

**EFFECTO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES SOBRE LA PÉRDIDA DE
PRODUCTIVIDAD EN POZOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE**

RENZO ALFREDO MAYORGA BALLESTEROS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

**EFFECTO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES SOBRE LA PÉRDIDA DE
PRODUCTIVIDAD EN POZOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE**

RENZO ALFREDO MAYORGA BALLESTEROS

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos**

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Ingeniero de Petróleos

Magister en Informática

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

**A NUESTRO PADRE DIOS QUIEN PUSO EN MI MENTE Y CORAZÓN LOS DONES
NECESARIOS PARA FORJAR EL MARAVILLOSO FUTURO QUE HOY ESTOY
DISFRUTANDO:
SIEMPRE BENDECIDO Y EN VICTORIA!**

**A LOS 5 PILARES DE MI VIDA: DON ALFREDO, ROSITA, JUAN PA Y MI GRAN BENDICIÓN
YURANY CARVAJALINO, LA MEJOR FAMILIA QUE UNO PUEDA LLEGAR A SOÑAR:
GRACIAS PAPAS Y JUAN PA POR SU ETERNO AMOR,
GRACIAS YURANY POR SER EL COMPLEMENTO DE MI VIDA, PORQUE TU AMOR Y
FELICIDAD HAN SIDO LA CLAVE PARA SONREÍR Y SER FELIZ DESDE EL DÍA QUE TE
CONOCÍ.**

RENZO MAYORGA

AGRADECIMIENTOS

A Martín Escobar y a Zarith Pachón por permitirme organizar mi horario de trabajo para poder estudiar y trabajar al tiempo, sin su apoyo, este proyecto nunca hubiese sido una realidad.

A los Maestros: Samuel Muñoz, Fernando Calvete y Olga Ortiz, por haber creído en mi cuando concursé por mi cupo para la maestría: una de mis mejores hazañas.

A la profesora Clara María Forero Bula, porque en su seminario de investigación aprendí las estrategias metodológicas que me permitieron revelar todo mi potencial para transformar una idea en un proyecto efectivo y de alto impacto tanto para la ciencia como para la industria del petróleo y gas.

A la Ingeniera Mileidy Acosta Creus, y a los ingenieros Richard Zabala, Luis Roberto Oliveros, Juan José Tovar y José Carlos Cárdenas por su invaluable orientación y sobre todo por permitirme conectar el mundo virtual con toda mi experiencia laboral y así ayudarme a crecer profesionalmente de una forma exponencial. A ustedes mi más sincero agradecimiento.

A los ingenieros Richard Zabala, Andrés Castillo, Julio González y Edwin Carrero por todo su valioso soporte técnico, disponibilidad y buena disposición durante toda la ejecución del presente proyecto de investigación.

A todos los profesionales de elevado nivel que me orientaron, instruyeron y permitieron expandir mis áreas del conocimiento, y a todas las personas que me acompañaron a lo largo esta formativa y edificante experiencia, en especial a ese caballero Hidalgo, particular y único en su especie: el Magíster Erik Montes.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO	21
1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	21
1.1.1 Definiciones y clasificaciones.....	21
1.1.2 Generalidades y descripción de las fracturas en la formación mirador	24
1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	24
1.2.1 Fundamentos.....	24
1.2.2 Modelos de fractura hidráulica	26
1.2.3 Fluidos de fractura y agentes propantes	27
1.2.4 Fluidos de fractura empleados en campo Cupiagua	29
1.2.5 Agentes propantes empleados en campo Cupiagua	30
1.3 DAÑO DE FORMACIÓN.....	30
1.3.1 Daño (<i>Skin</i>).....	30
1.3.2 Mecanismos de daño de formación.	33
1.4 ESTIMULACIÓN QUÍMICA REMEDIAL	37
1.4.1 Objetivo y limitaciones	37
1.4.2 Tratamientos Químicos Remediales	38
1.4.3 Parámetros Operacionales De Ejecución	39
1.4.4 Estimulación De Pozos Interceptando Fracturas Naturales	40
1.5 MODELADO NUMÉRICO DE POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS	42
1.5.1 Conceptos básicos de simulación de yacimientos	42
1.5.2 Elementos principales en el estudio de un simulador de yacimientos.	43
1.5.3 Tipos De Simuladores Numéricos.....	44

1.5.4 Simulación De Yacimientos Naturalmente Fracturados	50
1.5.5 Dimensionamiento De Los Modelos de Simulación	51
2. IDENTIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN REMEDIAL	
EMPLEADOS EN LA FORMACIÓN MIRADOR.....	54
2.1 TRATAMIENTOS QUÍMICOS EMPLEADOS EN EL CAMPO CUPIAGUA.....	54
2.1.1 Sistema Químico Para el Posicionamiento de Tratamientos de Estimulación ..	
.....	54
2.1.2 Sistema Químico Para la Remoción de Escamas Inorgánicas	55
2.1.3 Sistema Químico Para la Remoción de Escamas Orgánicas	56
2.1.4 Sistema Químico Para la Remoción de Bancos de Precipitados.....	57
2.2 DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	57
3. VARIABLES OPERACIONALES DE ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	72
3.1 VARIABLES DE ESTIMULACIÓN REMEDIAL	72
3.1.1 Presión de Inyección.....	73
3.1.2 Radio de Penetración de los tratamientos.	74
3.1.3 Volumen de Fluido inyectado.....	76
3.1.4 Caudal de Inyección	77
3.1.5 Factor de Daño de Formación (Skin)	78
3.2 VARIABLES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	79
3.2.1 Geometría de Fractura: Longitud - Ancho – Altura	80
3.2.2 Conductividad de la fractura	81
3.2.3 Diferencial de presión en fondo (<i>Pressure Drawdown</i>).....	83
3.2.4 Presión en cabeza de pozo.....	84
3.3 VARIABLES GEOMECÁNICAS.....	85
3.3.1 La relación de Poisson.....	85
3.3.2 El módulo de Young.....	87
3.3.3 Compresibilidad Total De La Roca	88
4. MODELADO NUMÉRICO DE LOS POZOS OBJETIVO.....	91
4.1 ESTUDIO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	92
4.2 ESTRATEGIA DE DESARROLLO.....	98

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN TIPO POZO SENCILLO ...	99
4.3.1 Definición del enmallado para el caso base.....	99
4.3.2 Datos técnicos del campo.....	102
4.3.3 Descripción del pozo a simular	104
4.3.4 Modelado de la fractura hidráulica	105
4.3.5 Regiones geomecánicas del modelo	107
4.3.6 Integración del módulo de facilidades de Producción	109
5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS	114
5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO POR CMOST DE PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO.....	114
5.1.1 Análisis de sensibilidad	114
5.1.2 Métodos de muestreo	115
5.1.3 Archivos base	121
5.1.4 Intervalos de sensibilización de variables	125
5.2 ETAPAS DE SIMULACIÓN.....	131
5.2.1 Primera etapa de simulación.....	132
5.2.2 Segunda etapa de simulación.....	142
5.2.3 Tercera etapa de simulación.....	148
6. CONCLUSIONES	152
7. RECOMENDACIONES.....	154
BIBLIOGRAFÍA.....	155
ANEXOS.....	161

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.	22
Figura 2. Clasificación General de Simuladores.	46
Figura 3. Modelo de dimensión cero.....	47
Figura 4. Modelo de una Dimensión:	47
Figura 5. Modelo radial	47
Figura 6. Modelo en dos dimensiones areal (Horizontal)	47
Figura 7. Modelo en dos dimensiones (vertical).....	47
Figura 8. Modelo radial en dos dimensiones (r, θ)	47
Figura 9. Modelo cartesiano en tres dimensiones (x, y, z)	48
Figura 10. Modelo radial en tres dimensiones (r, θ, z)	48
Figura 11. Modelo radial en dos dimensiones (r, θ)	48
Figura 12. Diagrama Tipo Radial para la Representación de los mecanismos de daño de formación del Pozo PC 30AC.	59
Figura 13. Diagrama Tipo Radial para la Representación de los mecanismos de daño de formación del Pozo PC 26Y	61
Figura 14. Geometría de fractura característica en los pozos del campo Cupiagua..	80
Figura 15. Representación gráfica de la relación de Poisson.	86
Figura 16. Diagrama de Selección de Pozos Candidatos	95
Figura 17. Resumen de la metodología implementada.....	98
Figura 18. Configuración del modelo del pozo PC 26Y en el enmallado de simulación.....	100
Figura 19. Creación de la fractura hidráulica en el modelo del pozo PC 26Y.	107
Figura 20. Modelo de producción del pozo PC 26Y.....	110

Figura 21. Arquitectura Estructural del Modelo de Simulación Elaborado.	113
Figura 22. Resultados del proceso de ajuste histórico asistido por CMOST.	124
Figura 23. Ajuste Histórico del Modelo de Simulación Asistido por CMOST.	125
Figura 24. Clasificación de los conjuntos de variables a sensibilizar.	126
Figura 25. Condicionalidad de las variables a representar en el módulo CMOST	130
Figura 26. Perfiles de producción resultado del análisis de sensibilidad de variables de la etapa 1.	134
Figura 27. Detalle de los resultados de sensibilidad en el sector de la estimulación química.	136
Figura 28. Gráfica de tornado para la representación del porcentaje de influencia de cada una de las variables de la etapa 1 sobre la producción de aceite del pozo PC_S26Y.	137
Figura 29. Representación del proceso de generación de finos de propante.	143
Figura 30. Mecanismo de movilización y redistribución de finos de propante durante la estimulación	145
Figura 31. Patrones de distribución de finos de propante empleados en las corridas de simulación.	146
Figura 32. Resultados de la simulación de afectación de los finos de propante sobre la producción.	147
Figura 33. Representación del fenómeno de obstrucción parcial de los perforados de producción.	149
Figura 34. Resultados del proceso de obstrucción parcial de los perforados de producción.	150

LISTA DE ECUACIONES

Pág.

Ecuación 1. Condición de ortogonalidad para la selección de posibles combinaciones.....	116
Ecuación 2. Ecuación para la determinación del Error asociado al ajuste histórico.	122
Ecuación 3. Criterios de selección para el valor la escala de normalización.	123

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Formulación de Sistema Químico de Divergencia.	54
Tabla 2. Formulación de Sistema Químico de Remoción de Escamas en la Formación.....	55
Tabla 3. Formulación de los Sistemas Químicos de Remoción de Precipitados Orgánicos.	56
Tabla 4. Formulación del sistema químico para la remoción del daño por banco de condensados.....	57
Tabla 5. Cálculo del daño de formación para el pozo PC 30AC a partir de la metodología Spider Plot Analysis.	59
Tabla 6. Cálculo del daño de formación para el pozo PC 26Y a partir de la metodología Spider Plot Analysis.	60
Tabla 7. Línea base para el pozo PC 30AC.....	64
Tabla 8. Análisis de laboratorio para los retornos de estimulación orgánica en el pozo PC 30AC.	64
Tabla 9. Análisis de laboratorio para los retornos de estimulación EDTA en el pozo PC 30AC.....	65
Tabla 10. Línea base para el pozo PC 26Y	65
Tabla 11. Análisis de laboratorio para los retornos de estimulación orgánica en el pozo PC 26Y	66
Tabla 12. Tendencia del Índice de Inestabilidad Coloidal CII antes y después de las estimulaciones.....	67
Tabla 13. Comportamiento del contenido de Aluminio y Sílice antes y después de la estimulación.	67

Tabla 14. Micrograffías obtenidas por análisis SEM-EDX a partículas obtenidas durante proceso de retornos.	69
Tabla 15. Referencia de Conductividades Efectivas para el Pozo PC 30AC.	83
Tabla 16. Relación de Poisson para las Formaciones Productoras del Campo Cupiagua	87
Tabla 17. Módulo de Young para las Formaciones Productoras del Campo Cupiagua.	88
Tabla 18. Compresibilidad Total de la Roca para las Formaciones del Campo Cupiagua.	90
Tabla 19. Totalidad de los pozos constituyentes del Campo Cupiagua.	96
Tabla 20. Pozos Fracturados en la Formación Mirador	96
Tabla 21. Pozos Fracturados y Sometidos a Estimulación Química Remedial.	97
Tabla 22. Pozos Candidatos con Alta Pérdida de Productividad.	97
Tabla 23. Datos generales del campo Cupiagua.	102
Tabla 24. Información del Yacimiento.	103
Tabla 25. Propiedades de roca y fluido.	103
Tabla 26. Propiedades Geomecánicas del campo Cupiagua	104
Tabla 27. Especificaciones técnicas de la fractura hidráulica generada en el pozo PC 26Y.	106
Tabla 28. Resultados de la simulación realizada en el software de producción. .	111
Tabla 29. Representación de condiciones reales del sistema productivo.	127
Tabla 30. Rangos de valor para cada una de las variables a sensibilizar en el proceso.	128
Tabla 31. Listado final de variables empleadas por el módulo CMOST.	132
Tabla 32. Análisis de la función objetivo en un diagrama tornado.	133

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Estado mecánico del pozo PC 26Y.....	161
ANEXO B. Registro de Perforados y Fracturamientos por Subformación.	162
ANEXO C. Parámetros de creación de la estructura base del modelo de simulación.....	163
ANEXO D. Perfiles de inyección y área de afectación del tratamiento químico remedial realizado en el pozo PC_26Y.....	164
ANEXO E. Información procesada para la creación del modelo de simulación ...	165
ANEXO F. Especificaciones técnicas de la fractura hidráulica generada en el modelo de simulación desarrollado para la representación del pozo PC_26Y ...	166
ANEXO G. Parámetros de modelo Elasto-Plástico de Mohr-Coulomb para las tres formaciones productoras del pozo PC_26Y.....	167
ANEXO H. CRITERIO DE FALLO DE MOHR-COULOMB	168
Criterio de fallo de Mohr-Coulomb en tres dimensiones	169
ANEXO I. Registro fotográfico personal del día de realización de la estimulación química	171

RESUMEN

TÍTULO: EFECTO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES SOBRE LA PÉRDIDA DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE

AUTOR: RENSO ALFREDO MAYORGA BALLESTEROS**

PALABRAS CLAVES: Productividad de pozos, Fracturamiento hidráulico, Estimulación química remedial, Yacimientos naturalmente fracturados, Fluidos composicionales, Mecanismos de daño de formación, Simulación numérica de pozos.

DESCRIPCION

Dentro de los aspectos claves durante el diseño y ejecución de un trabajo de fracturamiento hidráulico se pueden resaltar los siguientes aspectos: Un amplio conocimiento de las propiedades petrofísicas y productivas de las formaciones a fracturar, las características geomecánicas del campo, los fluidos del yacimiento, los mecanismos de daño de formación e incluso el grado de experticia del equipo de ingeniería a cargo del diseño y ejecución de los programas de intervención.

El grado de complejidad se incrementa al realizar fracturas hidráulicas empaquetadas con agentes propantes en sistemas de permeabilidad dual con un alto grado de actividad tectónica y presencia de fluidos composicionales sensibles a variaciones en la presión, temperatura y composición de sus fases constituyentes. Los anteriores aspectos mencionados reducen significativamente la conductividad efectiva de la fractura hidráulica y por ende la productividad del pozo a medida que los efectos deposicionales incrementan su radio de afectación en las proximidades del pozo.

Por medio de la presente investigación, se logró establecer puntualmente el efecto de las variables de diseño de los tratamientos remediales y las variables de operación de arranque y estabilización de producción de los pozos luego de la inyección de fluidos sobre la pérdida acelerada de productividad en los meses posteriores a la intervención. Esto se logró mediante el desarrollo de una perspectiva integral, analizando y evaluando aspectos analíticos de laboratorio de química cuantitativa, ingeniería de operaciones de producción, ingeniería de estimulación química de pozos y simulación numérica computacional. Los resultados obtenidos permitieron identificar los factores críticos que estaban dando origen a la pérdida acelerada de la productividad; adicionalmente, por medio de las corridas de simulación, se lograron recrear los mejores escenarios y tendencias operacionales que minimizan significativamente el impacto negativo de estas intervenciones de reacondicionamiento de pozos en la formación Mirador del campo Cupiagua.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: EFFECT OF THE OPERATIONAL VARIABLES ON LOST PRODUCTIVITY OF HYDRAULIC FRACTURED WELLS*

AUTHOR: RENSO ALFREDO MAYORGA BALLESTEROS**

KEYWORDS: Well's productivity, Hydraulic fracturing, Remedial chemical stimulation, Natural fractured reservoirs, compositional fluids, Formation damage mechanism, Numerical well's simulation.

DESCRIPTION

Some of the the key issues during the design and implementation of a hydraulic fracturing job, are: First, a comprehensive knowledge of the petrophysical properties and productive formations to be fractured, the field's geomechanics, the reservoir fluids, the formation damage and even the expertise of the engineering team responsible for the design and implementation of intervention programs.

The complexity increases when dealing with propped hydraulic fracture in formations with dual permeability systems, high tectonic activity and fluids sensitive to variations in pressure, temperature and composition of its constituent phases. This intricate dynamic is catalyzed with the presence of inorganic scales, asphaltenes, paraffins, gas hydrates, fines migration and proppant crushing among others. On the other hand the formation of a bank of condensate induces a restriction in the transmissibility of fluids as in the case of Cupiagua field located in the Colombian foothills. The above mentioned aspects significantly reduce the effective hydraulic fracture conductivity, and hence the well's productivity as the depositional radius increases around the near wellbore.

Through this research, it was possible to establish the effect of design variables related to remedial treatments and the operating variables associated to the startup and stabilization stages after intervention regarding the premature production decline and hence the low productivity indices obtained after this stimulation jobs.

These results were achieved by developing a holistic approach, analyzing and evaluating analytical laboratory quantitative aspects of chemical engineering, production operations, engineering chemical stimulation of wells and computational numerical simulation. The results allowed us to identify the critical factors that were giving rise to accelerated loss of productivity; additionally, through the simulation runs, it was possible to recreate the best scenarios and operational trends that will significantly minimize the negative impact of these workovers in the Mirador formation of Cupiagua field.

* Research Work.

** Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

Reducir el daño de formación es un aspecto crítico para mantener la productividad de los pozos y asegurar el recobro de las reservas estimadas del yacimiento. En la mayoría de los campos, la vida productiva del pozo se ve afectada por factores físicos o químicos que limitan la producción y disminuyen el potencial del pozo. Históricamente, muchas técnicas de estimulación matricial han sido empleadas para lograr eliminar o reducir el daño de formación como parte de las estrategias utilizadas por las compañías operadoras para sostener e incrementar la productividad de los pozos durante el periodo de vida útil de los activos en un campo maduro.

En este orden de ideas el entendimiento de los mecanismos que generan el daño de la formación se convierte en el aspecto crítico para seleccionar el procedimiento correcto de intervención y lograr restablecer o incrementar la capacidad productiva del pozo. El presente estudio se desarrolla dentro de una visión holística del problema, puesto que se consideran aspectos fundamentales del modelo petrofísico del campo, la dinámica de producción de fluidos a lo largo de la historia de producción, la ingeniería de diseño y ejecución de tratamientos remediales, el modelado numérico de yacimientos naturalmente fracturados y las técnicas analíticas de laboratorio empleadas para la evaluación de los depósitos removidos en trabajos de estimulación selectiva de pozos fracturados.

El campo en donde se desarrolló el presente estudio corresponde al campo Cupiagua, actualmente operado por la compañía nacional petrolera ECOPETROL, el cual constituye una de los más grandes e importantes campos productores de hidrocarburos a nivel nacional. El campo fue descubierto en el año de 1992, pero su producción formal no se dio sino hasta el año 1998. El yacimiento asociado con el campo Cupiagua es en esencia un anticlinal compresivamente fallado con

geometría elongada de alrededor de 25 kilómetros de largo por 3 kilómetros de ancho, el cual tuvo su origen durante el periodo del paleógeno cuando se produjo la formación de las cordilleras andinas en el continente Sur Americano. Esta región conocida como el piedemonte llanero contiene una serie de estructuras invertidas, algunas de las cuales han demostrado contener importantes acumulaciones de hidrocarburos siendo Cupiagua una de las estructuras hidrocarburíferas más importante de toda la región.

El fluido de Cupiagua está categorizado como un condensado de gas retrogrado rico, con un punto crítico de rocío a 5350 psi. El diagrama de fases del fluido indica que cuando el yacimiento se encuentre depletado y la presión haya caído por debajo del punto de rocío, se producirá un volumen de condensado entre el 40% y 50% para la mayoría de las condiciones de presión de operación del campo. Así, a medida que se disminuye la presión del yacimiento, se va dando origen a la formación de un banco de condensado, el cual impacta directamente la permeabilidad de la matriz, ya que esta se ve reducida significativamente por el fenómeno de las permeabilidades relativas y por consiguiente es necesario recurrir al fracturamiento hidráulico y/o a la estimulación química remedial para re-establecer la productividad de los pozos.

Un caso particular se presenta en los pozos fracturados hidráulicamente en el campo Cupiagua, en donde se presentan diferentes mecanismos de daño de formación como la precipitación de asfaltenos, parafinas, carbonato de calcio y la formación de bancos de condensado como se expuso en el apartado anterior. La remoción de estos depósitos ha sido posible gracias al uso de sistemas químicos reactivos sobre la matriz afectada¹ los cuales logran picos incrementales de producción entre los 350 a 1250 bopd acompañados de una acelerada pérdida de

¹ ZABALA Romero, RICHARD, MORA Edgar, FERNANDEZ CASTANO Diego. A New Approach for CT Interventions in High-Permeability-Contrast Wells of Cupiagua Field, Colombia. En: SPE/ICo TA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, 26-27 March, The Woodlands, Texas, USA. SPE-163919-MS. 2013..P.1,2.

productividad del pozo en un periodo de 3 a 5 meses, lo cual impacta negativamente no solo la efectividad de remoción de daño sino también el balance financiero de inversión en este tipo de intervenciones.

Para confrontar esta desfavorable situación, se llevará a cabo una investigación a nivel de maestría, la cual buscará identificar el efecto individual de las variables operativas sobre la pérdida de productividad en los pozos fracturados en la formación Mirador, en donde se ha evidenciado el fenómeno con mayor intensidad.

En primera instancia el estudio se enfoca en la determinación de los principales mecanismos de daño evidenciados luego de las estimulaciones remediales. Para tal propósito se emplearon técnicas integradas de estadística y de laboratorio a partir de información real capturada durante el análisis de los retornos de pozo. Posteriormente se llevó a cabo la selección de las principales variables que intervienen tanto en el proceso de diseño e intervención remedial, como en el proceso de arranque y estabilización del pozo. Una vez definidas estas variables, se procedió con la construcción de modelos de simulación de pozo sencillo. Estos modelos fueron empleados como unidades estructurales de investigación, mediante los cuales fue posible realizar un completo estudio de sensibilidad y tendencia de las variables anteriormente seleccionadas.

De esta manera se lograron establecer las principales causas que dieron origen al problema de investigación y se identificaron los escenarios operativos que no han sido favorables para la consecución de volúmenes incrementales sostenidos luego de los tratamientos de remediación.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS^{2 3 4}

1.1.1 Definiciones y clasificaciones. La caracterización de yacimientos es una disciplina científica y matemática cuyo propósito es definir cuantitativamente los datos o información necesarios para realizar una predicción de su comportamiento, lo cual permitirá, por medio del uso de un modelo determinar sus condiciones de explotación óptimas, con base en un estudio económico de rentabilidad.

Un yacimiento naturalmente fracturado es una ocurrencia macroscópica de discontinuidades planares en la roca debido a la deformación o a la diagénesis física, como resultado, los reservorios naturalmente fracturados pueden tener efectos positivos o negativos en el flujo de fluidos dentro de la roca.

Actualmente, el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados representa una tecnología en crecimiento y redefinición. Para explotarlos de manera adecuada es preciso identificar y caracterizar los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz. Por esto es indispensable considerar diversas fuentes de información de tipo estático y dinámico; lo que hace necesario desarrollar tecnologías de vanguardia para comprender los mecanismos de interacción de los fluidos de dichos sistemas.

² AGUILERA Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma (1st Edition, 1980 and 2nd Edition, 1995).

³ BRATTON Tom, CANH Dao Viet, QUE Nguyen Van. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Overview. Schlumberger Otoño de 2006.

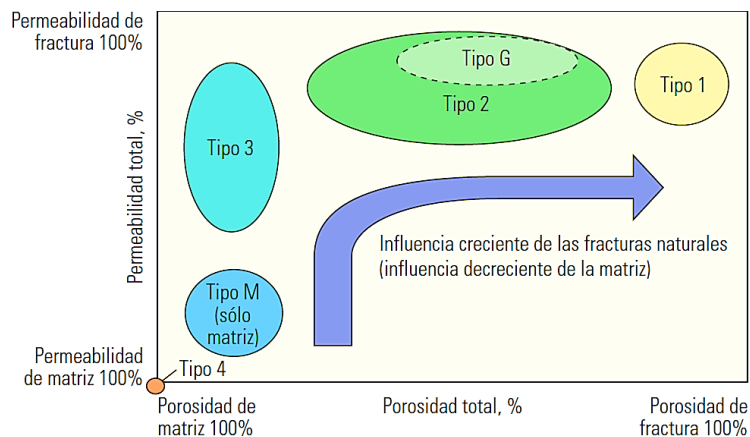
⁴ NELSON Ronald, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs Contributions in Petroleum Geology and Engineering, Vol. 1. University of Southern California. Gulf Publishing's. Houston Texas, U.S 2001.

En la caracterización de fracturas naturales se tienen en cuenta varios parámetros como son: ubicación, aptitud, tipo, morfología, distribución y calidad de fractura, los cuales deben ser precisamente definidos e integrados en modelos que representen en detalle el comportamiento del yacimiento para evaluar su potencial petrolífero.

Esto se puede lograr a través de la implementación de métodos directos como el análisis de núcleos de perforación e imágenes de pozo o indirectos como los registros de pozo, información sísmica, curvas de producción y pruebas de presión entre otros.

Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican con base en la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz.

Figura 1. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.



Tomado de: Yacimientos Naturalmente Fracturados – Schlumberger Oilfield Review

Los yacimientos de tipo 1, en los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseerán áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la estimación de reservas.

Los yacimientos de tipo 2 pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

Los yacimientos tipo 3 son habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

Los yacimientos tipo M, poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de productibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.

En los yacimientos de tipo 4 la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad de dichos yacimientos es negativa. Finalmente se tienen los yacimientos tipo G. Esta categoría ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos CBM, y para los yacimientos de gas-condensado fracturados.

1.1.2 Generalidades y descripción de las fracturas en la formación mirador.

En la formación Mirador, perteneciente al campo Cupiagua, las fracturas no se encuentran distribuidas de forma homogénea en la profundidad, en general, estas aparecen agrupadas en ciertos intervalos denominados *clusters*.

El estudio de estos *clusters* de fracturamiento, además de proporcionar una idea de los intervalos con mayor ocurrencia de fracturas naturales, permite mediante correlación con núcleos de perforación o registros de producción determinar las zonas de mayor interés en cuanto al flujo y aporte de hidrocarburos.

En esta formación se pueden encontrar tres tipos de fracturas: de tensión, de compresión y de cizalla en cada *cluster*. Las fracturas se encuentran abiertas o parcialmente abiertas con paredes rugosas a estriadas favoreciendo de esta manera un aporte de fluidos continuo a los pozos que dependerá de la morfología de las fracturas y de la impregnación de la zona. Con el aumento de la profundidad de la formación el aporte de hidrocarburos a través de las fracturas tiende a disminuir.

1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{5 6}

1.2.1 Fundamentos. En el proceso de fracturamiento hidráulico un fluido es bombeado dentro de una formación permeable, generando una presión diferencial entre la presión del pozo y la presión original del yacimiento.

⁵ ECONOMIDES, Michael J. MARTIN Tony. Modern fracturing. Enhancing natural gas production. ET publishing. Houston, TX. BJ services company 2007.

⁶ DONALDSON E., ALAM W., BEGUM L. Hydraulic Fracturing Explained: Evaluation, Implementation, and Challenges. Gulf Publishing Company. Houston, Texas U.S. 2013.

A medida que se incrementa la tasa de bombeo, también se incrementa esta presión diferencial. Esta presión diferencial causa un esfuerzo adicional alrededor de la cara del pozo.

Eventualmente, mientras la rata de bombeo crece, la presión diferencial causará un esfuerzo tal que logrará sobrepasar el esfuerzo necesario para romper la roca, y de esta manera se dará origen a una fractura hidráulica. En este punto, si las bombas se apagan o la presión no es mantenida, la fractura se cerrará de nuevo. Eventualmente, dependiendo de la dureza de la roca y de la magnitud de la fuerza actuando para cerrar la fractura, se podrá presentar como si la roca nunca hubiese sido fracturada.

Sin embargo, si se bombea algún agente propante dentro de la fractura y luego se estabiliza la presión, la fractura va a permanecer abierta gracias a que el propante proporciona más fuerza que la necesaria para cerrar la fractura. Si este material propante aporta una porosidad y permeabilidad significativa, bajo circunstancias adecuadas un incremento en la conductividad será creado del yacimiento a la cara del pozo. Si el tratamiento ha sido diseñado correctamente se obtendrá como consecuencia un aumento en la producción.

Generalmente, el proceso requiere bombeo de un fluido altamente viscoso dentro del pozo a una alta rata de bombeo y presión, que a su vez demanda un elevado requerimiento de potencia, es por esto que el proceso generalmente incluye el uso de grandes camiones con grandes motores diesel y bombas de gran eficiencia.

Con el fin de crear la fractura, el fluido conocido como **PAD** es bombeado inicialmente. Este es seguido por el fluido con propante que mantendrá la fractura abierta. Después del desplazamiento de estos fluidos con un sistema libre de propante y por lo general de baja viscosidad, las bombas se apagan y el propante no permite el cierre de la fractura.

El ingeniero de fracturamiento puede variar el volumen de fluidos, la concentración y tamaños de propante, la rata de bombeo y el tipo de fluido con el fin de producir las características de fractura requeridas no solamente en la fase de diseño, si no también durante la ejecución de la operación en función de la respuesta de la formación durante la ejecución del esquema de bombeo.

1.2.2 Modelos de fractura hidráulica. Los modelos utilizados para aproximar la geometría y predecir el crecimiento de la fractura creada toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido fracturante, las condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión), el esfuerzo de la formación y la distribución de esfuerzos en el medio poroso. Existen tres familias para modelos de fracturamiento hidráulico; modelos en dos dimensiones, en pseudo-tres-dimensiones y totalmente en tres dimensiones.

Se denomina modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho w , y la longitud media X_f , de la fractura, basándose en la hipótesis que considera la fractura como un paralelepípedo suponiendo altura constante y conocida.

En los modelos en tres dimensiones la altura de la fractura h_f , varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

Estos modelos requieren de información mucho más detallada para aproximar la fractura, por lo cual se deberá evaluar el costo-beneficio a la hora de planear su implementación.

El modelo **PKN** (Perkins & Kern (1961) y Nordgren (1972)) se caracteriza por considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.

El modelo **KDG** (Khistiannovic & Zheltov (1955) y Geertsma & Klerk (1969)) es semejante al modelo **PKN** pero con un giro de 90°. Es aplicable para aproximar la geometría de fractura donde la altura es mucho mayor a la longitud de esta.

En conclusión, para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados:

- Para longitudes de fractura mucho mayores que el alto de la fractura, se tiene el modelo **PKN**. Que son una apropiada aproximación considerando: $X_f \gg h_f$.
- Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo **KGD para el cual** $h_f \gg X_f$
- Un Caso especial se tiene cuando la altura es igual o aproximada a dos veces la longitud de la fractura, conocido como **MODELO RADIAL**. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Para este caso: $2X_f \gg h_f$.

1.2.3 Fluidos de fractura y agentes propantes. En la ejecución de la técnica de fracturamiento es necesario el correspondiente conocimiento del comportamiento de los distintos tipos de fluidos utilizados, según su rol específico.

El fluido inicialmente utilizado es aquel que no contiene material sustentante en suspensión, llamado fluido de relleno o Pad y su objetivo es iniciar y propagar la fractura. Durante la propagación de la fractura se tiene el fenómeno conocido como filtrado, el fluido entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra o revoque en la pared de la misma. Después de la inyección de fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante el material soportante, incrementando la concentración del mismo hasta el final del tratamiento.

Los valores de la concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura. En general, una excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante y una existencia de alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento tales como fisuras naturales. En la última etapa del proceso, el fluido de limpieza tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse de que no exista un sobre desplazamiento ya que podría presentarse estrangulamiento de la fractura que ocasionara una disipación de la presión de fracturamiento y consiguiente cierre de la fractura.

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes: compatibilidad con el material de la formación, compatibilidad con los fluidos de la formación, capacidad de suspender y transportar el material soportante, capacidad de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante, eficiencia en cuanto a una baja pérdida de fluido en la formación, capacidad de ser removido fácilmente por la formación, capacidad de disminuir las pérdidas de presión por fricción, preparación en el campo sencilla, estabilidad y bajos costos.

Algunos de los aditivos del fluido de fractura más comunes son los siguientes: bacterias o biocidas, soluciones amortiguadoras, estabilizadores de temperatura, surfactantes, reductores de fricción, aditivos para el control de pérdidas de filtrado y agentes rompedores.

Los fluidos fracturantes son clasificados en las siguientes categorías:

- -Base agua: son los más utilizados en el tratamiento de pozos con fracturamiento hidráulico.

- -Base aceite: se emplean en formaciones sensibles al agua. Emplean principalmente crudo, diesel y/o varsol.
- -Base alcohol: el alcohol reduce la tensión superficial del agua y tiene un amplio uso como estabilizador de temperatura.
- -Emulsiones: en presencia de geles reducen las pérdidas por fricción.
- -Base espuma: las burbujas de gas proveen alta viscosidad y una excelente capacidad de transporte del material soportante. Se emplean en formaciones que presentan una pobre capacidad de retornar los fluidos inyectados de vuelta a superficie durante el periodo de retornos o limpieza posterior a la fractura.

1.2.4 Fluidos de fractura empleados en campo Cupiagua. Es importante resaltar que en las operaciones previas a la ejecución del fracturamiento hidráulico en campo Cupiagua, se realizan operaciones de limpieza de tubería para remover tanto depósitos de tipo orgánico como inorgánico que gradualmente se han ido adhiriendo a las paredes de la tubería durante la historia de producción del pozo.

Este pre acondicionamiento del pozo es crucial para minimizar el arrastre de agentes contaminantes que eventualmente tienen el potencial de obstruir las proximidades de la cara del pozo, los perforados, y que adicionalmente pueden inducir un daño de formación, el cual comprometería posteriormente la productividad del pozo intervenido.

Por lo general, el fluido de relleno (Pad) utilizado en el campo Cupiagua es un fluido base agua con presencia de alcohol, bactericida, inhibidor de arcillas, surfactante, reductor de tensión, agente gelificante, soluciones amortiguadoras de pH, reticulador de polímero, rompedor enzimático y rompedor oxidante.

Los diferentes sistemas empleados son de tipo base agua, compuestos por un agente gelificante refinado el cual es reticulado a un alto pH por un agente de entrecruzamiento primario a base de zirconio seguido de una estrategia dual de

ruptura de polímero a base de aditivos enzimáticos y oxidantes. Recientemente se han evaluado e implementados sistemas con adición de alcoholes primarios tipo metanol, para cuyos casos, el agente gelificante trabaja hasta una relación de metanol máxima de 30%. A valores por encima de este porcentaje no se logran viscosidades óptimas del fluido base (gel lineal) y por ende no se tendrá la geometría de fractura diseñada debido a un pobre reticulado del sistema.

Como fluidos de trabajo inicialmente se empleaba salmuera de KCl al 2%. Recientemente se emplean salmueras inhibidas libres de aditivos sólidos en solución. Adicionalmente estos fluidos se complementan con la adición de solventes mutuales, surfactantes, bactericidas y reductores de tensión interfacial.

1.2.5 Agentes propantes empleados en campo Cupiagua. Debido a los elevados esfuerzos presentes en las formaciones del campo Cupiagua, en algunos pozos se decidió emplear agentes propantes de alta resistencia tipo bauxita 20/40-16/20 y 14/20. No obstante luego del análisis de diseño, algunas formaciones han sido fracturadas empleando carbolita 16/20 y 20/40 en concentraciones de hasta 10 libras por galón en superficie y de 6 libras por galón en formación.

1.3 DAÑO DE FORMACIÓN

1.3.1 Daño (*Skin*)⁷. Cuando la roca reservorio ha sido dañada o afectada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado.

⁷ FARUK Civan, Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Professional Publishing, Oxford, UK, 2007.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (\emptyset) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que se la conoce como daño (**skin**) y puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como k (**skin**) y \emptyset (**skin**) respectivamente.

El daño somero está más asociado al taponamiento de las gargantas porales con sólidos y el daño a profundidades medias y altas está asociado al contacto con el fluido de perforación y completamiento, las características de la formación y la presión diferencial existente.

El daño no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como el presente en un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio.

La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada.

El daño a la formación se mide mediante un coeficiente denotado "S" que se denomina severidad de daño. Si este coeficiente es mayor a cero se dice que el pozo está dañado con existencia de restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Si el coeficiente es igual a cero el pozo no presenta daño y se encuentra produciendo con un diámetro igual al real.

Por otra parte, cuando el coeficiente es menor a cero el pozo estará produciendo más de lo esperado es decir con un diámetro mayor que el perforado en cuyo caso se dice que el pozo se encuentra estimulado.

Como la producción del pozo está íntimamente relacionada con la severidad del daño en la formación, en lugar de complicar la ecuación del índice de producción IP , es conveniente definir un radio equivalente del pozo, donde se supone que el pozo tiene un diámetro que no es el verdadero, sino que es un diámetro virtual que depende del daño en forma directa.

Se define como radio equivalente:

$$r'_w = r_w \cdot e^{-s}$$

De esta forma, con el radio equivalente se calcula el índice de productividad IP :

$$IP = \frac{k \cdot h}{\alpha_r \cdot B_o \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

En donde:

k : Permeabilidad	μ : Viscosidad absoluta
P_{wf} : Presión dinámica de la formación	r_e : Radio de drenaje
S : Daño total de la formación	r'_w : Radio equivalente del pozo
P_e : Presión estática de la formación	B_o : Factor volumétrico del petróleo
r_w : Radio del pozo perforado	h : Espesor de la capa o nivel
α_r : Coeficiente de unidades (en sistema darcy $\alpha_r=1$)	Q : Caudal de producción

El daño de la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación como se muestra a continuación:

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \cdot \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

En donde:

- k : Permeabilidad media de la formación productiva
- k_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (**skin**)
- r_{skin} : Radio desde el centro del pozo al borde externo del **skin**
- r_w : Radio del pozo

Como se trata de relaciones, la ecuación es independiente de las unidades que se utilicen, siempre que sean las mismas. En condiciones normales, S toma valores entre 1 y 7 para pozos dañados, considerándose que para un $S > 7$ el daño es severo, con $S > 10$ el daño es grave. Con base al valor que asume S se analiza si realmente conviene reparar el pozo.

1.3.2 Mecanismos de daño de formación.

1.3.2.1 Invasión de sólidos de perforación: Las partículas materiales contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas desde el punto de vista del daño de formación: arcillas, ripios, agentes densificantes y viscosificantes y agentes minimizadores de pérdidas de circulación entre otros. Cuando son forzados hacia la formación productiva, pueden progresivamente disminuir la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio.

1.3.2.2 Invasión de fluidos de perforación: La fase líquida de un lodo típico contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productivas. Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, puesto que puede llegar a ser superior a los 5 mts, el filtrado de la inyección es una de las principales causas en la caída de la producción. Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado.

1.3.2.3 Lechada de Cemento: El tamaño desordenado de los granos que conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado proveniente de la lechada de cemento. Sin embargo, incompatibilidades con el agua de preparación de la lechada y aditivos fuera de especificación pueden inducir un daño considerable al contacto con el revoque del lodo presente en las paredes del pozo y aún más, al contacto con la zona productiva de interés. Adicionalmente, la etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria.

1.3.2.4 Daños Por Punzado O Cañoneo: La operación de punzado siempre ocasiona daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera sea el método de cañoneo que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local de la misma.

1.3.2.5 Daños Por Fluidos De Terminación o Completamiento: Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo son las siguientes:

- Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua (**water block**) y emulsiones(**emulsión block**).
- y precipitación de incrustaciones.

1.3.2.6 Daños Durante La Producción: Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción bajo altos caudales de flujo o a elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente

reduciendo el caudal o el o el diferencial de presión entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

Dentro de esta categoría encontramos:

- Migración de finos por sobrepaso de la tasa crítica de producción.
- Precipitación de asfaltenos por pérdida gradual de presión durante la producción.
- Precipitación de parafinas por alteraciones de temperatura más allá del punto de nube.
- Formación de hidratos por cambios de presión y temperatura a lo largo de la tubería de producción.

1.3.2.7 Daños Durante Las Operaciones De Limpieza Del Pozo: Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos de la tubería de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación. Debe tenerse especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado.

Deposición de escamas: Sucede ya sea cuando se da un cambio en las condiciones ambientales (temperatura, presión, pH, presión parcial del gas) durante la mezcla de soluciones incompatibles. Las escamas más comunes son carbonatos de calcio y sulfatos de calcio.

1.3.2.8 Daño Por Deposición De Orgánicos: Los depósitos orgánicos reducen la permeabilidad porque taponan los poros o porque fomentan una mojabilidad de la roca al petróleo. El taponamiento con depósitos orgánicos se origina también al inyectar crudo de los tanques de almacenamiento a la formación.

Este tipo de depósitos se pueden alojar a lo largo de todo el sistema productivo, incluso en las facilidades de producción y transporte, ocasionando significativas pérdidas de presión y reduciendo considerablemente la productividad del pozo.

En el caso del daño por depósitos orgánicos, dos grupos son de particular importancia:

- Las Parafinas: Son una cadena lineal de hidrocarburos alifáticos con pesos moleculares moderados y limitaciones en la solubilidad en otros hidrocarburos. Un enfriamiento del medio puede causar cristalización y precipitación de las mismas. La temperatura a la cual los cristales de cera empiezan a precipitar es definida como el punto de nube, por encima de este punto las parafinas son solubles en el aceite y este es claro.
- Los Asfaltenos: Son los componentes negros de los crudos caracterizados por que tienen altos pesos moleculares, son poli cíclicos, tienen anillos de aromáticos y condensados. La estructura molecular es muy compleja, a menudo contienen oxígeno, sulfuro, nitrógeno y varios metales.

Se pueden formar dos tipos de depósitos del asfaltenos, el tipo de depósito está en función del medio al que el asfalteno este expuesto, se presentan depósitos causados por partículas cargadas eléctricamente que fluyen por el movimiento y la temperatura bajo el punto de burbuja del crudo y otros depósitos causados por emulsiones de resinas naturales. Adicionalmente, un grupo adicional lo constituyen los depósitos mixtos, los cuales están constituidos por componentes orgánicos y escamas o limos y arcillas. Estos componentes se vuelven mojados por aceite y actúan como un sitio de nucleación para los depósitos orgánicos formando un sólido con múltiples capas. Un depósito mixto usualmente requiere de un sistema dual de solventes así como dispersión de un solvente hidrocarburo dentro de un ácido.

1.4 ESTIMULACIÓN QUÍMICA REMEDIAL^{8 9}

1.4.1 Objetivo y limitaciones. Estimulación matricial es el proceso de inyección de fluidos, que pueden ser ácidos, solventes o quelantes, entre otros, al yacimiento por debajo de la presión de fractura para remover el daño existente en la formación.

En una arenisca, el objetivo principal es restaurar la permeabilidad natural del yacimiento, reestableciendo la capacidad de flujo de alta conductividad que ayudan a reducir el daño, alcanzando capacidades de flujo mayores a la condición de no daño del yacimiento. La estimulación química es preferida sobre el fracturamiento hidráulico cuando este último puede generar un incremento de fluidos no deseables, agua y gas, cuando la configuración mecánica del pozo no es capaz de manejar las presiones de tratamiento o cuando el objetivo de producción puede ser alcanzado removiendo el daño a la formación. Resultados de alto impacto pueden ser alcanzados con la aplicación de tratamientos químicos cuando dichas intervenciones son apropiadamente diseñadas precedidas por la correcta candidatización del pozo a estimular.

Una característica inherente a toda estimulación son las restricciones químicas de los fluidos de tratamiento con el material generador del daño y los componentes de la roca. Una vez completado el primer ciclo de reacciones (por lo general que son las deseadas para la remoción del daño) se presentan una serie de reacciones entre los fluidos de tratamientos y los subproductos de las reacciones anteriores que dan origen a nuevas posibles fuentes de daño.

⁸ ECONOMIDES Michael J. Nolte Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third Edition. Willey. Texas, U.S. 2003.

⁹ SCHECHTER Robert. Oil Well Stimulation, Prentice Hall Inc. Second Edition New Jersey. U.S. 1992.

1.4.2 Tratamientos Químicos Remediales. El diseño del tratamiento requiere un conocimiento básico de todo el fenómeno que envuelve incluyendo la reacción química entre los fluidos, el flujo del líquido a través del medio poroso así como las posibles inestabilidades.

Dentro de los tratamientos de mayor aplicación a nivel mundial, se encuentra el tratamiento de acidificación usado para remover el daño cerca a la cara del pozo envuelve la inyección de un fluido reactivo dentro del medio poroso, el fluido disuelve alguna parte del medio poroso y como consecuencia se incrementa la permeabilidad. Así mismo, otro tratamiento de común aplicación es la remoción de depósitos orgánicos y/o no inorgánicos. Para este tipo de tratamiento la correcta caracterización del depósito originador del daño de formación a fin de realizar la correcta escogencia de los fluidos a utilizar para su disolución.

Los depósitos orgánicos son atacados en su mayoría con fluidos de base aromática y/o alifática más una serie de aditivos específicos para cada formación. Para el caso de los depósitos inorgánicos se utilizan sistemas reactivos, si bien en su mayoría son sistemas de bajo pH, el uso de sistemas quelantes ha incrementado su uso en los últimos años para este tipo de aplicaciones.

En general, estos tratamientos pueden ser subestimados dado a su relativa simplicidad; sin embargo, factores como reactividad de los sistemas con la matriz, efectos en la humectabilidad de la roca, tiempos de disolución del material, entre otros pueden ser fácilmente pasados por alto y comprometer el resultado de dichas intervenciones.

Típicamente, los ácidos minerales o simples ácidos orgánicos disuelven los carbonatos pero son poco efectivos para los sulfatos. La disolución de sulfatos requiere el uso de quelantes disolventes que normalmente son ácidos poli

carboxílicos. Los quelantes actúan ensanchando la solubilidad natural de los depósitos.

Los factores que controlan la efectividad de los disolventes son el tipo de mineral, la temperatura y la presión, la anisotropía del mineral, el tamaño de las partículas, la rata solido-liquido, la agitación y el valor de pH.

Otro factor que controla la disolución del mineral es la rata de reacción. Comparando con el proceso que hace el ácido para atacar los carbonatos, los quelantes reaccionan más lento en los sulfatos. Eso ocurre porque la rata está controlada por la separación de los cationes de la superficie del mineral y entonces, deben ser considerados los factores que la afectan según la capacidad total del disolvente.

1.4.3 Parámetros Operacionales De Ejecución. Con el fin de minimizar la ocurrencia de reacciones secundarias, terciarias y subsiguientes (y por ende incrementar las posibilidades de éxito del tratamiento) en general un tratamiento en arenisca tiene la siguiente secuencia de bombeo:

- Limpieza de tubería
- Preflujo de solvente
- Preflujo de salmuera inhibida (opcional)
- Preflujo acido
- Tratamiento principal
- Post flujo
- Desplazamiento
- Remojo
- Circulación de retornos a superficie

Dentro del diseño de los sistemas ácidos se debe realizar una cuidadosa selección de los aditivos a utilizar. Por lo general todo sistema ácido tiene dentro de su composición: inhibidores de corrosión, controladores de hierro, agentes tensoactivos, controlador de finos, surfactantes, solventes mutuales, agentes quelantes y arcillas entre otros.

1.4.4 Estimulación De Pozos Interceptando Fracturas Naturales. Con la disminución de la calidad del yacimiento, la importancia de las fracturas naturales al proceso de producción crece mientras el radio de k_f/k incrementa, donde k es la permeabilidad de la formación y k_f es equivalente a la permeabilidad de la fractura.

En muchos yacimientos el número de intercepciones de perforación/ fractura son limitados. Si la mayor parte de la producción es conducida hacia el pozo por estas pocas intercepciones, entonces es crítico que estas estén limpias de cualquier material que pueda taponarlas. Dicho material de taponamiento puede ser resultado de los sólidos de perforación. Otra alternativa es el desarrollo irregular de llenado de la fractura diagenética que puede causar el taponamiento cerca al pozo.

Las opciones para esta estimulación son principalmente fracturamiento hidráulico y tratamientos químicos, usualmente acidificación.

A la fecha, el fracturamiento hidráulico de los yacimientos naturalmente fracturados no está del todo 100% entendido (Oushi 2015), y muchos requieren del uso indeseable de aditivos para la pérdida de filtrado en las fracturas. Por muchas razones, incluyendo economía, la estimulación química aparenta ser la opción más atractiva.

La mayor parte de las fracturas naturales tienen abertura irregular. La tasa de flujo en una fractura puede ser aproximada por una relación de placas paralelas, la tasa de flujo es proporcional al cubo de la abertura. Consecuentemente, la invasión del fluido de perforación dentro de una fractura con abertura irregular puede ser prevista como un llenado secuencial de los canales y un sucesivo decrecimiento de la abertura hasta que sea sellado completamente la intercepción del pozo.

Asumiendo que el frente de disolución de ácido es irregular (por la variedad en la abertura de la fractura se da irregular distribución del material de taponamiento producido por la perforación o por otras razones), la ruptura por el ácido de la región con fracturas abiertas no será uniforme y un canal delantero al túnel de perforación y la fractura abierta será formado. La resistencia al flujo del ácido dada por el canal abierto será mucho menor que la resistencia ofrecida por los poros del material de taponamiento. En este caso, un progresivo incremento del canal será esperado, con una rápida disminución del flujo del ácido en el material de taponamiento de la fractura y un rápido incremento del flujo en el canal aproximadamente acorde a la ley de potencia.

El uso de un agente dispersante es por lo tanto es recomendable. El uso de bolas selladoras podría en este caso solo dejar que las fracturas produzcan hidrocarburos por un canal estrecho conectando la fractura abierta con el túnel de perforación. La dispersión dentro de la fractura es requerida si el ácido continua removiendo el material de taponamiento en la inmediata cercanía de los canales. Los agentes dispersantes pueden incluir geles, espumas o lechadas que particularmente pueden incluir sales, escamas de ácido benzoico o partículas solubles de resina.

1.5 MODELADO NUMÉRICO DE POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS¹⁰¹¹

1.5.1 Conceptos básicos de simulación de yacimientos. El objetivo de la ingeniería de yacimientos se centra en adquirir un mejor conocimiento de las características del yacimiento con la finalidad de estimar las reservas recuperables, determinar el esquema de explotación que permita recuperar la máxima cantidad de hidrocarburos a un mínimo costo y predecir el comportamiento del yacimiento.

Un modelo integral de simulación de yacimientos está constituido básicamente por cuatro modelos que interactúan entre sí: El modelo del yacimiento, el modelo del pozo, el modelo de la cara del pozo y el modelo de superficie. El modelo del yacimiento representa el flujo de fluidos dentro del reservorio.

El yacimiento se modela mediante la subdivisión del volumen total del reservorio en un conjunto o cuadrículas espaciales de pequeños elementos de volumen. En particular se emplean diferentes nombres para referirse a estos elementos de volumen: bloque de cuadrícula (**gridblock**), celda (**cell**) o nodo (**node**). El conjunto de todos estos elementos de volumen es conocido como cuadrícula (**grid**) o malla (**mesh**).

Cada simulador de Yacimientos incluye tanto un modelo de yacimientos como un modelo de pozo. El modelo de pozo es un término que representa las ecuaciones de flujo de fluidos de extracción de fluidos del yacimiento O la inyección de fluidos dentro del reservorio.

¹⁰ AZIZ Khalid. SETTARI Antonin. Simulación De Yacimientos De Petróleo. Intercomp desarrollo de recursos & ingeniería Ltd. Calgary, Alberta, Canadá.

¹¹ FANCHI John, Principles of Applied Reservoir Simulation, Second Edition, Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, U.S. 2001.

Un simulador comercial debidamente caracterizado y constituido incluye un modelo de la cara del pozo y también un modelo de las facilidades de superficie. El modelo de la cara del pozo representa el flujo desde la cara de la arena productora a la superficie. El modelo de superficie representa las limitaciones o restricciones asociadas con las facilidades de superficie, tales como plataformas y restricciones en choques y separadores.

Los algoritmos matemáticos asociados con cada modelo dependen de las leyes de conservación física y de correlaciones empíricas. Los simuladores computarizados se basan en los principios de conservación de masa momento y energía. Este conjunto de algoritmos es suficientemente complejo y detallado lo que implica que para su solución práctica se requieren computadores de alta velocidad y capacidad de procesamiento de datos que permitan la solución matemática de los modelos matemáticos que representan la simulación el yacimiento.

1.5.2 Elementos principales en el estudio de un simulador de yacimientos.

Los elementos esenciales en un sistema de simulación incluyen el ajuste histórico del campo la realización de predicciones y un pronóstico de producción basado en la estrategia actual de desarrollo de los campos así como la evaluación de diferentes escenarios alternativos de operación.

Durante la realización del ajuste histórico, el modelado verificará y refinará la descripción del yacimiento, partiendo de una descripción inicial, el modelo puede ser utilizado para ajustar y predecir el desempeño del campo. Si es necesario, el modelador podrá modificar la descripción del yacimiento hasta que se logre un ajuste histórico aceptable.

El ajuste histórico del campo es una fase importante del diseño que básicamente se puede interpretar como un proceso iterativo que hace posible integrar la geociencia de yacimientos con los datos de ingeniería.

El proceso del ajuste histórico se puede considerar como un problema inverso porque la respuesta ya existe. Ya se conoce cuál es el desempeño del yacimiento y se desea entender el porqué del origen de esas tendencias.

El objetivo del modelador consiste en encontrar el conjunto de parámetros de reservorio que minimice la diferencia entre el desempeño del modelo y el desempeño histórico real del campo.

Una vez se tiene disponible el ajuste histórico, el siguiente paso consiste en construir un caso base de predicción, el cual nos dará una línea base para comparar con otras estrategias de manejo de desarrollo del yacimiento.

1.5.3 Tipos De Simuladores Numéricos. Los simuladores numéricos suelen clasificarse de acuerdo al número de dimensiones, el tipo de yacimiento y el proceso de recuperación simulado, tal como se ilustra en la Figura 2. A continuación se efectúan algunos comentarios sobre los tipos de simuladores incluidos en la Figura 2.

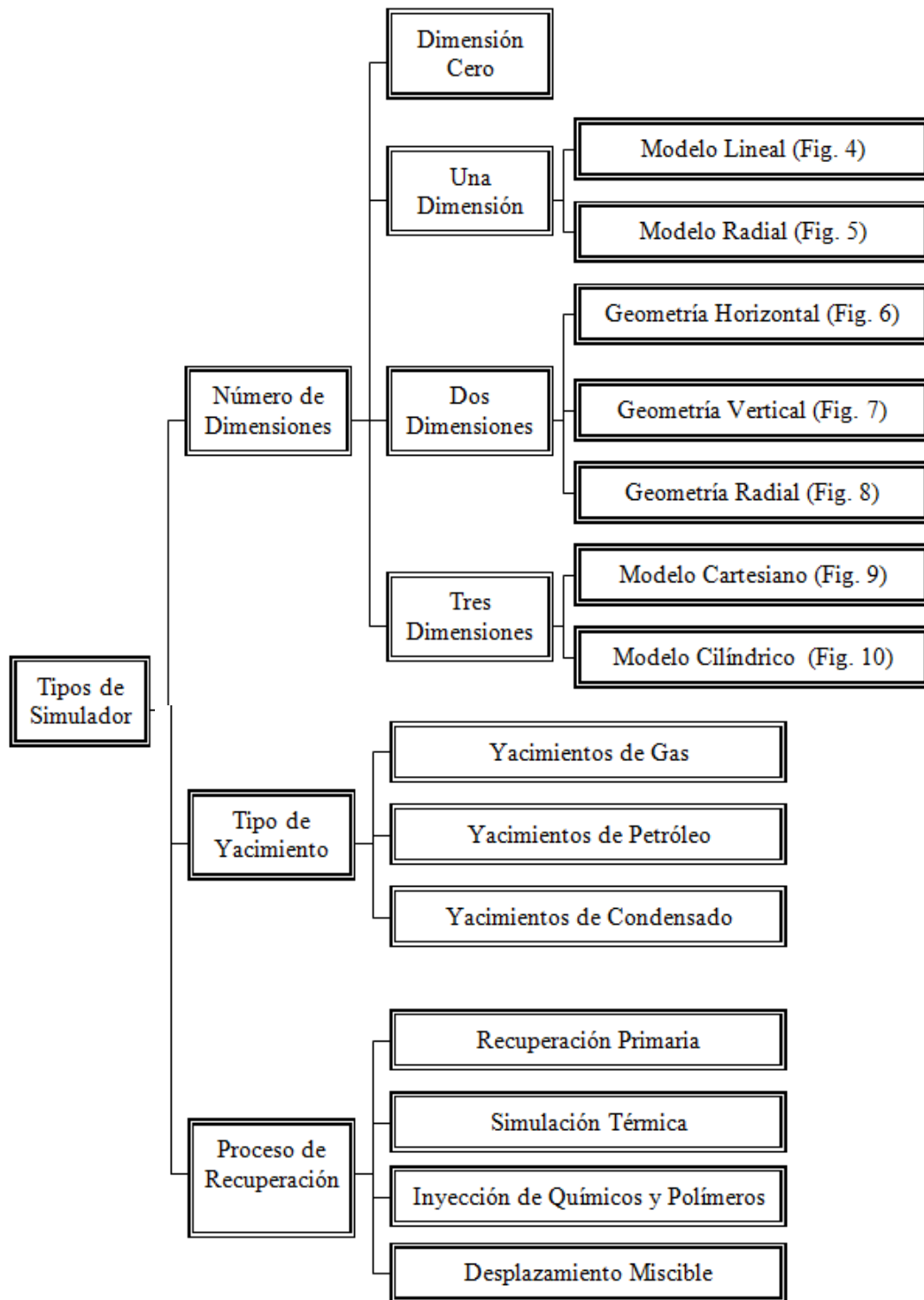
1.5.3.1 Clasificación de Acuerdo al Número de Dimensiones: El modelo más simple es el de *dimensión cero* (Figura 3). Este modelo considera al yacimiento como un tanque, motivo por el cual también se le conoce como "modelo tanque". Además, considera que el disturbio de presión inducido en el yacimiento debido a la producción e inyección de fluidos se transmite instantáneamente a través de todo el sistema; por esta razón, los cálculos siempre se efectúan a condiciones estáticas.

El modelo de dimensión cero no considera la variación espacial de las propiedades de los fluidos y de la roca. La ecuación de balance de materiales es un modelo de dimensión cero ampliamente aplicado en el análisis convencional del comportamiento de un yacimiento.

Las Figuras 4 y 5 presentan los modelos lineal y radial en *una dimensión*. Aunque estos modelos consideran al yacimiento más detalladamente que el modelo de dimensión cero, solamente dan una idea general del movimiento de fluidos y de la distribución de presiones en el yacimiento en función del tiempo. Los modelos de *dos dimensiones* permiten una descripción más detallada del yacimiento. Pueden ser de geometría horizontal (Figura 6), vertical (Figura 7) o radial (Figura 8).

El modelo de geometría horizontal es particularmente útil en la simulación de eficiencias de barrido, efectos de barreras y evaluación de arreglos geométricos de pozos de inyección. Los modelos verticales permiten simular la variación vertical de permeabilidad, efectos de estratificación y efectos de segregación de fluidos. Los modelos radiales tienen aplicación en la simulación de procesos de conificación de agua y gas e interpretación de pruebas de presión.

Figura 2. Clasificación General de Simuladores.



Fuente: Osorio Gildardo – Simulación de Yacimientos.2001.)

Figura 3. Modelo de dimensión cero.

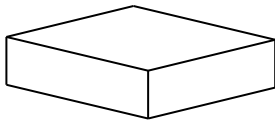


Figura 4. Modelo de una Dimensión: (a) Lineal; (b) Vertical.

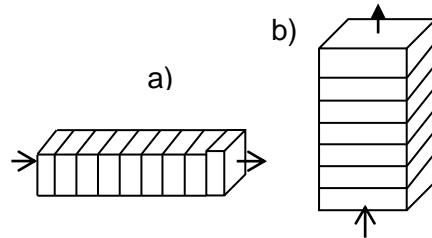


Figura 5. Modelo radial.

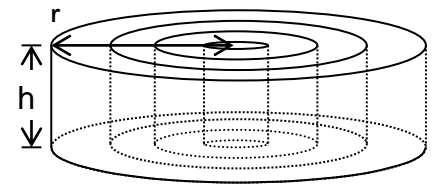


Figura 6. Modelo en dos dimensiones areal (Horizontal)

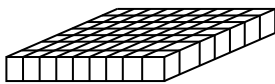


Figura 7. Modelo en dos dimensiones (vertical).

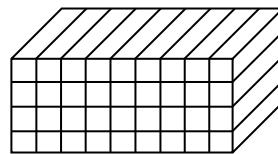
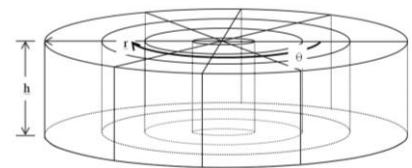


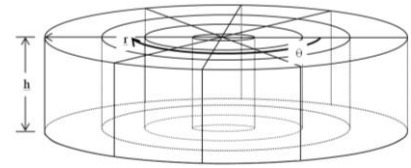
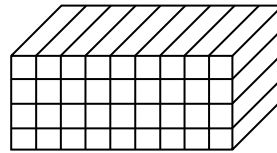
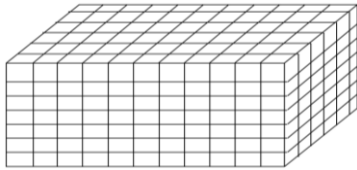
Figura 8. Modelo radial en dos dimensiones (r,θ).



Fuente: Osorio Gildardo, Simulación de Yacimientos de Petróleo.2001.

Los modelos en tres dimensiones pueden ser cartesianos o radiales, tal como se ilustra en las Figuras 9 y 10, respectivamente. Son los modelos de mayor versatilidad, pues permiten simular la variación de las propiedades de la roca y de las condiciones de flujo areal y verticalmente. Sin embargo, su aplicación es limitada debido a sus altos costos y a que requieren de una muy buena caracterización del yacimiento.

Figura 9. Modelo cartesiano en tres dimensiones (x, y, z). **Figura 10. Modelo radial en tres dimensiones (r,θ,z).** **Figura 11. Modelo radial en dos dimensiones (r,θ).**



Fuente: Osorio Gildardo, Simulación de Yacimientos de Petróleo. 2001.

1.5.3.1 Clasificación de Acuerdo al Tipo de Yacimiento: Los simuladores pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de yacimiento como simuladores de yacimientos de gas, de yacimientos de "petróleo negro" y de yacimientos de condensado o petróleo volátil.

Los simuladores de "petróleo negro", también conocidos como modelos β , describen el flujo de agua, petróleo y gas teniendo en cuenta la solubilidad del gas en el petróleo. Estos modelos no tienen en cuenta los cambios en la composición del gas y del petróleo. En un modelo β el fluido de yacimiento es aproximado por dos componentes: un componente no volátil (crudo) y un componente volátil (gas) soluble en la fase del petróleo.

El modelo β asume lo siguiente:

- a. El agua y el petróleo se consideran inmiscibles.
- b. El gas es soluble en el petróleo pero, generalmente, no en el agua.
- c. El petróleo a condiciones de yacimiento está formado por dos componentes: petróleo a condiciones de superficie y gas a condiciones normales.

d. Los fluidos de yacimiento se encuentran en equilibrio termodinámico.

En los modelos de yacimientos de condensado o petróleo volátil (modelos composicionales), el comportamiento de hidrocarburos en el yacimiento se representa como una mezcla de componentes individuales y no como la mezcla de dos fases. La composición de las fases se determina mediante la aplicación de ecuaciones de estado. Las densidades y viscosidades se obtienen de la composición de las fases previamente calculadas.

Los modelos composicionales son más complejos y costosos, y describen más objetivamente el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, que los modelos de "petróleo negro". Sin embargo, los modelos composicionales presentan problemas tales como la determinación de las propiedades físicas de las fases cerca al punto crítico, la caracterización de los componentes del crudo y los largos tiempos requeridos para correr el simulador.

1.5.3.2 Clasificación de Acuerdo al Proceso de Recuperación: Los simuladores pueden ser clasificados de acuerdo a los mecanismos de recuperación del crudo. Los procesos tenidos en cuenta en esta clasificación son: recuperación primaria, simulación térmica, recuperación por desplazamientos miscibles e inyección de químicos y polímeros.

Los principales mecanismos de recuperación térmica (inyección de vapor y combustión *in-situ*) son: la reducción de la viscosidad del petróleo debido al incremento de temperatura, la destilación de componentes livianos de la fase del petróleo a la fase de gas y, en el caso de combustión *in-situ*, el *cracking* térmico a altas temperaturas con la subsiguiente destilación.

Los procesos de recuperación por inyección de químicos más comúnmente aplicados son: inyección de solución de polímeros, inyección de surfactantes e inyección de soluciones alcalinas. La recuperación por inyección de polímeros ocurre debido a la disminución en la relación de movilidades, ocasionada por el aumento en la viscosidad del agua. Las soluciones alcalinas reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que hace posible la formación de un banco de petróleo, el cual es transportado hacia el pozo productor. El mecanismo de recuperación por inyección de alcalinos es más complejo; se considera que la disminución de la tensión superficial, la alteración de la humectabilidad y la emulsificación son factores que contribuyen a este último proceso de recuperación.

1.5.4 Simulación De Yacimientos Naturalmente Fracturados. Para el caso de un sistema de porosidad dual, el pozo se simula de igual forma en que sería simulado en un pozo de porosidad sencilla. La única particularidad es la ubicación en la cual se colocará el pozo perforado. El pozo pudiera estar ubicado bien sea en el medio de la matriz o atravesando la región fracturada o también en ambos medios.

El pozo se representa por medio de una fuente (sink), en cada una de las celdas atravesadas por la sección perforada del pozo. Este término llamado fuente se formula a través del índice de productividad del pozo, el cual asocia cada caudal de flujo por celda del pozo con la diferencia entre la presión promedio en cada celda del pozo y la presión en la cara del pozo asumiendo un flujo radial en estado estable.

El índice de productividad generalmente se calcula empleando la fórmula de Paceman (Paceman 1983) para pozos horizontales o verticales, o utilizando una extensión de esta fórmula para los pozos inclinados (Mochizuki 1995).

En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados la geometría de flujo alrededor de la cara del pozo está fuertemente condicionado por la geometría y las propiedades de la red de fracturas naturales en las proximidades del pozo. Por consiguiente los índices de productividad basados en la fórmula de Paceman con permeabilidades de fractura escaladas en cada una de las celdas, no son a menudo representativas, debido a que el proceso de escalado generalmente se basa en un modelo de simulación tipo paralelepípedo el cual emplea condiciones de frontera depresión lineal, el cual no captura el comportamiento real de flujo en las proximidades del pozo. Como resultado, la productividad del pozo calculado por un simulador de flujo de porosidad dual puede ser muy diferente del calculado en las proximidades del pozo empleando un modelo de red de fractura discreta tipo DFM.

Es posible obtener valores más representativos del índice de productividad mediante la simulación del flujo en las proximidades del pozo en un modelo de elementos discretos que incluya la representación actual de la red de fracturas geológicas en las proximidades de la cara del pozo el cual si adopta condiciones de frontera de flujo apropiadas.

1.5.5 Dimensionamiento De Los Modelos de Simulación. Los modelos de simulación pueden ser construidos en tres diferentes tipos de escala: los modelos de campo completo (*Full Field Model*), Los modelos sectorizados (*Sector Model*), Y los modelos de pozos sencillo (*Single Well Model*).

Los modelos de campo completo se utilizan para ajustar el desempeño de todo el yacimiento explotado. Los resultados de producción obtenidos a través de un modelo de campo completo, de hecho ya corresponden a la producción real del campo y no necesitan un proceso adicional de escalado. La desventaja de utilizar modelos de campo completo consiste en que el número de bloques utilizados para la simulación deben ser suficientemente grandes para cubrir toda la extensión del

campo, lo cual no ofrece un refinado detallado en algunos sectores de interés del campo, lo que implicaría un trabajo adicional de discretización en las zonas de interés, y por consiguiente un mayor tiempo de ejecución durante la corrida del modelo para la obtención de resultados.

Los modelos sectorizados se modelan con el propósito observar y estudiar el comportamiento y las tendencias en una pequeña área del campo. Estos modelos a menudo se construyen o se extraen a partir de la descripción de un modelo de campo completo. Los modelos sectorizados permiten obtener una mayor resolución de la malla de simulación lo cual agiliza los tiempos de cálculo y entrega de resultados por parte del modelo.

Los modelos sectorizados tienen la desventaja de no contar con un modelo de flujo a areal a través de las fronteras del modelo, lo cual dificulta tanto su extracción del modelo de campo completo, como su reincorporación al modelo mayor luego de haber efectuado algunos refinamientos de la malla. En este orden de ideas los modelos sectorizados no toman en consideración el efecto de los pozos ubicados fuera del área de estudio aun cuando se realice una detallada descripción de las condiciones de frontera del modelo. Para incrementar precisión y desempeño del modelo se puede utilizar el histórico de producción del campo para corroborar la funcionalidad del modelo sectorizado y de cierto modo comprobar que los resultados arrojados son coherentes con la realidad.

Finalmente uno de los tipos de modelo más utilizado es el tipo de modelo de pozo sencillo o modelo conceptual. Este tipo de modelos se pueden construir en un menor tiempo con respecto al modelo sectorizado y requieren solamente una descripción aproximada de la porción de reservorio que es relevante para el estudio conceptual.

Otro aspecto positivo para resaltar en la utilización de este tipo de modelos para el desarrollo de estudios e investigaciones, consiste en que los recursos computacionales requeridos para desarrollar este tipo de modelos son relativamente pequeños comparados con el modelo de campo completo o el modelo sectorizado.

Los resultados de los modelos de pozo sencillo o modelos conceptuales son de carácter cualitativo y se utilizan en mayor grado en la comparación de conceptos como la estratificación vertical y en escenarios de simulación de condiciones de producción cuando interesa observar perturbaciones a lo largo de un periodo de tiempo definido

Los modelos de pozo sencillo también pueden ser utilizados para la preparación de pseudo curvas a ser empleadas en modelos de yacimiento completo o sectorizados, gracias a su habilidad de lograr una mayor resolución de la malla en las zonas de interés; con lo que se logra una mejor representación de las condiciones reales que experimenta el pozo.

La desventaja de este tipo de modelos radica en que sus resultados no pueden ser extrapolados directamente para aplicar en la descripción de un campo en particular. Debe entonces comprenderse que el uso de los modelos de pozo sencillo proveen únicamente una información bastante importante con respecto a las tendencias cualitativas y comportamientos puntuales que eventualmente se pueden aplicar en un sector o área específica de un campo petrolero gracias a su habilidad para desarrollar mallas mucho más refinadas en las zonas críticas para el interés del estudio.

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN REMEDIAL EMPLEADOS EN LA FORMACIÓN MIRADOR

Luego de una completa revisión de los reportes post-estimulación, se lograron identificar los principales tratamientos químicos empleados en la formación Mirador. A continuación se presentan los aditivos químicos y las concentraciones empleadas:

2.1 TRATAMIENTOS QUÍMICOS EMPLEADOS EN EL CAMPO CUIPAGUA

2.1.1 Sistema Químico Para el Posicionamiento de Tratamientos de Estimulación. Este agente divergente se emplea con el propósito de optimizar el posicionamiento de los tratamientos químicos a través de formaciones o fracturas en las cuales se presenta un considerable índice de heterogeneidad en la permeabilidad. Con este tipo de sistemas químicos, se logra una mejor barrido de limpieza a través de toda la zona de interés.

Tabla 1. Formulación de Sistema Químico de Divergencia.

TRATAMIENTO DE DIVERGENCIA		
Tipo de Aditivo	Función	Concentración
Agua	Fluido Base	858.2-890 gpt ¹²
Cloruro de Potasio	Estabilizador de Arcillas	170 ppt ¹³
Controlador de Hinchamiento	Estabilizador de Arcillas	2 gpt
Alquenos & Sílice Amorfa	Antiespumante	2 gpt
Polímeros	Control de Conformidad	33-100 gpt
Acetato de Amonio	Solución Amortiguadora	1.8 gpt
Naftaleno-Etanol-Trimetil Benceno	Surfactante	2 gpt
Isopropanol-Aguarrás	Surfactante	1 gpt

Fuente: Programa de estimulación química remedial, Superintendencia de Operaciones Nororiente. Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

¹² gpt: gallons per thousand: galones de aditivo por cada mil galones de tratamiento.

¹³ ppt: pounds per thousand: Libras de aditivo por mil galones de tratamiento.

2.1.2 Sistema Químico Para la Remoción de Escamas Inorgánicas. En las formaciones con una alta tendencia a la re precipitación de escamas inorgánicas por efectos de reacciones secundarias, y en escenarios de elevadas temperaturas, se prefiere el uso de sistemas químicos menos reactivos, pero con igual poder de disolución de material inorgánico como es el caso de los carbonatos de calcio y de bario. Adicionalmente, el uso de ácidos fuertes como en el caso del ácido clorhídrico incrementa la severidad de la corrosión de las facilidades de fondo de pozo comprometiendo seriamente la integridad mecánica en este importante sector del sistema productivo.

Por los anteriores aspectos mencionados, el operador del campo optó por el uso del Ácido Etildiaminotetraacético mejor conocido como EDTA para llevar a cabo la remoción principal de las escamas inorgánicas.

Tabla 2. Formulación de Sistema Químico de Remoción de Escamas en la Formación.

TRATAMIENTO DE QUELACIÓN		
Tipo de Aditivo	Función	Concentración
Agua	Fluido Base	296gpt
Aminas Cuaternarias-Polímeros	Estabilizador de Arcillas	2gpt
Controlador de Hinchamiento	Estabilizador de Arcillas	2 gpt
Naftaleno-Xileno-Alcohol Isopropílico	Surfactante	2 gpt
Trimetilbenceno-Naftaleno-Etanol	Surfactante	2 gpt
Alcohol Oxialquilado	Surfactante	2 gpt
Ácido Etildiaminotetraacético	Solvente de Escamas	700 t

Fuente: Programa de estimulación química remedial, Superintendencia de Operaciones Nororient. Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

2.1.3 Sistema Químico Para la Remoción de Escamas Orgánicas.

Históricamente el campo ha evidenciado la presencia de depósitos orgánicos de tipo parafínico y asfáltico, por tal motivo, el tren de estimulación contempla el uso de solventes alifáticos y aromáticos acompañados de agentes surfactantes y demulsificantes con el objetivo de alcanzar elevados niveles de remoción evitando inducir bloqueos adicionales por efecto de incompatibilidades y emulsiones en la formación.

A continuación se presentan las formulaciones de los sistemas mencionados anteriormente:

Tabla 3. Formulación de los Sistemas Químicos de Remoción de Precipitados Orgánicos.

DIESEL INHIBIDO DI		
Tipo de Aditivo	Función	Concentración
Diesel CPF Cusiana	Solvente Base	938 gpt
Butoxietanol	Solvente Mutua	60 gpt
Butoxietanol-Alcohol	Surfactante	2 gpt
DIESEL INHIBIDO-XILENO DIX		
Tipo de Aditivo	Función	Concentración
Diesel CPF Cusiana	Solvente Base	833 gpt
Butoxietanol	Solvente Mutua	60 gpt
Xileno	Solvente Aromático	100 gpt
Butoxietanol-Alcohol	Surfactante	2 gpt
Solvente de Píneo	Disolvente de Parafinas	5 gpt

Fuente: Programa de estimulación química remedial, Superintendencia de Operaciones Nororiental. Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

2.1.4 Sistema Químico Para la Remoción de Bancos de Precipitados. El manejo del daño de formación asociado con la presencia del banco de condensado, requiere un tratamiento adicional, para el cual se emplea la misma base de los sistemas de remoción de orgánicos, pero con la adición de alcoholes para lograr una mayor remoción de este banco en las proximidades de la cara del pozo. El sistema empleado recibe el nombre DAX que en esencia es una mezcla de Diesel, Alcohol y Xileno. El tratamiento DAX, presenta entre otras las siguientes fortalezas: Primero disminuye la viscosidad del aceite *in-place* y mejorar la limpieza y segundo, facilita la limpieza gracias a que la tensión interfacial es disminuida por el diesel mientras el alcohol aumenta la presión de vapor de la mezcla. Esto mejora la permeabilidad del gas, reduciendo la saturación del condensado.

Tabla 4. Formulación del sistema químico para la remoción del daño por banco de condensados.

DIESEL INHIBIDO-XILENO DAX		
Tipo de Aditivo	Función	Concentración
Diesel CPF Cusiana	Solvente Base	598 gpt
Butoxietanol	Solvente Mutual	2 gpt
Butoxietanol-Alcohol	Surfactante	100 gpt
Alcoholes Alifáticos	Solvente	300 gpt

Fuente: Programa de estimulación química remedial, Superintendencia de Operaciones Nororient. Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

2.2 DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.

En los campos de Cupiagua y Cupiagua Sur se presentan a la vez varios mecanismos de daños, esto implica que se debe caracterizar el daño total para identificar, que tipo de fluidos se van a utilizar, que metodología de colocación se

debe implementar y finalmente que beneficios se obtendrán de la manera más acertada. Los daños que se evidencian para este caso son: Escamas inorgánicas, depósitos orgánicos, bloqueo por finos, daño inducido, efectos sobre permeabilidad relativa al gas y daño Geomecánico.¹⁴

Para identificar los componentes del daño total presente se emplea una metodología desarrollada por el investigador Alejandro Restrepo¹⁵, la cual ha demostrado mediante resultados de campo haber sido efectiva y acertada para el caso del campo Cupiagua y la cual se fundamenta en un método estadístico llamado “**Spider Plot Analysis**”, la cual a través de un análisis detallado de la historia del pozo, de los retornos de estimulaciones previas, comportamiento físico-químico del agua de formación, perfil de declinación, entre otros, entrega una clasificación porcentual del peso de cada uno de los seis (6) componentes del daño identificados en el campo.

A continuación se presentan las siguientes tablas y graficas en donde se muestran la caracterización realizada para los pozos CUP-U13 y PC 26Y.

¹⁴ ZABALA RICHARD D. Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL. 2010.

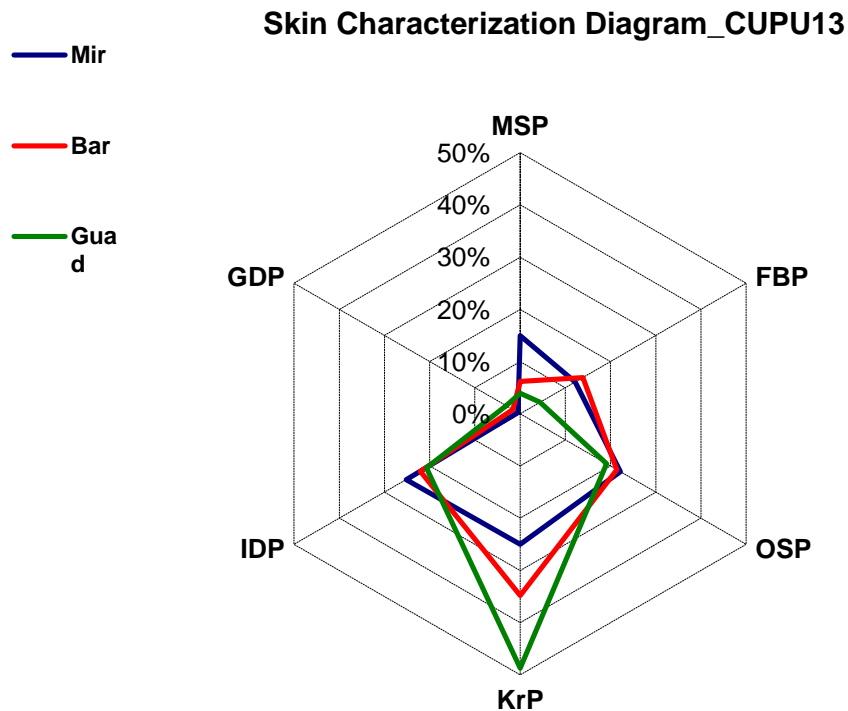
¹⁵ RESTREPO ALEJANDRO, FRANCO CARLOS, SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields. BP Exploration Colombia Ltd. SPE 98136. La Fayette, Los Angeles U.S. 2006.

Tabla 5. Cálculo del daño de formación para el pozo PC 30AC a partir de la metodología Spider Plot Analysis.

Mirador	Barco	Guadalupe	Parámetros de Daño de Formación
15 %	6 %	4 %	MSP (<i>Mineral Scale Parameter</i>)
12 %	14 %	4 %	FBP (<i>Fines Blockage Parameter</i>)
22 %	21 %	19 %	OSP (<i>Organic Scale Parameter</i>)
25 %	35 %	49 %	KrP (<i>Relative Perm. Parameter</i>)
25 %	22 %	21 %	IDP (<i>Induced Damage Parameter</i>)
1 %	2 %	3 %	GDP (<i>Geomechanical Dam. Parameter</i>)

Fuente: Programa de estimulación química remedial, Superintendencia de Operaciones Nororient. Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

Figura 12. Diagrama Tipo Radial para la Representación de los mecanismos de daño de formación del Pozo PC 30AC.



Fuente: Zabala Richard. Ecopetrol 2010)

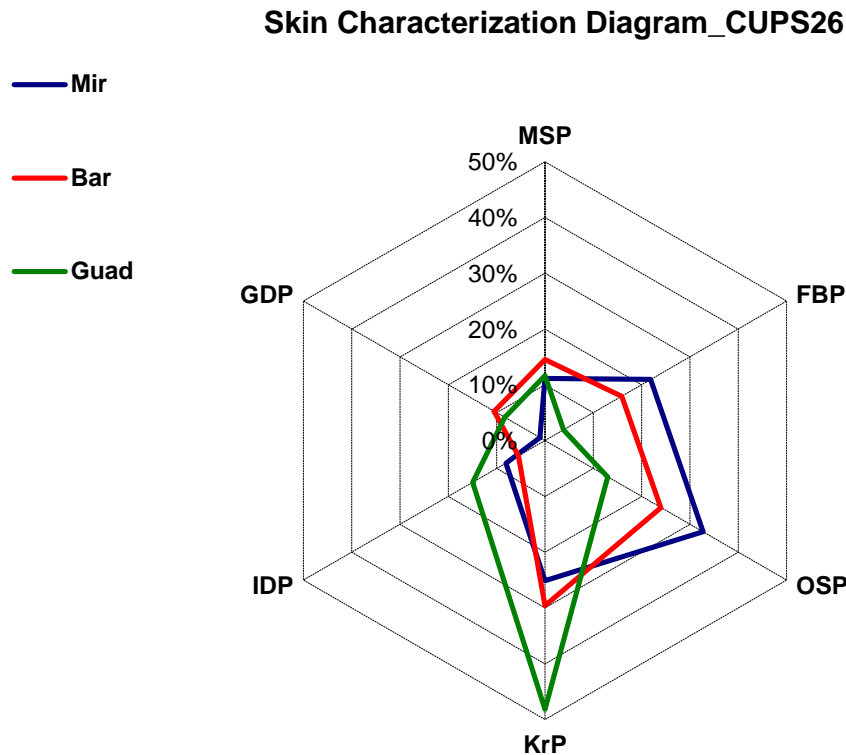
A Continuación se presentan los resultados obtenidos para la caracterización del daño presente en el pozo PC 26Y.

Tabla 6. Cálculo del daño de formación para el pozo PC 26Y a partir de la metodología Spider Plot Analysis.

Mirador	Barco	Guadalupe	Parámetros de Daño de Formación
11 %	15 %	12 %	MSP (<i>Mineral Scale Parameter</i>)
22 %	16 %	4 %	FBP (<i>Fines Blockage Parameter</i>)
33 %	24 %	13 %	OSP (<i>Organic Scale Parameter</i>)
25 %	30 %	48 %	KrP (<i>Relative Perm. Parameter</i>)
8 %	5 %	15 %	IDP (<i>Induced Damage Parameter</i>)
1 %	11 %	8 %	GDP (<i>Geomechanical Dam. Parameter</i>)

Fuente: Programa de estimulación química remedial, Superintendencia de Operaciones Nororienté. Ecopetrol S.A. Octubre 2010.

Figura 13. Diagrama Tipo Radial para la Representación de los mecanismos de daño de formación del Pozo PC 26Y .



Fuente: Zabala Richard. Ecopetrol 2010)

A continuación se indican evidencias de campo respecto a cada uno de los daños mencionados en la metodología descrita.

- **Depósitos Orgánicos:** De las pruebas disponibles de laboratorio, se evidencian cambios en las fracciones de aromáticos y saturados, lo cual tiene impacto sobre la estabilidad de los asfaltenos. El CII calculado con base en análisis SARA ha mostrados valores altos, desde 1.5 a 6.5 corroborando los posibles cambios en la composición orgánica del fluido. En la actualidad los pozos llevan un periodo de producción prolongado con una presión por debajo de la presión

de saturación, lo cual, sin duda ha generado cambios importantes en los componentes orgánicos y sus posibles depósitos.

- La generación de condensado que afecta la permeabilidad relativa al gas (Krg) debido al incremento en la saturación de fase líquida en los poros.
- La depositación de escamas inorgánicas no aparecen como el principal problema en el “**Spider Plot Analysis**”, por tanto, en estas intervenciones no se emplearon productos para atacar este tipo de daño, ya que el porcentaje de reducción global del daño sería bajo por este concepto.
- El daño inducido es inherente a las operaciones de perforación y posteriores intervenciones realizadas a los pozos. Ninguno de los pozos intervenidos habían sido estimulados o acondicionados anteriormente. Por consiguiente, una parte de este daño ha sido parcialmente removida con el arrastre generado por la producción, pero también un importante remanente del daño ha permanecido estático afectando negativamente los canales preferenciales de flujo.
- Migración de finos: La mineralogía de Barco, radios críticos largos (derivados de la velocidad crítica en pruebas de desplazamiento) y la concentración de sílice (Si) encontrada en el agua de producción de estos pozos son evidencias de un alto potencial de migración de partículas insolubles inferiores a 5 micrones. Adicionalmente el efecto de aplastamiento del propano contenido en las fracturas hidráulicas es otro factor ampliamente estudiado que incrementa la tendencia de migración y taponamiento de los espacios y canales productivos.

Ante este escenario, la compañía operadora diseñó una estrategia para la ejecución de los trabajos de estimulación remedial sobre las formaciones afectadas la cual contempló 2 etapas principales: En la primera, se inyectaron fluidos a bajo caudal a través de los equipos de tubería enrollada “**Coiled Tubing**” para realizar limpieza orgánico-acida de los perforados y así lograr eliminar depósitos orgánicos y escamas inorgánicas de la cara del pozo. En una segunda etapa se bombeó a un alto caudal los sistemas tipo diesel inhibido (DI) para

reducir tensión interfacial y eliminar bloqueos por agua y condensados, y los sistemas diesel inhibido-xileno (DIX) para remover depósitos orgánicos.

Por último se bombeó el sistema diesel-alcohol (DAX) para vaporizar condensado y líquidos remanentes de las operaciones de perforación y completamiento. Estos sistemas fueron desplazados con gas tratado con alcohol y disolvente de orgánicos para eliminar condensado remanente y llevar el tratamiento a las zonas con saturación líquida móvil.

Una vez establecidos los principales mecanismos de daño de formación presentes en el campo Cupiagua, el siguiente paso se enfoca en evaluar los retornos post-estimulación con el propósito de identificar las principales especies químicas removidas efectivamente de la formación.

Este análisis busca validar o descartar la presencia y severidad de algunos de los mecanismos de daño de formación reportados por el software.

Para este propósito se partirá de la línea base del pozo, la cual representa las concentraciones de los principales aniones y cationes presentes en el agua de producción antes de realizar la intervención. A continuación se presenta la línea base para el caso del pozo PC 30AC:

Tabla 7. Línea base para el pozo PC 30AC.

CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA LÍNEA BASE PARA EL AGUA DE PRODUCCIÓN PC 30AC.							
pH @25°C	Fe ⁺⁺ Soluble (ppm)	SO ₄ ⁼ (ppm)	Ba ⁺⁺ (ppm)	Ca ⁺⁺ (ppm)	CaCO ₃ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)	NTU
Potencial Hidrógeno	Hierro en Solución	Sulfatos	Bario	Calcio	Alcalinidad	Cloruros	Turbidez
8.3	0.03	13	2	79.6	573	561	32

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

Como se mencionó anteriormente, primero se realizó la estimulación orgánica, seguida de un periodo de retornos a superficie para remover todos aquellos depósitos antes de continuar con la siguiente etapa de remoción con EDTA, la cual desde luego también contó con su respectivo proceso de retornos a superficie.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el laboratorio durante el monitoreo realizado en superficie durante cada etapa de remoción:

Tabla 8. Análisis de laboratorio para los retornos de estimulación orgánica en el pozo PC 30AC.

ANÁLISIS DE RETORNOS DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA PC 30AC							
RANGO	pH @25°C	Fe ⁺⁺ Soluble (ppm)	SO ₄ ⁼ (ppm)	Ba ⁺⁺ (ppm)	CaCO ₃ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)	NTU
	Potencial Hidrógeno	Hierro en Solución	Sulfatos	Bario	Alcalinidad	Cloruros	Turbidez
MINIMO	5.25	33.39	16	8	150	128	915
MAXIMO	6.38	62.6	32220	313	280	2158	8752
PROMEDIO	5.88	41.96	5392	51.91	222.31	561.64	4426.64

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

Tabla 9. Análisis de laboratorio para los retornos de estimulación EDTA en el pozo PC 30AC.

ANÁLISIS DE RETORNOS DE ESTIMULACIÓN CON EDTA POZO PC 30AC						
RANGO	pH @25°C	Fe ⁺⁺ Soluble (ppm)	SO ₄ ⁼ (ppm)	Ba ⁺⁺ (ppm)	CaCO ₃ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)
	Potencial Hidrógeno	Hierro en Solución	Sulfatos	Bario	Alcalinidad	Cloruros
MINIMO	8.03	2339	59	137	6890	994.7
MAXIMO	8.19	5621	5782	577	27800	6097.4
PROMEDIO	8.08	3677	1807	303.25	14731.25	2919.4

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

A continuación se analizó el comportamiento para el pozo PC 26Y, en donde solamente se realizó estimulación con EDTA seguida de Inyección de gas tratado con alcohol y disolvente de orgánicos:

Tabla 10. Línea base para el pozo PC 26Y .

CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA LÍNEA BASE PARA EL AGUA DE PRODUCCIÓN PC 26Y :						
pH @25°C	Fe ⁺⁺ Soluble (ppm)	SO ₄ ⁼ (ppm)	Ba ⁺⁺ (ppm)	Ca ⁺⁺ (ppm)	CaCO ₃ (ppm)	Cl ⁻ (ppm)
Potencial Hidrógeno	Hierro en Solución	Sulfatos	Bario	Calcio	Alcalinidad	Cloruros
6.64	2.12	6	10	65	180	131.7

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

Tabla 11. Análisis de laboratorio para los retornos de estimulación orgánica en el pozo PC 26Y .

ANÁLISIS DE RETORNOS DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA PC 26Y					
RANGO	pH @25°C	Fe ⁺⁺ Soluble (ppm)	SO ₄ ⁼ (ppm)	Ba ⁺⁺ (ppm)	CaCO ₃ (ppm)
	Potencial Hidrógeno	Hierro en Solución	Sulfatos	Bario	Alcalinidad
MINIMO	1.33	39.17	25	20	80
MAXIMO	5.28	927.3	35717	260	180
PROMEDIO	2.97	439.65	13940.8	113.8	130

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

El siguiente aspecto clave que se consideró fue el relacionado con la tendencia deposicional de asfaltenos y parafinas dentro de la formación y la fractura hidráulica en cada uno de los pozos.

Para iniciar, se partió de la predicción obtenida a través del '**Spider Plot Analysis**', la cual plantea la existencia de fracciones de compuestos orgánicos del crudo susceptibles a la precipitación, luego, se analizaron los resultados de laboratorio en las fechas antes y después de realizadas las estimulaciones químicas remediales para observar el comportamiento del Índice de inestabilidad coloidal CII.

El análisis realizado a continuación permitió identificar el comportamiento transicional del crudo a lo largo de cada etapa de la intervención empleando el índice de inestabilidad coloidal como parámetro de comparación.

Tabla 12. Tendencia del Índice de Inestabilidad Coloidal CII antes y después de las estimulaciones.

INDICES DE INESTABILIDAD COLOIDAL CII			
Rangos De Estabilidad	>0.9 Inestable	0.7-0.9 Meta estable	<0.7 Estable
Pozo	PC 30AC	PC 26Y	Cupiagua XH 38
CII Antes	1.51	1.34	2.75
Concepto Antes	Inestable	Inestable	Inestable
CII Después	1.53	1.411	2.73
Concepto Después	Inestable	Inestable	Inestable

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

El siguiente aspecto a considerar fue el bloqueo asociado con la producción de finos luego de realizada la estimulación matricial. En este punto se consideraron los niveles de Sílice y Aluminio antes y después de bombeados los tratamientos de remoción, este análisis arroja un estimado de los niveles de desbalance mecánico por efecto de la movilización y re-organización no solo de los finos existentes asociados con la matriz, sino también con aquellos generados por efecto del aplastamiento o **crushing** del material propante de la fractura.

Tabla 13. Comportamiento del contenido de Aluminio y Sílice antes y después de la estimulación.

COMPORTAMIENTO DEL CONTENIDO DE ALUMINIO Y SÍLICE			
	PC 30AC	PC 26Y	Cupiagua T33Y
Aluminio Antes	<1.44 ppm	<1.0 ppm	<1.0 ppm
Aluminio Después	<1.0 ppm	<1.0 ppm	<1.0 ppm
Sílice Antes	19.2 ppm	12 ppm	11.4 ppm
Sílice Después	<2.31 ppm	10.26 ppm	30.7 ppm

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – Centro de Facilidades de Producción Campo Cupiagua - Ecopetrol S.A. Septiembre 2010.

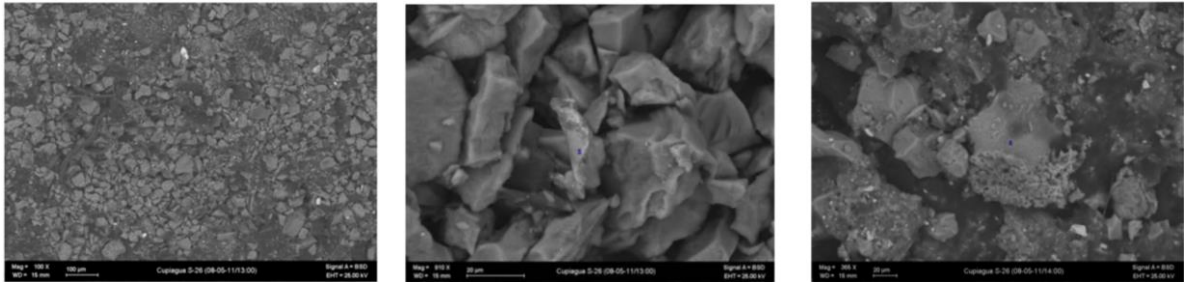
En este punto es importante mencionar que el principal propante o agente de sostén empleado en Campo Cupiagua es la bauxita de fórmula general $AlO_x(OH)_{3-2x}$. Sus excelentes propiedades mecánicas la catalogan como un material de alta capacidad de soporte al esfuerzo **HPS**, lo que la convierte en la mejor elección para emplear en formaciones con elevados niveles de esfuerzos geomecánicos como es el caso del campo Cupiagua.

En su forma comercial, el propante Bauxita, presenta una composición de Alfa-Alumina en concentraciones que oscilan entre el 55-85%, acompañada también de minerales de Hematita Fe_2O_3 (1 al 15%), Mullita (Aluminosilicato <2%), Magnetita Fe_3O_4 (<2%), y Magemita $Fe_{2.67}O_4$ (<2%). En consecuencia, durante los monitoreos post-estimulación en formaciones fracturadas hidráulicamente, la bauxita puede ser considerada como la principal fuente de iones Aluminio.

Otra técnica valiosa que se empleó en la caracterización de los sólidos que se reciben en superficie durante el periodo de retornos de estimulación, es la microscopía electrónica de barrido con análisis elemental SEM-EDX.

En particular esta técnica se empleó en el pozo PC 26Y y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 14. Micrografías obtenidas por análisis SEM-EDX a partículas obtenidas durante proceso de retornos.



Elemento	Abundancia Relativa (%)
Carbono	55±4
Oxígeno	17±3
Aluminio	0.7±0.2
Silicio	1.1±0.2
Azufre	0.9±0.1
Cromo	23±5
Hierro	2.1±0.4

Elemento	Abundancia Relativa (%)
Carbono	66±3
Oxígeno	17±2
Aluminio	0.8±0.1
Silicio	2.2±0.2
Azufre	1.0±0.1
Cromo	12±1
Hierro	1.3±0.1
Bario	0.8±0.1

Elemento	Abundancia Relativa (%)
Carbono	63±4
Oxígeno	20±2
Aluminio	0.7±0.2
Silicio	2.2±0.5
Azufre	0.7±0.1
Cromo	13±3
Hierro	1.0±0.1

Fuente: Informe PC 26Y - Instituto Colombiano del Petróleo-Laboratorio SEM- 2011).

En conclusión, luego de analizar e interpretar los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

- Las concentraciones elevadas de sulfatos, bario, carbonatos, hierro y calcio medidas en los retornos en superficie confirman la presencia de un fuerte escenario deposicional de escamas inorgánicas en la formación y a lo largo de toda la fractura hidráulica, el cual pudiera ser superior al porcentaje planteado por el **Spider Plot Analysis**. Ante este particular, antes de ejecutar el trabajo, el grupo de ingeniería había planteado la posibilidad de lograr diferentes radios de penetración del tratamiento, para lo cual incluso, adicionaron un tratamiento químico para lograr una mayor divergencia y distribución del tratamiento a lo largo y ancho de las zonas a restaurar.

Hasta el momento, este aspecto no se ha podido visualizar ni evaluar puntualmente, debido a que no se cuenta con un modelo de simulación que permita recrear el fenómeno de remoción heterogénea a lo largo y ancho de la zona afectada (Fractura hidráulica, fractura natural y matriz permeable) ni tampoco se ha podido visualizar el impacto de la remoción parcial de los depósitos en el comportamiento dinámico de la producción.

- Por otro lado, los índices de inestabilidad coloidal CII revelan que el crudo producido ya se encontraba en la región de inestabilidad antes de realizar la intervención y que no sufrieron mayor detrimento luego de la estimulación remedial, en otras palabras los fluidos y las formulaciones empleadas, son efectivas como agentes removedores de fracciones orgánicas y a su vez, son benéficas para el yacimiento en el sentido que no incrementan la condición de inestabilidad en el delicado equilibrio entre resinas, asfaltenos, parafinas y fracciones aromáticas del crudo. Es importante recordar que el radio de afectación por daño orgánico es superior al radio de afectación por escamas inorgánicas, aún más cuando el yacimiento composicional se encuentra produciendo por debajo de su presión de saturación.
- Finalmente con respecto al daño generado por la producción de finos, se puede concluir lo siguiente: En superficie no se reciben fragmentos de material propante, ya que el contenido de Aluminio, principal constituyente de la bauxita es casi nulo, al igual que en el caso del silicio asociado con los finos aportados por la matriz, los cuales no superan el 3% en el análisis composicional SEM EDX de los sólidos recibidos en superficie. Los finos producidos durante la limpieza del pozo son de carácter inorgánico incrustacional como el carbonato de calcio, carbonato de bario, siderita, barita y sulfatos de bario principalmente. Sin embargo, el hecho que no se reciban en superficie fragmentos de bauxita y silicio en abundancia, no quiere decir que no se haya producido una migración y reacomodamiento de material particulado fino al interior de la fractura. Este

aspecto es de importante consideración dados los elevados caudales alcanzados durante la inyección de los tratamientos (5 a 30 barriles por minuto). Una vez más, se demuestra la importancia de recrear estos escenarios mediante modelos de simulación que permitan establecer zonas preferenciales de acumulación y taponamiento dentro del paquete de propante de las fracturas hidráulicas, con lo que se tendrá un mejor entendimiento del impacto individual de la generación y redistribución de los finos y su impacto sobre la productividad del pozo.

Hasta este punto, se han logrado estudiar los mecanismos de daño de formación asociados con precipitación de escamas inorgánicas, precipitación de fracciones orgánicas y producción de finos en superficie a partir del análisis e interpretación de los resultados de laboratorio de las muestras de retornos tomadas en cabeza de pozo durante el periodo de limpieza post-estimulación. Sin embargo, los daños de formación Inducidos, las alteraciones en la permeabilidad relativa y aún más, los daños geomecánicos y las afectaciones a las fracturas hidráulicas presentes en los pozos, no han podido ser visualizados, analizados e interpretados con los métodos de análisis convencionales.

Es aquí donde empieza a tomar mayor importancia la implementación del presente trabajo de investigación a nivel de Maestría, puesto que a través del desarrollo de modelos de simulación de tipo pozo sencillo **Single Well Models**, no solo se logra identificar el impacto de los diferentes mecanismos de daño a través de las variables de operación, sino que también se logran obtener las tendencias de producción asociadas en cada escenario. De esta manera, es posible rediseñar la estrategia general de estimulación e identificar los aspectos críticos que están dando origen a la reducción acelerada de la productividad incremental lograda durante los primeros meses de puesta en producción de los pozos afectados.

3. VARIABLES OPERACIONALES DE ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN

A continuación se presentan las principales variables que tienen incidencia directa tanto en la consecución del éxito operacional durante la etapa de estimulación remedial como durante el periodo de arranque y estabilización del pozo.

Otro aspecto importante que debe ser considerado en el estudio de productividad para el campo Cupiagua es el relacionado con los aspectos geomecánicos de los pozos que cuentan con sistemas de porosidad y permeabilidad dual en zonas tectónicamente activas como las encontradas en el piedemonte llanero Colombiano.

Por tal razón, las variables asociadas al proceso de optimización de la producción en la formación Mirador se han clasificado en tres categorías:

1. Variables de estimulación remedial.
2. Variables del sistema de producción.
3. Variables geomecánicas.

3.1 VARIABLES DE ESTIMULACIÓN REMEDIAL

El primer conjunto de variables está asociado con el proceso de diseño y ejecución de los tratamientos de estimulación. En este punto se definen las estrategias de posicionamiento de los tratamientos de estimulación remedial para lograr el mayor porcentaje de remoción del daño de formación.

A continuación se presentan las variables de estimulación remedial:

- Presión de Inyección.
- Radio de Penetración de los tratamientos.
- Volumen de Fluido inyectado.
- Caudal de Inyección.
- Factor de Daño de Formación (Skin).

3.1.1 Presión de Inyección. La presión a la cual se hace referencia es la presión registrada en el cabezal del pozo durante el proceso de desplazamiento de los tratamientos químicos de remoción de daño de formación. En particular, cabe resaltar que esta presión es generada por las bombas triples con desplazamiento positivo que emplea la compañía de servicios para realizar la inyección forzada de los tratamientos en las formaciones a estimular. Esta presión se fija por debajo de la presión de fractura de la formación para evitar pérdidas significativas de tratamiento que repercutan en una pobre capacidad de barrido de los tratamientos sobre las zonas a tratar.

Para el caso de las estimulaciones remediales realizadas en el campo Cupiagua, las presiones máximas antes de inducir fracturas indeseadas están del orden de los 6000psi para unos gradientes de fractura promedio de 0.75psi/ft. Por su parte, las presiones de inyección empleadas oscilan alrededor de los 850 - 1500 a 3500 psi incrementándose proporcionalmente a medida que se incrementa el caudal de inyección.

Cuando se logra una remoción efectiva de un sector fuertemente dañado durante la estimulación, se observan presiones de inyección bajas que rápidamente caen a los 0 psi, lo cual es un buen indicativo de efectividad de remoción del tratamiento y adicionalmente inducen un efecto altamente positivo, ya que mejoran la inyectividad profunda y homogénea de los demás fluidos de remediación que aún se encuentran en periodo de tránsito para el ingreso a las formaciones de interés.

3.1.2 Radio de Penetración de los tratamientos. El radio de penetración hace referencia a la profundidad perimetral que se alcanza con la invasión del tratamiento químico de estimulación remedial dentro del volumen poroso y permeable dañado, el cual, por definición, está contenido dentro de la zona conocida como volumen próximo a la cara del pozo (*Near Wellbore*).

En particular, para el caso de estimulación remedial, el radio de penetración se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$R_p = \sqrt{\frac{257.37 * V}{\Phi * h} + \frac{d^2}{4}} - \frac{d}{2}$$

Dónde:

R_p: Radio de Penetración [pulgadas]

Φ: Porosidad [Fracción]

h: Altura de la formación [Pies]

d: Diámetro del pozo (Hueco abierto) [Pulgadas]

V: Volumen de tratamiento químico inyectado [Barriles]

Es precisamente en la zona cercana a la cara del pozo en donde ocurren la mayoría de los fenómenos de obstrucción al flujo e incremento no deseado del diferencial de presión en fondo fluyente. Para el caso puntual de los pozos del campo Cupiagua, la zona de daño se extiende más allá de la zona próxima a la cara del pozo, debido a que se presentan fenómenos de precipitación de asfaltenos y formación de bancos de condensados puesto que el campo ya se encuentra produciendo varios años por debajo de su punto de rocío. Esta segunda zona se conoce como la zona lejana de la cara del pozo (***Far Wellbore***) y para el caso de las estimulaciones remediales realizadas en los pozos de campo Cupiagua, resultan de interés prioritario, ya que una de las posibles causas de la

pérdida de productividad acelerada en el pozo luego de la intervención está asociada con la irrupción temprana del banco de condensado en la zona recién estimulada.

Para tal fin, la superintendencia de operaciones nor-oriental, rediseñó la estrategia de intervención y en particular implementó el uso de agentes divergentes para mejorar el posicionamiento espacial de los tratamientos, recañoneo para mejorar la inyectividad de los tratamientos y la utilización de fluidos a base de alcohol inhibido para revaporizar el condensado presente en la región cercana a la cara del pozo.

Otro aspecto importante a considerar es el radio de afectación por movilidad de fluidos almacenados en la formación productora durante el periodo de cierre antes de iniciar la estimulación, si bien estos fluidos no son reactivos por ser propios del yacimiento, si juegan un papel importante en la movilidad bidireccional del material particulado fino que es altamente susceptible a la movilidad dentro del paquete de propante de la fractura. Por tal motivo, adicional al radio de penetración calculado por los software de simulación de estimulación matricial, en el presente estudio se dará un radio adicional de 30 pies para considerar este importante fenómeno durante la inyección y posterior retorno de fluidos hacia los perforados del Casing de producción.

Según lo expuesto, y con base en los programas de intervención ya ejecutados, los radios de penetración estimados para los pozos son:

- Formación mirador: 120 a 180 pies de penetración.
- Formación Barco: 150 a 210 pies de penetración.
- Formación Guadalupe: 40 a 100 pies de profundidad.

3.1.3 Volumen de Fluido inyectado. Por volumen de fluido inyectado se entiende todo aquel volumen reactivo y no reactivo que tiene acceso a la formación durante la etapa principal de remoción de daño de formación.

A medida que este volumen de fluido va ingresando a través de los perforados, inician simultáneamente tres procesos: el primero es el proceso reactivo de disolución de material incrustante de naturaleza orgánica e inorgánica, el segundo es el proceso físico mecánico de movilización de las partículas de material propante y demás finos, los cuales sufren un proceso de migración espacial durante el tiempo de circulación del fluido y por último la movilización y revaporización del banco de condensados.

El volumen de tratamiento que se emplea en campo Cupiagua está también sujeto a un muy importante factor económico, ya que el costo por barril de tratamiento químico es bastante elevado.

En general la teoría de estimulación matricial plantea que un mayor volumen de tratamiento, genera una mayor remoción del daño y por consiguiente una mayor productividad. Pues bien, esto no ocurre en el 100% de los casos, ya que hay circunstancias en las que el incremento de fluido de estimulación puede repercutir no solo en sobrecostos al no lograr mayores porcentajes de remoción, sino que además puede generar problemas importantes de movilidad de fluidos durante la etapa de retornos por efectos no deseados de capilaridad incremental en las gargantas porales de la zona estimulada.

Por tal motivo se realizan diferentes escenarios técnico económicos en los cuales se evalúa la relación costo-beneficio en pro de obtener la máxima productividad post estimulación a un costo de inversión que sea factible dentro del contexto económico que enfrente la industria del petróleo al momento de ejecución del proyecto de remediación química.

Para el campo Cupiagua, la ventana de volumen total inyectado puede oscilar entre los 500 y 2500 barriles de tratamiento dependiendo de la estrategia de posicionamiento empleado, ya que los tratamientos pueden ser desplazados bien sea con salmuera inhibida o con gas de inyección tratado y aditivado con disolventes de fracciones orgánicas.

3.1.4 Caudal de Inyección. Uno de los aspectos de ingeniería más relevantes durante la construcción y ejecución de un programa de bombeo tiene que ver con la tasa de inyección de los tratamientos a emplear. Se considera relevante porque se debe conocer de antemano las restricciones de flujo asociadas con cada tipo de daño presente en el pozo y aún más se debe interpretar en tiempo real la respuesta de la formación durante todo el tiempo que tarda en ser ejecutado el programa de inyección.

En este orden de ideas, para la remoción del daño por taponamiento en los perforados del Casing es necesario emplear las tasas de flujo más bajas posibles (entre 0.1 y 1.5 BPM), controlando siempre el no exceder las presiones de fractura. Posteriormente, lo más recomendable es permitir un tiempo prudencial de remojo para lograr el máximo porcentaje de remoción estática en las zonas más fuertemente obstruidas. La siguiente etapa consiste en lograr posicionar los tratamientos en la zona cercana a la cara del pozo, a través de la cual se presenta la caída de presión más fuerte por efecto acumulativo de daño de formación, para tal fin se emplean caudales que oscilan entre los 1.5 y 6 BPM. Finalmente para los pozos que como en el caso del campo Cupiagua presentan fracturas hidráulicas y fracturas naturales con presencia de un banco de condensados, se realiza otra etapa adicional que consiste en el posicionamiento de los tratamientos en la zona lejana de la cara del pozo (**Far Wellbore**), para tal fin se emplean tasa incrementales de inyección que pueden iniciar sobre los 4 BPM hasta lograr hasta 35 BPM. Si bien este enfoque ha generado resultados positivos a corto plazo,

también parecen inducir algunos fenómenos adicionales que generan un impacto negativo sobre la productividad sostenida del pozo.

Para las estimulaciones en el campo Cupiagua, se han empleado caudales promedio como se muestran a continuación:

- Baja tasa de inyección: 1.1-1.5BPM.
- Tasa Media de Inyección: 3-5 BPM.
- Alta Tasa de Inyección: 5-25 BPM y 26-37 BPM.

3.1.5 Factor de Daño de Formación (Skin). Si bien es sabido que el campo Cupiagua presenta un elevado índice de heterogeneidad en cuanto a la cantidad y tipos de daño de formación presentes en sus diferentes zonas productivas, también es muy importante resaltar el hecho que no en todos los pozos se presenta daño de formación en los tres horizontes productivos de Barco, Mirador y Guadalupe, es decir, dentro del campo hay pozos que presentan daño en las tres formaciones, pero también hay pozos en los cuales solo una o dos formaciones presentan daño.

Los estudios previos de análisis nodales realizados por la superintendencia de Yacimientos de Ecopetrol, revelan resultados positivos para el caso de la formación Mirador de hasta 42 unidades de factor de daño, de 0 a 35 para la formación Barco y de 0 hasta 66 para la formación Guadalupe.

Como se puede apreciar, las formaciones poseen un elevado grado de daño lo cual conlleva dos retos importantes a sortear: El primero tiene que ver con la eficiencia de remoción que se pueda alcanzar con los tratamientos disponibles en el mercado y el segundo, también muy relacionado con el primero, es el costo adicional que implica la reducción de 1 punto en el factor de daño total del pozo.

En particular algunos de los proyectos de estimulación remedial se planean considerando tres escenarios de productividad post intervención, el primero es un escenario optimista en el cual se espera una remoción alrededor del 60%, un escenario esperado, en donde la remoción efectiva este del orden del 35% y un escenario pesimista en cual solo se alcance un 20%.

El presente estudio de maestría desarrolla una estrategia muy efectiva para evaluar el comportamiento del pozo antes y después de la estimulación y con esto permite a todo el equipo de ingeniería y Yacimientos prever problemas potenciales durante la intervención del pozo e incrementar la productividad sostenida del pozo, ya que logra fusionar en un solo desarrollo ingenieril los aspectos de daño de formación, estimulación remedial y optimización de producción en uno solo.

3.2 VARIABLES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

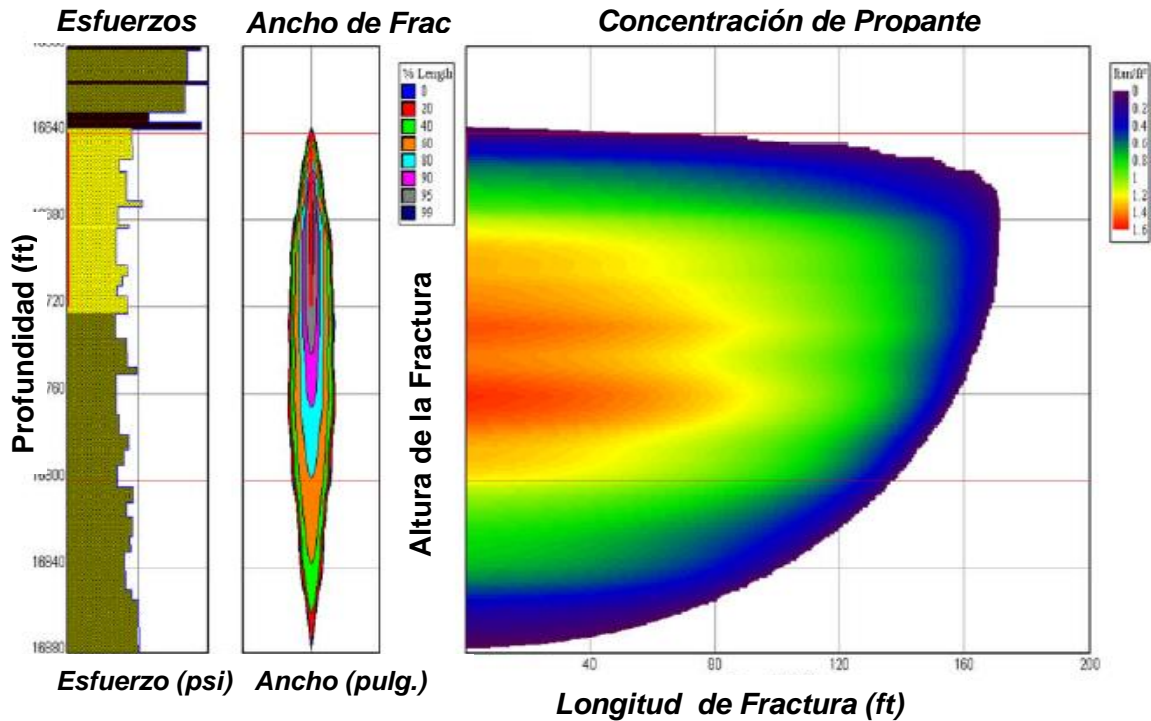
El sistema de producción de interés para la presente investigación comprende:

El sistema de fracturas naturales y la matriz alrededor del pozo de estudio, la fractura hidráulica, la tubería de producción, y el sistema de regulación de presión y flujo en superficie (Choque). Bajo este enfoque se estudiarán las siguientes variables:

- Geometría de Fractura: Longitud - Ancho - Altura.
- Conductividad de la fractura.
- Diferencial de presión en fondo (***Pressure Drawdown***).
- Presión en cabeza de pozo.

3.2.1 Geometría de Fractura: Longitud - Ancho - Altura. Como se muestra a continuación, la longitud, altura y ancho de la fractura creada describen la geometría que controla la producción post fracturamiento de un pozo.

Figura 14. Geometría de fractura característica en los pozos del campo Cupiagua.



Fuente: Reporte final de fracturamiento pozo PC 30AC. Ecopetrol S.A

Durante la vida útil de una fractura, se presentan fenómenos como la diagénesis, el embebimiento en la roca de la formación, la sedimentación gradual de escamas inorgánicas, la depositación de fracciones orgánicas y el aplastamiento del propante, los cuales simultáneamente y en conjunto, resultan en un deterioro de la geometría original de la fractura. Por consiguiente, con el paso del tiempo y bajo las condiciones cambiantes del yacimiento, el ancho, el alto, el largo e incluso la conductividad de la fractura se ven seriamente reducidos.

En este punto definiremos la conductividad de fractura simplemente como el producto del ancho de la fractura por la permeabilidad empaquetada del agente de soporte, el cual para el caso del campo Cupiagua es el material Bauxita.

Por otra parte, es muy importante mencionar que durante la ejecución de los procesos de estimulación química remedial, definitivamente se alteran todos los parámetros geométricos anteriormente mencionados ya que el ingreso de fluido reactivo en el sentido de la inyección y posteriormente el retorno de fluido consumido o gastado en dirección de la producción, movilizan y reorganizan el paquete de propante compuesto por el material de soporte el cual por efectos de reorganización espacial, queda sometido a un nuevo campo de esfuerzos el cual tiene un alto potencial de inducir aplastamiento y destrucción adicional de las partículas de bauxita, generando finos que posteriormente migrarán con la producción y deteriorando así la conductividad efectiva de la fractura que inicialmente se planeaba restaurar con el proceso de estimulación.

3.2.2 Conductividad de la fractura. La conductividad a la cual se hace referencia en esta sección corresponden a la conductividad hidráulica, la cual, por definición representa la mayor o menor facilidad con que el medio poroso y permeable deja pasar los fluidos a través de él por unidad de área transversal a la dirección del flujo.

Con respecto al fracturamiento hidráulico, la conductividad en una fractura empaquetada es suministrada exclusivamente por el material de soporte, también llamado material apuntalante o agente propante.

Para el caso del fracturamiento hidráulico, por lo general se emplean dos términos de la conductividad: La conductividad dimensional, también llamada conductividad efectiva y la conductividad adimensional. La fenomenología que cada una representa será explicada a continuación:

3.2.2.1 Conductividad de Fractura Dimensional: La conductividad dimensional o efectiva C_f [md*ft] representa la capacidad de flujo de la fractura, es decir, con qué facilidad los fluidos pueden transitar espacialmente a través de los amplios canales conductivos que ofrece el empaquetamiento del propante. La ecuación de conductividad dimensional tiene la siguiente estructura:

$$C_f = w_{ave} * k_f$$

Dónde:

w_{ave} : Es el ancho promedio de la fractura empaquetada.

k_f : Es la permeabilidad de la fractura (\equiv *Permeabilidad del propante in Situ*).

3.2.2.2 Conductividad de Fractura Adimensional: La conductividad de fractura adimensional C_{fD} , se calcula a partir de la conductividad efectiva, y en esencia representa la relación entre la capacidad de la fractura de transportar fluidos hacia la cara del pozo (término del numerador) contra la capacidad de la formación de transportar los fluidos desde la formación hacia la fractura (término del denominador).

La conductividad de fractura adimensional C_{fD} , es una variable de diseño de fractura de altísima importancia, ya que tiene una influencia masiva en los niveles y tendencias de producción post tratamiento. La ecuación de la conductividad de fractura adimensional tiene la siguiente estructura:

$$C_{fD} = \frac{C_f}{x_f * k} = \frac{w_{ave} * k_f}{x_f * k}$$

Dónde:

x_f : Es la longitud media de la fractura en ft.

Algunos de los valores de conductividad de fractura alcanzados durante la realización de los fracturamientos hidráulicos realizados en el pozo PC 30AC se presentan a continuación:

Tabla 15. Referencia de Conductividades Efectivas para el Pozo PC 30AC.

Pozo	Formación	Sub Capa	Conductividad Efectiva	Tipo de Propante
			Promedio	
			[md*ft]	
PC-13Z	Mirador Superior	MZ3 Y MZ4	9762	20/40 Carbolita
				16/20 Carbolita
PC-13Z	Mirador Inferior	MZ6	9599	16/20 Carbolita
PC-13	Barco	BZ	1462	20/40 Carbolita
PC-13	Barco	BZ1A	1388	Bauxita 20/40

Fuente: Reportes Post-Fracturamiento Hidráulico, Campo Cupiagua. Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos GDY. Ecopetrol S.A 2014.

3.2.3 Diferencial de presión en fondo (*Pressure Drawdown*). En términos de producción, la diferencia numérica entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo se conoce como disminución gradual de presión (*Pressure Drawdown*), y como tal, constituye la fuerza motriz responsable del transporte de fluidos y material particulado fino desde el yacimiento hasta la cara del pozo.

El diferencial de presión en fondo y por consiguiente la tasa de producción de un intervalo productor son controlados operacionalmente por un dispositivo de control de flujo en superficie llamado choque de producción.

Las condiciones de producción del yacimiento, así como la producción de arena, la movilidad de finos y demás daños a la formación productora reducen significativamente el rango de operatividad del pozo, ya que estas condiciones ofrecen una importante reducción física al flujo natural de fluidos y adicionalmente generan que la tasa crítica o punto de inicio de inestabilidad y migración de finos se encuentre cada vez más cerca de las condiciones económicas más favorables para la producción del pozo.

3.2.4 Presión en cabeza de pozo. La medición de la presión por método directo en el cabezal del pozo es un parámetro de control muy importante que debe ser continuamente monitoreado y registrado puesto que es un punto en el sistema de producción en donde se produce el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal y de donde se toma el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo, siendo también un punto crítico que es tomado en cuenta para su análisis dentro del sistema de producción, en especial cuando se presentan eventos de pozo como estimulaciones químicas, recañoneos o aporte de presión por efecto de pozos inyectores de gas dentro del área de drenaje del pozo.

Desde el punto de vista operativo, la presión de cabeza de pozo se puede manipular gracias a un dispositivo mecánico de control de flujo llamado choque de superficie. La ecuación para estimar la relación entre la presión de caudal de flujos y diámetros de choques para ambos flujos críticos y subcríticos a través de los choques puede ser presentado para flujos de doble fase.

La ecuación más comúnmente empleada para realizar los cálculos concernientes a flujos multifásicos a través de choques superficiales es la ecuación desarrollada por Gilbert (1982/1985) como se muestra a continuación:

$$P_{wh} = \frac{435R^{0.546} * q_0}{S^{1.89}}$$

Dónde:

P_{wh} : Presión de Cabeza [psi]

R : Relación Gas-Líquido [Mcf/bbl]

q : Caudal de flujo [bpd]

S : Diámetro de choque, 64 ths de una pulgada

3.3 VARIABLES GEOMECÁNICAS

Las diferentes estructuras productivas de los pozos pertenecientes al campo Cupiagua están constantemente sometidos a fuertes ambientes geomecánicos. Por tal motivo en el presente estudio de productividad, también se consideran algunas de las principales variables geomecánicas que tienen incidencia directa sobre el sistema de producción asociado al yacimiento. Estas variables son:

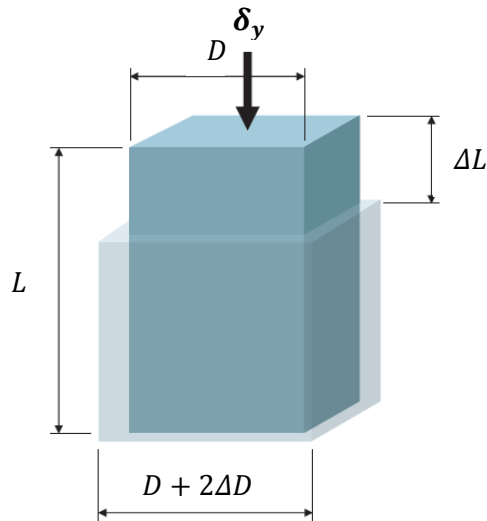
- La relación de Poisson.
- El módulo de Young.
- La compresibilidad total de la roca.

3.3.1 La relación de Poisson. La relación de Poisson ν , es un parámetro adimensional y se define como la relación entre la deformación lateral (deformación perpendicular al esfuerzo aplicado) sobre la deformación longitudinal (deformación en la dirección del esfuerzo aplicado), en una muestra sometida a un esfuerzo uniaxial¹⁶. La figura 15 muestra un bloque de material sometido a compresión uniaxial, el cual ha aumentado su dimensión lateral por la acción de la

¹⁶ MEANS, W.D. Op cit., P. 247.

deformación principal ε_x y simultáneamente la longitud del bloque en la dirección y, ha disminuido, por la acción de la deformación principal ε_y .¹⁷

Figura 15. Representación gráfica de la relación de Poisson.



Fuente: Economides Michael, Modern Fracturing, ET publishing, TX 2007. Pág. 117.

Por consiguiente, la relación constitutiva de la relación de Poisson se expresa como se presenta a continuación:

$$\nu = -\frac{\Delta D/D}{\Delta L/L} = -\frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y}$$

Para el caso puntual de las formaciones productoras del campo Cupiagua, a continuación se presentan los rangos de relación de Poisson suministrados por el departamento de Yacimientos y Geomecánica de la superintendencia de operaciones norte de Ecopetrol:

¹⁷ CALDERON ZULY, Introducción a la mecánica de rocas. Ediciones UIS. 2013. Pág. 156.

Tabla 16. Relación de Poisson para las Formaciones Productoras del Campo Cupiagua

Valores Característicos de la Relación de Poisson por Formación			
	Mirador	Barco	Guadalupe
Tangente (25%-75%)	0.29	0.20	0.30
Promedio (20%-80%)	0.31	0.21	0.30
Secante (0%-50%)	0.14	0.12	0.06

Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas, Instituto colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A 2006.

3.3.2 El módulo de Young. El módulo de Young, E , (también conocido como módulo de elasticidad o módulo elástico), se define como la relación del esfuerzo sobre la deformación:

$$E = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación}} = \frac{\sigma}{\epsilon} = [\text{MMPSI}]$$

Debido a que la deformación es adimensional, E tiene las mismas unidades que el esfuerzo. El módulo de Young es una medida de que tanto un material se deformará elásticamente bajo la acción de una carga.

Dentro del contexto del fracturamiento hidráulico, el módulo de Young se puede considerar como una medida de que tanto la roca a fracturar se lograría deformar elásticamente cuando sobre esta se ejerza una presión hidráulica. Debido a que la presión se considera como energía almacenada, E es también una medida de cuánta energía se requeriría para deformar la roca.

Los materiales con un alto módulo de Young como en el caso de los vidrios, el carburo de tungsteno, el diamante y el granito, tienden a ser bastante duros y quebradizos (susceptibles a fracturas quebradizas). Por el contrario, materiales

con un bajo módulo de Young como las gomas, la espuma de poliestireno y las ceras, tienden a ser suaves y dúctiles (resistentes a fracturas quebradizas).

Para el caso de las formaciones del campo Cupiagua, a continuación se presentan los valores característicos del módulo de Young para las diferentes formaciones productoras:

Tabla 17. Módulo de Young para las Formaciones Productoras del Campo Cupiagua.

Valores Característicos del Módulo de Young por Formación [MMPSI]			
	Mirador	Barco	Guadalupe
Tangente (25%-75%)	8.4	8.6	6.0
Promedio (20%-80%)	8.3	8.5	5.9
Secante (0%-50%)	6.0	8.7	3.5

Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas, Instituto colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A 2006.

3.3.3 Compresibilidad Total De La Roca. Un yacimiento a miles de pies bajo la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros. La profundidad de la formación es la consideración más importante, y un valor típico de presión de sobrecarga es aproximadamente 1 psi/ft de profundidad.

El peso de sobrecarga simplemente aplica una fuerza compresiva al yacimiento. La presión en el espacio poroso de la roca normalmente no se acerca a la presión de sobrecarga. Una presión de poro típica, comúnmente referida como la presión del yacimiento, es aproximadamente 0.5 psi/ft de profundidad, asumiendo que el

yacimiento es suficientemente consolidado así la presión de sobrecarga no se transmite a los fluidos en el espacio poroso.

La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro es referida como la presión de sobrecarga efectiva. Durante operaciones de reducción de presión, la presión interna del poro decrece, por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta. Este incremento origina los siguientes efectos:

- Reducción del volumen de la roca.
- Aumento del volumen de los granos.

Estos dos cambios en el volumen tienden a reducir el espacio poroso, y por lo tanto, la porosidad de la roca. La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión, se expande la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de agua hasta que la presión baja hasta la presión de saturación. De hecho, en el caso de la compresibilidad es la única fuente de energía de producción. En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

- a) Compresibilidad de los Poros (C_p)
- b) Compresibilidad de la Matriz (C_r)
- c) Compresibilidad Total de la Roca (C_b)

Cuando se extrae fluido de una roca receptora, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión interna y la presión externa de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado un cambio en la parte sólida, en los poros y por consiguiente en la roca total. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, el cambio principal es el sufrido por los poros.

Para la mayoría de los yacimientos de petróleo, la compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso.

Aunque la reducción del volumen poroso originado por cambios en la presión es pequeña, esta se convierte en un factor importante que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos subsaturados.

A continuación se presentan los valores promedio de compresibilidad total de la roca para las tres formaciones productoras del campo Cupiagua.

Tabla 18. Compresibilidad Total de la Roca para las Formaciones del Campo Cupiagua.

Valores Característicos de Compresibilidad Total de la Roca por Formación [1/Psi]		
Mirador	Barco	Guadalupe
4.15E-07	4.08E-07	4.00E-07

Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas, Instituto colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A 2006.

4. MODELADO NUMÉRICO DE LOS POZOS OBJETIVO

El desarrollo de la presente investigación de maestría, tiene su origen en la ocurrencia de un fenómeno evidenciado en toda la extensión del campo y en cada una de las formaciones productoras del activo Cupiagua y el cual consiste fundamentalmente en una pérdida acelerada y no controlable de la productividad de los pozos que cuentan con fracturas hidráulicas empaquetadas con propante y los cuales han sido sometidos previamente a tratamientos remediales de estimulación química.

Aspectos tales como la elevada actividad tectónica presente en el yacimiento, el tipo de hidrocarburo producido, los diferentes mecanismos de daño de formación y el deterioro progresivo de la calidad tanto de las fracturas naturales, así como de las fracturas hidráulicas, incrementan el grado de complejidad y demandan un conocimiento más profundo y herramientas tecnológicas más elaboradas para la asimilación e interpretación de toda la información disponible del campo.

Ante este escenario, se plantea el desarrollo de modelos de simulación tipo pozo sencillo (***SWM Single Well Model***) como una estrategia integral para lograr una completa representación de las condiciones estáticas y dinámicas del sistema productivo. La utilización de estos modelos, permite además, la identificación e interpretación de la fenomenología presentada en cada caso en particular mediante la sensibilización de las principales variables que tienen incidencia directa sobre el índice de productividad del pozo.

4.1 ESTUDIO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

El problema de producción anteriormente expuesto ha sido abordado empleando diferentes técnicas de estimulación y para tal fin se han empleado sistemas de fluidos reactivos y no reactivos acompañados de nuevas tecnologías de recañoneo y posicionamiento divergente del fluido en las tres formaciones productivas del campo de estudio. Lamentablemente las tendencias persisten y a la fecha no es claro que factores están afectando la sostenibilidad de los barriles incrementales logrados con los tratamientos inyectados.

Dentro de los análisis de ingeniería post intervención, se ha recomendado fuertemente la implementación de sistemas de simulación que permitan modelar y tipificar algunos aspectos de diseño y producción que no son fácilmente identificables mediante los enfoques convencionales de estudio y elaboración de los programas de intervención de los pozos.

Se requiere pues, una herramienta que permita integrar:

- Diferentes mecanismos simultáneos de daño de formación.
- Alteraciones y heterogeneidades en el estado de las fracturas hidráulicas.
- Cambios en los campos de esfuerzos en el área de influencia de las fracturas.
- Diferentes escenarios de producción a partir del control superficial de presiones.
- Análisis multivariados de tendencias de producción.

Esta condición de pérdida acelerada de productividad post-estimulación es persistente durante la ejecución de los trabajos de estimulación química remedial realizados en pozos fracturados hidráulicamente en la formación Mirador, razón por la cual la población objetivo de estudio se delimita a los pozos que cuenten con una o varias fracturas hidráulicas contenidas en el primer horizonte productivo del yacimiento.

Adicionalmente, por tratarse de la formación con mayor potencial de explotación, los resultados obtenidos de la presente investigación tendrán un gran impacto sobre las estrategias futuras de producción y constituirán un aspecto clave para el diseño, ejecución y evaluación de las posteriores campañas de estimulación remedial.

A continuación se exponen los criterios de selección empleados para identificar los pozos más representativos para el desarrollo del modelo simulación.

El primer criterio de selección buscó identificar la formación objetivo; como se expuso previamente, la formación Mirador fue seleccionada en sus dos horizontes productivos: Mirador Superior y Mirador Inferior.

Posteriormente se realizó la clasificación de los pozos en función de aquellos que fueron completados empleando la técnica del fracturamiento hidráulico empaquetado.

Una vez hecha esta selección, el siguiente paso consistió en identificar los pozos que fueron sometidos a procesos de estimulación química remedial.

Al conjunto de pozos identificados en la etapa anterior, se les procedió a realizar un estudio del historial de producción en pro de identificar cuales habían presentado pérdida acelerada de la productividad en los meses posteriores a la ejecución del trabajo de estimulación. Hasta este punto, ya se ha logrado identificar los pozos candidatos que presentan la fenomenología de estudio para la cual se diseñó el presente proyecto de investigación.

Adicionalmente, dentro de los aspectos claves de selección se tuvo en cuenta criterios tales como: disponibilidad de información técnica necesaria y suficiente para la creación, y adecuado desarrollo de los modelos y su potencial de

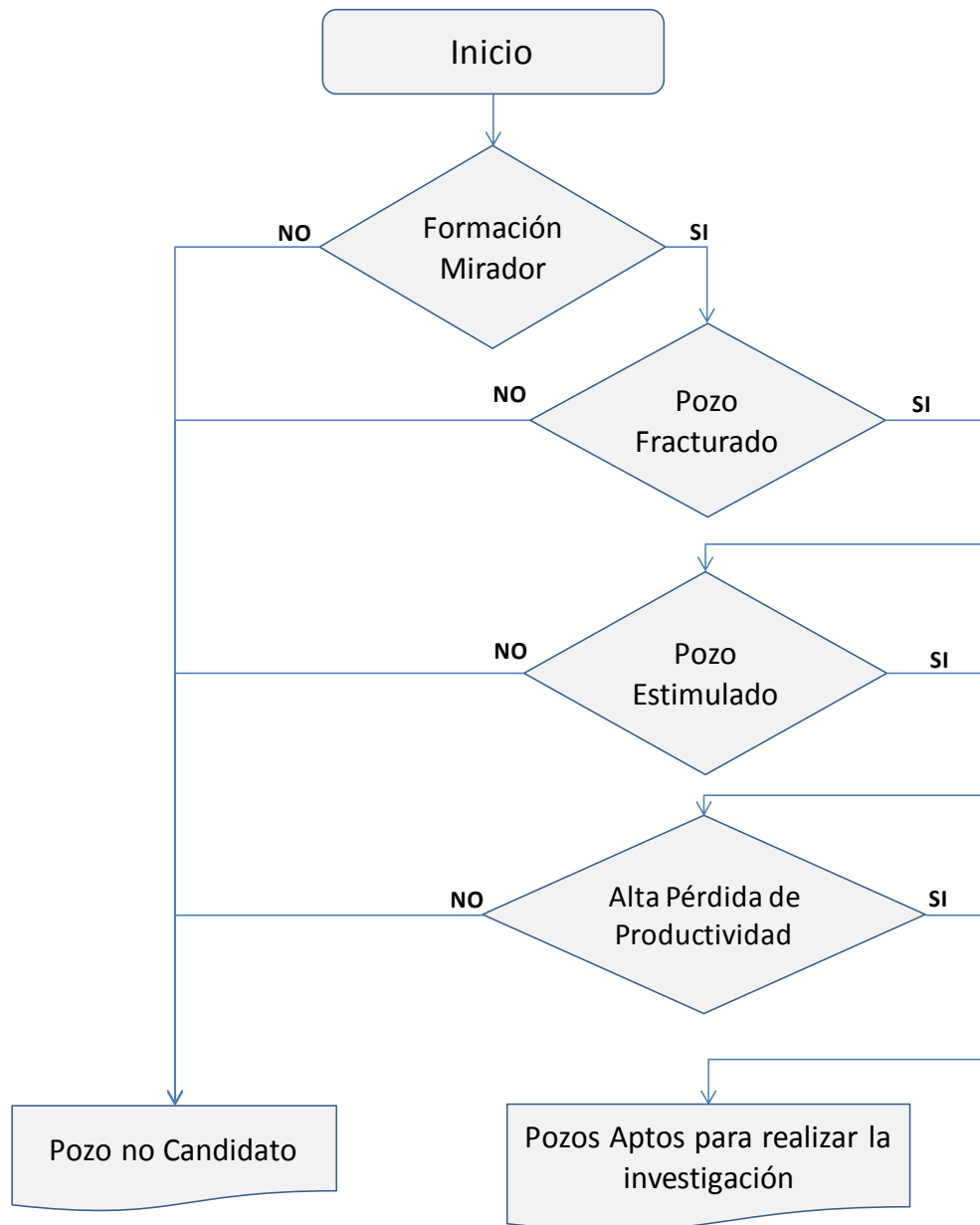
evaluación de los resultados obtenidos a partir de los análisis de sensibilidad de variables.

Un aspecto muy importante para resaltar es el hecho de la concepción del presente estudio como una plataforma tecnológica que luego de construida puede ser aplicada para el estudio de los demás pozos del campo en sus diferentes formaciones.

Adicionalmente, la estrategia de desarrollo de la presente tecnología está diseñada de modo tal que permite la inclusión y adaptación de fundamentos teóricos y resultados obtenidos por otros estudios y software para aumentar el alcance investigativo que se puede obtener con el desarrollo del proyecto.

A continuación se presenta el esquema que sintetiza el proceso de selección empleado para la identificación de los pozos objetivo:

Figura 16. Diagrama de Selección de Pozos Candidatos



A continuación se presentan los resultados del proceso de selección realizado para identificar los pozos objetivos. Por motivos de confidencialidad de la información, se presenta una codificación alfa-numérica de los pozos relacionados.

Tabla 19. Totalidad de los pozos constituyentes del Campo Cupiagua.

RELACIÓN DE POZOS PERTENECIENTES AL CAMPO CUIPIAGUA				
PC 1A	PC 11J	PC 20S	PC 29AB	PC 38AK
PC 2B	PC 12K	PC 21T	PC 30AC	PC 39AL
PC 3C	PC 13L	PC 22U	PC 31AD	PC 40AM
PC 4D	PC 14M	PC 23V	PC 32AE	PC 41AN
PC E	PC 15N	PC 24W	PC 33AF	PC 42AO
PC 6F	PC 16O	PC 25X	PC 34AG	PC 43AP
PC 7G	PC 17P	PC 26Y	PC 35AH	PC 44AQ
PC 8H	PC 18Q	PC 27Z	PC 36A I	PC 45AR
PC 10I	PC 19R	PC 28AA	PC 37AJ	PC 46AS

Fuente: Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Nororiente. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

La primera selección permite identificar los pozos que han sido fracturados en la formación Mirador. Los resultados de este filtro se presentan a continuación:

Tabla 20. Pozos Fracturados en la Formación Mirador

RESULTADOS DEL PRIMER FILTRO DE SELECCIÓN				
PC 1A	PC 15N	PC 31AD	PC 37AJ	PC 42AO
PC 6F	PC 23V	PC 32AE	PC 38AK	PC 44AQ
PC 8H	PC 26Y	PC 33AF	PC 39AL	PC 44AQ
PC 11J	PC 29AB	PC 34AG	PC 41AN	PC 46AS
PC 30AC				

Fuente: Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Nororiente. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

En el segundo filtro se obtienen los pozos fracturados en la formación Mirador y que adicionalmente fueron sometidos a un proceso de estimulación química remedial. La tabla presentada a continuación contiene los resultados de la selección:

Tabla 21. Pozos Fracturados y Sometidos a Estimulación Química Remedial.

RESULTADOS DEL SEGUNDO FILTRO DE SELECCIÓN					
PC 32AE	PC 46AS	PC 33AF	PC 26Y	PC 44AQ	PC 6F
PC 30AC	PC 41AN	PC 34AG	PC 29AB	PC 38AK	

Fuente: Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Nororienté. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

El tercer filtro de selección permite identificar los pozos fracturados y estimulados en la formación Mirador que adicionalmente presentan una pérdida acelerada de productividad en los meses posteriores a la intervención.

Tabla 22. Pozos Candidatos con Alta Pérdida de Productividad.

RESULTADOS DEL TERCER FILTRO DE SELECCIÓN			
PC 30AC	PC 29AB	PC 34AG	PC 26Y
PC 38AK	PC 33AF	PC 44AQ	

Fuente: Departamento de Producción, Superintendencia de Operaciones Nororienté. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

Como se mencionó inicialmente el enfoque principal de este proyecto de investigación consiste en crear una plataforma integral para el estudio del comportamiento de los pozos problema. Una vez más, es importante resaltar que

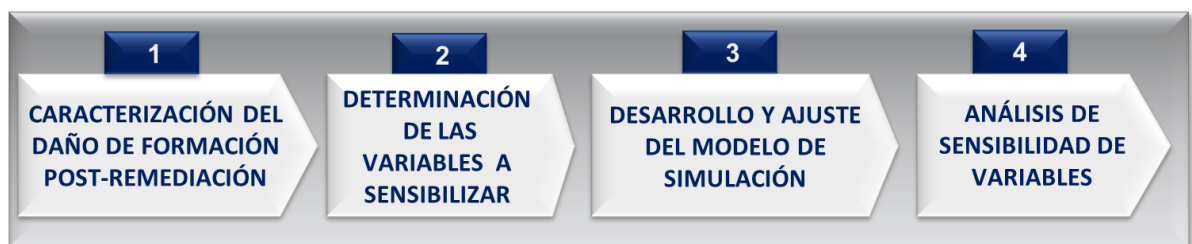
la tecnología desarrollada aquí, se podrá aplicar a cualquier pozo de interés no solo en la formación mirador, sino también para Barco y Guadalupe en cualquier sector del yacimiento. Bajo esta premisa y dada la elevada complejidad técnica y computacional que demanda la construcción, funcionalidad y ajuste de este tipo de modelo, se procedió a seleccionar el pozo PC 26Y para la construcción detallada del modelo de simulación.

4.2 ESTRATEGIA DE DESARROLLO

En el capítulo dos se realizó el respectivo estudio de daño de formación que permitió identificar los mecanismos de daño presentes en la formación de estudio, posteriormente en el capítulo 3, se definieron puntualmente las variables que tienen impacto directo sobre la productividad del pozo de estudio. El presente capítulo está dedicado al diseño y construcción del modelo de simulación, para posteriormente en el capítulo 5 dar paso a las corridas de simulación que permitan establecer el efecto de las variables operacionales sobre la pérdida de productividad.

A continuación se sintetiza la metodología anteriormente expuesta:

Figura 17. Resumen de la metodología implementada.



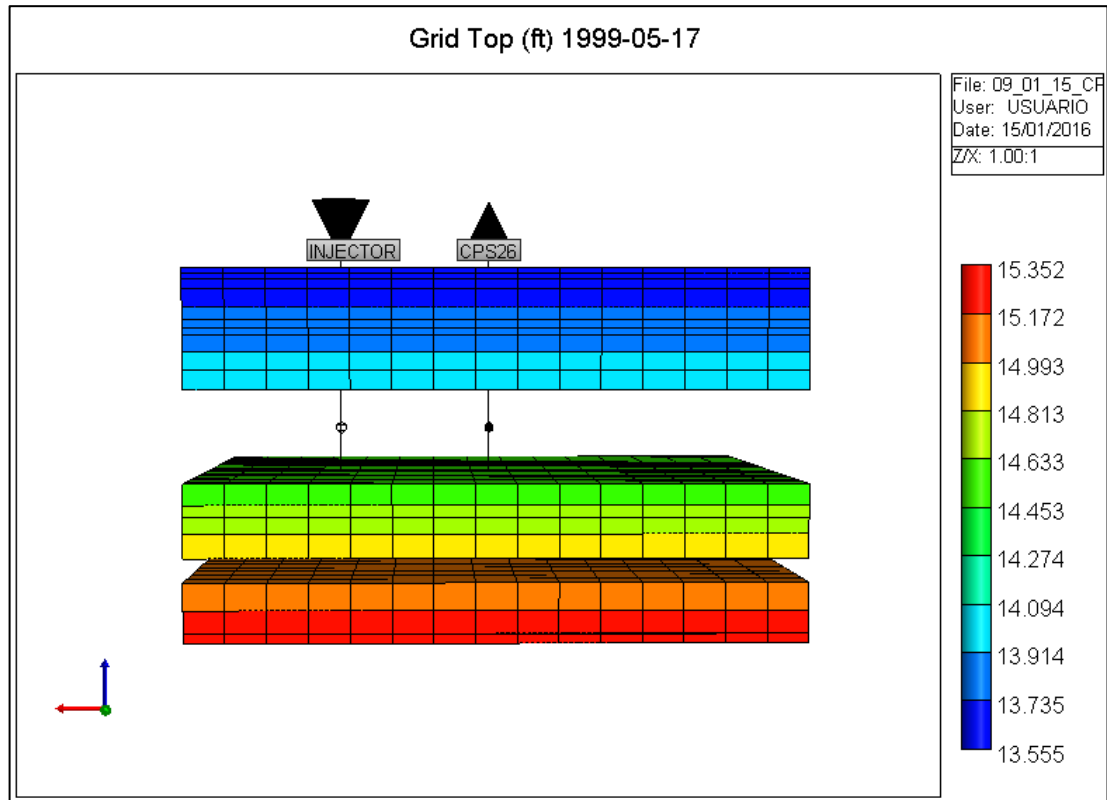
4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN TIPO POZO SENCILLO

Para la elaboración del modelo de simulación se empleó el simulador avanzado de yacimiento composicionales y no convencionales CMG-GEM (***Graphical Environment Manager***), el cual a diferencia de otros simuladores comerciales, permite de forma explícita la sensibilización de los parámetros Geomecánicos de interés para el presente estudio. Es importante resaltar que el modelo se elaboró en su totalidad con información real recopilada de los departamentos de yacimientos y producción de Ecopetrol S.A.

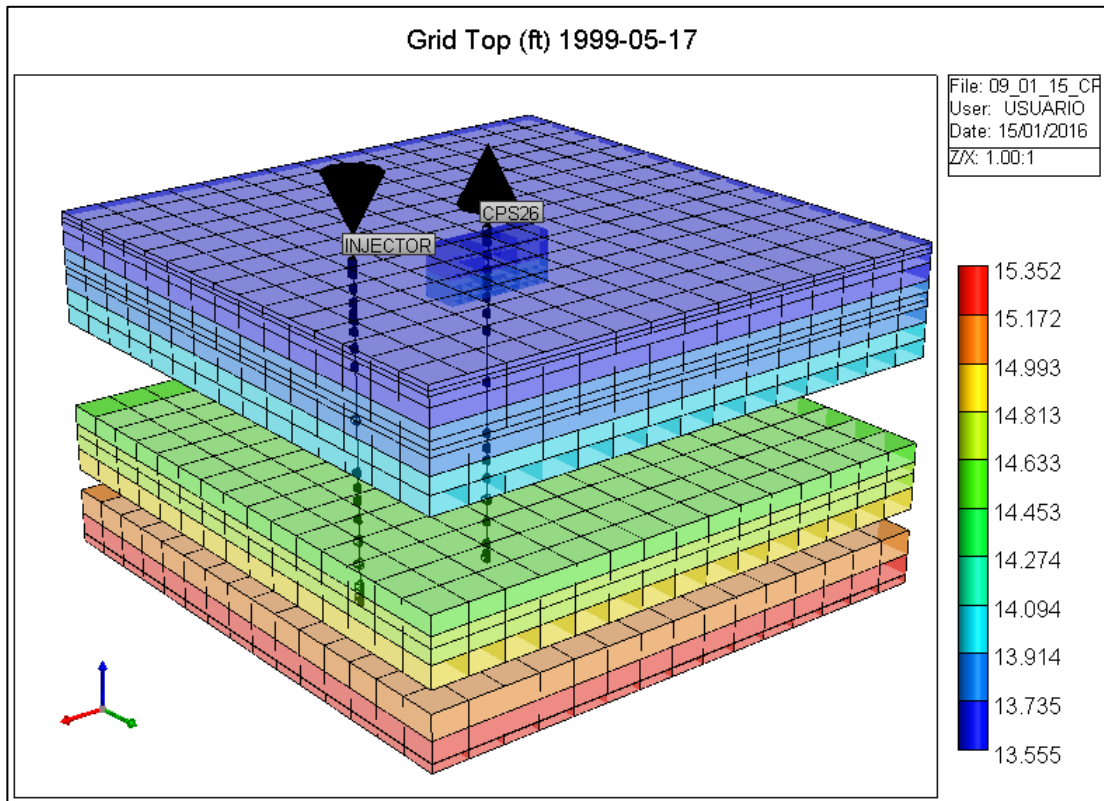
A continuación se presenta la arquitectura de construcción empleada en la elaboración del modelo base de simulación:

4.3.1 Definición del enmallado para el caso base. El primer paso en la creación de un modelo de simulación es establecer el tamaño del mismo, de igual manera es necesario definir el tipo del enmallado a utilizar; para este caso se utiliza un enmallado cartesiano, donde el tamaño total del modelo de simulación es de 83.6 acres. (Aproximadamente 48 campos de fútbol).

Figura 18. Configuración del modelo del pozo PC 26Y en el enmallado de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG-GEM,



Fuente: Computer Modeling Group, CMG-GEM,

La construcción de este modelo se hizo con un enmallado tipo cartesiano, el cual nos permite modelar el flujo lineal de los fluidos en patrones con áreas grandes. Las dimensiones del enmallado son: 15i, 15j, 21k, para un total de 5490 bloques, con dimensiones de 200 pies en las direcciones i,j (40 000ft² , 0.92 Acres ó 3716 m²). El área total del modelo es de 83.6 acres, donde las 21 capas en dirección k representan las diferentes formaciones constitutivas del campo Cupiagua como se referencian a continuación: formación mirador (capas 1 a la 10), los cuervos (capa 11), barco (capas 12 a la 15), Guadalupe Mudstone (capa16) y formación Guadalupe (capas 17 a la 21). Las principales formaciones productoras del campo son mirador y barco. Adicionalmente, el campo Cupiagua cuenta con un completo sistema de inyección de gas cuyo propósito principal es aportar un soporte de presión a las tres formaciones del yacimiento y así ayudar a mitigar la acelerada

caída de presión característica de los yacimientos del Piedemonte Llanero durante su etapa productiva. Por tal razón, al enmallado de simulación se le incorporó un pozo inyector desde la celda 12i,8j,1k hasta la celda 12i,8j,20k, el cual inicia su proceso de inyección de gas de recicló un año antes de abrir a producción el pozo PC_26Y. La figura 18 muestra el modelo base de simulación descrito anteriormente.

4.3.2 Datos técnicos del campo. El campo Cupiagua está ubicado a 120 Km al noroeste de Bogotá en el departamento del Casanare en la región central del piedemonte llanero Colombiano. En 1992 a través de la perforación del pozo Cupiagua A-1, la compañía inglesa *British Petrol* BP Co. Descubrió este campo en el sector norte del contrato de asociación Santiago de las Atalayas.

Cupiagua produce un petróleo muy liviano y/o gas condensado el cual en ciertos casos es utilizado para su reinyección que tiene como fin mejorar el recobro de dicho. A continuación se presentan los datos técnicos del campo Cupiagua:

Tabla 23. Datos generales del campo Cupiagua.

GENERALIDADES DEL CAMPO			
Operador Actual	Ecopetrol S.A	Año Descubrimiento	1992
Nombre Formación	Mirador, Barco, Guadalupe	Anterior Operador	British Petrol

Fuente: Departamento de Yacimientos, Superintendencia de Operaciones Nororiente. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

Tabla 24. Información del Yacimiento.

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO			
Tipo de Trampa	Anticlinal	Temperatura del Yacimiento (°F)	240-300
Edad Geológica	Cretáceo, Paleoceno,	Presión Inicial del Yacimiento (psi)	6489 @ Datum: 13400 pies
Reservorios	Eoceno		TVDSS
Ambiente deposicional Marino & Fluvial	Litología: Cuarzoarenitas	Mecanismo primario de producción	Expansión de fluidos -roca

Fuente: Departamento de Yacimientos, Superintendencia de Operaciones Nororiente. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

Tabla 25. Propiedades de roca y fluido

PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO			
Fracturas Naturales	Sí	Presión punto de rocío	5351 psi
Rango de permeabilidad (mD)	0.001 – 100 mD	Relación Gas/Aceite Rsi	3000-5000 (SCF/STB)
Relación Kv/Kh	0.1	Factor volumétrico Boi/Bgi (RB/STB)	1.7
Fracturas Hidráulicas	Sí	Salinidad Agua de formación (ppm Cl ⁻)	2000-8000 ppm Cl ⁻

Fuente: Departamento de Yacimientos, Superintendencia de Operaciones Nororiente. Ecopetrol S.A. Agosto 2014.

Tabla 26. Propiedades Geomecánicas del campo Cupiagua

VALORES CARACTERÍSTICOS - GEOMECÁNICA CAMPO CUIAGUA			
PROPIEDAD	MIRADOR	BARCO	GUADALUPE
UCS (psi)	36,207	31,204	24,858
Relación de Poisson	0.31	0.21	0.30
Módulo de Young (MMpsi)	8.3	8.5	5.9
Compresibilidad del sólido (1/psi)	2.14 E-07	2.33 E-07	1.36 E-07
Compresibilidad Total (1/psi)	4.15 E-07	4.08 E-07	4.00 E-07
Coefficiente de Biot	0.52	0.57	0.66
Cohesión (psi)	6593	5642	4485
Angulo de Fricción Interna (°)	50	50.2	50.3

Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas, Instituto colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A 2006.

4.3.3 Descripción del pozo a simular. El pozo PC 26Y es un pozo que produce desde el 18 de enero de 1999. El pozo fue completado entre enero de 1999 y abril de 1999 en las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe, produce a través de una tubería de producción de 7” y un tubo conductor de 7”. El pozo tuvo un potencial inicial de producción de 9239.5 bbl/d, 45 622.1 Mcf/d y un corte de agua de 135.6bbl/d.

En abril 14 de 1999, se adicionaron perforados en Mirador de 13,705-13,725 ft para fracturar hidráulicamente. En mayo 02 de 1999, se realizó la prueba escalonada de tasa de inyección a un máximo de 45 bpm y 6750 psi, se inyectaron 565 bbl de 2% KCl, se tuvo un gradiente de fractura de 0,69 psi/ft. Posteriormente se realiza la prueba preliminar de fractura o **Minifrac** a 43.2 bpm y

9500 psi, se inyectaron 840 bbl de gel y 200 bbl de 2% KCl, se tuvo un gradiente de fractura de 0,72 psi/ft.

En mayo 03 de 1999, se realizó el fracturamiento hidráulico en el intervalo 13,705-13,725 ft de la formación Mirador, allí se inyectaron 310,200 lbs de material propante tipo bauxita 20/40 a 38 bpm y 11350 psi. Se utilizaron 5737 bbl de gel y 182 bbl de 2% KCl. Más adelante en junio 13 de 1999, se corre un PLT-PBU indicando 7000 bopd IOR, daño negativo en zona fracturada y no daño en otras zonas. Se realizan re-cañoneos selectivos, pruebas de producción y trabajos de acondicionamiento en los años posteriores, finalmente el 9 de noviembre de 2010 se realiza la limpieza y acondicionamiento de la tubería y liner de producción para dar paso a la estimulación matricial el 3 de Mayo de 2011.

El trabajo de estimulación consistió en el bombeo de 840bbbls de DAX (Diesel, Alcohol y Xileno), 66bbbls de fluido inhibido, 120 bbls de agente divergente con una rata mínima de 3bpm y una rata máxima de 35bpm, WHP máx = 851psi. Se corrió el registro de temperatura y presión memorizado desde 13440 ft hasta 15240 ft. y 15240 ft hasta 13440 ft. Se inyectó gas desde el pozo INYS-22 al pozo PC 26Y iniciando con una rata de 10 MMscfd y aumentándolo lentamente hasta conseguir una rata de 40 MMscfd dosificado con alcohol y disolvente orgánico cada uno a 1.5gal/MMSCFD. La inyección del gas se mantuvo a una rata de 50 MMscfd durante 4 días dosificado a 1.5gal/MMSCFD.

4.3.4 Modelado de la fractura hidráulica. Para la inclusión de la fractura hidráulica dentro del modelo base de simulación, se realizó un análisis detallado de los reportes post-frac suministrados por la compañía de servicios a cargo de la ejecución del trabajo principal.

El objetivo en esta etapa del diseño se centró en poder representar en el modelo de simulación una fractura hidráulica con la misma geometría y especificaciones técnicas de la fractura real que se había generado en el pozo PC 26Y.

A continuación se presentan las especificaciones técnicas de la fractura real del pozo PC 26Y:

Tabla 27. Especificaciones técnicas de la fractura hidráulica generada en el pozo PC 26Y.

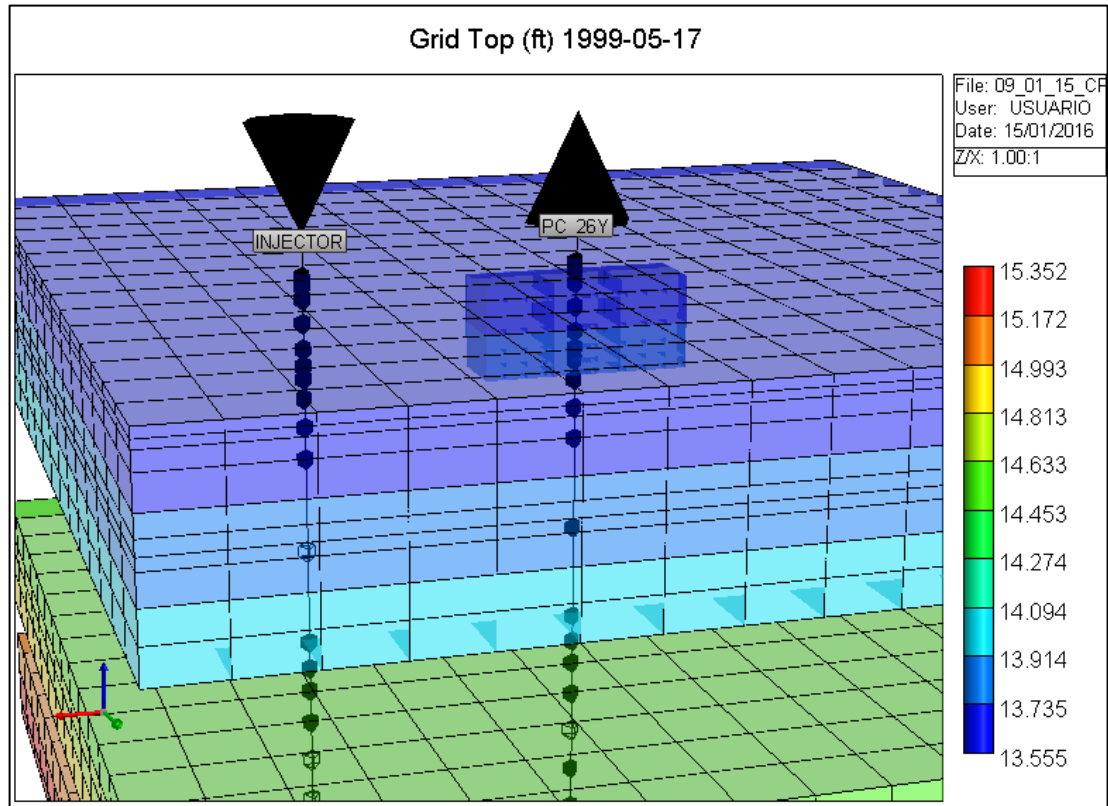
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA FRACTURA HIDRÁULICA POZO PC 26Y			
Fluido Empleado	Sistema Polimérico Reticulado	Intervalo Fracturado	13 705 – 13765 pies
Tipo de Polímero Empleado	Goma Guar @ 45PPT	Largo de la Fractura	118 pies
Presión de Ruptura	10 750psi	Altura Superior de la Fractura	129 pies
Máximo Caudal de Fractura	42 bpm	Altura Inferior de la Fractura	140 pies
Propante empleado	Bauxita Sintética	Ancho de la Fractura	1.74 pulgadas
Tamaño de partícula	20/40 – 16/20 – 14/20	Conductividad Adimensional	35.2

Fuente: Reporte Post-Fracturamiento Hidráulico Pozo PC_26Y, Campo Cupiagua. Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos GDY. Ecopetrol S.A 2014.

Una vez se tienen las especificaciones técnicas de la fractura hidráulica, el siguiente paso consiste en realizar la inclusión al modelo de simulación mediante el proceso de refinado de la malla que contiene las profundidades a través de las cuales se dilató la fractura real. Para tal propósito se genera un evento en la programación del modelo, en el cual se especifica el número de subdivisiones en i, j y k, las cuales contarán con las características geométricas y de conductividad registrada en la tabla 27.

A continuación se ilustra la geometría de fractura creada en el modelo del pozo PC 26Y:

Figura 19. Creación de la fractura hidráulica en el modelo del pozo PC 26Y.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG-GEM,

4.3.5 Regiones geomecánicas del modelo. Desde el punto de vista Geomecánico, el campo Cupiagua cuenta con un amplio número de estudios de laboratorio de mecánica de rocas realizados en el Instituto Colombiano del Petróleo.

De igual forma, este campo cuenta con un importante desarrollo de simulación que ha estado a cargo del departamento de geomecánica de Ecopetrol dentro del marco del proyecto de estabilidad de pozos e incremento de la productividad. Como resultado de estos estudios, hoy en día la gerencia de yacimientos cuenta con información detallada de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe.

Gracias al suministro de esta información, fue posible contar con información de calidad para la generación de un enmallado adicional al modelo previamente construido que permitiera la inclusión de las variables Geomecánicas por cada formación, para su posterior proceso de análisis de sensibilidad de variables.

El modelo geomecánico empleado por Ecopetrol para la representación del campo Cupiagua es el modelo Elástico-Plástico de Mohr-Coulomb, el cual se encuentra disponible en el módulo de mecánica de rocas de la herramienta **Builder®** de CMG.

Para el caso puntual del pozo PC 26Y, se procedió a definir el dominio geomecánico del enmallado de simulación mediante la creación de tres tipos de roca: una para las capas del modelo que representan la formación Mirador, el segundo para las capas que representan la formación Barco y el tercer tipo de roca para las capas del modelo que representan la formación Guadalupe. Como se mencionó anteriormente, para los tres tipos de roca se empleó el modelo de Mohr-Coulomb y finalmente se procedió a cargar de forma selectiva los respectivos módulos elásticos de Young, las relaciones de Poisson, los valores de cohesión, los coeficientes de Biot y los ángulos de fricción interna, de acuerdo a los valores consignados en la tabla 26.

4.3.6 Integración del módulo de facilidades de Producción. Una de las variables operacionales que definitivamente tienen un impacto directo sobre los niveles de producción es el porcentaje de apertura del choque instalado en el cabezal de producción del pozo. Este dispositivo de acción mecánica o electro-neumática es el directo encargado de regular la presión de cabeza de pozo y por consiguiente es uno de los controladores directos de la presión de fondo fluyente y de la presión diferencial de producción *Drawdown* para el caso de sistemas de producción en flujo natural como es el caso del pozo PC 26Y.

Incluir una variable de producción tan importante como el porcentaje de apertura del choque dentro de un paquete de simulación avanzada de yacimientos representó un verdadero desafío técnico, el cual a su vez se convirtió en uno de los aspectos más innovadores y de mayor valor agregado, y esto debido a que principalmente, los software especializados de simulación de yacimientos no cuentan con los módulos que si se manejan en los programas de producción como es el caso del simulador de flujo multifásico **PIPESIM®**, en el cual si es posible recrear todas condiciones mecánicas de la sarta de producción así como todas las facilidades de superficie incluyendo las líneas de conducción y las diferentes redes de transporte.

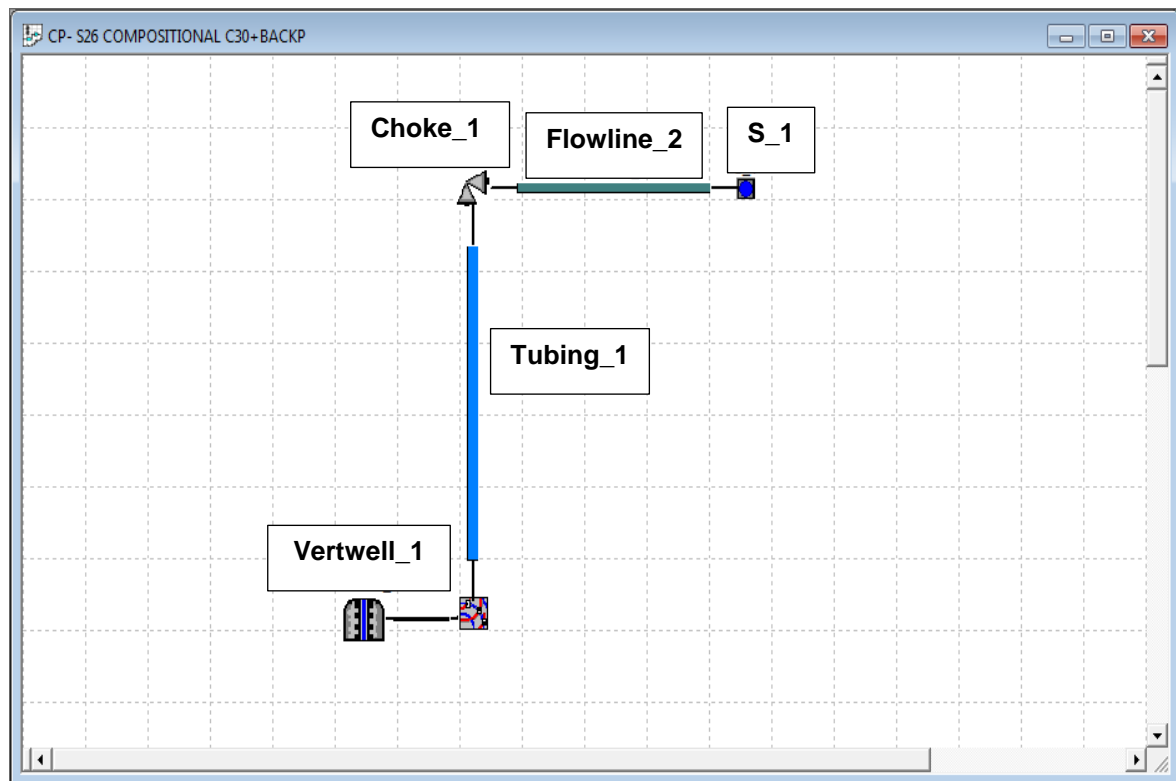
Ante este escenario, se procedió a buscar la variable operacional que lograra conectar los dos software: el de yacimientos y el de producción, para poder así recrear los escenarios integrados (daño de formación, condiciones de producción y entorno geomecánico) requeridos en el proceso de sensibilidad de variables.

Esto se logró a través de la variable presión de fondo fluyente, la cual en efecto es común a los dos software y la cual cuenta con la ventaja que permite ser calculada exactamente para el momento en que se presenta el evento que origina la pérdida de productividad real evidenciada en campo, luego de realizada la

estimulación química remedial sobre la zona fracturada hidráulicamente en el pozo PC 26Y.

Así las cosas, se procedió a crear y ajustar un modelo composicional del pozo PC 26Y en **PIPESIM®**, el cual representa fielmente el detalle técnico del estado mecánico real (ver anexo 1) y las especificaciones del choque instalado en superficie. A continuación se presenta la configuración del modelo creado en **PIPESIM®**:

Figura 20. Modelo de producción del pozo PC 26Y.



Fuente: *PIPESIM® Steady-State Multiphase Flow Simulator- Schlumberger.*

El porcentaje de apertura del choque con el cual se continúa operando actualmente el pozo es de 300/64 de pulgada, no obstante se realizaron diferentes corridas reduciendo y ampliando el porcentaje de apertura con el propósito de obtener los diferentes valores de presión de fondo fluyendo que serán empleados en el análisis de sensibilidad de variables a realizar con el software de simulación de yacimientos **GEM-CMG®**.

A continuación se presentan los caudales y presiones obtenidos para cada porcentaje de apertura simulado.

Tabla 28. Resultados de la simulación realizada en el software de producción.

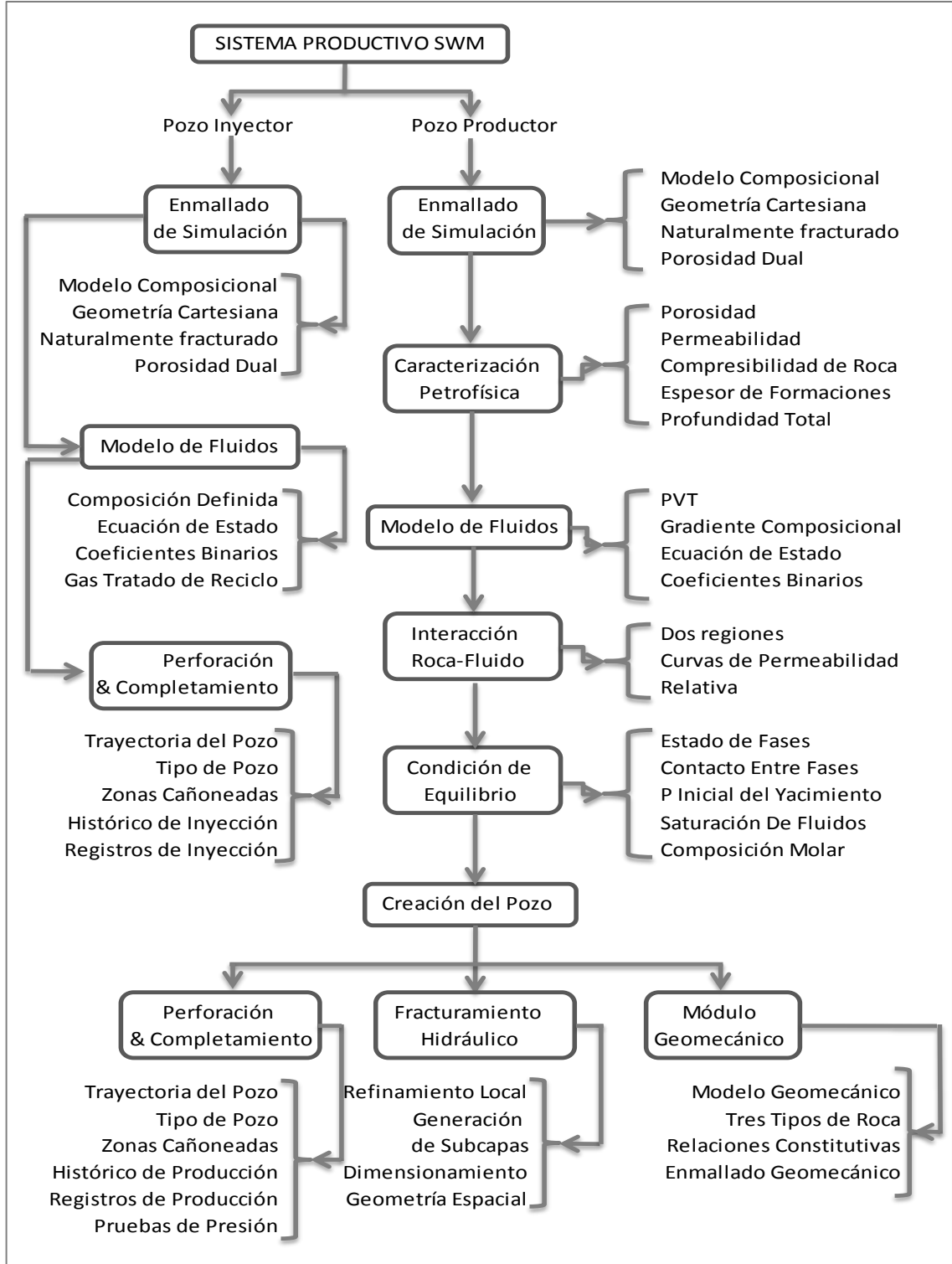
Choke	Bean Size	Qg	Ql	Qo	Qw	Pyac	Drawdown	Pwf	Pwh	dP
(/64)	(in)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(psia)	(psi)	(psia)	(psia)	(psi)
64	1,0	12,71	104	84	20	4100	17	4083	2628	1930
96	1,5	27,61	226	183	43	4100	74	4026	2575	1877
128	2,0	46,35	380	308	72	4100	205	3895	2433	1735
160	2,5	65,84	540	437	103	4100	414	3686	2195	1497
192	3,0	82,91	680	551	129	4100	668	3432	1899	1201
224	3,5	95,94	787	637	149	4100	915	3185	1597	899
256	4,0	105,11	862	698	164	4100	1123	2977	1325	627
288	4,5	111,34	913	740	173	4100	1284	2816	1096	398
300*	4,68*	113,13	927	751	176	4100	1334	2766	1020	322
320	5,0	115,60	948	768	180	4100	1405	2695	908	210
352	5,5	118,55	972	788	185	4100	1494	2606	753	55

*Condición actual de operación del choque instalado en el pozo PC_26Y.

De esta manera fue posible incluir una condición operacional de producción dentro del conjunto de variables que serán estudiadas a través del modelo creado en el software de simulación de yacimientos y cuyos resultados serán expuestos en el siguiente capítulo.

A continuación se presenta la arquitectura final de construcción del modelo de simulación del pozo PC 26Y.

Figura 21. Arquitectura Estructural del Modelo de Simulación Elaborado.



5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO POR CMOST DE PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO.

Para el desarrollo del análisis de sensibilidad se empleó el módulo CMG-CMOST (*Computer Assited History Matching, Optimization and Uncertainty Assesment Tool*) el cual permite ejecutar múltiples trabajos de simulación en múltiples procesadores usando diferentes valores en los parámetros de entrada. En esencia, este módulo permite la corrida de múltiples casos de simulación con la intención, ya sea, de converger en una mejor solución para algún problema o de analizar el efecto del cambio en el valor de uno o varios parámetros de entrada en resultados o propiedades de salida de una función objetivo como es el caso de la presente investigación.

5.1.1 Análisis de sensibilidad. El análisis de sensibilidad es usado para la determinación de la variación general de los resultados de simulación bajo diferentes valores en parámetros y / o cuales de estos parámetros tienen el mayor efecto en los resultados de la simulación. Un análisis de sensibilidad preliminar, normalmente usa un determinado número de corridas en el simulador para establecer cuan sensible son los resultados para diferentes combinaciones en los valores de los parámetros o variables de entrada. Con esto, se logra alcanzar un mayor conocimiento de cómo afecta cada parámetro a los resultados de la función objetivo.

Desde el punto de vista estadístico, un análisis de sensibilidad es el estudio de cómo la incertidumbre en la salida de un modelo matemático o sistema en general, puede ser distribuido a diferentes fuentes de incertidumbre en sus entradas¹⁸

5.1.2 Métodos de muestreo. El muestreo y selección del número de todas las posibles combinaciones para un determinado conjunto de parámetros y valores de muestra es el paso más importante en el análisis de sensibilidad de variables. El resultado del muestreo es el diseño de un plan de simulación primario que aportará criterios estadísticos e ingenieriles para la realización de las simulaciones posteriores. Una buena elección del diseño maximizar la cantidad de información que puede ser obtenida para una dada simulación. A continuación se presenta una breve introducción a la terminología básica que será empleada durante la ejecución del módulo CMOST:

- **Parámetros:** (variables, factores): entradas al simulador que se pueden manipular para causar cambios en las salidas o resultados del simulador. Un parámetro puede tener uno o más valores de muestra.
- **Valores de muestra:** (niveles): diferentes valores de un parámetro.
- **Funciones objetivos:** (respuestas): salidas del simulador
- **Patrón de trabajo:** (experimento, punto de diseño): un patrón de diseño representa la combinación de un valor particular para cada parámetro del modelo de simulación.
- **Espacio del parámetro:** (espacio de investigación): Se refiere al número de todos los posibles combinaciones para un determinado conjunto de parámetros y valores de muestra.
- **Muestreo:** proceso para seleccionar el patrón de un set de patrones dados.

¹⁸ Saltelli, A. (2002). "Sensitivity Analysis for Importance Assessment". Risk Analysis 22 (3): 1–12.

- **Diseño:** Conjunto de patrones de trabajo generado mediante el proceso de muestreo. Un buen diseño con características deseadas permitirá encontrar un modelo y conclusiones gráficas para los efectos de los parámetros de interés.
- **Efecto:** Medida de como el cambio en el valor de un parámetro de entrada varía la función objetivo.
- **Interacción:** Se da cuando el efecto de un parámetro en la función objetivo depende del nivel de otro parámetro.

De acuerdo a las teorías estadísticas de diseño de experimentos, para un eficiente estudio del espacio de investigación, el diseño seleccionado (es decir, el conjunto de posibles combinaciones elegidas) debe contar preferiblemente con estas dos características:

- Proximidad ortogonal para los parámetros de entrada.
- Llenado espacial, es decir, que los puntos de muestreo (combinaciones de experimentación) deben estar distribuidos a lo largo y ancho del espacio de investigación. En otras palabras, que el conjunto de experimentos seleccionado sea un subconjunto representativo de todos los posibles experimentos a realizar con el modelo de simulación.

La ortogonalidad de dos columnas en un diseño matricial es medida mediante la correlación entre dos vectores de columna $\vec{v} = (v_1, v_2, \dots, v_n)$ y $\vec{w} = (w_1, w_2, \dots, w_n)$:

Ecuación 1. Condición de ortogonalidad para la selección de posibles combinaciones.

$$C_c = \frac{\sum_{i=1}^n [(v_i - \bar{v})(w_i - \bar{w})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2 \sum_{i=1}^n (w_i - \bar{w})^2}}$$

Donde C_c es el criterio de correlación para la condición de ortogonalidad.

Si dos columnas tienen correlación cero, entonces son ortogonales entre sí.

Si todas las columnas en la matriz diseñada son ortogonales, entonces el diseño es un diseño ortogonal. En este orden de ideas, un diseño ortogonal es deseable puesto que asegura la independencia dentro de los coeficientes estimados en un modelo de regresión.

En CMOST, la ortogonalidad de un diseño se establece mediante la determinación del máximo de correlaciones por parejas de las columnas de un diseño de matriz. Este máximo se halla mediante el cálculo del valor absoluto del coeficiente de correlación para todas las parejas de vectores columna en la matriz diseñada y seleccionando luego el máximo de esos valores.

Un valor de cero es el mejor valor (indicando ortogonalidad), y un valor de 1 es el menos deseado (indicando que por lo menos una columna de la matriz de diseño es una combinación lineal de las columnas restantes). Generalmente, para asegurar la exactitud de los resultados del análisis de sensibilidad, la correlación máxima de las parejas en el diseño debería ser menor de 0.15.

En CMOST, el llenado espacial de un diseño está basado en la mínima distancia Euclidiana, que es la mínima distancia de todos los puntos del diseño. Un valor grande de la mínima distancia Euclidiana significa que dos puntos no están cercanos el uno al otro. Entre dos diseños, el que tenga la mayor mínima distancia entre dos puntos o combinaciones será considerado como el mejor diseño.

A continuación se presentan y explican los métodos de muestreo y evaluación empleados por el módulo de análisis de sensibilidad de variables de CMOST:

- Un parámetro a la Vez. (**OAT- One Parameter at a Time**).
- Diseño experimental Clásico de dos niveles. (**Plackett-Burman Designs**).
- Diseño experimental Clásico de tres niveles. (**Box-Behnken Designs**).
- LHS. (Latin Hyper-Cube Sampling Design).

5.1.2.1 Un parámetro a la Vez. (OAT- One Parameter at a Time): Este método de muestreo es uno de los más tradicionales en lo referente a estudios de sensibilidad. En este método, el investigador busca obtener información acerca del efecto de un parámetro, variando únicamente un parámetro a la vez. Este procedimiento se repite sistemáticamente para cada uno de los parámetros a ser estudiados.

Dentro de las principales desventajas de este método se encuentran las siguientes razones:

- Requiere mayor número de corridas para obtener los mismos niveles de precisión en la estimación de los efectos.
- No permite visualizar interacciones entre los parámetros.
- Solo revela los principales efectos de forma condicional y por tanto las conclusiones obtenidas por este método no pueden ser generalizadas.

5.1.2.2 Diseño experimental clásico de dos niveles: Los diseños clásicos de dos niveles se emplean por lo general en análisis de sensibilidad que buscan identificar principalmente efectos lineales. Son los más apropiados para estudios rápidos de muestreo básico. En algunos casos este método puede emplearse como un precursor de información para una metodología multinivel más compleja.

Esta metodología emplea una convención de signos + y – para denotar los dos niveles posibles: Nivel Alto (+) y Nivel Bajo (-) para cada uno de los parámetros a sensibilizar. Dentro de esta categoría de metodologías las más comúnmente

empleadas son: Diseños tipo factorial total, diseños tipo factorial fraccional y diseños tipo Packett-Burman.

5.1.2.3 Diseño experimental clásico de tres niveles: Este tipo de métodos de muestreo son empleados principalmente en procesos de evaluación de incertidumbre. Para esta metodología, cada efecto del parámetro en la función o variable de respuesta es evaluado a tres diferentes niveles (bajo, medio y alto), los cuales se representan con las connotaciones (-), (0) y (+) respectivamente. CMOST suministra los siguientes metodologías de muestreo de tres niveles: Diseño Factorial Total, Diseño tipo BOX-Behken y Diseño composicional central.

5.1.2.4 Metodología Híper Cubo Latino. (Latin Hypercube Sampling LHS): El híper cubo latino es una metodología estadística ampliamente empleada en modelos de elevada complejidad para la generación del muestreo de una colección plausible de valores de parámetros en una distribución multidimensional.

Este método de muestreo es a menudo empleado en la elaboración de diseños de experimentos computacionales, los cuales se caracterizan por manejar modelos de simulación con un gran número de parámetros de entrada que pueden o no tener a su vez interacción entre si y que adicionalmente permiten evaluar su impacto en una o varias funciones objetivo.

En el contexto del muestreo estadístico, un cuadrado Latino se define como una cuadrícula de 4 posiciones dentro de las cuales existe una y solo una muestra en cada fila y en cada columna. El híper cubo latino es la generalización de este concepto a un número arbitrario de dimensiones, en donde por consiguiente cada muestra es la única muestra posible en existir en cada eje alineado del híper plano que lo contiene.

Con el objetivo de lograr un barrido uniforme y completo del espacio investigativo, se implementa el muestreo ortogonal, el cual garantiza que se cubre la totalidad del espacio muestral. Si bien esta estrategia es más eficiente, también genera un incremento en la dificultad para su implementación debido a que todas las muestras aleatorias deben ser generadas simultáneamente.

Si se considera un espacio muestral de dos dimensiones, la diferencia entre un muestreo al azar y un muestreo tipo hiper cubo latino, se puede explicar como sigue:

1. En un muestreo aleatorio, los nuevos puntos de muestreo son generados sin tener en cuenta los puntos de muestra seleccionados anteriormente.
2. En un muestreo tipo hiper cubo latino, primero se tiene que definir cuantos puntos de muestreo van a emplear y para cada punto de muestreo seleccionado, se debe recordar de cual fila y columna fue tomado previamente. El espacio muestral es dividido pues entre sub espacios igualmente probables con igual densidad de muestras en cada uno de ellos.

En conclusión, el muestreo LHS asegura que el conjunto de números aleatorios es representativo de la variabilidad total mientras que el muestreo aleatorio tradicional es solo un conjunto de números aleatorios sin ninguna garantía.

Por sus numerosas ventajas y fortalezas expuestas anteriormente, para el desarrollo de las diferentes corridas de simulación empleando el módulo CMG-CMOST, se seleccionó el diseño de muestreo tipo hiper-cubo latino (***Latin Hyper-Cube Sampling LHS***).

5.1.3 Archivos base. Cada tarea de CMOST está basada en una completa simulación realizada previamente. CMOST necesita acceso a un número de archivos de esta simulación base, y puede hacer uso de otros archivos, si estos están disponibles. Los tipos de archivos básicos necesarios que son utilizados para realizar un análisis de sensibilidad de variables se mencionan a continuación:

- Base Dataset.
- Base IRF.
- Field History File.

5.1.3.1 Base Dataset: Antes de comenzar a trabajar con CMOST, debe ser creada una base dataset. La base dataset es válida para cualquier simulador CMG. Si los archivos IRF y MRF para la base dataset existen, CMOST procesará los archivos y calculará las funciones objetivo y las observará para el caso base. Los resultados correspondientes serán mostrados en pantalla como JobID=0.

5.1.3.2 Base IRF: La base dataset debe ser usada para crear una base IRF (archivo de resultados de simulación). Este archivo proporciona a CMOST la información básica a cerca del dataset, como el tipo de simulador que fue usado, lista del pozo, fechas de comienzo y fin de simulación. Etc. Si el archivo MRF está con la base IRF para completar el par SR2, entonces la base de información para estos archivos será mostrado en los gráficos de resultados de CMOST. La base IRF es un componente requerido.

5.1.3.3 Archivo de ajuste histórico: El archivo de ajuste histórico contiene información de producción del yacimiento. Este archivo ya ha sido previamente creado empleando el módulo **BUILDER-CMG** y es requerido únicamente para tareas de ajuste histórico.

CMOST analiza todos los puntos de información histórica del campo igualmente. Por lo tanto, la distribución de información en el archivo de historia de producción del campo, tendrá efecto en los resultados finales del ajuste histórico.

5.1.3.4 Ajuste histórico del modelo de simulación: Luego de haber creado paso a paso la estructura base del modelo de simulación, se procedió a generar el archivo tipo .prd, el cual contiene la producción real de fluidos del campo (para nuestro caso se generó el archivo partiendo de información diaria de los cortes de aceite, gas y agua) en el módulo **GEM-CMG**. Una vez finalizada esta etapa del proceso, se dio inicio a la realización del ajuste histórico del modelo confrontando la información generada por el simulador contra el registro histórico del campo. Para tal fin se empleó la función objetivo error del ajuste histórico, la cual mide la diferencia relativa entre los resultados del simulador y la data real de producción.

Con el propósito de obtener resultados representativos y de calidad, el ajuste histórico asistido por computador empleado por CMOST, se basa en un enfoque cuantitativo para la estimación del porcentaje de error asociado, el cual se determina a partir de la siguiente expresión:

Ecuación 2. Ecuación para la determinación del Error asociado al ajuste histórico.

$$Q_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^{N(i)} tw_{i,j}} \sum_{j=1}^{N(i)} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T(i,j)} (Y_{i,j,t}^s - Y_{i,j,t}^m)^2}{NT(i,j)}} \cdot 100\% \cdot tw_{i,j}$$

Donde los sub índices i, j, t, representan el pozo, el tipo de dato de producción y el tiempo respectivamente; N(i) es el número total de tipos de datos de producción para el pozo i; NT(i,j) es el número total de puntos reales medidos, $Y_{i,j,t}^s$ son los resultados simulados; $Y_{i,j,t}^m$ son los resultados medidos, $tw_{i,j}$ es el término de peso o relevancia de parámetro; y $Scale_{i,j}$ es la escala de normalización, la cual es calculada a partir del máximo valor obtenido luego de estimar las siguientes cantidades:

Ecuación 3. Criterios de selección para el valor la escala de normalización.

$$\Delta Y_{i,j}^m + 4 \cdot Merr_{i,j}$$

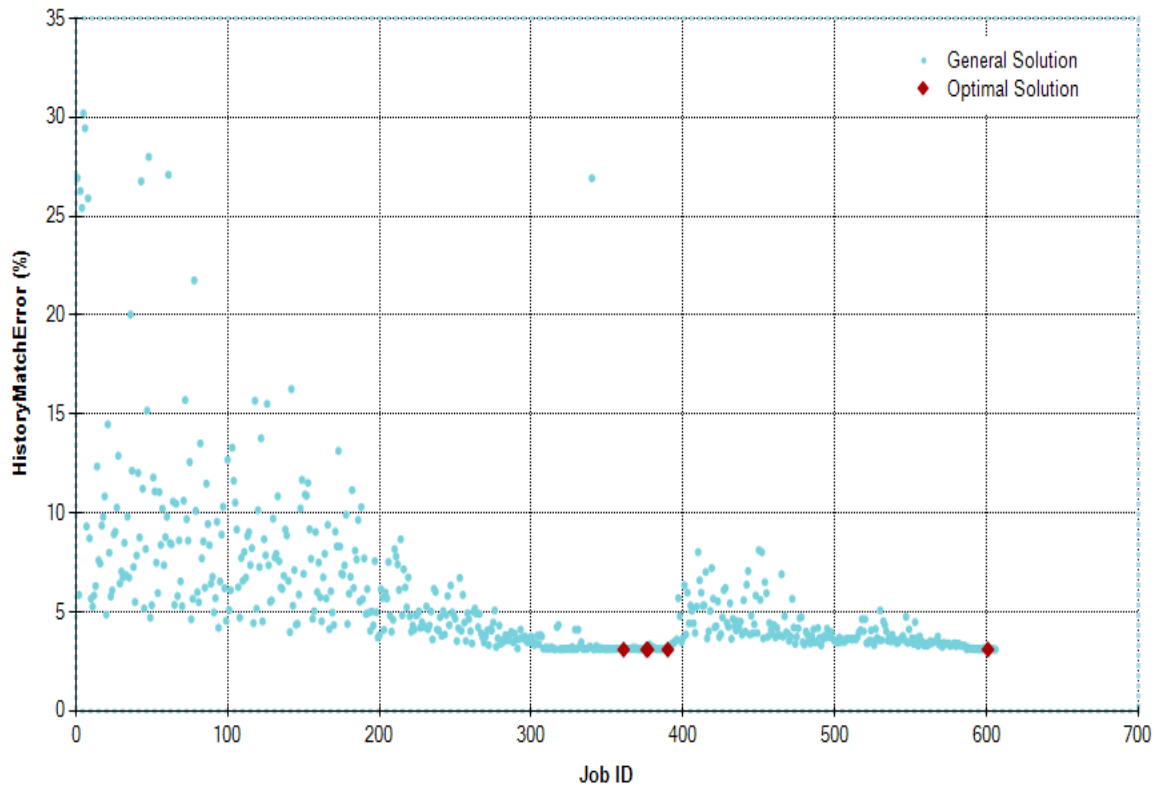
$$0.5 * \min(|\max(Y_{i,j,t}^m)| |\min(Y_{i,j,t}^m)|) + 4 \cdot Merr_{i,j}$$

$$0.25 * \min(|\max(Y_{i,j,t}^m)| |\min(Y_{i,j,t}^m)|) + 4 \cdot Merr_{i,j}$$

Donde $\Delta Y_{i,j}^m$ es el máximo cambio medido para el pozo i y el tipo de data de producción j, y $Merr_{i,j}$ corresponde a la medida del error. El valor de la medida del error (ME) significa que si el resultado simulado se encuentra entre (el valor histórico – ME) y (el valor histórico + ME), el ajuste puede considerarse satisfactorio.

A continuación se presentan los resultados del ajuste histórico realizado:

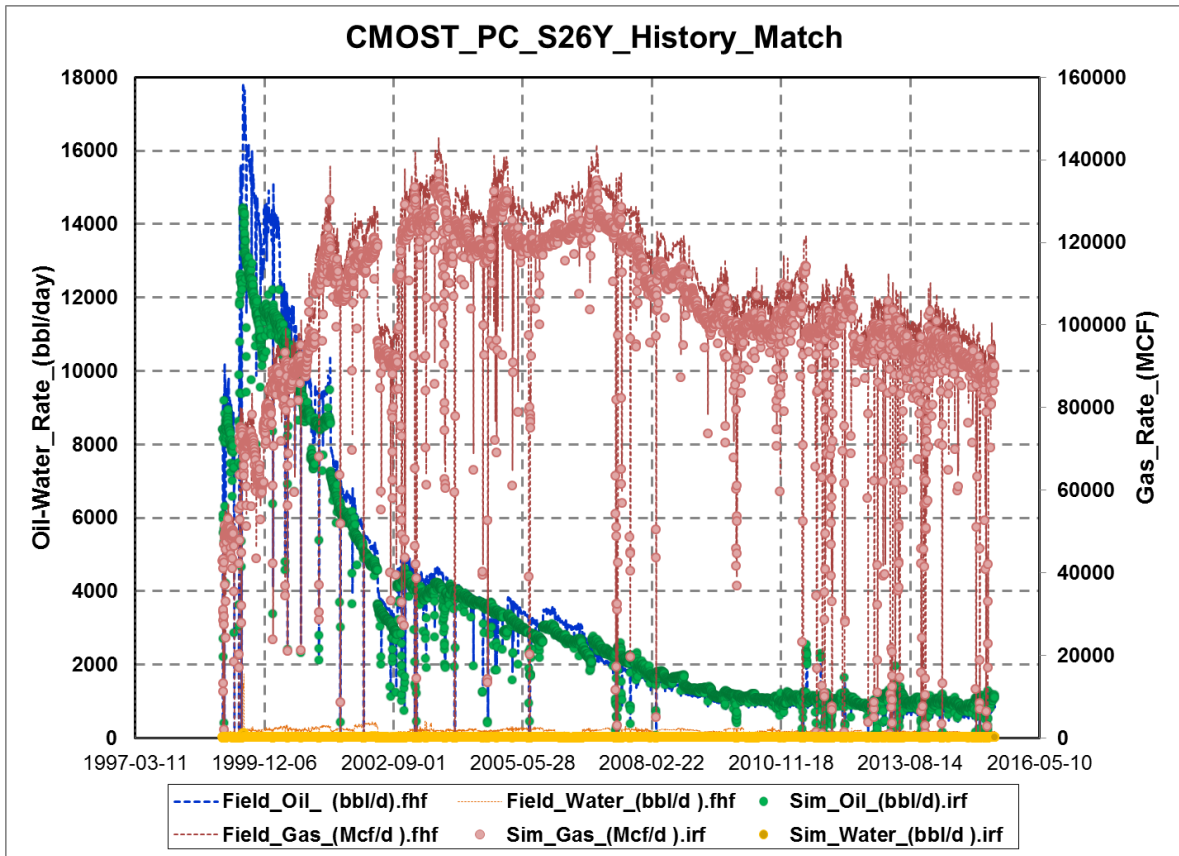
Figura 22. Resultados del proceso de ajuste histórico asistido por CMOST.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

Como se puede observar, en efecto se lograron obtener numerosas corridas de ajuste con porcentajes de error inferiores al 5%, lo cual es un muy buen indicativo de la representatividad lograda con el modelo de simulación construido. Adicionalmente, de este sub conjunto, se resaltan las 4 que lograron los valores óptimos entre los resultados arrojados por el simulador y los datos históricos de producción del pozo. A continuación se presentan los comparativos de producción al ejecutar el programa con el mejor ajuste obtenido (**History Match Error 3.0963**).

Figura 23. Ajuste Histórico del Modelo de Simulación Asistido por CMOST.



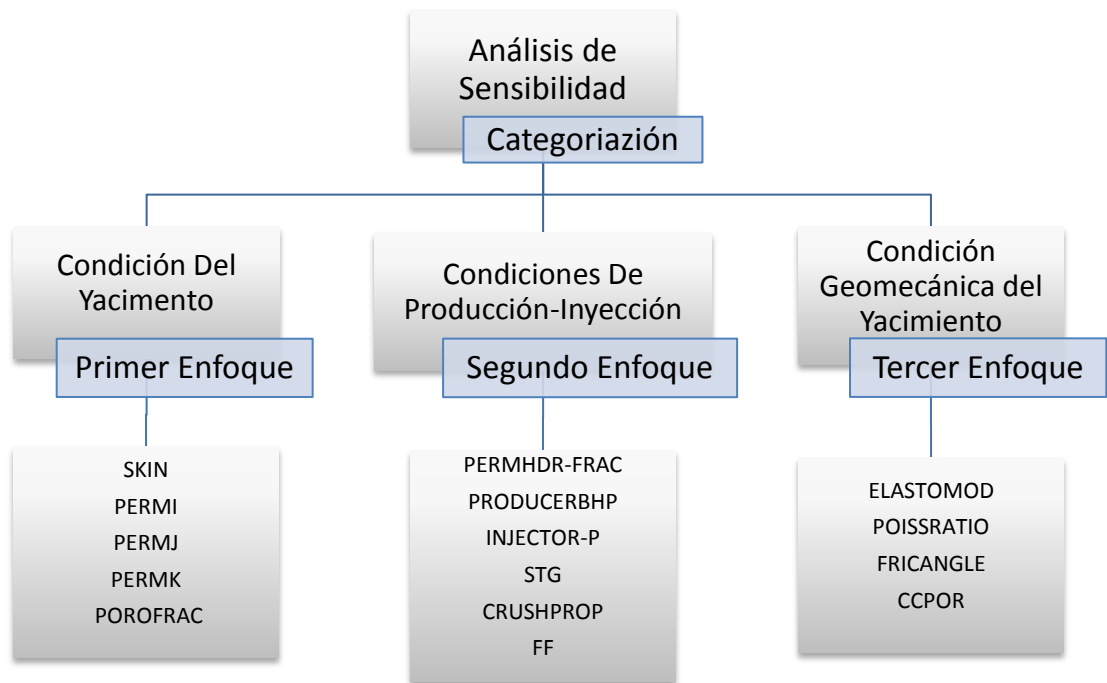
Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assesment Tool, CMOST.

5.1.4 Intervalos de sensibilización de variables. Para llevar a cabo la simulación en CMOST, se emplearon inicialmente el archivo .irf y .dat los cuales contienen toda la información base proveniente del modelo de simulación. Antes de dar inicio al análisis de sensibilidad, fue necesario modificar el archivo .dat con el propósito de indicarle al simulador que parámetros como la presión de fondo fluyente, el factor de daño o la relación de Poisson entre otros, dejan de ser parámetros constantes para pasar a ser variables susceptibles a sensibilizar. De este modo se dio origen a la creación del archivo .cmm, el cual fue empleado en las etapas subsecuentes del proceso.

Una vez establecidos los parámetros que hacen parte del análisis de sensibilidad, se procedió a introducir esta información en el archivo .cmt, el cual contendrá los archivos .irf, .dat y .cmm.

A continuación se importaron todas las variables a sensibilizar y se definieron los intervalos de interés partiendo de un valor base hasta lograr un mínimo y un máximo en cada caso en particular. Estos intervalos son conocidos como rangos de variación y delimitan el espacio muestral en el proceso estadístico. Estas variables fueron clasificadas en tres grupos principales como se ilustra a continuación:

Figura 24. Clasificación de los conjuntos de variables a sensibilizar.



Como indica el diagrama de categorización de variables, la productividad del modelo desarrollado está estrechamente alineada con la representatividad de los diferentes fenómenos y condiciones reales que caracterizan a los pozos pertenecientes al campo Cupiagua.

A continuación se amplía el detalle de categorización de cada uno de los enfoques, resaltando la correlación de cada una de estas variables con la condición real del yacimiento y el estado operativo del pozo PC-S26Y.

Tabla 29. Representación de condiciones reales del sistema productivo.

CATEGORÍA	VARIABLE	CORRELACIÓN CON LA CONDICIÓN REAL DEL SISTEMA PRODUCTIVO
CONDICIÓN DE YACIMIENTO	SKIN FACTOR	Representación de la afectación generada por los diferentes mecanismos de daño de formación
	PERMI PERMJ PERMK	Representación física del cierre y/o re-energización de las fracturas naturales del yacimiento
CONDICIONES DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN	PERMHDR-FRAC	Representación de la condición natural de degradación y pérdida de la conductividad efectiva de la fractura hidráulica
	PRODUCERBHP	Representación del porcentaje de apertura de choque de superficie
	INJECTOR-P	Representación de los niveles de presión logrados durante el proceso de sostenimiento de la energía del yacimiento
	STG	Representación del efecto asociado con incrementos y reducciones en las tasas de reinyección de gas tratado de reciclaje
	CRUSHPROP	Representación del efecto de movilización y redistribución espacial del banco de finos contenidos en la fractura hidráulica
	FORM FACTOR FF	Representación de la restricción y tortuosidad generada en los perforados de la tubería de producción
CONDICIÓN	ELASTOMOD	Representa la relación del esfuerzo sobre la deformación de la roca a través del Módulo de Young

CATEGORÍA	VARIABLE	CORRELACIÓN CON LA CONDICIÓN REAL DEL SISTEMA PRODUCTIVO
GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO	POISSRATIO	Representa el impacto asociado con variaciones en la relación de Poisson correspondientes a la formación de interés
	FRICANGLE	Representa el impacto asociado con variaciones en el ángulo de fricción interna de la roca para el caso de la formación de interés
	CCPOR	Representa la condición de cambio en la compresibilidad de la roca por efecto del drenaje de fluidos y el cambio del campo de esfuerzos en la formación de interés.

Una vez establecida la conexión entre las variables seleccionadas y los fenómenos asociados a cada una de ellas, se procede a establecer los rangos de cada una de las variables que harán parte del análisis de sensibilidad como se muestra a continuación:

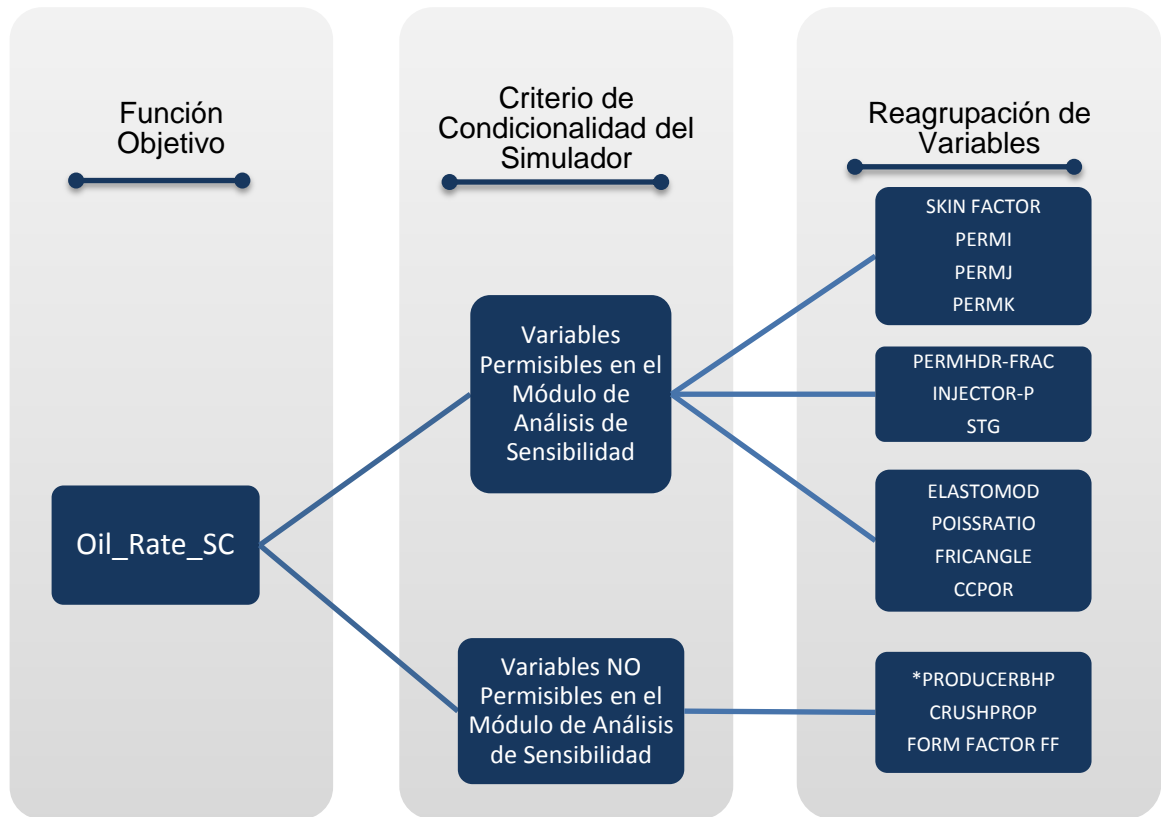
Tabla 30. Rangos de valor para cada una de las variables a sensibilizar en el proceso.

CATEGORÍA	VARIABLE	UNIDADES	MÍNIMO	VALOR BASE	MÁXIMO
CONDICIÓN DE YACIMIENTO	SKIN FACTOR	Adimensional	-3.204	26.7	40.1
	PERMI	mD	0.1	1.47	4.0
	PERMJ	mD	0.055	0.15	0.42
	PERMK	mD	0.5	1.7	5.0
CONDICIONES DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN	PERMHDR-FRAC	mD	70522.5	94030	117537.5
	PRODUCERBHP	psi	2606	2766	4026
	INJECTOR-P	psi	2250	4500	6750
	STG	ft3/day	6'426 784	8'569 046	10'711 307

CATEGORÍA	VARIABLE	UNIDADES	MÍNIMO	VALOR BASE	MÁXIMO
	CRUSHPROP	%	25	50	75
	FORM FACTOR FF	%	0.3	0.5	1.0
CONDICIÓN GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO	ELASTOMOD	psi	5'000 000	8'300 000	12'000 000
	POISSRATIO	Adimensional	0.2	0.31	0.4
	FRICANGLE	°	25	50	55
	CCPOR	1/psi	1.07E-07	2.14E-07	3.21E07

La simulación del impacto de todas y cada una de estas variables sobre los niveles y tendencias de producción, constituyó un desafío de ingeniería y una enorme oportunidad de innovación, puesto que la concepción misma del simulador **CMG-CMOST** delimita el número y tipo de variables y aspectos operacionales que por defecto pueden hacer parte de una asignación de análisis de sensibilidad, en otras palabras, el módulo de análisis de sensibilidad del simulador no permite la incorporación de todas las variables enlistadas en la tabla 29 como se ilustra a continuación:

Figura 25. Condicionalidad de las variables a representar en el módulo CMOST



Originalmente la variable ***PRODUCERBHP**, fue ubicada dentro de las variables no permisibles en el módulo de análisis de sensibilidad, ya que como se mencionó en el capítulo 4, este parámetro y su respectivo rango de valores está estrechamente relacionado con una condición real operativa (% de Apertura del Choque) la cual no puede ser asociada directamente al simulador de yacimientos. Por esta razón y como se expuso en detalle en el anterior capítulo, se procedió a calcular la presión de fondo de pozo(BHP) a partir de la construcción de un modelo de simulación elaborado en la plataforma de un software exclusivo para el área de producción, la cual explícitamente permite generar la apertura y restricción de flujo mediante operación directa del choque y de esta manera logra establecer los rangos de valor para la BHP que efectivamente representen cada una de las posiciones

graduales que ofrece esta importante facilidad de superficie dentro del módulo de simulación de yacimientos composicionales **GEM-CMG**.

Por otra parte, los efectos sobre la producción ocasionados por la movilización y sedimentación de los finos generados durante el proceso de degradación del material propante contenido en la fractura hidráulica (**CRUSHPROP**) así como el fenómeno de obstrucción de los perforados de la tubería de producción (**FORM FACTOR FF**) fueron representados empleando una estrategia innovadora que será expuesta en detalle más adelante en este capítulo.

5.2 ETAPAS DE SIMULACIÓN

Como se mencionó en el apartado anterior, la condición intrínseca del simulador no permite evaluar al 100% el impacto de todas las variables de interés a través de módulo **CMOST-CMG**, razón por la cual se desarrollaron estrategias de simulación base soportadas por el módulo **GEM-CMG**. En esencia se desarrollaron 3 etapas de simulación para dar cobertura total a todas las variables de interés para el presente estudio.

La primera etapa se lleva cabo por medio del análisis de sensibilidad empleando el módulo **CMOST-CMG**; en esta etapa se analizó el comportamiento de las variables listadas en la tabla 31. La segunda y tercer etapa se llevaron a cabo empleando el módulo **GEM-CMG**; La segunda etapa se centró en el desarrollo de simulación para evaluar el impacto de la variable **CRUSHPROP** asociada con el fenómeno de deterioro del propante contenido en la fractura hidráulica y su respectiva generación de material particulado. Por último, en la etapa 3 se presentan los resultados de la evaluación del impacto de la variable **FORM FACTOR FF**, y su

condición de obturación parcial y tortuosidad al flujo de fluidos a través de los perforados de la tubería (*Liner*) de producción.

5.2.1 Primera etapa de simulación. En esta primera etapa, se realizó el análisis de sensibilidad de variables factibles en la herramienta *CMG-CMOST*. Definiendo la producción de aceite *Oil_Rate_SC* como la función objetivo. A continuación se presenta el listado final de variables empleado en la primera etapa de simulación:

Tabla 31. Listado final de variables empleadas por el módulo CMOST.

▪ SKIN FACTOR	▪ PERMI	▪ PERMJ	▪ PERMK
▪ POISSRATIO	▪ PERMHDR-FRAC	▪ INJECTOR-P	▪ STG
▪ ELASTOMOD	▪ PRODUCERBHP	▪ FRICANGLE	▪ CCPOR

Posteriormente se procedieron a realizar las respectivas corridas de simulación con el propósito de obtener los porcentajes de incidencia de cada uno de los parámetros en la función de respuesta y realizar la representación gráfica de los resultados como se ilustra en la siguiente sección.

5.2.1.1 Representación gráfica de los resultados de simulación: Los resultados obtenidos a partir del análisis de sensibilidad realizado son representados mediante la generación de gráficas tipo tornado (esta denominación corresponde a la comparación de su forma geométrica, la cual resulta muy similar al fenómeno meteorológico). En este tipo de gráficas, las variables empleadas para el estudio de sensibilización son ordenadas de mayor a menor, empezando con aquellas que generan el mayor efecto en la función objetivo (ubicadas en la parte superior del tornado) y finaliza con aquellos parámetros que generan el menor impacto y que por lo general estarán situadas en la parte inferior del tornado. En este tipo de gráficas, a cada parámetro se le asigna un color

característico que será reproducible para todos los tornados que se deseen realizar. La barra con el máximo valor se sitúa en el tope del tornado y representa el máximo valor que logra la función objetivo de entre todo el conjunto de posibles combinaciones de las variables de entrada.

El valor numérico de cada barra, que en este caso se denominará (y), es calculado por la sustracción del promedio de la función objetivo cuando se utiliza el valor mínimo del parámetro, al valor de la función objetivo cuando se utiliza el valor máximo. Una diferencia considerable en las dos medidas, indica que existe impacto significativo en la variable de resultado. A continuación se presenta la ecuación asociada con la magnitud de cada barra del diagrama:

$$y = \text{Función Objetivo } (+x) - \text{Función Objetivo } (-x)$$

Una gran diferencia en las dos medidas indica que el parámetro es importante porque conduce a un cambio significativo en la respuesta de la función objetivo; por otra parte, una pequeña diferencia implicaría que el factor no es importante. Además, si el resultado es negativo (-) puede decirse que el efecto está influenciado por el valor mínimo, de lo contrario su valor es positivo(+) y se verá afectado en mayor medida por el valor máximo como se explica a continuación:

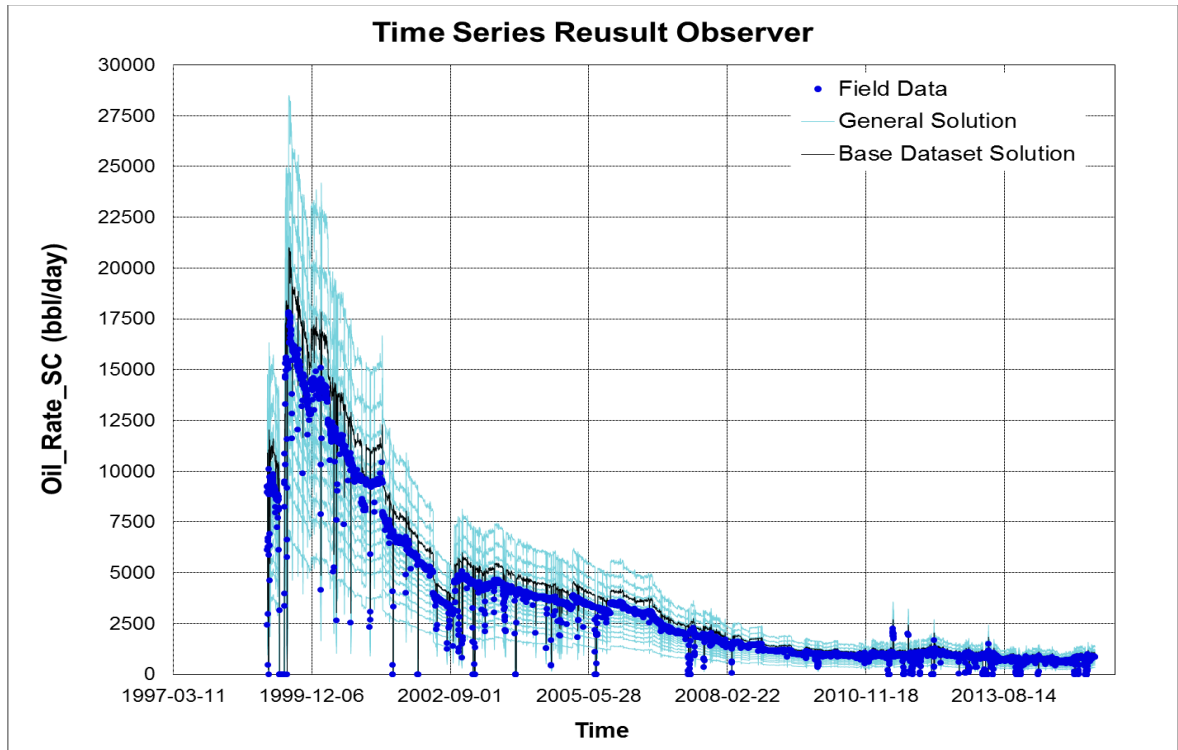
Tabla 32. Análisis de la función objetivo en un diagrama tornado.

y	+	-
>>	Impacto influenciado por (+x)	Impacto influenciado por (-x)
<<	No impacta	No impacta

Fuente: Tutorial Computer Assisted History Matching, Optimization Tool. 2012.

A continuación se presentan los resultados de la primera etapa de simulación realizada en el módulo **CMG-CMOST**:

Figura 26. Perfiles de producción resultado del análisis de sensibilidad de variables de la etapa 1.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assesment Tool, CMOST.

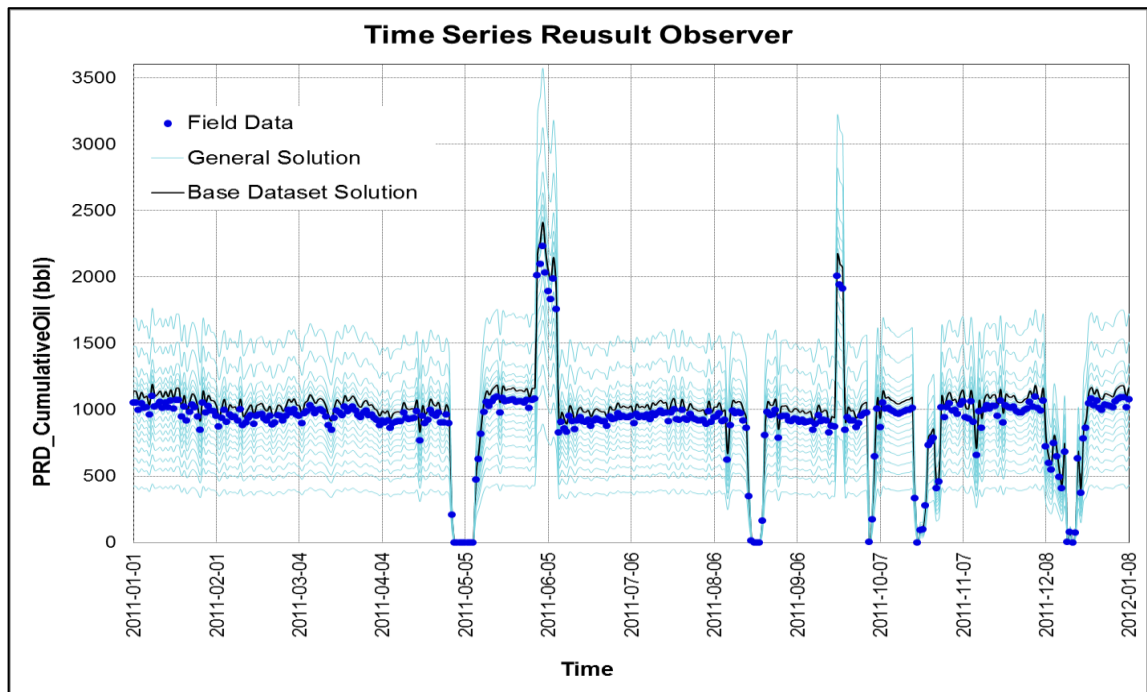
Como se puede observar, en efecto los resultados obtenidos representan la tendencia real de producción del pozo que para este caso, está representada por la serie discontinua de puntos azules, los resultados de las diferentes corridas de simulación se representan con líneas continuas de color celeste y corresponden al proceso experimental que realizó el simulador con las diferentes combinaciones entre las variables asignadas por el método experimental del hiper cubo latino y por último, la corrida de simulación resaltada en color negro (**Base Dataset**

Solution) corresponde a los resultados generados por el modelo base de simulación.

Es importante resaltar que el conjunto de perfiles representados por medio de las soluciones generales corresponden a las mejores corridas obtenidas a partir del arreglo particular (combinaciones multivariantes) de cada una de las variables sensibilizada dentro del intervalo de rangos de valor asignados en la tabla 30.

Ahora bien, partiendo del conjunto de soluciones globales, se procedió a estudiar el comportamiento en el sector que contiene el evento de interés del presente estudio investigativo: la estimulación química remedial realizada a la fractura hidráulica del pozo PC_S26Y la cual se encuentra contenida en la formación Mirador del campo Cupiagua. Como se puede observar en la figura 27, en efecto las soluciones generales de la corrida de simulación también son coherentes en esta región de interés en donde se llevaron a cabo los desarrollos de simulación de las etapas 2 y 3 respectivamente.

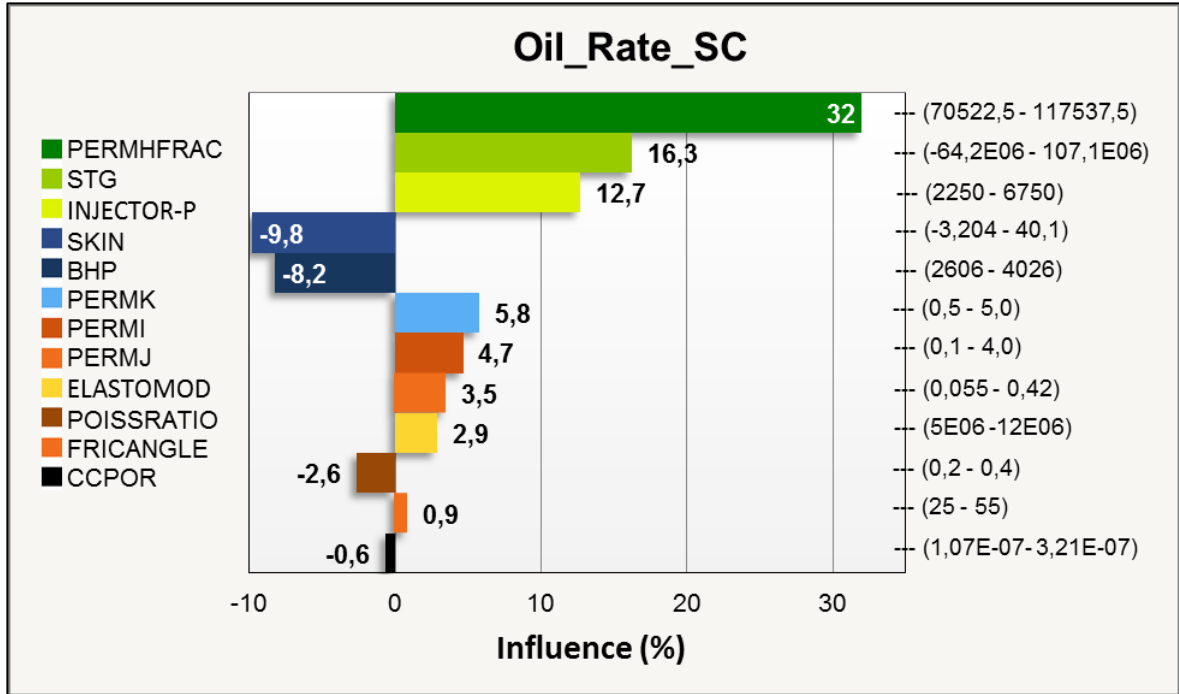
Figura 27. Detalle de los resultados de sensibilidad en el sector de la estimulación química.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST 2012.

Para finalizar esta primera etapa de simulación, se realiza la representación gráfica e interpretación del porcentaje de influencia a través de un gráfico tornado.

Figura 28. Gráfica de tornado para la representación del porcentaje de influencia de cada una de las variables de la etapa 1 sobre la producción de aceite del pozo PC_S26Y.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assesment Tool, CMOST 2012.

Los resultados del análisis de sensibilidad indican lo siguiente:

Para el sistema productivo representado por el modelo de simulación del pozo PC_26Y, la variable que genera el mayor impacto sobre la producción es la permeabilidad primaria efectiva del paquete de propante contenido dentro de la fractura hidráulica con un porcentaje de influencia del 32%. Este resultado indica que una condición de restauración de los canales preferenciales de flujo aportados por esta sección del pozo, genera una respuesta altamente favorable para las tasas de producción diaria como lo confirman las soluciones generales de las figuras 26 y 27. En segunda posición se encuentra la tasa de reinyección de gas de reciclaje con un porcentaje del 16.3%; Indicando así, que incrementos en las

tasas de reinyección generarán un mayor sostenimiento de la presión en el área de drenaje asociado al pozo productor, lo cual históricamente ha demostrado ser una estrategia efectiva para el control de declinación del campo. Dentro del punto de vista operativo realizar incrementos en las tasas de reinyección es factible, pero estará sujeto a dos limitantes principalmente: Primero la disponibilidad de gas de producción para reinyección y segundo, dependerán de la capacidad de la planta de tratamiento de gas para lograr procesar los volúmenes incrementales de manera sostenida en el tiempo. En tercera instancia, con un porcentaje de influencia del 12.7% se encuentra la presión de inyección del gas de reciclaje, la cual indica que un incremento en el valor de esta variable, generará un efecto positivo en los niveles de producción del pozo. Esta condición, es altamente favorable porque adicionalmente tiene el potencial de generar la reapertura de algunas fracturas naturales y con esto lograr una mejora significativa en la movilidad de hidrocarburos desde la zona de inyección de gas hasta las proximidades de la cara del pozo productor. Sin embargo esta condición de incremento en la presión de reinyección está sujeta a la capacidad máxima de suministro de los compresores, así como a la distancia recorrida desde la planta de tratamiento de gas hasta el punto de ubicación del pozo inyector, puesto que las distancias y topografía del campo son bastante considerables y generan caídas de presión significativas a lo largo de las líneas de conducción y facilidades de superficie, adicionalmente, es muy importante revisar el estado de integridad del fondo del pozo inyector y lograr una buena estimación de los nuevos gradientes de fractura en la roca del pozo inyector para evitar así la generación de fracturas hidráulicas adicionales que disipen el incremento de energía y desfavorezcan los frentes de inyección de gas dentro de cada una de las formaciones del yacimiento.

El daño de formación ocupa la cuarta posición con un porcentaje de influencia de -9.8%. Este valor negativo indica que los mejores resultados en los niveles de producción por efecto de esta variable, se alcanzan con los valores más cercanos

a la cota inferior del intervalo de sensibilización [-3.204 – 40.1], esta condición, permite inferir que físicamente, a través de la implementación de nuevos diseños de estimulación química remedial más eficientes e invasivos, se logra aumentar la remoción del daño de formación (hacia un valor cada vez menor en la escala de daño) con lo que se lograrían mejores resultados en las tasas diarias de producción. Ahora bien, los resultados en las líneas de tendencia indican que si solo se remueve el daño y no se logra un sostenimiento o incremento de presión adecuado en el sistema productivo, el efecto no será duradero como lo evidencian los resultados reales obtenidos en algunas de las estimulaciones realizadas en el campo de estudio. Por consiguiente, si bien el pozo mejora su condición de producción con la remoción de los diferentes mecanismos de daño de formación expuestos en el capítulo 2 del presente libro, también se haría necesario contar con una estrategia que garantice el sostenimiento efectivo de la presión adecuada del sistema de producción. Lo anteriormente expuesto, explicaría por qué tanto el caudal como la presión de reinyección se ubican en la segunda y tercera posición en el ranking del porcentaje de influencia de producción del pozo.

La presión de fondo fluyendo del pozo productor se ubica en la quinta posición del diagrama de tornado con un porcentaje negativo del -8.2%. Con respecto a esta variable, es importante recordar que la variable **PRODUCERBHP** fue empleada para representar el efecto del porcentaje de apertura del choque de superficie, variable que dentro de los parámetros operativos del campo es una de las variables de producción más relevantes, ya que permite de forma manual controlar el diferencial de presión de transferencia de fluidos (**Drawdown**), y a su vez actúa en todos y cada uno de los pozos del campo como uno de los mecanismos de control de presión del yacimiento.

Los rangos de sensibilidad empleados [2606psi – 4026psi] corresponden a porcentajes de apertura que van desde un graduaciones de apertura de choque baja (96/64´´), hasta porcentajes de apertura que incluso superan la capacidad

máxima instalada (300/64´´) como se detalla en los resultados de simulación contenidos en la tabla 28. Por consiguiente, el intervalo de sensibilidad [2606psi – 4026psi] implica que altos porcentajes de apertura corresponden a bajas presiones de fondo fluyendo para el caso del pozo productor.

El valor negativo en el resultado obtenido en la gráfica de tornado sugiere que si se cuenta con un escenario favorable del sistema (es decir: Alta permeabilidad de la fractura hidráulica, aseguramiento de la presión del área de drenaje y bajo daño de formación), es posible incluso generar tasas de producción sostenidas superiores instalando choques de superficie de mayor capacidad.

En los niveles de afectación 6, 7 y 8 se posicionaron las variables PERMK, PERMI y PERMJ respectivamente con porcentajes de influencia positivos de 5.8, 4.7 y 3.5%. En particular, se resalta el hecho que de entre las tres, la permeabilidad vertical de las fracturas naturales PERMK esté situada en primer lugar. Esto está asociado principalmente con la favorabilidad de drenaje gravitacional que ofrecen las grandes fisuras presentes en las formaciones productoras de un yacimiento naturalmente fracturado, esto, sin dejar de lado los efectos de transmisibilidad en las direcciones i y j , las cuales demostraron también ser relevantes y con porcentajes de afectación similares entre sí.

El siguiente porcentaje de afectación en la escala de influencia sobre la producción del pozo fue de 2.9% y corresponde al módulo de Young (E), el cual se sensibilizó entre valores de 5MMPSI (34.5GPa) hasta 12MMPSI (82.7GPa) cubriendo así un amplio rango de valores característicos de tipos de roca que van desde el granito hasta la anhidrita, con el propósito de poder evaluar su incidencia en las tendencias de producción del yacimiento, cabe resaltar que las simulaciones realizadas por el módulo geomecánico del modelo desarrollado, están estrechamente relacionadas a través del modelo Elasto-Plástico de Mohr-Coulomb con la relación de Poisson, el ángulo de fricción interna, el valor de

cohesión y el coeficiente de Biot entre otros. Por otra parte, el carácter de afectación positivo logrado por el módulo de Young es coherente con la condición propia de roca frágil característica del campo Cupiagua, indicando así que bajo las condiciones establecidas para el modelo de simulación construido, el mejor escenario de producción se logra seleccionando un tipo de roca con un elevado módulo de Young que le confiera a las formaciones productoras una alta resistencia y una baja deformabilidad, condición favorable que adicionalmente reduce el impacto negativo del embebimiento (**Embedment**) del material propante(Bauxita) dentro de la roca que contiene la fractura hidráulica.

Con un porcentaje muy similar en magnitud, pero de valor negativo se encuentra a continuación el valor de la relación de Poisson con un porcentaje de afectación de -2.6%. Como se mencionó anteriormente, los resultados obtenidos mediante el análisis de sensibilidad, sugieren las configuraciones más favorables para lograr los mejores perfiles de producción, los cuales se alcanzan cuando se identifican los mejores y más probables escenarios entre las variables dinámicas y las condiciones intrínsecas del yacimiento. Según estos resultados, la condición más favorable para la producción del presente sistema productivo se logra mediante la selección de un tipo de roca con un rango de valores de la relación de Poisson medio-bajo, como efectivamente ocurre en la realidad con las propiedades de la formación con mayor potencial de producción del yacimiento: la formación Mirador (**E**: 8.3 MMpsi, **ν** : 0.31, **C**: 6 593psi).

La posición número 11 en el diagrama de tornado corresponde al ángulo de fricción interna (Φ), el cual es un parámetro de resistencia de la roca que está asociado con el fenómeno de resistencia debido a la fricción por desplazamiento y rodamiento y que corresponde a la pendiente de la línea recta de la envolvente resultante del criterio de falla de Mohr-Coulomb¹⁹. Como se puede observar, este

¹⁹ CALDERON ZULY, Introducción a la mecánica de rocas. Ediciones UIS. 2013. Pág. 187.

parámetro generó un porcentaje de influencia positiva de 0.9%, lo cual si bien no genera un impacto superior en la respuesta de la función objetivo, si aporta un criterio importante en la construcción de modelos de simulación que involucren la incorporación de un módulo geomecánico, toda vez que para la simulación de un yacimiento con características similares, la selección de un ángulo de fricción interna superior a los 50°, será más consistente y coherente para el modelo Elasto-Plástico de Mohr-Coulomb.

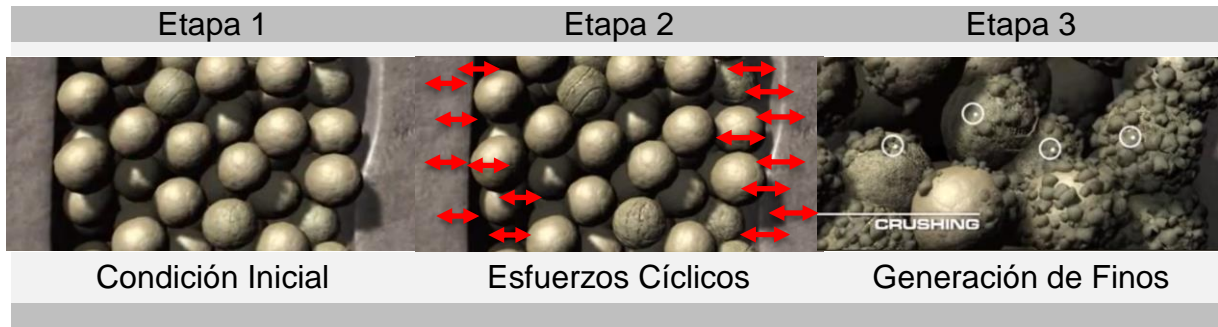
Finalmente se tiene en última posición el valor asignado a la compresibilidad de la roca con un porcentaje negativo de -0.6%. Este resultado indica que para el modelo desarrollado, asignar bajos niveles de compresibilidad a la roca, generará un comportamiento favorable para la función objetivo. No obstante, para el caso del sistema productivo aquí representado, los resultados de laboratorio indican que los valores característicos de la compresibilidad para las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe es, tan solo del orden de $4E-0.7$ 1/psi, razón por la cual su rango de sensibilización para este caso no tiene mayor incidencia en el comportamiento de la producción del pozo.

5.2.2 Segunda etapa de simulación. El objetivo de esta segunda etapa de simulación es representar el fenómeno de movilización y re-asetamiento del banco de finos producto del proceso mecánico de aplastamiento del material propante (***Crushing***).

Para el pozo de estudio, este fenómeno tiene lugar en el espacio físico de la formación Mirador que contiene el plano de fractura hidráulica, a lo largo del cual se encuentra espacialmente distribuido el paquete de propante encargado de mantener abiertos el mayor número de canales conductivos de alta permeabilidad (del orden de $10E04$ mD). Los esfuerzos cíclicos que soporta el material propante (Bauxita 20/40 – 16/20) van incrementando gradualmente el % de finos dentro del

paquete de propante y reduciendo considerablemente la conductividad efectiva de la fractura hidráulica como se ilustra a continuación.

Figura 29. Representación del proceso de generación de finos de propante.



Fuente: *Prod Enhancement -Conductivity Endurance Technology For Low-Permeability Reservoirs*

Para el caso puntual del pozo PC_26Y, durante el monitoreo realizado a lo largo de su vida productiva (A la fecha Aprox. 16 años), no se ha evidenciado la presencia de bauxita en superficie, ni siquiera durante el periodo de retorno de los tratamientos químicos de estimulación a superficie (**Backflow**) como lo comprueban los resultados de DRX y Microscopia Electrónica de Barrido SEM-EDX registrados en la tabla 12 del capítulo 2.

Lo anteriormente expuesto permite asegurar que existe una alta probabilidad de que la fractura hidráulica contenga un elevado porcentaje de finos de propante espacialmente distribuidos a lo largo, ancho y profundo de su geometría, obturando así, los canales conductivos preferenciales de flujo en un distancia media de fractura estimada de 118 pies.

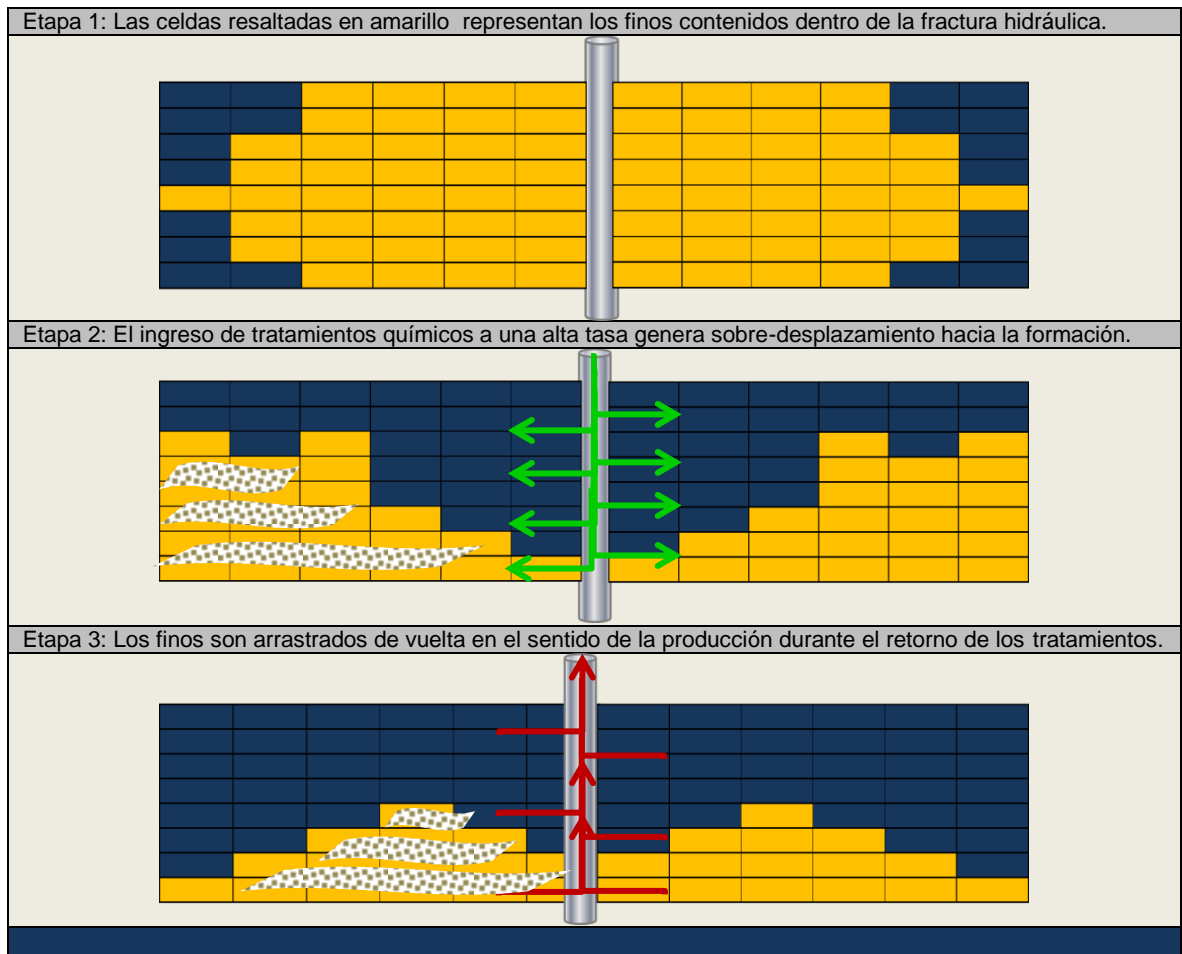
Ahora bien, el escenario puntual que se quiere representar a través de la simulación, corresponde al evento de estimulación química realizada en mayo del 2011. Esta intervención tiene por objetivo la remoción del daño de formación en la

cara cercana al pozo, lugar en donde se acumula la mayoría de los mecanismos de daño de formación expuestos anteriormente.

En particular, para este tipo de yacimiento, se han empleado altas tasas de inyección de tratamientos químicos (35 a 45 barriles por minuto) con el propósito de lograr un mayor radio de penetración/remediación y adicionalmente con el propósito de generar un régimen de flujo turbulento que incremente la energía de mezcla y favorezca el mecanismo de re-evaporización del banco de condensado al entrar en contacto con el alcohol de los tratamientos de remediación.

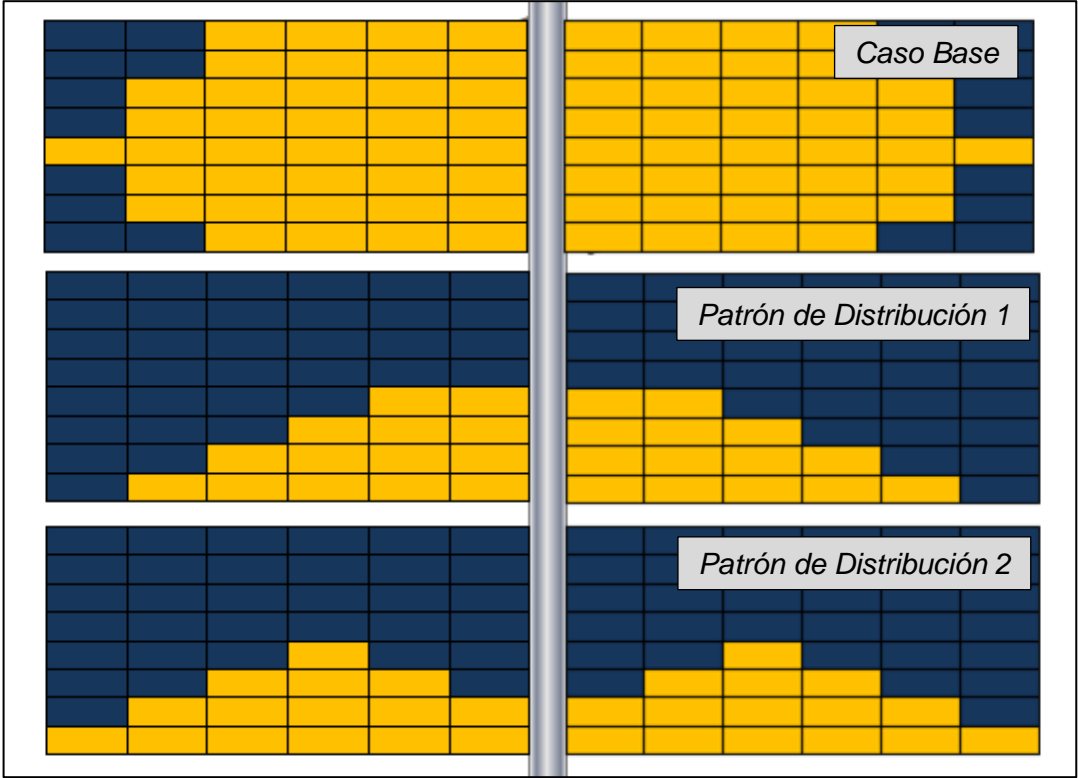
Esta condición de alto caudal y régimen turbulento genera el fenómeno de movilización y reubicación de las partículas finas de propante que se hallaban sin una condición de perturbación mayor desde hace más de 11 años. Inicialmente las partículas son sobre desplazadas hacia adentro del yacimiento durante la etapa de inyección del tratamiento y posteriormente son sometidas a un nuevo evento de movilización en el sentido de producción durante la etapa de retorno de los tratamientos gastados como se muestra a continuación:

Figura 30. Mecanismo de movilización y redistribución de finos de propante durante la estimulación



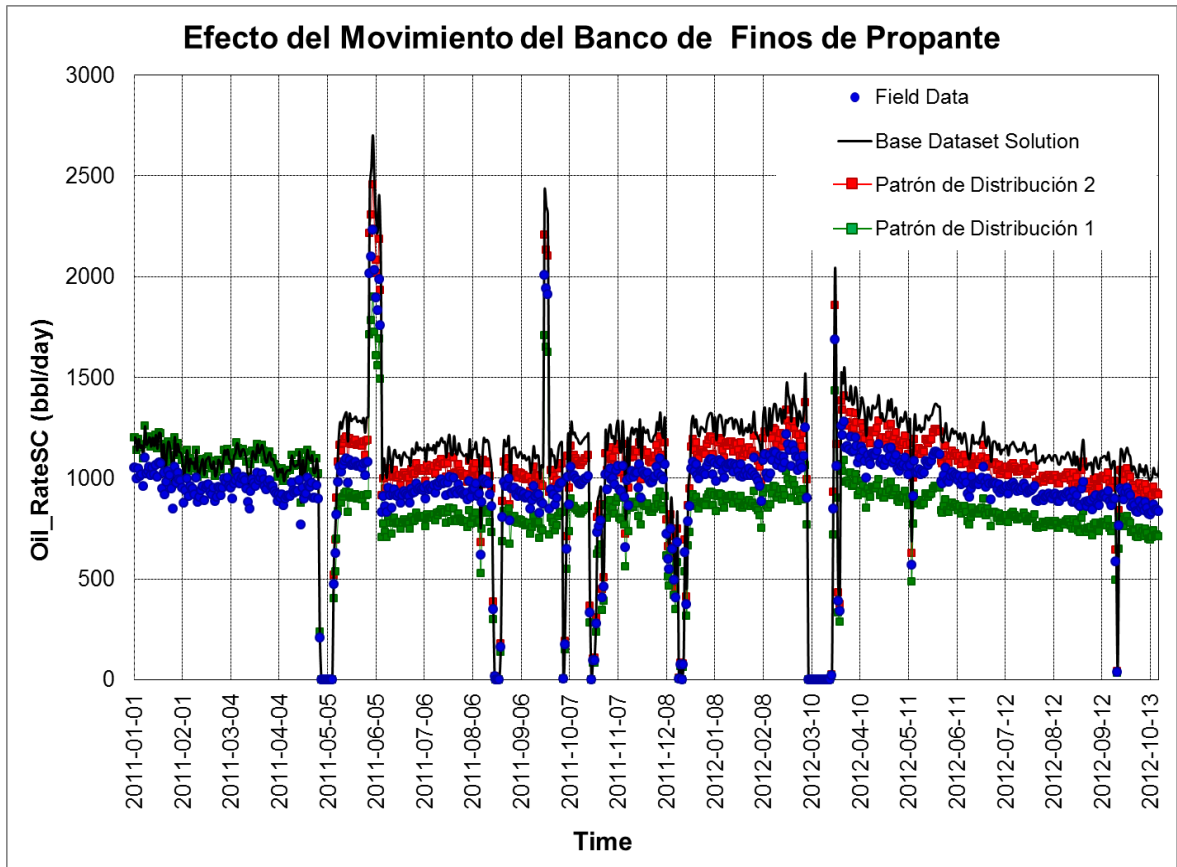
La representación de este fenómeno se llevó a cabo recreando dos casos con diferente distribución espacial de los finos de fractura (Patrones de distribución). Los resultados de producción obtenidos, fueron luego comparados con los valores de referencia originados a partir del del patrón de distribución inicial del modelo base de simulación. La figura 31 muestra los tres patrones de forma empleados:

Figura 31. Patrones de distribución de finos de propante empleados en las corridas de simulación.



A continuación se presentan los resultados obtenidos con cada patrón simulado:

Figura 32. Resultados de la simulación de afectación de los finos de propante sobre la producción.



Fuente: Computer Modeling Group, GEM-CMG 2012.

A continuación se interpretan y discuten los resultados obtenidos en la segunda etapa del proceso de simulación:

En primera instancia los resultados obtenidos indican que efectivamente la estrategia de afectación parcial por sectores dentro del enmallado refinado del modelo de simulación si representa alteraciones significativas en los niveles de respuesta de la función objetivo. Lo que permite inferir que el fenomeno de movilización y redistribución del banco de finos de propante si puede ser

considerado como uno de los factores primarios que originan la pérdida de productividad en pozos hidráulicamente fracturados.

En segunda instancia, se encontró que la forma geométrica del patrón de distribución juega un papel muy relevante en los niveles de producción del pozo, puesto que para el caso del patrón de forma 1, se alcanzó un porcentaje de pérdida de producción del 23.7% con respecto a la producción del caso base, mientras que para el caso 2, el patrón de distribución de finos solamente afectó la producción en un 4.7%, acercándose incluso más a la tendencia de producción real del histórico de producción representado por la sucesión de puntos azules.

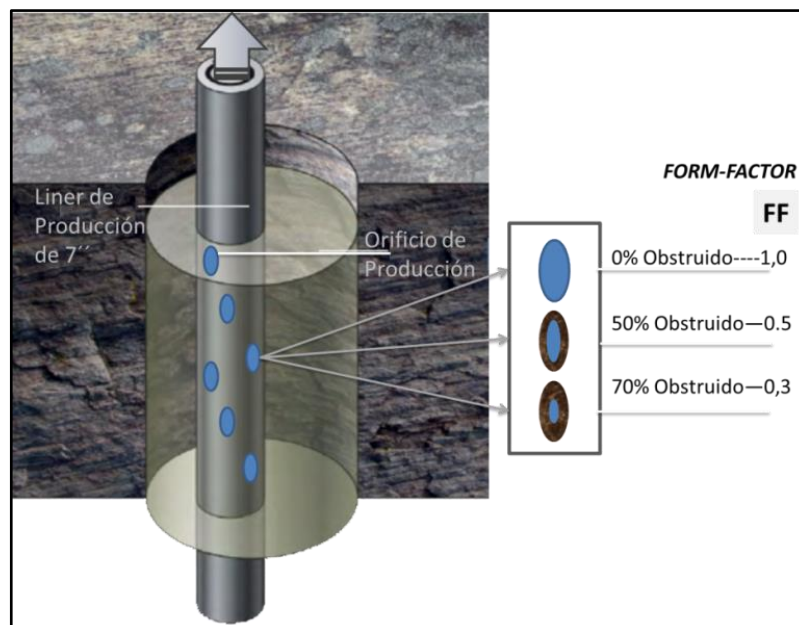
Este hecho, resulta bastante interesante, ya que sugiere que el patrón de distribución del banco de finos del propante puede plantearse como una valiosa herramienta de ajuste histórico en modelos de simulación que requieran un mayor grado de precisión en proyectos de evaluación de viabilidad de intervención de pozos candidatos a estimulación química e incluso a procesos de restauración de permeabilidad efectiva empleando el método de re-fracturamiento hidráulico.

5.2.3 Tercera etapa de simulación. La tercera etapa de simulación tiene como objetivo evaluar el impacto que genera la obstrucción parcial de los perforados (orificios de producción en el Liner de 7'') sobre la productividad del modelo base de simulación. En la realidad, esta restricción al flujo de fluidos a través de los orificios de producción (también llamados cañoneos), se genera a partir de la depositación de escamas inorgánicas provenientes del carácter incrustante del agua de formación y de depósitos de fracciones orgánicas como los asfalténos y/o parafinas que se generan gracias a las alteraciones en la presión, temperatura y cambios composicionales que se finalmente se ven reflejados en el deterioro del índice de inestabilidad coloidal del aceite a lo largo de la vida productiva del pozo.

Para llevar a cabo la representación de este fenómeno en el modelo, se llevaron a cabo dos corridas de simulación modificando en cada caso la variable (**FORM-FACTOR FF**), la cual fija los porcentajes de apertura en cada una de las capas principales de producción en el modelo de simulación.

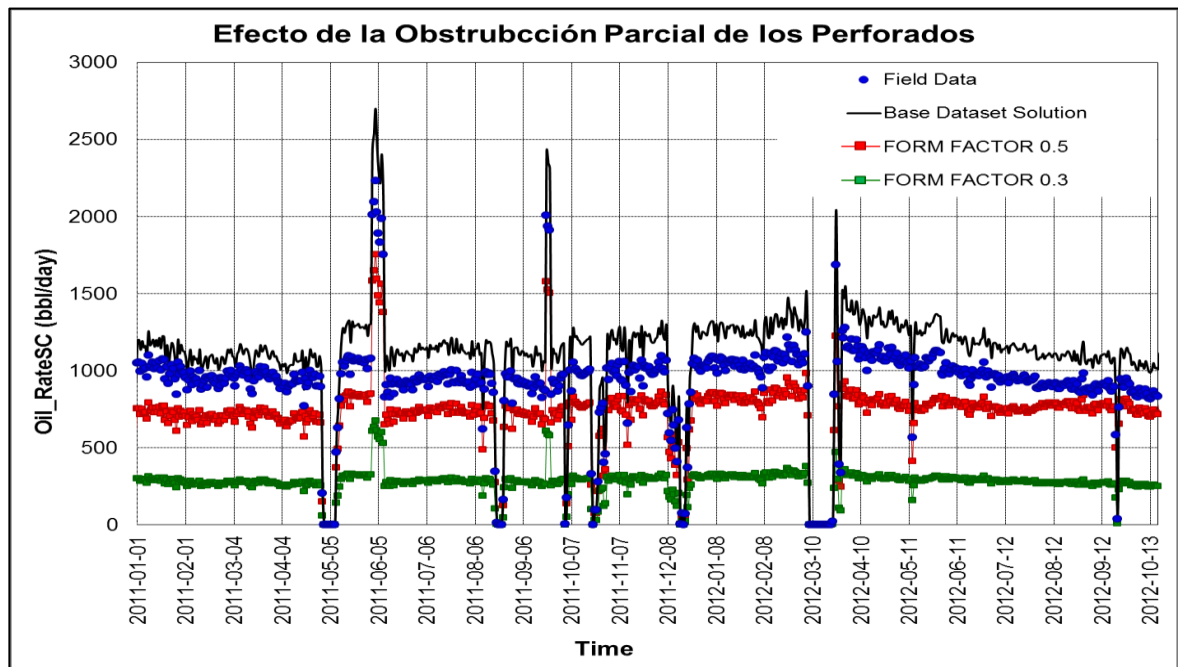
El caso base de simulación corresponde al estado inicial del modelo, el cual tiene un porcentaje de apertura del 100% correspondiente a un factor de forma de 1 (FF=1). Para el caso de un 50% de obstrucción se asignó un valor de 0.5 (FF=0.5) y para un caso crítico se empleó un factor de forma de 0.3 (FF=0.3), para representar un deterioro en la calidad de los perforados del 70% en cada una de las capas de simulación que representan a las 3 formaciones productoras. La figura 33 es una representación gráfica del fenómeno a simular:

Figura 33. Representación del fenómeno de obstrucción parcial de los perforados de producción.



A continuación se presentan los resultados de las simulaciones realizadas: En color azul se representa el histórico de producción del pozo, la línea de color negro corresponde al caso base de simulación (Producción generada por el modelo original), la línea roja corresponde a un factor de forma de 0.5 y finalmente la línea de color verde representa los resultados obtenidos con un factor de forma de 0.3.

Figura 34. Resultados del proceso de obstrucción parcial de los perforados de producción.



Fuente: Computer Modeling Group, GEM-CMG 2012.

Analizando los resultados registrados en la figura 34, se puede observar que en efecto se presenta una reducción significativa en los volúmenes y líneas de tendencia de la producción del pozo en los dos escenarios. Posteriormente se resalta el hecho de que no existe una correlación lineal entre el porcentaje de obstrucción y las tendencias de producción obtenidas, puesto que con un factor de forma de 0.5 no se generó una reducción del 50% de la producción como

intuitivamente se asumiría, si no que por el contrario, se logró un nivel de afectación de tan solo el 25% con respecto al caso base de simulación, pasando de un promedio de producción de 1104bbl/d a 718bbl/d.

Por otra parte los resultados de producción obtenidos con un nivel de obstrucción del 70% de la totalidad de los perforados fue mucho más significativa como lo indica la marcada diferencia entre la línea verde (FF: 0.3) y el caso base de simulación (línea negra). Para este escenario la producción cayó de un promedio de 1104bbl/d hasta un valor de 273bbl/d, lo cual representa una pérdida del 75.3% de la producción por efecto de la condición físico-mecánica de restricción del área efectiva de flujo a través de los perforados del Liner de producción.

6. CONCLUSIONES

- Se desarrolló una estrategia efectiva de simulación integral que permitió determinar el efecto de las variables operacionales de remediación y producción sobre la pérdida de la productividad en pozos fracturados hidráulicamente en un yacimiento naturalmente fracturado.
- Los resultados del análisis de sensibilidad de variables permiten concluir que la variable permeabilidad efectiva de la fractura hidráulica, es el parámetro de mayor impacto sobre la tendencia de producción del pozo con un porcentaje de influencia del 32%, seguido del caudal y presión de inyección de gas de recicló con porcentajes de afectación del 16.3 y 12.7% respectivamente.
- Se implementó un módulo geomecánico al modelo de simulación que permitió establecer que las propiedades intrínsecas de la roca que generan el mayor efecto positivo sobre la tendencia de producción son el módulo de Young con un porcentaje de influencia de 2.9%, y la relación de Poisson con un valor de 2.6%.
- Se desarrolló una estrategia de simulación que permitió incorporar y sensibilizar en el simulador de yacimientos una condición operativa propia de las facilidades de producción. Gracias a este desarrollo fue posible establecer que el porcentaje de apertura del choque de producción genera un nivel de influencia del 8.2% sobre la tendencia de producción del pozo PC_26Y.
- Se introdujo el concepto de Patrón de Distribución de Forma para establecer el efecto de la movilización del banco de finos de propante sobre la pérdida de productividad de un pozo sometido a procesos de estimulación química remedial.

- Los resultados obtenidos en la segunda etapa de simulación, permiten concluir que el patrón de distribución de forma si altera los perfiles de producción y poseen el potencial de ser empleados como parámetro de ajuste histórico de producción para modelos composicionales en formaciones tectónicamente activas.
- Se cuantificó el efecto de obstrucción gradual de los perforados sobre la tendencia de producción del caso base de simulación, encontrando que la restricción gradual del área efectiva de flujo causada por fenómenos deposicionales de naturaleza orgánica e inorgánica, no presenta una correlación lineal con las tasas de producción del caso base de referencia.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar y ajustar el modelo estático del yacimiento en el sector representado en el presente caso de estudio, con el propósito de evaluar el impacto de los aspectos geológicos y las variables geomecánicas sobre la productividad de los pozos del campo Cupiagua.
- Se recomienda realizar un estudio de ingeniería de optimización para establecer los valores óptimos de las variables estudiadas en el presente estudio, considerando la factibilidad técnico económica de implementación en campo.
- Se recomienda extender el presente estudio de sensibilidad a todos los pozos del campo en pro de establecer una estrategia macro de estimulación y fracturamiento hidráulico que reduzca el riesgo de inversión y maximicen los volúmenes incrementales sostenidos.
- Se recomienda la utilización de materiales propantes de nueva tecnología y ultra alta resistencia para maximizar el tiempo de vida útil de las futuras fracturas hidráulicas.
- Se recomienda evaluar la posibilidad de implementar el re-fracturamiento hidráulico como estrategia para la restauración de la conductividad efectiva de la fractura.
- Se recomienda realizar una tesis de maestría para la determinación predictiva del efecto de la diagénesis en materiales propantes como fuente de alteración de los patrones de flujo en yacimientos no convencionales.

BIBLIOGRAFÍA

ADEGBOLA K. BONEY C. Effect of Fracture Face Damage on Well Productivity. En: International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 20-21 February, Lafayette, Louisiana. SPE-73759-MS. 2002.

AGUIRRE H, BONILLA Ricardo. Chemical Stimulation Experience on a Naturally Fractured Gas Condensate Reservoir - Field Case. En: Abu Dhabi International Conference and Exhibition, 10-13 October, Abu Dhabi, United Arab Emirates. SPE-88789-MS. 2004.

AGUILERA Roberto. Geologic an Engineering aspects of naturally Fracture Reservoirs. Servipetrol Ltd. Calgary, Canada, 2003.

AGUILERA Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma (1st Edition, 1980 and 2nd Edition, 1995).

ALZATE Guillermo, FRANCO Carlos Alberto, RESTREPO Alejandro, CASTRILLON Jessica J. Del Pino, BARRETO Diogenes Laureano, ESCOBAR Alfaro Alberti. Evaluation of Alcohol-Based Treatments for Condensate Banking Removal. En: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 15-17 February, Lafayette, Louisiana, USA. SPE-98359-MS. 2006.

ARBELAEZ Rubi. El proceso de la investigación-Universidad Industrial de Santander-CEDEUIS. Cuarta Edición-División de publicaciones UIS. Bucaramanga-Colombia 2005.

AZIZ Kalid. SETTARI Antonin. Simulación De Yacimientos De Petróleo. Intercomp desarrollo de recursos & ingeniería Ltd. Calgary, Alberta, Canadá. 2003.

BARAN Jimmie R. SKILDUM John, POPE Gary Arnold, SHARMA Mukul Mani, BANG, LINNEMEYER Harry, AHMADI Mohabbat . Chemical Stimulation of Gas Condensate Wells. En: International Petroleum Technology Conference, 4-6 December, Dubai, U.A.E. IPTC-11648-MS. 2007.

BRATTON Tom,CANH Dao Viet, QUE Nguyen Van. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Overview. Schlumberger Otoño de 2006.

C.A. FRANCO, J.A. LEAL, P.S. Smith. Identification of Downhole Scales Using a Multi-Stage Stimulation Treatment. En: International Symposium on Oilfield Scale, 30-31 January, Aberdeen, United Kingdom. SPE-68306-MS. 2001.

CALDERON Zuly C. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en el mundo del petróleo. Ediciones Universidad Industrial de Santander. Primera edición. Bucaramanga, Colombia. 2013.

CIKES Marin. Long-Term Hydraulic Fracture Conductivities Under Extreme Conditions. En: European Petroleum Conference, 22-24 October, Milan, Italy. SPE-36878-MS. 1996.

CRAMER David Daniel. Fracture Skin: A Primary Cause of Stimulation Ineffectiveness in Gas Wells. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas. SPE-96869-MS. 2005.

DE LA VARA Ramón - GUTIÉRREZ Humberto. Análisis y diseños de experimentos. Editorial McGraw Hill-Segunda Edición. México 2008.

DING Didier Yu, LANGOUËT Hoel, JEANNIN Laurent. Simulation of Fracturing-Induced Formation Damage and Gas Production From Fractured Wells in Tight Gas Reservoirs. En: SPE Production & Operations. SPE-153255-PA. Junio 2013.

DONALDSON E., ALAM W., BEGUM L. Hydraulic Fracturing Explained: Evaluation, Implementation, and Challenges. Gulf Publishing Company. Houston, Texas U.S. 2013.

DU Linlin. CHEN Shouyu, SONG Bo, XIU Shuzhi. Study of Damage Evaluation of Hydraulic Fracturing to Reservoirs. En: International Petroleum Technology Conference, 19-22 January, Doha, Qatar. IPTC-17278-MS. 2014.

ECONOMIDES, Michael J. MARTIN Tony. Modern fracturing. Enhancing natural gas production. ET publishing. Houston, TX. BJ services company 2007.

ECONOMIDES Michael J. NOLTE Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third Edition. Willey. Austin, Texas, U.S. 2003.

LEHMAN Lyle V. PARKER Mark A. BLAUCH Matt E. HAYBES Randy ,BLACKMON Alan. Proppant Conductivity — What Counts and Why. En: SPE Mid-Continent Operations Symposium, 28-31 March, Oklahoma City, Oklahoma. SPE-52219-MS. 1999.

FANCHI Jhon, Principles of Applied Reservoir Simulation, Second Edition, Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, U.S. 2001.

FARUK Civan, Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Professional Publishing, Oxford, UK, 2007.

LOPEZ Eduin Alexander, NARANJO Abel de Jesus, MEJIA Juan Manuel, ALZATE Guillermo Arturo. Coupled Fluid Flow/Geomechanics Simulator for Modeling Multiphase Flow and Geomechanical Processes. Rock Mechanics for natural resources and infrastructure. SBMR 2014- ISRM Specialized Conference 09-13 September, Goiania, Brazil. 2014.

M.R. JACKSON, M. RYLANCE, L.G. Acosta. Hydraulic Fracturing of High Productivity Wells in a Tectonically Active Area. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, San Antonio, Texas. SPE-38608-MS. 1997.

MIRANDA Carlos Gustavo, SOLIMAN Mohamed, SETTARI Antonin, KRAMPOL Radim. Linking Reservoir Simulators with Fracture Simulators. En: SPE Eastern Regional Meeting, 13-15 October, Morgantown, West Virginia, USA. SPE-137752-MS. 2010.

NACEUR K. Ben, ECONOMIDES M.J. Production From Naturally Fissured Reservoirs Intercepted by a Vertical Hydraulic Fracture. En: SPE Formation Evaluation. SPE-17425-PA. Diciembre 1989.

NELSON Ronald, Geologic Análisis of Naturally Fractured Reservoirs Contributions In Petroleum Geology and Engineerig, Vol. 1. University of Southern California. Gulf Publishing.Co. Houston Texas,U.S 2001.

OSORIO Gildardo, LOPEZ Cesar Fabian. Geomechanical Factors Affecting the Hydraulic Fracturing Performance in a Geomechanically Complex, Tectonically Active Area in Colombia. En: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 31 May-3 June, Cartagena de Indias, Colombia. SPE-122315-MS. 2009.

OUCHI Hisanao, KATIYAR Amit, FOSTER John, SHARMA Mukul Mani. A Peridynamics Model for the Propagation of Hydraulic Fractures in Heterogeneous, Naturally Fractured Reservoirs. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 3-5 February, The Woodlands, Texas, USA. SPE-173361-MS. 2015.

P.R. Ballin, P.J. Clifford, M.A. Christie. Cupiagua: Modeling of a Complex Fractured Reservoir Using Compositional Upscaling. December 2002 SPE Reservoir Evaluation & Engineering.d

RAYSONI Neelam, WEAVER Jim D. Long-Term Proppant Performance. En: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 15-17 February, Lafayette, Louisiana, USA. SPE-150669-MS. 2012.

REINICKE Andreas, BLOECHER Guido, ZIMMERMANN Gunter, HUENGES Ernst, DRESEN Georg, STANCHITS Sergei, LEGARTH Bjoern Alexander, MAKURAT Axel. Mechanically Induced Fracture Face Skin - Insights from Laboratory Testing and Numerical Modeling. En: SPE European Formation Damage Conference, 7-10 June, Noordwijk, The Netherlands. SPE-144173-MS. 2011.

ROMERO Diego J.VALKO Peter P. ECONOMIDES Michael J. Optimization of the Productivity Index and the Fracture Geometry of a Stimulated Well With Fracture Face and Choke Skins. En: SPE Production & Facilities. SPE-81908-PA. Febrero 2003.

RYLANCE Martin, HOFF Robert A.GOMEZ Julio Rodolfo, DOIG Tom. Remedial Fracturing Operations in Deep Tectonic Wells: Mechanical and Operational Issues. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 29-31 January, College Station, Texas, U.S.A. SPE-105205-MS. 2007.

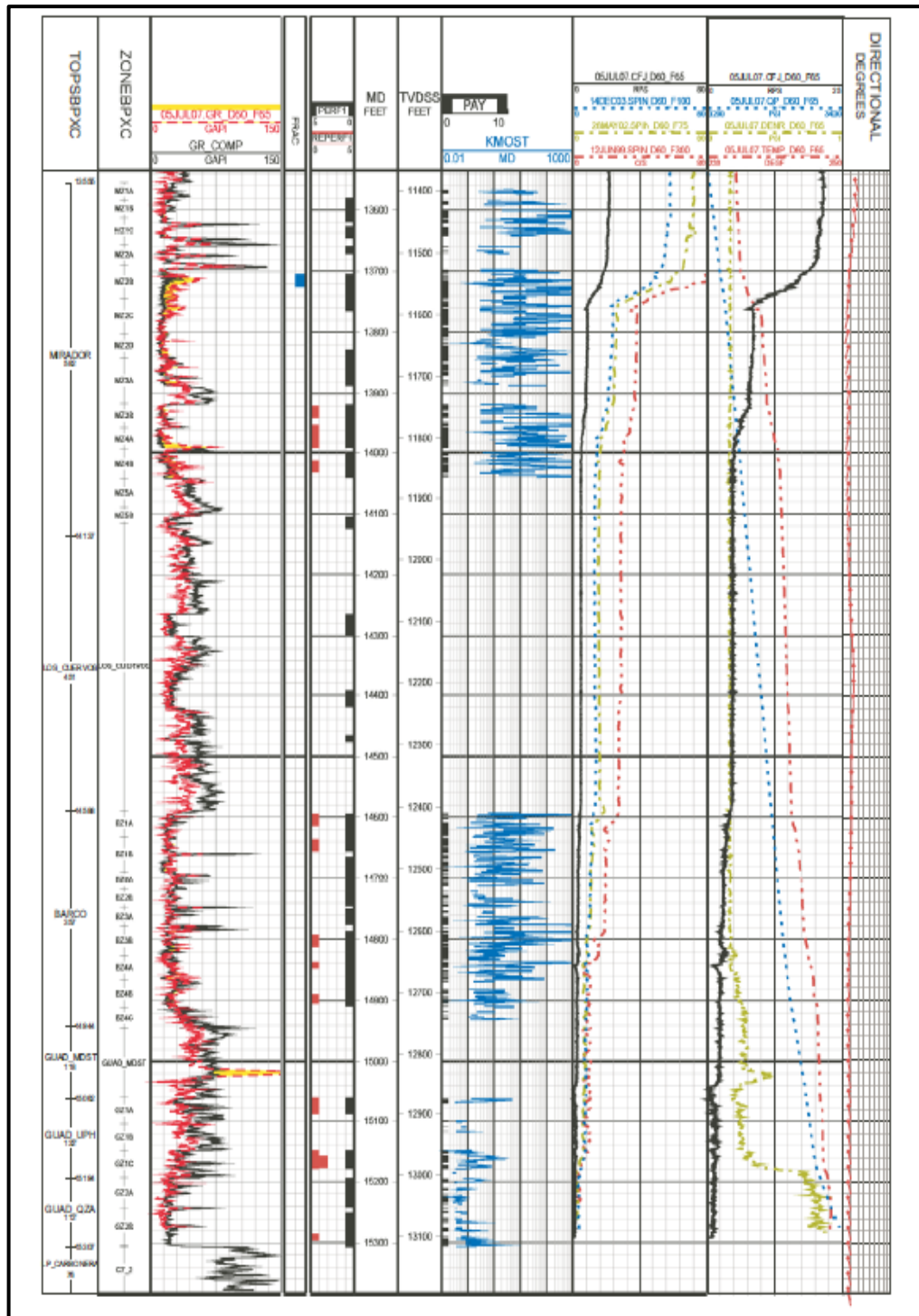
SAMPIERI Roberto – COLLADO Carlos Fernando - BAPTISTA Pilar -Metodología de la Investigación-Editorial McGraw Hill-Tercera Edición. México 2003.

SCHECHTER Robert. Oil Well Stimulation, Prentice Hall Inc. Second Edition New Jersey. U.S. 1992

SHUBARTH Stephen. MILTON-TAYLER David. Investigating How Proppant Packs Change Under Stress. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas. SPE-90562-MS. 2004.

ZABALA Romero, RICHARD Disney, MORA Edgar, FERNANDEZ CASTANO Diego Alejandro, MUÑOZ Johana S. NAVA Dubrasky José, RUIZ Natalia, BOTERO Oscar Fabián. A New Approach for CT Interventions in High-Permeability-Contrast Wells of Cupiagua Field, Colombia. En: SPE/ICo TA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, 26-27 March, The Woodlands, Texas, USA. SPE-163919-MS. 2013.

ANEXO B. Registro de Perforados y Fracturamientos por Subformación.



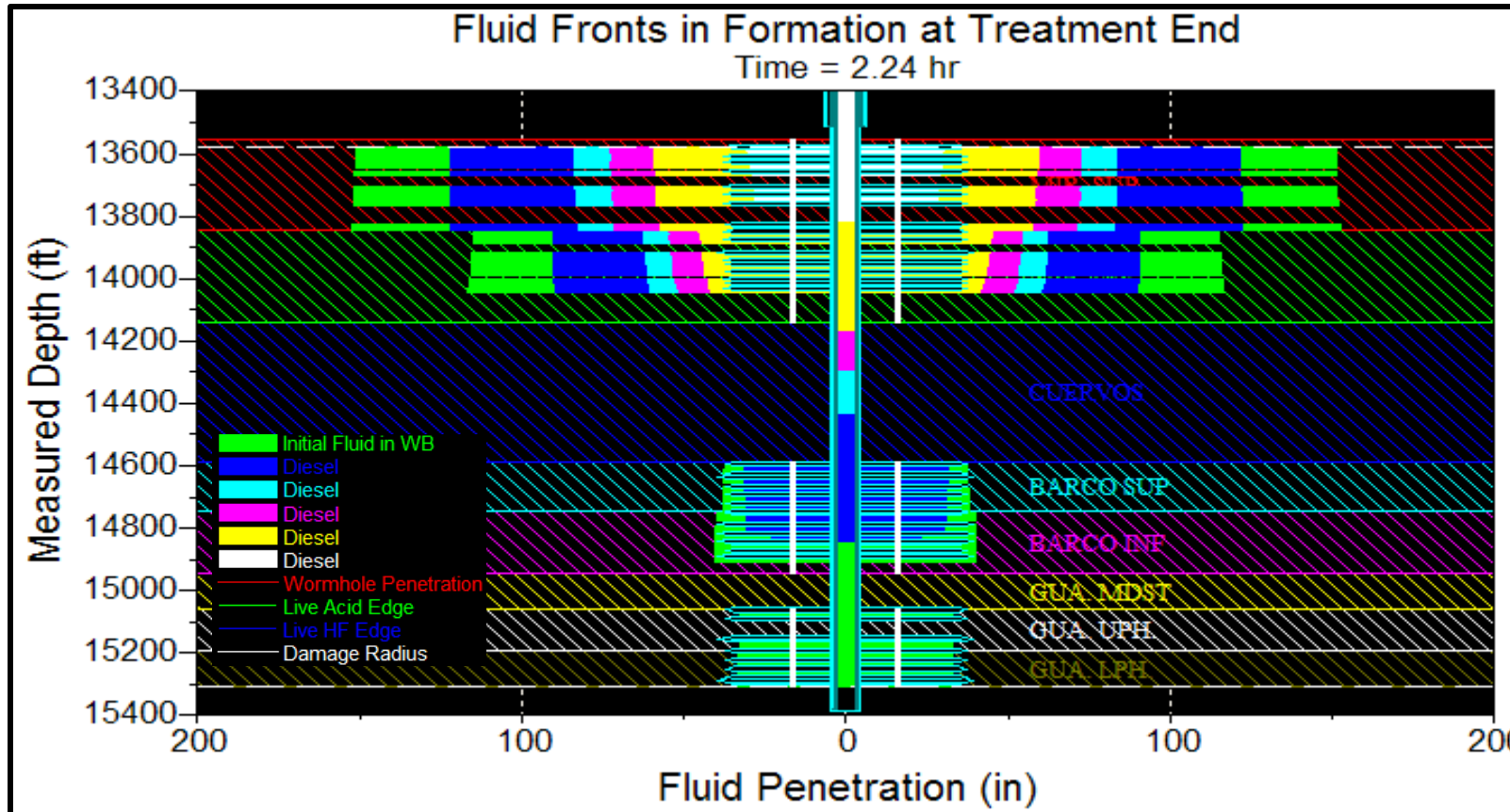
Fuente: Departamento de Producción Campo Cupiagua, Superintendencia de Operaciones Nororiental. Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos - Ecopetrol S.A 2014.

ANEXO C. Parámetros de creación de la estructura base del modelo de simulación

Go To Property: Grid Top Use Regions / Sectors							
	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Porosity - Fracture	Permeability I	Permeability J	Permeability K
UNITS:	ft	ft			md	md	md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	X
Whole Grid							
Layer 1	13554.8	27.7	0.05161	0.00518	0.95291	2.796	9e-005
Layer 2	13582.5	23.5	0.05963	0.00542	3.9953	7.3842	0.00078
Layer 3	13606	49.6	0.05963	0.00542	3.9953	7.3842	0.00078
Layer 4	13655.6	88.6	0.06365	0.0053	6.394	8.1226	9e-005
Layer 5	13744.2	57.3	0.06095	0.00596	7.0787	7.5015	0.16698
Layer 6	13801.5	40.6	0.06039	0.0062	3.6941	4.621	0.04199
Layer 7	13842.1	32.9	0.06039	0.0062	3.6941	4.621	0.04199
Layer 8	13875	81	0.05505	0.00697	1.3711	2.6655	0.00015
Layer 9	13956	86.2	0.05954	0.00538	2.2765	2.6993	0.00032
Layer 10	14042.2	96.1	0.05564	0.005	0.49739	0.47085	6e-005
Layer 11	14138.3	449.9	0	0	0	0	0
Layer 12	14588.2	100.8	0.05426	0.00386	16.883	6.6787	0.00012
Layer 13	14689	58.5	0.03936	0.00323	1.364	0.41167	5e-005
Layer 14	14747.5	79.1	0.03936	0.00323	9.4078	0.93031	0.00015
Layer 15	14826.6	117.7	0.04941	0.00307	8.8151	2.4792	0.00012
Layer 16	14944.3	116.6	0	0	0	0	0
Layer 17	15060.9	132.7	0.04516	0.00309	0.15953	0.08257	8e-005
Layer 18	15193.6	110.8	0.03375	0.00295	0.21118	0.29059	0.00065
Layer 19	15304.4	2.6	0.03446	0.00388	0.78017	0.96032	0.00298
Layer 20	15307	45	0.04563	0.00315	0.88146	1.0578	0.00088
Layer 21	15352	837.3	0	0	0	0	0

Fuente: Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos - Ecopetrol S.A 2014.

ANEXO D. Perfiles de inyección y área de afectación del tratamiento químico remedial realizado en el pozo PC_26Y.



Fuente: Reporte Post Estimulación, Pozo PC 26Y, Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos Ecopetrol S.A. 2014.

ANEXO E. Información procesada para la creación del modelo de simulación

Lista de Chequeo		Estado	Prioridad	% Actual
Información de pozo	Estado mecánico	✓	3%	3%
	Survey	✓	3%	3%
	Tipo de sistema de levantamiento	✓	2%	2%
	Histórico de Intervenciones que se le hayan realizado al pozo (Aislamientos, Estimulaciones, Fracturamiento, Recañoneos, Etc.)	✓	2%	2%
	Radio de drenaje	✓	3%	3%
Información petrofísica (Archivos .las)	Porosidad	✓	6%	6%
	Permeabilidad	✓	6%	6%
	Saturación inicial de agua	✓	1%	1%
	Curvas Kr	✓	6%	6%
	Curvas de Presión Capilar	✓	1%	1%
	Densidad de roca	✓	1%	1%
	Esfuerzo de corte y compresional	✓	1%	1%
	Composición mineralógica de la roca	✓	5%	5%
	Tasa Critica	✓	5%	5%
Historia de presiones del campo	Presión de yacimiento inicial	✓	8%	8%
	Presión de yacimiento actual	✓	8%	8%
	PBU o MDT corridos	✓	2%	2%
Historia de producción.	Si este data se encuentra en OFM, enviar la con los nombres de las variables de producción de aceite y agua (con sus unidades especificadas).	✓	6%	6%
	Pruebas de Produccion del Pozo	✓	6%	6%
Información de fluidos	PVT's de las formaciones que se tengan	✓	8%	8%
	Análisis SARA (en lo posible). Si no hay, es necesario Tomar Muestras enviar al ICP y esperar resultados.	✓	5%	5%
	Histórico de Fisicoquímicos de agua. Si no hay, es necesario Tomar Muestras enviar al ICP y esperar resultados	✓	6%	6%
	% BSW y %Emulsiones	✓	6%	6%
			100%	100%

Fuente: Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos - Ecopetrol S.A 2014.

ANEXO F. Especificaciones técnicas de la fractura hidráulica generada en el modelo de simulación desarrollado para la representación del pozo PC_26Y

<i>Fluids</i>	<i>Surface</i>	<i>Bottomhole</i>
<i>Spectra Frac G - 4500 Slickwater Displacement</i>	4,569 bbls. 176 bbls.	4,551 bbls. -
<i>Pressure and Rate</i>		
<i>Breakdown Pressure</i>	10,000 psi.	10,750 psi
<i>Maximum Rate</i>	42 bpm	42 bpm
<i>Net Pressure @ end of pumping</i>		~ 3,800 psi
<i>Friction Pressure at Shut Down</i>	5,150 psi	340 psi
<i>Proppant Summary</i>		
<i>20/40 Sinterball Bauxite</i>	165,000 lbs.	165,000 lbs.
<i>16/20 Sinterball Bauxite</i>	119,000 lbs.	119,000 lbs.
<i>14/20 Sinterball Bauxite</i>	30,000 lbs.	27,000 lbs.
<i>Maximum Concentration</i>		10 ppg

<i>Hydraulic Dimensions</i>	<i>MFrac</i>	<i>Fracpro</i>
<i>Fracture Length, ft.</i>	118	114
<i>Upper Height, ft.</i>	129	108
<i>Lower Height, ft.</i>	140	124
<i>Propped Dimensions</i>		
<i>Propped Length, ft.</i>	118	114
<i>Maximum Propped Width at Perfs, inches</i>	1.74	0.98
<i>Average Propped Width in Pay, inches</i>	0.43	0.65
<i>Average Proppant Concentration, lb/ft²</i>	6.29	7.52
<i>Dimensionless Conductivity Ratio</i>	35.2	23.7

Fuente: Reporte Post-Fracturamiento Hidráulico, Campo Cupiagua. Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos GDY. Ecopetrol S.A 2014.

ANEXO G. Parámetros de modelo Elasto-Plástico de Mohr-Coulomb para las tres formaciones productoras del pozo PC_26Y

Formación Mirador

Rock Type

Rock Type Model

Parameter	Default Value	Value
Young's elastic modulus (ELASTMOD)		8300000 psi
Poisson's ratio (POISSRATIO)		0.31
Yield stress for Tresca and Von Mises materials (YLDSTRE...)	0 psi	
Cohesion for Mohr-Coulomb and Drucker-Prager materials (...)	0 psi	6593 psi
Hardening parameter for the linear strain hardening option (...)	0 psi	
Angle of internal friction for Mohr-Coulomb and Drucker-Pra...	30	50
Biot's coefficient (BIOTSCOEF)	1	0.52
Thermal expansion coefficient (THEXPCOEF)	0 1/F	

Formación Barco

Rock Type

Rock Type Model

Parameter	Default Value	Value
Young's elastic modulus (ELASTMOD)		8500000 psi
Poisson's ratio (POISSRATIO)		0.21
Yield stress for Tresca and Von Mises materials (YLDSTRE...)	0 psi	
Cohesion for Mohr-Coulomb and Drucker-Prager materials (...)	0 psi	5642 psi
Hardening parameter for the linear strain hardening option (...)	0 psi	
Angle of internal friction for Mohr-Coulomb and Drucker-Pra...	30	50.2
Biot's coefficient (BIOTSCOEF)	1	0.57
Thermal expansion coefficient (THEXPCOEF)	0 1/F	

Formación Guadalupe

Rock Type

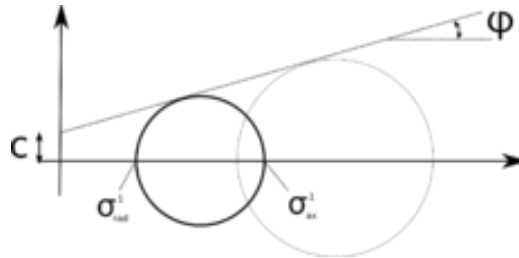
Rock Type Model

Parameter	Default Value	Value
Young's elastic modulus (ELASTMOD)		5900000 psi
Poisson's ratio (POISSRATIO)		0.3
Yield stress for Tresca and Von Mises materials (YLDSTRE...)	0 psi	
Cohesion for Mohr-Coulomb and Drucker-Prager materials (...)	0 psi	4485 psi
Hardening parameter for the linear strain hardening option (...)	0 psi	
Angle of internal friction for Mohr-Coulomb and Drucker-Pra...	30	50.3
Biot's coefficient (BIOTSCOEF)	1	0.66
Thermal expansion coefficient (THEXPCOEF)	0 1/F	

Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas. Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A 2006.

ANEXO H. Criterio de Fallo de Mohr-Coulomb

El criterio de fallo de Mohr-Coulomb se representa por la envolvente lineal de los círculos de Mohr que se producen en la rotura. La relación de esa envolvente se expresa como se ilustra a continuación:



Fuente: El autor.

La figura ilustra los círculos que representan un ensayo triaxial.

En el ensayo triaxial las presiones aumentan de forma igualitaria en todas direcciones. La relación de la envolvente está representada por la siguiente ecuación:

$$\tau = \sigma \tan(\phi) + c$$

Donde:

- τ es el esfuerzo cortante.
- σ es la tensión de normal.
- c es la intersección de la línea de fallo con el eje de τ , llamada cohesión.
- ϕ es la pendiente del ángulo de la envolvente, también llamado el ángulo de rozamiento interno.

La compresión se asume positiva para el esfuerzo de compresión, aunque también se puede estudiar el caso con la tensión negativa cambiando el signo de σ

Si $\phi = 0$, el criterio de Mohr-Coulomb se reduce al criterio de Tresca.

Si $\phi = 90^\circ$ el modelo de Mohr-Coulomb es equivalente al modelo de Rankine.

Valores más altos de ϕ no están permitidos.

De los círculos de Mohr tenemos:

$$\sigma = \sigma_m - \tau_m \sin \phi ; \quad \tau = \tau_m \cos \phi$$

Donde

$$\tau_m = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} ; \quad \sigma_m = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}$$

y σ_1 es la tensión máxima principal y σ_3 es la tensión mínima principal.

De esta forma el criterio de Mohr-Coulomb puede expresarse también como:

$$\tau_m = \sigma_m \sin \phi + c \cos \phi .$$

Esta es la forma del criterio de Mohr-Coulomb aplicable al fallo en un plano paralelo a la dirección σ_2 .

Criterio de fallo de Mohr-Coulomb en tres dimensiones

El criterio de Mohr-Coulomb se expresa en las tres dimensiones como:

$$\left\{ \begin{array}{l} \pm \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} = \left[\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \right] \sin(\phi) + c \cos(\phi) \\ \pm \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} = \left[\frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \right] \sin(\phi) + c \cos(\phi) \\ \pm \frac{\sigma_3 - \sigma_1}{2} = \left[\frac{\sigma_3 + \sigma_1}{2} \right] \sin(\phi) + c \cos(\phi) \end{array} \right.$$

La superficie de fallo quedaría como un cono de sección hexagonal.

Las expresiones para τ y σ puede ser generalizada para tres dimensiones mediante el desarrollo de expresiones para la tensión normal y la tensión cortante en un plano de orientación arbitraria respecto a un eje de coordenadas.

Si el vector unitario normal al plano es:

$$\mathbf{n} = n_1 \mathbf{e}_1 + n_2 \mathbf{e}_2 + n_3 \mathbf{e}_3$$

Donde \mathbf{e}_i , $i = 1, 2, 3$ son los tres vectores ortonormales, y las tensiones principales $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ están alineadas con los vectores de la base $\mathbf{e}_1, \mathbf{e}_2, \mathbf{e}_3$, entonces la expresiones para σ, τ son

$$\begin{aligned} \sigma &= n_1^2 \sigma_1 + n_2^2 \sigma_2 + n_3^2 \sigma_3 \\ \tau &= \sqrt{(n_1 \sigma_1)^2 + (n_2 \sigma_2)^2 + (n_3 \sigma_3)^2 - \sigma^2} \\ &= \sqrt{n_1^2 n_2^2 (\sigma_1 - \sigma_2)^2 + n_2^2 n_3^2 (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + n_3^2 n_1^2 (\sigma_3 - \sigma_1)^2} \end{aligned}$$

El criterio de Mohr Coulomb se puede usar en su expresión generalizada

$$\tau = \sigma \tan(\phi) + c$$

para los seis planos con tensión máxima de corte tangencial.

ANEXO I. Registro fotográfico personal del día de realización de la estimulación química

