su potencial de éxito.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El siguiente trabajo tiene como objetivo el desarrollo de una metodología para seleccionar y jerarquizar pozos candidatos a tratamientos de control de agua con geles, en función de la factibilidad técnico-económica del éxito del tratamiento.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Identificar los parámetros de pozo y de yacimiento que tienen mayor impacto en el resultado final de un tratamiento con geles
- Desarrollar metodologías para la **selección y jerarquización** de pozos candidatos para el tratamiento con geles
- Evaluar la aplicabilidad de las metodologías desarrolladas utilizando casos de campo

1.3. Justificación

La producción excesiva de agua es uno de los principales problemas que merma la vida productiva de un pozo. De allí que, en algunos casos, se implementen acciones para mejorar el perfil de producción del pozo. Cada una de estas acciones ofrece soluciones diferentes en función del tipo de problema que origina la producción excesiva de agua.

Dado que el éxito de un tratamiento con geles depende de la selección apropiada del candidato, es de gran importancia tanto conocer los parámetros que tienen mayor influencia en el resultado del tratamiento como disponer de una metodología que permita seleccionar y jerarquizar a pozos candidatos a este tipo de tratamientos, de manera **cuantitativa, confiable y rápida**.

En este trabajo se identifican los parámetros de pozo y de yacimiento con mayor influencia en el posible éxito de un tratamiento con geles para el control de agua, y en función de esto se identifican los candidatos a tratamiento con geles que tengan **mayor posibilidad** de resultar exitosos.

La selección de pozos productores candidatos a la aplicación de tratamientos con geles se restringe actualmente a criterios empíricos y altamente cualitativos, por lo que se propone con este trabajo el desarrollo de una herramienta que jerarquice de manera cuantitativa y confiable los pozos problemáticos, para lograr así la selección rápida de candidatos a tratamiento.

1.4. Suposiciones

El presente trabajo se apoyó en un Modelo Analítico desarrollado con anterioridad, y que se ha utilizado para la optimización del volumen de inyección de gel para tratamientos de control de agua, con miras a maximizar el valor presente neto (VPN) de los resultados de dicho tratamiento.

El Método de Variación Exponencial de Diferencias ha sido aplicado con éxito en la evaluación de yacimientos que sean prospectos para la aplicación de métodos de recuperación mejorada.

El Método de Lógica Difusa se ha aplicado en la industria petrolera para la selección de yacimientos candidatos para procesos de recuperación mejorada, en la selección de métodos de perforación de pozos (bajo-balance o sobre-balance), en la selección de yacimientos maduros candidatos para la explotación de gas, entre otros casos.

1.5. Limitaciones

- El presente trabajo fue dedicado sólo a los casos de pozos verticales, productores de petróleo con problemas de alta producción de agua, debido a canalización matricial sin flujo cruzado y canalización a través de fracturas naturales e inducidas.

- En la etapa de sensibilidad de variables, se sensibilizaron sólo los parámetros contemplados en el modelo y que tenían la cualidad de ser introducidos por el usuario. Con la finalidad de observar la influencia de los parámetros de pozo y de yacimiento en el éxito económico de tratamientos de geles, se ajustó el modelo, haciendo que el valor del volumen de gel inyectado fuese constante e igual a quinientos (500) barriles.

- La selección de los intervalos dentro de los que se variaron los diferentes parámetros sometidos al análisis de sensibilidades, se limitó a abarcar los valores recopilados en una **Base de Datos de casos documentados** de inyección de geles en pozos productores para el control de agua. No se consideró relación alguna entre la permeabilidad de la roca o de la viscosidad de los fluidos del yacimiento y el factor de resistencia residual del gel. **Esta decisión se tomó debido a la ausencia de suficientes pruebas de laboratorio que evalúen tal relación.**

- El desarrollo y aplicación de las metodologías de Variación Exponencial de Diferencias y Lógica Difusa, sólo se realizó en los casos de **canalización matricial sin flujo cruzado y canalización a través de fracturas naturales**, debido a la ausencia de casos de campo documentados con fracturas inducidas, en los que se haya aplicado gel para el control de agua. Igualmente se limitará la evaluación de ambas metodologías a los dos casos aquí indicados.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. MECANISMOS DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

Se han desarrollado numerosas tecnologías para el control de la producción indeseada de agua, pero es necesario conocer y entender su mecanismo de producción para diseñar el tratamiento que se espera resulte más efectivo^[3].

El flujo de agua a un pozo puede ocurrir en dos patrones diferentes. En el primero, el agua fluye al pozo por canales diferentes a los del hidrocarburo. De esta manera, la producción de agua compite con la producción de petróleo o gas. Es en estos casos en los cuales la reducción de la producción de agua generalmente resulta en un aumento en la producción de hidrocarburos y la eficiencia de recobro. Ello convierte a estos pozos en candidatos principales para el control del agua. En el segundo caso, ocurre el flujo simultáneo de agua e hidrocarburos en el medio poroso, por lo que generalmente la reducción de la producción de agua irá acompañada de la reducción en la producción de petróleo o gas.

2.1.1. Causas de la producción de agua.^[4,5]

Los problemas de producción de agua generalmente se pueden deber a por lo menos nueve posibles razones, las cuales a su vez pueden ser agrupadas en dos problemas generales. Estos son: problemas asociados al pozo y/o problemas asociados al yacimiento. Ambas se discuten en las siguientes secciones.

2.1.1.1 Problemas asociados al pozo

2.1.1.1.1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras. Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o las empacaduras permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingresen en la columna de producción. La detección de estos problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes, dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Algunas herramientas de registros o perfiles de producción tales como la densidad del fluido, la temperatura y la velocidad del flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. En la Figura 1 se muestra esquemáticamente el paso del agua de la formación al pozo por efectos de filtración a través del revestidor.

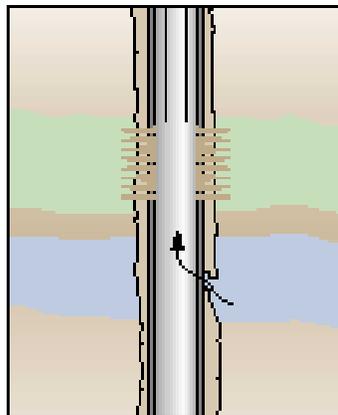


Figura 1. Filtraciones en el revestidor, en la tubería de producción o en la empacadura^[4]

2.1.1.1.2. Flujo canalizado detrás del revestidor: La existencia de defectos en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas ofensoras o con aporte de agua con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular a nivel de las zonas cañoneadas. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros o perfiles de temperatura o registros de flujo de agua basados en la activación del oxígeno. En la Figura 2 se muestra esquemáticamente el aporte de agua asociado a este tipo de problemas.

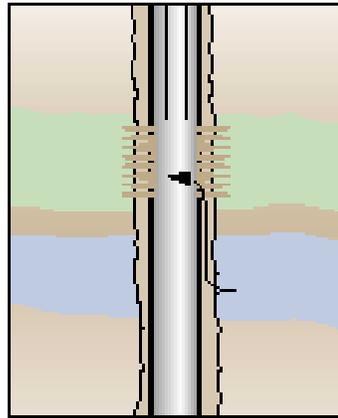


Figura 2. Flujo detrás del revestidor^[4]

2.1.1.2. Problemas asociados al yacimiento

2.1.1.2.1. *Contacto dinámico agua-petróleo (CAP)*. Si el contacto agua-petróleo se mueve y asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción por empuje de agua, existirá entonces producción de agua. Esto ocurre en aquellos casos donde el espesor del horizonte productor es importante y además existe una permeabilidad vertical baja, lo cual obliga a que el ascenso del contacto agua petróleo sea uniforme. En los pozos con permeabilidades verticales altas comparadas con las horizontales ($k_v > 0,01 k_h$)^[4], es más probable encontrar conificación de agua, la cual se describirá más adelante. Una de las medidas correctivas para este tipo de problemas es el asentamiento de un tapón por encima del CAP.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hoyo se debe extender lo suficiente en todas las direcciones, para así impedir que el flujo horizontal de agua rebase los límites físicos del tratamiento y se logre retardar la inminente invasión de agua. Como alternativa, se puede considerar una desviación de la trayectoria del pozo una vez que la RAP resulte intolerable desde el punto de vista económico. Esto último puede representar una inversión cuantiosa.

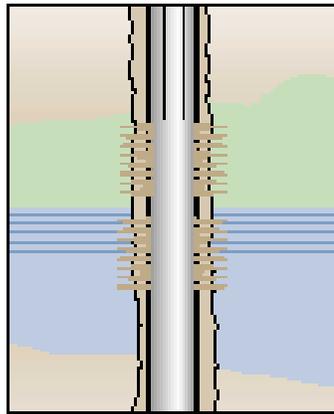


Figura 3. Contacto dinámico agua-petróleo^[4]

2.1.1.2.2. *Canalización matricial sin flujo cruzado.* Este es un problema común en la producción proveniente de capas múltiples. Ocurre cuando una zona de las completadas en un pozo, está rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) e inundada de agua (proveniente de un acuífero activo o un pozo inyector de agua). El flujo cruzado depende de la continuidad de la barrera impermeable. Esto obliga a que el aporte de agua se deba casi exclusivamente al aporte de la capa inundada. En estos casos el tratamiento más recomendable consiste en aislar la zona ofensora. En la Figura 4 se muestra esquemáticamente el aporte de agua canalizada, sin flujo cruzado, proveniente de un pozo inyector. En el caso más común la zona ofensora suele tener la permeabilidad más alta de las capas con aporte de fluido, lo cual causa la irrupción más temprana o prematura del agua por esta capa.

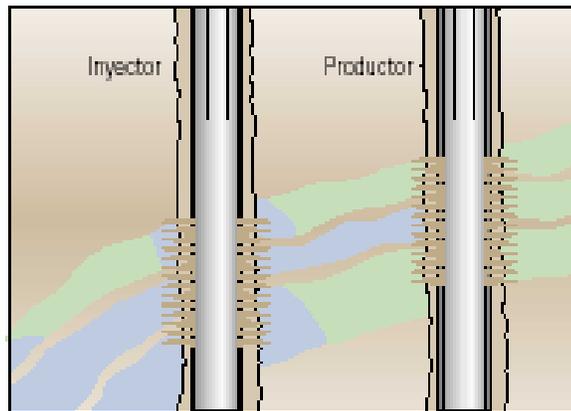


Figura 4. Capa inundada sin flujo cruzado entre las capas^[4]

2.1.1.2.3. *Fracturas o fallas entre un pozo inyector y uno productor.* En las formaciones naturalmente fracturadas, con recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores, debido a la canalización del agua a través de las fracturas. En la Figura 5 se muestran dos esquemas donde el agua inyectada alcanza al pozo productor por la existencia de canales de flujo preferencial entre un pozo inyector y uno productor.

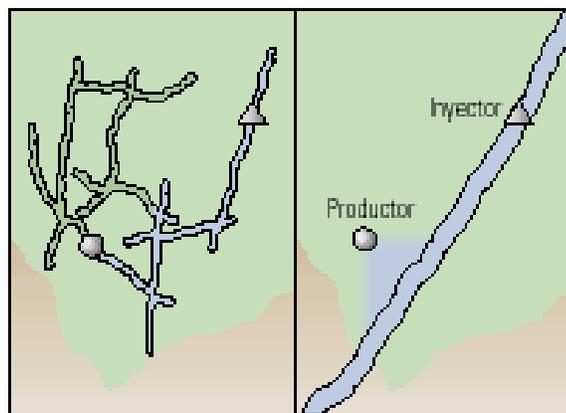


Figura 5. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor^[4]

2.1.1.2.4. *Canalización a través de fracturas*. En este caso el agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Este caso se observa con frecuencia en pozos horizontales, donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero.

En las Figuras 6. (a) y (b) se representa esquemáticamente este tipo de problemas, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales.

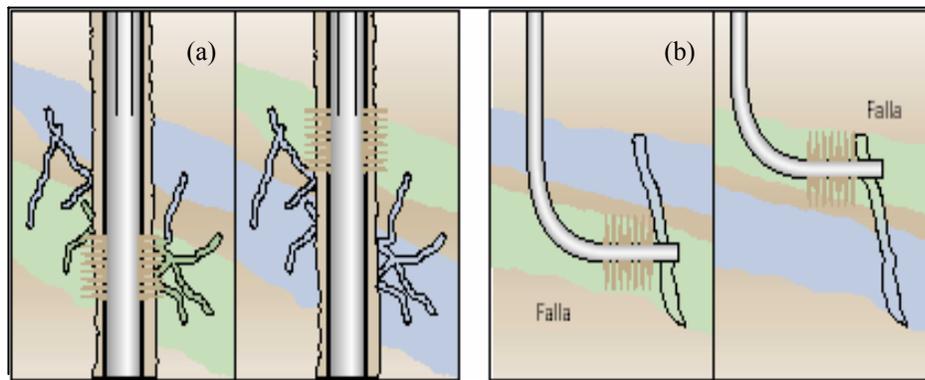


Figura 6. Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior (a) En un pozo vertical (b) En un pozo horizontal^[4]

2.1.1.2.5. *Conificación (cresting) o cono limitado*. En un pozo vertical ocurre conificación cuando existe un CAP cerca de la zona abierta a producción, en una formación cuya permeabilidad vertical es elevada. Se ocasiona principalmente por la caída de presión asociada a la tasa de producción. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una cúspide o cresta en forma de ola (“cresting”). En la Figura 7 se muestran esquemáticamente los problemas de conificación.

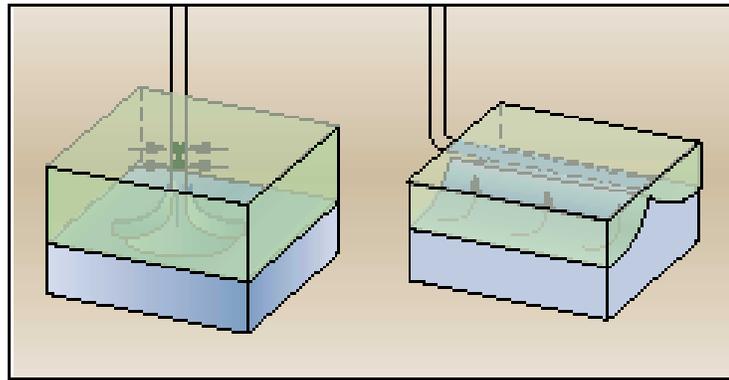
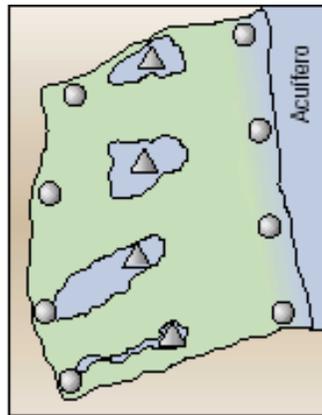
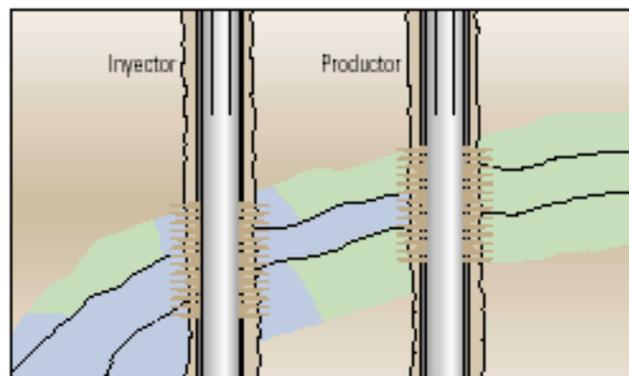


Figura 7. Conificación o formación de cúspide^[4]

2.1.1.2.6. *Barrido areal deficiente.* El agua de un acuífero o de un pozo inyector en una zona productiva puede provocar un barrido areal deficiente, que por lo general es ocasionado por la anisotropía areal de la permeabilidad. La solución a este problema generalmente consiste en desviar el agua inyectada fuera del volumen de espacio poroso que ya ha sido barrido por agua. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de sustancias viscosas (soluciones poliméricas), lo cual normalmente resulta muy costoso. En la Figura 8 se muestra el efecto de un barrido areal deficiente y que en la literatura también se conoce como adedamiento, interdigitación o “fingering”.

2.1.1.2.7. *Capa inundada con flujo transversal o cruzado.* El flujo cruzado de agua puede ocurrir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. Aunque el aporte más significativo de agua provenga de una sola capa, al igual que en el caso de la canalización sin flujo cruzado, no se considera como solución válida el aislamiento de estas capas. Ello, debido a la **ausencia** de barreras impermeables. En estos casos, en general los intentos realizados para modificar los perfiles de producción o de inyección cerca del hoyo han fracasado, debido a que el agua puede bordear el sello e irrumpir por otra capa. En la Figura 9 se muestra de manera esquemática el aporte de agua originado por la canalización con flujo cruzado desde un pozo inyector hasta uno productor.

Figura 8. Barrido areal deficiente^[4]Figura 9. Capa inundada con flujo transversal^[4]

2.1.2. Diagnóstico del problema de la producción de agua

Históricamente se han desarrollado numerosas tecnologías para controlar la producción indeseada de agua. Cada una se ha orientado a solucionar un problema en particular. De allí que la solución de estos problemas dependa de la identificación apropiada de la **causa** de la producción de agua. La metodología para el diagnóstico apropiado ha sido discutida en numerosos artículos^[3,6,7,8]. De forma general, todas se fundamentan en los siguientes criterios:

- El primer paso en la identificación del problema de la producción de agua, consiste en determinar si la producción de agua es realmente un problema, y comúnmente ocurre en los casos en que la producción de agua se incrementa rápidamente. Esto se puede observar utilizando métodos gráficos en los que se analiza la historia de producción.

En la Figura 10 se muestran los gráficos de producción de un pozo con problemas de producción de agua. En la Figura 10 (a) se muestra un gráfico de la historia de producción. Los gráficos de las tasas de agua y petróleo con respecto al tiempo pueden resultar útiles para identificar problemas de agua cuando se observa cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua, con una reducción del petróleo. Ello posiblemente señale la necesidad de aplicar un tratamiento para solventar el problema. En la Figura 10 (b) se muestra una curva de declinación de producción, en la cual el cambio brusco en la pendiente de la recta de declinación de la tasa de producción de petróleo, constituye una advertencia de que el exceso de agua puede estar afectando la producción del pozo.

Otra de las herramientas más comunes utilizadas en esta etapa son las curvas de relación agua-petróleo (RAP) o agua-gas con respecto al tiempo. Chan^[6] propuso como herramienta de diagnóstico la representación logarítmica de la relación agua-petróleo y su derivada con respecto al tiempo, para así identificar los problemas de canalización, conificación y problemas en las cercanías del hoyo.

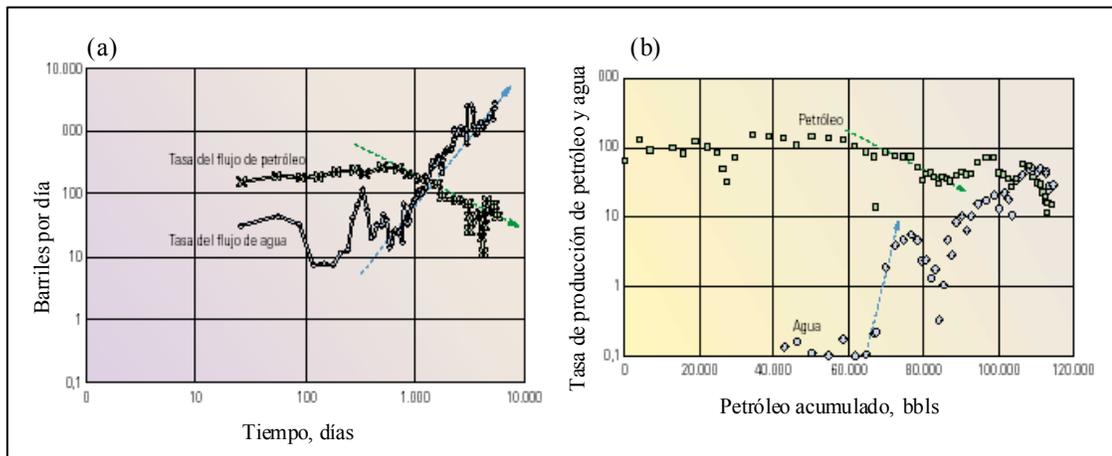


Figura 10. Método gráfico para evaluar la problemática del agua (a) Historia de tasas de producción (b) Curvas de declinación de producción^[4]

Estas curvas son difíciles de interpretar cuando existe mucha dispersión en los datos de producción. Para solucionar este problema en 1999 Ramos^[9] desarrolló un método también gráfico (Método de Ramos) en el cual se puede distinguir entre conificación y canalización a partir del exponente de una función potencial ajustada a los datos de RAP en el tiempo, los cuales se obtienen al derivar la producción acumulada de agua en función de la producción acumulada de petróleo a partir del momento en que ocurre la irrupción del agua en el pozo de estudio (ver Figura 11)

Sin embargo, estas curvas pueden ser mal interpretadas por lo que no se recomienda su aplicación como criterio único de decisión. En la Figura 11 se muestran curvas típicas según el procedimiento sugerido por Chan.

- El segundo paso, consiste en determinar el estado de la completación del pozo, aplicando pruebas de integridad en el revestidor y en las tuberías, además de utilizar registros de cementación que identifiquen la calidad del cemento en el pozo.

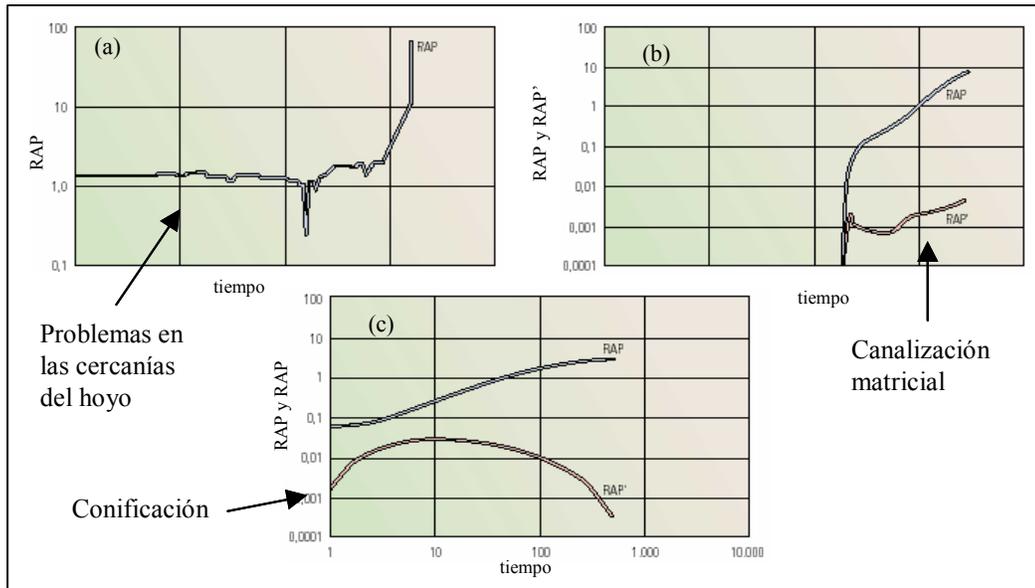


Figura 11. Curvas de diagnóstico de la producción de agua

- Si se descartan los problemas en las cercanías del pozo, el próximo paso consiste en determinar si el flujo en las cercanías del pozo es lineal o radial. El primer caso se asocia a yacimientos con canalización a través de fracturas. Para distinguir rápidamente cuando un pozo presenta flujo lineal o radial, Seright^[2] propuso comparar el índice de productividad del pozo con el calculado utilizando la Ley de Darcy para flujo radial. Si el índice de productividad observado es mucho mayor (5 veces o más) que el calculado, entonces es muy probable que esté presente una fractura. Las expresiones correspondientes son:

$$\frac{q}{\Delta P} \gg \frac{\sum kh}{141,2\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Flujo lineal..... (1)}$$

$$\frac{q}{\Delta P} \leq \frac{\sum kh}{141,2\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Flujo radial..... (2)}$$

Donde:

$q/\Delta P$ = Índice de productividad, Bbl/d/lpca

k = Permeabilidad efectiva, md

h = Espesor de la arena completada, pies

μ = Viscosidad, cps

r_e = Radio de drenaje del pozo, pies

r_w = Radio del pozo, pies

- Luego, si se identifica y confirma flujo radial, es necesario determinar si ocurre o no flujo cruzado entre las zonas con aporte de agua y las de hidrocarburos. Esto ha sido determinante en la eficiencia de los tratamientos para el control de agua. En los casos en los cuales el flujo cruzado existe, aún no se han empleado con éxito técnicas de mitigación, ya que suelen tener poco o ningún efecto sobre la producción de agua. Los casos sin flujo cruzado se caracterizan por tener barreras impermeables entre las capas de agua y la de petróleo.

En la Tabla 1 se resumen los problemas más comunes asociados a la producción excesiva de agua, las posibles causas y las herramientas de diagnóstico.

Tabla 1. Resumen de los problemas hallados con mayor frecuencia en los pozos con producción de agua^[10]

Problema	Posible causa	Herramientas de diagnóstico
Fugas del revestidor	Huecos en la tubería por corrosión	Registros de temperatura, de cementación, análisis de agua de formación
Conificación	Movimiento de un acuífero de fondo, alta tasa de producción	Registros neutrón, de densidad, petrofísica, pruebas de pozos
Canalización	Comunicación con zonas altamente permeables	Análisis de núcleos, análisis de movilidad de los fluidos

Fracturas	Fracturas fuera de la zona	Trazadores radioactivos, registros de fluidos, pruebas de presión
Mal estado del cemento	Deterioro del cemento, problemas de la cementación primaria	Registros de cementación y activación de oxígeno

2.1.3. Tecnologías para el control de agua^[3]

De acuerdo al tipo de problema que se requiera solucionar, existen numerosas tecnologías de mitigación, con rangos específicos de aplicación. En términos generales estas tecnologías se pueden agrupar en dos clases: mecánicas y químicas.

2.1.4.1. Mecánicas

Son opciones de aislamiento. Entre estas se encuentran los tapones y empacaduras, los cuales se localizan en el fondo del pozo. Existen otras como: separadores de fondo (hidrociclones), completaciones duales o dobles, perforación de pozos multilaterales. Para éstas opciones, generalmente se requieren modificaciones en la completación del pozo, lo cual eleva los costos con respecto a las opciones químicas.

2.1.4.2. Químicas

Entre las tecnologías para el control del agua clasificadas como soluciones químicas, se pueden destacar los cementos (convencional, microfinos, fluidos), las resinas, sales, emulsiones y geles. Los métodos químicos generalmente **no** requieren la modificación en la completación del pozo y a excepción de los cementos convencionales ofrecen penetración del tratamiento en la formación que los métodos mecánicos no logran.

2.2. TECNOLOGÍA DE GELES^[9,10,11]

2.2.1. Definición

Los geles poliméricos se forman a partir de una solución acuosa que contiene un polímero base y un entrecruzador. Esta solución acuosa, luego de un tiempo, forma una red polimérica entrecruzada con una estructura tridimensional que atrapa al agua en su interior. En la Figura 12 se muestra esquemáticamente un gel y la capacidad de atrapar agua en su interior.

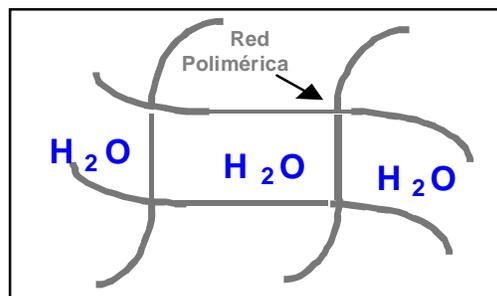


Figura 12. Estructura de un gel

La aplicación de la tecnología de geles para control de agua, consiste en inyectar al yacimiento una solución acuosa con un polímero base y un entrecruzador o solución gelificante. Esta solución de baja viscosidad alcanza un amplio radio de penetración en la formación, inundando las áreas de alta permeabilidad y fracturas del yacimiento. Después de un tiempo específico, esta solución adquiere la consistencia de gel.

En algunos casos, el gel forma un taponamiento o bloqueo, el cual no deja pasar ningún fluido de la formación, ocasionando que el agua se desvíe a las zonas menos permeables del yacimiento, permitiendo así un barrido más uniforme. Como consecuencia, se obtiene un incremento en la producción de petróleo. En otros casos, el gel reduce en gran proporción la permeabilidad relativa al agua, sin afectar la del petróleo y así, sólo ocurre un bloqueo al paso del agua.

2.2.2. MULTIGEL[®] [9]

Es la tecnología de geles desarrollada por PDVSA Intevep, S.A. para el control de la producción excesiva de agua en los procesos de producción de petróleo, aplicable a pozos inyectoros y productores.

2.2.2.1. Tipo de formulaciones

- MULTIGEL UHT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 260 - 320 °F
- MULTIGEL HT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 230 - 302 °F
- MULTIGEL LT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 158 - 230 °F
- MULTIGEL ULT: recomendado para yacimientos con temperaturas entre 130 - 170 °F

2.2.3. **Tipos de geles**

Los geles poliméricos utilizados para el control de agua en pozos productores pueden clasificarse según su formulación en geles sellantes y geles selectivos.

2.2.3.1. Geles sellantes

Son aquellos que tienen la capacidad de bloquear totalmente el flujo de cualquier fluido al pozo, por lo que comúnmente son utilizados para modificar el perfil de producción o inyección en pozos completados en yacimientos altamente heterogéneos, mediante el bloqueo de zonas ofensoras y/o ladronas.

2.2.3.2. Geles selectivos

Son sistemas que, en comparación con los geles sellantes, presentan una menor consistencia, mayor fluidez y elasticidad. La característica más resaltante de estos, es su capacidad para disminuir la permeabilidad relativa al agua en **mayor** proporción que la permeabilidad relativa al petróleo. Esto se conoce como efecto DPR, por sus siglas en inglés, es decir, reducción desproporcionada de la permeabilidad (“Disproportionate Permeability Reduction”).

2.2.4. Características tomadas en cuenta en el diseño de sistemas gelificantes

2.2.4.1. Consistencia

Se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. Determina la capacidad del gel para reducir el paso de fluidos a través de la formación. Usualmente, mientras más rígido, la reducción del paso de fluidos será más pronunciada. La consistencia de los geles es directamente proporcional a la concentración de polímero y entrecruzador en la solución gelificante.

2.2.3.2. Tiempo de gelificación

Señala el tiempo necesario para que una solución gelificante desarrolle la estructura característica de un gel. Depende fundamentalmente de la temperatura de la formación y el pH de la solución gelificante. A medida que la temperatura aumenta, el tiempo de formación del gel se ve reducido, mientras que la relación con el pH varía de acuerdo con la naturaleza de los componentes químicos del gel.

2.2.4.3. Durabilidad

Caracteriza la estabilidad del gel en función del tiempo, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento donde se va a utilizar. Como resultado de la exposición del gel a las condiciones del yacimiento, puede ocurrir una disminución en la viscosidad del mismo o la expulsión de agua atrapada dentro de la estructura de malla del gel. Esto último se denomina sinéresis.

Para la determinación del tiempo de gelificación, la consistencia y la durabilidad del gel se realizan pruebas de botella. Las **botellas** son recipientes de vidrio, resistentes a la temperatura de trabajo, en las cuales se coloca la solución gelificante. Las pruebas se basan en observar la formación y evolución del gel en el laboratorio, por un período de tiempo que puede variar entre horas y días, dependiendo de la formulación del gel.

2.2.4.4. Comportamiento en el medio poroso

Es la evaluación de la capacidad del gel para modificar la permeabilidad a los fluidos presentes en una formación, determinando así la aplicabilidad del gel para cumplir la función deseada.

Para caracterizar el comportamiento del gel dentro del medio poroso se estima, a través de pruebas de laboratorio, el factor de resistencia residual y el efecto DPR.

2.2.4.4.1 *Factor de resistencia residual*^[12]. Este término expresa la reducción de permeabilidad del medio poroso donde se ubica el gel. Se define como la **relación** entre la movilidad de un fluido **antes y después** del tratamiento.

$$F_{rrf} = \frac{\lambda_{f \text{ antes}}}{\lambda_{f \text{ después}}} = \frac{(k_f / \mu_f)_{\text{antes}}}{(k_f / \mu_f)_{\text{después}}} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

F_{rrf} = Factor de resistencia residual de la fase f

λ_f = Movilidad de la fase f

k_f = Permeabilidad efectiva de la fase f

μ_f = Viscosidad de la fase f

Como las viscosidades de los fluidos del yacimiento no varían durante el tratamiento, entonces el F_{rrf} se puede expresar en función de la permeabilidad antes y después del tratamiento, reduciéndose a:

$$F_{rrf} = \frac{k_f \text{ antes}}{k_f \text{ después}} \dots\dots\dots (4)$$

El factor de resistencia residual se determina mediante pruebas de laboratorio usando medios porosos, denominadas **pruebas de desplazamiento**. Estas consisten en medir la permeabilidad efectiva al agua y al petróleo en un núcleo a condiciones de presión y temperatura específicas (aquellas que reproduzcan mejor las condiciones del yacimiento). Las mediciones se realizan en dos etapas: la primera con el núcleo saturado con los fluidos del yacimiento (agua, crudo) y la segunda, con el núcleo saturado con solución gelificante luego de que haya alcanzado la consistencia de gel. Utilizando éstas pruebas y por experiencias de campo, se ha encontrado que el Factor de Resistencia Residual tanto para el agua como para el crudo, tiende a disminuir a medida que aumenta la permeabilidad de la formación^[13]. Por ésta razón, es muy importante evaluar las formulaciones con éstas pruebas, para así determinar o predecir cómo será el comportamiento del gel en la formación.

2.2.4.4.2. Efecto DPR

El efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad está descrito en la literatura^[14,15,16,17,18] como la propiedad de muchas soluciones poliméricas y geles de reducir la permeabilidad relativa al agua en **mayor proporción** que al petróleo y aún en mayor proporción que al gas. Esta propiedad es fundamental para el éxito de los tratamientos para el control del agua en pozos productores cuyas zonas de hidrocarburos no pueden ser aisladas. Sin embargo, la magnitud de este efecto ha sido impredecible en algunas aplicaciones. Esto se evitaría si se determinara la naturaleza del fenómeno, haciendo estos efectos más predecibles y controlados. Aunque se han descrito algunos mecanismos que justifican este fenómeno, aún no se ha determinado

la razón que fundamenta el efecto de la reducción desproporcionada de la permeabilidad.

La forma de expresar el efecto DPR o efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad en función del factor de resistencia residual es la siguiente:

$$DPR = \frac{F_{rrw}}{F_{rro}} \dots\dots\dots (5)$$

Donde:

DPR = Efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad

F_{rrw} = Factor de resistencia residual del agua

F_{rro} = Factor de resistencia residual del petróleo

En la Figura 13, se muestra un gráfico-tipo obtenido utilizando las pruebas de desplazamiento en medio poroso. Allí se observa la diferencia entre las curvas de F_{rrw} y F_{rro} , lo cual evidencia el efecto reducción de la permeabilidad relativa al agua en mayor proporción que al crudo. Además, se puede observar un descenso brusco del F_{rrw} con respecto a la tasa de agua y un descenso gradual del F_{rro} con relación a la tasa de crudo. Esto permite afirmar que cuando hay mayores caídas de presión **disminuye** la capacidad de bloqueo del gel.

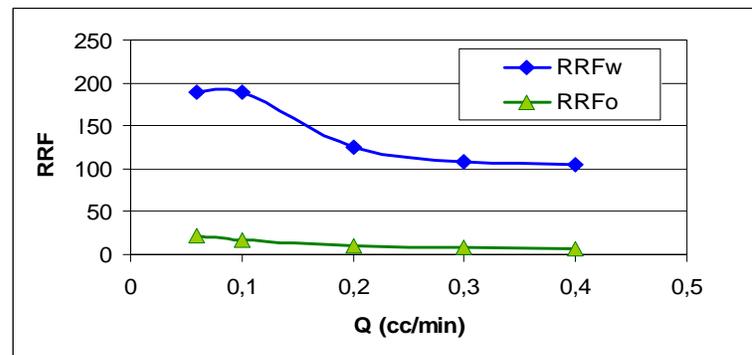


Figura 13. Gráfico-tipo obtenido mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso

Todas estas características aquí descritas están determinadas por la concentración del polímero en la solución y la cantidad de entrecruzador. Además, se ven afectadas principalmente por las propiedades del agua de preparación (pH y salinidad) y la temperatura. Esta última, tiene un efecto pronunciado en la estabilidad de los geles con un efecto indeseable, porque puede degradar la composición del gel y ocasionar la pérdida de sus propiedades.

2.2.5. Ventana de aplicación de los geles

Basado en la revisión de la literatura^[11] y análisis de las experiencias de campo a escala mundial, se recomienda el uso de sistemas gelificantes para el control de agua en pozos que tengan alguno de los siguientes problemas, los cuales se han organizado de acuerdo al tipo de flujo presente en el pozo:

- Flujo lineal:
 - Canalización a través de fracturas naturales
 - Canalización a través de fracturas hidráulicas o inducidas
 - Flujo por detrás del revestidor

- Flujo Radial:
 - Canalización matricial sin flujo cruzado

La aplicación de los sistemas gelificantes se recomienda para los casos indicados debido a que los tratamientos para el control de agua en esos casos representan el **menor riesgo** de pérdida de productividad y la **mayor oportunidad** para aumentar el potencial del pozo tratado.

Las aplicaciones aquí indicadas se refieren a los tipos de problemas en los que históricamente los sistemas gelificantes han resultado exitosos. Sin embargo, en lo referente al rango de aplicación, es conveniente señalar bajo cuales otros criterios se limita la aplicación de los geles. Así, entre los que se deban mencionar están los siguientes:

- Los sistemas gelificantes son aplicables tanto en pozos inyectores como productores
- Aplicables en yacimientos con cualquier litología y mineralogía
- Son poco sensibles a interferencias químicas, especialmente de H₂S y CO₂
- Son aplicables en medios con amplio rango de pH (<2.0 - 12.5)
- Son aplicables en medios con amplio rango de temperatura (<40°F – 300°F)

2.2.6. Criterios de selección de pozos productores candidatos a aplicación de tratamiento

Luego de extensas discusiones con expertos de las compañías de servicio y de la industria petrolera, Seright y Liang^[2] desarrollaron los siguientes criterios para la selección de pozos candidatos a la aplicación de sistemas gelificantes, en lo que se refiere a **requisitos necesarios**:

- Existencia de reservas atractivas de crudo: debe existir suficiente petróleo movible que pueda ser recuperado en términos económicos eficientes **si** una solución gelificante fuese colocada debidamente

- Alta relación agua petróleo
- Debe haber un diagnóstico confiable de la causa de la producción de agua
- El pozo candidato debe exhibir alta productividad
- El sistema gelificante debe ser colocado sin dañar las zonas de petróleo

2.2.7. Diseño del volumen de gel para un tratamiento^[9]

La selección del volumen de gel representa un factor crítico en el diseño del tratamiento de gel para el control de agua. Una de las técnicas empleadas para la estimación de este volumen es de acuerdo a la consideración de los parámetros siguientes:

2.2.7.1. Radio específico de penetración

Se ha adoptado como convención o regla de uso para el diseño del volumen de gel un radio de penetración entre 15 y 20 pies para flujo lineal y entre 5 y 10 pies para un bloqueo total o abandono de una zona ofensiva. En cuanto al bloqueo de pozos inyectoros, se recomienda un radio de penetración mayor a los 15 pies^[Error! Marcador no definido.]. Una vez fijado el radio de penetración, basado en los criterios indicados, el volumen de solución gelificante se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$V_{SG} = 0,56 \times h_p \times \phi \times r_p^2 \times s_w \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

V_{SG} = Volumen de solución gelificante, barriles

h_p = Espesor cañoneado o de la arena neta petrolífera, pies

ϕ = Porosidad, fracción

r_p = Radio de penetración del tratamiento, pies

s_w = Saturación de agua presente en los alrededores del pozo, fracción

2.2.7.2. Producción diaria del pozo

Algunos operadores proponen tratar los pozos con un volumen que varía entre la mitad y la totalidad de la producción bruta del pozo, dependiendo de la concentración a utilizarse^[9].

2.2.7.3. Número de pies perforados

Este parámetro consiste en seleccionar un número determinado de barriles que varía entre 50 y 200 barriles de solución gelificante **por cada pie perforado**. Esta selección depende de la productividad del pozo, es decir que a mayor productividad (en términos de la tasa bruta), se usará mayor cantidad de barriles por pie^[9].

2.2.8. **Técnicas de colocación de los geles**^[19]

En cuanto a las técnicas de aplicación, se pueden utilizar tres métodos: cabezal del pozo, aislamiento mecánico e inyección dual. La selección de cualquiera de ellas está estrechamente relacionada con la necesidad de protección de las zonas productivas.

2.2.8.1. Cabezal del pozo

Consiste en inyectar el gel directamente a través de la tubería de producción, sin requerir tubería continua. Es la técnica menos costosa por ser la más simple operacionalmente. Sin embargo, su aplicación implica mucho riesgo, ya que no permite selectividad alguna. Ello podría ocasionar daños a la zona productora. Se recomienda su uso cuando hay problemas de comunicación a través de fracturas naturales o inducidas y se bombean geles selectivos con efecto DPR. En la Figura 14 se muestra de manera esquemática este tipo de colocación.

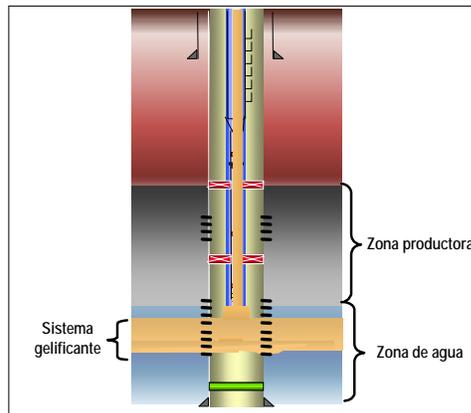


Figura 14. Inyección por cabezal de pozo

2.2.8.2. Aislamiento mecánico

Esta técnica consiste en colocar en el pozo una empaadura o tapón inflable, el cual garantice un aislamiento entre la zona ofensora y la productora. Una vez realizado esto, la inyección puede hacerse con tubería continua o a través de la tubería de producción.

Ésta técnica generalmente lleva a resultados muy efectivos cuando se aplica en arenas que se encuentran separadas hidráulicamente, a nivel de yacimiento, por un sello lutítico. Se recomienda su uso cuando hay problemas de comunicación matricial sin flujo cruzado. En la Figura 15 se muestra esquemáticamente la manera en que se inyecta gel de manera selectiva.

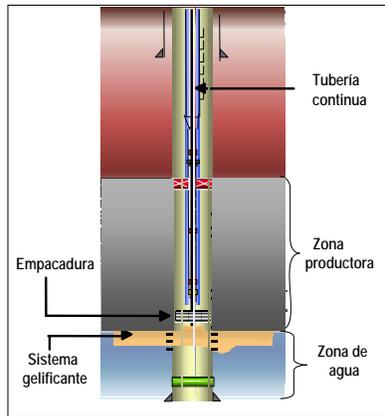


Figura 15. Aislamiento mecánico

2.2.8.3. Inyección dual

Consiste en inyectar de manera simultánea y a través de tubería continua, tanto un fluido protector a la zona productora como la solución gelificante hacia la zona ofensora. El uso de esta técnica implica un menor riesgo de daño a la zona productora, pero resulta bastante costosa y operacionalmente complicada. Ello, debido a que requiere un monitoreo constante de las presiones de inyección de fondo que garantice que no ocurran fugas de fluidos entre zonas. Se recomienda su uso cuando hay problemas de comunicación matricial con flujo cruzado o mala cementación. En la Figura 16 se muestra otra técnica de inyección selectiva, pero en este caso se inyecta de manera simultánea otro fluido para evitar que la solución gelificante penetre en la zona de hidrocarburos.

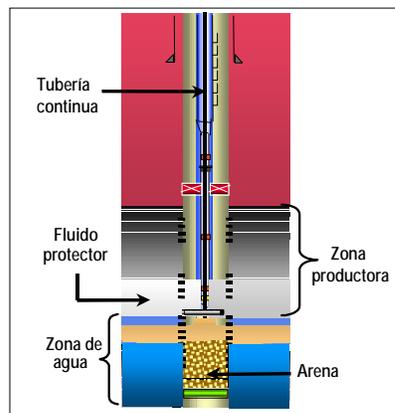


Figura 16. Inyección dual

2.3. FUNDAMENTOS BÁSICOS DE PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA^[20,21]

En esta sección se incluyen los conceptos que se han utilizado más frecuentemente en este Trabajo Especial de Grado.

2.3.1. Definición de términos

2.3.1.1. Población

Una población se define como un conjunto finito o infinito de personas u objetos que presentan características comunes. Una población es un conjunto de todos los elementos que se están estudiando, acerca de los cuales se intenta obtener conclusiones.

2.3.1.2. Muestra

Una muestra es una parte de la población que se estudia en representación de la misma, bajo la suposición de que está definida en base a la población elegida.

2.3.1.3. Variables

Las variables también suelen ser llamados caracteres cuantitativos, los cuales pueden ser expresados mediante números. Las variables son caracteres susceptibles de medición y que pueden tomar un valor cualquiera de un conjunto determinado de ellos, llamado dominio de la variable. Si la variable puede tomar solamente un valor, se llama constante.

2.3.1.3.1. *Variable aleatoria.* Es aquella que asume diferentes valores a consecuencia de los resultados de un experimento. Estas variables pueden ser discretas o continuas. Si se permite que una variable aleatoria adopte sólo un número limitado de valores, se le llama **variable aleatoria discreta**. Por el contrario, si se le permite asumir

cualquier valor dentro de determinados límites, recibe el nombre de **variable aleatoria continua**.

Cuando una de estas variables aleatorias toma diversos valores, la probabilidad asociada a cada uno de tales valores puede ser organizada como una distribución de probabilidad.

2.3.1.4. Distribución normal (o de Gauss-Laplace)

Una de las distribuciones más utilizada en la práctica es la distribución normal, también llamada distribución gaussiana. Su importancia se debe fundamentalmente a la frecuencia con la que distintas variables asociadas a fenómenos naturales y cotidianos siguen, aproximadamente, esta distribución.

2.3.1.4.1. *Propiedades de la distribución normal.* La distribución normal posee algunas propiedades importantes a saber:

- La forma de la campana de Gauss se define por los parámetros media (μ) y desviación estándar (σ) (ver Figura 17).
- La distancia entre una línea trazada en la media y el punto de inflexión de la curva es igual a una desviación estándar típica (σ).
- Es simétrica con respecto a su media (μ). Según esto, para este tipo de variables existe una probabilidad de 50% de observar un dato mayor que la media, y un 50% de observar un dato menor.
- El área bajo la curva comprendida entre los valores situados aproximadamente a tres desviaciones estándar de la media es igual a 0.997. De esta manera, existe un 99.7% de posibilidades de observar un valor comprendido en el intervalo ($\mu-3\sigma$, $\mu+3\sigma$).

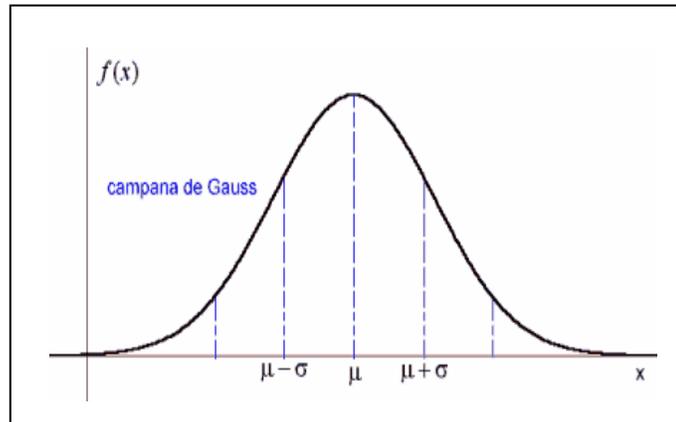


Figura 17. Representación de la distribución normal de probabilidad

2.3.1.5. Método Monte Carlo^[22,23]

Es una técnica numérica de aplicación con variables aleatorias y utilizable en programas computacionales. Una vez determinadas las distribuciones de probabilidad o de frecuencia de un conjunto de variables, el método permite evaluar los efectos de la aleatoriedad de las variables para predecir el comportamiento de otra variable de salida de un modelo numérico. El Método Monte Carlo requiere que se defina un modelo que relacione las variables de entrada (ej.: propiedades de pozo y yacimiento) con la variable de interés o de salida (ej.: valor presente neto de un proyecto de inyección de geles). El **modelo** no debe ser aleatorio: sólo tendrán esta característica las variables de entrada. En la industria petrolera la distribución de probabilidad o de frecuencia de la variable de salida se utiliza en la toma de decisiones acerca de la viabilidad económica, adquisición de datos y estrategias de explotación^[22].

2.3.2. Medidas de variabilidad

En ocasiones, la localización o tendencia central no necesariamente proporciona información suficiente para describir los datos de manera adecuada. Por ello, se emplean medidas de variabilidad para analizar los datos. Una medida de variabilidad es una medida del grado de dispersión en un conjunto de datos. Si este valor es

pequeño (respecto de la unidad de medida) entonces se dice que hay una gran uniformidad entre los datos, y por el contrario un valor alto indica poca uniformidad. A continuación se presentan algunas de las técnicas disponibles para describir variabilidad.

2.3.2.1. Varianza muestral

Si x_1, x_2, \dots, x_n son datos de la variable x dentro de una muestra de n observaciones, entonces la varianza muestral se determina según:

$$S^2(x) = \sum \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n} \dots\dots\dots(7)$$

2.3.2.1.2. Desviación estándar muestral (sd)

La desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza muestral. A diferencia de la varianza, se expresa en las mismas unidades de las variables estudiadas y se determina de acuerdo a la siguiente relación:

$$sd(x) = \sqrt{\sum \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n}} \dots\dots\dots(8)$$

2.3.2.2.3. Coefficiente de correlación

La correlación se define como la medida de la asociación lineal entre dos variables. A menudo es necesario un sólo valor, conocido comúnmente como el coeficiente de correlación, para describir esta asociación. El valor de un coeficiente de correlación tiene la característica de estar limitado entre los valores -1 y 1. Si la correlación es exactamente -1, hay una asociación lineal perfecta negativa entre las dos variables. La representación gráfica de las dos variables resulta ser una recta con pendiente **negativa**. En cambio, si la correlación es exactamente 1, hay una correlación lineal perfecta **positiva**.

Sin embargo, debe observarse que el coeficiente de correlación no proporciona ninguna explicación sobre la relación física entre las variables. El coeficiente de correlación entre dos variables (x, y) se determina así:

$$r(x, y) = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}} \dots\dots\dots(9)$$

2.3.2.2.3.1. Coeficiente de Correlación de Pearson

También es conocido como el coeficiente de jerarquización de Spearman. Es una modificación del coeficiente de correlación (sobrepone la limitante de caracterizar a variables lineales). Este coeficiente de correlación no utiliza los valores de los datos de una muestra, sino que emplea la jerarquización de manera ordenada de cada uno de estos valores de las variables analizadas, y se determina utilizando la siguiente relación:

$$r(r_x, r_y) = \frac{\sum \left(r_x - \left(\frac{n+1}{2} \right) \right) \left(r_y - \left(\frac{n+1}{2} \right) \right)}{\sqrt{\sum \left(r_x - \left(\frac{n+1}{2} \right) \right)^2 \sum \left(r_y - \left(\frac{n+1}{2} \right) \right)^2}} \dots\dots\dots(10)$$

Donde

r_x, r_y : son los valores jerarquizados de las variables analizadas (x, y)

2.4. ALGUNOS MÉTODOS DE JERARQUIZACIÓN

2.4.1 Variación Exponencial de Diferencias^[24,25]

El Método Variación Exponencial de Diferencias permite jerarquizar de forma sistemática un conjunto de candidatos o procesos en función de criterios específicos. Fue desarrollado originalmente para llevar a cabo la evaluación de yacimientos

candidatos a inyección de dióxido de carbono. En esa oportunidad el procedimiento consistió, en primer lugar, en un estudio paramétrico y un análisis de sensibilidades para determinar el **efecto** de las propiedades del yacimiento; tales como: presión, °API, etc., sobre la **respuesta** de la producción de petróleo durante un proceso de inyección de dióxido de carbono.

En el estudio original donde se aplicó el método, se empleó un simulador numérico como herramienta de apoyo para el análisis de sensibilidades. En el simulador numérico se introdujeron los datos de las propiedades de los yacimientos analizados para posteriormente cuantificar la **influencia de cada propiedad** evaluada en un proceso de inyección de dióxido de carbono, y mediante las cuales se determinaron las propiedades “óptimas” y las “pésimas”, utilizadas como referencia para la clasificación de los yacimientos.

Esto en una escala de 0 a 100, donde 100 corresponde a la evaluación del yacimiento “óptimo” y 0 para el “pésimo”. De esta manera, a medida que las propiedades de un yacimiento se encuentran más cerca en su valor a las del yacimiento “óptimo”, mayor será su puntaje. De esta manera, el óptimo es aquel yacimiento cuya respuesta se considera **más favorable** a la inyección de dióxido de carbono, mientras que el pésimo es aquel cuya respuesta es la **más desfavorable**.

Dado a que se trabaja con magnitudes y unidades diferentes, el método utiliza una expresión de tipo exponencial, que permite normalizar las variables. Cada una de ellas tiene un peso obtenido a partir del resultado de las sensibilidades, el cual refleja la importancia relativa de cada propiedad, evitando que tengan la misma relevancia. La sumatoria de todos los pesos debe ser igual a la unidad.

En este trabajo se aplicará el mismo método de jerarquización, orientado a la selección de pozos candidatos a la aplicación de geles para el control de la producción de agua.

2.4.2. Lógica Difusa^[26]

2.4.2.1. Antecedentes

La lógica aristotélica califica al mundo de una manera bivalente, tal como negro y blanco, sí y no, 0 y 1. El desarrollo de la teoría de conjuntos a finales del siglo XIX por el matemático alemán George Cantor, se basó en la lógica bivalente de Aristóteles haciéndola accesible a la ciencia moderna. Luego, la superposición subsecuente de la teoría de probabilidades hizo la lógica bivalente razonable y realizable.

La Teoría de Cantor define a los sistemas como una colección de objetos definidos y distinguibles. En la Figura 18 se muestra un ejemplo de las operaciones más comunes de la teoría de conjuntos tales como complemento, intersección y unión.

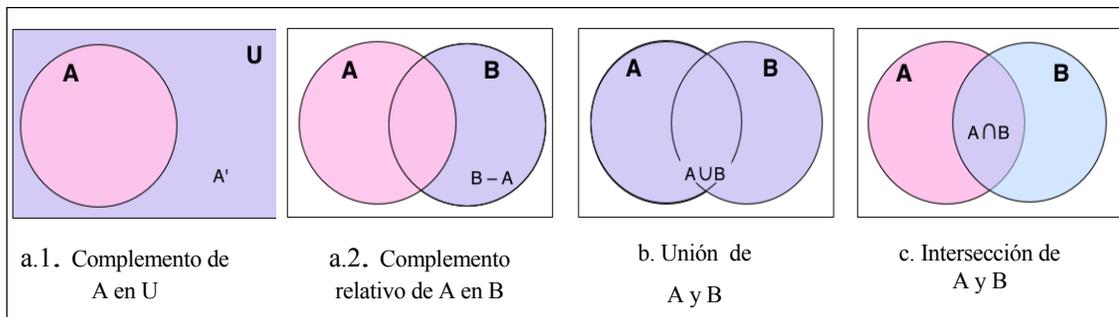


Figura 18. Operaciones de conjuntos

A principios del siglo XX el matemático polaco Lukasiewicz planteó la lógica trivalorada e introduce el término de lógica multievaluada^[27]. En 1937, el filósofo Max

Black publicó un documento sobre conjuntos difusos^[28]. Estas investigaciones construyeron los principios sobre los cuales se desarrolló la lógica difusa.

La Teoría de Lógica Difusa fue introducida a la ingeniería actual por Lotfi Zadeh, un profesor matemático quien en 1965 en la Universidad de California en Berkeley, publicó un trabajo titulado Conjuntos Difusos. Allí presentó formalmente la Teoría de Estados Multievaluados, y se introdujo el término “Difuso” en la literatura técnica. Lotfi Zadeh expande la idea de los estados clásicos de lógica Booleana (binaria) a los que nombró estados difusos. A diferencia de la lógica Booleana, la lógica difusa es multievaluada, por lo que considera **un número infinito de grados de valor entre cierto y falso**. La lógica difusa define grados de relación y grados de verdad de algo, caracterizando a ciertos objetos o procesos como parcialmente verdaderos y parcialmente falsos **simultáneamente**^[29].

2.4.2.2. Definición

La lógica difusa es una teoría que maneja y procesa algunos tipos de información que se expresan en términos **inexactos, imprecisos o subjetivos**, haciendo posible ordenar un razonamiento basado en **reglas imprecisas** y en **datos incompletos**. En inteligencia artificial, la lógica difusa se utiliza para la resolución de una variedad de problemas, principalmente los relacionados con el control de procesos complejos y sistemas de decisión en general.

La lógica difusa, en su planteamiento de estados multievaluados, representa la **incertidumbre** no estadística y el **razonamiento aproximado**. La incertidumbre generalmente se debe a la imprecisión y a la ambigüedad de la información que se tiene acerca de cualquier problema que se intenta solucionar. La mayoría de las fuentes de incertidumbre, especialmente las obtenidas en sistemas complejos, son el resultado de numerosos factores tales como la inhabilidad de realizar mediciones adecuadas, carencia del conocimiento, o la imprecisión inherente al lenguaje. La

teoría difusa es una herramienta que **modela esa clase de incertidumbre** asociada a la imprecisión y/o a una carencia de la información con respecto a un elemento particular del problema en estudio.

2.4.2.3. Conjuntos difusos^[30]

Un conjunto difuso es una clase de objetos con un grado continuo de pertenencia. Tal conjunto se caracteriza por una **función de pertenencia** que asigna a cada objeto un grado de pertenencia.

Un conjunto difuso puede ser catalogado como una generalización del conjunto binario que toma sólo los valores 0 ó 1. En la lógica bivalente, la transferencia de un estado a otro es instantánea (un elemento pertenece a un estado o no). En cambio, en la lógica difusa la transición puede ser gradual (un elemento puede tener relación parcial con múltiples estados). En un sistema difuso, un pequeño cambio en la variable de entrada, da como resultado un cambio más natural en el funcionamiento del sistema. La noción más básica de sistemas difusos es un (sub)conjunto difuso.

En la Figura 19 se muestra, mediante un ejemplo, la diferencia entre los Conjuntos de Cantor basados en la lógica bivalente y los Conjuntos Difusos basados en la lógica multivalente.

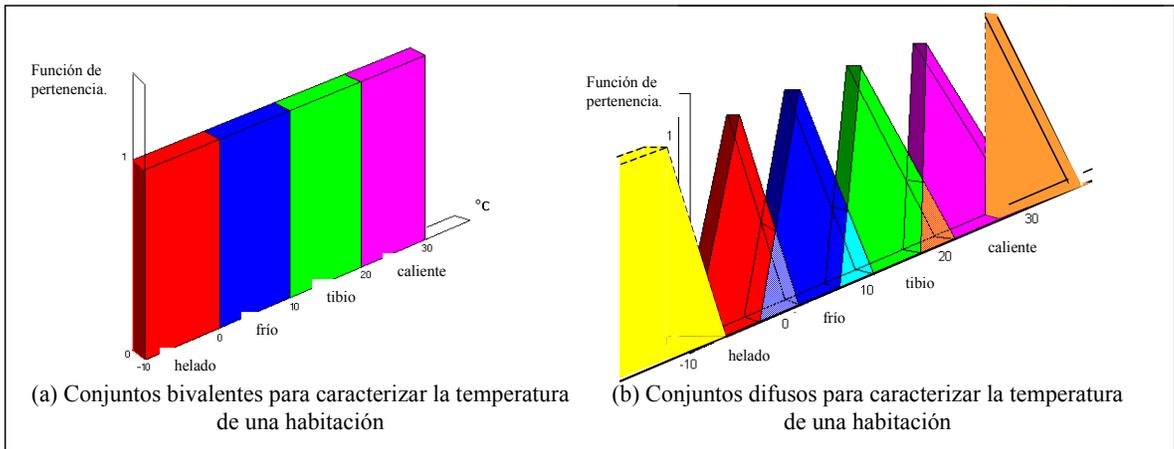


Figura 19. Ejemplo comparativo de grados de pertenencia para caracterizar la temperatura de una habitación utilizando: (a) Conjuntos bivaluados (b) Conjuntos difusos

2.4.2.4. Controladores difusos o sistemas expertos

En esencia, un controlador lógico difuso, contiene un algoritmo que es capaz de convertir una estrategia lingüística de control en una estrategia automática de control. Con la lógica difusa se pueden diseñar aplicaciones para que las máquinas respondan de manera más eficiente a la imprecisión y a las condiciones del mundo exterior, con lo que se busca **imitar el comportamiento humano**. La creación de una máquina o evaluación de un proceso con lógica difusa, es forjar un sistema experto, donde el comportamiento de la máquina va a estar basado totalmente en el conocimiento del experto o de la persona que aporta sus conocimientos empíricos para el funcionamiento de ésta.

Esto es posible, debido a la aplicación de variables lingüísticas en los algoritmos difusos, los cuales proveen el alcance y la aproximación de manera efectiva para la descripción de sistemas muy complejos o difíciles de precisar con análisis matemáticos convencionales. Las mayores aplicaciones de lógica difusa se concentran en el campo de la economía, procesos gerenciales, inteligencia artificial, psicología, medicina y otros campos que se caracterizan por la naturaleza de la toma de decisiones.

2.4.2.4.1. *Etapas de un controlador difuso.* La evaluación de elementos o procesos con lógica difusa involucra, en general, las siguientes etapas de procesamiento:

- Difusificación (“fuzzyfication”). Es el proceso de traducción de los valores del mundo real a valores difusos. Esto equivale a la conversión de valores numéricos a valores con calificativos lingüísticos.
- Evaluación de las reglas (“rule evaluation”). En esta etapa, todos los valores de entrada se evalúan con las reglas del control difuso, mediante la aplicación de las operaciones de conjuntos.
- Inferencia o desdifusificación (“defuzzyfication”). Consiste en traducir de vuelta los resultados de naturaleza difusa a valores numéricos.

2.4.2.4.2. *Reglas de control difuso.* Los sistemas de control difuso permiten describir el conjunto de reglas que utilizaría un ser humano que controlase el proceso, con toda la imprecisión que poseen los lenguajes naturales. Sólo a partir de estas reglas, se generan las acciones que realizan el control. Resta es la razón por la cual se les denominan Controladores Lingüísticos.

El control difuso establece el algoritmo de control del proceso como un conjunto de relaciones difusas entre las variables x_1, x_2, \dots , las cuales condicionan el proceso que va a ser controlado, y la entrada al propio proceso. El algoritmo de control se presenta como un conjunto de expresiones así:

SI condiciones ENTONCES acciones

En estas expresiones, las variables x_1, x_2, \dots , toman valores lingüísticos y se construyen entonces las reglas de control difuso. La parte izquierda de la regla se denomina “antecedente” y la parte derecha el “consecuente”.

Las palabras pequeño, grande y medio son **valores difusos** que toman las variables difusas x_1, x_2 y que se definen mediante **conjuntos difusos**.

Los controladores difusos están formados por grupos de reglas y actúan de la forma siguiente: Cuando se les proporciona el valor actual de las variables de entrada se obtiene el valor de las variables de salida, calculado mediante un método de **inferencia difusa**. Teniendo en cuenta que los sistemas de control deben actuar en tiempo real, los métodos de inferencia que se usan tienen que ser **sencillos y rápidos**.

2.4.2.5. Aplicaciones en la industria petrolera

La lógica difusa se utiliza cuando la complejidad del proceso en cuestión es muy alta y no existen modelos matemáticos precisos, para procesos altamente no lineales y cuando se utilizan definiciones y conocimiento que no está estrictamente definido (impreciso o subjetivo).

La lógica difusa ha sido implementada en muchas aplicaciones relacionadas a la industria petrolera. Estas aplicaciones incluyen evaluación petrofísica^[31,32], caracterización de yacimientos^[33], recuperación mejorada^[34,35], diseño de fluidos de perforación^[36,37], estimulación de pozos^[38,39,40], análisis de riesgos y toma de decisiones^[41,42].

A continuación se muestra, a manera de ejemplo, una de las aplicaciones de lógica difusa en la industria petrolera. En el ejemplo, el método se utiliza para la selección de yacimientos de petróleo candidatos a estimulación con la finalidad de aumentar su recobro.

La selección se fundamenta sólo en dos parámetros: reservas remanentes y precio del petróleo. En función de ellos, el método califica la posibilidad de estimulación del yacimiento como: *altamente recomendable, muy recomendable, recomendable, riesgoso, no recomendable*.

La evaluación con el método o posibilidad de estimulación, además de los parámetros de evaluación reservas remanentes y precio del crudo, fueron caracterizados con las siguientes funciones de pertenencia:

➤ Estimulación para mejorar el recobro:

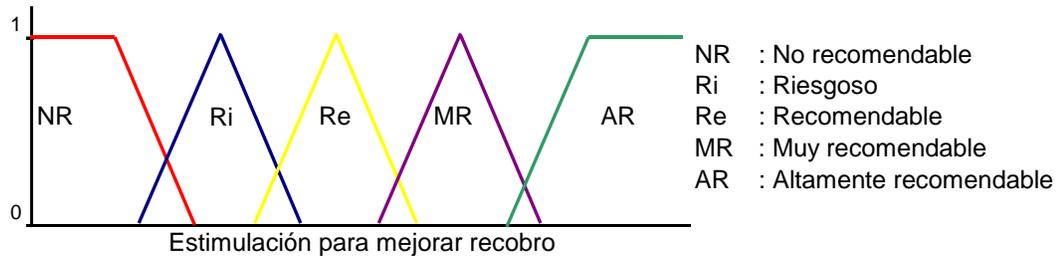


Figura 20. Funciones de pertenencia de la posible estimulación de un yacimiento para mejorar su recobro

➤ Reservas remanentes:

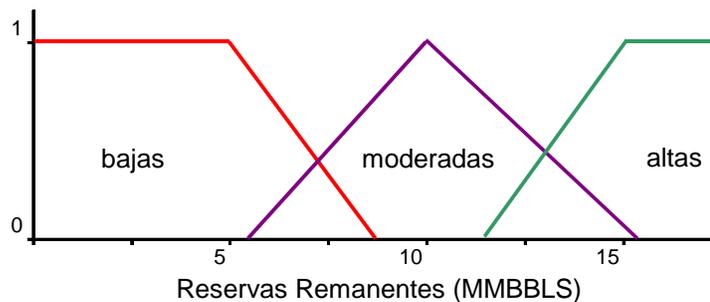


Figura 21. Funciones de pertenencia de las reservas remanentes en un yacimiento

Precio del crudo:

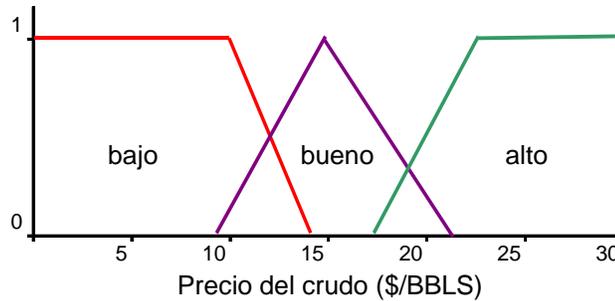


Figura 22. Funciones de pertenencia del precio del crudo

El método de evaluación de este ejemplo fue desarrollado a partir de las siguientes Reglas de control Difuso:

- Regla 1: Si las *reservas remanentes* son *bajas* y el *precio del crudo* es *alto*, entonces estimular el yacimiento es *altamente recomendable*
- Regla 2: Si las *reservas remanentes* son *moderadas* y el *precio del crudo* es *alto*, entonces estimular el yacimiento es *muy recomendable*
- Regla 3: Si las *reservas remanentes* son *altas* y el *precio del crudo* es *alto*, entonces estimular el yacimiento es *recomendable*
- Regla 4: Si las *reservas remanentes* son *bajas* y el *precio del crudo* es *bueno*, entonces estimular el yacimiento es *recomendable*
- Regla 5: Si las *reservas remanentes* son *moderadas* y el *precio del crudo* es *bueno*, entonces estimular el yacimiento es *riesgoso*
- Regla 6: Si las *reservas remanentes* son *altas* y el *precio del crudo* es *bueno*, entonces estimular el yacimiento es *riesgoso*
- Regla 7: Si las *reservas remanentes* son *bajas* y el *precio del crudo* es *bajo*, entonces estimular el yacimiento es *riesgoso*
- Regla 8: Si las *reservas remanentes* son *moderadas* y el *precio del crudo* es *bajo*, entonces estimular el yacimiento es *no recomendable*

Regla 9: Si las *reservas remanentes* son *altas* y el *precio del crudo* es *bajo*, entonces estimular el yacimiento es *no recomendable*

De esta manera al evaluar un yacimiento con reservas remanentes de 9 MMBLS cuando el precio del crudo es 20\$/BBL se tiene:

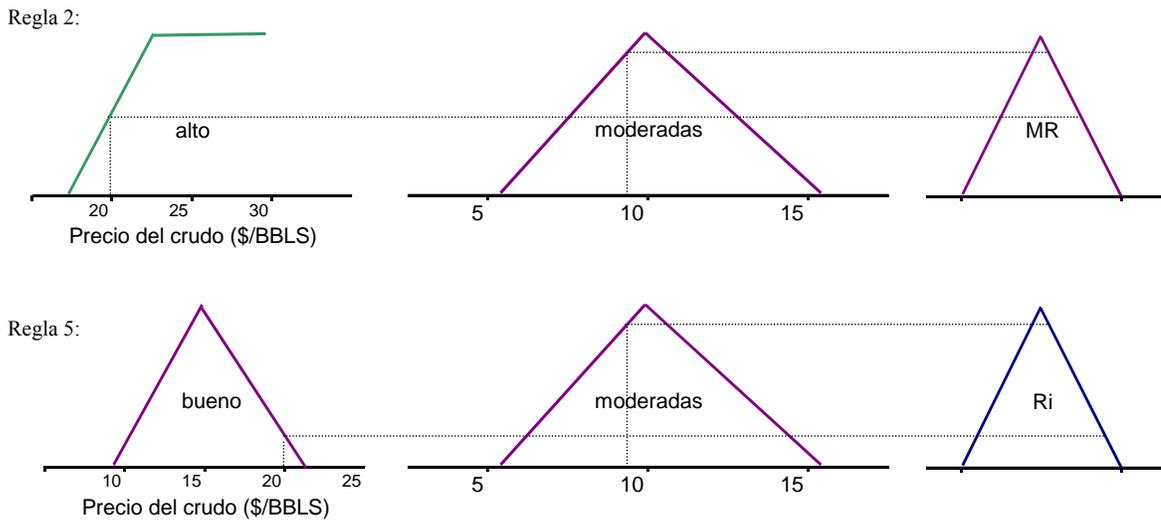


Figura 23. Evaluación de las reglas de control difuso

De las posibles respuestas que se obtienen al evaluar las reglas, la respuesta final se obtiene al determinar el centroide de las áreas sombreadas, lo que para este ejemplo califica la aplicación de algún método de estimulación en el yacimiento como *recomendable*. Esto se puede observar esquemáticamente en la Figura 24 a continuación.

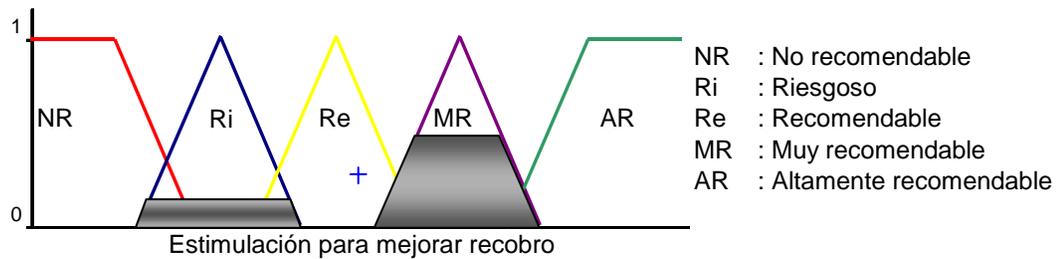


Figura 24. Resultado de la evaluación con Lógica Difusa

2.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA ^[43,44]

Una evaluación económica consiste en estructurar la información de un plan o proyecto sobre una base objetiva, de forma tal que pueda ser usada para el análisis racional desde un punto de vista tanto técnico como económico. Su aplicación se orienta a facilitar los procesos de toma de decisiones en la inversión de proyectos.

Todo proceso de evaluación de un proyecto debe contener un estudio de factibilidad, lo cual requiere la estimación de los ingresos y egresos durante un período tiempo en el que se considere aplicable el proyecto. La diferencia entre ingresos y egresos durante un período de tiempo fijo (denominado horizonte económico) se define como flujo de caja. En la Figura 25 se esquematizan los ingresos y egresos para un horizonte económico específico, lo que representa los flujos de caja de un proyecto en particular.

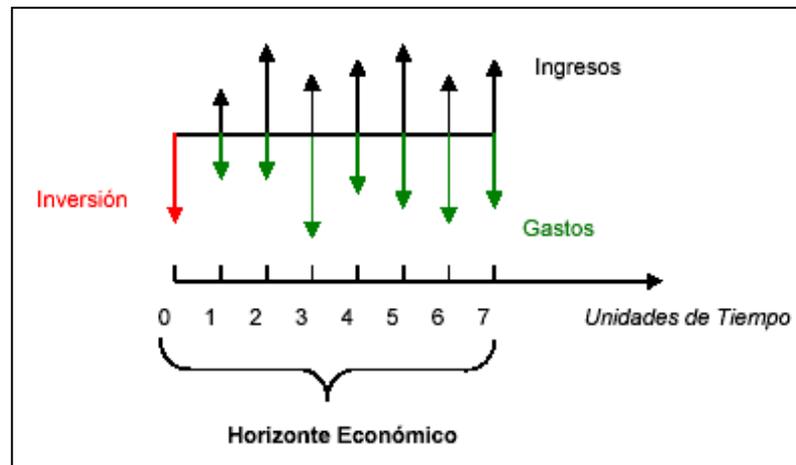


Figura 25. Flujos de caja

2.5.1. Indicadores económicos de rentabilidad

Los indicadores económicos de rentabilidad o métodos de evaluación de proyectos de inversión, se utilizan con el fin de predecir la posible recuperación de una inversión de capital requerido, mediante la estimación de ingresos y egresos asociados al proyecto de estudio. El posible rendimiento o recuperación de la inversión debe ofrecer ganancias que sean suficientemente atractivas en comparación con los riesgos asociados, de ser ejecutado el proyecto.

Existen muchos métodos de evaluación de proyectos, aunque la mayoría de los autores recomiendan básicamente los siguientes: período de recuperación del capital, valor presente neto, valor anual, tasa interna de retorno, relación beneficio costo. A continuación se describirá el indicador económico utilizado durante la etapa de análisis de sensibilidad en este estudio.

2.5.1.1. Valor presente neto (VPN)

Se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado “presente”. Por lo tanto, todos los

flujos entrantes y salientes de efectivo se anticipan o convierten al punto presente en el tiempo a una tasa de descuento.

Este indicador permite comparar montos de dinero en distintos períodos, ya que toma en cuenta el efecto del tiempo sobre el valor de la moneda de acuerdo al valor de la tasa de interés que se haya seleccionado para el cálculo.

El Valor Presente Neto del proyecto se calcula como la sumatoria del valor presente de los flujos de caja de un proyecto correspondientes a cada período (1, 2, 3, ..., N) del horizonte económico.

$$VPN = \sum_{k=1}^N \frac{F_k}{(1+i)^k} - I_o \dots\dots\dots(11)$$

Donde:

F_k : es el flujo de caja de cada período k del horizonte económico

i : tasa de descuento o de mínima de rentabilidad del proyecto, que a su vez incluye la tasa bancaria, el índice de riesgo y el índice estándar del negocio en estudio

N : número de períodos totales que corresponden al horizonte económico del proyecto

I_o : Inversión inicial

De acuerdo al valor del VPN, se suelen clasificar a los proyectos de la siguiente manera:

- Proyecto rentable: cualquier proyecto con valor presente neto mayor a cero
- Proyecto con mínima rentabilidad: aquel con VPN igual a cero, es decir, que de acuerdo a la tasa mínima de rentabilidad propuesta al proyecto no se generan pérdidas o ganancias
- Proyectos no rentables: aquellos con valor presente neto negativos

CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO

En este Capítulo III se presenta en forma detallada la metodología utilizada y demás actividades realizadas para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado. La Figura 26 a continuación muestra los pasos seguidos durante el desarrollo de este estudio.

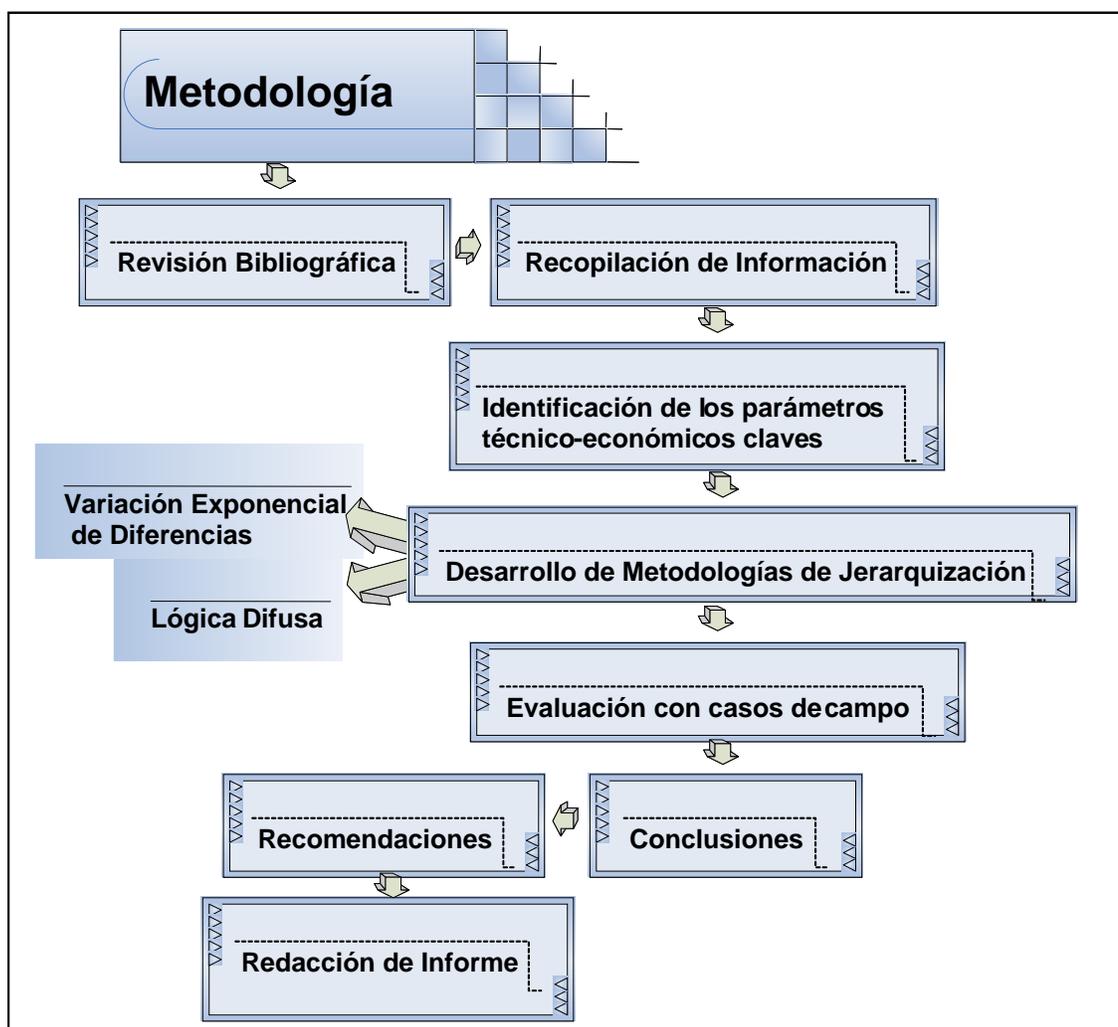


Figura 26. Metodología utilizada en este Trabajo Especial de Grado

3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta etapa de la investigación se realizó la revisión en la literatura de la tecnología de geles y los criterios empleados para la selección de pozos productores candidatos a tratamiento con geles para el control de agua, además de los Métodos de jerarquización Variación Exponencial de Diferencias y Lógica Difusa.

La revisión bibliográfica se llevó a cabo con el propósito de lograr recopilar y resumir de los principios involucrados en el tema de estudio y que fueron utilizados para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado. La revisión de la literatura o bibliográfica se realizó a través de la revisión de publicaciones, investigaciones y trabajos especializados (Informes técnicos de PDVSA Intevep, Trabajos Especiales de Grado, Artículos SPE, entre otros).

3.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Durante esta etapa del estudio se realizó la revisión de un Modelo Analítico desarrollado en PDVSA Intevep, que se ha utilizado para la determinación del volumen óptimo de gel en función del Valor Presente Neto de un proyecto de inyección de geles (ver descripción del modelo en el Apéndice A).

Además se complementó una Base de Datos, desarrollada previamente, de pozos productores de petróleo tratados con la tecnología MULTIGEL[®] para el control de la producción de agua, a partir de la información disponible referida a las características petrofísicas, historias de producción y evaluaciones realizadas tanto antes como después de la aplicación de los geles en los pozos. En esta Base de Datos se agruparon los pozos tratados, de acuerdo al origen o causa de la producción excesiva de agua.

La Base de Datos fue actualizada y complementada con la finalidad de disponer de casos de campo para evaluar las metodologías de jerarquización, propuestas para la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles.

Para actualizar y enriquecer la Base de Datos se realizó la revisión de las historias de trabajos realizados en los pozos, se revisaron otras bases de datos: Centinela y OFM (“Oil Field Manager”), además de utilizar el programa de modelaje de pozos Wellflo. La revisión de las bases de datos Centinela y OFM se realizó para completar la búsqueda de información concerniente a la producción y las reservas de petróleo de los pozos. La aplicación de Wellflo se utilizó para estimar las presiones de fondo fluente de los pozos antes de ser tratados con geles, bajo las condiciones de producción y configuración mecánica especificadas en sus historias.

3.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS CLAVE

En esta etapa del estudio se identificaron los parámetros con mayor influencia en el Valor Presente Neto (VPN) de un proyecto de inyección de geles.

La identificación de los parámetros clave se realizó con el propósito de establecer los criterios de evaluación necesarios para el desarrollo de las metodologías de jerarquización.

Para la identificación de los parámetros clave, se utilizó el Modelo Analítico desarrollado en PDVSA Intevep^[45,46]. De acuerdo a todas las variables involucradas en el modelo, se realizó una clasificación preliminar de los pozos a analizar en función de la **causa** de la producción de agua. Los problemas que dan origen a la producción de agua a ser considerados fueron: canalización matricial sin flujo cruzado, canalización a través de fracturas naturales y canalización a través de fracturas inducidas.

De esta clasificación preliminar, se identificaron y agruparon las variables involucradas en el modelo, dentro de tres posibles grandes conjuntos: parámetros del pozo y del yacimiento, parámetros asociados al gel y parámetros económicos. En la Figura 27 se muestran las clasificaciones realizadas.

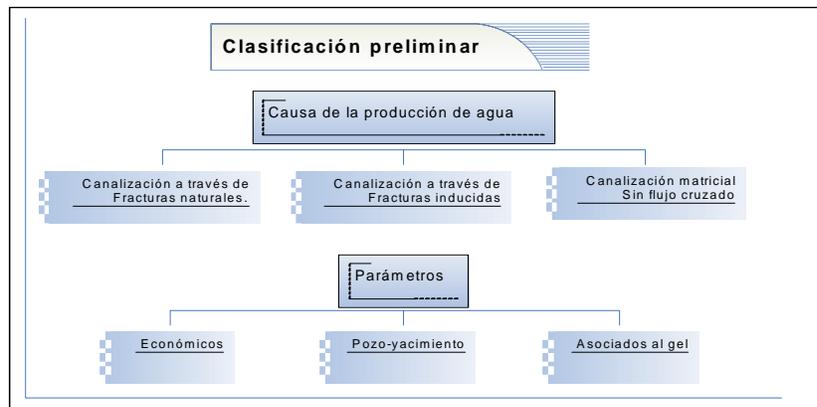


Figura 27. Clasificación de los parámetros contemplados en el modelo analítico empleado

Con el Modelo Analítico, en conjunto con el Modelo Monte Carlo, se realizó un **análisis de sensibilidades** para determinar el efecto de cada uno de los parámetros involucrados en el Modelo sobre el VPN asociado a un proyecto de inyección de geles.

Luego de identificados los parámetros clave, se realizaron **gráficas de tendencia** para observar el efecto de cada uno de estos parámetros, por separado, sobre el VPN.

Además, se identificaron los **criterios** descritos en la literatura como aquellos con **gran influencia** en el éxito de un tratamiento con geles y que son empleados ahora para la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles.

3.3.1. Análisis de sensibilidades

Esta etapa se acometió con el propósito de identificar los parámetros de pozo y de yacimiento con **mayor influencia** sobre el indicador económico que corresponde al valor presente neto estimado a dos años, en un pozo luego de haberle inyectado quinientos barriles de gel. A continuación se describe la metodología empleada.:

Como herramienta de trabajo se utilizó el Modelo Analítico desarrollado por PDVSA Intevep, en conjunto con un Modelo de Monte Carlo, cuya aplicación se agregó como una barra de herramientas al Modelo Analítico.

En el Modelo, para cada causa de producción de agua planteada, se seleccionaron las variables clasificadas como parámetros de pozo y de yacimiento. Cada variable se caracterizó con una distribución probabilística normal, definida dentro de un rango de **posibles valores**.

Se caracterizaron las variables de análisis con una distribución normal de probabilidad para evitar así prolongados cálculos (tratándolos de manera analítica). Además, se utilizó este tipo de distribución para caracterizar a las variables de estudio, debido a que numerosos parámetros asociados a errores cometidos durante su medición parecen seguirla y/o pueden aproximarse mediante ésta. Sin embargo, durante el estudio se evaluaron otras posibles distribuciones a las variables de análisis para observar el efecto de esa caracterización distinta de las variables de análisis y su influencia sobre el VPN.

Para caracterizar los parámetros bajo estudio con una distribución normal, se definieron los valores de la media y de la desviación estándar de la función de la probabilidad asociada. La media se obtuvo estimando el promedio aritmético de los valores mínimo y máximo dentro del rango de valores documentados en la Base de Datos para cada parámetro.

Considerando que en una distribución normal de probabilidad, la mayoría de los posibles valores de la variable estudiada se haya en el rango comprendido a tres desviaciones estándar de la media, se estableció la desviación estándar de cada parámetro como **un tercio de la diferencia entre el valor máximo estipulado para la variable y su media.**

Al haber seleccionado todos los parámetros del Modelo utilizado en el análisis de sensibilidades, estos se identificaron como “parámetros de entrada”. En las opciones del Modelo, se estableció el número de corridas en diez mil (10.000) iteraciones y se usó el Modelo Monte Carlo como base de análisis estadístico. El número de iteraciones se tomó como constante en todas las corridas de sensibilidad, aunque en algunos casos la correlación obtenida del análisis indicaba que se alcanzaban valores constantes o estabilizados con muchas menos iteraciones.

En todas las evaluaciones de sensibilidad realizadas se seleccionó como “parámetro de salida” al valor presente neto (VPN) estimado para un proyecto de inyección de quinientos (500) barriles de gel, con un horizonte económico de **dos años a partir del tratamiento.** Luego de culminar las simulaciones, se obtuvo la distribución probabilística del VPN, y los **coeficientes de correlación de cada una de los parámetros de entrada.**

Los coeficientes de correlación, se determinaron utilizando el Método de Pearson, en dos versiones: Coeficiente de Correlación Jerarquizado y Contribución a la Varianza. Con el primero, se obtuvo la influencia de cada uno de los parámetros de entrada y su relación (inversa o directa) con el VPN. Con el Coeficiente de Correlación de Contribución a la Varianza, se normalizaron los resultados arrojados por el Coeficiente de Correlación Jerarquizado y se expresan en porcentaje. En la Figura 28 se resume en forma esquemática el procedimiento utilizado durante esta etapa del estudio.

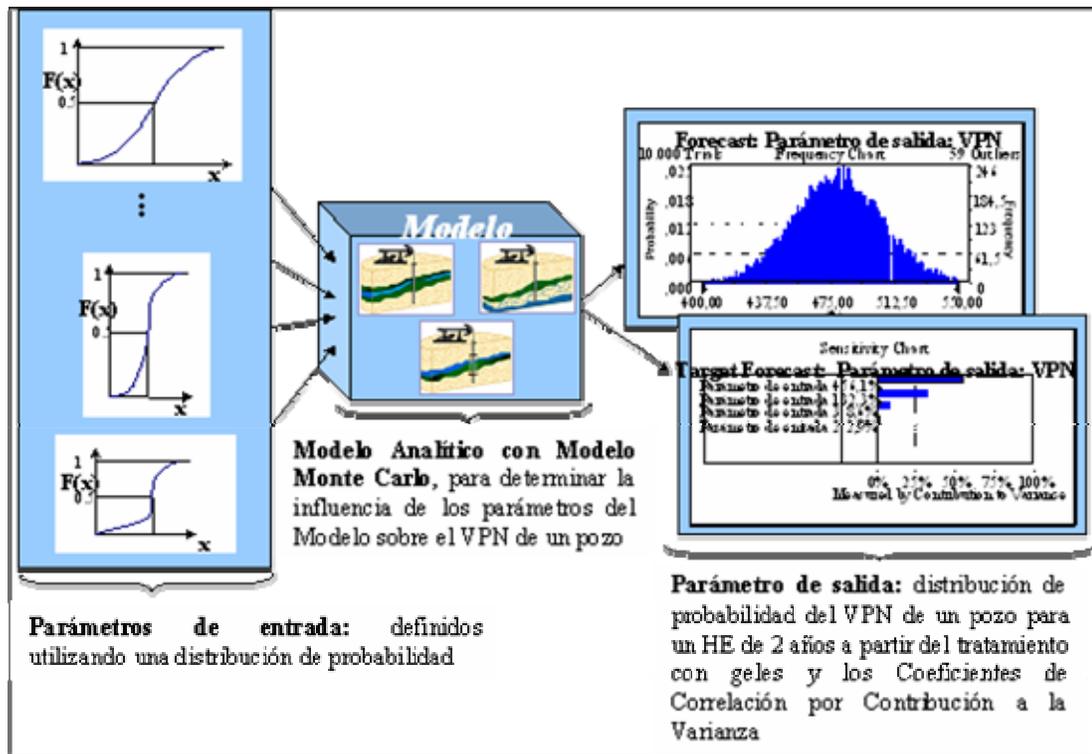


Figura 28. Esquema de integración del Modelo Analítico y el Modelo de Monte Carlo para el análisis de sensibilidades

Las variables o parámetros de entrada incluidos en el Modelo fueron generados de manera aleatoria. De allí que se justifique la aplicación de la correlación usada para determinar la influencia de cada una de estas variables en el indicador económico evaluado por el modelo. Esto se debe a que una de las suposiciones para la aplicación de esta correlación, es que las variables de entrada sean **independientes**. Aunque las variables estudiadas **en la realidad no sean independientes**, en este estudio la naturaleza aleatoria con la que se generaron estas variables elimina cualquier relación entre ellas, desde el punto de vista de su selección y de sus valores, más no desde el punto de vista mecánico real. Esto se puede observar mejor en las Figuras 29 (a), (b), (c) y (d).

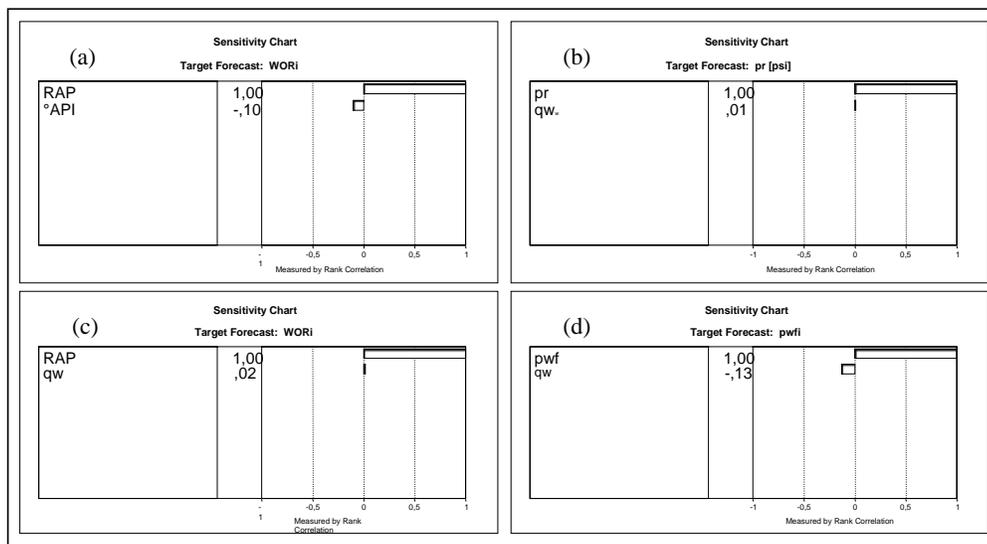


Figura 29. Correlación entre variables independientes (a) Relación agua petróleo y gravedad API (b) Presión de yacimiento y tasa de agua (c) Relación agua petróleo y tasa de agua (d) Presión de fondo fluyente y tasa de agua

En las Figuras 29 (a), (b), (c), y (d) se agruparon por **pares de variables** algunos de los parámetros analizados. Estas dos variables se caracterizaron como parámetros de entrada en el Modelo (manteniendo su naturaleza aleatoria) y al mismo tiempo una de ellas se identificó como parámetro de salida.

En la Figura 29 (a) el parámetro identificado tanto de entrada como de salida es la relación agua-petróleo (RAP). En RAP se observa un alto coeficiente de correlación (ya que se está comparando consigo mismo) y el otro parámetro °API arrojó un coeficiente de correlación muy bajo, indicativo de que hay muy poca relación con el parámetro de salida, lo que confirmaría que ambas variables son esencialmente independientes en este análisis. Esto se observa también en el resto de las Figuras 29 (b), (c) y (d).

Con todos los parámetros de pozo y de yacimientos identificados en el Modelo, se realizó un **primer análisis de sensibilidades**, y se eliminaron las variables con muy poca contribución al valor del VPN asociado al proyecto de inyección de gel.

Posteriormente, se volvió a hacer el análisis de sensibilidades, pero con los parámetros que en la primera evaluación se habían mostrado más significativos, es decir con mayor correlación con el VPN. Así se enfocó el análisis hacia aquellos parámetros cuya mayor incidencia sobre el proceso ya se había identificado en lo referente a un indicador económico elegido: VPN.

3.3.2. Gráficas de tendencia

Luego de identificados los parámetros con mayor influencia en el éxito económico de un tratamiento con geles, se realizaron **gráficas de tendencia** de cada parámetro por separado y su efecto sobre el VPN. Esto para determinar la **influencia individual** de cada parámetro considerado.

Las gráficas de tendencia se obtuvieron variando cada parámetro por separado dentro del mismo rango de valores contemplado en las distribuciones probabilísticas con las que se habían descrito anteriormente y manteniendo con valores fijos e igual a la media a los otros parámetros. **Esto se hizo con el propósito de obtener el comportamiento del Valor Presente Neto del proyecto de inyección de geles vs. cada parámetro.**

3.3.3. Parámetros clave para la selección de pozos candidatos a la aplicación de geles señalados en la literatura y recomendados por expertos

En esta sección del estudio, se entresacaron de la revisión bibliográfica, los criterios generalmente utilizados para la selección de pozos candidatos a la aplicación de geles. Además, se incluyeron otros parámetros que en la práctica operacional han demostrado tener influencia en la colocación apropiada de los geles en los pozos para el control de la producción de agua.

Esto se realizó para construir una metodología con sustento teórico significativo, destinada a la selección de pozos candidatos a la aplicación de geles. Debido a la falta de pozos tratados con geles por problemas de canalización a través de fracturas inducidas, no se incluyó esta causa de producción de agua en el desarrollo de la metodología de jerarquización con los Métodos de Variación Exponencial de Diferencias y el Método de Lógica Difusa.

De la selección de los pozos de la Base de Datos sólo se descartaron los casos con falta de información de los parámetros ya indicados. Sin embargo, no se eliminaron aquellos casos en los cuales se reportaron problemas operacionales durante la colocación del gel, que pudieran haber afectado el éxito del tratamiento.

3.4. MÉTODOS DE EVALUACIÓN

A continuación se describen las actividades realizadas en el desarrollo y aplicación de los métodos de jerarquización propuestos para establecer un criterio de evaluación de pozos candidatos al control de agua con geles. La metodología se desarrolló aplicando dos métodos de evaluación: Método Variación Exponencial de Diferencias y Lógica Difusa.

Ambos métodos fueron aplicados de manera tal que los pozos a ser evaluados con estas técnicas son clasificados con un valor cualquiera entre cero y cien (0 y 100) puntos. Así, un pozo evaluado con un puntaje igual a cien (100) es el más probable a resultar exitoso, **de acuerdo a los parámetros evaluados.**

Como ya se dijo, debido a la falta de casos con problemas de canalización a través de fracturas inducidas, no se incluyó esta causa de producción de agua en el desarrollo de las metodologías de jerarquización.

3.4.1. Método de Variación Exponencial de Diferencias

El Método de Variación Exponencial de Diferencias jerarquiza de forma sistemática un conjunto de pozos en función de criterios específicos. El Método consiste en un estudio paramétrico, donde se califica a cada pozo de un conjunto, conocido el efecto de los criterios de evaluación sobre la respuesta o VPN del pozo luego de la aplicación de geles (se califica el éxito del trabajo).

El Método fue aplicado a los pozos recopilados en la Base de Datos, agrupados de acuerdo a la causa de la producción de agua. Esto para evaluar la metodología con casos de campo.

Para la evaluación de los pozos fue necesario crear dos casos sintéticos adicionales para cada causa de producción de agua. Estos casos fueron identificados como: “pozo con parámetros óptimos” y “pozo con parámetros pésimos”.

Estos dos casos sintéticos se generaron tomando en consideración el efecto de cada uno de los parámetros o criterios de evaluación sobre el indicador económico VPN evaluado durante el análisis de sensibilidad. De acuerdo a esto, un pozo tratado con geles se consideró más exitoso que otro, si el VPN asociado al primero era mayor que el asociado al segundo.

Para la aplicación del Método se ordenaron en tablas los pozos documentados seleccionados de la Base de Datos con aplicación de geles, **más** los dos casos sintéticos generados (óptimo y pésimo). En la Figura 30 se identifica el arreglo en forma de matriz donde se identifican los pozos a jerarquizar y los parámetros de evaluación.

		Parámetros $j = 1, \dots, m$				
		Parámetro 1	Parámetro 2	Parámetro 3	...	Parámetro m
Pozos $i = 1, \dots, n$	Pozo 1				...	
	Pozo 2				...	
	Pozo 3				...	

	Pozo n				...	

Figura 30. Disposición de los pozos y parámetros en el Método Variación Exponencial de Diferencias

Se crearon los pozos con parámetros “óptimos” y con parámetros “pésimos” a partir de las características de la muestra de pozos recopilados en la Base de Datos. Además, se consideraron los resultados de las gráficas de tendencia obtenidas luego de sensibilizar a cada parámetro **por separado** y que se han incluido en el Apéndice D. De esta manera, se seleccionaron los **valores óptimos y pésimos** de los parámetros dentro de los valores del conjunto de pozos a jerarquizar. Los mismos se tomaron como aquellos que arrojarían el **mayor y el menor** valor del indicador económico valor presente neto (VPN) de un pozo **a dos años de la inyección de quinientos barriles de gel**.

A continuación se muestran detalles de la aplicación del Método.

1. Normalización lineal de parámetros. La normalización de los parámetros se realizó utilizando la siguiente relación:

$$X_{i,j} = \frac{|P_{i,j} - P_{o,j}|}{|P_{w,j} - P_{o,j}|} \dots\dots\dots(12)$$

Donde:

- $X_{i,j}$ = Elemento (i, j) de la matriz de parámetros normalizados
- $P_{i,j}$ = Valor del parámetro (j) del pozo (i)
- $P_{o,j}$ = Valor del parámetro (j) del pozo “óptimo” sintético
- $P_{w,j}$ = Valor del parámetro (j) del pozo “pésimo” sintético

2. Normalización exponencial de parámetros. Los parámetros normalizados $X_{i,j}$ se transformaron a parámetros de **variación exponencial** utilizando la relación:

$$A_{i,j} = 100 * e^{(-cX_{i,j}^2)} \dots\dots\dots(13)$$

Con esta relación, se construyó la matriz $A_{i,i}$. La constante c incluida en esta relación se obtuvo al graficar una columna correspondiente a cualquiera de los parámetros de evaluación de la matriz $A_{i,j}$ vs la columna del mismo parámetro pero de la matriz $X_{i,j}$, variando c .

De acuerdo a la literatura ^[22] se utilizó aquel valor de c que varíe los valores de la columna de $A_{i,j}$ en el rango que comprenda como valor máximo cien (100) y el valor mínimo de uno (1).

3. Peso de las propiedades. La importancia relativa o peso de cada propiedad se determinó utilizando la Ecuación 15, que a su vez se vale de otra expresión (Ecuación 14) para su determinación, denominada “pendiente normalizada α_j ”. Esta última considera como varía en este estudio la variable VPN con respecto a la variación de cada uno de las propiedades seleccionadas.

$$\alpha_j = \left| \frac{\frac{V_{o,j} - V_{w,j}}{V_{o,j}}}{\frac{P_{o,j} - P_{w,j}}{P_{o,j}}} \right| \dots\dots\dots(14)$$

$$w_j = \frac{\alpha_j}{\sum \alpha_j} \dots\dots\dots(15)$$

Donde:

$V_{o,j}$ y $V_{w,j}$ = Se refieren al valor presente neto estimado para un proyecto de inyección de geles a un pozo de propiedades $P_{o,j}$ y $P_{w,j}$, que representan los valores óptimo y pésimo respectivamente de las propiedades “j” evaluadas

4. Matriz pesada. Se calcula como:

$$W_{i,j} = A_{i,j} \cdot w_j \dots\dots\dots(16)$$

5. Vector de puntaje. Se obtuvo al calcular el producto de la matriz $W_{i,j}$ por su traspuesta, para obtener un vector definido como “puntaje”, donde cada componente es el resultado de hallar el módulo de cada fila correspondiente de la matriz $W_{i,j} \times (W_{i,j})^T$, normalizando cada uno de los componentes, divididos entre el módulo obtenido para un pozo con **parámetros óptimos**, de la siguiente manera:

$$R_i = \frac{100 * \sqrt{\sum_1^j (W_{i,j} \times W_{i,j}^T)^2}}{R_o} \dots\dots\dots(17)$$

Donde:

R_i = Puntaje de cada uno de los yacimientos

R_o = Puntaje del pozo con parámetros óptimos

Para la aplicación Método de Variación Exponencial de Diferencias, en este Trabajo Especial de Grado, se tomaron como criterios de evaluación sólo aquellos parámetros de pozo y de yacimiento que en el **análisis de sensibilidad** realizado, mostraron tener **mayor impacto** en el resultado de un tratamiento con geles, de acuerdo a la causa de la producción excesiva de agua.

Entre los parámetros de pozo y de yacimiento seleccionados para la aplicación del Método, están la presión de fondo fluyente (p_{wf}) y la presión de yacimiento (p_r). De acuerdo al comportamiento de estos parámetros, observado en las **gráficas de tendencia**, el pozo sintético con parámetros de presión de fondo y presión de yacimiento óptimos, seleccionados dentro de la muestra de pozos a evaluar, podría generar casos en los cuales la diferencia de presión ($p_r - p_{wf}$) arroje valores negativos. Para evitar esto, se unificó en un sola variable a la presión de fondo y la presión del

yacimiento y se aplicó el Método dos veces: una primera vez utilizando como parámetro de evaluación el cociente entre ambas presiones (p_r/p_{wf}) y una segunda vez tomando la diferencia entre ambas presiones ($p_r - p_{wf}$).

El Método fue utilizado para jerarquizar dos muestras de pozos tratados con geles: una de las muestras contenía el conjunto de pozos documentados en la **Base de Datos**, con problemas de producción de agua debido a canalización matricial sin flujo cruzado, mientras que la segunda muestra en la que se empleó el Método contenía el conjunto de pozos documentados con problemas de producción de agua debido a la canalización a través de fracturas naturales.

En el Apéndice E, se muestra un ejemplo del desarrollo y aplicación del Método de Variación Exponencial de Diferencias.

3.4.2. Método de Lógica Difusa

El Método de Lógica Difusa ha sido empleado en la industria petrolera para el desarrollo de sistemas expertos orientados a agilizar y facilitar los procesos de toma de decisiones. Esto a partir de la **unificación de criterios de los expertos en el proceso que se pretende evaluar**.

El Método de Lógica Difusa fue utilizado en este Trabajo Especial de Grado para calificar y evaluar pozos prospectos a la aplicación de geles para el control de agua, en función de la **posibilidad de éxito** del tratamiento. El desarrollo del Método se hizo utilizando como criterios de evaluación aquellos parámetros observados en el **análisis de sensibilidad** y en las **gráficas de tendencia** con mayor impacto en el resultado de un tratamiento con geles. Además, en el desarrollo del Método se agregaron a los criterios de evaluación, aquellos señalados en la literatura y recomendados por expertos como **parámetros clave** para la selección de pozos candidatos a este tipo de tratamientos.

Para la evaluación predictiva del posible resultado de un tratamiento con geles en un pozo, se diseñaron cuatro posibles respuestas de la evaluación con este Método, para así calificar la aplicación del tratamiento con geles en el pozo a estudiar, en función de la posibilidad de éxito asociado a la aplicación del tratamiento. Estas posibles respuestas o calificaciones del pozo **luego de ser evaluado** son:

- No recomendable: esta respuesta se obtendrá en los casos o pozos cuyos valores de los parámetros considerados en la evaluación con esta metodología difieran de los valores documentados en casos históricos considerados exitosos. Por lo tanto, se presume o supone que la aplicación de un tratamiento con geles en estos casos no tendría buena posibilidad de resultar exitoso
- Poco recomendable: esta evaluación aunque no descarta por completo al pozo con este calificativo, indica que el pozo o el yacimiento prospecto a tratamiento posiblemente no tiene las características que apuntan hacia el éxito del tratamiento. Esta evaluación indica a los expertos evaluadores de candidatos que deben concentrar su esfuerzo en la selección de otros pozos
- Recomendable: esta evaluación señala la posibilidad de éxito en pozos a ser tratados con geles. Este calificativo debe ser resultado del estudio de pozos con características similares a la de pozos tratados con geles y que se han documentado como exitosos
- Altamente recomendable: cualquier pozo con esta evaluación tendría las condiciones más recomendables para ser tratado con geles, ya que sus características deben ser muy similares a los casos históricos clasificados como los más exitosos

La Figura 31 a continuación muestra las **funciones de pertenencia** diseñadas para evaluar y calificar la posible aplicación de un tratamiento con geles a un pozo para reducir la producción de agua.

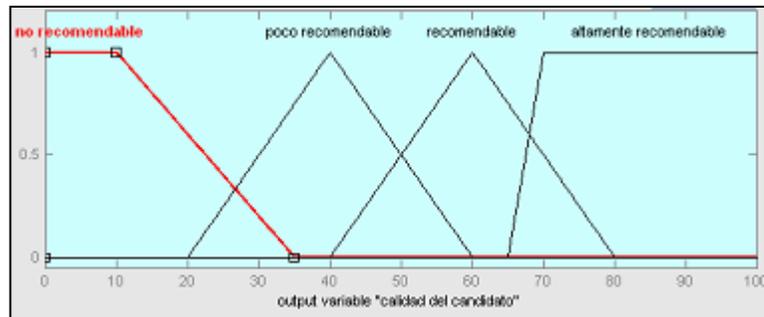


Figura 31. Funciones de pertenencia utilizadas en la evaluación de un pozo candidato a un tratamiento con geles

En la Figura 31 se muestran las diferentes evaluaciones que podría arrojar la aplicación del Método de Lógica Difusa para calificar la posible aplicación de un tratamiento con geles en un pozo, en una escala de valores comprendida entre cero y cien. Además, se muestra el calificativo que merecería esta evaluación de acuerdo al valor numérico que se obtenga al aplicar esta metodología. En la Figura 31 se identifica la aplicación de este tipo de tratamientos como “calidad del candidato”.

Para el desarrollo del Método de Lógica Difusa, se diseñaron un conjunto de reglas lingüísticas, con las cuales se caracterizó el efecto de cada uno de los parámetros utilizados para la evaluación de los pozos. Para esto, se seleccionaron los parámetros de evaluación a utilizar con el Método y se caracterizaron a través de “funciones de pertenencia”. Todo esto, diferenciando la causa de la excesiva producción de agua en los pozos a evaluar.

Los parámetros de evaluación utilizados en el desarrollo de este Método comprenden los parámetros identificados en el **análisis de sensibilidad** con mayor influencia en el resultado de un tratamiento con geles y que fueron empleados también en el Método de Variación Exponencial de Diferencias, además de los criterios recopilados de la

literatura empleados tradicionalmente en la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles.

Las funciones de pertenencia empleadas para caracterizar a los parámetros propuestos para la evaluación de los pozos prospectos, fueron establecidas en función de los resultados obtenidos en las **gráficas de tendencia** y de la **opinión de expertos** en tratamientos con geles. A continuación se muestran de las funciones de pertenencia sugeridas para caracterizar a los parámetros utilizados en la evaluación de los pozos candidatos con este Método.

Casos con producción de agua debido a canalización matricial, l sin flujo cruzado

En las Figuras 32 a 46 a continuación se muestran las funciones de pertenencia asignadas a los parámetros estipulados para la evaluación de pozos candidatos a tratamiento con geles aplicando Lógica Difusa y también se identifican los calificativos asignados a los posibles valores del parámetro.

➤ Tasa de agua (q_w):

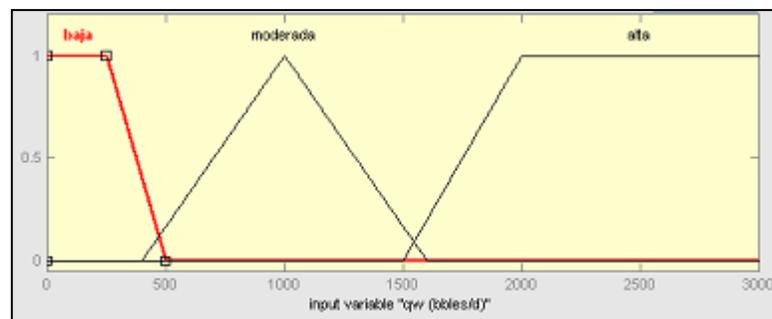


Figura 32. Funciones de pertenencia del parámetro tasa de agua

➤ Relación agua-petróleo (RAP):

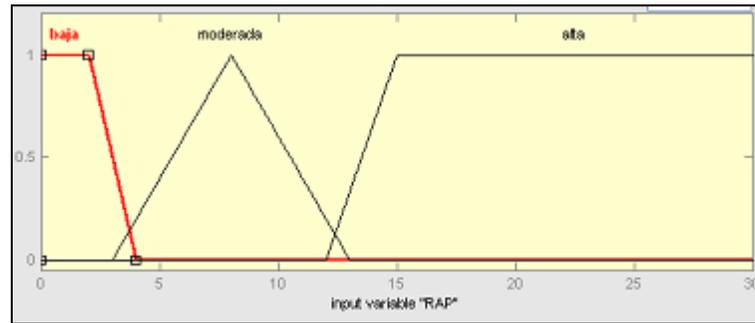


Figura 33. Funciones de pertenencia del parámetro relación agua-petróleo

➤ Presión de yacimiento (p_r):

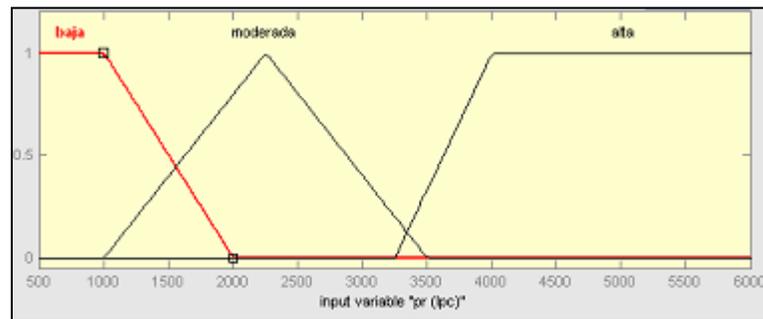


Figura 34. Funciones de pertenencia del parámetro presión de yacimiento

➤ Presión de fondo fluyente (p_{wf}):

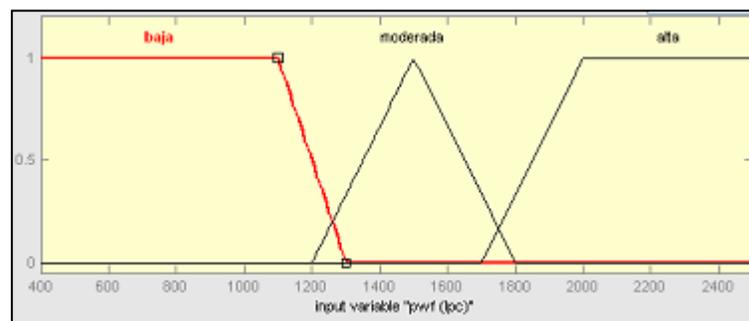


Figura 35. Funciones de pertenencia del parámetro presión de fondo fluyente

➤ °API:

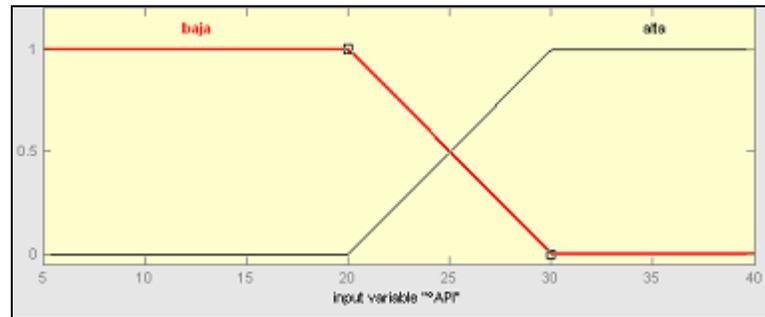


Figura 36. Funciones de pertenencia del parámetro °API

➤ Certidumbre del diagnóstico (CD):

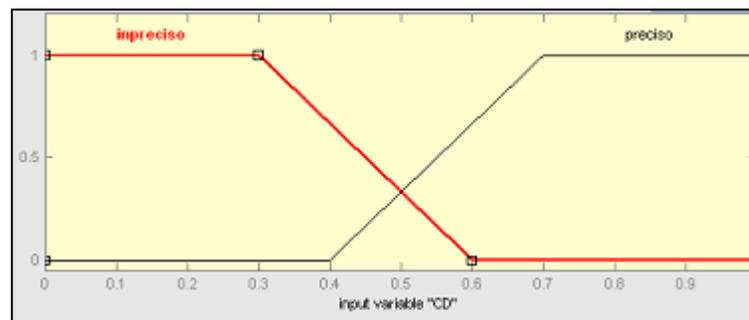


Figura 37. Funciones de pertenencia del parámetro calidad del diagnóstico

➤ Calidad del cemento (CC):

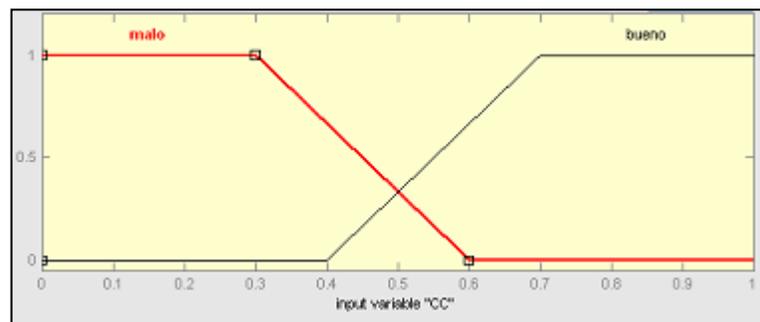


Figura 38. Funciones de pertenencia del parámetro calidad del cemento

➤ Índice de inyectividad (II):

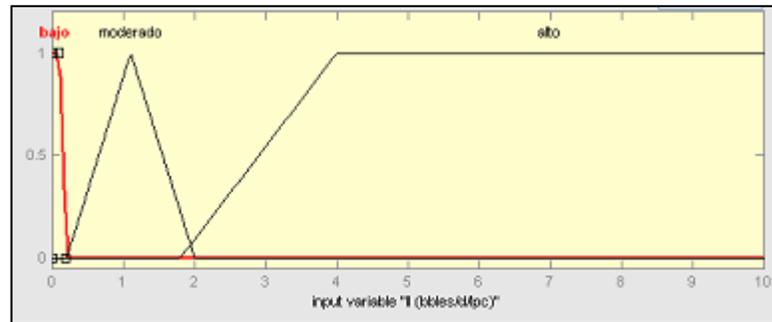


Figura 39. Funciones de pertenencia del parámetro índice de inyectividad

➤ Índice de reservas remanentes (RR):

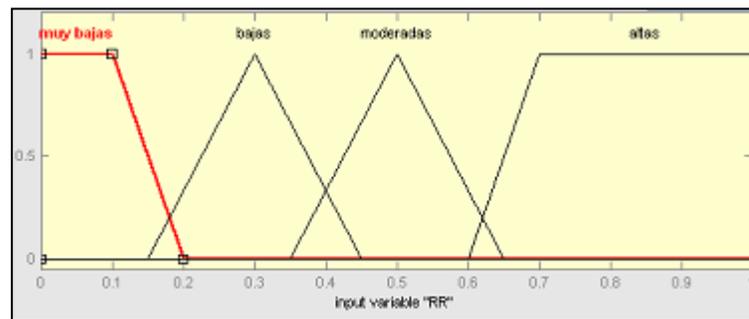


Figura 40. Funciones de pertenencia del parámetro índice de reservas remanentes

➤ Precio del crudo ($\$/Bl_0$).

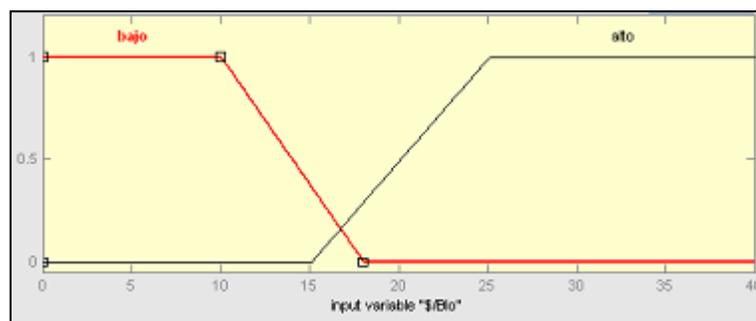


Figura 41. Funciones de pertenencia del parámetro precio del crudo

- Costo de producción del agua (\$/Bl_w):

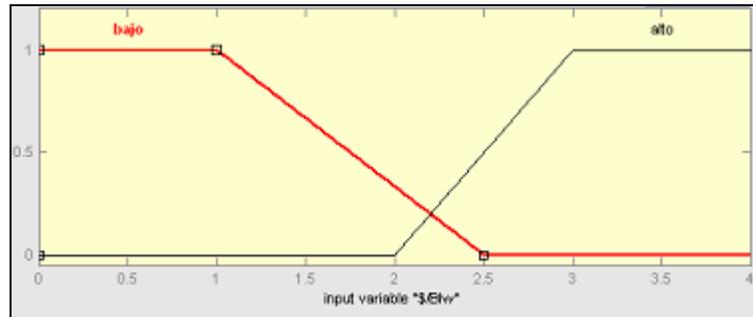


Figura 42. Funciones de pertenencia del parámetro costo de producción del agua

- Relación entre la presión de fondo fluuyente y la presión de yacimiento (p_{wf}/p_r):

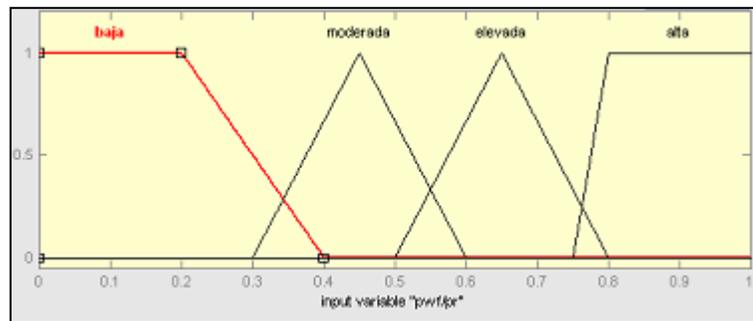


Figura 43. Funciones de pertenencia del parámetro p_{wf}/p_r

Casos con producción de agua debido a canalización a través de fracturas naturales

- Tasa de agua (q_w):

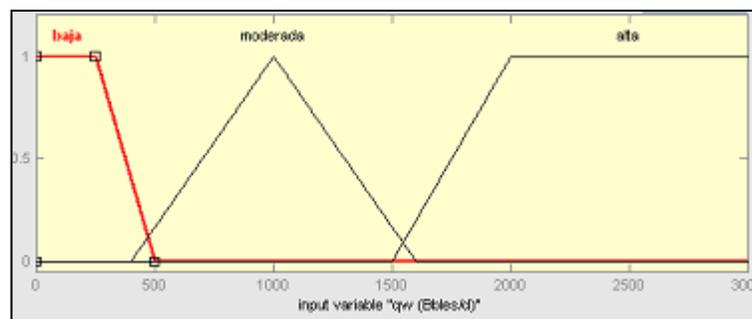


Figura 44. Funciones de pertenencia del parámetro tasa de agua

➤ Relación agua-petróleo (RAP):

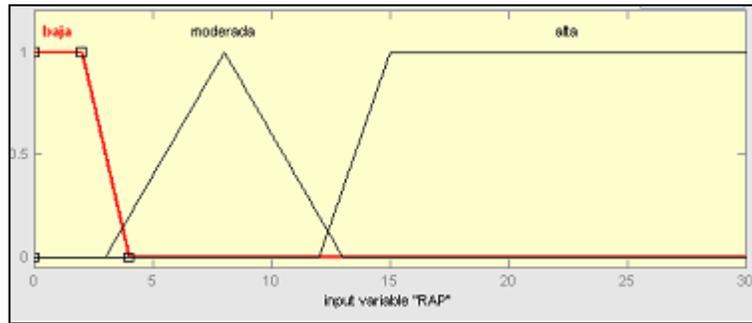


Figura 45. Funciones de pertenencia del parámetro relación agua petróleo

➤ Permeabilidad (k):

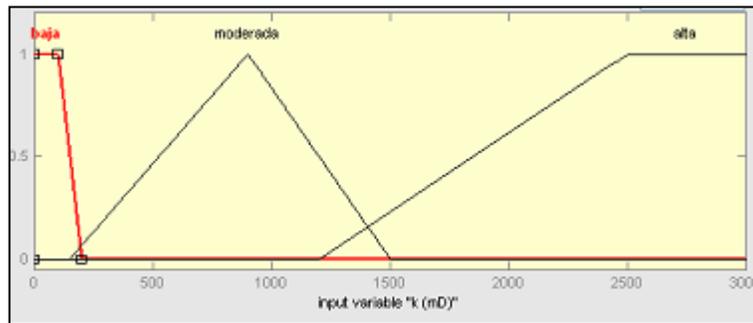


Figura 46. Funciones de pertenencia del parámetro permeabilidad

Los parámetros: presión de yacimiento, presión de fondo fluyente, °API, certidumbre del diagnóstico, calidad del cemento, índice de inyectividad, índice de reservas remanentes, precio del crudo y costo de producción del agua fueron caracterizados de la misma manera que para la canalización matricial sin flujo cruzado como origen de la producción de agua.

Reglas lingüísticas diseñadas para la evaluación de los pozos candidatos

A continuación se muestran algunas de las reglas lingüísticas desarrolladas para la evaluación de pozos candidatos a tratamientos con geles:

1. Si la **RAP** es *baja* y la p_r es *alta* y p_{wf} es *baja* y k es *alta* y q_w es *baja* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **No recomendable**
2. Si la **RAP** es *moderada* y la p_r es *moderada* y p_{wf} es *alta* y k es *baja* y q_w es *alta* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Altamente recomendable**
3. Si la $^{\circ}API$ es *baja* y $\$/Bl_0$ es *bajo* y $\$/Bl_w$ es *bajo* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **No recomendable**
4. Si la $^{\circ}API$ es *alta* y $\$/Bl_0$ es *alto* y $\$/Bl_w$ es *alto* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Altamente recomendable**
5. Si la **CD** es *impreciso* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Poco recomendable**
6. Si el **II** es *moderado* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Recomendable**
7. Si la **CD** es *preciso* y la **CC** es *bueno* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Altamente recomendable**
8. Si la **CD** es *impreciso* y la **CC** es *malo* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **No recomendable**
9. Si las **RR** son *bajas* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Poco recomendable**
10. Si las **RR** son *altas* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Altamente recomendable**

Otras de las reglas diseñadas consideró unificar los parámetros presión de fondo fluuyente y la presión de yacimiento como un indicativo del índice de productividad del pozo a evaluar. Así se generaron otras reglas como la que se indica a continuación:

11. Si la p_{wf}/p_r es *alta* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es **Altamente recomendable**

De acuerdo al criterio de expertos, algunas de las reglas anteriores tienen mayor importancia que otras en la evaluación de pozos candidatos. Es decir, los parámetros que comprenden algunas reglas suelen ser **decisivos** en la selección usual de pozos candidatos a tratamiento con geles. Por esta razón se le agregaron pesos relativos a cada regla, de manera tal que durante la evaluación de pozos con esta metodología se tenga en consideración la importancia relativa de cada criterio utilizado para la evaluación.

Debido a que el objetivo principal de un tratamiento con geles en un pozo productor es evitar reducir su vida productiva para recuperar la mayor cantidad de reservas de petróleo disponibles, se consideró este como el parámetro de mayor importancia en la evaluación de pozos candidatos con esta metodología. Así, las reglas que involucran el índice de reservas remanentes fueron caracterizadas con un peso relativo cuatro veces mayor que el resto de las reglas de evaluación.

La metodología con Lógica Difusa propuesta en este Trabajo Especial de Grado para la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles, fue desarrollada con la barra de herramientas “fuzzy logic” del programa computacional matemático Matlab 7.0.

El Método fue utilizado para jerarquizar dos muestras de pozos tratados con geles. Una de las muestras contenía el conjunto de pozos documentados en la **Base de Datos**, con problemas de producción de agua debido a canalización matricial sin flujo cruzado y la segunda muestra en la que se probó el Método, contenía el conjunto de pozos documentados con problemas de producción de agua debido a la canalización a través de fracturas naturales.

3.5. EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LAS METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN DESARROLLADAS

Las metodologías de evaluación desarrolladas, Variación Exponencial de Diferencias y Lógica Difusa, fueron aplicadas para el conjunto de pozos seleccionados previamente con información disponible y documentada en la Base de Datos.

Algunos parámetros de evaluación del Método de Lógica Difusa, se estimaron a partir de la Base de Datos de la siguiente manera:

- Certidumbre del diagnóstico (CD). Para evaluar el parámetro “certidumbre del diagnóstico” se propuso una escala numérica entre los valores de cero (0) y diez (10) donde un pozo en que no se dispone de información alguna para realizar un diagnóstico apropiado se identificaría con un valor igual a cero y un pozo con cuantiosa información útil para identificar correctamente el origen de la producción excesiva de agua en el pozo de estudio diez señalaría se calificaría con valor igual a diez

- Calidad del cemento (CC). Al igual que el parámetro anterior, la calidad del cemento se la asignó una escala numérica de evaluación entre los valores mínimo y máximo de cero y diez respectivamente, donde un pozo con sello deficiente entre la tubería de revestimiento y la formación se calificaría con un valor igual a cero. En cambio, un pozo con muy buen cemento tendría una calificación igual a diez

- Índice de inyektividad (II). Este parámetro se determina a partir de pruebas de inyektividad como el cociente entre la tasa de inyección dividido por la diferencia de la presión de inyección y la presión del yacimiento

- Índice de reservas remanentes (RR). Este índice se determinaría a partir de curvas de declinación de producción del pozo candidato y se estima como el cociente entre las reservas de petróleo del pozo que aún no han sido drenadas y el pronóstico de reservas totales a ser extraídas por el pozo antes de alcanzar una tasa mínima o límite económico. La evaluación de este parámetro está limitada a una escala numérica entre los valores mínimo y máximo de cero (0) y uno (1) respectivamente. Así, un pozo que ya haya drenado sus reservas hasta alcanzar un límite económico se calificaría con un índice de reservas remanentes igual a cero. El índice de reservas remanentes de un pozo para evaluación se determinó como el cociente de su producción de petróleo acumulada **antes** de ser aplicado el tratamiento, entre las reservas totales estimadas a ser drenadas por el pozo hasta alcanzar una tasa límite de cincuenta (50) barriles diarios de petróleo

Los pozos reales, con documentación histórica para la comparación y aplicabilidad de las metodologías desarrolladas, califican el éxito o fracaso de los tratamientos con geles de acuerdo a un conjunto de criterios. Un pozo resulta exitoso luego de haberle inyectado gel para controlar la producción de agua sólo si:

- Luego del tratamiento con geles se **reduce** la producción de agua en términos relativos con la producción total, es decir, se reduce el porcentaje de agua y sedimentos del pozo luego de la aplicación de la tecnología de geles ($\%AyS_{\text{antes el tratamiento}} > \%AyS_{\text{luego del tratamiento}}$)
- No disminuye la productividad del pozo. Es decir, luego del tratamiento la tasa de petróleo del pozo debe ser mayor o igual a la tasa neta o de petróleo del pozo antes del tratamiento.
- El tiempo de duración de los efectos del tratamiento debe superar los diez meses. El tiempo de duración de un tratamiento de geles en un pozo, señala el lapso de tiempo en meses comprendido a partir del momento en que se realiza el

tratamiento hasta que la producción del pozo alcanza el porcentaje de agua y sedimentos que históricamente se reportaba antes de la aplicación del tratamiento con la tecnología de geles.

A partir de la evaluación de los pozos contenidos en la Base Datos, utilizando los Métodos de Variación Exponencial de Diferencias y Lógica Difusa, se realizó la comparación entre los resultados de **predicción de ambas metodologías y los resultados reales obtenidos.**

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este Capítulo IV se presentan y discuten los resultados obtenidos en cada una de las etapas del trabajo realizado, usando la metodología descrita en el Capítulo III.

4.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta sección se muestran los parámetros recopilados en la literatura y recomendados por expertos, con gran influencia en el éxito de un tratamiento con geles y que generalmente son considerados para la selección de pozo candidatos a este tipo de tratamientos. Estos parámetros se listan y se describen a continuación:

- Certidumbre del diagnóstico (CD)
- Calidad del cemento (CC)
- Índice de inyectividad (II)
- Índice de reservas remanentes (RR)
- Precio del crudo ($\$/Bl_o$)
- Costo de producción del agua ($\$/Bl_w$)

A continuación, cada uno de ellos:

- Certidumbre del diagnóstico (CD): Con este parámetro se intenta caracterizar la calidad y la confianza que se tenga del diagnóstico original del pozo. Este parámetro se emplea como un indicativo de todas las evaluaciones realizadas al pozo que señalen la causa del problema de la producción de agua como registros de producción, estudios de correlación con pozos vecinos y análisis de yacimientos. En la literatura, este criterio tiene gran influencia en la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles, debido a que este diagnóstico

preliminar debe coincidir con las posibles causas de producción de agua en las que se recomienda la aplicación de geles y se han obtenido los resultados más exitosos.

- Calidad del cemento (CC): Con este parámetro de selección se pretende evaluar la condición física de sello actual del cemento en el pozo en la zona o zonas prospectivas a tratamientos con geles y sus cercanías. En las prácticas operacionales, una buena calidad del cemento garantiza la correcta ubicación de los geles, además de evitar la comunicación de fluidos detrás de la tubería luego del tratamiento.
- Índice de inyectividad (II): Con este parámetro se estima la capacidad que tiene un yacimiento de recibir fluidos. La importancia de este criterio radica en la colocación apropiada de la solución polimérica en la zona o zonas prospectivas a tratamiento, además de que los expertos consideran este criterio para la estimación inicial de la cantidad de solución a ser inyectada en las zonas a tratar.
- Índice de reservas remanentes (RR): Este parámetro es un indicativo de las reservas primarias que aún pueden ser drenadas por el pozo con respecto a sus reservas originales. Este índice se determinaría a partir de curvas de declinación de producción del pozo candidato y se estima como el cociente entre las reservas de petróleo del pozo que aún no han sido drenadas y el pronóstico de reservas totales a ser extraídas por el pozo antes de alcanzar una tasa mínima o límite económico. Este criterio constituye uno de los principales aspectos considerados para la selección de pozos a estos tratamientos, debido a que su objetivo principal es recuperar el petróleo que se ha dejado de producir, y a medida que este índice es mayor se hace más necesaria la aplicación de una técnica que permita recuperar las reservas remanentes.

-
- Precio del crudo ($\$/Bl_o$): en este parámetro se indica el precio de la cesta petrolera venezolana actual (al momento en que se planea el tratamiento de inyección de geles). El valor de este parámetro tiene gran importancia en la selección de pozos a tratamientos, debido a que tiene gran influencia en la rentabilidad del proyecto

 - Costo de producción del agua ($\$/Bl_w$): Con este parámetro se identifica el costo estimado asociado a la producción de un barril de agua. Igualmente, este parámetro tiene gran influencia en la rentabilidad de un proyecto de inyección de geles, y numerosos expertos coinciden en que los altos costos asociados a la producción de agua hacen necesaria la aplicación de alguna tecnología que reduzca la producción de agua para así reducir en gran medida los costos asociados.

4.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

En la Tabla 2 a continuación se muestran las variables de entrada requeridas por el Modelo Analítico y que fueron clasificadas como parámetros de pozo y de yacimiento.

Parámetros De Entrada		p, r*
q_w (Bbles/d)	Tasa de agua	p
p_r (lpc)	Presión del yacimiento	r
p_{wf} (lpc)	Presión de fondo fluyente	p
k (mD)	Permeabilidad	r
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	r
Porosidad	Porosidad	r
S_{or}	Saturación de petróleo residual	r
h (pies)	Espesor del intervalo a tratar	p
H_f (pies)	Espesor de la fractura	r
L_f (pies)	Longitud de la fractura	r
W_f (pies)	Ancho de la fractura	r
r_e (pies)	Radio de drenaje del pozo	p
r_w (pies)	Radio del pozo	p
A_f (pie ²)	Área de la fractura	r
°API	Gravedad API	r
RAP	Relación agua petróleo	p

↪ sólo para los casos con canalización a través de fracturas inducidas
 ↪ sólo para los casos con canalización a través de fracturas naturales

*p: parámetro de pozo

*r: parámetro de yacimiento

Tabla 2. Variables de entrada del Modelo Analítico, debidamente clasificadas como parámetros “de pozo” o “de yacimiento”

En las Tabla 3 a 5, se muestra la información documentada y obtenida del conjunto seleccionado de pozos tratados con geles, utilizados para complementar la información de la Base de Datos. En la Tabla 3 se muestran las características de los pozos y de los yacimientos previas a tratamiento. En la Tabla 4 se muestra la información recopilada durante la aplicación de los geles en los pozos y en la Tabla 5 se muestran los resultados obtenidos en los pozos **luego** de la aplicación del tratamiento.

Tabla 3. Características de los pozos antes del tratamiento con geles. Datos contenidos en la Base Datos

		q_w (Bbles/d)	RAP	p_r (lpc)	p_{wf} (lpc)	k (mD)	\circ API	N_p (MBbles)	Reservas (MBbles)	CC	CD	
Causa de la producción de agua:	Canalización matricial sin flujo cruzado	VLE-1113	521	3,2	3500	2557	150	31	732	996	malo	preciso
		GF-143	1768	49,1	2779	2073	2250	30	53	190	bueno	preciso
		SVS-300	1198	4	4350	3677	131	30	819	1328	bueno	preciso
		SVS-212st	572	4	2975	2706	590	34	600	770	bueno	preciso
		LB-498	255	3	1438	1138	650	12,5	1400	1610	malo	impreciso
		SVS-103st	1067	3,5	3250	2782	437	30	5887	6620	malo	preciso
		SVS-266st	526	2,3	3277	2250	500	31	303	434	malo	preciso
		LL-3726	545	16	1450	425	400	25	73	138	malo	impreciso
		VLE-1274	446	9,1	2300	2163	50	29	345,3	360	malo	impreciso
	Canalización a través de fracturas naturales	MOT-43 (1°)	2350	47	3820	3523	85	20,7	2000	4080	malo	preciso
		MOT-43 (2°)	1485	49,5	3476	3320	85	20,7	2700	4080	malo	preciso
		MOT-27	1446	23,3	3000	1920	22,5	20	14400	15652	malo	preciso
		MOT-47 (1°)	1460	27,5	3178	2250	22	21	2100	2650	malo	preciso
		MOT-47 (2°)	1200	4,7	3106	2760	19	21	2400	2650	malo	preciso
		MOT-25b	2472	49,7	3190	2560	77	20,6	36	911	malo	impreciso
		MOT-44	2477	24,2	2867	2650	45,5	20,7	1481	1608	malo	impreciso
		MOT-63	4985	5,7	3948	2706	262	20,6	611	1316	malo	impreciso

NOTA: los pozos MOT-43 y MOT-47 fueron tratados con geles en dos ocasiones. En las tablas donde se muestran estos pozos se distinguen los tratamientos como primero (1°) y segundo (2°) y esta denominación coincide con el orden cronológico de la aplicación de los tratamientos.

Tabla 4. Características de los pozos durante el tratamiento con geles. Datos contenidos en la Base Datos

	Pozo	Profundidad	q_{iny}	P_{th} (iny)	Observaciones	
		(pies)	(BPM)	(lpc)		
Causa de la producción de agua:	Canalización matricial sin flujo cruzado	VLE-1113	12734	0,75	1000	
		GF-143	7493	2	50	
		SVS-300	10129	2	1500	
		SVS-212st	8969	0,6	0	
		LB-498	4950	1	1650	
		SVS-103st	8247	0,8	0	
		SVS-266st	9486	1	3000	
		LL-3726	3500	0,8	3500	Posible falla de empackadura
	Canalización a través de fracturas naturales	MOT-43 (1°)	10560	2,1	1500	
		MOT-43 (2°)	10560	1,2	400	
		MOT-27	9710	1	0	
		MOT-47 (1°)	8290	0,7	0	
		MOT-47 (2°)	8670	1	0	
		MOT-25b	9805	0,7	3480	
		MOT-44	9114	0,8	1800	
MOT-63	9545	0,9	0			

Tabla 5. Resultados de la aplicación de geles en los pozos contenidos en la Base Datos

	Pozo	Redujo	Disminuyó	Tiempo de	Resultado	Observaciones	
		%AyS	productividad	duración (meses)			
Causa de la producción de agua:	Canalización matricial sin flujo cruzado	VLE-1113	Si	No	61	Exitoso	
		GF-143	Si	No	> 55	Exitoso	
		SVS-300	Si	No	> 99	Exitoso	
		SVS-212st	Si	No	> 28	Exitoso	
		LB-498	Si	Si	no aplica	No Exitoso	Mal candidato, bajo IP
		SVS-103st	Si	No	1	No Exitoso	
		SVS-266st	Si	Si	no aplica	No Exitoso	
		LL-3726	Si	Si	no aplica	No Exitoso	
	Canalización a través de fracturas naturales	VLE-1274	No	No	no aplica	No Exitoso	Daño por arcillas reactivas
		MOT-43 (1°)	Si	No	30	Exitoso	
		MOT-43 (2°)	Si	No	> 40	Exitoso	
		MOT-27	Si	No	39	Exitoso	
		MOT-47 (1°)	No	No	no aplica	No Exitoso	
		MOT-47 (2°)	Si	No	> 43	Exitoso	
		MOT-25b	Si	No	3,5	No Exitoso	
MOT-44	No	No	no aplica	No Exitoso			
MOT-63	Si	Si	12	No Exitoso			

4.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS CLAVE

4.3.1. Análisis de sensibilidad

Los parámetros evaluados en esta etapa variaron dentro de rangos de valores específicos. Estos valores seleccionados y sus rangos se muestran en las Tablas 6 a 8 para cada causa posible de la producción de agua analizada. Estas tablas también contienen los resultados de las primeras evaluaciones y los porcentajes de contribución a la varianza de cada variable o parámetro analizado.

Tabla 6. Análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento en casos de canalización matricial sin flujo cruzado

Parámetros De Entrada				Porcentaje de contribución a la varianza
	Valor medio	Error	N° Desv.Estand	
q_w (Bbles/d)	800	300,00	3	6.3
p_r (lpc)	2400	300,00	3	15.2
p_{wf} (lpc)	1800	300,00	3	18.3
k (mD)	1500	1300,00	3	2.0
k_{rw}	0,2	0,10	3	1.4
Porosidad	0,2	0,13	3	0.9
S_{or}	0,27	0,15	3	0.9
h (pies)	25	20,00	3	0.9
r_e (pies)	500	150,00	3	1.2
rw (pies)	0,5	0,20	3	1.3
°API	20	9,00	3	14
RAP	8	7,00	3	37.6

Tabla 7. Análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento en casos de canalización a través de fracturas naturales

Parámetros De Entrada				Porcentaje de contribución a la varianza
	Valor medio	Error	N° Desv.Estand	
q_w (Bbles/d)	800	300,00	3	3.3
p_r (lpc)	2400	300,00	3	9.8
p_{wf} (lpc)	1800	300,00	3	7.2
k (mD)	100	50,00	3	3.4
K_{rw}	0,2	0,10	3	0.7
Porosidad	0,2	0,13	3	0.4
S_{or}	0,27	0,15	3	0.4
h (lpc)	25	20,00	3	0.4
r_e (pies)	500	150,00	3	0.4
r_w (pies)	0,5	0,20	3	0.4
A_f (pie^2)	30000	10000	3	2.3
°API	20	9,00	3	1.7
RAP	8	7,00	3	69.5

Tabla 8. Análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento en casos de canalización a través de fracturas inducidas

Parámetros De Entrada				Porcentaje de contribución a la varianza
	Valor medio	Error	N° Desv.Estand	
q_w (Bbles/d)	800	300,00	3	2.6
p_r (lpc)	2400	300,00	3	14.6
p_{wf} (lpc)	1800	300,00	3	6.7
k (mD)	100	50,00	3	1
k_{rw}	0,2	0,10	3	0.8
k_{prop} (mD)	250000	0,00	3	0.1
Porosidad	0,2	0,13	3	0
S_{or}	0,27	0,15	3	0.1
h (lpc)	25	20,00	3	0.1
H_f (lpc)	230	160,00	3	0.1
L_f (lpc)	110	90	3	2.9
W_f (pies)	0,03	0,02	3	0.1
re (pies)	500	150,00	3	0.1
rw (pies)	0,5	0,20	3	0.1
°API	20	9,00	3	18.4
RAP	8	7,00	3	52.4

En función de estos primeros resultados, **se redujeron las variables de análisis**, descartando aquellas con una contribución muy baja a la varianza. A continuación se muestran en las Tablas 9 a 11 las variables **seleccionadas** y los nuevos coeficientes de correlación obtenidos, luego de excluir aquellas variables de poco impacto.

Tabla 9. Análisis de sensibilidad reducido-Canalización matricial sin flujo cruzado

Parámetros De Entrada		Porcentaje de contribución a la varianza	Coefficiente de correlación de Pearson
	Valor medio		
q_w (Bbles/d)	800	9	0.29
p_r (lpc)	2400	10.3	-0.31
p_{wf} (lpc)	1800	15.5	0.38
k (mD)	1500	3.9	-0.19
k_{rw}	0,2	3.4	-0.18
°API	20	9.4	0.29
RAP	8	48.6	-0.67

Tabla 10. Análisis de sensibilidad reducido-Canalización a través de fracturas naturales

Parámetros De Entrada		Porcentaje de contribución a la varianza	Coefficiente de correlación de Pearson
	Valor medio		
q_w (Bbles/d)	800	2.4	0.13
p_r (lpc)	2400	11	-0.28
p_{wf} (lpc)	1800	13	0.3
k (mD)	100	2.6	-0.14
k_{rw}	0,2	0.7	0.07
Af (pie^2)	30000	1.7	-0.11
°API	20	0.9	0.08
RAP	8	67.8	-0.7

Tabla 11. Análisis de sensibilidad reducido-Canalización a través de fracturas naturales

Parámetros De Entrada		Porcentaje de contribución a la varianza	Coefficiente de correlación de Pearson
	Valor medio		
q_w (Bbles/d)	800	2.6	2.6
p_r (lpc)	2400	14.6	14.6
p_{wf} (lpc)	1800	6.7	6.7
k (mD)	100	1	1
k_{rw}	0,2	0.8	0.8
Lf (pies)	110	2.9	2.9
°API	20	18.4	18.4
RAP	8	52.4	52.4

En el Apéndice C se muestran las gráficas obtenidas utilizando el Modelo de Monte Carlo, de las cuales se extrajo la información que se ha mostrado en las tablas anteriores.

De los resultados obtenidos, se observa que para las tres posibles causas de producción de agua evaluadas en este trabajo, la relación agua petróleo inicial (RAP), resulta el parámetro de **mayor correlación** con el valor presente neto y tiene además un efecto inverso. Así, para un conjunto de pozos a ser tratados con geles para el control de la producción agua, se tendrá **mayor valor presente neto** en aquellos pozos que tengan una **menor relación agua petróleo** inicial. La relación inversa de este parámetro se justifica, debido a que la relación agua petróleo **después** de un tratamiento con geles, es función directa de la RAP. Así, los pozos con alta relación agua petróleo **inicial** tendrán una mayor relación agua petróleo **luego** del tratamiento, y los gastos generados por tratamiento en superficie del agua producida en comparación con la ganancia por la venta del petróleo producido serán mayores que en un pozo con menor RAP.

A continuación se discuten los resultados obtenidos en la etapa de análisis de sensibilidad para cada uno los casos de estudio.

Canalización matricial sin flujo cruzado

En el Modelo Analítico utilizado, una de las diferencias principales en cuanto al tipo de problema de producción de agua es que sólo para el caso matricial se supone que la colocación de gel se realiza con aislamiento mecánico. De esta manera, el gel sólo se coloca en la zona de agua y **no** existe variación en el índice de productividad de la zona con aporte de hidrocarburo. Por eso la relación agua petróleo final **sólo dependerá** de la RAP inicial y de la variación del índice de productividad del agua.

En este caso, luego de la relación agua petróleo, los parámetros de mayor coeficiente de correlación con el VPN son la presión de fondo fluyente, con un efecto positivo sobre el valor presente neto y la presión de yacimiento, con un efecto negativo. Esto señala que se obtienen mayores ganancias en el VPN en los casos en que la diferencia entre ambos parámetros (presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente) se minimiza. En la literatura esto coincide con la selección de candidatos a la aplicación de geles, en la que uno los criterios considerados indica que el pozo candidato debe exhibir una alta productividad. Por definición, la productividad de un pozo es inversamente proporcional a la diferencia entre la presión de yacimiento y la presión de fondo del mismo.

Luego de analizar estos parámetros de máximo impacto, los siguientes con mayor correlación con el VPN son la gravedad API y la tasa de agua **antes** del tratamiento y su efecto sobre el VPN es similar. La gravedad API tiene un efecto puramente económico, es decir, su variación condiciona el precio del crudo. De allí que su efecto sea positivo y se evidencie que para crudos con mayor °API se incrementen las ganancias.

En cuanto a la tasa de agua inicial y su efecto sobre el VPN, es necesario destacar que durante el análisis de sensibilidades no se varió la tasa de petróleo, sino que se calculaba para cada iteración en función de la RAP y la tasa de agua. De allí que su efecto sobre el VPN sea positivo, es decir que al aumentar la tasa de agua el VPN estimado también aumenta. Se explica el efecto de esta última sobre el VPN por dos razones:

- La relación proporcional entre la tasa de agua y la establecida de petróleo, evidenciando que el aumento de la tasa de agua ocasionará el incremento de los ingresos o ganancias en el VPN una vez que se fije la RAP, ya que a mayor tasa de agua **también hay mayor tasa de petróleo**
- El control de la producción de agua tiene efectos económicos significativos en los casos en los que inicialmente se generaban grandes pérdidas por su producción. Según esto, para una misma reducción **porcentual** en la tasa de agua, la diferencia real entre las tasas de agua antes y después del tratamiento serán más notorias en los casos con altas tasas de agua iniciales

En la práctica actual, las altas tasas de producción de agua constituyen otro de los criterios de selección de candidatos a la aplicación de geles para el control de agua, debido a que (además de las razones expuestas) ello constituye un criterio conservador. Este se debe a que en términos económicos representa menos riesgo tratar un pozo con estas características, ya que las pérdidas serían menores, si hubiese una falla o fracaso en el resultado del tratamiento.

Los parámetros de permeabilidad absoluta y relativa, aunque indican correlación con el VPN, muestran valores muy cercanos a cero. Sin embargo, es necesario resaltar que en la literatura los efectos de heterogeneidad sobre la propiedad permeabilidad absoluta califican de atractivas a las zonas a tratar con geles para el control de agua. Esto porque las zonas con aporte de agua y con altas permeabilidades, propician la

colocación del gel en las zonas problemáticas, haciendo más efectiva la reducción de la producción en la zona con aporte de agua, y afectando lo menos posible la producción de la zona con aporte de hidrocarburos.

Canalización a través de fracturas naturales

Al igual que en el caso en que la producción de agua se debe a la canalización matricial sin flujo cruzado, los parámetros con mayor correlación con el VPN después de la RAP, son la presión de fondo fluyente y la presión de yacimiento. Igualmente, esto se debe a que la menor diferencia entre estos valores durante el aporte de fluidos, es indicativo de un pozo con alto índice de productividad.

En orden de importancia, los parámetros con mayor influencia sobre el VPN que se identificaron después de la presión de fondo fluyente, fueron la tasa de agua y la permeabilidad. La tasa de agua, al igual que en el caso de canalización matricial condicionó los cálculos de la tasa de crudo que se determinaba en conjunto con la relación agua petróleo. Así, la relación entre ambas tasas era proporcional y se confirmó el comportamiento observado.

A diferencia del caso de canalización matricial sin flujo cruzado, el parámetro permeabilidad mostró tener influencia sobre el VPN. Esto, se debe a la naturaleza de las relaciones matemáticas que describen la producción del agua en este caso. La producción en el caso de canalización a través de fracturas naturales, se caracteriza por el flujo lineal de los fluidos, en el cual según la Ley de Darcy, la permeabilidad tiene un efecto **proporcional** a la longitud de drenaje. La longitud de drenaje estimada del pozo, se utiliza luego para determinar la variación en los índices de productividad tanto para el agua como para el petróleo, con un efecto **directo**. Sin embargo, debido a que en la estimación de la variación de los índices de productividad del agua y del crudo también interviene la variable del factor de resistencia residual del agua y del crudo, respectivamente, la diferencia entre los

valores de factores de resistencia residual ocasiona que el índice de productividad al agua varíe en **mayor** proporción que la variación del índice de productividad al petróleo.

Según lo anterior, se puede considerar que en pozos con problemas de producción de agua debido a la canalización a través de fracturas naturales, se hacen más atractivos en términos de control de agua con geles, aquellos pozos con permeabilidades bajas, ya que se estima que la reducción al flujo de agua se logrará en **mayor proporción** que la reducción al flujo de crudo. Las relaciones matemáticas utilizadas en la descripción de este caso se muestran en el Apéndice A.

Canalización a través de fracturas inducidas

Los resultados obtenidos en este análisis fueron muy similares a los observados en el Caso matricial. Esto debido a que el modelo de fracturas utilizado supone fracturas del tipo bilineal o de “dos alas verticales” cuya longitud de penetración en el yacimiento es mucho menor que la longitud de drenaje del pozo, y por lo tanto, el flujo de fluidos **después** de un fracturamiento hidráulico será radial, excepto en las cercanías del pozo donde gran parte de los fluidos alcanzarán la fractura antes de llegar al hoyo. Aunque durante el análisis de sensibilidad realizado para este caso se incluyeron otras propiedades asociadas a las fracturas, tales como: la longitud de la fractura, su espesor, y ancho, su correlación con el VPN no resultó significativo.

De los coeficientes de correlación obtenidos, se resalta que una de sus características es que por definición no son indicativos de causa. Es decir, no implican que la variación de uno de los parámetros cause la variación del otro. Sin embargo, en el Modelo Analítico utilizado para este análisis de sensibilidad todos los parámetros de entrada intervienen en relaciones matemáticas que se utilizan para determinar el VPN asociado al proyecto de un pozo tratado con geles. Por ello se obvia esta limitación del coeficiente de correlación.

Los Coeficientes de Correlación obtenidos son del tipo jerarquización (“rank”). Así, no se comparan **directamente** los valores de los parámetros correlacionados sino el orden jerárquico (del mayor hasta el menor) en el cual varían los parámetros correlacionados **dentro de un conjunto de eventos**. Por eso, los coeficientes de correlación obtenidos **no** pueden utilizarse para estimar el valor de una variable, una vez conocida otra.

En esta etapa del estudio también se analizó la influencia de otros parámetros identificados como “económicos” y “asociados al gel”. El efecto de estos parámetros fue similar para los tres casos de estudio. A continuación se describen brevemente los resultados obtenidos:

Parámetros económicos

Los parámetros analizados fueron el precio del barril de petróleo ($\$/Bl_o$), el costo de producción de un barril de agua ($\$/Bl_w$), el precio del barril de gel ($\$/Bl_g$) y el costo de la unidad de bombeo ($\$/hr$). El parámetro que mostró mayor influencia sobre el VPN fue el precio del barril de petróleo, seguido por el costo de producción de un barril de agua. Este efecto se debe a que ambos parámetros son incluidos durante todos los períodos (mensuales por dos años) de flujo de caja considerados para el cálculo del VPN. En cambio, el precio del barril de gel ($\$/Bl_g$) y el costo de la unidad de bombeo ($\$/hr$) son considerados únicamente para el primer período como parte de la inversión inicial.

El precio del crudo es uno de los parámetros de mayor impacto en cualquier proyecto de inversión en la industria petrolera: altos precios del barril de petróleo y costos de producción de agua elevados hacen más atractiva la aplicación de la tecnología de geles. esto aumenta las ganancias asociadas a la mayor producción de petróleo y reduce significativamente los egresos o pérdidas económicas asociados a la producción del agua.

Parámetros asociados al gel

Los parámetros analizados en esta etapa fueron los factores de resistencia residual tanto para el agua (FRR_w) como para el crudo (FRR_o) y la viscosidad del gel (μ_g). El parámetro con mayor influencia sobre el VPN fue el factor de resistencia residual al agua, debido a que este parámetro determina la reducción de la producción de agua luego de un tratamiento y a mayor valor de este parámetro más reducidos serán los gastos o egresos en un pozo asociados a la producción de agua.

En el Apéndice E se muestran las figuras obtenidas durante esta etapa como apoyo al análisis de sensibilidad, donde se variaron los parámetros del Modelo caracterizados como “económicos” y “asociados al gel”, sensibilizados con respecto al VPN para los tres casos analizados.

Para el análisis de sensibilidad de los parámetros bajo estudio, es importante destacar la influencia de caracterizar a los parámetros con una función de probabilidad en particular y su efecto sobre la respuesta del Modelo analizado. La respuesta del Modelo Analítico, función de la probabilidad de VPN en un pozo a dos años después de ser tratado con geles, varía al caracterizar con diferentes funciones de probabilidad a los parámetros de entrada. Esto debido a que se varía la incertidumbre de los parámetros de entrada. Sin embargo, el efecto de estos parámetros (cuantificado mediante el coeficiente de correlación obtenido **después** del análisis sobre la variable de salida VPN) no varía significativamente al sensibilizar las funciones de probabilidad de los parámetros bajo estudio. En la Tabla 12 a continuación se muestra el efecto de caracterizar con diferentes distribuciones de probabilidad a los parámetros evaluados y su efecto sobre la función de probabilidad del VPN y los coeficientes de correlación obtenidos. Esta tabla muestra dos casos: a) Analizando los parámetros mostrados con una función de probabilidad normal, se muestran los coeficientes de correlación de Pearson obtenido, además de la media y la desviación estándar de la función de probabilidad del VPN calculado. En el segundo caso o parte b) se muestran los mismos parámetros analizados pero con funciones de probabilidad

uniforme y el coeficiente de correlación de Pearson obtenido además de la media y la desviación estándar de la función de probabilidad del VPN calculado

Tabla 12. Efectos de caracterizar con diferentes funciones de probabilidad a los parámetros analizados

Parámetro sensibilizado	Distribución de probabilidad			Resultados del Modelo		
	Tipo	Media	Desviación estándar	Coeficiente de correlación	Distribución de VPN	
					Media	Desviación estándar
a.	q _w	Normal	6,5	1,25	388898 134785	
	RAP	Normal	800	66,7		
	p _r	Normal	2400	100		
	p _{wf}	Normal	1800	66,7		
	°API	Normal	20	3,3		
			valor mínimo	valor máximo		
b.	q _w	Rectangular	4	9	391130 237178	
	RAP	Rectangular	600	1000		
	p _r	Rectangular	2100	2700		
	p _{wf}	Rectangular	1600	2000		
	°API	Rectangular	10	30		

4.3.2. Gráficas de tendencia

De las gráficas de tendencia obtenidas en esta etapa, se pudo observar el comportamiento individual de los parámetros incluidos en el análisis de sensibilidad, con mayor impacto en el resultado de un tratamiento con geles. Esta parte del análisis fue esencial en la identificación de los valores óptimos y pésimos de los parámetros analizados y fundamentaron las metodologías de jerarquización desarrolladas en este Trabajo Especial de Grado. A partir del efecto de los parámetros identificados con mayor influencia en el VPN, se identifican los valores óptimos y pésimos de cada uno.

De esta manera, el valor óptimo de un parámetro se tomó como aquel valor que en la gráfica de tendencia evidencia el **mayor** VPN y el valor pésimo del parámetro aquel que mostrara el **menor** VPN.

Las gráficas obtenidas en esta etapa del estudio se muestran en el Apéndice D y se agrupan de acuerdo a la causa de la producción de agua. A continuación se identifican los valores óptimos y pésimos de los parámetros analizados.

Tasa de agua (q_w). La tasa de agua de un pozo antes de ser tratado con geles para los tres casos de origen del agua analizados evidenció tener un efecto proporcional al VPN del pozo luego del tratamiento. Este comportamiento coincide con el resultado obtenido durante el análisis de sensibilidades. De esta manera, se consideraron **óptimos** los valores **altos** de tasa agua en un pozo antes de ser tratado con geles y se consideraron **pésimos** los valores **bajos** de tasa de agua en un pozo, antes de ser tratado con geles.

Relación agua petróleo (RAP). La relación agua petróleo evidencia tener el mismo efecto sobre el VPN para los tres casos de estudio, y coincide con los resultados obtenidos durante el análisis de sensibilidad. El efecto de la relación agua petróleo de un pozo antes de tratamiento es inverso. Donde el aumento del valor de la RAP ocasiona la disminución del VPN, de esta manera se consideró **óptimo** a tratamiento con geles un pozo con **baja** relación agua petróleo y **pésimo** un pozo con **alta** relación agua petróleo.

Presión de yacimiento (p_r) y presión de fondo fluyente (p_{wf}). Ambos parámetros mostraron tener el mismo efecto para los tres casos de estudio. Su efecto sobre el VPN, como se explicó en el análisis de sensibilidad, está relacionado con el índice de productividad del pozo analizado. De esta manera se consideraron **óptimos** los pozos con presión de yacimiento **baja** y presión de fondo fluyente **alta**, en cambio se identificaron como **pésimos** los pozos con valores de presión de yacimiento **alta** y presión de fondo fluyente **baja**.

Gravedad API. La gravedad API, al igual que los parámetros anteriores, mostró tener un efecto similar para los tres casos de estudio. En la Figura 47 se observan cambios abruptos en la curva con tres tramos lineales. Esto se debe a la relación de la gravedad

API del crudo sobre el VPN en el Modelo Analítico utilizado. La gravedad API se utilizan en el cálculo de las regalías (a) Menor a 10° API (b) Entre 10° y menor a 22° API (c) Entre 22° y menor a 30° API y (d) Mayor o igual a 30° API.

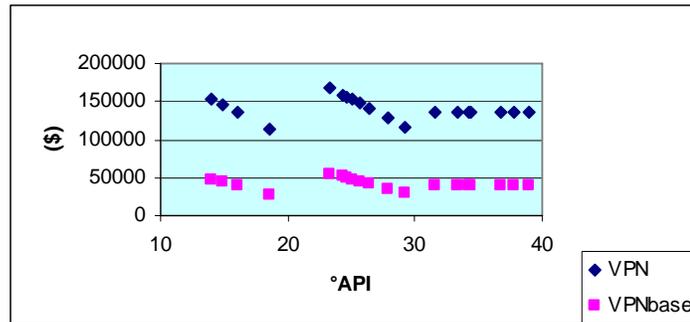


Figura 47. Efecto de la gravedad API sobre el VPN de un pozo sin y con aplicación de geles

Para la selección de los valores óptimos y pésimos de la gravedad API, no se consideró el efecto reflejado en las gráficas de °API y VPN, sino, que se empleó la relación usual entre la gravedad API de un crudo y su valor económico. De acuerdo a esto, se consideraron a los valores **altos** del parámetro gravedad API como **óptimos**. En cambio los valores **bajos** de gravedad API se consideraron **pésimos**.

Permeabilidad (k). La permeabilidad mostró tener efecto sobre el VPN únicamente en el caso en que la producción de agua se deba a canalización a través de fracturas naturales.

De la gráfica de tendencia k vs. VPN, se observa que los valores óptimos del VPN se alcanzan a valores bajos de permeabilidad y los valores pésimos cuando la permeabilidad es alta.

Los parámetros descritos a continuación aunque no son propios de los pozos o yacimientos, deben ser considerados durante la selección de pozos candidatos a

tratamientos con geles, debido al gran impacto que tienen sobre el resultado económico del tratamiento.

Precio del crudo. El valor del precio del crudo tiene un efecto proporcional sobre el VPN. De esta manera, al aplicar un tratamiento con geles se obtendrán mayores ganancias no sólo en los casos en que se logre incrementar la producción de crudo, sino en los casos en los que el precio de venta del crudo sea alto. En la Figura E.4 del Apéndice E, se muestra el efecto del precio del crudo sobre el VPN para los tres casos de origen del agua estudiados.

Costo de producción del agua. El costo de producción de agua, comprende todos los **gastos** (egresos) asociados a la producción de un barril de agua. De allí que al aumentar su valor, el VPN asociado al pozo en estudio disminuya. De esta manera, en los casos en que el costo de producción de agua es alto, se hace necesario la aplicación de algún tratamiento que reduzca la producción de agua y así, los costos asociados. Por esto, se consideró que la aplicación de geles en un pozo es más conveniente en los casos en que el costo de producción de agua sea elevado.

El efecto del costo de producción del agua para la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles, se puede observar en la Figura E.5 del Apéndice E, Allí se muestraa para los tres casos de producción de agua, el VPN de un pozo en el caso de ser tratado con geles (identificado en la gráfica como VPN) y el caso en que no se le haya aplicado tratamiento alguno (identificado en la gráfica como VPNbase) y de manera comparativa la diferencia entre ambos casos (identificado en la gráfica como delta).

4.4. MÉTODOS DE EVALUACIÓN

En esta sección se discuten los resultados obtenidos con los Métodos de Evaluación aplicados a los pozos tratados con geles para el control de la producción de agua y

que están contenidos en la Base de Datos. Las tablas de evaluación de los pozos candidatos que se presentan en este capítulo, obtenidas luego de aplicar cada Método, clasifican a los pozos de acuerdo al éxito esperado en un pozo luego que se le realizara un tratamiento con geles y además se comparan con los **resultados reales** logrados después de los tratamientos.

4.4.1. Método de Variación Exponencial de Diferencias (MVED)

Selección de los parámetros clave para la evaluación de candidatos

La selección se realizó de acuerdo al análisis de sensibilidad cometido. Se tomaron en cuenta los cinco parámetros que mostraron tener mayor influencia sobre el VPN asociado a un proyecto de inyección de geles, considerando y separando los casos según la causa de la producción excesiva de agua. Esta selección se muestra en la Tabla 13 a continuación:

Tabla 13. Parámetros seleccionados para la jerarquización por el MVED

	Origen de la producción de agua: canalización	
	matricial sin flujo cruzado	a través de fracturas naturales
Parámetro de evaluación seleccionado	q_w	q_w
	RAP	RAP
	p_r	p_r
	p_{wf}	p_{wf}
	$^{\circ}API$	k

Como se indicó en el Capítulo III, los parámetros presión de fondo fluyente (p_{wf}) y presión de yacimiento (p_r) se unificaron en un solo parámetro de dos maneras: evaluando el cociente (p_{wf}/p_r) y/o la diferencia (p_r-p_{wf}) entre ambas. De esta manera, los resultados de la aplicación del Método se mostraran diferenciando el parámetro unificado de evaluación empleado. A continuación se muestran los resultados

obtenidos utilizando el Método Variación Exponencial de Diferencias, separando el análisis de acuerdo a la causa de la producción de agua.

Canalización matricial sin flujo cruzado

Peso relativo de los parámetros

Luego de determinar los valores óptimos y pésimos de cada parámetros se determinó su peso (ver Tabla 14) utilizando las Ecuaciones 15 y 16 descritas en la sección de Metodología.

Tabla 14. Peso relativo (canalización matricial sin flujo cruzado)

		q_w	RAP	$^{\circ}\text{API}$	p_{wf}/p_r	p_r-p_{wf}
w_j	i	0,34	0,04	0,1	0,52	-
	ii	0,6	0,07	0,18	-	0,15

Al igual que en los resultados obtenidos durante el análisis de sensibilidad, los parámetros tasa de agua (q_w), presión de fondo fluvente (p_{wf}) y presión de yacimiento (p_r) tienen gran influencia sobre el indicador económico VPN (sólo cuando uno de los parámetros de evaluación resulta de unificar la presión de fondo fluvente y la presión de yacimiento como el cociente entre ambos parámetros). Sin embargo, se observa gran diferencia sobre el parámetro relación agua petróleo (RAP) la cual en los resultados anteriores se había mostrado como el parámetro **más importante** en el éxito económico de un tratamiento con geles, mientras que con el MVED, se muestra como uno de los parámetros **menos** significativos.

Aunque el Método involucra la aplicación de una expresión exponencial (Ecuación 13) para comparar y jerarquizar candidatos en función de parámetros con diferentes dimensiones, no considera esta diferencia dimensional al determinar el peso relativo de estos parámetros. De allí que se observen discrepancias en los pesos relativos de los parámetros al variar la unificación de los parámetros de presión, utilizados para el desarrollo del método.

A continuación se muestran los resultados de la evaluación obtenida para los pozos contenidos en la Base de Datos y cuya causa de producción de agua se identificó como canalización matricial sin flujo cruzado.

Tabla 15. Resultados de la evaluación de pozos (con canalización matricial sin flujo cruzado) por el MVED

	Pozos	Evaluación		:parámetro de evaluación empleado
		pwf/pr	pr-pwf	
POZOS	*Óptimo	100,0	100,0	
	VLE-1113	45,6	19,3	
	GF-143	40,4	93,4	
	SVS-300	90,0	56,3	
	SVS-212st	52,9	21,7	
	LB-498	4,6	2,7	
	SVS-103st	61,9	42,4	
	SVS-266st	31,9	18,3	
	LL-3726	1,7	9,2	
	VLE-1274	28,1	15,2	
	*Pésimo	0,7	0,7	

* Pozos sintéticos

Los resultados reales históricos de la aplicación de un tratamiento con geles en los **mismos pozos de estudio arriba evaluados**, se muestran en la Tabla 16 junto a la evaluación obtenida con el procedimiento propuesto. El procedimiento propuesto para hacer la comparación fue el desarrollado al unificar las variables de presión como el cociente entre las presiones (p_{wf}/p_r), debido a que se acercaban más a los resultados reales.

Tabla 16. Resultado real de pozos (con canalización matricial sin flujo cruzado) tratados con geles y su respectiva evaluación con el MVED

Pozos	Resultado real	MVED
		Evaluación
VLE-1113	Exitoso	45,6
GF-143	Exitoso	40,4
SVS-300	Exitoso	90,0
SVS-212st	Exitoso	52,9
LB-498	No Exitoso	4,6
SVS-103st	No Exitoso	61,9
SVS-266st	No Exitoso	31,9
LL-3726	No Exitoso	1,7
VLE-1274	No Exitoso	28,1

Reconociendo que la muestra de pozos utilizada para evaluar la aplicabilidad del Método propuesto es reducida, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- En los pozos LL-3726 y VLE-1274 con resultados “No Exitoso”, hubo problemas durante la colocación del gel, lo que probablemente haya ocasionado el fracaso en los tratamientos. Sin embargo, la evaluación con el MVED califica con una puntuación baja a estos pozos, señalando que el posible fracaso del tratamiento se deba a que los pozos eran candidatos pobres a la aplicación con geles
- En la historia del pozo LB-498 se justifica el fracaso del tratamiento con geles, debido a que el pozo antes del tratamiento tenía un índice de productividad bajo. en la literatura se recomienda no aplicar tratamientos con geles en pozos con bajo índice de productividad, porque en esos no se han obtenido buenos resultados. Esto coincide con la evaluación obtenida con el MVED el cual califica al pozo con una de las evaluaciones más bajas, catalogándolo como pobre candidato
- El pozo SVS-300 aún mantiene su producción a valores de RAP menores a los que tenía antes de ser tratado con geles, por lo que se considera el caso más exitoso de la muestra evaluada. Esto coincide con la evaluación a través del MVED, cuya evaluación resultó ser la más alta obtenida

- Al comparar los resultados reales de la aplicación de geles en los pozos analizados, con la evaluación predictiva propuesta con el MVED, no se puede identificar un valor numérico preciso a partir del cual se diferencie entre los pozos que tengan posibilidad de resultar exitosos con los pozos que puedan resultar no exitosos, en el caso de ser tratados con geles. Sin embargo, se puede identificar un rango de valores en los que la evaluación no es decisiva. Este rango comprende los valores de cuarenta (40) hasta sesenta (60). Según lo anterior, con MVED mayores a 60 se señala la posibilidad de éxito y evaluación menor a 40 señala la posibilidad de fracaso

Canalización a través de fracturas naturales

En esta sección se muestran los resultados obtenido al aplicar el Método Variación Exponencial de Diferencias para la evaluación de un conjunto de pozos con problemas de producción excesiva de agua debido a canalización a través de fracturas naturales

Peso relativo de los parámetros

La importancia relativa según este Método de los parámetros de pozo y de yacimiento seleccionados, se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Peso relativo (canalización a través de fracturas naturales)

		q_w	RAP	k	p_{wf}/p_r	$p_r - p_{wf}$
w_j	i	0,29	0,021	0,002	0,68	-
	ii	0,72	0,05	0,005	-	0,22

En este caso, los parámetros con mayor influencia en el resultado de un tratamiento con geles (sólo cuando uno de los parámetros de evaluación resulta de unificar la presión de fondo fluente y la presión de yacimiento como el cociente entre ambos

parámetros) siguen siendo la relación entre la presión de fondo fluvente y la presión del yacimiento, lo que indicaría la importancia de seleccionar pozos candidatos con altos **índices de productividad**. Otro de los parámetros importantes de acuerdo a este método es la tasa de agua, lo que coincide con el análisis de sensibilidad realizado.

Sin embargo, para este caso se vuelve a observar la inconsistencia con respecto a la importancia de la relación agua petróleo entre el análisis de sensibilidad realizado y el MVED.

En la Tabla 18 a continuación se muestran los resultados de la evaluación obtenida para los pozos contenidos en la Base de Datos y cuya causa de producción de agua se identificó como canalización a través de fracturas naturales.

Tabla 18. Resultados de la evaluación de pozos (con canalización a través de fracturas naturales) por el MVED

		Evaluación	
		pwf/pr	pr-pwf
Pozos	*Óptimo	100	100,0
	MOT-43 (1°)	80,9	17,6
	MOT-43 (2°)	84,4	14,1
	MOT-27	0,9	1,6
	MOT-47 (1°)	4,1	12,2
	MOT-47 (2°)	67,7	11,6
	MOT-25b	40,1	41,1
	MOT-44	81,8	20,9
	MOT-63	29,6	93,5
	*Pésimo	0,7	0,7

: parámetro de evaluación empleado

* Pozos sintéticos

Para comparar la evaluación arrojada por el Método con los resultados reales obtenidos luego de aplicar geles en los pozos de estudio, se comparan los resultados reales con la evaluación obtenida, en la Tabla 19 a continuación. . El procedimiento propuesto para hacer la comparación fue el desarrollado al unificar las variables de

presión como el cociente entre las presiones (p_{wf}/p_r) debido a que se acercaban más a los resultados reales

Tabla 19. Resultado real de pozos (con canalización a través de fracturas naturales tratados con geles) y su respectiva evaluación con el MVED

Pozos	Resultado real	MVED
		Evaluación
MOT-43 (1°)	Exitoso	80,9
MOT-43 (2°)	Exitoso	84,4
MOT-27	Exitoso	0,9
MOT-47 (1°)	No Exitoso	4,1
MOT-47 (2°)	Exitoso	67,7
MOT-25b	No Exitoso	40,1
MOT-44	No Exitoso	81,8
MOT-63	No Exitoso	29,6

A partir de la comparación de la evaluación obtenida con el MVED y los resultados reales de la aplicación de geles en la muestra de pozos recopilados para la evaluación del método, se hacen las siguientes observaciones:

- Los pozos MOT-43 (en ambos tratamientos) y el MOT-47 (después de su segundo tratamiento) en comparación con el resto de la muestra de pozos analizados, han mantenido valores de RAP menores a los que tenían antes de ser tratados, por más tiempo, por lo que se consideran los casos más exitosos. Esto coincide con las evaluaciones obtenidas a través del MVED.
- El pozo con menor evaluación obtenida por el Método aplicado es el MOT-27, lo que difiere con el resultado real de la aplicación de geles en ese pozo. El pozo MOT-44 recibe una de las más altas evaluaciones con el Método Variación Exponencial de Diferencias, lo que también difiere de los resultados reales luego de la aplicación de geles

➤ De la comparación de los resultados reales y la evaluación obtenida, no se observa un valor o rango de valores obtenidos con el MVED, que diferencie entre el posible éxito o fracaso de la aplicación de un tratamiento con geles en un pozo

De la **evaluación del Método de Variación Exponencial de Diferencias con casos de campo** se pueden hacer las siguientes observaciones:

➤ La selección de los parámetros utilizados para la evaluación con este método son el resultado de un **análisis débil de sensibilidad**, por lo que es necesario que se utilicen más parámetros para realizar una selección y jerarquización adecuada de pozos candidatos

➤ Los pesos del MVED **no** coinciden con los obtenidos del análisis de sensibilidad realizado. Esto se observa en el parámetro RAP con un peso relativo arrojado por MVED muy bajo y que en el análisis de sensibilidad realizado mostró ser el parámetro más significativo

➤ El MVED involucra la aplicación de una expresión exponencial para normalizar y comparar parámetros de diferentes dimensiones. Sin embargo, no considera esta diferencia dimensional al determinar el peso relativo de estos parámetros

➤ La evaluación cuantitativa de un pozo obtenida luego de la aplicación del MVED es una evaluación relativa. Es decir, varía en función del tamaño y de los parámetros de la muestra a analizar. De esta manera, un mismo pozo obtendrá diferentes calificaciones si se evalúa variando el conjunto de pozos junto a los que se evalúe. Por esto, no se puede definir un límite numérico específico a partir del cual la aplicación de un tratamiento con geles en un pozo tenga la posibilidad de resultar exitoso

➤ La muestra de pozos recopilados utilizada para comparar la evaluación obtenida a través del Método Variación Exponencial de Diferencias con los resultados reales,

es muy reducida. Por ello la evaluación de la aplicabilidad de este método no es decisiva.

4.4.2. Método de Lógica Difusa (MLD)

A continuación se muestran los resultados obtenidos al evaluar la muestra de pozos recopilados en la Base de Datos con el Método de Lógica Difusa desarrollado, segregando a los pozos por grupos, en función de la causa de la producción excesiva de agua.

Canalización matricial sin flujo cruzado

En las Figuras 48 a 56 a continuación, se muestran los resultados obtenidos al evaluar con el Método de Lógica Difusa los pozos con información recopilada en la Base de Datos. En estas figuras se esquematiza el resultado de la evaluación de todas las reglas lingüísticas diseñadas con este Método para calificar la aplicabilidad de un tratamiento con geles.

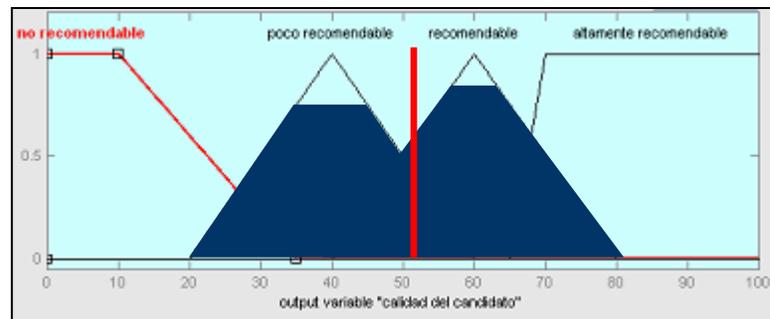


Figura 48. Evaluación esquemática del pozo VLE-1113 con el MLD

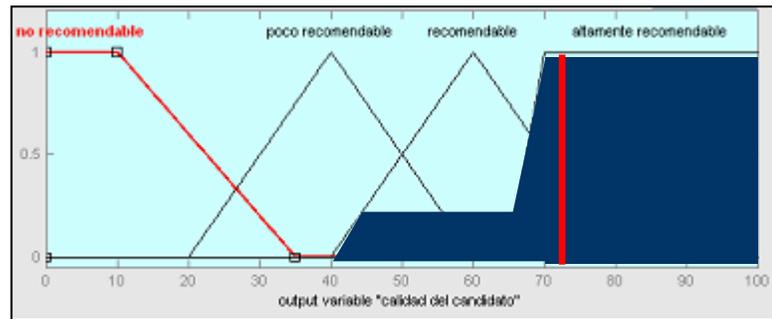


Figura 49. Evaluación esquemática del pozo GF-143 con el MLD

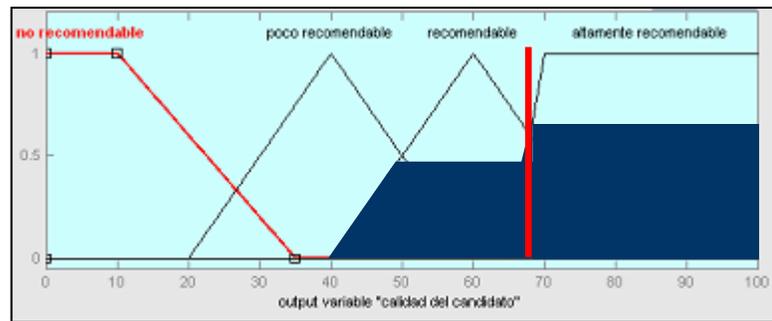


Figura 50. Evaluación esquemática del pozo SVS-300 con el MLD

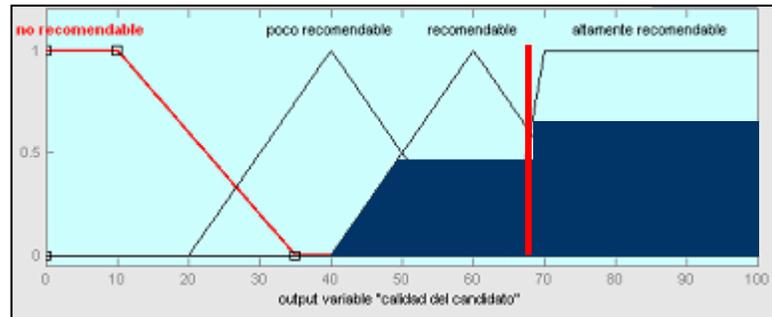


Figura 51. Evaluación esquemática del pozo SVS-212st con el MLD

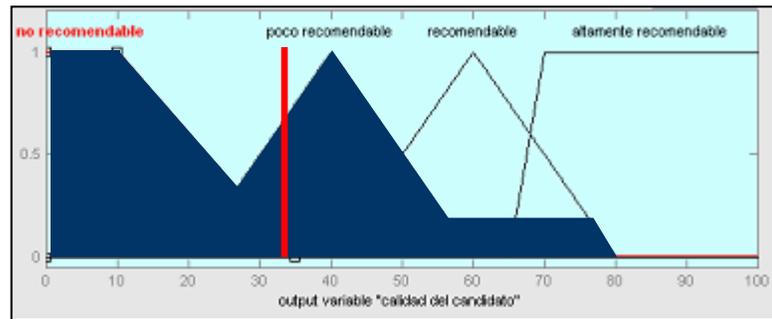


Figura 52. Evaluación esquemática del pozo LB-498 con el MLD

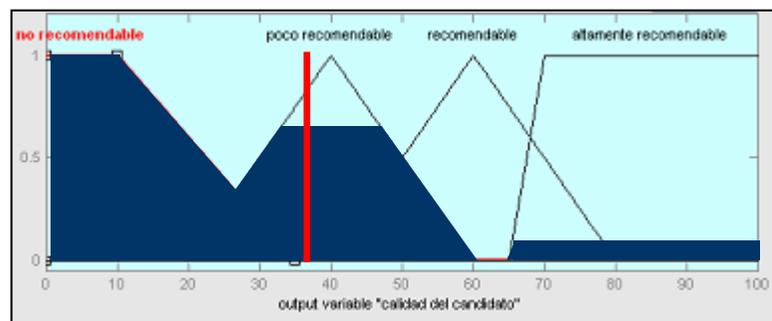


Figura 53. Evaluación esquemática del pozo SVS-103st con el MLD

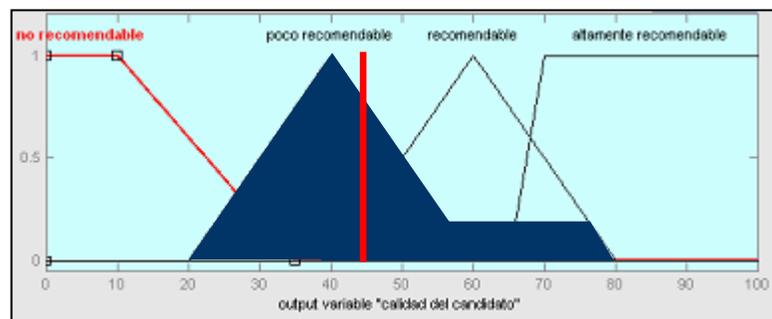


Figura 54. Evaluación esquemática del pozo SVS-266st con el MLD

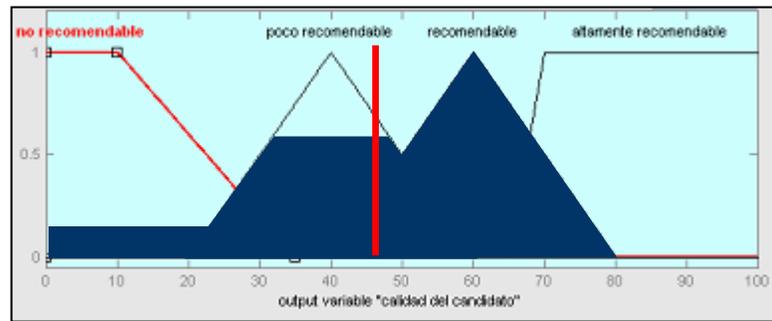


Figura 55. Evaluación esquemática del pozo LL-3726 con el MLD

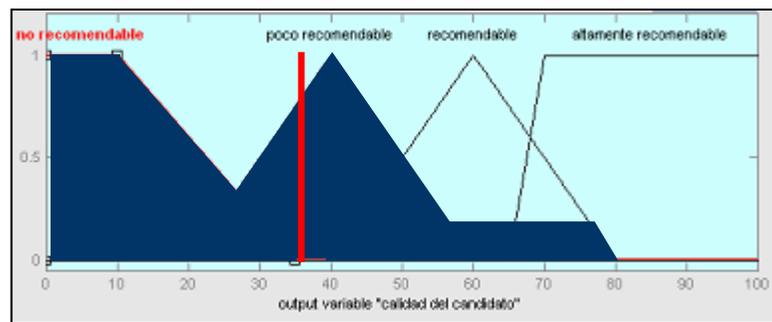


Figura 56. Evaluación esquemática del pozo VLE-1274 con el MLD

A partir de las figuras anteriores, usando el proceso de inferencia se obtuvo la evaluación de los pozos bajo estudio. En la Tabla 20 a continuación, se muestra la evaluación **cuantitativa y cualitativa** obtenida por el Método de Lógica Difusa sobre la aplicación de un tratamiento con geles en los pozos analizados.

Tabla 20. Evaluación con MLD (canalización matricial sin flujo cruzado)

Pozo	Método de Lógica Difusa	
	Evaluación cuantitativa (centroide)	Evaluación cualitativa
VLE-1113	50,2	Recomendable
GF-143	71,3	Altamente recomendable
SVS-300	68,7	Recomendable
SVS-212st	68,7	Recomendable
LB-498	33,8	Poco recomendable
SVS-103st	35,6	Poco recomendable
SVS-266st	44,4	Recomendable
LL-3726	47,3	Recomendable
VLE-1274	36,3	Poco recomendable

En la Tabla 21 se compara la evaluación obtenida luego de la aplicación de MLD con los resultados reales del tratamiento con geles en los pozos bajo estudio.

Tabla 21. Resultado real vs. MLD (canalización matricial sin flujo cruzado)

Pozo	Resultado real	MLD	
		Evaluación cuantitativa (centroide)	Evaluación cualitativa
VLE-1113	Exitoso	50,2	Recomendable
GF-143	Exitoso	71,3	Altamente recomendable
SVS-300	Exitoso	68,7	Recomendable
SVS-212st	Exitoso	68,7	Recomendable
LB-498	No Exitoso	33,8	Poco recomendable
SVS-103st	No Exitoso	35,6	Poco recomendable
SVS-266st	No Exitoso	44,4	Recomendable
LL-3726	No Exitoso	47,3	Recomendable
VLE-1274	No Exitoso	36,3	Poco recomendable

Reconociendo que la muestra de pozos utilizada para evaluar la aplicabilidad del MLD es reducida, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Los resultados de la evaluación cualitativa arrojados por el MLD como Recomendable y Altamente Recomendable coinciden con los resultados reales de la aplicación de geles en los pozos bajo estudio calificados como Exitosos
- Las evaluaciones cuantitativas obtenidas con el MLD, diferencia los casos con resultado real exitoso de los casos con resultado real no exitoso. Esto se puede observar al agrupar las evaluaciones mayores de cincuenta puntos y que coinciden con los resultados reales exitosos
- Los resultados reales calificados como no exitosos coinciden con las evaluaciones cuantitativas del MLD menores a cincuenta puntos
- El pozo con resultados reales de la aplicación del tratamiento con geles más duraderos SVS-300 obtiene con el MLD una de las puntuaciones más altas
- El pozo LB-498 obtiene la calificación más baja con el MLD, lo que coincide con la opinión de algunos expertos que califican al pozo como pobre candidato, debido a su bajo índice de productividad

Canalización a través de fracturas naturales

En las Figuras 57 a 64 mostradas a continuación, se muestran los resultados obtenidos al evaluar con el MLD a los pozos con información recopilada en la Base de Datos. En estas figuras se esquematiza el resultado de la evaluación de todas las reglas lingüísticas diseñadas con este método para calificar la aplicabilidad de un tratamiento con geles.

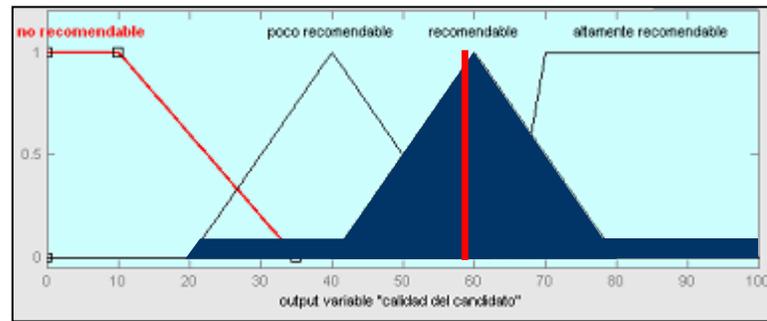


Figura 57. Evaluación esquemática del pozo MOT-43 (1°) con el MLD

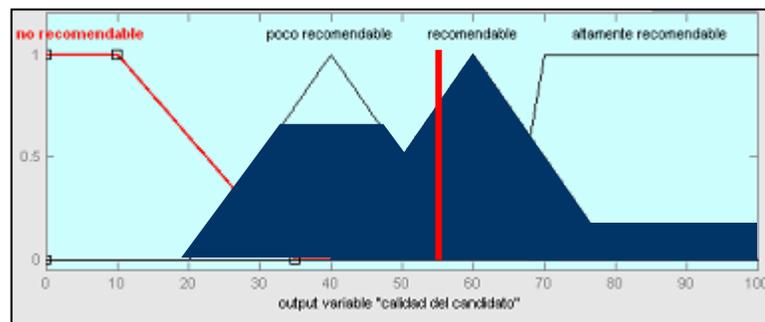


Figura 58. Evaluación esquemática del pozo MOT-43 (2°) con el MLD

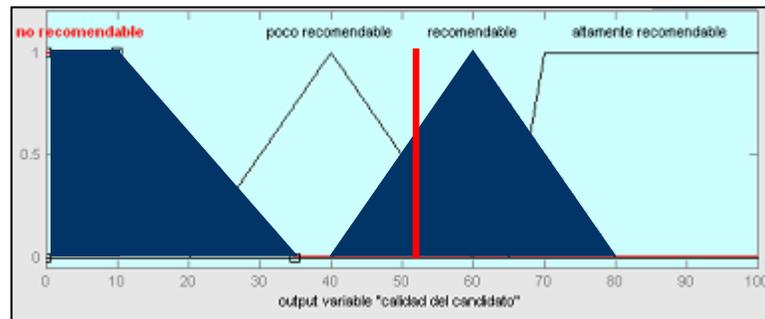


Figura 59. Evaluación esquemática del pozo MOT-27 con el MLD

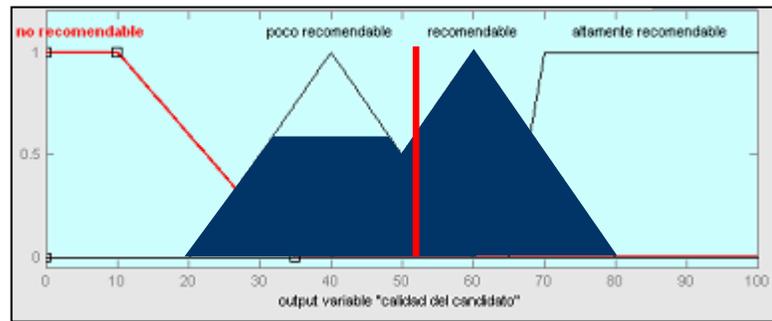


Figura 60. Evaluación esquemática del pozo MOT-47 (1°) con el MLD

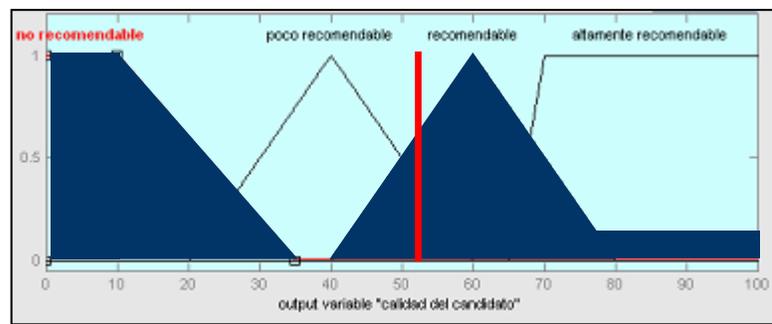


Figura 61. Evaluación esquemática del pozo MOT-47 (2°) con el MLD

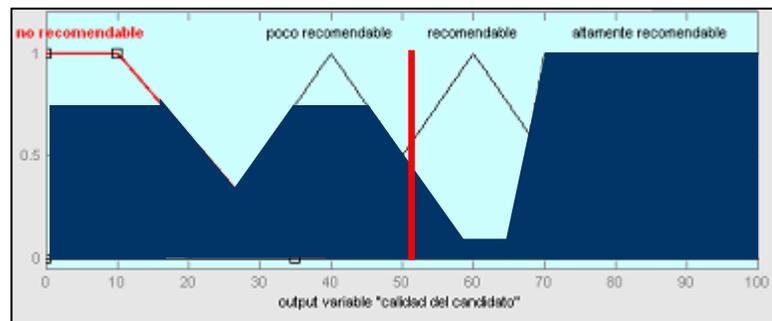


Figura 62. Evaluación esquemática del pozo MOT-25b con el MLD

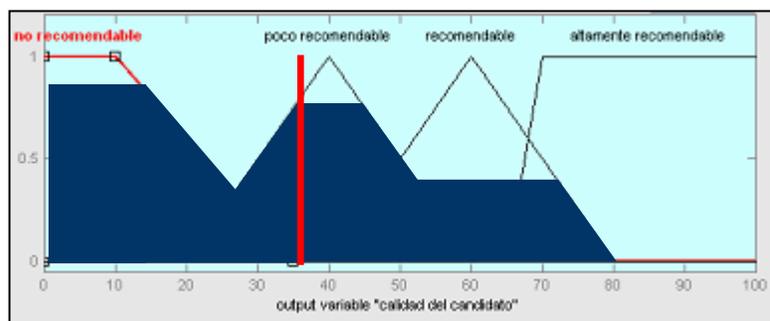


Figura 63. Evaluación esquemática del pozo MOT-44 con el MLD

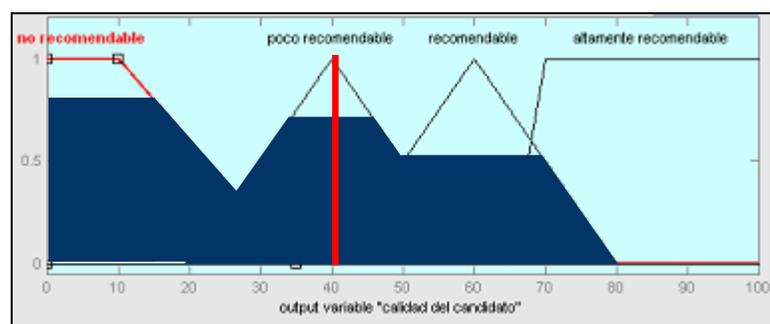


Figura 64. Evaluación esquemática del pozo MOT-63 con el MLD

En la Tabla 22 a continuación, se muestran la evaluación **cuantitativa y cualitativa** obtenida por el Método de Lógica Difusa en los pozos bajo estudio.

Tabla 22. Evaluación con MLD (canalización a través de fracturas naturales)

Pozo	Método de Lógica Difusa	
	Evaluación cuantitativa (centroide)	Evaluación cualitativa
MOT-43 (1°)	59	Recomendable
MOT-43 (2°)	54,1	Recomendable
MOT-27	52,4	Recomendable
MOT-47 (1°)	51,2	Recomendable
MOT-47 (2°)	52,4	Recomendable
MOT-25b	50,8	Recomendable
MOT-44	36,7	Poco Recomendable
MOT-63	40,1	Poco Recomendable

En la Tabla 23 se compara la evaluación obtenida del MLD con los resultados reales del tratamiento con geles en los pozos bajo estudio.

Tabla 23. Resultado real vs. MLD (canalización a través de fracturas naturales)

Pozo	Resultado real	MLD	
		Evaluación cuantitativa (centroide)	Evaluación cualitativa
MOT-43 (1°)	Exitoso	59	Recomendable
MOT-43 (2°)	Exitoso	54,1	Recomendable
MOT-27	Exitoso	52,4	Recomendable
MOT-47 (1°)	No Exitoso	51,2	Recomendable
MOT-47 (2°)	Exitoso	52,4	Recomendable
MOT-25b	No Exitoso	50,8	Recomendable
MOT-44	No Exitoso	36,7	Poco Recomendable
MOT-63	No Exitoso	40,1	Poco Recomendable

Reconociendo que la muestra de pozos utilizada para evaluar la aplicabilidad del Método propuesto es reducida, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- La mayoría de los resultados de la evaluación cualitativa arrojados por el Método como Recomendable coinciden con los resultados reales de la aplicación de geles en los pozos bajo estudio calificados como Exitosos
- Los pozos MOT-47 (1°) y MOT-25(b) recibieron evaluaciones cualitativas Recomendables para la aplicación de geles. Sin embargo, los tratamientos reales con geles en los pozos resultaron no exitosos. Las evaluaciones cuantitativas en estos pozos superan sólo ligeramente el valor de cincuenta (50). Si se observan las funciones de pertenencia diseñadas para caracterizar el MLD, las evaluaciones ligeramente superiores a 50 también pueden ser consideradas como aplicaciones Poco recomendables. En las Figuras 62 y 60 se observa que existe un rango posible de evaluaciones con el Método [50-60] en el que se puede calificar la aplicabilidad de un tratamiento con geles como Poco Recomendable o Recomendable

- Los resultados reales de la aplicación de tratamientos con geles, calificados como No exitosos coinciden con las evaluaciones cuantitativas del Método inferiores a cincuenta puntos

De la **evaluación del Método de Lógica Difusa con casos de campo** se deben hacer las siguientes observaciones:

- Aunque el Método desarrollado para la evaluación de pozos candidatos a la aplicación de geles utiliza parámetros seleccionados a partir de un análisis débil de sensibilidad, también evalúa criterios utilizados actualmente en la selección de pozos candidatos y que son considerados importantes por algunos expertos en la materia, lo cual lo hace robusto
- La evaluación o puntuación de un pozo candidato a tratamiento con geles a través de este método es consistente y uniforme. Consistente, porque la puntuación a obtenerse con el MLD, tiene rangos de valores especificados y fijos a partir de los que se califica cualitativamente a los pozos candidatos evaluados. Es uniforme, porque la evaluación de un pozo **no** dependerá del conjunto de pozos que se pretendan evaluar con este método
- El Método de Lógica Difusa propuesto evalúa la posible la aplicación de geles en un pozo, a través de la predicción estimada del resultado del tratamiento. La posible aplicación de geles sugerida por el MLD no arroja evaluaciones únicas. Es decir, a veces se pueden obtener resultados entre Poco Recomendable y Recomendable. En estos casos deben revisarse más detalladamente los pozos evaluados
- Las evaluaciones del MLD y los resultados reales de los pozos analizados coinciden en los casos en que el origen de la producción de agua se debe a la

canalización matricial sin flujo cruzado. sin embargo, esto no ocurre para todos los casos con canalización a través de fracturas naturales.

- La muestra de pozos recopilados y utilizada para comparar la evaluación obtenida a través del MLD con los resultados reales, es muy reducida, por lo que la evaluación de la aplicabilidad de este método no es decisiva

CONCLUSIONES

El análisis de sensibilidad realizado señala la relación agua-petróleo como el parámetro más importante en la estimación del resultado económico de un tratamiento con geles. Esto coincide con los criterios indicados en la literatura para la selección de pozos candidatos.

El factor de resistencia residual al agua y el precio del barril de petróleo tienen gran impacto en el éxito técnico-económico de un tratamiento con geles. Estos parámetros constituyen criterios claves para la selección de pozos candidatos.

La evaluación de un pozo con el Método Variación Exponencial de Diferencias lleva a una posición relativa de las posibilidades de éxito con respecto a los pozos analizados. Es decir, que el puntaje arrojado por el método **no** determina por sí mismo la aplicabilidad de los geles, sino que evalúa al pozo con respecto a la muestra analizada.

Los pesos o importancia relativa de los parámetros de pozo y de yacimiento obtenidos con el Método de Variación Exponencial de Diferencias no son consistentes con los resultados obtenidos durante el análisis de sensibilidad realizado.

El Método de Lógica Difusa que se ha propuesto es innovador y robusto. Evalúa cuantitativamente a pozos candidatos a partir de numerosos criterios, resultado de integrar los parámetros con mayor influencia en el éxito de un tratamiento con geles y los parámetros de selección utilizados tradicionalmente.

La evaluación de un pozo con el Método de Lógica Difusa es consistente, no depende de la muestra de pozos que se pretenda analizar y, a diferencia de los métodos de selección actuales, la evaluación es objetiva.

El método propuesto con Lógica Difusa permite realizar una evaluación cuantitativa, confiable y rápida para la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles. La comparación entre el pronóstico y la realidad (éxito/fracaso) resultó muy favorable para los casos en que la causa de producción de agua se debe a la canalización matricial sin flujo cruzado.

La evaluación de las metodologías propuestas con casos de campo no es decisiva, debido a la reducida muestra de pozos con información disponible en los que se evaluó la metodología. Por esto, debe considerarse como una primera aproximación a la solución del problema. Hay más trabajo por hacer en el futuro.

RECOMENDACIONES

Realizar pruebas de laboratorio que determinen los parámetros con mayor impacto y señalen su influencia en el resultado de un tratamiento con geles, como la relación entre la permeabilidad de la roca o la viscosidad de los fluidos del yacimiento y el factor de resistencia residual del gel.

Aplicar metodologías alternativas al Método Variación Exponencial de Diferencias para la selección de pozos candidatos a tratamientos con geles.

Desarrollar un sistema más sofisticado y preciso fundamentado en Lógica Difusa, a partir de información de aplicaciones de geles y correlaciones de expertos que permitan construir **más reglas lingüísticas**.

Revisar las reglas lingüísticas utilizadas en el desarrollo del Método de Lógica Difusa, para la evaluación de pozos con problemas de producción de agua por canalización a través de fracturas naturales.

Ampliar la Base de Datos de pozos tratados con geles y extender las evaluaciones en los pozos a ser tratados, tanto antes como después de la aplicación de la tecnología.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. DI LILLO, G.; RAE, P. **New Insight into Water Control - A review**. SPE 77963 presented at SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia. 8-10 October, 2002
2. SERIGHT, R.S. AND LIANG, J. **A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff**. SPE 26991 presented at the 1994 SPE III Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, April 27-29
3. SERIGHT, R.; LANE, R.; SYDANSK, R. **A Strategy for Attacking Excess Water Production**. SPE Production and Facilities. August, 2003. 158-169 pp
4. ELPHICK, J.; SERIGHT, S. **A Classification Water Problem Types**. SPE 1 presented at the 1997 PNEC 3rd International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off. Houston, Texas
5. HILL, D.; NEME, E.; EHLIG, C.; MOLLINEDO, M. **Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields**. Oilfield Review 8, no. 3 (Fall 1996). 4-17 pp
6. CHAN, K. **Water Control Diagnostics Plots**. SPE 30775 presented at the Annual SPE Conference and Exhibition. Dallas. Oct 22-25, 1995
7. PAPPAS, J.; CREEL, P.; CROOK R. **Problem Identification and Solution Method for Water Flow Problems**. SPE 35249 presented at the 1996 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Midland. March 27-29
8. LOVE, T. **Problem Diagnosis, Treatment Design and Implementation Process Improves Waterflood Conformance**. SPE 49201 presented at the 1998 Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Sep 27-30
9. PDVSA, Intevep. **Gerencia del Agua en Producción: una visión integral**. Manual. Los Teques, Venezuela. Julio 2005

10. HALLIBURTON. **Conformance Technology**. Halliburton Energy Services. Houston, 1996
11. SYDANSK, R.; SOUTHWELL, G. **More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology**. SPE 49315. Presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 Sept, 1998
12. LIANG, J. SERIGHT, R. S. **Wall-Effect/Gel-Droplet Model of Disproportionate Permeability Reduction**. Society of Petroleum Engineers. SPE 59344, 2000
13. SERIGHT, R. **Impact of Permeability and Lithology on Gel Performance**. SPE/DOE 24190. Presented at the SPE/DOE eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, April 22-24, 1992
14. AL-SHARJI, H. **Pore-Scale Study of the Flow of Oil and Water through Polymer Gels**. SPE 56738 presented at the 1999 annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct. 3-6
15. LIANG, J.; SUN, H.; SERIGHT, R. **Reduction of Oil and Water Permeabilities Using Gels**. SPE 24195 presented at the 1992 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, April 22-24
16. LIANG, J.; SUN, H.; SERIGHT, R. **Why Do Gels Reduce Water Permeability More than Oil Permeability?**. SPERE (Nov. 1995) 282-286 pp
17. SERIGHT, R.; LIANG, J.; LINDQUIST, B.; DUNSMUIR, J. **Characterizing Disproportionate Permeability Reduction Using Synchrotron X-Ray Computed Microtomography**. SPE 71508 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 30-Oct. 3
18. WILLHITE, G. **Mechanisms Causing Disproportionate Permeability in Porous Media Treated With Chromium Acetate/HPAAM Gels**. SPE 59345

- presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, April 3-5
19. Miller, M. Chan, K. S. **Water and Gas Control gel Placement**. Society of Petroleum Engineers. SPE 38325, 1997.
 20. FREUND J.; WALPOLE, R. **Estadística matemática con aplicaciones**. 4 ed. Prentice-Hall. México. 1-73 pp
 21. LEVIN, R.; RUBIN, D. **Estadística para administradores**. Prentice Hall. México, 1996
 22. JENSEN, J.; LAKE, L.; CORBETT, P.; GOGGIN, D. **Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists**. Prentice-Hall. Estados Unidos 1997. 61,390 pp
 23. MURTHA, J. **Monte Carlo Simulation: Its Status and Future**. JPT. Abril, 1997. 361 pp
 24. RIVAS, O.; EMBID, S.; BOLÍVAR, F. **Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes**. SPE 236414. SPE Advanced Technology Series, Vol. 2, no. 1. 1997. 95-103 pp
 25. CUEVAS, R. **Estudio de ajuste y aplicación de correlaciones para la inyección de nitrógeno**. Trabajo Especial de Grado. PDVSA-Intevep, Octubre 2002
 26. ZADEH L. **Outline of a New Approach to the Analysis of Complex Systems and Decision Processes**. Department of Electrical Engineering and Electronics Research Laboratory, University of California, Berkeley, california, vol. SMC-3, no. 1, 28-44 pp, 1973
 27. LUKASIEWICZ, J. **Elements of mathematical Logic**. The MacMillan Company, New York, NY, 1963
 28. BLACK, M. **Vagueness: An Exercise in Logical Analysis**. Philosophy of Science, 4, 1937, 427-455 pp

29. BEZDEK, J.; PAL, S. **Fuzzy Models for Pattern Recognition: methods that search for structures in data**. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, 1992. 539 pp
30. CHANG, R. **Fuzzy Decision Tree Algorithms**. Department of Electrical Engineering and Computer Science, Princeton University, Princeton. Vol. SMC-7, no. 1, 1977. 28-35 pp
31. ZHANGGUI, LIAN. **Integration of Fuzzy Methods into Geostatistics for Petrophysical Property Distribution**. SPE 49964. Octubre, 1998. Perth Australia
32. CHEN, H.; FANG, J.; KORTRIGHT, M.; CHEN, D. **Novel Approaches to the Determination of Archie Parameters II: Fuzzy Regression Analysis**. SPE 26288. 1993
33. ZHOU, C.; WU, X.; CHENG, J. **Determining Reservoir Properties in Reservoir Studies Using a Fuzzy Neural Network**. SPE 26430. Octubre, 1993. Texas, USA
34. CHUNG, T.; CARROLL, H.; LINDSEY, R. **Application of Fuzzy Expert Systems for EOR Project Risk Analysis**. SPE 30741. Presentado Octubre 1995 en Dallas USA
35. NIKRAVESH, M.; DOBIE, C. **Field-Wise Waterflood Management in Low Permeability, Fractured Oil Reservoirs: Neuro-Fuzzy Approach**. SPE 37523. Febrero, 1997. California, USA
36. WU, C.; LU, G.; YEN, J. **Statistical and Fuzzy Infill Drilling Recovery Models for Carbonate Recovery**. SPE 37728. Marzo, 1997. Manama, Bahrain
37. GARROUCH, A.; LABBADIBI, M. **Using Fuzzy Logic for UBD Candidate Selection**. SPE 81644. Marzo 2003. Texas, USA
38. XIONG, H. **An Investigation Into the Application of Fuzzy Logic to Well Stimulation Treatment Desing**. SPE 27672. Marzo, 1994. Texas, USA.

39. MOHAGHEGH, S.; REEVES, S.; HILL, D. **Development of an Intelligent Systems Approach for Restimulation Candidate Selection**. SPE 59767. Abril 2000. Alberta, Canadá
40. RIVERA, V. **Fuzzy Logic Controls Pressure In Fracturing Fluid Characterization Facility**. SPE 28239. Agosto, 1994. Texas, USA
41. ORESTES, A.; MARTINS, V. **The Use of Fuzzy Mathematics of Finance: Risk Evaluation in Petroleum Development**. SPE 69556. Marzo 2001, Buenos Aires, Argentina
42. YONG, H.; HU, Y.; XIAO, F. **Fuzzy-Grey Element Relational Decision-Making Analysis and Its Application**. SPE 39579. Febrero, 1997. New Delhi, India
43. BOLIVAR, F.; ALVAREZ, I. **Evaluación del Impacto Económico-Financiero de la Tecnología Multigel en el Campo Barua Motatán**. Informe Técnico INT-6065,1999. PDVSA-Intevep. Septiembre, 1999
44. JIMÉNEZ, J.; RODRÍGUEZ, R.; CAMPOS, R. **Análisis Económico de la Rentabilidad del Uso de Sistemas Gelificantes en Pozos Productores**. Informe Técnico INT-4913,1998. PDVSA-Intevep. Julio, 1998. 43 pp.
45. DEL CONTE, B. **Optimización del Volumen de Inyección de Gel para Tratamientos de Control de agua aplicando Métodos basados en Riesgo e Incertidumbre**. Trabajo Especial de Grado UDO. Noviembre, 2003
46. CAICEDO, S.; DEL CONTE B.; PRADO, M. **Gel-Volume Optimization in Water Conformance Applying Risk and Uncertainty**. SPE 94515. Presented at the 2005 SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-30 June

APÉNDICE A

Descripción del Modelo Analítico utilizado para el diseño de tratamientos con geles^[45,46]

Este Modelo de Intevep está desarrollado en hojas de cálculo Excel, y básicamente estima el volumen óptimo de gel a inyectarse a un pozo prospecto a este tipo de tratamiento, utilizando el Modelo de Monte Carlo para manejar las incertidumbres. La optimización del volumen de gel se realiza en función del indicador de rentabilidad Valor Presente Neto (VPN) con un horizonte económico del proyecto de **dos años**.

Para la aplicación del modelo, se requiere identificar la **causa** de la producción excesiva de agua, de las que sólo se diferencia entre: canalización matricial sin flujo cruzado, canalización a través de fracturas inducidas y canalización a través de fracturas naturales. Además, es necesario que se conozcan valores actuales de producción del pozo prospecto, como son la tasa de producción de crudo, tasa de agua, presión de fondo fluyente y la relación agua petróleo. De igual manera, se requiere información del yacimiento o zona que es objetivo para la inyección de geles y los fluidos que contiene. Estos parámetros son: presión, temperatura, permeabilidad absoluta y relativa, porosidad, estado de saturación del crudo, espesor del yacimiento, radio de drenaje, viscosidades, densidades, entre otros.

También se requieren valores de parámetros asociados al gel como lo son la viscosidad y los factores de resistencia residual al agua y al crudo.

El Modelo posee un Módulo de Análisis Nodal donde se determinan los valores de producción **luego del tratamiento**. Esta parte no se describirá, porque no fue usado durante este estudio. Los valores de producción luego de un tratamiento con geles se

determinaron en este Trabajo Especial de Grado usando el Método de Afluencia de Vogel para una presión de fondo fluyente conocida.

Además, el modelo cuenta con una amplia selección de parámetros económicos, como son los costos de producción de agua, producción de crudo, precio del barril de crudo, precio del gel, entre otros.

Utilizando todos estos datos, el modelo evalúa el Valor Presente Neto de la producción de un pozo con problemas de producción de agua en dos casos:

- a. Caso Base, o caso en el que el pozo **no** se le **aplica** ningún tratamiento para el control del agua.
- b. Caso de aplicar Gel, o sea caso en el que se desarrolla un proyecto de inyección de geles **en ese pozo**.

Ambos casos se evalúan para un horizonte económico de dos años, que se estima es el tiempo de vida promedio de un tratamiento con geles. Para diferentes volúmenes de gel, se identifica como volumen óptimo de gel aquel que lleva al mayor VPN.

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad de los parámetros y determinar aquellos con mayor influencia en un tratamiento con geles para el control de agua, el Modelo Analítico aquí descrito fue modificado. Esto se hizo para que usara un **valor constante** e igual a quinientos (500) barriles de gel para determinar el VPN de la inyección de gel a dos años del tratamiento, **en lugar de determinar el volumen óptimo de gel**.

Las ecuaciones programadas en código *Visual Basic* y utilizadas en este Modelo Ajustado para determinar el valor presente neto, se resumen a continuación:

Caso canalización matricial sin flujo cruzado

Radio de Penetración:

$$r_{pw} = \sqrt{\left(\frac{V_{SG}}{0.56 * h * \phi * (1 - Sor)} \right)} \dots\dots\dots(17)$$

Donde:

- r_{pw} = Radio de penetración en la zona de agua, pies
- V_{SG} = Volumen de la solución gelificante, barriles
- h = Altura de la zona a tratar, pies
- ϕ = Porosidad de la zona a tratar, fracción
- Sor = Saturación de petróleo residual, adimensional

Relación del índice de productividad del petróleo después y antes del tratamiento de inyección de geles

Para la aplicación de gel para los casos de canalización matricial sin flujo cruzado, se supuso que se realiza mediante la técnica de aislamiento mecánico. Esta técnica consiste en colocar en el pozo una empacadura o tapón inflable, el cual garantice un aislamiento entre la zona ofensora y la productora. De esta manera, el gel se coloca de manera selectiva en la zona ofensora o de agua. Al suponer que la aplicación de geles en estos casos se realiza con aislamiento mecánico, la zona de crudo no se ve afectada por el gel. Por lo tanto, la relación de índice de productividad del petróleo después y antes de la inyección es igual a la unidad.

En la Figura A.1 a continuación, se muestra la técnica de colocación de gel supuesta en este Trabajo Especial de Grado, en el caso de aplicar gel para controlar la producción de agua, debido a canalización matricial sin flujo cruzado.

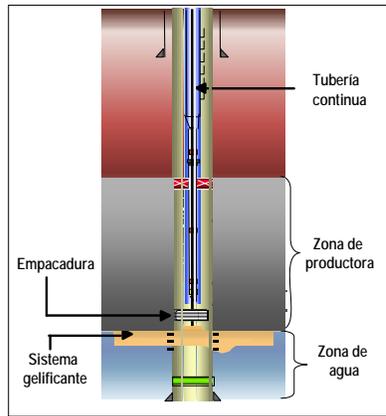


Figura A.1. Técnica de colocación del gel utilizada en los casos de producción de agua debido a canalización matricial sin flujo cruzado

Relación del índice de productividad del agua después y antes del tratamiento de inyección de geles:

$$\frac{IP_{wf}}{IP_{wi}} = \frac{Ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{F_{rrw} * Ln\left(\frac{Lp}{rw}\right) + Ln\left(\frac{re}{Lp}\right)} \dots\dots\dots (18)$$

Donde:

- IP_{wf} = Índice de productividad del agua después del tratamiento, BAPD/lpca
- IP_{wi} = Índice de productividad del agua antes del tratamiento, BAPD/lpca
- F_{rrw} = Factor de resistencia residual al agua, adimensional
- re = Radio de drenaje del pozo, pies
- rw = Radio del pozo, pies
- Lp = Longitud de penetración del tratamiento, pies

Relación agua petróleo después del tratamiento:

$$WOR_f = WOR_i * \left(\frac{IP_{wf}}{IP_{wi}} \middle/ \frac{IP_{of}}{IP_{oi}} \right) \dots\dots\dots (19)$$

Donde:

- WOR_f = Relación entre la tasa de agua y la de petróleo, después del tratamiento
- WOR_i = Relación entre la tasa de agua y la de petróleo, antes del tratamiento
- $\frac{IP_{wf}}{IP_{wi}}$ = Relación del índice de productividad al agua después y antes del tratamiento de inyección de geles

$\frac{IP_{of}}{IP_{oi}}$ = Relación del índice de productividad al petróleo después y antes del tratamiento de inyección de geles

Caso canalización a través de fracturas naturales

Para éste caso, el área de la fractura se asigna como parámetro de entrada.

Relación del área de fractura entre la zona de agua y la zona de crudo

La ecuación que describe éste parámetro, se basa en la ecuación de Darcy para flujo lineal:

$$\frac{A_{fw}}{A_{fo}} = \frac{IP_{wi} * k_o * \mu_w * B_w}{IP_{oi} * k_w * \mu_o * B_o} \dots\dots\dots (20)$$

Donde:

- $\frac{A_{fw}}{A_{fo}}$ = Relación del área de fractura entre la zona de agua y la zona de crudo
- IP_{wi} = Índice de productividad al agua antes del tratamiento, BAPD/lpca
- IP_{oi} = Índice de productividad al petróleo antes del tratamiento, BPD/lpca
- μ_o = Viscosidad del petróleo, cps
- B_o = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN
- K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo, md
- μ_w = Viscosidad del agua, cps
- B_w = Factor volumétrico del agua, BY/BN
- K_w = Permeabilidad efectiva al agua, md

Área de la Fractura en la Zona de Crudo:

$$A_{fo} = \frac{A_f}{\left(\frac{A_{fw}}{A_{fo}} + 1 \right)} \dots\dots\dots (21)$$

Donde:

- A_{fo} = Área de la fractura en la zona de petróleo, pies²
- A_f = Área de la fractura, pies²
- $\frac{A_{fw}}{A_{fo}}$ = Relación del área de fractura entre la zona de agua y la zona de crudo

Área de la fractura en la zona de agua:

$$A_{fw} = A_f - A_{fo} \dots\dots\dots(22)$$

Donde:

- A_{fw} = Área de la fractura en la zona de agua, pies²
 A_f = Área de la fractura, pies²
 A_{fo} = Área de la fractura en la zona de petróleo, pies²

Parámetro de distancia (Le):

$$Le = \frac{K_w * A_f * \Delta P}{887.46 * Q_w * \mu_w} \dots\dots\dots (23)$$

Donde:

- Le = Parámetro de distancia, pies
 A_f = Área de la fractura, pies²
 K_w = Permeabilidad efectiva al agua, md
 Q_w = Caudal de agua, BAPD
 ΔP = Diferencia de presión entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente, lpca
 μ_w = Viscosidad del agua, cps

Relación de movilidad entre el gel y el petróleo:

$$\frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_{gel} * k_o}{\mu_o * k_w} \dots\dots\dots (24)$$

Donde:

- λ_o / λ_w = Relación de movilidad entre el gel y el petróleo, adimensional
 μ_{gel} = Viscosidad del gel, cps
 K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo, md
 μ_o = Viscosidad del petróleo, cps
 K_w = Permeabilidad efectiva al agua, md

Relación entre la longitud de penetración en la zona de crudo y en la zona de agua:

$$\frac{L_{po}}{L_{pw}} = \frac{-1 + \sqrt{\left(1 + 4 * \left(\frac{\lambda_o}{\lambda_w} - 1\right) * \frac{\lambda_o * \phi_w}{\lambda_w * \phi_o}\right)}}{2 * \left(\frac{\lambda_o}{\lambda_w} - 1\right)} \dots\dots\dots (25)$$

$$\frac{L_{pw}}{L_{po}} = \frac{1}{\left(\frac{L_{po}}{L_{pw}}\right)} \dots\dots\dots (26)$$

Donde:

- L_{po}/L_{pw} = Relación entre la longitud de penetración en la zona de petróleo y en la zona de agua
- λ_o/λ_w = Relación de movilidad entre el gel y el petróleo, adimensional
- ϕ_o = Porosidad de la zona de petróleo, fracción
- ϕ_w = Porosidad de la zona de agua, fracción
- L_{pw}/L_{po} = Relación entre la longitud de penetración en la zona de agua y en la zona de petróleo

Volumen de gel en la zona de crudo y en la zona de agua:

$$V_{SGo} = \frac{V_{SG}}{\left(\frac{L_{pw}}{L_{po}} * \frac{Afw}{Afo} * \frac{\phi_w}{\phi_o}\right) + 1} \dots\dots\dots (27)$$

$$V_{SGw} = V_{SG} - V_{SGo} \dots\dots\dots (28)$$

Donde:

- V_{SGo} = Volumen de la solución gelificante que penetra en la zona de petróleo, barriles
- V_{SGw} = Volumen de la solución gelificante que penetra en la zona de agua, barriles
- V_{SG} = Volumen de la solución gelificante total, barriles
- L_{pw}/L_{po} = Relación entre la longitud de penetración en la zona de agua y en la zona de petróleo
- Afw/Afo = Relación del área de fractura entre la zona de agua y crudo
- ϕ_o = Porosidad de la zona de petróleo, fracción
- ϕ_w = Porosidad de la zona de agua, fracción

Longitud de penetración en la zona de agua y en la zona de crudo:

$$L_{pw} = \frac{5.615 * V_{SGw}}{A_{fw} * \phi_w * (1 - Sor)} \dots\dots\dots (29)$$

$$L_{po} = \frac{5.615 * V_{SGo}}{A_{fo} * \phi_o * (1 - Sor)} \dots\dots\dots (30)$$

Donde:

- L_{pw} = Longitud de penetración en la zona de agua, pies
- L_{po} = Longitud de penetración en la zona de petróleo, pies
- V_{SGo} = Volumen de la solución gelificante que penetra en la zona de petróleo, barriles
- V_{SGw} = Volumen de la solución gelificante que penetra en la zona de agua, barriles
- ϕ_o = Porosidad de la zona de petróleo, fracción
- ϕ_w = Porosidad de la zona de agua, fracción
- Sor = Saturación de agua inicial

Relación de índice de productividad al agua y al crudo después y antes del tratamiento:

$$\frac{IPof}{IPoi} = \frac{1}{1 + \left(\frac{L_{po}}{Le} * (Frr_o - 1) \right)} \dots\dots\dots (31)$$

$$\frac{IPwf}{IPwi} = \frac{1}{1 + \left(\frac{L_{pw}}{Le} \right) * (Frr_w - 1)} \dots\dots\dots (32)$$

Donde:

- $IPwf$ = Índice de productividad al agua después del tratamiento, BAPD/lpca
- $IPwi$ = Índice de productividad al agua antes del tratamiento, BAPD/lpca
- L_{pw} = Longitud de penetración en la zona de agua, pies
- Frr_w = Factor de resistencia residual al agua, adimensional
- $IPof$ = Índice de productividad al petróleo después del tratamiento, BPD/lpca
- $IPoi$ = Índice de productividad al petróleo antes del tratamiento, BPD/lpca
- L_{po} = Longitud de penetración en la zona de petróleo, pies
- Frr_o = Factor de resistencia residual al petróleo, adimensional
- Le = Parámetro de distancia, pies

Relación agua petróleo y fracción de agua

Estos parámetros se calcularon con las mismas relaciones utilizadas para el caso de canalización matricial sin flujo cruzado.

Caso canalización a través de fracturas inducidas

Área de la fractura:

$$A_f = 2 * L_f * h_f \dots\dots\dots (36)$$

Donde:

- A_f = Área de la fractura, pies²
 L_f = Longitud de la fractura, pies
 h_f = Altura de la fractura, pies

Relación entre el área de la fractura en la zona de agua y en la zona de crudo; el área de la fractura en la zona de crudo y en la zona de agua; la relación de movilidad entre el petróleo y el gel; la relación entre la longitud de penetración en la zona de crudo y en la zona de agua; el volumen de gel en la zona de crudo y en la zona de agua; la longitud de penetración en la zona de agua y en la zona de crudo

Se determinan con las mismas relaciones que se han descrito para el caso de canalización a través de fracturas naturales.

Relación de índice de productividad al agua y al crudo después y antes del tratamiento:

$$\frac{IP_{of}}{IP_{oi}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{Lp_o}{re} \right) * (F_{rro} - 1)} \dots\dots\dots (37)$$

$$\frac{IP_{wf}}{IP_{wi}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{Lp_w}{re} \right) * (F_{rrw} - 1)} \dots\dots\dots (38)$$

Donde:

- $\frac{IP_{of}}{IP_{oi}}$ = Relación del índice de productividad al petróleo después y antes del tratamiento de inyección de geles
 Lp_o = Longitud de penetración en la zona de petróleo, pies

- F_{rro} = Factor de resistencia residual al petróleo, adimensional
- IP_{wf}/IP_{wi} = Relación del índice de productividad al agua después y antes del tratamiento de inyección de geles
- L_{p_w} = Longitud de penetración en la zona de agua, pies
- F_{rrw} = Factor de resistencia residual al agua, adimensional
- r_e = Radio de drenaje del pozo, pies

Relación agua petróleo y fracción de agua

Se calculan con las mismas relaciones usadas en el caso de canalización a través de fracturas naturales.

Las siguientes ecuaciones aplican para los tres casos sometidos a estudio

Índice de productividad al agua y al crudo después del tratamiento:

$$IP_{of} = \left(\frac{IP_{of}}{IP_{oi}} \right) * IP_{oi} \dots\dots\dots (39)$$

$$IP_{wf} = \left(\frac{IP_{wf}}{IP_{wi}} \right) * IP_{wi} \dots\dots\dots (40)$$

Donde:

- IP_{of} = Índice de productividad al petróleo después del tratamiento, BPD/lpca
- IP_{of}/IP_{oi} = Relación del índice de productividad al petróleo después y antes del tratamiento, adimensional
- IP_{oi} = Índice de productividad al petróleo antes del tratamiento, BPD/lpca
- IP_{wi} = Índice de productividad al agua antes del tratamiento, BAPD/lpca
- IP_{wf}/IP_{wi} = Relación del índice de productividad al agua después y antes del tratamiento, adimensional
- IP_{wf} = Índice de productividad al agua después del tratamiento, BAPD/lpca

Análisis Económico

El análisis económico realizado consistió en determinar el Valor Presente Neto (VPN) para el caso no aplicar geles (Caso Base) y para el caso de inyectar gel, para un volumen de gel constante e igual a quinientos barriles. El análisis económico se efectuó considerando:

- Un horizonte económico de dos (2) años, por ser éste el tiempo aproximado de duración del efecto de un tratamiento de geles
- Períodos mensuales consecutivos, para un total de veinticuatro (24) meses
- Cada período con una duración de 30,4 días
- Tasa de descuento anual del 10% y mensual de 0,83%
- Tasa de declinación de producción anual de 20% y mensual de 1,6%
- Todos los valores resultantes están dados en dólares USA (\$)
- Precio del crudo 22.12 \$/bbl para el primer año de estudio y 20.83 \$/bbl para el segundo año
- Costo de producción del agua 0.7 \$/bbl
- Costo de producción del crudo 1 \$/bbl
- Costo de gel 90 \$/bbl
- Costo de la unidad de bombeo 1900 \$/hr
- Tiempo total de inyección de geles de 8 horas

Cálculo del VPN

Todos los cálculos mostrados a continuación se realizaron considerando para el **caso Base**, la tasa de producción de petróleo y agua inicial y para el **Caso de Aplicar Geles**, la tasa de producción resultante del Modelo de Afluencia de Vogel.

a) Inversión

Para el Caso Base, la inversión es igual a cero. Para el caso de inyección de gel, el cálculo de la inversión se basó en los cargos por aplicación del gel; que sólo se consideran en el primer período. El cálculo de la inversión se hizo mediante la siguiente expresión:

$$Inversión = CG + CUB \dots\dots\dots (41)$$

Donde:

- Inversión* = Inversión, dólares USA (\$)
- CG* = Costos del Gel, \$/Bbls
- CUB* = Costo Básico de la Unidad de Bombeo, \$/hr

b) Ingresos por venta de crudo

Se utilizaron los precios de los crudos marcadores a escala nacional, aplicando la siguiente expresión:

$$Ingresos = PVC * Qo * Días * (1 - TDeclin)^i \dots\dots\dots (42)$$

Donde:

- Ingresos* = Ingresos, dólares USA (\$)
- PVC* = Precio de venta del crudo, \$/Bbls
- Qo* = Caudal de petróleo producido, BPD
- Días* = Días de cada período, días
- TDeclin* = Tasa de declinación mensual
- i* = Número de período, mes

c) *Egresos*

Se calcularon con la siguiente expresión:

$$Egresos = COP + ISLR + regalías \dots\dots\dots (43)$$

Donde:

- Egresos* = Egresos, dólares USA (\$)
- COP* = Costo operacional, dólares USA (\$)
- ISLR* = Impuesto Sobre La Renta, dólares USA (\$)
- regalías* = Regalías, dólares USA (\$)

d) *Flujo de caja:*

$$FC_i = Ingresos - Egresos \dots\dots\dots (44)$$

Donde:

- FC_i* = Flujo de caja del período i, dólares USA (\$)
- Ingresos* = Ingresos en el período i, dólares USA (\$)
- Egresos* = Egresos en el período i, dólares USA (\$)

e) *Valor Presente:*

$$VP = \frac{FC_i}{(1 - TDesc)^i} \dots\dots\dots (45)$$

Donde:

- VP* = Valor Presente, dólares USA (\$)
- FC_i* = Flujo de caja en cada período, dólares USA (\$)

$TDesc$ = Tasa de descuento mensual
 i = Número de período, mes

f) *Valor Presente Neto:*

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TDesc)^i} - Inversión \dots\dots\dots(46)$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto, dólares USA (\$)
 FC_i = Flujo de caja en cada período, dólares USA (\$)
 $TDesc$ = Tasa de descuento mensual
 i = Número de período, mes
 n = Número total de períodos

g) *Diferencia entre el VPN del Caso de Aplicar Gel y el VPN del Caso Base*

Una vez realizado todos los cálculos anteriores, aplica siguiente cálculo:

$$\Delta VPN = VPN_{cg} - VPN_{sg} \dots\dots\dots(47)$$

Donde:

ΔVPN = Diferencia entre el VPN del Caso de Aplicar Gel y el VPN del Caso Base
 VPN_{cg} = Valor Presente Neto para el Caso de Aplicar Gel
 VPN_{sg} = VPN_{sg} Valor Presente Neto para el Caso Base

APÉNDICE B

Descripción de la herramienta con aplicación del Modelo Monte Carlo

Esta herramienta se utilizó para generar distribuciones probabilísticas a partir de un conjunto de valores reales para las variables involucradas en el cálculo del VPN. Este programa, al ser instalado, presenta un libro Excel con una barra adicional a la usualmente mostrada en esta hoja de cálculo.

Su aplicación se orientó a la simulación estadística tipo Monte Carlo, en el que los parámetros seleccionados, se caracterizaron con una distribución probabilística normal y para un número de iteraciones fijado. Cada una de las variables tomaba valores al azar, dentro de la distribución normal asignada, y se almacenaban los valores del Valor Presente Neto calculado en cada iteración. Así, se obtuvo una distribución probabilística del VPN de un proyecto de inyección de geles. Además, se obtuvo el coeficiente de correlación de cada uno de los parámetros seleccionados con el VPN. Esto último, utilizando el Coeficiente de Correlación de Pearson.

De esta herramienta también se pudieron obtener el coeficiente de correlación por el Método de Contribución a la Varianza, donde se normalizaron los cuadrados de los Coeficientes de Correlación de Pearson y se obtuvo la relación de cada uno de estos parámetros con el VPN, en términos porcentuales.

APÉNDICE C

Gráficas del análisis de sensibilidad de los parámetros de pozo y de yacimiento

En este Apéndice C se muestran las gráficas obtenidas del análisis de sensibilidad para la selección de los parámetros de pozo y de yacimiento con mayor influencia en el éxito de un proyecto de inyección de geles. Las Figuras C.1, C.2 y C.3 muestran la influencia de los parámetros variados para la evaluación de sensibilidad para los casos de producción de agua por canalización matricial sin flujo cruzado, canalización a través de fracturas naturales y canalización a través de fracturas inducidas respectivamente, sobre el valor presente neto (VPN) asociado a un pozo tratado con quinientos barriles de gel a dos años a partir de su aplicación.

Todas las figuras muestran los parámetros evaluados y el rango de valores dentro de los que se variaron. Además, se muestra la correlación de cada uno de esos parámetros con el VPN. Las correlaciones mostradas son de dos tipos:

- a. Coeficiente de Correlación de Pearson (“Rank Correlation”)
- b. Contribución a la Varianza

De las figuras a continuación, se concluyó sobre los parámetros de pozo y de yacimiento con mayor influencia en el éxito económico de un tratamiento con geles.

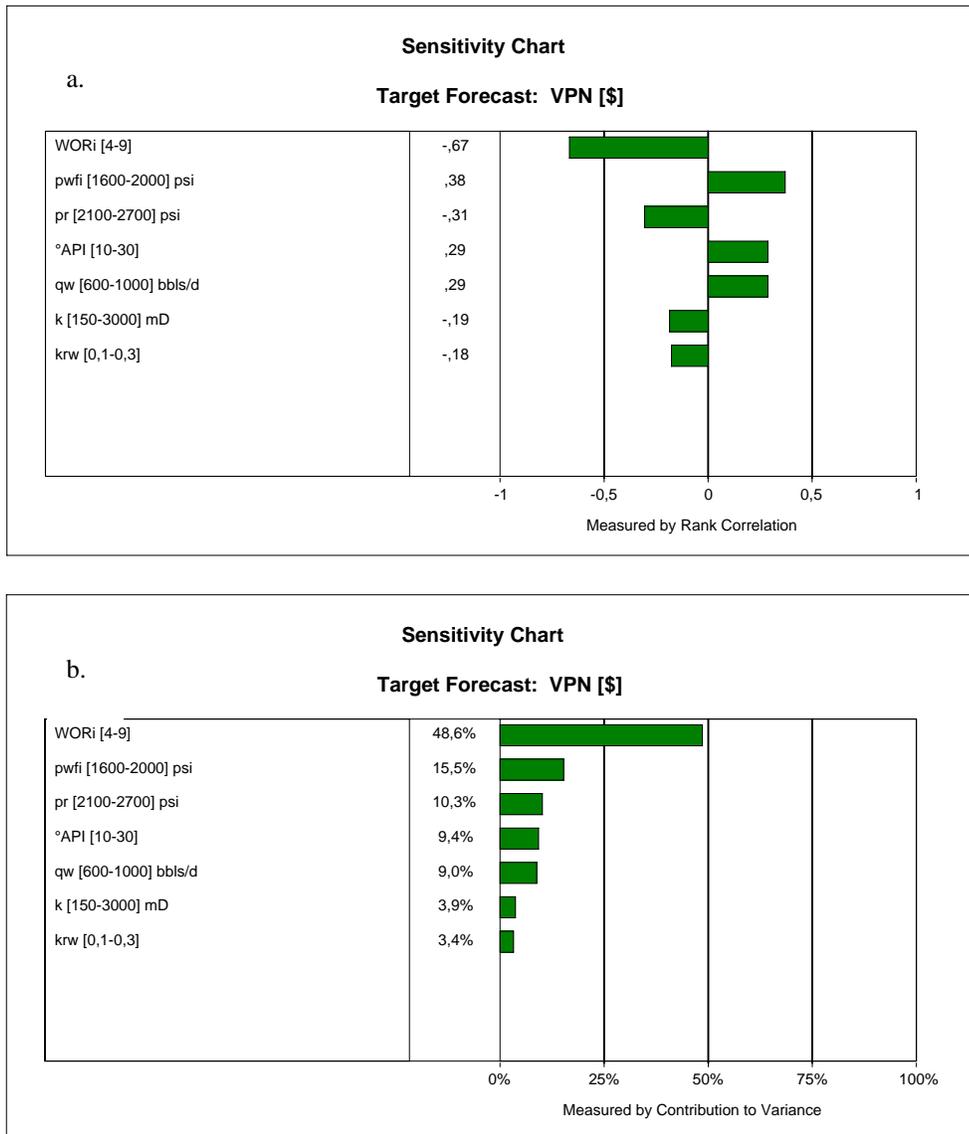


Figura C.1. Correlación de los parámetros de pozos y yacimientos, canalización matricial sin flujo cruzado (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

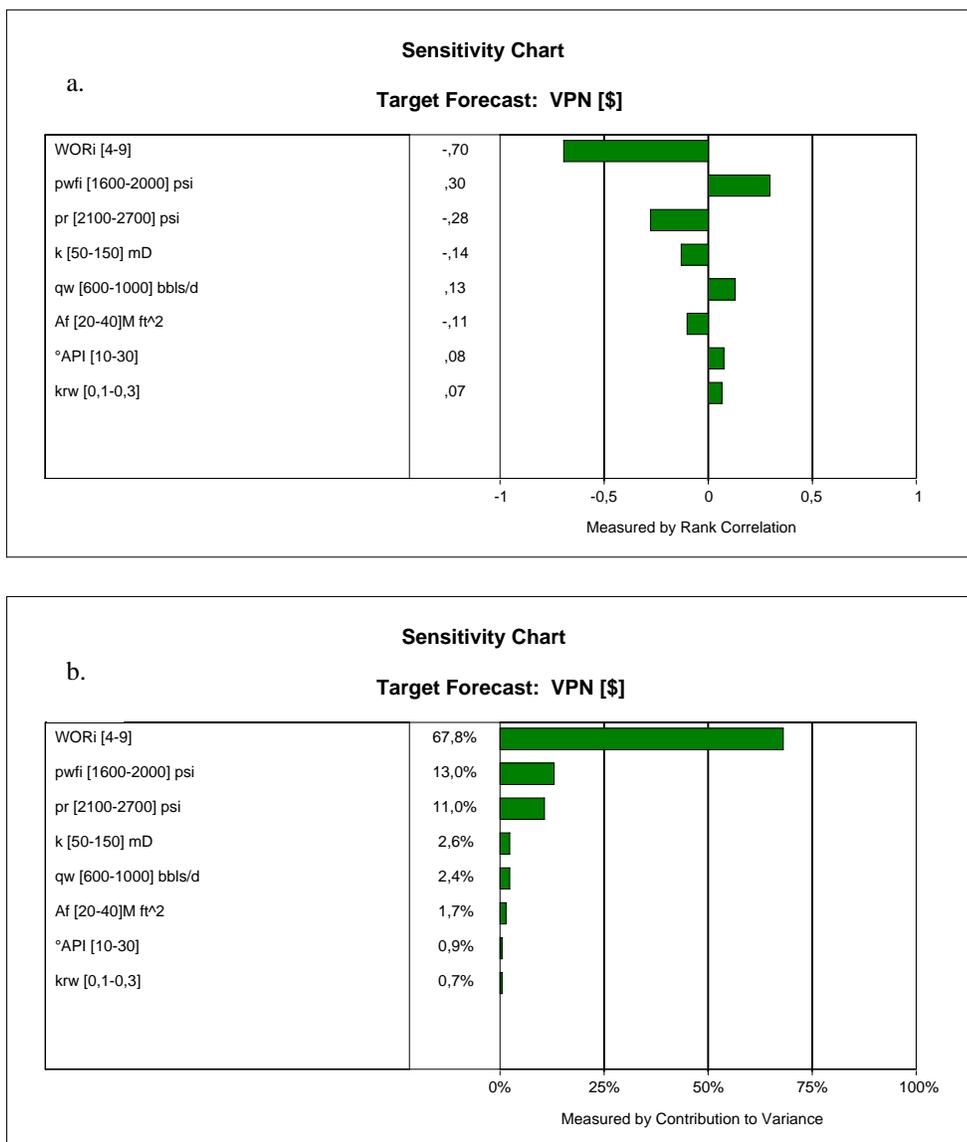


Figura C.2. Correlación de los parámetros de pozos y yacimientos, canalización a través de fracturas naturales (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

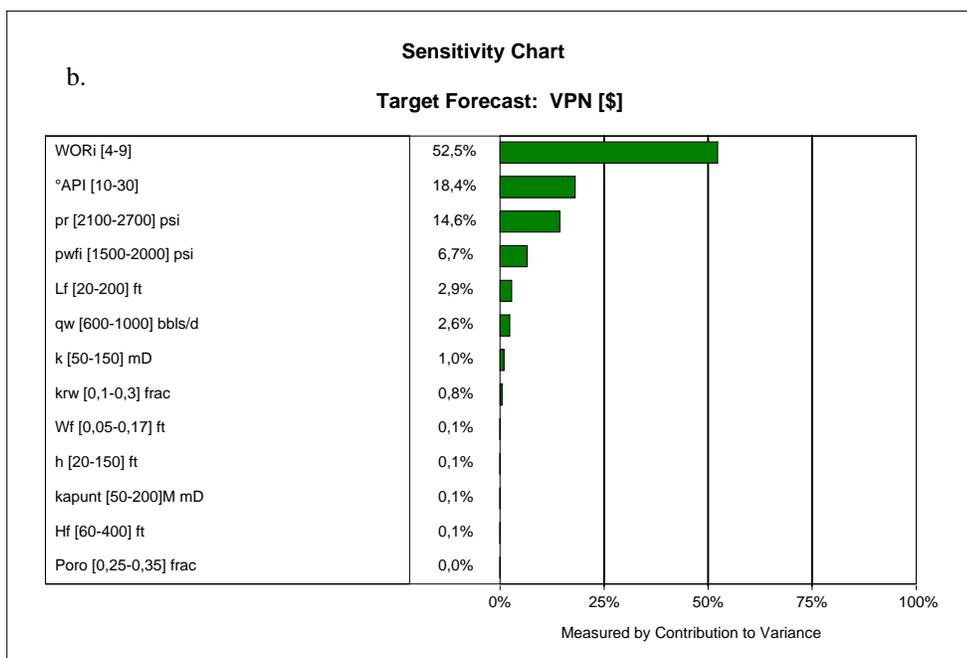
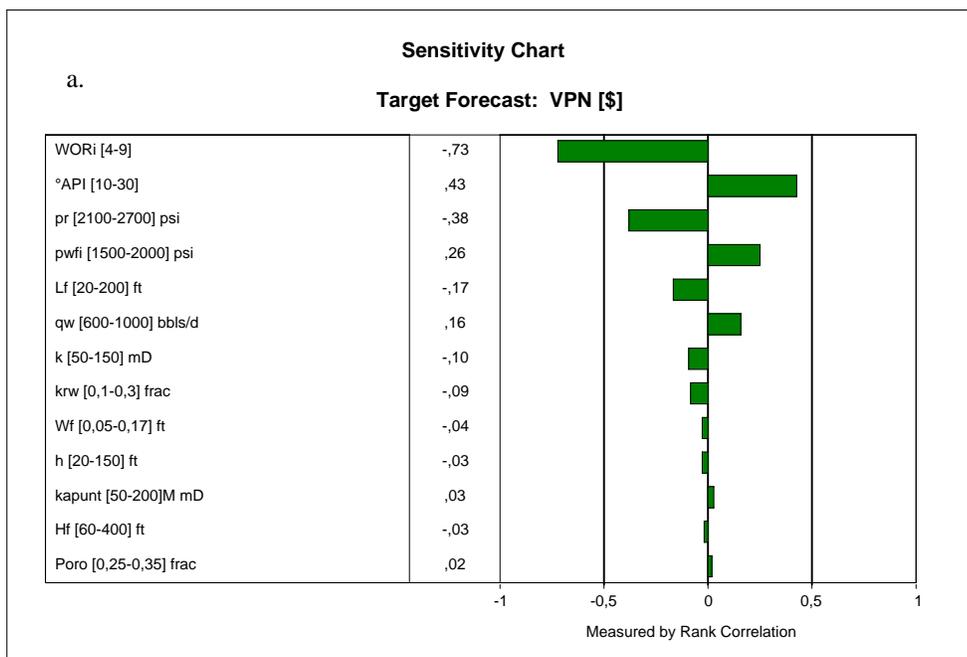


Figura C.3. Correlación de los parámetros de pozos y yacimientos, canalización a través de fracturas inducidas (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

APÉNDICE D

Gráficas de tendencia de los parámetros de pozo y de yacimiento con mayor influencia en el éxito económico de un tratamiento con geles

En este Apéndice D se muestran las gráficas generadas al variar los valores de los parámetros de pozo y de yacimiento y su efecto sobre el Valor Presente Neto (**VPN**) asociado a un pozo tratado con quinientos barriles de gel, a dos años a partir de su aplicación. En las gráficas a continuación también se muestran los valores de VPN asociados en los casos en que no se aplique ninguna solución. Estas curvas en las gráficas están identificadas con **VPNbase**.

Estas gráficas se prepararon a partir de las propiedades de un pozo de referencia o de propiedades promedios, donde se varió el valor de **una sola propiedad** manteniendo las otras constantes e iguales al **valor medio** del rango de posibles valores asignados a las mismas en el análisis de sensibilidad. Esto, con el fin de observar el efecto por separado de la variación de cada una de las propiedades de pozo y de yacimiento sobre el VPN asociado a un pozo con esas características.

Las gráficas indicadas fueron agrupadas de acuerdo a las posibles causas de producción de agua que se han analizado. Estas son: canalización matricial sin flujo cruzado, canalización a través de fracturas naturales y canalización a través de fracturas inducidas. Los resultados se muestran en las Figuras D.1, D.2 y D.3 respectivamente.

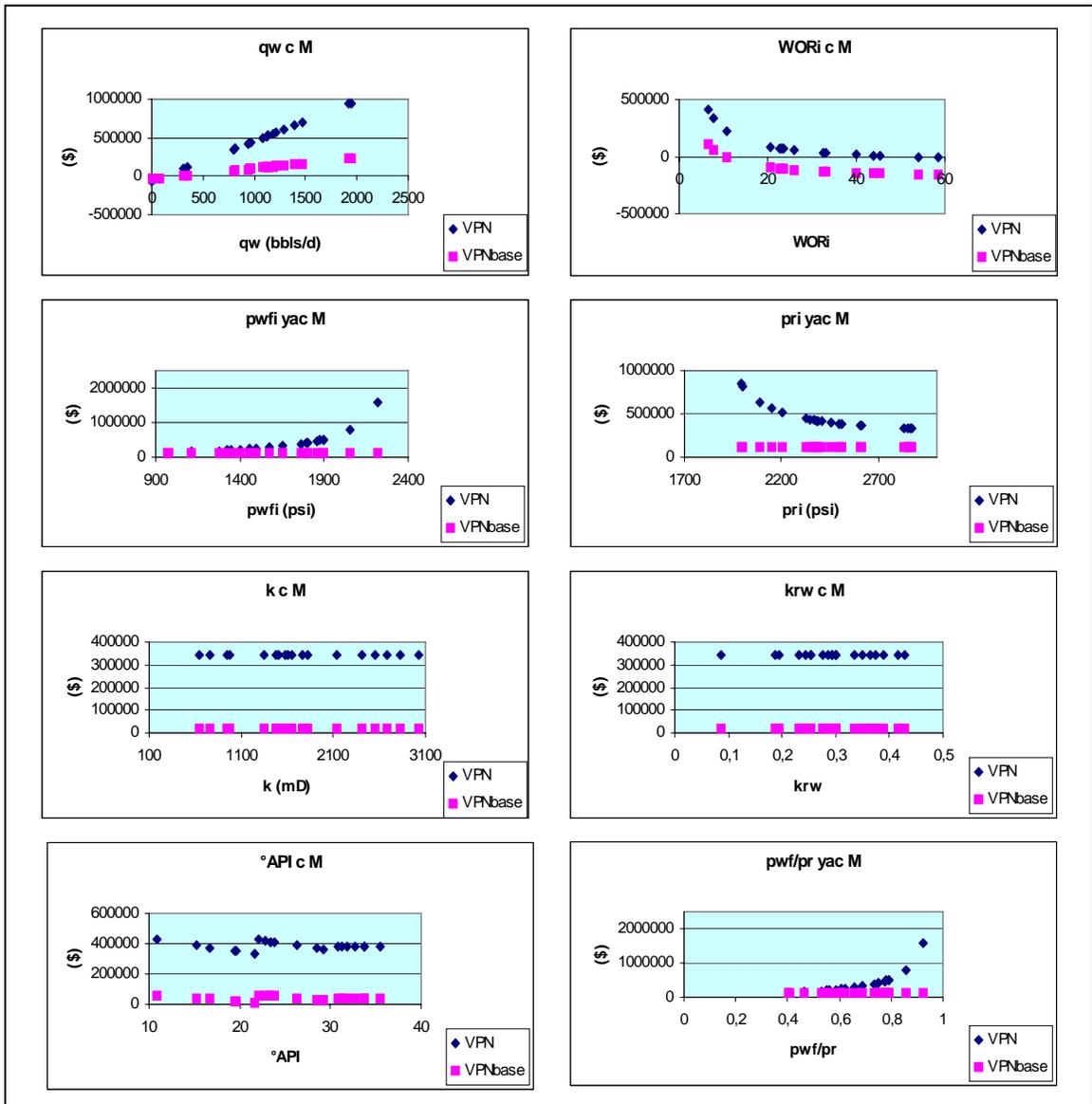


Figura D.1. Variación de los parámetros de pozo y de yacimiento, canalización matricial sin flujo cruzado y su influencia sobre: (a) Valor presente neto de un pozo tratado con geles (VPN) (b) Valor presente neto de un pozo sin tratamiento alguno (VPNbase)

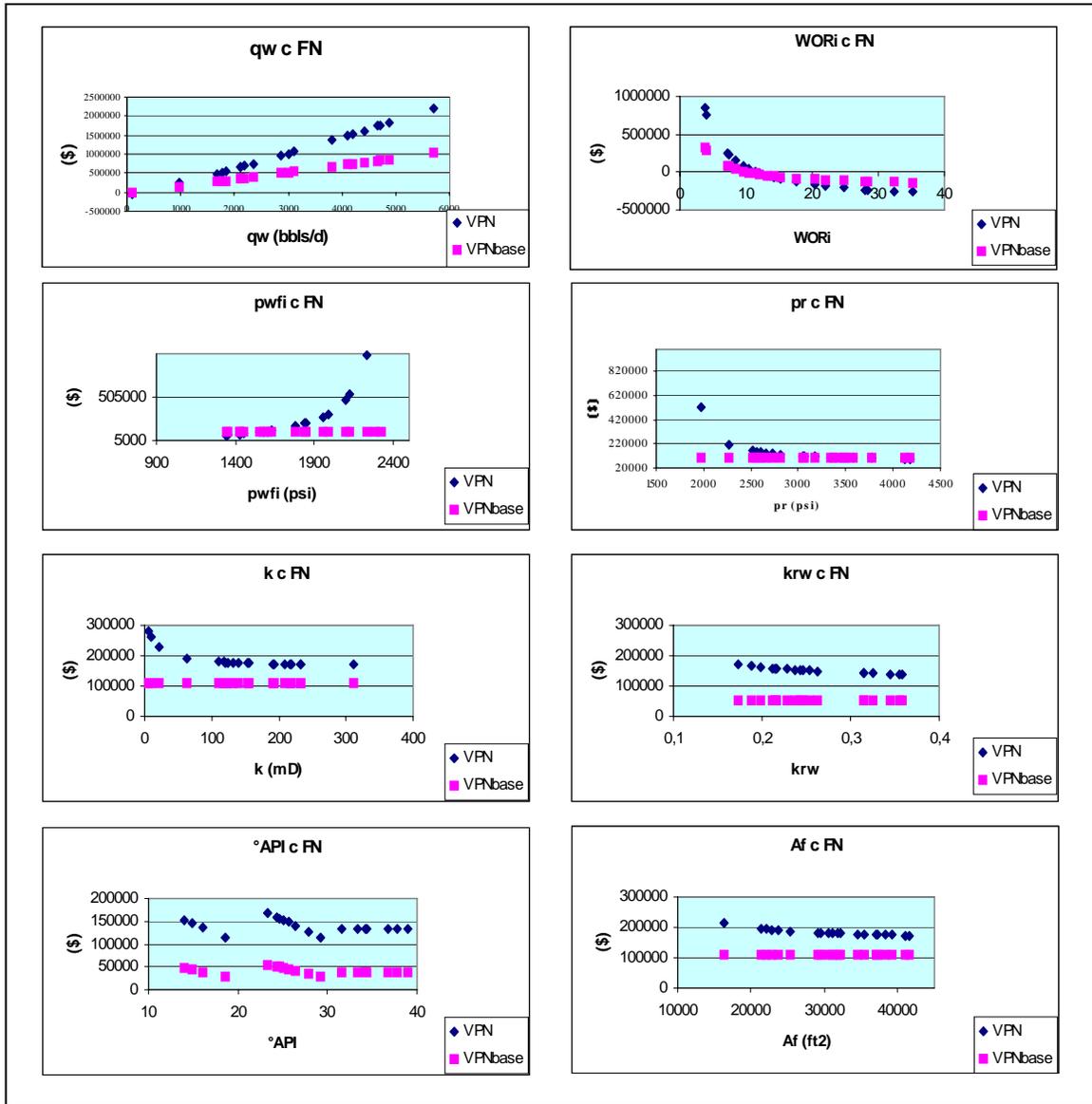


Figura D.2. Variación de los parámetros de pozo y de yacimiento, canalización a través de fracturas naturales y su influencia sobre: (a) Valor presente neto de un pozo tratado con geles (VPN) (b) Valor presente neto de un pozo sin tratamiento alguno (VPNbase)

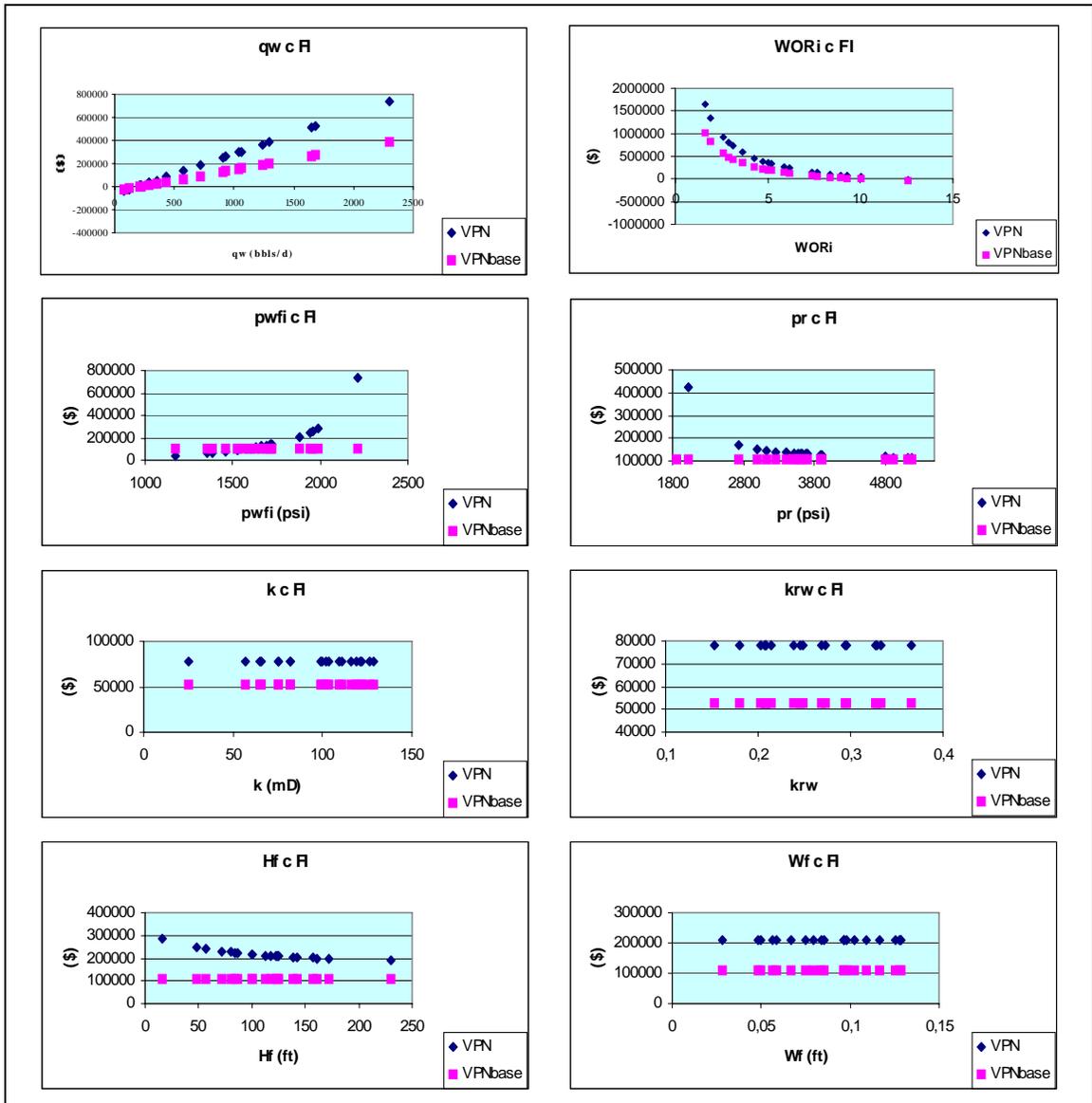


Figura D.3. Variación de los parámetros de pozo y de yacimiento, canalización a través de fracturas inducidas y su influencia sobre: (a) Valor presente neto de un pozo tratado con geles (VPN) (b) Valor presente neto de un pozo sin tratamiento alguno (VPNbase)

APÉNDICE E

Gráficas de sensibilidad y de tendencia de los parámetros “económicos” y “asociados al gel” con mayor influencia en el éxito de un tratamiento con geles

En este Apéndice E se muestran tanto las gráficas obtenidas del análisis de sensibilidad de los parámetros económicos y asociados al gel con mayor influencia sobre el éxito de un proyecto de inyección de geles como sus gráficas de tendencia.

Gráficas de sensibilidad

Las Figuras E.1, E.2 y E.3 indican la influencia de los parámetros económicos evaluados para sensibilidad de resultados y las Figuras E.4, E.5 y E.6 indican la influencia de los parámetros asociados al gel evaluados para sensibilidad de resultados para los casos de producción de agua por canalización matricial sin flujo cruzado, canalización a través de fracturas naturales y canalización a través de fracturas inducidas respectivamente, sobre el valor presente neto asociado a un pozo tratado con quinientos barriles de gel a dos años a partir de su aplicación.

Todas las figuras muestran los parámetros evaluados y el rango de valores dentro de los que se variaron. Además, se muestra la correlación de cada uno de esos parámetros con el VPN. Las correlaciones que se muestran son de dos tipos:

- a. Coeficiente de Correlación de Pearson (“Rank Correlation”)
- b. Contribución a la Varianza

Los parámetros económicos utilizados en este análisis fueron:

- Precio del crudo: se observa el efecto que tiene la variación del precio de un barril de petróleo sobre el indicador económico VPN de un pozo a dos años de ser tratado

con geles. Este parámetro no se mantuvo constante durante los dos años de estimación de un escenario de VPN. El precio se dividió en dos etapas o años, para el segundo año de análisis el precio del crudo se reducía en 10% de su valor original. De esta manera, para todos los escenarios generados en el análisis de sensibilidad, el precio de crudo variaba dentro de los límites de valores estipulados en la gráfica (entre 15 \$ y 30 \$) y para el segundo año de estimación del VPN este valor se reducía a 90%.

- Costo de producción: con este parámetro se asignaron posibles valores a los costos asociados a la producción de un barril de agua, lo que comprende los costos asociados no sólo a la producción sino también al tratamiento y a la disposición de un barril de agua.
- Costo de gel: con este parámetro se definía parte de la inversión inicial del VPN de un pozo tratado con geles.
- Costo de bombeo: con este parámetro se estima otra parte de la inversión inicial en el estudio del VPN e indica el costo asociados a los equipos requeridos para la inyección de gel por hora de allí que sus unidades sean dólares por hora (\$/hr).

Los parámetros asociados al gel utilizados en este análisis fueron:

- Factor de resistencia residual al agua: este factor indica la reducción de la permeabilidad en la zona de agua, lo que ocasiona un impacto significativo en la reducción tasa de agua luego de la aplicación de geles.
- Factor de resistencia residual al crudo: este factor también indica la reducción de la permeabilidad pero en la zona de crudo. Debido a que en el caso de canalización

matricial sin flujo cruzado el Modelo utilizado supone que el gel no invade la zona de petróleo, la influencia de este factor sobre el VPN es insignificante.

- Viscosidad del gel: este parámetro caracteriza la viscosidad de la solución polimérica a inyectar en el yacimiento en unidades de centipoise

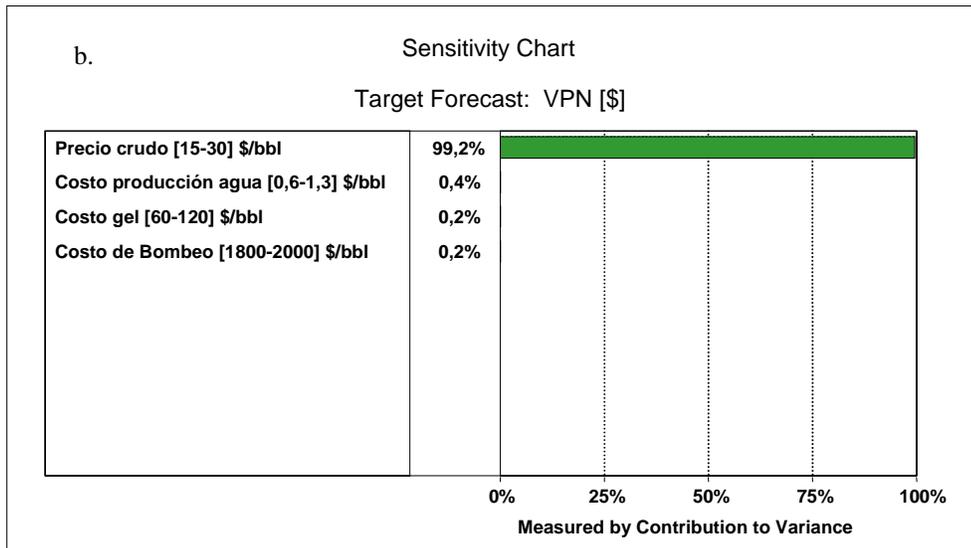
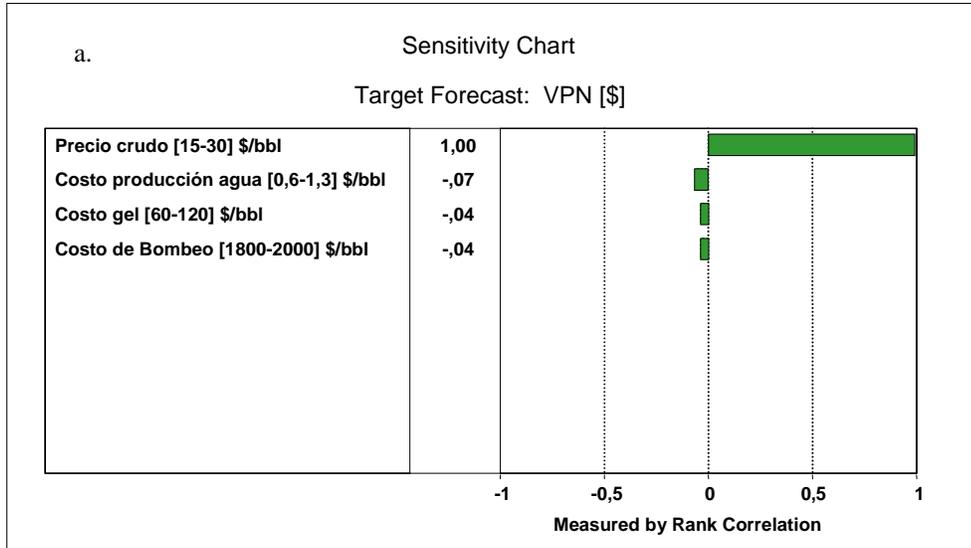


Figura E.1. Correlación de los parámetros económicos, canalización matricial sin flujo cruzado (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

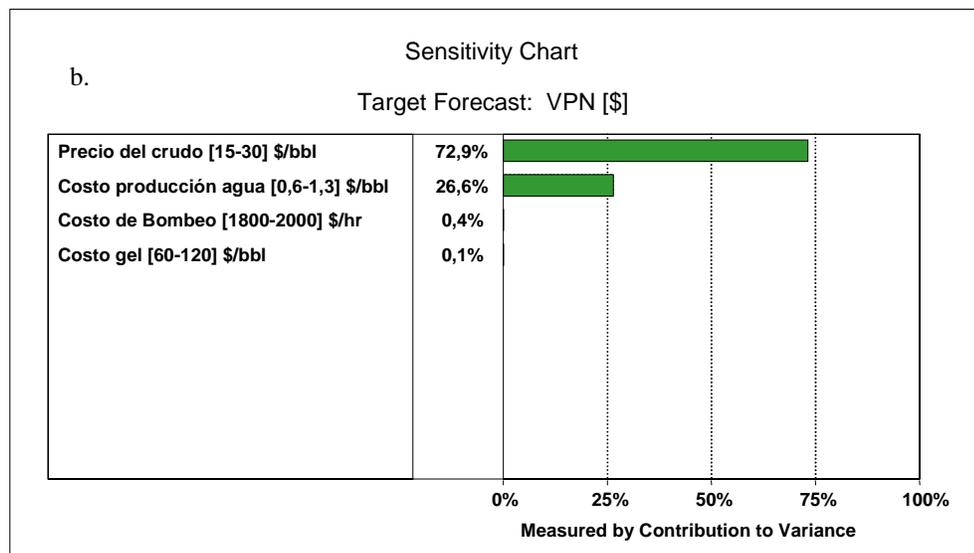
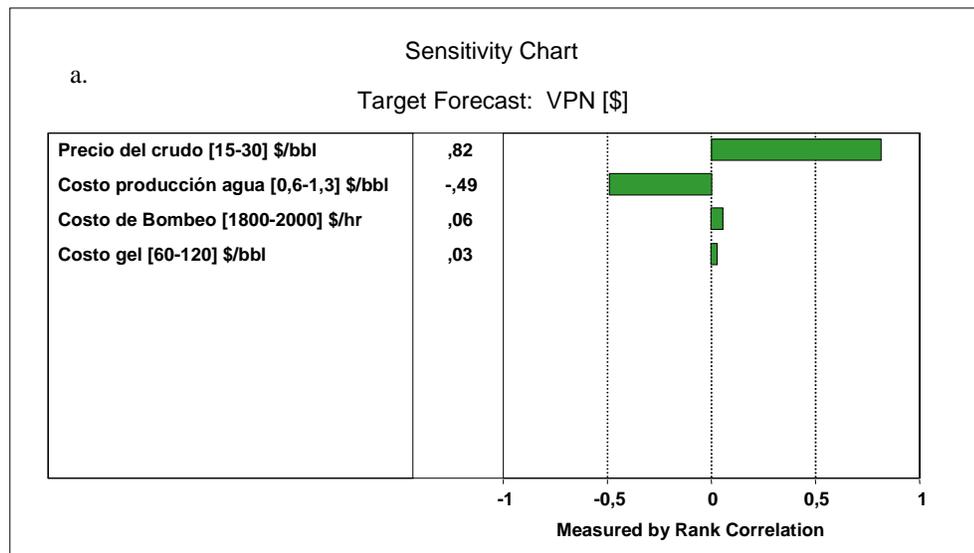


Figura E.2. Correlación de los parámetros económicos, canalización a través de fracturas naturales (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

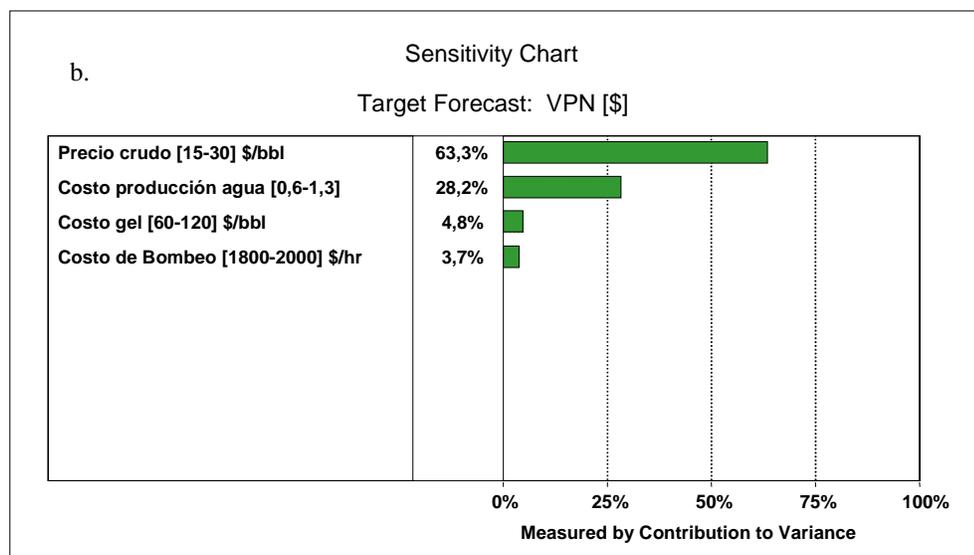
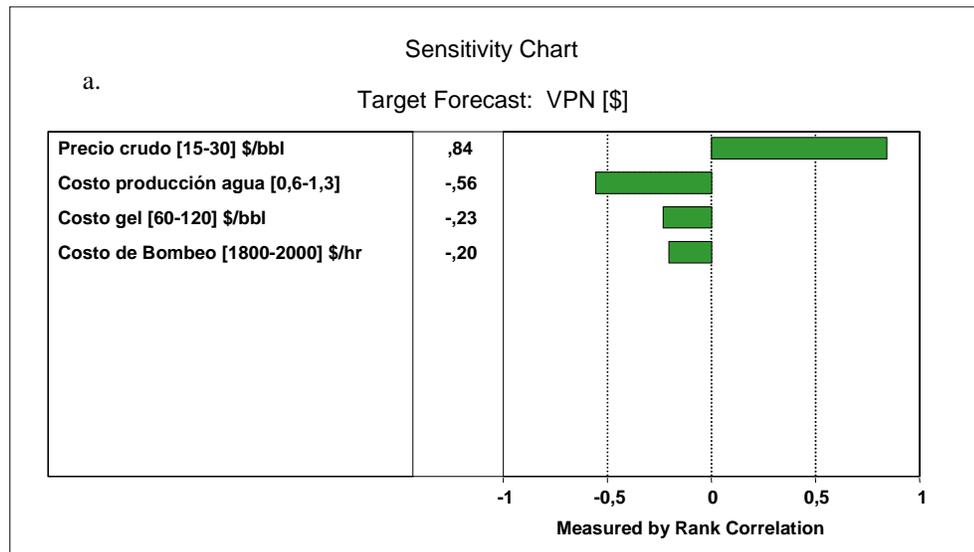


Figura E.3. Correlación de los parámetros económicos, canalización a través de fracturas inducidas (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

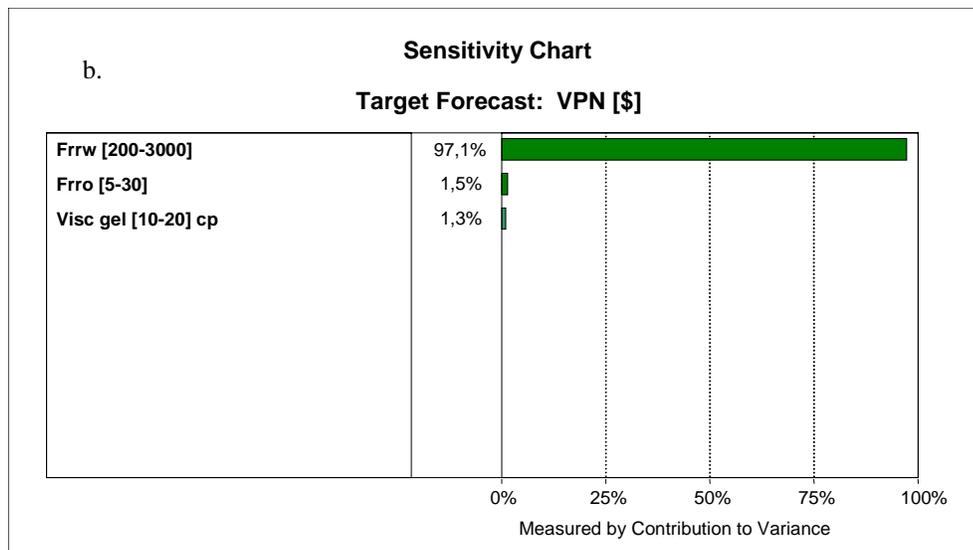
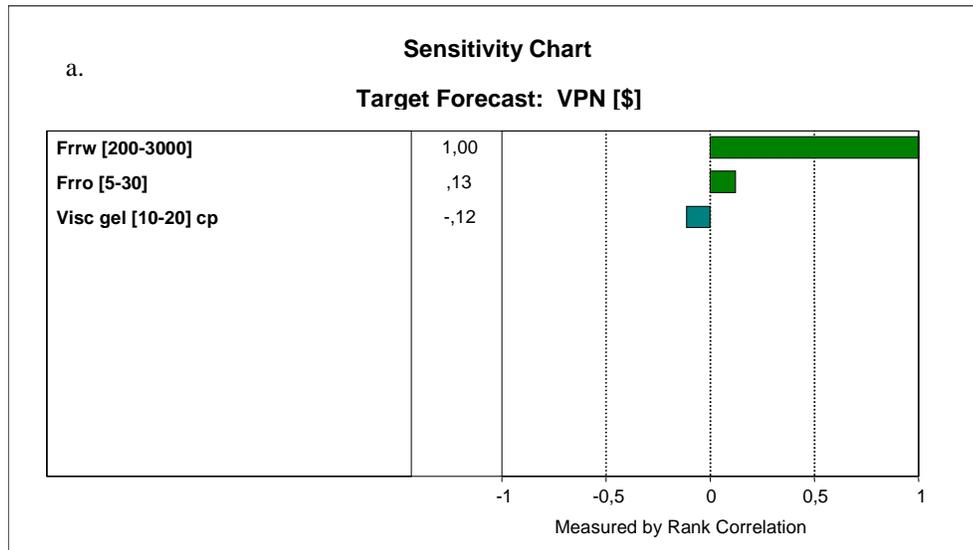


Figura E.4. Correlación de los parámetros asociados al gel, canalización matricial sin flujo cruzado (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

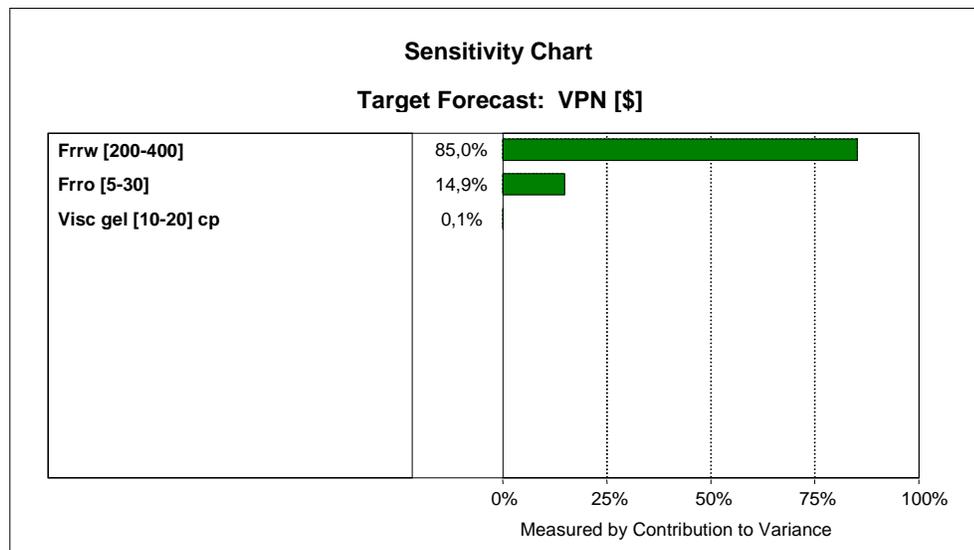
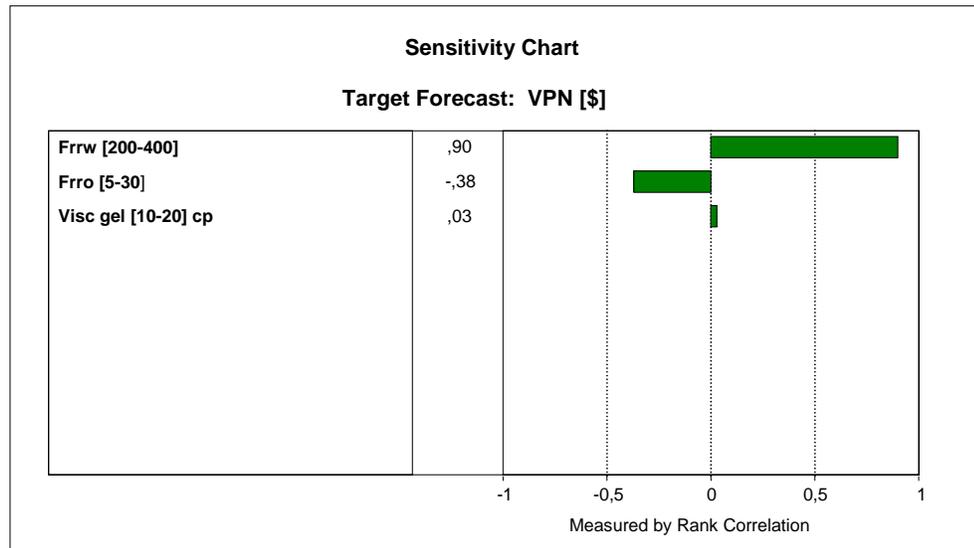


Figura E.5. Correlación de los parámetros asociado al gel, canalización a través de fracturas naturales (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

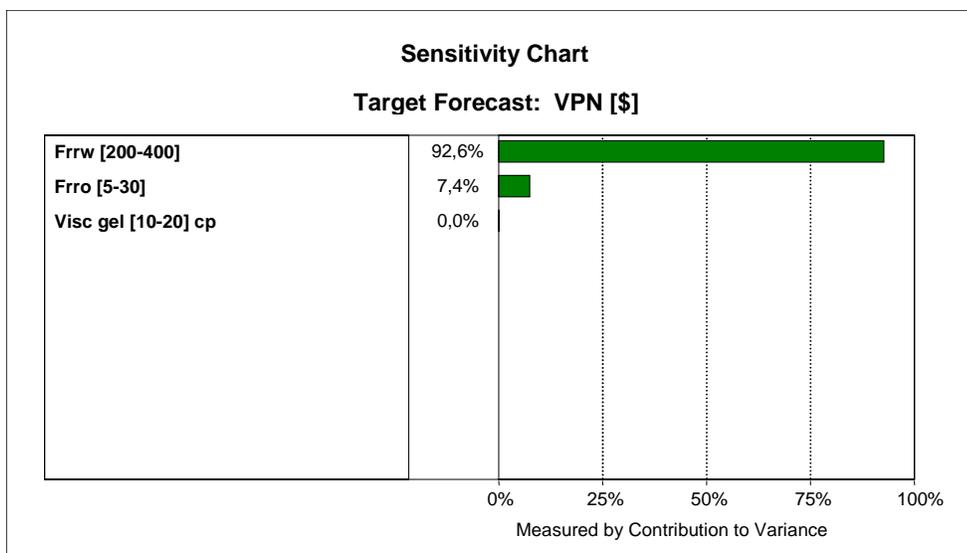
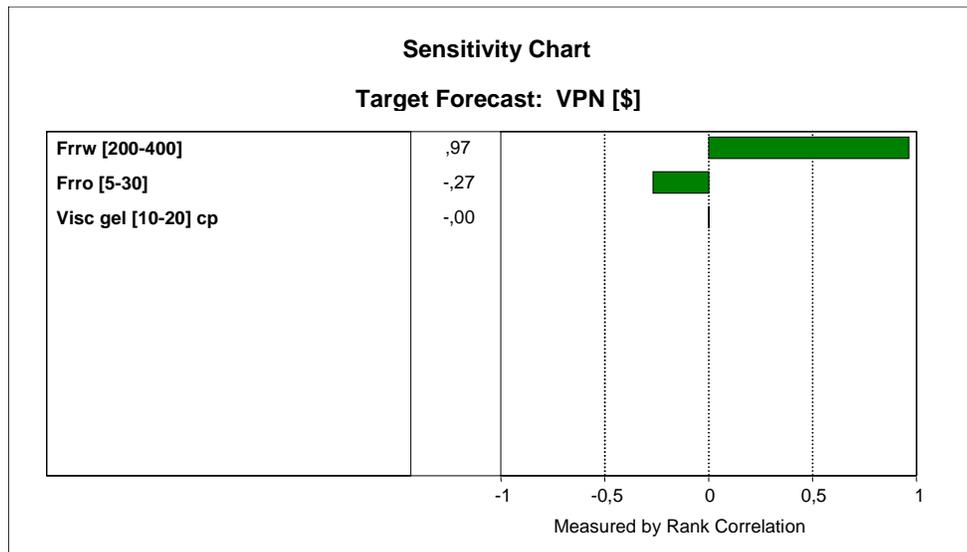


Figura E.6. Correlación de los parámetros asociado al gel, canalización a través de fracturas inducidas (a) Coeficiente de Correlación de Pearson (b) Contribución a la Varianza

Gráficas de tendencia de los parámetros económicos con mayor influencia sobre el VPN

En esta sección se muestran las gráficas generadas al variar los valores de los parámetros precio del crudo y costo de producción de agua y su efecto sobre el Valor Presente Neto (**VPN**) asociado a un pozo tratado con quinientos barriles de gel a dos años a partir de su aplicación. En las gráficas a continuación también se muestran los valores de VPN asociados en los casos en que no se aplique ninguna solución. Estas curvas están identificadas en las gráficas con el título **VPNbase**.

Estas gráficas se realizaron a partir de los parámetros de un pozo de referencia o de parámetros promedio, donde se varió el valor de **un solo parámetro** manteniendo los otros constantes e iguales al **valor medio** del rango de posibles valores asignados a los mismos en el análisis de sensibilidad. Esto, con el fin de observar el efecto por separado de la variación de cada una de las parámetros de pozo y de yacimiento sobre el VPN asociado a un pozo con esas características.

Las gráficas indicadas, fueron agrupadas de acuerdo a las posibles causas de producción de agua que se han previsto. Los resultados se muestran en las Figuras E.7 (a), (b), (c) y E.8 (a), (b), (c).

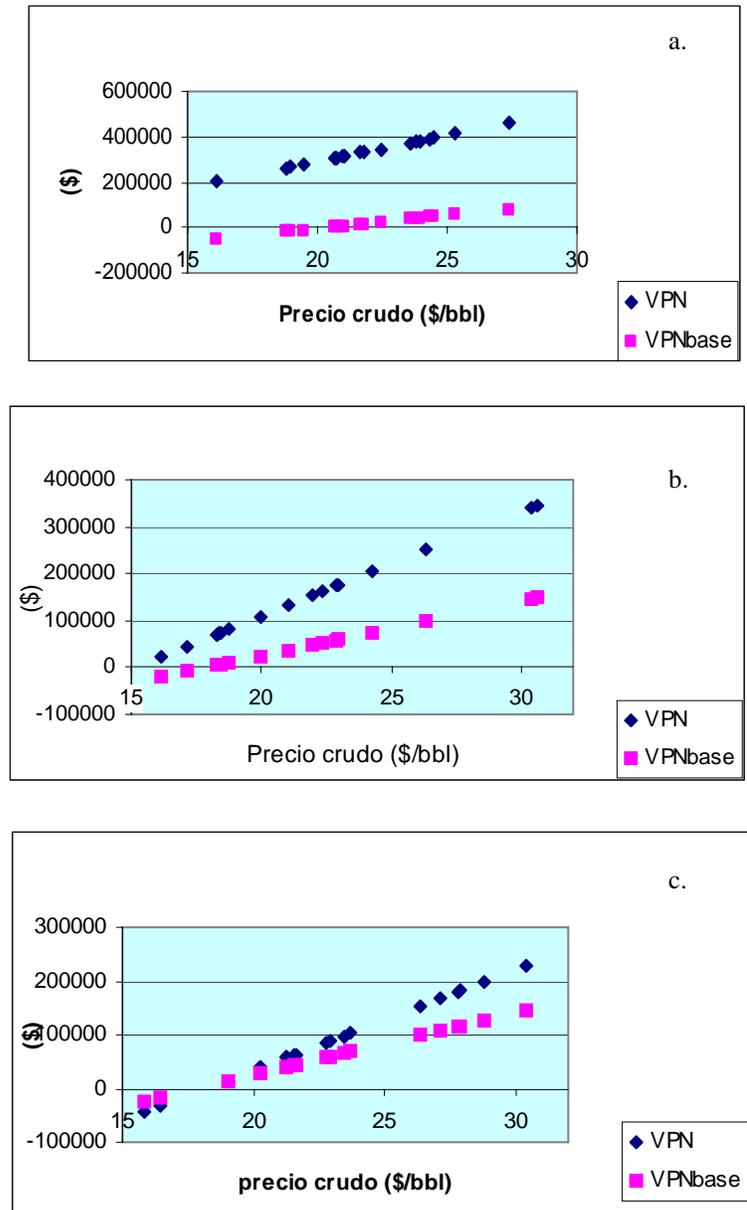


Figura E.7. Variación del parámetro precio del crudo para un pozo sobre el valor presente neto al ser tratado con geles (VPN) y el valor presente neto del mismo pozo sin tratamiento alguno (VPNbase) para los casos de producción de agua con problemas por canalización: (a) matricial sin flujo cruzado (b) a través de fracturas naturales (c) a través de fracturas inducidas

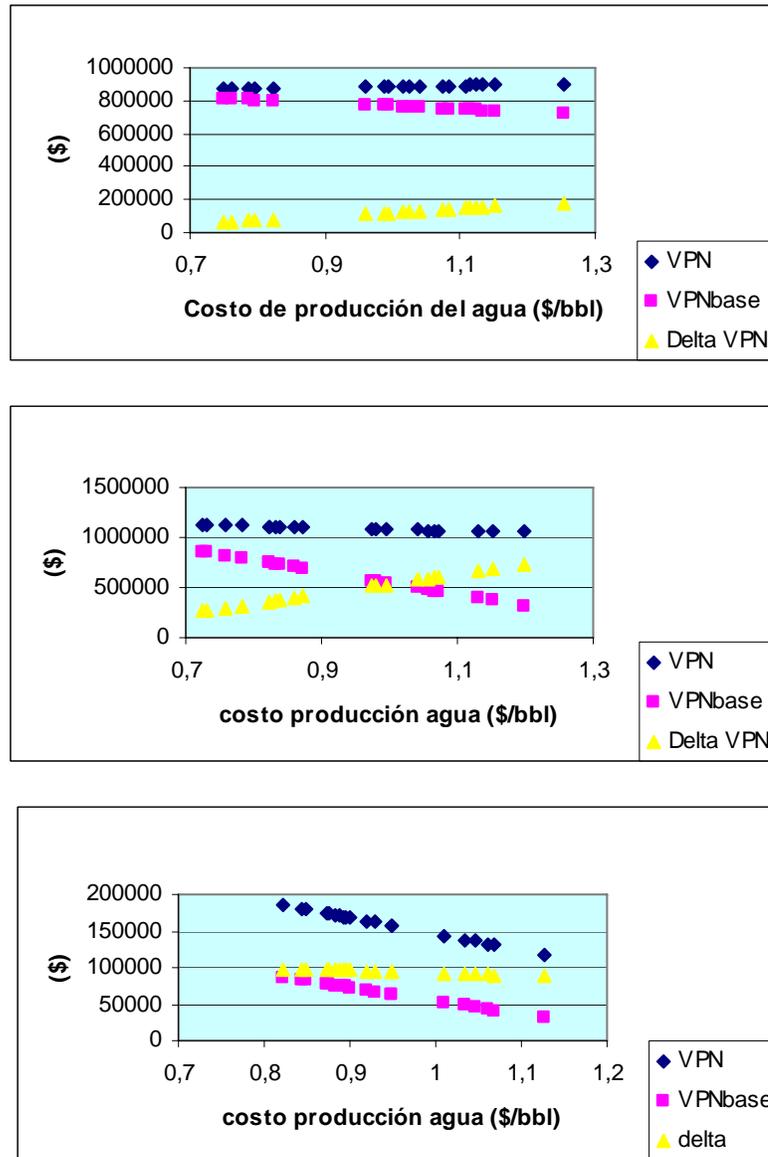


Figura E.8. Variación del parámetro costo de producción de agua para un pozo sobre el valor presente neto al ser tratado con geles (VPN) y el valor presente neto del mismo pozo sin tratamiento alguno (VPNbase) y la diferencia entre ambos casos (Delta VPN) para el origen de la producción de agua por problemas de canalización: (a) matricial sin flujo cruzado (b) a través de fracturas naturales (c) a través de fracturas inducidas

APÉNDICE F

Aplicación del Método de Variación Exponencial de Diferencias

En este Apéndice E se muestra, a manera de ejemplo, la aplicación del Método de Variación Exponencial de Diferencias, tomando los pozos y propiedades del caso en que la producción de agua se debe a la canalización matricial sin flujo cruzado como ejemplo para ilustrar el desarrollo del método. En las tablas a continuación se incluyen los pozos sintéticos creados: el “pozo con valores de parámetros óptimos” se identificó como el **pozo A** y el “pozo con valores de parámetros pésimos” el **pozo K**. El procedimiento se muestra en detalle para seguir paso a paso la aplicación de la metodología:

De la **Base de Datos** con información referente a los pozos a jerarquizar, se creó la Tabla F.1. Además se agregaron los **pozos A** y **K** sintéticos con parámetros ficticios. Los parámetros de los **pozos A** y **K** se seleccionaron como los parámetros óptimos y pésimos respectivamente, a partir de la muestra de pozos a jerarquizar, considerando además el efecto de los parámetros de estudio sobre el VPN obtenido en las **gráficas de tendencia** obtenidas en este estudio.

Para la creación del **pozo A**, se seleccionó como la presión de fondo fluente (pwf) el mayor valor de los casos de estudio y para la presión de yacimiento (pr) el menor valor de presiones de yacimiento de la muestra. De acuerdo a la muestra de pozos a estudiar se obtuvo para el **pozo A** una presión de fondo fluente mayor a la presión del yacimiento. Debido a que esto no es posible, se agruparon los parámetros pwf y pr en uno sólo, esto utilizando el cociente entre ambos parámetros.

En la Tabla Tabla F.1, se muestran los parámetros de la muestra de pozos a jerarquizar, más los dos pozos ficticios creados.

Tabla F.1. Parámetros para la jerarquización de pozos

Pozos	Parámetros					
	qw	RAP	pr	pwf	°API	pwf/pr
A	1768	2,34	1438	3677,3	34	0,940
VLE-1113	521	3,16	3500	2557	31	0,731
GF-143	1768	49,1	2769	1926	30	0,696
SVS-300	1198	4	4350	3677,3	30	0,845
SVS-212st	572	4	2975	2706	34	0,910
LB-498	255	3	1438	1138	12,5	0,791
SVS-103st	1067	3,5	3250	2782	30	0,856
SVS-266st	526	2,34	3277	2250	31	0,687
LL-3726	545	16	1450	425	25	0,293
VLE-1274	446	9,1	2300	2163	29	0,940
K	255	49,1	4350	425	12,5	0,293

Se halló el parámetro normalizado $X_{i,j}$ haciendo uso de la Ecuación 12.

Tabla F.2. Matriz $X_{i,j}$

Pozos	$X_{i,j}$			
	qw	RAP	°API	pwf/pr
A	0,000	0,000	0,000	0,000
VLE-1113	0,824	0,018	0,140	0,344
GF-143	0,000	1,000	0,186	0,538
SVS-300	0,377	0,036	0,186	0,000
SVS-212st	0,790	0,036	0,000	0,299
LB-498	1,000	0,014	1,000	0,781
SVS-103st	0,463	0,025	0,186	0,275
SVS-266st	0,821	0,000	0,140	0,439
LL-3726	0,808	0,292	0,419	1,000
VLE-1274	0,874	0,145	0,233	0,466
K	1,000	1,000	1,000	1,000

Los parámetros normalizados $X_{i,j}$ se transformaron a parámetros de variación exponencial utilizando la Ecuación 13, con lo cual se construyó la matriz $A_{i,j}$. Para calcular esta matriz se varió el coeficiente “c” estipulado por el método y se seleccionó aquel valor de c de manera que arrojara valores comprendidos entre 0 (cero) y cien (100). En la Figura F.1 a continuación se muestra el efecto de la variación del coeficiente “c” sobre una columna cualquiera de la matriz $A_{i,j}$

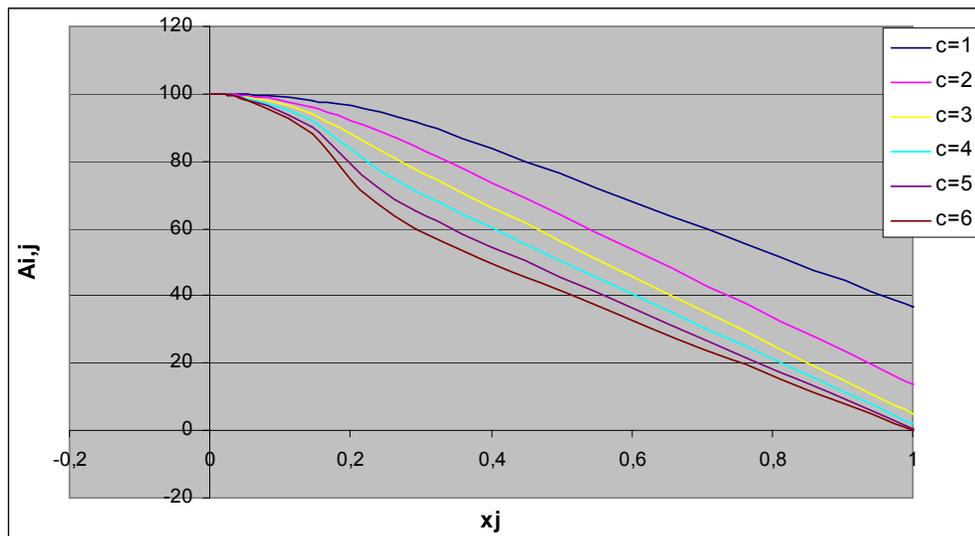


Figura F.1. Efecto de la variación del parámetro “c”

Tabla F.3. Matriz $A_{i,j}$

Pozos	$A_{i,j}$			
	qw	RAP	°API	pwf/pr
A	100,000	100,000	100,000	100,000
VLE-1113	3,349	99,846	90,724	50,988
GF-143	100,000	0,674	84,108	19,281
SVS-300	49,182	99,372	84,108	100,000
SVS-212st	4,397	99,372	100,000	60,271
LB-498	0,674	99,900	0,674	3,141
SVS-103st	34,187	99,693	84,108	65,039
SVS-266st	3,441	100,000	90,724	33,510
LL-3726	3,812	65,266	41,638	0,674
VLE-1274	2,199	90,078	76,306	29,210
K	0,674	0,674	0,674	0,674

Se determinó el **peso relativo** de cada parámetro (w_j). Para ello se halló la relación de la *pendiente normalizada* α_j , (Ecuación 14) y la sumatoria de todas las pendientes.

La pendiente normalizada para el parámetro tasa de agua (q_w) se determinó de la siguiente manera:

$$\alpha_j = \left| \frac{\frac{VPN_o - VPN_w}{VPN_o}}{\frac{qw_o - qw_w}{qw_o}} \right|$$

De esta manera, a partir de la Figura D.1 donde se muestra el efecto de la tasa de agua sobre el VPN, se sustituyeron los valores óptimos (asociados al mayor VPN) y los valores pésimos (asociados al menor VPN)

Aplicando el mismo procedimiento para los demás parámetros se obtuvieron las pendientes normalizadas y pesos relativos de los parámetros mostrados en la tabla F.4

Tabla F.4. Pendientes normalizadas y pesos de los parámetros

	qw	RAP	°API	pwf/pr
α_j	1,04	0,13	0,03	1,7
w_j	0,34	0,04	0,01	0,52

La matriz pesada $W_{i,j}$ fue generada usando la Ecuación 16.

Tabla F.5. Matriz $W_{i,j}$

Pozos	$W_{i,j}$			
	qw	RAP	°API	pwf/pr
A	35,900	4,500	1,000	58,600
VLE-1113	1,202	4,493	0,907	32,377
GF-143	35,900	0,030	0,841	13,748
SVS-300	17,656	4,472	0,841	58,600
SVS-212st	1,578	4,472	1,000	37,516
LB-498	0,242	4,496	0,007	2,781
SVS-103st	12,273	4,486	0,841	40,118
SVS-266st	1,235	4,500	0,907	22,371
LL-3726	1,369	2,937	0,416	0,395
VLE-1274	0,789	4,053	0,763	19,822
K	0,242	0,030	0,007	0,395

La matriz $W_{i,j} \times W_{i,j}^T$ fue construida al calcular el producto de la **matriz pesada** por su traspuesta, para luego determinar el *vector puntaje*. Los resultados parciales de esta matriz se muestran en la Tabla F.6 a continuación:

Tabla F.6. Extracto de una porción de la matriz $W_{i,j} \times W_{i,j}^T$

Pozos	$W_{i,j} \times (W_{i,j})^T$			
	A	VLE-1113	GF-143	...
A	4744	1962	2095	...
VLE-1113	1962	1071	489	...
GF-143	2095	489	1479	...
SVS-300	4089	1939	1440	...
SVS-212st	2276	1238	573	...
LB-498	192	111	47	...
SVS-103st	2813	1335	993	...
SVS-266st	1376	747	353	...
LL-3726	86	28	55	...
VLE-1274	1209	662	302	...
K	32	13	14	...

Tabla F.7. Evaluación de los pozos

Pozos	Evaluación
A	100,0
VLE-1113	45,6
GF-143	40,4
SVS-300	90,0
SVS-212st	52,9
LB-498	4,6
SVS-103st	61,9
SVS-266st	31,9
LL-3726	1,7
VLE-1274	28,1
K	0,7

En la Tabla F.7 se muestra la evaluación obtenida al aplicar la Ecuación 17.

APÉNDICE G

Aplicación del Método Lógica Difusa

En este Apéndice E se muestra, a manera de ejemplo, la aplicación del Método de Lógica Difusa, tomando alguna de las reglas propuestas para la evaluación de un pozo con problemas de producción de agua por canalización matricial sin flujo cruzado. El procedimiento se muestra en detalle para seguir paso a paso la aplicación de la metodología:

Sea el **pozo VLE-1113** de la muestra de pozos con problemas de producción de agua por la canalización matricial sin flujo cruzado. Se ordenan los valores de los parámetros necesarios para la aplicación de esta metodología. Ver Tabla G.1.

Tabla G.1. Parámetros del pozo VLE-1113

Pozo	q_w (bbls/d)	RAP	P_y (psi)	P_{wf} (psi)	$^{\circ}API$	Π (bbls/d/psi)	CD	CC	RR	$\$/BI_o$	$\$/BI_w$
VLE-1113	521	3	3500	2560	31	0,36	0,75	0,35	0,26	16,32	2

Se caracterizan los valores de los parámetros de estudio con los **calificativos** correspondientes de acuerdo a las funciones de pertenencia diseñadas para cada parámetro. Ver Tabla G.2.

Tabla G.2. Calificativos de los parámetros del pozo VLE-1113

Pozo	q_w (bbls/d)	RAP	P_y (psi)	P_{wf} (psi)	$^{\circ}API$	Π (bbls/d/psi)	CD	CC	RR	$\$/BI_o$	$\$/BI_w$
VLE-1113	moderada	baja	alta	alta	alta	bajo	preciso	malo	bajo	bajo y alto	bajo

Luego, se evalúan las **reglas propuestas** con las **funciones de pertenencia** asignadas y los valores recopilados. Para ejemplificar la evaluación con este método sólo se evaluarán tres reglas mostradas a continuación.

Reglas:

- 1. Si la Certidumbre del Diagnóstico (CD) es *preciso* y la Calidad del Cemento (CC) es *mala* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es Poco recomendable**
- 2. Si el índice de Reservas Remanente (RR) son *bajo* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es Poco recomendable**
- 3. Si el precio del crudo (\$/Blo) es *alto* entonces la aplicación de un tratamiento con geles es Recomendable**

En la evaluación de la primera regla se determina la pertenencia de los parámetros del pozo a los calificativos implicados en esta regla, de esta manera:

- La certidumbre del diagnóstico (CD) de acuerdo a la función de pertenencia denominada *preciso* tiene una **calificación igual a 1**. (Ver Figura G.1)
- La calidad del cemento (CC) de acuerdo a la función de pertenencia denominada *malo* este pozo tiene una **calificación igual a 0.85**. (Ver Figura G.1)
- El precio del crudo (\$/Blo) de acuerdo a la función de pertenencia denominada *alto* este pozo tiene una **calificación igual a 0.15**. (Ver Figura G.1)

El Método Lógica Difusa utiliza la operación de conjuntos intersección para la evaluación de la regla. De esta manera, la respuesta predictiva califica la posible aplicación de geles con un valor de pertenencia igual a 0.85 al calificativo “poco recomendable”

El mismo procedimiento se realiza con el resto de las reglas. El resultado final consiste en determinar cuales de las posibles respuestas obtenidas luego de la evaluación, es más significativa. Esto se hace determinando el **centroide o centro de masa** de las figuras obtenidas en la respuesta, luego de la evaluación de todas las

reglas. A continuación se muestra de manera esquemática el proceso de evaluación de esta metodología para un pozo sólo con tres reglas y la respuesta obtenida. (Ver Figura G.1)

Evaluación del pozo en estudio:

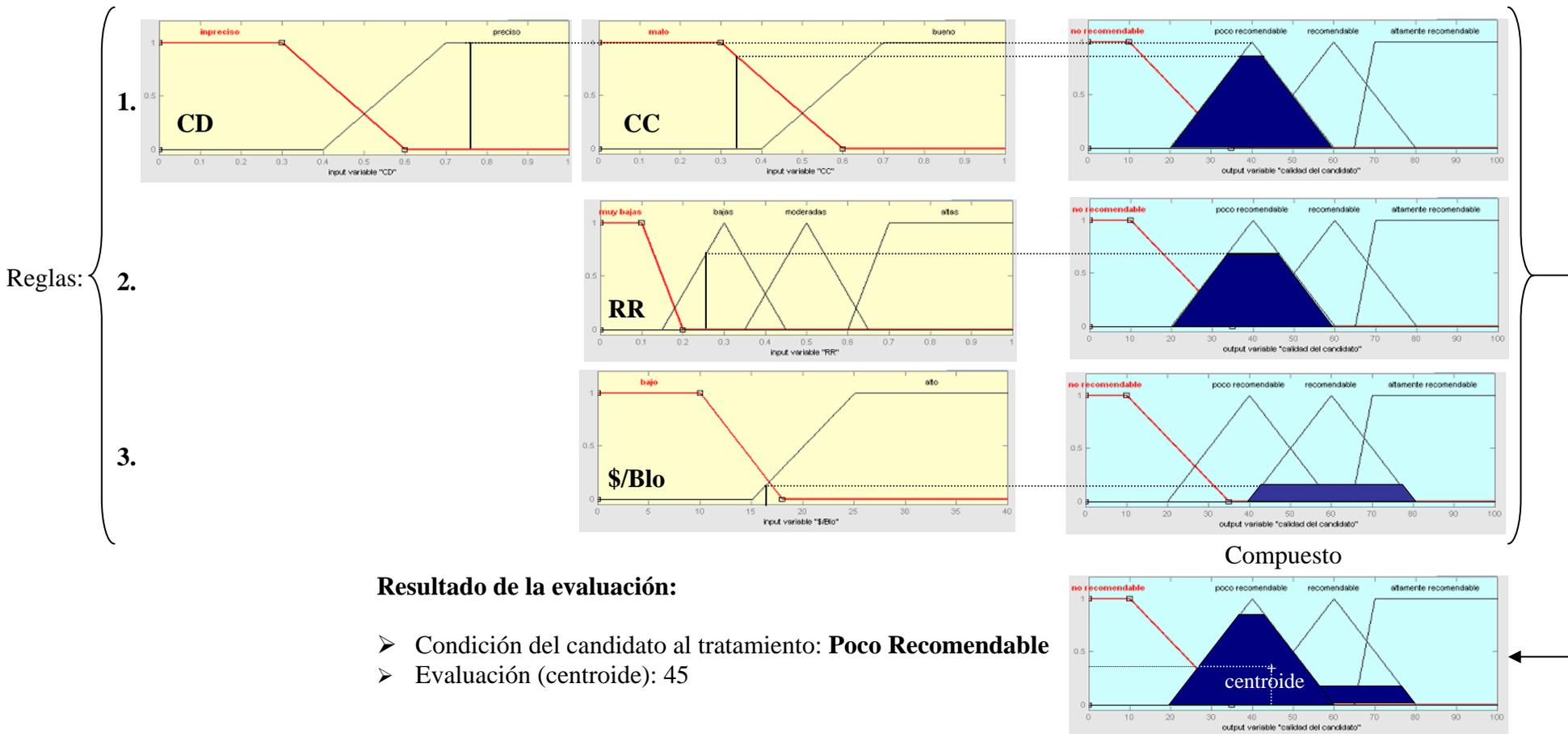


Figura G.1. Representación esquemática de la metodología propuesta con Lógica Difusa para la evaluación de pozos candidatos a tratamientos con geles