

**INCIDENCIA DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO
EN EL DESEMPEÑO DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**

ARCADIO CUY CIPAMOCHA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**INCIDENCIA DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO
EN EL DESEMPEÑO DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**

ARCADIO CUY CIPAMOCHA

Trabajo de grado para optar el título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

**M.SC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Samuel Fernando Muñoz Navarro, por la oportunidad de trabajar bajo su tutoría, por la gran paciencia y tiempo dedicado a resolver mis dudas, por su alta exigencia y su entrega total a la academia, por abrir su puerta y tenderme la mano al guiarme en el desarrollo del presente trabajo de grado, por su voto de confianza y por su calidad humana.

Al los ingenieros: Juan Mateo y Argenis J. Alvarez R.: Reservoir Simulation Engineery de CMG (Computer Modelling Group Ltd.), por la capacitación en el simulador, por atender mis constantes solicitudes al resolver los conflictos presentados en el desarrollo de mi simulación, por su gran soporte técnico y su oportuna colaboración.

A los ingenieros de petróleos: Jorge Mario Palma Bustamante, Luis Roberto Oliveros Gomez, Fernando Londoño, por sus pautas básicas y orientarme por el camino correcto al resolver mis múltiples dudas.

A los Ingenieros de sistemas: Nelson Enrique León Martinez, Jessyca Melody Benavides Gomez y Enrique Nuñez Rueda, por su colaboración, su tiempo, y disposición para la solución de las dificultades presentadas en la sala de simulación CPIP.

A las ingenieras de petróleos Yessica del Carmen Mateus Tarazona y Laura Yaneth Osma Marin por sus aportes, consejos y ayuda prestada durante el desarrollo del proyecto

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado por permitirme hacer uso de sus recursos bibliográficos, así como la capacitación y licencia del simulador comercial CMG (Computer Modelling Group LTD.)

Mil Gracias por permitirme crecer profesional y personalmente en el proceso de conquista de este reto llamado tesis.

DEDICATORIA

A mi señora madre María Alejandrina Cipamocha, el motivo de mi vida eres tú ,
perdona la demora pero debía hacer algo digno de llevar tu nombre.

A la memoria de mi padre José Arcadio Cuy Gutiérrez, por ser un hombre
inteligente al haber elegido a mi madre como esposa.

A mis hermanos: Fernando, Yerson, Eliseo, Juan David Cuy Cipamocha, por ser
mis padres, hermanos y amigos.

A mis sobrinos: Diego, Sofia, Laura, Santiago, Julian, espero sean mayores sus
logros.

A mis amigos, gracias por sus consejos y compañía. Y a todas las personas que
me acogieron en su familia como un hijo.

A la doctora Edilma Consuelo Monroy, gracias por salvarme la vida.

A TIEMPO.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1 PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO CON INYECCIÓN DE VAPOR.....	20
1.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	21
1.1.1 Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor.....	23
1.1.1.1 Periodo de inyección:	24
1.1.1.2 Periodo de remojo	24
1.1.1.3 Periodo de producción.....	25
1.1.2 Factores que afectan la inyección cíclica de vapor.....	26
1.1.2.1 Número de ciclos empleados.....	26
1.1.2.2 Distancia entre pozos	27
1.1.3 Screening inyección cíclica de vapor.....	28
1.2 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR.....	29
1.2.1 Descripción del proceso de inyección continua de vapor.	29
1.2.2 Factores que afectan la inyección continúa de vapor	31
1.2.2.1 Espaciamiento entre pozos:.....	32
1.2.2.2 Heterogeneidades de Yacimiento.....	33
1.2.2.3 Pérdidas de calor en el yacimiento	33
1.2.2.4 Previa estimulación del yacimiento.....	34
1.2.2.5 Presencia de altas saturaciones de agua	35
1.2.3 Screening inyección continua de vapor	36
1.3 PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y DE OPERACIÓN QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA Y CONTINUA DE VAPOR.....	36
1.3.1 Parámetros de yacimiento.	38
1.3.1.1 Profundidad de la formación	38
1.3.1.2 Presión del Yacimiento	38

1.3.1.3 Viscosidad del Crudo	39
1.3.1.4 Espesor de la arena productora.....	42
1.3.1.5 Intercalaciones de arcillas	43
1.3.1.6 Saturación de aceite	44
1.3.1.7 Daño a la formación.....	44
1.3.1.8 Relación arena arcilla	44
1.3.2 Parámetros operacionales.....	45
1.3.2.1 Tasa de inyección de vapor	45
1.3.2.2 Presión de Inyección	46
1.3.2.3 Calidad del vapor inyectado.....	47
1.3.2.4 Cantidad de vapor Inyectado	47
2 DISEÑO DE EXPERIMENTOS.....	49
2.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE EXPERIMENTOS.	49
2.1.1 Conceptos básicos	50
2.1.2 Propósito del diseño experimental.....	51
2.1.3 Pautas generales para realizar diseños de experimentos	53
2.1.4 Características del diseño de experimentos	55
2.1.5 Diseño experimental. y	56
2.1.5.1 Diseño Factorial (Full Factorial).	56
2.1.5.2 Diseño Experimental Fraccionado (Fractional Factorial)	57
2.1.5.3 Diseño Plackett Burman	58
2.1.5.4 Diseño Centra Compuesto.....	58
2.1.5.5 Diseño Central Compuesto con Centros en las Caras (CCF)	59
2.1.5.6 Diseño de Box Behnken	60
2.1.5.7 Diseño Latin Hypercube Design (LHD)	62
2.1.6 Diseños de experimento en cmost.....	63
2.1.7 Simulación de monte carlo	66
2.2 GENERALIDADES DE GEOESTADÍSTICA PARA MODELAJE DE YACIMIENTOS	68
2.2.1 Geoestadística.....	68

2.2.2 Modelaje estocástico	69
2.2.3 Simulación basada en objetos	71
2.2.4 Simulación secuencial gaussiana	72
2.2.5 Diferencias de los métodos geoestadísticos.....	73
2.2.6 Funciones de distribución de probabilidad.....	75
2.3 METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DE YACIMIENTO.....	76
3 CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS CONCEPTUALES	79
3.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	79
3.1.1 Información necesaria para la simulación de yacimientos	80
3.1.1.1 Descripción física del yacimiento.....	81
3.1.2 Descripción del yacimiento base para la construcción de los modelos conceptuales de simulación	82
3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	83
3.2.1 Dimensiones del grid de simulación	83
3.2.2 Propiedades de la roca.....	88
3.2.3 Propiedades de los fluidos.....	90
3.2.4 Interacción roca fluido.....	95
3.2.5 Tipos de refinamiento	98
3.3 CONSTRUCCIÓN MODELOS HOMOGÉNEOS.....	101
3.3.1 Modelo inyección de vapor vertical cíclica y continua en yacimientos homogéneos	102
3.3.1.1 Parámetros de yacimiento	103
3.3.1.2 Parámetros operacionales.....	104
3.3.1.3 Modelos homogéneos	106
3.4 CONSTRUCCIÓN MODELOS HETEROGÉNEOS	107
3.4.1 Modelos inyección de vapor cíclica y continua de 3 pozos horizontales en yacimientos heterogéneos.....	107
3.4.1.1 Parámetros de yacimiento	108
3.4.1.2 Parámetros operacionales.....	110
3.4.1.3 Modelos heterogéneos	113

3.5 CONSTRUCCIÓN MODELOS ORIENTADOS.....	114
3.5.1 Modelos orientados para inyección de vapor cíclica y continua con 4 pozos horizontales.	114
3.5.1.1 Parámetros de yacimiento	115
3.5.1.2 Parámetros operacionales.....	119
3.5.1.3 Modelos Orientados.....	121
4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	122
4.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS MODELOS BASE	124
4.2 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE	125
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	128
CONCLUSIONES.....	130
RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	134

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 ETAPAS DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	23
FIGURA 2. ESQUEMA DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR	31
FIGURA 3. DENSIDADES API Y VISCOSIDADES DE LOS HIDROCARBUROS Y OTROS LÍQUIDOS	41
FIGURA 4. VISCOSIDAD Vs TEMPERATURA EN FUNCIÓN DE LA GRAVEDAD API DE LOS CRUDOS.....	42
FIGURA 5 DISEÑO CENTRAL COMPUESTO	59
FIGURA 6: CUBO DE DISEÑO CENTRAL COMPUESTO CON CENTRO EN LAS CARAS.....	60
FIGURA 7 REPRESENTACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE UN DISEÑO DE BOX-BEHNKEN	61
FIGURA 8 ORGANIGRAMA TIPOS DE DISEÑOS DE EXPERIMENTOS EN CMOST.....	64
FIGURA 9. INTERFAZ DE CMOST PARA SELECCIONAR EL DISEÑO DE EXPERIMENTOS.	65
FIGURA 10: CONCEPTO DE ANÁLISIS DE PROPAGACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE UTILIZANDO SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	67
FIGURA 11 EJEMPLO DE MODELO DE CANALES FLUVIALES Y DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDAD EN LOS CANALES.....	71
FIGURA 12. COMPARACIÓN GRAFICA ENTRE LOS MODELOS DETERMINÍSTICOS Y ESTOCÁSTICOS.....	74
FIGURA 13. ESQUEMA PARA INYECCIÓN VERTICAL DE VAPOR CÍCLICA Y CONTINÚA.	84
FIGURA 14. ESQUEMA DE UBICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	85
FIGURA 15. GRID DE MODELOS DE INYECCIÓN CÍCLICA Y CONTINUA EN VISTA AREAL.....	86
FIGURA 16. GRID DE SIMULACIÓN DE LOS MoBEPT	87
FIGURA 17 SECCIÓN RESERVOIR/OTHER RESERVOIR PROPERTY DE LA HERRAMIENTA BUILDER, ASIGNANDO LAS PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA	90
FIGURA 18. CONSTRUCCIÓN DEL PVT EN CMG	92
FIGURA 19. TABLAS GENERADAS EN EL PVT SINTÉTICO.....	93
FIGURA 20. FACTOR VOLUMÉTRICO DE LA FORMACIÓN DEL ACEITE(Bo).....	94
FIGURA 21. DENSIDAD DEL ACEITE	94
FIGURA 22. RELACIÓN GAS-ACEITE(Rs)	94
FIGURA 23. VISCOSIDAD DEL ACEITE	94
FIGURA 24. CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA Y ACEITE EN FUNCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA.	97

FIGURA 25 CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA GAS Y ACEITE EN FUNCIÓN DE LA SATURACIÓN DE LIQUIDO .	97
FIGURA 26. REFINAMIENTO CARTESIANO	99
FIGURA 27.REFINAMINETO RADIAL	99
FIGURA 28.REFINAMIENTO HIBRIDO.....	100
FIGURA 29. PROCEDIMIENTO PARA MOSTRAR LA CONSTRUCCIÓN DE MODELOS	101
FIGURA 30 INGRESO DE PROPIEDADES DE YACIMIENTO EN BUILDER DE CMG.....	103
FIGURA 31. INGRESO CONSTRAINTS DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES Y PROPIEDADES DEL VAPOR .	105
FIGURA 32.MODELOS DE INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS.....	106
FIGURA 33. CONSTRUCCIÓN PERMEABILIDAD HETEROGÉNEA.	109
FIGURA 34. PASOS CREANDO EL “GROUP CICLICA” EN BUILDER.....	111
FIGURA 35. SECUENCIA PARA EMPLEAR “CYCLING GROUP”	112
FIGURA 36. INTERFAZ PARA DEFINIR LOS CICLOS EN BUILDER	112
FIGURA 37. MODELOS DE INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS.....	113
FIGURA 38. ETAPAS DE LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELOS ORIENTADO.....	115
FIGURA 39.IMPORTANDO COORDENADAS (X Y Z) EN BUILDER.....	116
FIGURA 40.DATOS GENERADOS EN EXCEL PARA INTEGRAR CON COORDENAS (X Y Z) IMPORTADAS DE “BUILDER”	117
FIGURA 41.SELECCION MÉTODO GEOSTADISTICO DISPONIBLE EN BUILDER	118
FIGURA 42. MODELO ORIENTADO RESULTANTE	118
FIGURA 433. LÍNEA DEL TIEMPO PARA VER LOS EVENTOS DE LOS POZOS Y DATOS RECURRENTES.	120
FIGURA 444. MODELOS ORIENTADOS	121
FIGURA 45. FACTOR DE RECOBRO MODELOS VERTICAL Y 3 POZOS HORIZONTAL	124
FIGURA 46. SOFTWARE MICROSOFT EXCEL	128
FIGURA 47. SOFTWARE EN HTML	129

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. SCREENING INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	28
TABLA 2 SCREENING INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.....	36
TABLA 3. PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIÓN QUE AFECTAN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR	37
TABLA 4 DIFERENCIAS DE LOS MÉTODOS GEOESTADÍSTICOS	74
TABLA 5. MATRIZ DE PROPIEDADES DE LOS MODELOS A CONSTRUIR Y PARÁMETROS A VARIAR.	78
TABLA 6. DIMENSIONES DEL GRID DE SIMULACIÓN	86
TABLA 7. CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACIÓN	87
TABLA 8. PROPIEDADES DE LA ROCA PARA EL MODELO DE SIMULACIÓN.....	88
TABLA 9. PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS FLUIDOS Y FORMACIONES ADYACENTES.....	89
TABLA 10. PROPIEDADES DEL CRUDO Y OTRAS, PARA GENERAR PVT SINTÉTICO	91
TABLA 11. PROPIEDADES OBTENIDAS CON EL PVT SINTÉTICO.	94
TABLA 12. CURVAS Y PROPIEDADES DE LA INTERACCIÓN ROCA Y FLUIDO.	97
TABLA 13. TIPOS DE REFINAMIENTO	99
TABLA 14. MODELOS HOMOGÉNEOS.....	102
TABLA 15. PARÁMETROS DE YACIMIENTO INYECCIÓN DE VAPOR VERTICAL CÍCLICA Y CONTINUA.....	103
TABLA 16 PARÁMETROS OPERACIONALES DE INYECCIÓN VERTICAL CÍCLICA Y CONTINUQA	104
TABLA 17. MODELOS HETEROGÉNEOS	108
TABLA 18 PARÁMETROS OPERACIONALES DE INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA Y CONTINUA EN TRES POZOS HORIZONTALES	110
TABLA 19. MODELOS ORIENTADOS	115
TABLA 20. PARÁMETROS OPERACIONALES DE INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA Y CONTINUA EN CUATRO POZOS HORIZONTALES	119
TABLA 21. PARÁMETROS A VARIAR PARA EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE A.	127
TABLA 22. PARÁMETROS A VARIAR PARA EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE B.	127

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Software de predicción en Microsoft Excel

ANEXO B: Software socialización de Resultados en Lenguaje HTML

RESUMEN

TITULO: INCIDENCIA DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO EN EL DESEMPEÑO DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR *

AUTOR: ARCADIO CUY CIPAMOCHA**

PALABRAS CLAVE: inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor, simulación numérica, crudo pesado,.....

DESCRIPCION:

La inyección cíclica y continua de vapor son técnicas ampliamente utilizadas en la industria de los hidrocarburos, para estimular o poner a producir pozos en yacimientos de crudos pesados, en el presente trabajo se busca evaluar los parámetros operacionales y de yacimiento que más influyen en el factor de recobro y eficiencia térmica mediante simulación numérica.

Utilizando el simulador comercial CMG (Computer Modelling Group LTD.) y las herramientas STARS (Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator) y BUILDER, para la construcción de diversos modelos conceptuales homogéneos y heterogéneos con inyección de vapor en pozos verticales y horizontales, recurriendo a conceptos de diseño experimental y recursos geoestadísticos implícitos en la versión 2012.10 del simulador.

Los parámetros operacionales y de yacimiento más influyentes en los procesos de inyección de vapor cíclica y continua fueron sometidos a análisis de incertidumbre empleando la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool), con los resultados obtenidos de los modelos simulados mediante la simulación de Monte Carlo se generaron en el post-procesamiento superficies de respuesta que permiten evaluar : el factor de recobro (FR), la eficiencia térmica, el SOR acumulado (relación: Vapor Inyectado – Aceite Producido) y el Valor Presente Neto (VPN) en función de los parámetros operacionales y de yacimiento.

Fueron construidos programas de predicción en base a las correlaciones arrojadas por las superficies de respuesta del post procesamiento, que permiten hacer una consulta rápida para procesos de inyección continua y cíclica de vapor de los modelos construidos, útiles como material de consulta para la academia o la industria petrolera durante el desarrollo de estudios de simulación de procesos de inyección de vapor

El software desarrollado permite variar los parámetros de operación y yacimiento más relevantes para obtener la incidencia de los mismos sobre: el factor de recobro (FR), la eficiencia térmica, el SOR acumulado (relación Vapor Inyectado – Aceite producido) acumulado y VPN (Valor presente Neto), de los modelos construidos.

*Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías Físico- Químicas. Ingeniería de Petróleos
Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: Impact of operational and reservoir parameters in the performance of steamflooding processes *.

AUTHORS: ARCADIO CUY CIPAMOCHA**

KEYWORDS: cyclic steam stimulation, steam drive, numerical simulation, heavy oil, enhanced oil recovery, Thermal efficiency.

DESCRIPTION:

Cyclic steam stimulation and steamdrive are techniques widely used in the hydrocarbon industry, to stimulate or produce wells in heavy oil reservoirs, in the present work is to evaluate the operational and reservoir parameters that influence the recovery factor and thermal efficiency by numerical simulation.

Using a commercial simulator of CMG (Computer Modelling Group LTD.) the software STARS (Steam, Thermal and Advance processes Reservoir Simulator) and Builder were used for the construction of various homogeneous and heterogeneous conceptual models with steam injection in vertical and horizontal wells using concepts experimental design and geostatistical resources implicit in the 2012.10 version of the simulator.

The operational parameters of the most influential reservoir steam injection processes and continuous cyclic underwent uncertainty analysis using CMOST (Computer assisted history Matching, Optimization and uncertainty assessment Tool) with the gotten results of the simulation models using Monte Carlo simulation surfaces responses were generated which allow us to evaluate: the oil recovery factor (FR), the thermal efficiency, the cumulative SOR (steam oil ratio cumulative) and net present value (NPV) based on the operational and reservovoir parameters

Prediction programs were constructed based on correlations thrown by the response surfaces of post processing, that allow quick reference for steamdrive processes and cyclic steam stimulation models, which are useful as reference material for the academy or oil industry during the development of simulation studies of steam injection processes

the developed software to change of the operating parameters and relevant site the incidence of these on : the recovery factor(FR),the thermal efficiency the cumulative SOR (steam oil ratio cumulative) and NPV (net present value), allowing us to compare the results and behavior among multiple models.

The software developed to vary the operating parameters and relevant site for the incidence of these on: the recovery factor (FR), the thermal efficiency, the cumulative SOR (Steam Injected relationship - Oil produced) accumulated and VPN (Value Net present) of the models constructed.

*Graduate Project- Thesis

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.
Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

En la industria energética de los hidrocarburos, el petróleo denominado liviano y de fácil extracción se está agotando, y las mayores reservas con las cuales cuenta la humanidad para abastecer la continua demanda de energía, pertenecen a crudos no convencionales o crudos pesados. Por lo tanto el conocimiento y la apropiación de técnicas de recobro son de vital importancia para poder extraer de forma eficiente este tipo de recursos.

La inyección cíclica y continua de vapor son técnicas ampliamente utilizadas en la industria de los hidrocarburos, para estimular o poner a producir pozos en yacimientos de crudos pesados (baja gravedad API y alta viscosidad). Colombia cuenta con importantes reservas de crudo pesado, ubicados principalmente en los Llanos Orientales y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se han implementado técnicas de recobro terciario (EOR) tales como inyección cíclica y un piloto de inyección continua con el fin de aumentar las reservas.

Cada vez que se desea conocer la respuesta de un yacimiento de características específicas a la inyección de vapor cíclica o continua se debe recurrir a realizar una nueva simulación la cual demanda grandes recursos económicos y prolongados tiempos en las corridas de la simulación. Empleando el simulador comercial CMG (Computer Modelling Group LTD.) se busca construir y simular diferentes modelos homogéneos y heterogéneos, para crear correlaciones en función de los parámetros operacionales y de yacimiento que serán presentadas en un software donde se pueda hacer uso de ellas.

En CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) mediante análisis de incertidumbre y simulación de Monte Carlo, se generan superficies de respuesta que permiten evaluar: el factor de recobro (FR), la eficiencia térmica, el SOR acumulado y Valor Presente Neto (VPN), para procesos de inyección de vapor cíclica y continua en pozos horizontales y verticales en función de los parámetros operacionales y de yacimiento

La mayor parte de la información empleada en la construcción de los modelos requeridos y el desarrollo del presente trabajo de grado es de índole académica, por lo tanto las recopilaciones teóricas realizadas tienen la intención de dar una pauta bibliográfica para futuros trabajos que decidan profundizar en algunas de las aéreas aquí tratadas; puesto que uno de los objetivos del presente trabajo es sentar una base para ampliar y diversificar las ramas de estudio de simulación de procesos térmicos, que conlleven a estudios de mayor grado de complejidad y abarquen necesidades de la industria y la academia más ambiciosas.

El software generado incluye un prototipo de tutorial en formato multimedia del simulador comercial CMG (Computer Modelling Group LTD.) de conceptos básicos en la construcción de modelos de simulación, con el propósito de agilizar la capacitación y facilitar el acceso al empleo eficiente del simulador para poder aprovechar mejor esta magnífica herramienta en futuros proyectos.

Se siembra la semilla de la curiosidad y se despliega la gama de posibilidades que pueden ser trabajados al conjugar los conceptos teóricos con los amplios recursos informático inexplorados de los simuladores disponibles, que están a la espera de ser descubiertos.

1 PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO CON INYECCIÓN DE VAPOR

El departamento de energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°. ¹ Aunque en algunos yacimientos, el petróleo con densidades de 7° u 8°API se consideran como pesados en lugar de ultra pesados.

Los hidrocarburos pesados, de baja gravedad API, se caracterizan por tener valores muy altos de viscosidad ($1000 \leq \mu \leq 10.000$), lo cual determina una movilidad muy baja del petróleo, y finalmente, razones de movilidad muy desfavorables en los procesos de desplazamiento.

Generalmente estos yacimientos se encuentran a poca profundidad, por lo tanto su presión inicial es muy baja. Por la naturaleza de la misma y lo expuesto anteriormente los petróleos pesados tienen una relación gas-petróleo disuelta muy pequeña o inexistente. ²

Debido a estas características presentes en los yacimientos de crudo pesado las recuperaciones primarias son nulas o muy bajas, por lo tanto resulta necesario implementar técnicas de recobro térmico, cuyo objetivo primario es la reducción de la viscosidad, además se obtienen beneficios como: incremento en la eficiencia

¹ Nehring R, Hess R y Kamionski M. "The Heavy Oil Resources of the United States". R-2946-DOE

² GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1, Recuperación Térmica, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Noviembre de 1989.

areal de barrido por mejora en la movilidad, reducción de la saturación residual por expansión térmica del petróleo, destilación de livianos, craqueo térmico y desplazamiento miscible.

Inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor son los procesos térmicos que se tratan en el presente trabajo entre otros existentes como: inyección de agua caliente, combustión en situ, drenaje gravitacional de vapor asistido (SAGD).

1.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor fue descubierta en 1957, cuando Shell Oil Company de Venezuela, realizaba pruebas con pilotos de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande. Un problema de sobrecarga en la presión del pozo inyector, causó la suspensión de las operaciones de inyección por problemas mecánicos; al abrir el pozo nuevamente, se observó un aumento en la producción de aceite de 10 a 100 Bls/día con bajo corte de agua³, resultando de este accidente un proceso de inyección de vapor y producción de aceite en el mismo pozo de forma cíclica.

“Huff and Puff o inyección cíclica de vapor es el método de recobro térmico más ampliamente usado en la extracción de crudos pesados, ésta tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo facilitando su movilidad, también se presentan cambios en la tensión interfacial y por ende en la presión capilar, la permeabilidad relativa y la mojabilidad. Este método de recobro mejorado también es

³ TREBOLLE, R. L. CHALOP, J.P. AND COLMENARES,R. : “The Orinoco heavy oil Belt Pilots and Development Strategy”, papers SPE 25798.Pag 2.

considerado como una estimulación, ya que permite limpiar las paredes de la formación productora, eliminando las parafinas que se depositan en el fondo de pozo, permitiendo así disminuir el factor de daño de la formación.

Conceptualmente la inyección cíclica de vapor consiste en la inyección de calor en forma de vapor en la formación durante días o semanas, seguido del cierre del pozo o “etapa de remojo” por varios días, y finalmente la producción de aceite caliente por el mismo pozo⁴

El desarrollo operacional de la técnica se describe a continuación; inicialmente el vapor es inyectado por varios días, la duración de ésta etapa depende del tipo de crudo y formación donde se inyecte; las formaciones que contienen fluidos muy viscosos, necesitan tiempos de inyección mayores que aquellas formaciones con fluidos no tan viscosos, ya que la transferencia de energía en estos últimos es más rápida. Por otra parte los yacimientos que son estratificados, suelen tener grandes pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes, efecto que se puede minimizar al aumentar el flujo másico del vapor⁵.

Después de inyectar el vapor, el pozo debe ser cerrado por un periodo corto (de días), ésta etapa se denomina remojo, y tiene como finalidad transferir calor hacia la roca y los fluidos, permitiendo que la viscosidad disminuya lo suficiente para permitir su movilidad.

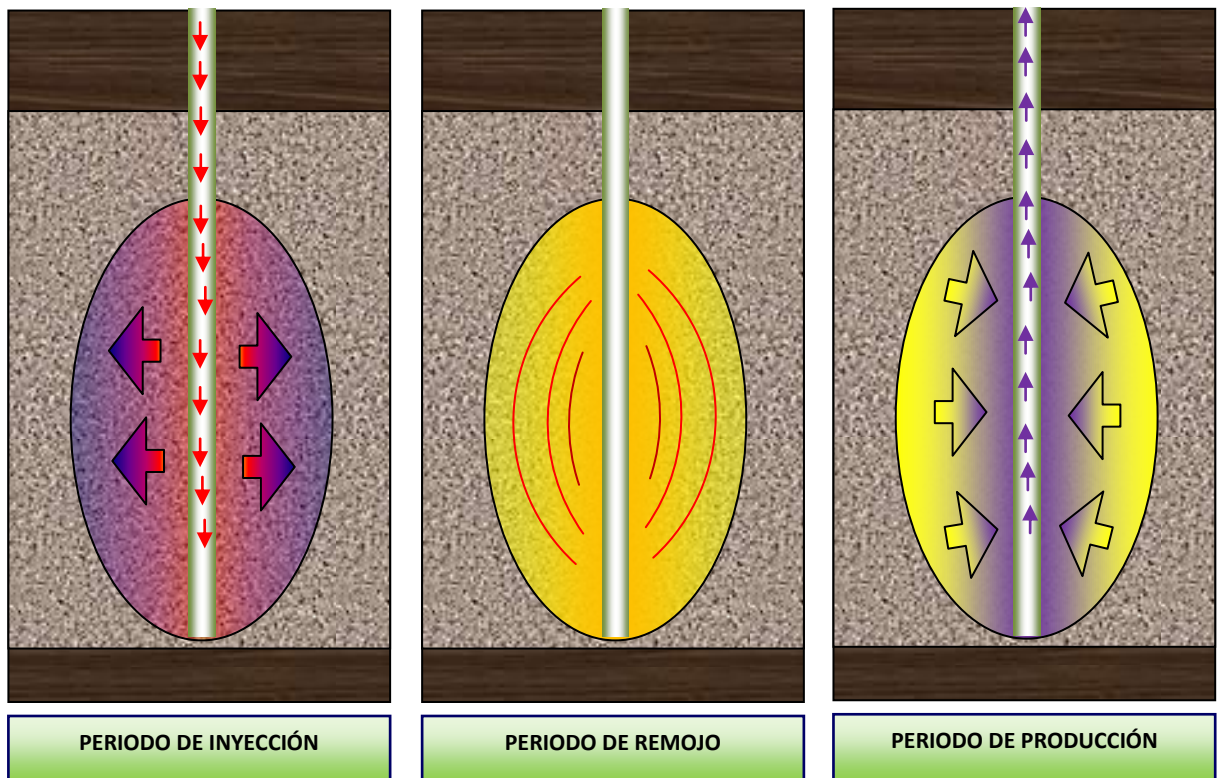
⁴ ROBERTSON E.; “Selection of Analytical Steam Stimulation Models Based on Common Reservoir Parameters, Paper SPE 39607,1998.

⁵ MATEUS Y, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011.Pag 18.

Seguido de la etapa de remojo, se debe abrir el pozo a producción, donde inicialmente se producirá gran cantidad de agua y aceite, debido a su alta movilidad y saturación en la zona estimulada. Los periodos de inyección, remojo y producción se deben repetir hasta llegar al límite económico del proyecto, el cual se debe determinar con un completo análisis económico.

1.1.1 Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor

Figura 1 Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor



1.1.1.1 Periodo de inyección:

En esta etapa se suministra calor inyectando un alto volumen de vapor húmedo a la formación productora durante días o semanas; dicho tiempo dependerá de los requerimientos estimados, así como también de la cantidad y calidad del vapor inyectado y de la capacidad de los equipos utilizados para el proyecto, para este periodo se recomienda que la tasa de inyección sea lo más alta posible, con el fin de reducir las pérdidas de calor, sin sobrepasar la presión de fractura. Existen tres formas de inyectar vapor de acuerdo a las características de la formación: inyección convencional, inyección por el espacio anular e inyección selectiva⁶.

1.1.1.2 Periodo de remojo

Después del periodo de inyección, se cierra el pozo por varios días para establecer la homogenización de la zona caliente alrededor de este⁷ y estabilizar la presión del yacimiento. La duración del periodo de remojo depende de parámetros tales como la presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación, viscosidad del aceite, pérdidas de calor de acuerdo a las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes y la cantidad de vapor inyectado. Este periodo, debe ser lo suficientemente corto para evitar excesivas pérdidas de calor a los estratos no productores, pero no debe ser tan pequeño de manera que el vapor sea capaz de entregar calor a la roca⁸.

⁶ BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007, Pag 7.

⁷ RODRIGUEZ, E; BARRIOS W; SANTOS, N: "Numerical simulation for cyclic steam injection a Santa Clara Field" CT&F Ciencia, Tecnología y futuro, Vol 3, Num 4 Diciembre 2008

⁸ TREBOLLE, R. L. De PAZ, M. C. and MARTINEZ, D.E "Parametric study of the design factors for cyclic Steam injection in lake Oil Fields", paper SPE 25810. Pag 3.

En esta etapa de la inyección cíclica de vapor, una fracción del vapor inyectado se condensa cerca a la cara del pozo, haciendo que esta zona en su mayor parte este saturada con agua por lo tanto el pozo producirá gran cantidad de agua al inicio de la etapa de producción.

1.1.1.3 Periodo de producción.

Una vez el vapor ha calentado la formación y la presión del yacimiento se ha estabilizado, el pozo es abierto y puesto en producción. Al inicio se registran grandes cantidades de agua a altas temperaturas como resultado de la condensación del vapor inyectado, luego la tasa de producción de agua comenzará a disminuir, mientras que la producción de aceite tenderá a aumentar por un tiempo, la respuesta del pozo a la estimulación depende principalmente de la viscosidad del crudo, la permeabilidad existente, el radio de calentamiento, la presión inicial del yacimiento y de las pérdidas de calor⁹.

La duración de la etapa de producción dependerá principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfríen la formación y de las pérdidas de calor que se presenten en el sistema hacia las formaciones adyacentes. Cuando la tasa de producción de aceite tiende a la tasa de inicio de la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado lo suficiente para iniciar con otra etapa de estimulación.

⁹ RODRIGUEZ, E; BARRIOS W; SANTOS, N: "Numerical simulation for cyclic steam injection a Santa Clara Field" CT&F Ciencia, Tecnología y futuro, Vol 3, Num 4 Diciembre 2008

1.1.2 Factores que afectan la inyección cíclica de vapor

Es importante tener presente el comportamiento de la relación aceite incremental vapor inyectado (RAV, bls/bls) frente a cada uno de estos parámetros para determinar los factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor, siendo el RAV una variable muy importante en los procesos de recuperación térmica porque esta relaciona el análisis económico de la operación¹⁰.

La relación aceite- vapor (RAV) indica cuantos barriles de vapor expresado en barriles equivalentes de agua fría (CWE, Cold Water Equivalent) deben ser inyectados para recuperar un barril de crudo en superficie y puede expresarse de forma instantánea o cumulativa¹¹.

1.1.2.1 Número de ciclos empleados

Una vez se realiza el diseño de la estimulación y se establece la duración de los periodos de inyección, remojo y producción, se procede a determinar el número de ciclos de estimulación que deben ser aplicados en el yacimiento, teniendo en cuenta el calentamiento de la formación, la reducción en la viscosidad del aceite y la relación aceite-vapor (RAV). En caso de requerir un proceso de inyección continua de vapor posterior a la estimulación, es importante establecer el número de ciclos de estimulación que son técnica y económicamente viables de implementar antes de llevar a cabo dicho proyecto, la disminución en la cantidad

¹⁰ BORGER, T. C.: "Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc 1988. Pag 69.

¹¹ BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007. Pag 16.

de aceite producido después de cada ciclo y la cantidad de vapor inyectado son las variables de las cuales depende el numero de ciclos empleados en el proceso, cuyo parámetro de control es el (RAV) ¹¹.

1.1.2.2 Distancia entre pozos

La distancia entre los pozos juega un papel muy importante en el proceso, aunque se inyecta y se produce por el mismo pozo, cuando la distancia entre los pozos es corta, la estimulación de un pozo puede afectar en gran medida la respuesta de producción de otro pozo que no se estimule. Este efecto se ve claramente en los proyectos de campo ya que los pozos no se pueden estimular todos al mismo tiempo, sin embargo dependiendo del espaciamiento, durante la estimulación de un pozo puede tener un efecto positivo en la producción de los demás pozos que no han sido estimulados.

La distancia entre pozos es función de la viscosidad del fluido, radio de la zona calentada y características geológicas del yacimiento como son la existencia de fallas o formaciones con altos buzamientos¹²; para fluidos muy viscosos como el caso de los yacimientos del Valle Medio del Magdalena Colombiano, es recomendable usar espaciamientos no mayores a 10 acres.¹³

¹² BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007. Pag 18

¹³ MATEUS Y, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011. Pag 24.

1.1.3 Screening inyección cíclica de vapor

Para determinar el yacimiento apropiado, futuro candidato a la inyección alternada de vapor se establecen algunos parámetros de yacimiento y fluidos mínimas bajo las cuales el campo en cuestión puede ser o no producido por esta técnica, a continuación se presentan en la (Tabla1) los rangos de dichos parámetros.

Tabla 1. Screening Inyección cíclica de vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	≤ 15
Viscosidad cp	≤ 4000
Profundidad(ft)	≤ 3000
Espesor neto(ft)	≤ 200
Porosidad %	≥ 0.30
Permeabilidad (md)	1000-2000
Presión del Yacimiento (Psia)	> 30
Temperatura (°F)	< 1500
Saturación del Crudo	No Crítica
ϕS_o	≥ 0.55

Fuente: Modificado de TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R: "EOR Screening criteria revisited. Part 1: Introduction to screening criteria and Enhanced Recovery Field projects" SPE Reservoir Engineering 1997.

1.2 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un método de recobro terciario (EOR) y al igual que en la inyección cíclica de vapor, ésta tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo para aumentar su movilidad, también esta técnica es conocida como “empuje por vapor” y está enfocada en la recuperación de crudos pesados basada en el principio de desplazamiento. La inyección continua de vapor fue evaluada antes que la inyección cíclica de vapor, pero fue en 1960 cuando en California, se dio inició comercialmente a este método de recobro¹⁴.

En la inyección continua de vapor es muy importante considerar las pérdidas de calor hacia las formaciones no productoras como las arcillas, las cuales se conocen como formaciones ladronas de calor, debido a que estas presentan una mayor capacidad calórica que las arenas productoras. Dichas pérdidas son mayores si el espesor de la formación de interés es pequeño, ya que en ésta la zona de vapor tiene mayor área de contacto con las formaciones adyacentes. En este método se puede obtener un recobro de aceite mayor al obtenido en la estimulación cíclica de vapor ya que se contacta mayor área del yacimiento.

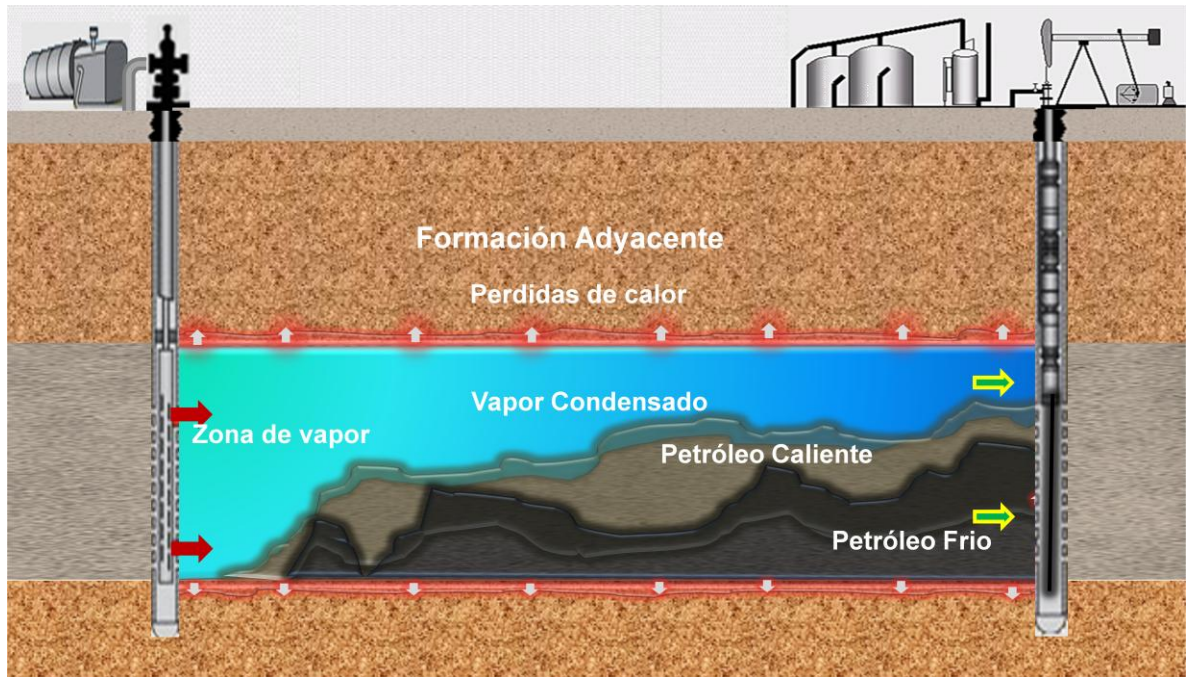
1.2.1 Descripción del proceso de inyección continua de vapor.

El vapor es inyectado por medio de un pozo inyector en el yacimiento continuamente para calentar los fluidos en situ, resultando en la formación de una

¹⁴ Farouq Ali, Practical Heavy Oil Recovery p 6-3

zona de vapor que avanza desplazando el aceite hacia el pozo productor (Figura 2), causando un frente de vapor que por diferencia de densidad con el aceite, tenderá a permanecer en la parte superior de la formación, este frente se considera a temperatura constante y el aceite presente en él se encuentra con una alta movilidad, los mecanismos que ayudan a la extracción de petróleo son: **el mejoramiento de la movilidad del crudo** que consiste en la disminución de la viscosidad combinado con el aumento de la temperatura, **la destilación de livianos** que es la volatilización de componentes livianos que luego se condensan en el frente de vapor , **el craqueo térmico** proceso por el cual las moléculas más pesadas se dividen (craquean) en moléculas más simples debido a los efectos del calor y la presión, **expansión del crudo, agotamiento de la presión y drenaje gravitacional**; por lo mencionado anteriormente el crudo es fácilmente desplazado por el vapor hacia el pozo productor, generando una disminución en la viscosidad del crudo y un aumento en la presión del yacimiento, dando como resultado un aumento en la producción de aceite.

Figura 2. Esquema de inyección continua de vapor



1.2.2 Factores que afectan la inyección continua de vapor

En la implementación de un proyecto de inyección continua de vapor se busca proporcionar el mejor escenario por lo tanto se debe tener en cuenta los parámetros que afectan el proceso tanto positivamente como negativamente a continuación se presenta algunos de esos factores a considerar.

1.2.2.1 Espaciamiento entre pozos:

Para establecer el espaciamiento entre pozos a utilizar en el desarrollo de un proceso de inyección continua de vapor, la principal consideración es la viscosidad del fluido, con viscosidades muy altas (alrededor de 10.000 cp.), se acostumbra que la distancia entre pozos sea menor a 5 acres, pues la baja movilidad del aceite requiere que el área en el cual ocurre el desplazamiento no sea muy grande.

Influye también el espesor de formación, en arenas gruesas el área del patrón es determinado por prueba y error para balancear los costos de la perforación de pozos con los ingresos netos del recobro de aceite, cuando son arenas delgadas el área de patrón a escoger en proceso de inyección continua de vapor está limitado por las pérdidas de calor para que sea económicamente viable, se determina de igual forma a ensayo y error, teniendo en cuenta la presión del yacimiento y la tasa de inyección.

La mayoría de los proyectos de inyección de vapor, emplean espaciamientos menores a 5 acres y en los pocos casos en donde se presentan espaciamientos inferiores a 1,25 acres la razón principal es que el fluido a recuperar tiene una viscosidad muy alta¹⁵

¹⁵ S. M ALÍ, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006 Pag.71

1.2.2.2 Heterogeneidades de Yacimiento

“Heterogeneidad” o “No uniformidad” del yacimiento son causados por: grandes variaciones de permeabilidad en la zona productora, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad, fracturas en la formación, intercalaciones de arcillas, acuíferos y la pobre continuidad del yacimiento entre los pozos inyectoros y productores; lo cual genera que el vapor no siga la trayectoria ideal y se vaya por trayectorias desconocidas siendo la causa de la disminución en la eficiencia de estos procesos de recobro térmico y de la disminución de la producción de aceite. Las zonas de alta permeabilidad presentes en los yacimientos se conocen como canales preferenciales de flujo y pueden conducir a la ruptura del vapor de agua rápidamente, adicionalmente se pueden generar zonas con alta saturación de agua las cuales causan pérdidas de calor ya que el agua tiene una alta capacidad calorífica.

1.2.2.3 Pérdidas de calor en el yacimiento

Están relacionadas con el espesor de la formación productora y la presencia de intercalaciones de arcilla, para espesores pequeños (<20 ft), las pérdidas son mayores debido a que el área de contacto con las formaciones adyacente es mayor, el vapor se eleva por diferencia de densidades se desplaza rápidamente (junto con otros fluidos) e interrumpe en menor tiempo en el pozo productor; Para un yacimiento de espesor grande (>80 ft) se tienen menores perdidas de calor puesto el área de contacto con las formaciones adyacentes es pequeña y el gran espesor permite una mejor eficiencia de barrido vertical ayudada por la segregación gravitacional del vapor.

1.2.2.4 Previa estimulación del yacimiento

En la mayoría de los proyectos de recuperación con vapor se acostumbra a complementar la inyección continua con inyección cíclica, por dos razones importantes: en primera instancia, se encuentra la poca movilidad del aceite, generalmente cuando se implementa un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento frío con una viscosidad de crudo muy alta, la respuesta del fluido a la producción es muy baja, además, las tasas de inyección manejadas deberán ser altas para garantizar la eficiencia del proceso, lo cual resulta en la utilización de una mayor cantidad de vapor, por tal razón se recomienda estimular el pozo con uno o varios ciclos antes de implementar la inyección continua de vapor.

En segundo lugar, y una de las razones más importantes, es la disminución de la saturación de aceite en la zona cerca al pozo, la producción de aceite es alta en los primeros cíclicos de estimulación, pero si el yacimiento no tiene la capacidad para restaurar la saturación de aceite en la zona calentada, la producción de agua aumentará drásticamente y la producción de aceite será muy baja, por lo tanto se recomienda implementar inyección continua de vapor después de ciertos ciclos de estimulación. El número de estimulaciones que se debe realizar en el yacimiento depende de las características de este y del fluido tales como; la permeabilidad, la presión de yacimiento, la gravedad API, y la viscosidad del crudo¹⁶.

¹⁶ MATEUS Y, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011. Pag 26.

1.2.2.5 Presencia de altas saturaciones de agua

Las estimulaciones previas a la inyección continua de vapor una parte del vapor inyectado (aproximadamente del 20-30%) es retenido por la formación, creando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos inyectoros, lo cual ocasiona pérdidas de calor debido a que el agua tiene calor específico mayor al del petróleo, y una gran cantidad de agua se calienta¹⁷, disminuyendo la eficiencia térmica del proceso de inyección continua, por lo tanto, no es recomendable implementar muchos ciclos de estimulación antes de la inyección continua de vapor.

Además el agua es atrapada en el yacimiento debido a que la inyección de vapor y los cambios de temperatura modifican la tensión interfacial de los fluidos haciendo que el agua se adhiera en mayor proporción a la roca.

¹⁷ GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1. Noviembre de 1989. Pág. 5.

1.2.3 Screening inyección continua de vapor

Tabla 2 Screening Inyección continúa de vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	13 - 25
Viscosidad cp	≤ 1500
Profundidad(ft)	≤ 3000
Espesor neto(ft)	≥ 20
Porosidad %	≥ 0.20
Presión del Yacimiento (Psia)	> 250
Temperatura (°F)	< 1500
Saturación del Crudo	No Crítica
ϕS_o	> 0.55

Fuente: Modificado de TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R: "EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field projects" SPE Reservoir Engineering. 1997.

1.3 PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y DE OPERACIÓN QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA Y CONTINUA DE VAPOR.

Se deben considerar algunos parámetros de operación y de yacimiento para el diseño de los procesos de inyección de vapor cíclica y continúa, evaluar la incidencia de estos parámetros es de vital importancia para el éxito de la aplicación de los procesos de recobro térmico.

A continuación se presenta la tabla 3, donde se clasifican los parámetros de yacimiento y operacionales, indicando la técnica de recobro térmico en la cual se tiene más en cuenta cada uno de los factores.

Tabla 3. Parámetros de yacimiento y operación que afectan los procesos de inyección de vapor

PARÁMETROS	TÉCNICA	FACTORES
Parámetros de Yacimiento	IAV-ICV	Profundidad de la formación
	ICV	Presión del Yacimiento
	IAV-ICV	Viscosidad del Crudo
	IAV-ICV	Espesor de la arena productora
	ICV	Intercalaciones de arcilla
	IAV	Saturación de aceite
	IAV	Daño de la Formación
Parámetros Operacionales	IAV-ICV	Tasa de inyección
	IAV-ICV	Presión de Inyección
	IAV-ICV	Calidad del Vapor a la salida del generador en cabeza de pozo y en la cara de la arena
	IAV-ICV	Temperatura del Vapor
	IAV	Cantidad de Energía Inyectada BTU/hr
	IAV	Tipo de completamiento del pozo
ICV= Inyección Continua de Vapor		
IAV = Inyección Alternada de Vapor = Inyección Cíclica de Vapor		

Fuente, Modificado de BOTON L, PACHECO E. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua, Universidad Industrial de Santander 2007. Pag.12 y 23.

1.3.1 Parámetros de yacimiento.

El desarrollo de los procesos de inyección de vapor requiere algunas propiedades de yacimiento “ideales” para que el yacimiento se pueda desarrollar de una forma apropiada por un método de recobro mejorado.

1.3.1.1 Profundidad de la formación

Este parámetro de yacimiento es uno de los más importantes en el proceso de inyección cíclica de vapor, debido a que está directamente relacionado con la calidad a la que llega el vapor a la cara de la formación y por ende a la cantidad de energía a inyectar. En formaciones con grandes profundidades (>3000 ft), el vapor supera su presión crítica y durante el recorrido desde superficie, parte del vapor inyectado se condensa, repercutiendo en una disminución de la calidad del vapor en la cara del pozo y una mejor eficiencia del proceso¹⁸

1.3.1.2 Presión del Yacimiento

En procesos de inyección cíclica de vapor, es conveniente tener una presión de yacimiento por debajo de los 1500 psi para permitir la inyección de vapor saturado, y una baja caída de presión. Puesto que en un yacimiento depletado no dará una buena respuesta a la estimulación con vapor ya que no tendrá suficiente presión para producir y una rápida caída de presión significara que la estimulación solo será económicamente viable para los dos primeros ciclos.

¹⁸ DIETZ. “Review of Thermal Recovery Methods” SPE-AIME 5584, 1975.

Para los procesos de inyección continua de vapor la presión de yacimiento junto con la presión de fractura de la formación determinara los rangos de la presión de inyección del vapor, conforme aumenta la presión del yacimiento aumentara la presión de inyección requerida para inyectar el vapor y por consiguiente aumentaran las probabilidades de alcanzar la presión de fractura de dicho yacimiento. Establecido el rango de presiones de inyección, se traducirá en mayores o menores requerimientos en cuanto a los equipos de superficie y a la seguridad manejada.

1.3.1.3 Viscosidad del Crudo

La viscosidad del crudo es uno de los parámetros de estudio con más relevancia en los procesos de recobro térmico, en la inyección cíclica de vapor se tiene en cuenta que la reducción en la viscosidad del aceite depende principalmente de la viscosidad original del crudo, cuanto más alta sea esta mayor va a ser su reducción al aumentar la temperatura, por tal motivo la inyección cíclica no presenta mayor restricción en el valor de la viscosidad; se considera que se puede implementar en crudos con valores mayores a 300 cP, lo cual indica que se puede usar en yacimientos de crudo pesado y bitumen

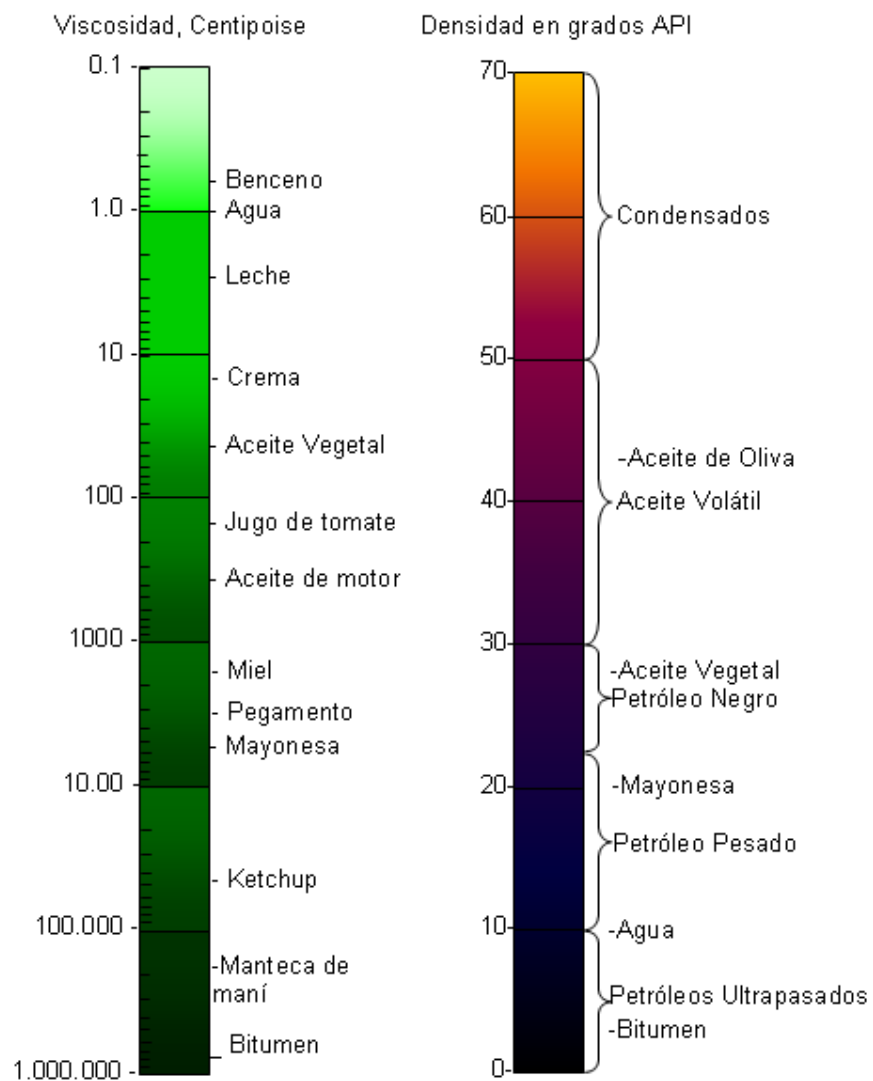
Durante la inyección continua se busca que a medida que el vapor es inyectado en la formación productora, este transfiera su energía al aceite, reduciendo su viscosidad y permitiendo un aumento en la movilidad para que fluya fácilmente al pozo productor, puesto que en yacimientos de crudo pesado la relación de movilidad entre el vapor y el aceite es muy bajo, por lo tanto el aceite no es desplazado efectivamente hacia el pozo productor, por lo cual se aconseja

implementar la inyección continua en yacimientos de crudos con viscosidades no mayores a 1500 cp.

En la figura 3 se puede apreciar un marco de referencia de las viscosidades y densidades API de los diferentes crudos en contexto junto con otros líquidos para generar una idea de la apariencia de los tipos de hidrocarburos.

Al graficar la viscosidad contra la temperatura en función de la gravedad API en papel semilogaritmo se obtiene un comportamiento exponencial decreciente como se puede observar en la figura 4.

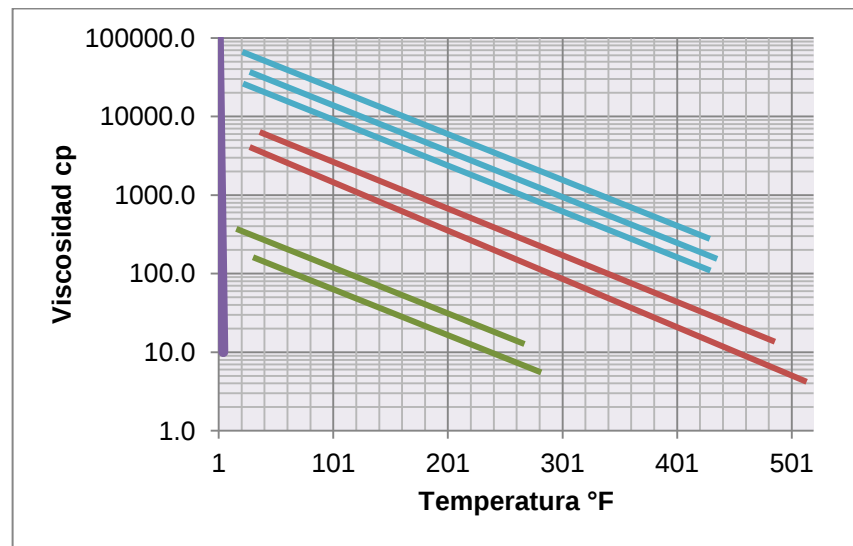
Figura 3. Densidades API y Viscosidades de los hidrocarburos y otros líquidos¹⁹



Fuente: Modificado de Olfield Review. Winter 2002 en español. Volumen 14. Numero 4. Yacimientos de petróleo pesado.

¹⁹http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf

Figura 4. Viscosidad Vs Temperatura en función de la gravedad API de los crudos.



Columna1	Grave
1. California	9.9
2. Colombia	11.0
3. California	13.5
4. Costa del golfo	15.1
5 Norte de Luisiana	18.3
6. Texas Sur	17.8
4. Costa del golfo	20.5

Fuente: Modificado MATEUS Y, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011, Pág.35.

1.3.1.4 Espesor de la arena productora

Dependiendo el espesor de la arena estimulada se producirán valores altos o bajos en las pérdidas de calor en la formación²⁰. El calor que se pierde es entregado a las zonas adyacentes ya sean arenas no productoras o arcillas;

²⁰ GONZALES, D. “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

cuando el espesor es pequeño, aumenta el área de contacto con los estratos superior o inferior aumentando la cantidad de calor perdido, por tanto, se recomienda implementar el proceso en formaciones con espesor mayor a 20 ft. Cuando el espesor de la formación es grande, el proyecto tiene mayor probabilidad de ser económico, debido a que se maneja valores altos en la relación aceite vapor(RAV) es decir, para una misma cantidad de vapor inyectado se obtiene mayor producción de aceite en un yacimiento con espesor grande que en un yacimiento de formación delgada, este comportamiento no es garantizado, por lo que es necesario realizar un estudio a la formación de interés y evaluar su comportamiento ante este tipo de procesos.

1.3.1.5 Intercalaciones de arcillas

La mayoría de yacimientos no presentan horizontes continuos que permiten la correcta distribución del calor inyectado en la roca, por el contrario estos presentan intercalaciones con formaciones que por sus características disminuyen la eficiencia térmica del proceso. La presencia de intercalaciones de arcilla es una característica común en los yacimientos Colombianos de crudo pesado, estas formaciones son consideradas como ladronas de calor, debido a su alta capacidad calórica, por lo tanto el calor inyectado a la formación productora no es entregado totalmente a la roca y a los fluidos presente en ellas, por lo tanto parte de este se disipa hacia las arcillas, lo cual se ve reflejado negativamente en el factor de recobro de aceite. Este efecto se puede cuantificar por medio del cálculo de la eficiencia térmica del proceso, que se define como la relación entre la cantidad de calor almacenado en la roca y el total inyectado a la formación²¹

²¹ MATEUS Y, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011.Pag 26.

1.3.1.6 Saturación de aceite

La existencia de una alta saturación de aceite al inicio de la estimulación, garantiza que en su desarrollo no se produzca un aumento considerable en la saturación de agua y que la producción de aceite sea mayor ocasionando una mejor eficiencia del proceso; de presentarse el caso contrario, las regiones de alta saturación de agua, se convierten en zonas de grandes pérdidas de calor debido a que el agua posee un calor específico mayor al del petróleo por lo tanto la mitad del calor suministrado por el vapor estaría destinado a calentar el agua y no el aceite.¹²

1.3.1.7 Daño a la formación

La existencia de daño o “Skin” en el pozo, tiene un efecto significativo en la respuesta a la producción cuando se efectúa una estimulación, si hay presencia de daño, la cara de la arena se taponan impidiendo el flujo del aceite, causando una disminución en la producción; en la mayoría de los casos, cuando el daño existente es alto (40-60) y puede ser removido se tiene un aumento en la cantidad de aceite producido por unidad de volumen de vapor inyectado

1.3.1.8 Relación arena arcilla

Es la relación que permite cuantificar la arcilla presente en la zona de interés. En formaciones ideales no hay presencia de arcillas pero se ha visto que la mayoría de los yacimientos contienen este tipo de formaciones, en estos casos la relación arena arcilla debe ser lo más alto posible, las arenas productoras libres de arcilla son las mejores candidatas para un proceso de recobro térmico ya que altas

cantidades de arcilla generan mayores pérdidas de calor en la formación, disminuyendo así la eficiencia del proceso.

1.3.2 Parámetros operacionales.

Los parámetros de operación son aquellas condiciones que se establecen por el personal de ingeniería, se pueden modificar por el personal de ingeniera durante la ejecución del proceso de recobro térmico, es de vital importancia para los proyectos determinar los parámetros óptimos para obtener la mejor respuesta del yacimiento.

1.3.2.1 Tasa de inyección de vapor

Lo recomendable es que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, lo cual reduce las pérdidas de calor y una cantidad dada de calor se puede inyectar en un periodo de tiempo más corto, buscando con las tasa altas de inyección maximizar el radio de calentamiento y minimizar el tiempo de cierre del pozo.

Al momento de estimar la tasa de inyección de vapor adecuada se evalúan principalmente factores como: viscosidad del fluido al inicio, capacidad de los equipos disponibles de generación de vapor del proceso, condiciones de presión y temperatura del yacimiento y espesor de la arena estimulada²². Una regla de la

²² GONZALES, D."Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

mano derecha para la tasa de inyección en los procesos de inyección cíclica es 30MMBTU/ft de formación.

Se debe tener en cuenta que la inyección de altos caudales aumenta la presión de inyección, y ésta no debe sobrepasar la presión de fractura, de lo contrario se fractura la formación y se ocasionarían problemas de inyectividad disminuyendo la efectividad del proceso.

En la inyección continua de vapor, los altos caudales también pueden generar irrupción temprana del vapor en el pozo productor; para mitigar este efecto es necesario cañonear la zona del pozo productor en la parte más baja de la formación productora, asegurando de esta manera un mayor barrido de la formación de interés, tasas altas de la mano con presiones moderadamente altas crean mayores pérdidas de calor en los pozos inyectoros y mayores esfuerzos térmicos en el casing²³. Una aproximación propuesta por Faruq Alí empleada en los campos de crudo pesado de california es 1.5 Bls/acre-ft; el valor obtenido de dicha relación depende de la viscosidad del fluido a recuperar.

1.3.2.2 Presión de Inyección

La presión de inyección está directamente relacionada con la tasa de inyección; es importante considerar, que para el proceso de estimulación lo ideal es inyectar a altas presiones pero se debe tener en cuenta la presión de fractura, debido a que sobrepasarla puede causar daño a la formación y por tanto disminuir el factor de recobro, usualmente se inyecta 300 psi por encima de la presión del yacimiento,

²³ BORGE, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.

importante también tener en cuenta la capacidad de los equipos en superficie relacionados con la presión de inyección es decir los compresores que a su vez están relacionados con la energía utilizada. Es recomendable inyectar a presiones moderadas para tener un efecto de calentamiento adecuado.

1.3.2.3 Calidad del vapor inyectado

Es uno de los parámetros más influyentes en los procesos de inyección de vapor, ésta depende de las propiedades del agua como; la temperatura y presión de saturación, calor específico, calor sensible, calor latente y del equipo de generación de vapor que se emplee ya sea portátil o fijo²⁴. Esta propiedad determina qué cantidad del vapor inyectado permanece como vapor y cual ha pasado a fase líquida, además da un indicativo indirecto de cuanto calor se está transfiriendo del fluido inyectado a la formación.

Lo que se busca es que la calidad del vapor sea lo más cercana posible a uno ya que desde la salida del generador hasta fondo de pozo, se disminuye su magnitud debido a las pérdidas desde superficie al atravesar las líneas de transporte y en la tubería de inyección al pozo, para que llegue a la formación con la más alta calidad posible y así conserve la mayor cantidad de energía transferible al crudo dentro del yacimiento.

1.3.2.4 Cantidad de vapor Inyectado

La cantidad de vapor es la principal variable que el ingeniero puede manejar y optimizar durante la inyección cíclica de vapor. En general, pequeñas cantidades

²⁴ MANNUCCI, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales" 1990 Capítulo 3. Pág. 14

de vapor puede ser inyectado para pozos en donde el mayor problema es el daño en la cara del pozo, obteniendo resultados aceptables. Altas cantidades de vapor pueden inyectarse en pozos: con alta productividad, con grandes espesores productores, sin daño y con crudos de altas viscosidades²⁵.

²⁵ IBID Pág. 15

2 DISEÑO DE EXPERIMENTOS

Diseño Experimental es un grupo de pruebas (simulaciones, realizaciones de volúmenes, etc.) que son planificadas de forma metódica y organizada con el propósito de maximizar la cantidad de información de un proceso. Los diseños experimentales son útiles en aquellos procesos que dependen de muchas variables. En estos casos los diseños experimentales pueden hacerse por dos motivos principales: determinar las variables de mayor impacto (también llamado “screening” o selección) o la generación de una superficie de respuesta (“proxy” o poder)²⁶.

2.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE EXPERIMENTOS.

El diseño experimental enmarca la selección de los modelos más relevantes, puesto que, la simulación numérica integra gran cantidad de datos de ingeniería y de las geociencias, con modelos de procesos altamente complejos para analizar el comportamiento del yacimiento. Los estudios de simulación de yacimientos comúnmente consideran muchos escenarios, casos y experiencias, sin embargo la simulación de yacimientos puede ser costosa, la complejidad de la combinatoria de posibles escenarios y los largos tiempos, exigen mejorar los métodos

²⁶ CHEONG, Y.; CURTIN U. y R. GUPTA.: “Experimental Desing and Analysis Methods in Multiple Deterministic Modelling for Quantifying Hydrocarbon Place Probability Distribution Curve”, Paper SPE# 87002.Malaysia, Kuala Lumpur.2004. Pág. 1.

empleados en el estudio de yacimientos²⁷, debido a lo anterior, es supremamente importante el diseño de experimentos.

2.1.1 Conceptos básicos²⁸

En la investigación experimental, la planeación implica diseñar el experimento donde la planeación es una actividad que permite eficacia, efectividad y eficiencia es decir, con el mínimo de recursos materiales y tiempo.

- **Factor:** Una variable de interés controlada hasta cierto punto por el experimentador, de la que se desea estudiar sus efectos en una o varias respuestas. Los factores pueden ser concebidos como cualitativos o cuantitativos.
- **Nivel:** Modalidad específica dentro de un factor de dependiendo del diseño podría ser nivel alto, medio o bajo.
- **Tratamiento:** Se refiere a cada uno de las combinaciones de los niveles de varios factores aplicados conjuntamente a las unidades experimentales. Consiste en el conjunto de tratamientos que el experimentador ha seleccionado para estudiar y/o comparar

²⁷ WHITE , Christopher D, "Experimental Design as a Framework for Reservoir Studies". Paper SPE 79676. Pág. 1.

²⁸ TOSTADO C. E.; DOMÍNGUEZ D. J.: "Diseño de Experimentos: Estrategias y Análisis en Ciencia Y Tecnología", Universidad Autónoma de Querétaro. Mexico, Querétaro, Diciembre del 2010.

- **Unidades experimentales:** Objetos o individuos que reciben el tratamiento.
- **Efecto Principal:** Indica la contribución de cada factor tiene sobre las variables de respuesta. Ésta se mide evaluando el cambio que produce en la respuesta al modificar los niveles de factor. Los efectos se pueden clasificar en efectos de localización (sobre la medida de una variable de respuesta) y efectos de dispersión (sobre la medida de una variable de respuesta) y efectos de dispersión(sobre la variabilidad de una variable respuesta).
- **Interacción:** Considerando los efectos sobre las variables respuesta bajo estudio, la interacción implica una relación o dependencia entre los efectos de dos o más factores.

2.1.2 Propósito del diseño experimental²⁹

En un experimento cuando se decide cambiar una o más variables de un proceso el objetivo es observar el efecto de esos cambios en una o más respuestas. El uso más común de un diseño experimental es la planificación de un experimento para reunir datos para tomar una decisión entre dos o más alternativas.

- **Pasos para obtener buenos resultados de un diseño experimental:**

²⁹ SABALLO, M. ANDREÍNA.: “Optimización de calentadores de fondo con potencia variable en un modelo estocástico de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental” a Universidad de Oriente, Barcelona, Octubre 201. Pág. 43-44.

1. Establecer los objetivos.
2. Seleccionar las variables del proceso.
3. Seleccionar el diseño experimental.
4. Ejecutar el diseño.
5. Comprobar que los datos son consistentes con los datos experimentales supuestos.
6. Analizar e interpretar los resultados.

La selección de un diseño experimental dependerá de los objetivos del experimento y del número de factores que deben investigarse. Los tipos de diseños de acuerdo con el objetivo experimental son:

- ✓ **Objetivo comparativo:** cuando se tiene uno o más factores en investigación, pero el objetivo principal es hacer una conclusión acerca de un factor importante (en presencia de y/o a pesar de la existencia de otros factores), y la pregunta de interés es que si ese factor es significativo (es decir, si existe o no un cambio significativo en la respuesta para los diferentes niveles de ese factor), entonces se está en presencia de un problema comparativo y que necesita una solución de un diseño comparativo.
- ✓ **Objetivo de selección:** el objetivo principal del experimento es seleccionar o descartar los pocos efectos principales de los muchos menos importantes. Estos diseños de selección son también denominados diseños de efectos principales.
- ✓ **Objetivo de Superficie de respuesta (método):** el experimento es diseñado para permitirnos estimar la interacción y efectos cuadráticos, además de darnos la forma de la superficie de respuesta que estamos investigando. Este diseño

es usado para: encontrar la configuración óptima del proceso, solucionar los problemas o puntos débiles del proceso y para hacer un producto o un proceso más robusto.

2.1.3 Pautas generales para realizar diseños de experimentos³⁰

- **Identificación y enunciación del problema:** corresponde a la planificación previa del experimento, y es considerada la etapa más importante. En esta se constata que existe un problema que necesita experimentación y se trata de establecer de manera clara un enunciado para el mismo, lo que contribuye de manera sustancial para realizar una mejor comprensión de los fenómenos sometidos a estudio y la solución final del problema. Es importante tener en cuenta el objetivo global, así como los objetivos específicos.
- **Elección de los factores, los niveles y los rangos:** constituye otra parte de la sección correspondiente a la planificación previa del experimento. Existen numerosos elementos que podrían considerarse dentro de un experimento, sin embargo, no todos son necesariamente influyentes, con la finalidad de solucionar esta situación existe una clasificación para dichos elementos donde, de acuerdo con su efecto, son considerados como factores potenciales del diseño o como factores perturbadores. Para los factores potenciales de diseño una clasificación útil indica la existencia de factores de diseño, factores que se mantienen constantes y otros a los que se les permite variar. Los factores de diseño son los que resultan seleccionados para ser estudiados en el

³⁰ MONTGOMERY D.: “Diseño y Análisis de Experimentos”, Universidad Estatal de Arizona. Limusa Wiley, 2005. Capítulo 1, Pág. 13-17.

experimento. Los factores que se mantienen constantes son aquellos que pueden tener efectos sobre la respuesta, pero que para los fines del experimento no resultan de interés, por lo que se mantendrán fijos en un nivel específico.

- **Selección de la variable de respuesta:** para realizar esta selección e debe tener la certeza de que la variable elegida proporciona en realidad información útil acerca del proceso sometido a estudio; en algunos casos, el promedio o la desviación estándar sería la respuesta, en otros se obtendrán respuestas múltiples. Este paso se considera el último dentro de lo que se refiera a la planeación previa del experimento.

- **Elección del diseño experimental:** este paso implica la consideración del tamaño de la muestra (número de replicas), la selección del orden de corridas adecuado para los ensayos experimentales y la determinación de si es necesario considerar la formación de bloques y otros aspectos inherentes a la aleatorización. Es importante tener claros los objetivos experimentales, y enfocarse en qué factores causa diferencias y estimar la magnitud del cambio de respuesta

- **Realización del experimento:** en esta etapa es vital monitorear con atención el proceso para confirmar que todo se está desarrollando conforme lo planeado. En algunos casos es conveniente realizar corridas piloto para obtener la información acerca de la consistencia del material experimental, una comprobación del adecuado funcionamiento del sistema de medición, una idea aproximada del error experimental y la oportunidad de poner en práctica la técnica experimental implantada.

- **Análisis estadístico de los datos:** se sugiere darle un tratamiento estadístico a los datos para, posteriormente, medir de manera objetiva los resultados obtenidos y no hacerlo de manera intuitiva. También es útil presentar los resultados de varios experimentos en función de un modelo empírico, mediante el cual, con una ecuación que se deriva de los datos, se expresa la relación que existe entre la respuesta y los factores de diseño. El análisis residual y la verificación de la adecuación del modelo son también técnicas importantes.

- **Conclusiones y recomendaciones:** luego de cumplir con todos los pasos anteriores se deben elaborar conclusiones prácticas acerca de los resultados y recomendar acciones; en esta etapa los métodos gráficos suelen ser de utilidad, también se pueden realizar corridas de confirmación del experimento para validar las conclusiones planteadas.

2.1.4 Características del diseño de experimentos³¹

Ortogonalidad: Se dice de dos vectores son ortogonales si la suma algebraica de sus elementos es cero. Partiendo de dicha propiedad se define un Diseño Experimental como ortogonal si la suma de los elementos de cada fila de la matriz de diseño es igual a cero. La importancia de esta característica en los diseños es que gracias a ella las estimaciones de los efectos principales y de interacción son independientes entre sí.

³¹ VALLES, M.: "Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental". Trabajo especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. 2007. Pág. 31.

Rotabilidad: depende de la varianza de la respuesta predicha, la cual debe ser constante en todos los puntos que son equidistantes del centro del diseño. En los diseños relativos los contornos asociados a la varianza de los valores predichos son círculos concéntricos. Esta característica permite rotar los diseños alrededor del punto central sin cambiar la varianza.

2.1.5 Diseño experimental^{32,33 y 34}

Entre los diferentes diseños experimentales de la gran variedad que existen, en el presente trabajo referenciaremos los más comunes y destacaremos los empleados en el software CMOST que hace parte del paquete de simulación de CMG (Computer Modelling Group, Ltd.)

2.1.5.1 Diseño Factorial (Full Factorial).

Es aquel experimento en donde todas las combinaciones de todos los factores son probadas. El número de corridas o combinaciones es función de los factores y los niveles, y está dada por la siguiente expresión:

$$\# \text{ Corridas} = \# \text{ niveles}^{\# \text{ factores}}$$

³² CHEONG, Y. P., GUPTA. R.: "Experimental Design and Analysis Methods in Multiple Deterministic Modelling for Quantifying Hydrocarbon Phase Probability Distribution Curve", Paper SPE# 87002. Malaysia, Kuala Lumpur. 2004.

³³ CHEONG, Y. P., GUPTA. R.: "Experimental Design in Deterministic Modelling: Assessing Significant Uncertainties", Paper SPE #80537. Asia Pacific Oil and Gas, Jakarta, Indonesia. 2003.

³⁴ VALLES, M.; "Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental", Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. 2007. Pág.:32-38.

La desventaja de este tipo de diseño es que el número de combinaciones se incrementa exponencialmente con el número de variables que se someterán a estudio. Este tipo de diseño no es recomendado cuando el número de variables es mayor a cinco; Se puede escoger en propósitos como el análisis de sensibilidad.

- **Diseño Factorial de dos niveles 2^k .**

Este diseño sólo considera dos niveles, alto (+1) y bajo (-1), es completamente aleatorio, y los niveles de las variables pueden ser cualitativos y cuantitativos. Estos diseños utilizan todas las posibles combinaciones de los factores de entrada y el modelo

- **Diseño Factorial de tres niveles 3^k .**

Diseño Factorial de tres niveles considera k factores con tres niveles cada uno, los cuales son el nivel bajo, medio y alto. Este diseño se propuso con el objeto de modelar las posibles curvaturas en la función de respuesta y para tomar en cuenta el caso nominal de 3 factores. Un tercer nivel para un factor continuo facilita la investigación de una relación cuadrática entre la respuesta y cada uno de los factores.

2.1.5.2 Diseño Experimental Fraccionado (Fractional Factorial)

Cuando son muchos los parámetros a considerar en un diseño full factorial el número de corridas se hace cada vez mayor, ante estas situaciones es necesario conocer cuáles son los aspectos de poca relevancia que se puedan obviar para agilizar el proceso. Es por ello que se considera solo una fracción de esas pruebas

tomando en cuenta las iteraciones de gran impacto en la respuesta. Este diseño es de gran utilidad, una sensibilidad que permita identificar aquellos factores que tienen grandes efectos.

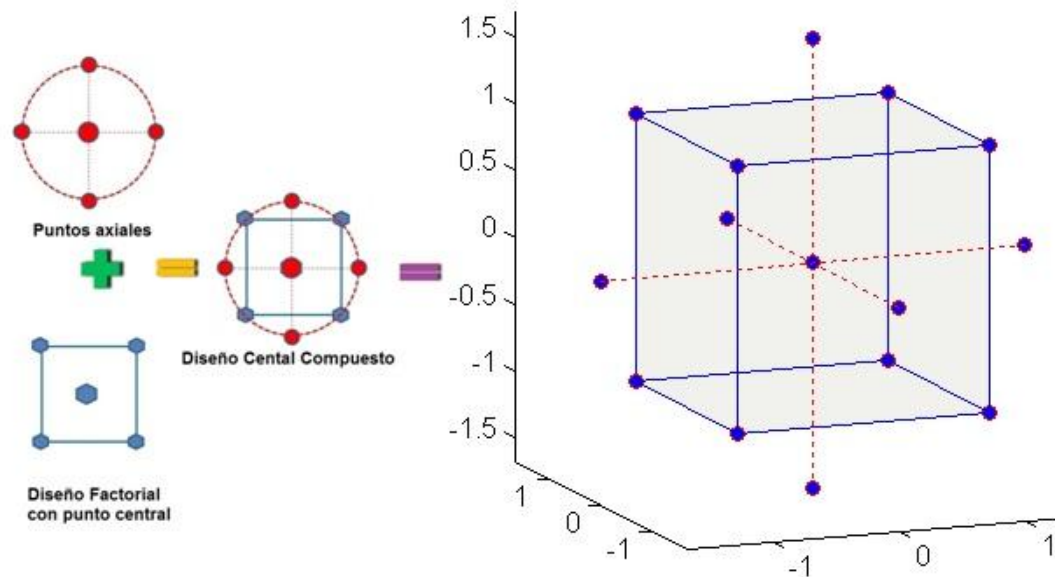
2.1.5.3 Diseño Plackett Burman

Planteado por Plackett y Burman, éste es un diseño de dos niveles para estudiar K variables en N corridas, sabiendo que $k = N - 1$ y que N es múltiplo de 4. Este tipo de Diseño tiene una estructura compleja de alias, que no requiere de muchas corridas o combinaciones ya que este a diferencia del full factorial solo analizan los efectos de los parámetros principales y no las iteraciones entre ellos. Considerando los aspectos antes mencionados este diseño es considerado rápido o sencillo.

2.1.5.4 Diseño Centra Compuesto

Diseño compuesto central CCD ó (Circumscribed Central Composite Design; Consta de un diseño factorial de dos niveles (2^k) o de un factorial fraccionado, con n_F corridas axiales o estrella, las cuales corresponden a las esquinas del cubo de diseño (ver figura 5D) y dependen del numero de puntos usados en la porción factorial del diseño, y n_C corridas centrales; usualmente se usa de manera secuencial donde las primeras corridas se hacen para ajustar el modelo de primer orden y luego se agregan las corridas axiales, para ajustar los términos cuadráticos. El principal uso de los puntos axiales es una forma eficiente para determinar los coeficientes de un polinomio de segundo grado para las variables.

Figura 5 Diseño Central Compuesto



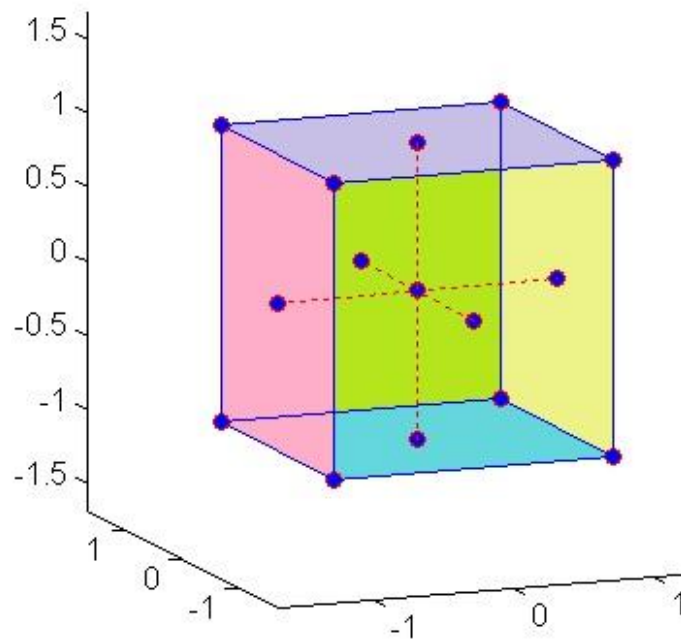
Fuente: Tomado y Modificado de las páginas web: <http://www.mathworks.in/help/stats/cc1.gif> y <http://www.qualityinvention.com/libraryPicture/Central%20composite%20design.gif>.

2.1.5.5 Diseño Central Compuesto con Centros en las Caras (CCF)

En ingles, Faced Centered Central Compsite Designs: Este diseño toma en cuenta una región cuboidal, donde $\alpha = 1$, y los puntos axiales o estrella se localizan en los centros de las caras del cubo de diseño. Posee sólo 3 niveles por factor y no es rotable, es una variante del diseño central compuesto, requiere menos puntos centrales para las n_c corridas. La calidad de las predicciones con este diseño es relativamente alta y no requiere puntos que se encuentren fuera de la región

original, sin embargo, la estimación de los términos cuadráticos no es muy precisa.
Figura 6.

Figura 6: Cubo de diseño Central Compuesto con Centro en las Caras



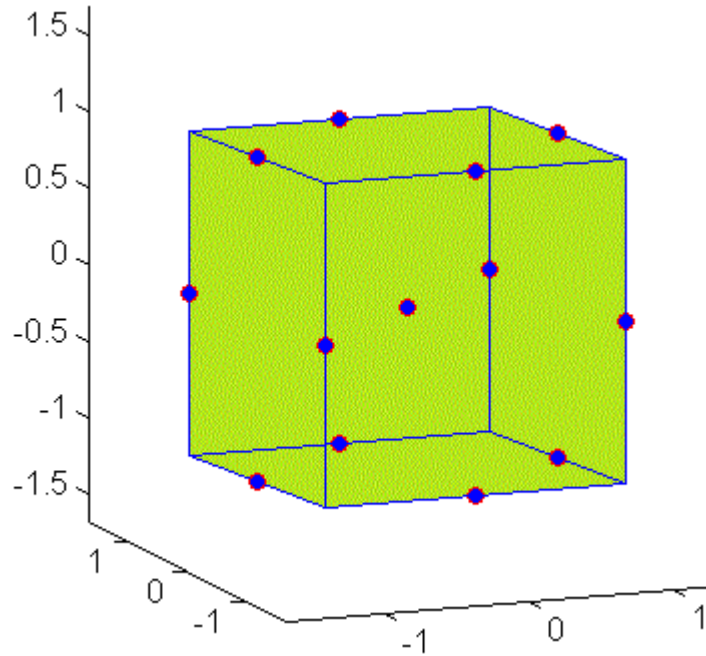
Fuente: Tomado y Modificado de: <http://www.mathworks.com/help/stats/cc3.gif>

2.1.5.6 Diseño de Box Behnken

Diseños de Box-Behnken se utilizan para calibrar los modelos cuadráticos completo, es un diseño de tres niveles que se utiliza para ajustar modelos de segundo orden, requiere tres niveles por cada factor y dependiendo de la cantidad de factores puede ser rotatable, con todos los puntos ubicados en una esfera de radio $\sqrt{s}$ asimismo, no contiene ningún punto en los vértices de la región cubica

creadas por los límites superior e inferior de cada variable. Esto, disminuye el poder de predicción en las esquinas del cubo de diseño, sin embargo, se considera una ventaja en aquellos casos donde los puntos de los vértices del cubo representan combinaciones de los niveles de los factores, cuya prueba es muy costosa y en algunos casos imposible por las restricciones físicas del proceso. Puede ser utilizado para experimentación secuencial.

Figura 7 Representación de la geometría de un diseño de Box-Behnken



Fuente: Tomado y Modificado de: <http://www.mathworks.com/help/stats/bb.gif>

2.1.5.7 Diseño Latin Hypercube Design (LHD)³⁵

Para exponer los fundamentos del *Latin Hypercube Design*, un breve recorrido desde diseños randomico pasando por *Latin hypercube sampling* hasta *orthogonal Latin hypercube* (Cioppa, 2002).

Diseño randomico fue propuesto por Satterthwaite (1959). En un diseño al azar, un proceso de muestreo aleatorio con reemplazo se utiliza para elegir todos o algunos de los elementos de cada variable en la matriz de diseño. Las principales críticas de los diseños aleatorios son que la interpretación de los resultados no se puede justificar debido a la confusión al azar y los estimadores de los coeficientes pueden estar sesgados.

Para mejorar el diseño al azar, Mckay et al. (1979) propusieron *Latin hypercube sampling* de muestreo, las variables de entrada son considerados como variables aleatorias con funciones de distribución conocidos. Para cada variable de entrada, todas las partes de su distribución están representadas por los valores de entrada que dividen su rango en n capas de igual probabilidad y toma de muestras una vez de cada estrato.

Una variante común del diseño generado por *Latin hypercube sampling* se denomina *Latin hypercube* (Tang, 1993) donde los valores de entrada para todas las variables están predeterminados y no hay ninguna toma de muestras dentro de los estratos

³⁵User's Guide:, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Appendices ,Appendix F: Sampling Methods,Version 2012

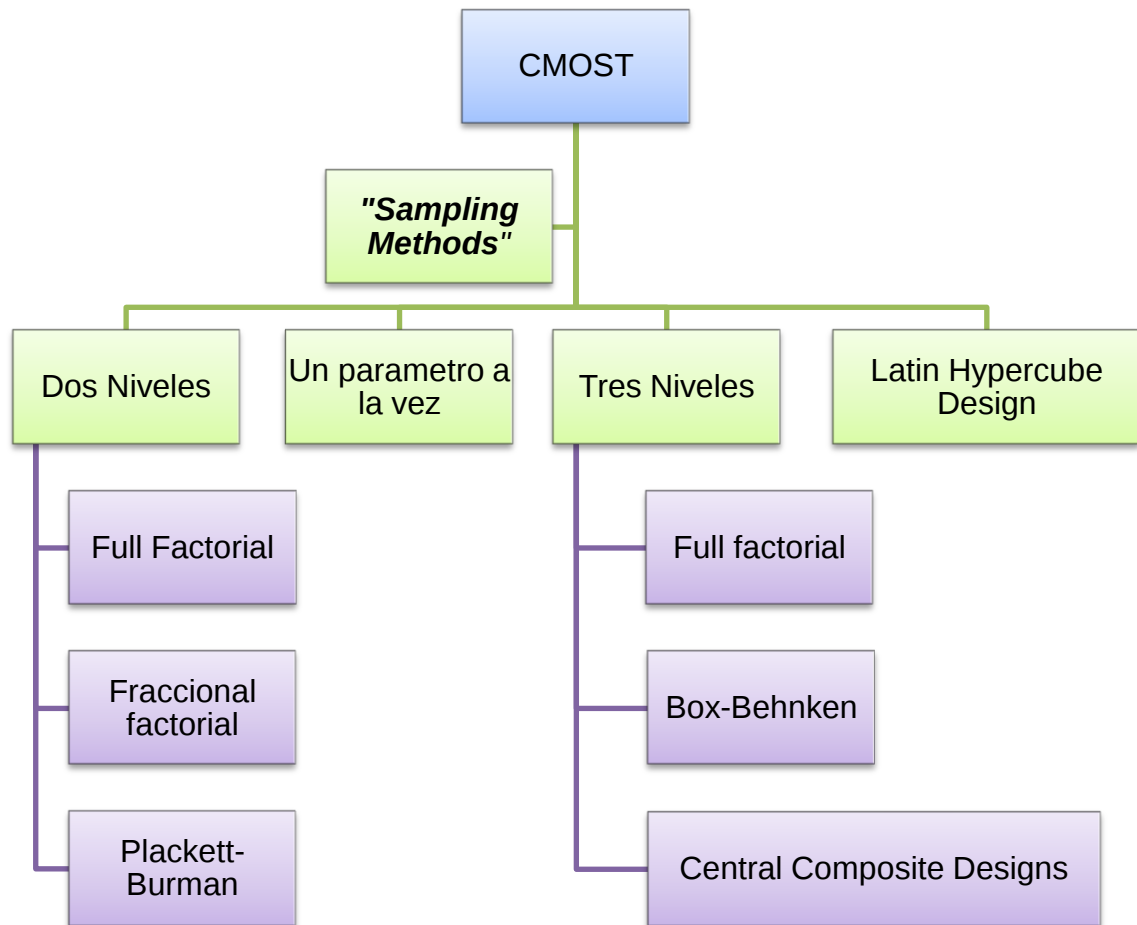
Luego, para aumentar la capacidad de diseño *Latin hypercube* para análisis de regresiones, Ye (1998) construye *orthogonal Latin hypercubes*, basándose en que cada par de columnas tiene correlación cero

Los diseños *Latin Hypercube* generados por CMOST utilizan una variante más general de lo expuesto anteriormente. Específicamente, cada uno de los parámetros puede tener cualquier número de valores de muestra (dados por el usuario). Los valores de la muestra se pueden distribuir de manera uniforme (distribución uniforme) o distribuidos no-uniformemente a medida que se introducen por el usuario. Combinar los valores de muestra para crear patrones de trabajo (número de corridas y valores de los parámetros para cada corrida) se realizan sin remplazarlo, es decir, para la primer corrida de simulación es seleccionado un valor para cada parámetro aleatoriamente de el conjunto de valores posibles, para el segundo corrida de simulación la selección aleatorio se hace con exclusión de los puntos ya seleccionados y así sucesivamente.

2.1.6 Diseños de experimento en cmost

Los siguientes diseños de experimentos están disponibles en CMOST (figura 8):

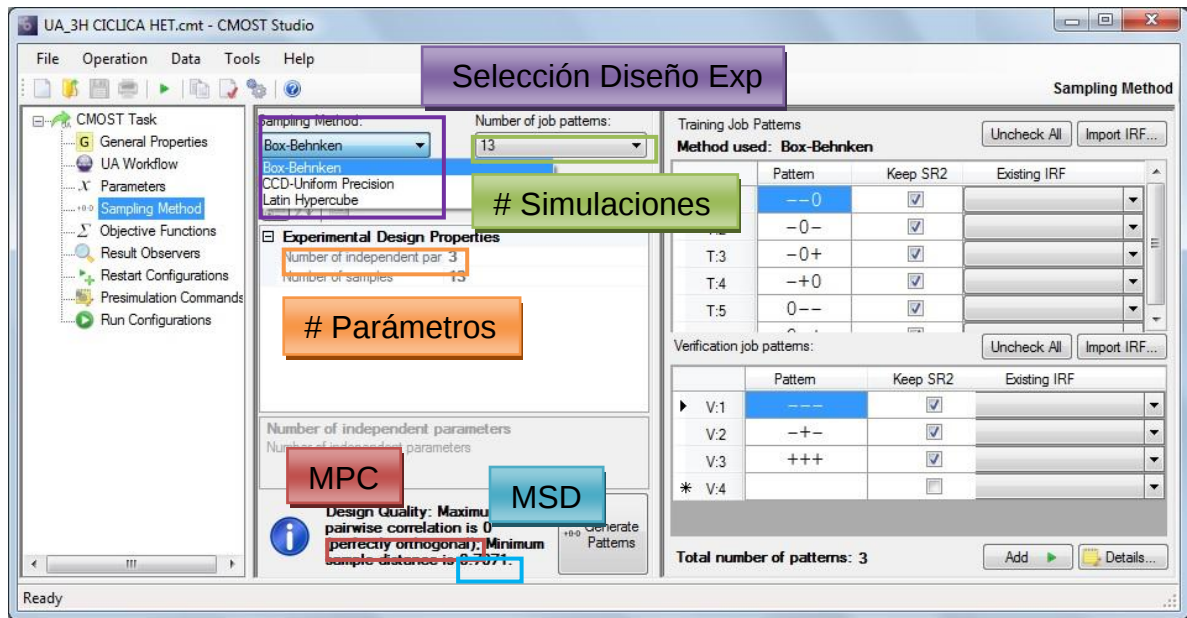
Figura 8 Organigrama Tipos de diseños de experimentos en CMOST



Hay varios *Sampling Methods* disponibles en CMOST, los cuales difieren unos de otros en el número de variables que manejan, en el número de valores a variar, etc, una manera de determinar cual método es mejor, es observar los valores de *Maximum Pairwise Correlation*, MPC (debe de ser lo más cercano a "0") y el

Mínimum Simple Distance MSD (debe de ser lo mayor posible) y también el método que haga menos sensibilidades.(Ver Figura9)³⁶

Figura 9. Interfaz de CMOST para seleccionar el diseño de experimentos.



Fuente: Modificado de Computer Modeling Group, CMG,CMOST.

En el presente trabajo utilizando CMOST, se realizara un Análisis de Incertidumbre (UA); Un análisis de sensibilidad (SA) se utiliza para determinar la variación total de los resultados de simulación bajo diversos valores de parámetros y/o que parámetros tienen mayor efecto sobre los resultados de simulación. Los resultados pueden ser utilizados en otras aplicaciones como Cotejo Histórico, Optimización o Análisis de Incertidumbre, estos ayudara a determinar cuáles parámetros y que rango de variación deben ser aplicados, también cuales parámetros deben ser

³⁶ TUTORIAL: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Análisis de Sensibilidades, Version 2011, Pág. 2

considerados para el cotejo histórico y cuáles pueden ser eliminados para simplificar los cálculos y tiempos del estudio³⁷

2.1.7 Simulación de monte carlo³⁸

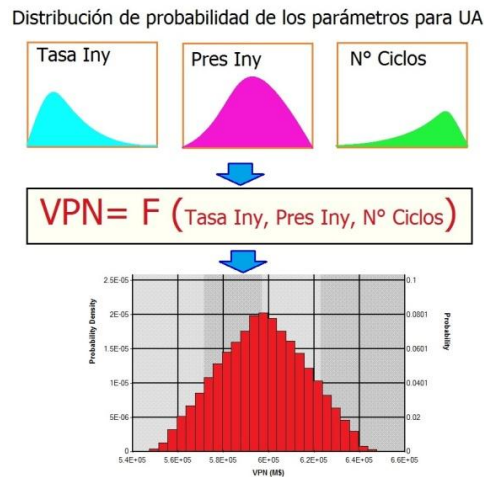
Simulación de Monte Carlo es un método preciso para el análisis de la propagación de la incertidumbre, donde el objetivo es determinar cómo la variación al azar o randomico, la falta de conocimiento o error afecta a la sensibilidad, el rendimiento o la confiabilidad del sistema que se está modelando

Simulación de Monte Carlo se clasifica como un método de muestreo porque las entradas se generan de forma aleatoria a partir de distribuciones de probabilidad para simular el proceso de muestreo de una población real. Por lo tanto, es necesario elegir una distribución para las entradas (parámetros) que mejor caracterizan a los datos que ya se tienen, o mejor representa nuestro estado actual de conocimiento. Los resultados generados a partir de la simulación pueden ser representadas como distribuciones de probabilidad (función de probabilidad de densidad y la función de densidad acumulativa) o se convierten en barras de error, predicciones relativas, zonas de tolerancia, y los intervalos de confianza. La figura 10 muestra el concepto de análisis de propagación de la incertidumbre utilizando simulación de Monte Carlo.

³⁷ TUTORIAL: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Análisis de Sensibilidades, Version 2011, Pág.13

³⁸ User's Guide:, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Appendix G: Post Processing, Monte Carlo Simulation. Version 2012

Figura 10: Concepto de análisis de propagación de la incertidumbre utilizando simulación de Monte Carlo.



Fuente:Modificado User's Guide:, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Appendix G: Post Processing, Monte Carlo Simulation. Version 2012

Los modelos de simulación de yacimientos suelen ser costoso computacionalmente. Es prácticamente imposible evaluar iterativamente un modelo de yacimiento, pues decenas de miles de modelos son requeridos por la simulación de Monte Carlo. Por lo tanto, en CMOST, el modelo de superficie de respuesta se utiliza como el modelo sustituto en la simulación de Monte Carlo para representar el modelo de yacimiento.

CMOST realiza dos tipos de simulación de Monte Carlo:

- **Simulación incondicional:** en los que se generan de forma aleatoria todos los valores de los parámetros de entrada.

Los Resultados de la simulación incondicional se pueden utilizar para examinar el rendimiento de yacimiento y la incertidumbre general del pronóstico.

- **La simulación condicional:** donde todos los valores de los parámetros de entrada son generados al azar a excepción de un parámetro que se fija en el valor de nivel bajo, medio o alto.

Los resultados de la simulación condicionales pueden ser utilizados para analizar la sensibilidad de los resultados de previsión para cada parámetro de entrada.

2.2 GENERALIDADES DE GEOESTADÍSTICA PARA MODELAJE DE YACIMIENTOS

2.2.1 Geoestadística

La Geoestadística es una rama reciente de la matemática que, a diferencia de la estadística convencional, sirve para cuantificar la incertidumbre y especificar la forma en que ésta varía en el espacio-tiempo. Uno de sus campos de aplicación es la caracterización de yacimientos, involucrando un conjunto de métodos determinísticos y/o probabilísticos, cuyo objetivo es definir el modelo más probable de un yacimiento, con sus formas de cuerpos, heterogeneidades petrofísicas, geometría estructural y caracterización paleoambiental³⁹.

³⁹ Giraldo, R: "Introducción a la Geoestadística". Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia.1.993.Capitulo2, Pág. 17.

2.2.2 Modelaje estocástico⁴⁰

El modelaje estocástico de las propiedades de yacimiento se realiza en dos etapas: primero se simula la geometría de las facies y luego se simula la distribución espacial de las variables petrofísicas (permeabilidad y porosidad) para cada una de las facies. Este procedimiento permite caracterizar la variabilidad y continuidad espacial de las propiedades de la roca en el yacimiento, integrar información multidisciplinaria con diferentes resoluciones y cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos.

La simulación estocástica: en geoestadística se enfoca principalmente en producir mapas realísticos de un fenómeno, más que en minimizar el error de predicción, lo cual usualmente conduce a mapas suavizados que no son verdaderamente representativos del yacimiento real. Los modelos de simulación utilizados dependen principalmente de los objetivos y el tipo de variables que se desea estudiar. Existen dos tipos de modelos de simulación estocástica: discretos y continuos.

- **Los modelos discretos:** están dirigidos a describir las características geológicas de naturaleza discreta, tales como localizaciones y dimensiones de los cuerpos de arena en ambientes depositacionales fluviales, distribución, orientación y longitud de las fracturas y/o fallas y el modelado de facies.
- **Los modelos continuos:** se emplean para describir los fenómenos que varían continuamente como es el caso de las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, etc)

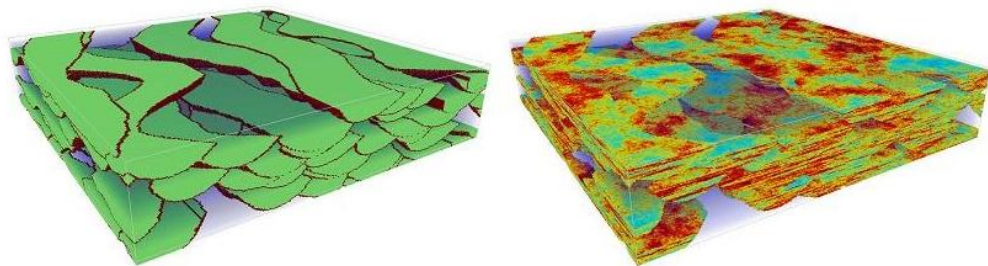
⁴⁰ Ordóñez, A.: "Modelo de Pozos de Simulación Numérica de Yacimientos". Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2.007). Pág. 5-8

- **Capturar las Heterogeneidades:** un buen modelo de heterogeneidades implica un mejor entendimiento de la conectividad entre las zonas permeables y las no permeables, lo anterior se traduce en un mejor conocimiento de la eficiencia de barrido y la producción de fluidos. El modelo de heterogeneidades tienen gran impacto en las características de flujo del modelo.
- **Simular las facies:** en general lo estructural del yacimiento, consiste en plasmar elementos como fallas, tope y base de la estructura; identificar las unidades geológicas, teniendo como punto de referencia los principios estratigráficos y definiendo la geometría interna de las capas, modelar espacialmente la distribución de las facies y finalmente construir el modelo estático para poblarlo con las litofacies, propiedades de las rocas y los fluidos.
- **Consistencia con los datos secundarios:** utilizar métodos estocásticos permite incorporar otro tipo de información que los métodos convencionales no pueden manejar.
- **Evaluar la Incertidumbre:** el estudio de yacimientos siempre tiene incertidumbre asociada, el uso de este tipo de metodología permite producir modelos diferentes, pero que sean consistentes con los datos de entrada.

2.2.3 Simulación basada en objetos⁴¹

La técnica de simulación basada en objetos es comúnmente utilizada para reproducir heterogeneidades a gran escala en yacimientos de petróleo, tales como canales, diques y abanicos de falla en ambientes fluviales. Frecuentemente estos cuerpos no están distribuidos uniformemente en el dominio de estudio. Sus localizaciones se pueden deducir a partir de datos adicionales, tales como datos sísmicos, los cuales son interpretados en términos de las proporciones de las facies del yacimiento. El objetivo de esta técnica es reproducir la geometría de cuerpos de manera que estos coincidan con las interpretaciones geológicas. Cada cuerpo se considera como un objeto con una geometría dada y la mayoría se disponen en orden aleatorio para llenar las unidades geológicas. (Ver figura 11)

Figura 11 Ejemplo de modelo de canales fluviales y distribución de permeabilidad en los canales.



Fuente: Modificado de <https://sites.google.com/site/villaj2/6mm.jpg>

Para llevar a cabo una simulación basada en objetos el procedimiento a realizar es el siguiente⁴²:

⁴¹ Ordóñez, A. "Modelo de Pozos de Simulación Numérica de Yacimientos". Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2.007). Pág. 8

⁴² RICHARD L., CHAMBERS, JEFFREY M. YARUS, and KIRK B.: "Hird. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians part 2". The Leading Edge, June 2000. Pág. 592–599.

- a. Seleccionar las formas básicas de cada una de las facies depositacionales las cuales describen su geometría, especificar las proporciones de dichas formas en el modelo final y establecer la distribución para los parámetros que definen las formas.
- b. Se llena el fondo del modelo del yacimiento con alguna de las litofacies (por ejemplo lutita), se selecciona aleatoriamente un punto de partida en el modelo y una forma de litofacies para luego dibujar dicha forma con un tamaño, anisotropía y orientación adecuada.
- c. Posteriormente se verifica si la forma coincide con cualquiera de los datos de condicionamiento (como por ejemplo datos de pozos) o con otras formas previamente simuladas.
 - **Si:** se mantiene la forma,
 - **No:** se rechaza y se regresa al paso anterior.
- d. Para finalizar se verifica si las proporciones globales del modelo se cumplen y si esto no ocurre se repite el procedimiento desde b.

2.2.4 Simulación secuencial gaussiana⁴³

La Simulación Secuencial Gaussiana (Sequential Gaussian Simulation SGS) es un algoritmo estadístico ampliamente utilizado en geoestadística para reproducir la distribución espacial y la incertidumbre de las variables de diferentes fuentes, cuando los datos presentan una distribución normal.

⁴³ VALLES, M; "Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental", Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. 2007. Pág.:9

En el proceso de simulación, primero, se estiman los parámetros de la función de densidad de probabilidad para cada localización del grupo de datos y luego, aleatoriamente, se genera un valor a partir de su distribución.

El resultado de una simulación es una versión ruidosa de un proceso de estimación, el cual reproduce la estadística de los datos conocidos, dando un aspecto realístico del modelo, pero proporcionando un bajo comportamiento de predicción, sin embargo, si se diseñan múltiples secuencias de simulación, es posible dibujar mapas probabilísticos más confiables.

2.2.5 Diferencias de los métodos geoestadísticos

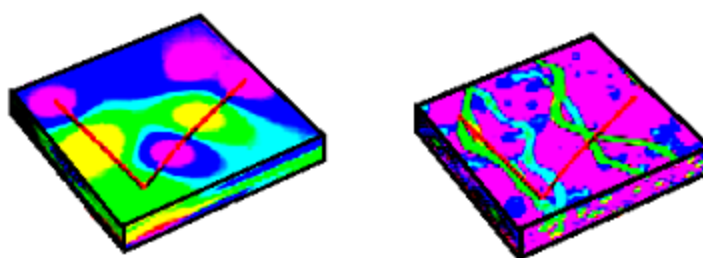
La selección del método a usar dependerá del objetivo que se desea alcanzar, sin embargo el modelo estocástico es el más representativo de la realidad ya que permite delimitar las zonas en base a los tipos de formas sedimentarias existentes en un yacimiento, haciendo posible tener un control de las zonas prospectivas a perforar⁴⁴. En la tabla 4 se resume las principales diferencias de los métodos estocásticos

⁴⁴ SABALLO, M. ANDREÍNA.: "Optimización de calentadores de fondo con potencia variable en un modelo estocástico de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental". Universidad de Oriente, Barcelona, Octubre 201. Pág. 34.

Tabla 4 Diferencias de los Métodos Geoestadísticos

MÉTODOS GEOESTADÍSTICOS	
Métodos Determinísticos	Métodos Estocásticos
- Los métodos determinísticos son capaces de generar una solución teóricamente exacta ya que estos no arrojarán ninguna incertidumbre. - Estos métodos son utilizados en casos donde hay datos en abundancia y las heterogeneidades son pocas, lo cual no ocurre en yacimientos de hidrocarburos.	- Los métodos estocásticos generan varios modelos x-probables con una incertidumbre asociada para posteriormente tomar un promedio de estos. - La selección del método a usar dependerá del objetivo alcanzar, sin embargo el modelo estocástico es más representativo de la realidad ya que el delimita las zonas en base a los tipos de formas sedimentarias existentes en un yacimiento, permitiendo tener un control de las zonas prospectivas a perforar.

Figura 12. Comparación grafica entre los modelos determinísticos y estocásticos



Fuente: Modificado de SABALLO, M. ANDREÍNA.: “Optimización de calentadores de fondo con potencia variable en un modelo estocástico de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental” a Universidad de Oriente, Barcelona, Octubre 201. Pág. 35.

2.2.6 Funciones de distribución de probabilidad

Las distribuciones de probabilidad están relacionadas con la distribución de frecuencias. Las distribuciones de probabilidad son modelos que describen la variación de los resultados o valores probables de una variable aleatoria; Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos útiles para hacer inferencias y tomar decisiones de incertidumbre⁴⁵

En el presente trabajo se menciona los tipos de distribución paramétrica y no paramétrica, no se hace referencia en detalle puesto que no es el propósito del estudio pero se recomienda profundizar en estos conceptos en el **ANEXO: A.10.3 Tipos de distribución de probabilidad continua**⁴⁶, ya que más adelante en la construcción de los modelos heterogéneos y el desarrollo de los análisis de incertidumbre (Uncertainty Assessment) en CMOST, se aplican dichos conceptos y se requiere la claridad de los mismos.

- ❖ **Distribuciones Paramétricas:** son modelos gráficos que se ajustan a la descripción matemática de un proceso aleatorio que cumple con determinados supuestos teóricos. Los parámetros que definen la distribución en general no guardan relación intuitiva con la forma de la distribución. Se aplican cuando: la teoría sobre la que se fundamenta una determinada distribución es aplicable al problema, se acepta que esa distribución da un buen ajuste de la variable aleatoria aunque no haya una teoría para explicarlo, la distribución se ajusta aproximadamente a la opinión del experto y no se requiere mucha precisión. Como ejemplo de

⁴⁵ BADII, M. H. y J. CASTILLO: "Distribuciones probabilísticas de uso común". Daena: International Journal of Good Conscience. 4(1): 149-178. Marzo 2009. ISSN 1870-557X. Pág.149

⁴⁶ COLMENARES, K. y MUÑOZ, E.: "Análisis de riesgos e incertidumbre aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor". Proyecto de Grado, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga. 2008 Pág. 146-153.

este tipo de distribución se encuentran las distribuciones Normal, Lognormal, Exponencial.⁴⁷

- ❖ **Distribuciones no Paramétricas:** son modelos gráficos que representan un grupo en particular de observaciones de la variable aleatoria y que relaciona los diversos valores de la variable con su probabilidad de ocurrencia. Los parámetros que se usan para definir las describen la forma de la distribución. No se apoyan en una teoría que describa el proceso de generación de valores aleatorios. Como ejemplos para este tipo de distribución están las distribuciones: Triangular, Histograma, General, Uniforme, Acumulada.⁴⁸

2.3 METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DE YACIMIENTO

Es de vital importancia para el desarrollo del trabajo planear los modelos necesarios a construir, para tal fin se muestra a continuación la tabla 5 donde se evidencia el orden y la secuencia de los modelos que serán construidos.

En esta etapa se debe invertir el tiempo suficiente para definir el tipo de modelos y el grado de complejidad de los mismos, una planeación insuficiente o superficial acarrearía: tiempos extensos de simulación, empleo de mayores recursos de

⁴⁷ VALLES, M; "Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental", Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. 2007. Pág. 9.

⁴⁸ A. Bustamante. Evaluación de riesgo agropecuario. In UCMA-MAG. Pág.23

computo, creación de modelos erróneos o incensarios para los objetivo de estudio, prolongar más de lo debido el tiempo de culminación del proyecto.

Estos 18 modelos base en proceso térmico (MoBEPT) tendrán en común: un modelo PVT de fluidos, las curvas de permeabilidad relativa, propiedades térmicas de la roca, profundidad, temperatura y presión entre otras. Se deben crear el mismo número de modelos (18 MoBEPT) bajo un esquema de producción en frio para establecer la producción incremental.

La matriz mostrada en la tabla 5 es la columna vertebral del presente trabajo y está sujeta a cambios y modificaciones que se pueden dar en el transcurso del proyecto por nuevos enfoques que se le deseen dar o se descubran posibles aplicaciones.

También la tabla 5 actúa como guía de navegación en el desarrollo de los modelos por tal motivo en la construcción de los modelos se fragmentara para hacer énfasis de los modelos que son involucrados en dichas secciones.

Tabla 5. Matriz de propiedades de los modelos a construir y parámetros a variar.

MODELOS BASE EN PROCESO TÉRMICO		Nº Modelo s	Permea- bilidad en modelo	Parámetros a Variar en "Uncertainty Assesment"	Nº Modelos CMOST
Proceso de inyección de vapor					
		1	Homogéneo	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
Vertical	Cíclica	1	Heterogéneo	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
		1	Orientado	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
		1	Homogéneo	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
Vertical	Continua	1	Heterogéneo	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
		1	Orientado	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
		1	Homogéneo	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
3 Pozos Horizontal	Cíclica	1	Heterogéneo	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
		1	Orientado	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
		1	Homogéneo	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
3 Pozos Horizontal	Continua	1	Heterogéneo	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
		1	Orientado	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
		1	Homogéneo	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
4 Pozos Horizontal	Cíclica	1	Heterogéneo	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
		1	Orientado	Nº Ciclos[], Q iny[], Tiemp iny[]	13
		1	Homogéneo	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
4 Pozos Horizontal	Continua	1	Heterogéneo	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
		1	Orientado	Q iny Continua[], Qiny Grup[]	9
TOTAL MoBEPT		18	Modelos "Uncertainty Assesment"		198

3 CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS CONCEPTUALES

Para la Ingeniería de Yacimientos Petroleros, la simulación numérica de yacimientos representa unas de las disciplinas de gran relevancia, puesto que con ella, es posible predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación para incrementar la recuperación de hidrocarburos. Su importancia radica en su papel dentro de la administración de un yacimiento.⁴⁹

En la actualidad existen diferentes simuladores numéricos que permiten reproducir el comportamiento del yacimiento. Para evaluar la incidencia de los parámetros operacionales y de yacimiento en el desempeño de los procesos de inyección de vapor se hará uso el simulador comercial CMG de la compañía Computer Modelling Group LTD.

3.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Los modelos de la Simulación Numérica de Yacimientos son modelos matemáticos expresados en términos de ecuaciones, que deben reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones, con el objetivo de evaluar el flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fases a través de un yacimiento. Por ser un yacimiento un cuerpo de roca: poroso, permeable, saturada de petróleo, gas y/o agua; Las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos

⁴⁹ Mattax, C y Dalton, R. Reservoir Simulation. SPE Monograph Series. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA. (1.990).

son ecuaciones no lineales y requieren para su solución el uso de métodos numéricos. Los programas de cómputo, que resuelven de forma iterativa las ecuaciones para el flujo de fluidos es lo que se conoce con el nombre de Modelo Numérico o Simulador Numérico de Yacimientos⁵⁰.

El presente estudio se realizó con la herramienta Stars (**S**team, **T**hermal and **A**dvanced **P**rocesses **R**eservoir **S**imulator) del simulador CMG, el cual modela el flujo en tres fases de fluidos multi-componentes y predice el comportamiento de los yacimientos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado como inyección de vapor, aire, solventes y químicos.

3.1.1 Información necesaria para la simulación de yacimientos

Para realizar una correcta y confiable simulación se debe contar con una información básica que represente las condiciones de yacimiento, de lo contrario los datos obtenidos por el simulador no predecirán el comportamiento de éste cuando es sometido a un determinado método de recobro. A continuación se menciona aquellas características básicas para la construcción del modelo conceptual de simulación.

⁵⁰ SABALLO, M. ANDREÍNA.: “Optimización de calentadores de fondo con potencia variable en un modelo estocástico de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental”. Universidad de Oriente, Barcelona, Octubre 201. Pág. 28

3.1.1.1 Descripción física del yacimiento.

La descripción física del yacimiento es la base para la simulación numérica, ésta se debe apoyar de un estudio completo de la zona de interés que defina estratigráficamente y estructuralmente al yacimiento. La cantidad de datos necesarios para introducir al simulador depende de la complejidad del proceso que se desee reproducir, algunos de los datos necesarios para el simulador se muestran a continuación⁵¹.

1. Mapas geológicos y petrofísicos del área

- Límites del yacimiento.
- Discontinuidades de las capas
- Características de la formación y del acuífero (si hay presencia de este)

2. Propiedades petrofísicas

- Permeabilidades.
- Porosidades
- Saturaciones (agua, aceite y gas)
- Compresibilidad de la roca y de los fluidos

3. Propiedades PVT

- Viscosidad del aceite y del agua
- Factor volumétrico del aceite
- Comportamiento de fases.

⁵¹MEDINA M “Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección continua de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos” Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2005. Pág. 71

4. Estado mecánico de los pozos.

- Orientación de cada pozo
- Profundidad
- Radio del pozo
- Datos del revestimiento
- Calendario de eventos

3.1.2 Descripción del yacimiento base para la construcción de los modelos conceptuales de simulación

Teniendo en cuenta que uno de los objetivos del presente trabajo es de carácter académico, el modelo conceptual base fue construido a partir de la información recopilación bibliográfica de anteriores trabajos de grado en inyección de vapor cíclica y continua, en especial los desarrollados en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado (GRM) de la Universidad Industrial de Santander

El punto vista del director del proyecto M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro dada su gran experiencia en industria y meritoria trayectoria académica, fue fundamental para validar la congruencia del compendio de datos empleados en la construcción del modelo conceptual base.

Los intervalos de tiempo para inyección cíclica y continua de vapor (en pozos verticales y horizontales) fueron: 5 y 10 años respectivamente, precedidos por un año de producción en frío. La inyección continua de vapor se dividió en dos

etapas, la primera inyección cíclica (5años) para dar paso a la segunda etapa que es la implementación de la inyección continua de vapor (otros 5 años).

3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Los modelos conceptuales permiten evaluar el comportamiento de los yacimientos cuando estos son sometidos a diferentes esquemas de explotación sin tener en cuenta la historia de producción del mismo para este caso en particular inyección cíclica y continua de vapor. Para su construcción es necesario determinar las dimensiones del grid de simulación y conocer las propiedades de la roca y de los fluidos; algunos de los datos necesarios de entrada se generan con el empleo de funciones específicas del simulador CMG (en **Builder**) y por default, otras más se basan en la literatura para su desarrollo.

También en la resolución de conflictos en cuanto al simulador y la ejecución de algunas de sus funciones se deciden y replantean modelos en base a consultas realizadas a profesionales expertos en el tema. Se presenta el desarrollo del modelo conceptual base a continuación.

3.2.1 Dimensiones del grid de simulación

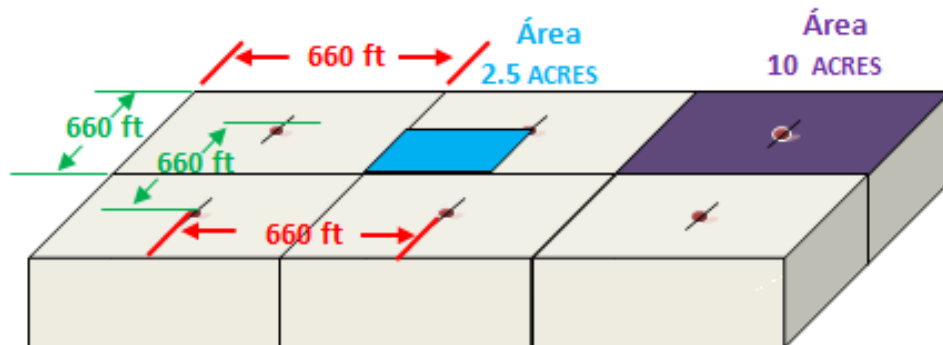
La herramienta Builder del simulador CMG, tiene las siguientes opciones para el tipo de enmallado:

- Cartesiano
- Radial
- Espesor Variable

En la construcción del grid de simulación se contemplan los escenarios mencionados en la Tabla 5, puesto que el número de celdas en i y j tienen que ser las ideales para que el área de drenaje y la distancia entre pozos cumpla con espaciamientos específicos en cada modelo bajo los diferentes esquemas de inyección de vapor. El dato de partida para crear el grid es un área de 60 acres.

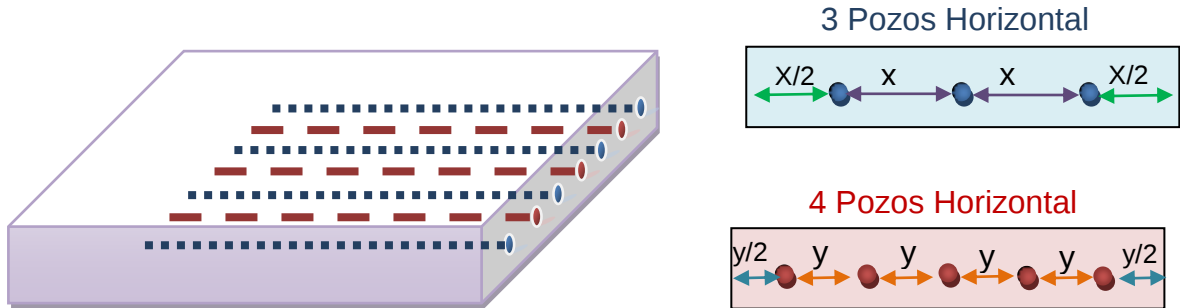
La figura 13 es un esquema del planteamiento de las condiciones requeridas en los escenarios de inyección vertical de vapor; La inyección cíclica consta de 6 pozos con área de drenaje de 10 acres por pozo, la inyección continua se implementa perforando 2 pozos mas, con espaciamiento de 2.5 acres

Figura 13. Esquema para inyección vertical de vapor cíclica y continua.



En la figura14 se muestran los esquemas de inyección de vapor en pozos horizontales: para el esquema de 3 pozos horizontales, la distancia entre pozos debe ser (x) , y $\left(\frac{x}{2}\right)$ entre pozos y límites del yacimiento; De forma similar entre los 4 pozos horizontales la distancia será $(y)y\left(\frac{y}{2}\right)$ con respecto a los limites del yacimiento.

Figura 14. Esquema de ubicación de pozos horizontales



Para determinar el número de celdas y tamaño de celda adecuado para todos los esquemas de inyección de vapor se programó en una hoja de cálculo⁵² un método numérico empírico que cumpliera con los requerimientos mencionados en la figura13; adelantando un poco al desarrollo de la construcción de los modelos de los diferentes escenarios se procedió a **refinar el modelo**⁵³ para verificar el cumplimiento lo especificado en la figura figura14, los resultado se muestra en la tabla 6, figura15 y figura 16.

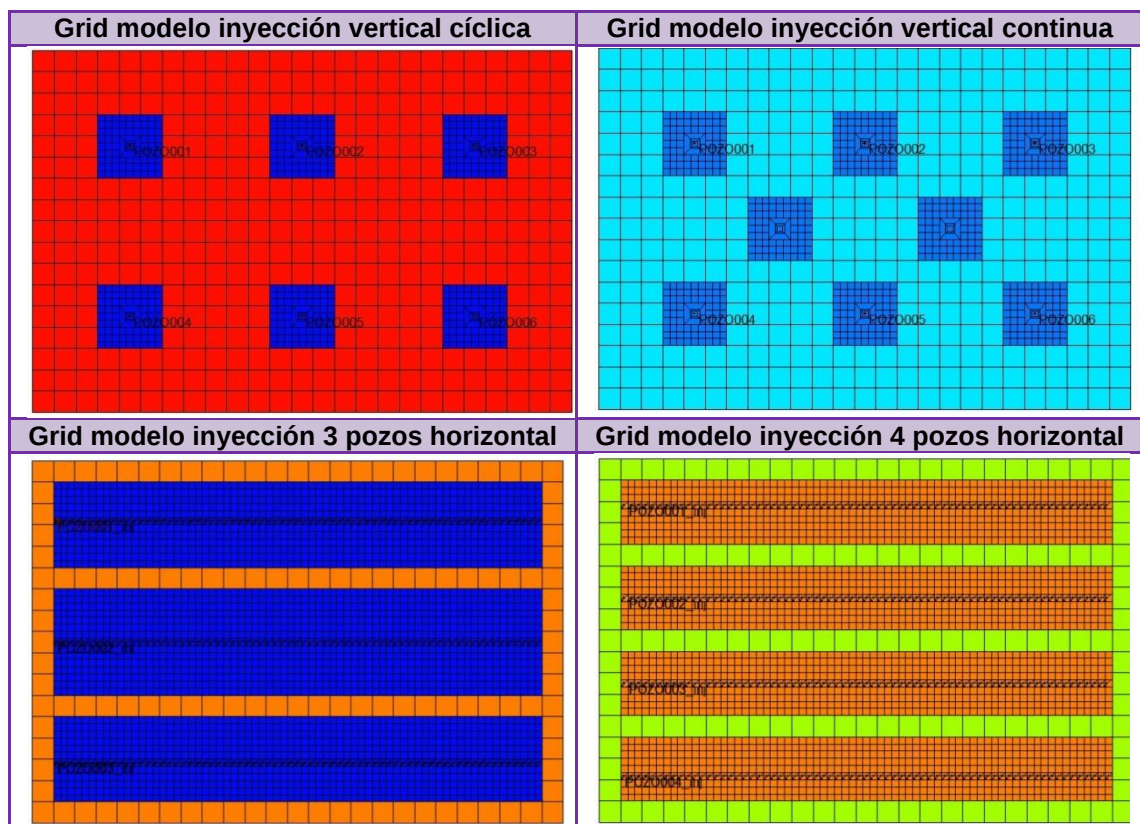
⁵² Microsoft Excel

⁵³ 3.2.5 Tipos de refinamiento

Tabla 6. Dimensiones del Grid de simulación

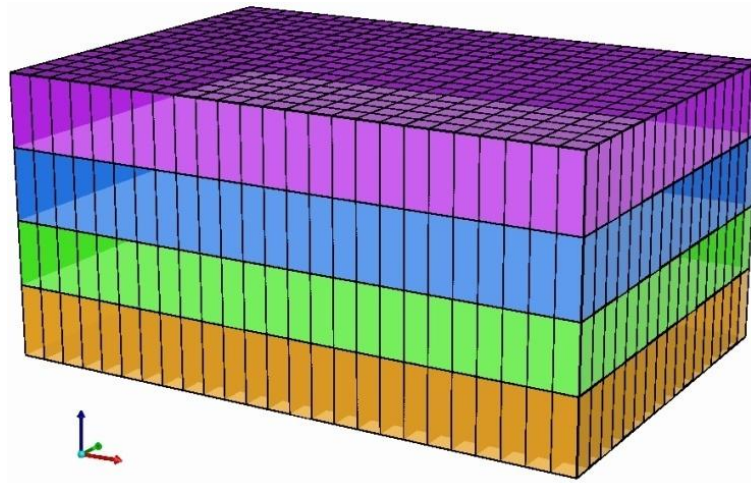
MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACION (MoBEPT)		
TIPO:	COORDENADAS:	
Bloques	i — j — k	25—17—4
Ref_cartesiano:	Vertical i—j—k	3—3—4
Ref_cartesiano:	3 Pozos Horizontal i-j-k	3—3—9
Ref_cartesiano:	4 Pozos Horizontal i-j-k	3—3—9
Ref_hibrido	i—j—k	3—3—4
inyección vertical:	Radial-Alon Well-Teta	3—4—4
Área:	Celda: x-y	Tope:
60 Acres	78,42—78,42 ft	2200 ft
ESPESOR DE CADA CAPA: 20,20,18,20 ft ; Total 78 ft		

Figura 15. Grid de modelos de inyección cíclica y continua en vista areal



Fuente:Modificado Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 16. Grid de simulación de los MoBEPT



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Una vez establecido el grid , se procede a definir las condiciones iniciales del modelo base de simulación en la tabla 7.

Tabla 7. Condiciones iniciales del modelo de simulación

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura	97 °F
Saturación de aceite	80%
Saturación de Agua	20%
Presión @ 2200 ft	890 psi
Área del modelo	60 Acres
Espesor neto productor	78 ft

Fuente: tomado y modificado de FRANCO.F, LEON. E. “Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano” Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2005.

3.2.2 Propiedades de la roca

Las propiedades de los fluidos y la roca juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado, como lo son: la viscosidad, la gravedad API, la densidad, las compresibilidades de la roca y fluidos entre otras, la tabla 8 muestra las propiedades de las rocas presentes en el modelo de simulación para los MoBEPT homogéneos.

Tabla 8.Propiedades de la roca para el modelo de simulación

PROPIEDADES DE LA ROCA			
	Kh (md)	Kv (md)	Porosidad
Capa 1	800	240	0.3
Capa 2	800	240	0.3
Capa 3	800	240	0.3
Capa 4	800	240	0.3
Conductividad térmica		24,00	Btu/(ft -dia-°F)
Capacidad calorífica volumétrica		35,00	Btu / (ft3-°F)
Compresibilidad efectiva		5E-4	psi-1

Fuente: tomado y modificado de FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano" Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2005. Y artículo # 13510 de la SPE.

Es muy importante para observar el comportamiento de los procesos de recobro térmico el asignar las propiedades térmicas de la roca y fluidos en el modelo de simulación.

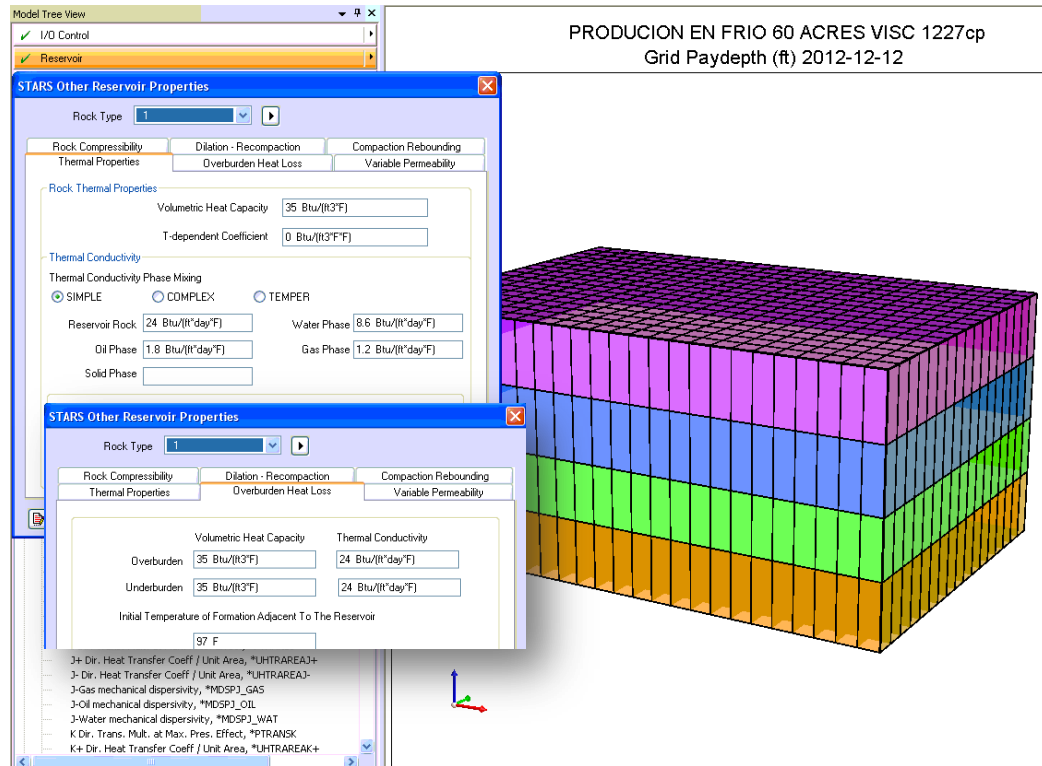
El simulador CMG, en su herramienta Builder, se le asignan las propiedades térmicas de la roca en la sección *reservoir/other reservoir property*, así mismo las propiedades térmicas del fluido; no es aconsejable darlas como nulas, ya que estas no se tendrían en cuenta para la transferencia de masa ni de energía. Ver tabla 9 y Figura17:

Tabla 9. Propiedades térmicas de los fluidos y formaciones adyacentes

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL LOS FLUIDOS		
Conductividad térmica del petróleo		1.8 Btu/(ft-day-°F)
Conductividad térmica del agua		8.6 Btu/(ft-day-°F)
Conductividad térmica del gas		1.2 Btu/(ft-day-°F)
PERDIDAS A LA FORMACIONES ADYACENTES		
	Capacidad calorífica volumétrica	Conductividad térmica
Overburden	35 Btu/(ft ³ °F)	24 Btu/(ft-day-°F)
Underburden	35 Btu/(ft ³ °F)	24 Btu/(ft-day-°F)

Fuente: TUTORIAL: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Análisis de Sensibilidades, Version 2011, Pág. 3-4.

Figura 17 Sección reservoir/other reservoir property de la herramienta Builder, asignando las propiedades térmicas de la roca



Fuente:Modificado Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.2.3 Propiedades de los fluidos.

Las propiedades de los fluidos varían su comportamiento cuando en el yacimiento experimentan cambios en la temperatura, presión y saturación, además permiten modelar el flujo de uno de los fluidos con respecto a los demás presentes en el yacimiento. Para su modelamiento es necesario conocer la viscosidad, las curvas de permeabilidades relativas, densidades y saturaciones. El modelo de fluidos se genera a partir de un PVT sintético creado en IMEX-CMG mediante el uso de

correlaciones incorporadas en el simulador que se pueden consultar en el Apéndice B⁵⁴.

La tabla 10 muestra las propiedades iniciales de los fluidos y algunas otras necesarias para generar el PVT sintético.

Tabla 10. Propiedades del crudo y otras, para generar PVT sintético

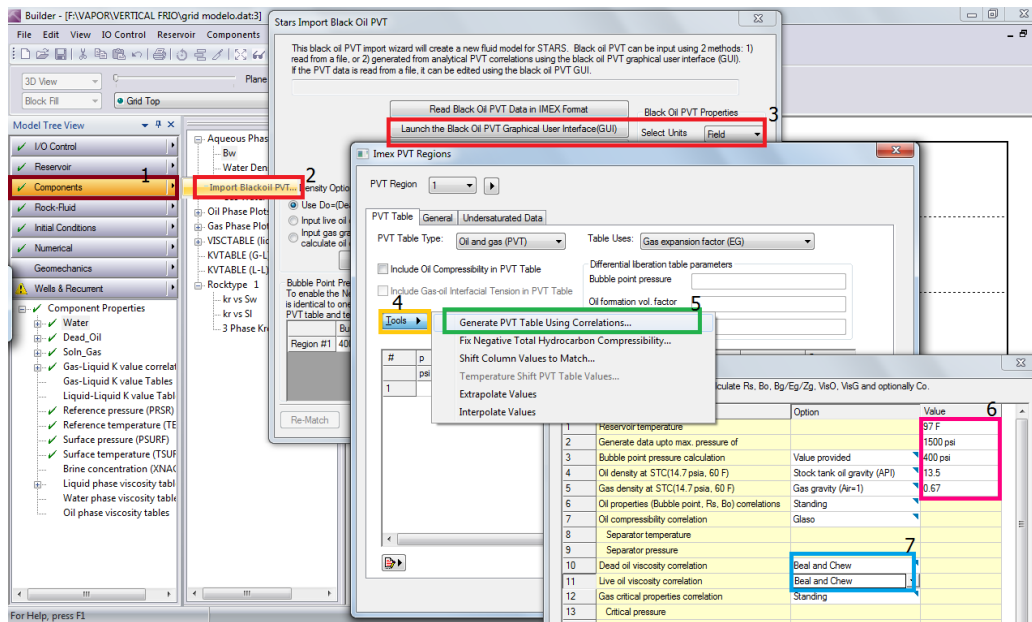
PROPIEDADES DEL CRUDO		
Propiedad	Valor	Unidad
Peso molecular	580	lbm/lbmol
Densidad	60,8602	lb /ft3
Temperatura del Yacimiento	97	°F
Presión de Burbuja	400	psi
Gravedad específica del gas	0,67	
Viscosidad @97 °F	2127	cp
Gravedad API	13,5	
Saturación de aceite inicial	0,80	%
Saturación del agua	0,20	%
Compresibilidad Petróleo Sub-saturado	1.88316e-005	1/psi
Presión Máxima para generar datos de PVT	1500	psi

Fuente: Tomado y modificado de: FRANCO.F, LEON. E. “Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano” Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2005. Y artículo # 13510 de la SPE.

⁵⁴ Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS, Builder User's Guide-Version 2012, Appendix B: Technical Notes - Tubing Head Pressure Calculator-Overview.

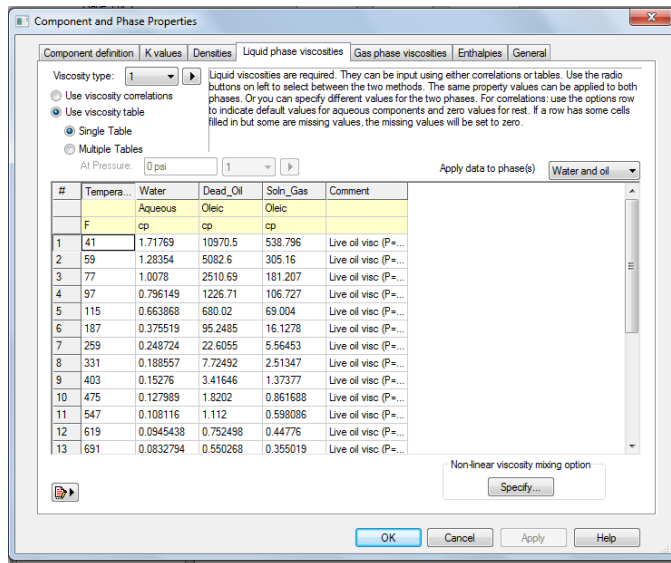
En la figura 18 y se muestra la secuencia de los pasos(1,2,..7) a seguir para generar la tabla de propiedades del fluido del PVT sinteico elaborado en IMEX y exportado al archivo STARS; Se observa la tabla generada en la figura 19.

Figura 18. Construcción del PVT en CMG



Fuente: Modificado Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 19. Tablas generadas en el PVT sintético



Fuente: Modificado Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Para generar el modelo PVT es importante realizar una caracterización de los modelos existentes en el simulador, para saber el comportamiento que esta modelando de acuerdo al tipo de crudo que se desea emplear en el modelo conceptual de simulación. De las ecuaciones cargadas en el simulador, la de Beal and Chew (Figura18, paso7) era la única que ajustaba para un crudo pesado, a pesar de ser bastante sensible al cambio de API.⁵⁵

Las propiedades obtenidas con el PVT sintético como: la relación gas-aceite, el factor volumétrico de formación del aceite, la densidad del aceite y la viscosidad del aceite fueron calculadas a partir de las ecuaciones utilizadas en el simulador.

⁵⁵ URIBE, Carlos A. "Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales". Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander UIS. Bucaramanga, 2012. Pág. 53.

Los comportamientos de estas propiedades son mostrados a continuación en la tabla 11.

Tabla 11.Propiedades obtenidas con el PVT sintético.

Figura 20. Factor Volumétrico de la formación del aceite(Bo)

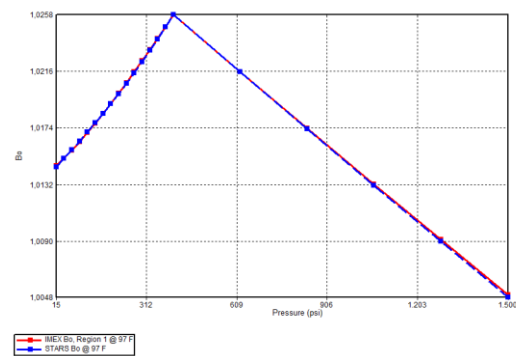


Figura 21. Densidad del aceite

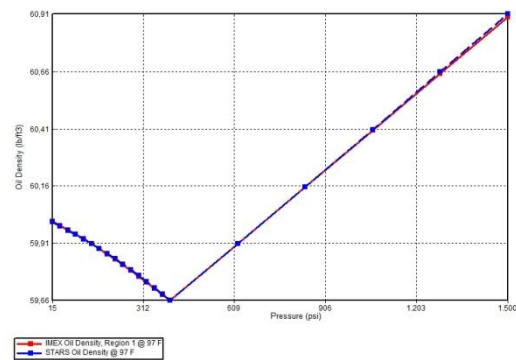


Figura 22. Relación gas-aceite(Rs)

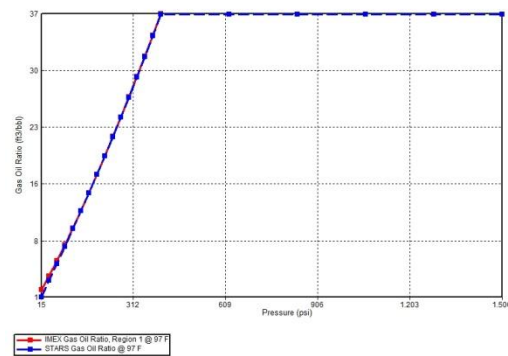
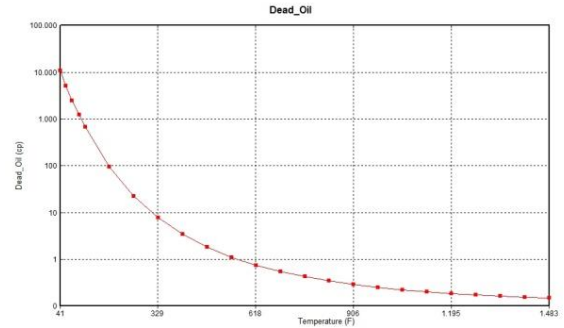


Figura 23. Viscosidad del Aceite



Fuente: Modificado Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

La figura 23 muestra el comportamiento de la viscosidad Vs la temperatura del fluido, en la cual se puede observar que el mayor efecto de reducción en la viscosidad se da al inicio, esto se debe a que los fluidos muy viscosos que son

sometidos a un aumento de temperatura cambian rápidamente la resistencia al flujo, situación que no ocurre en fluidos poco viscosos donde la reducción se da en menor escala.⁵⁶ Esto se debe a que la viscosidad tiene un papel relativo de acuerdo con el mecanismo de flujo que predomine en un proceso térmico. Si el proceso es inyección cíclica de vapor, el recobro de petróleo se hace casi exclusivamente por disminución de la viscosidad del mismo, en cambio en un proceso de desplazamiento con vapor, la viscosidad ocupa un segundo lugar, ya que el mecanismo principal es la destilación con vapor.⁵⁷

3.2.4 Interacción roca fluido

La interacción roca fluido determina el movimiento de los fluidos en el yacimiento, mediante las curvas de permeabilidad relativa se establece el comportamiento de flujo de los fluidos dentro del yacimiento, según la saturación de fluidos. Estos datos son primordiales como base de los modelos numéricos para la predicción del desempeño de cualquier proceso EOR.

La tabla 12 muestra los datos de permeabilidades relativas que se escogieron en base a la revisión bibliográfica de algunos trabajos de grado realizados en la UIS referentes a simulación de inyección de vapor, seleccionando los que se utilizaron en la mayoría de trabajos.

⁵⁶ MATEUS Y, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado", Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011, Pág.48

⁵⁷GOMEZ G. "Recuperación mejorada de hidrocarburos inyección cíclica y continua de vapor". Proyecto de Grado, Universidad industrial de Santander ,UIS: Bucaramanga, 2008. Pág. 27

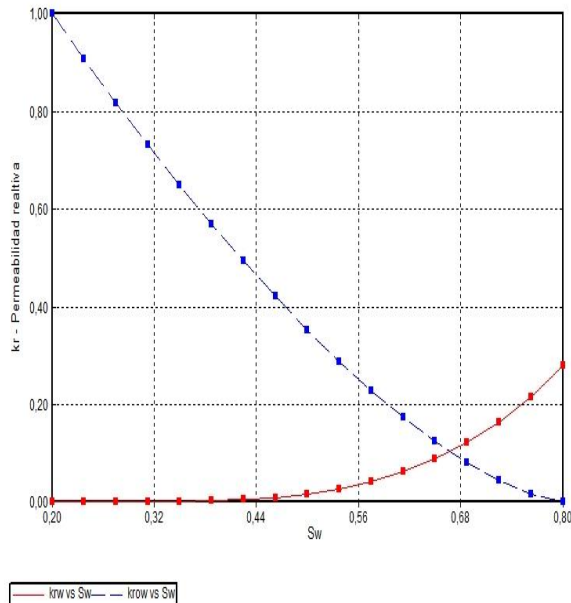
Otra opción es emplear información proveniente de artículos técnicos que se asemejen a las características que se desean simular; Como por ejemplo los artículos: SPE# 13510 empleado en la tesis A⁵⁸ y SPE# 20528 de la tesis B⁵⁹.

⁵⁸ MEDINA, M. Angel: "Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección Continúa de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos." Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

⁵⁹ SABALLO, M. ANDREÍNA.: "Optimización de calentadores de fondo con potencia variable en un modelo estocástico de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental" a Universidad de Oriente, Barcelona, Octubre 2011. Bibliografía.

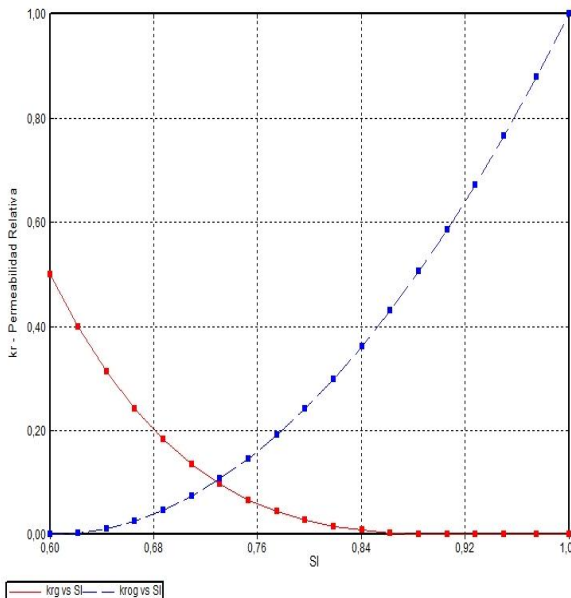
Tabla 12. Curvas y propiedades de la interacción roca y fluido.

Figura 24. Curva de permeabilidad relativa agua y aceite en función de la saturación de agua.



Sw	Krw	Krow
0.2000	0	1
0.2375	4.27246e-006	0.907730
0.2750	6.83594e-005	0.818488
0.3125	0.0003460	0.732378
0.3500	0.0010937	0.649519
0.3875	0.0026702	0.570045
0.4250	0.0055371	0.494106
0.4625	0.0102582	0.421875
0.5000	0.0175000	0.353553
0.5375	0.0280316	0.289379
0.5750	0.0427246	0.229640
0.6125	0.0625531	0.174693
0.6500	0.0885938	0.125000
0.6875	0.122026	0.081189
0.7250	0.164131	0.044194
0.7625	0.216293	0.015625
0.8000	0.280000	0

Figura 25 Curva de permeabilidad relativa gas y aceite en función de la saturación de líquido



sl	Krg	Krog
0.6	0.5	0
0.62187	0.398905	0.002990
0.64375	0.313327	0.011962
0.66562	0.241742	0.026916
0.68750	0.182677	0.047851
0.70937	0.134718	0.074768
0.73125	0.096505	0.107666
0.75312	0.066741	0.146545
0.77500	0.044194	0.191406
0.79687	0.027694	0.242249
0.81875	0.016146	0.299072
0.84062	0.008529	0.361877
0.86250	0.003906	0.430664
0.88437	0.001427	0.505432
0.90625	0.000345	0.586182
0.92812	3.05176e-5	0.672913
0.95000	0	0.765625
0.97500	0	0.878906
1	0	1

Fuente: Tomado y Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS y MATEUS Y, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”, Proyecto de Grado, **Anexo A**

La figura 24 muestra la curva de permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua, con esta gráfica se puede deducir que el yacimiento está mojado por agua, lo cual favorece el proceso, ya que ésta característica permite un buen desplazamiento del aceite en comparación con el agua, por lo que la producción de aceite se verá beneficiada

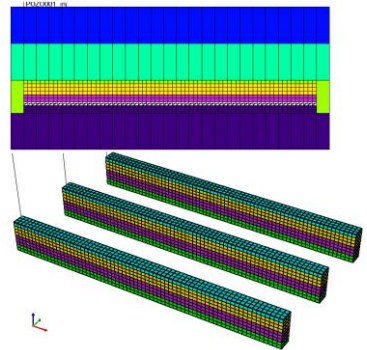
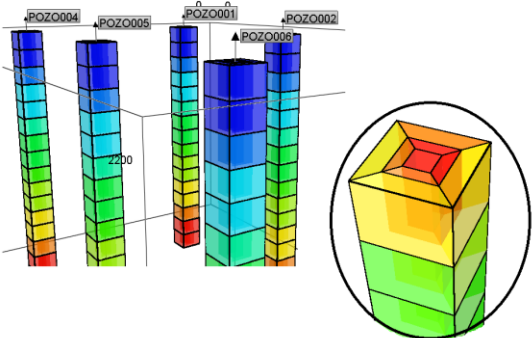
3.2.5 Tipos de refinamiento

Existen diferentes tipos de refinamientos; cartesiano, híbrido y radial, la selección depende de las necesidades del proyecto y la claridad del desarrollo físico de cada proceso en el yacimiento para la selección del grid de simulación más adecuado en cada escenario.

El tipo de refinamiento puede variar en radial, cartesiano e híbrido según el comportamiento de: el tipo de flujo de los fluidos presentes en el yacimiento, el área de drenaje de cada pozo, la visualización, gastos en memoria de almacenamiento y el tiempo de cómputo.

No es común refinar toda el área de estudio ya que, esto implica una gran capacidad de memoria del computador y mayor tiempo de simulación, lo que causa mayores costos para el proceso de simulación.

Tabla 13.Tipos de Refinamiento

REFINAMIENTO CARTESIANO	
Al inicio el modelo de simulación se encuentra dividido en celdas, el refinamiento cartesiano consiste en subdividir dichas celdas en tamaños aun menores, las dimensiones de estos depende de la extensión del sistema y de la exactitud que se requiere en la evaluación. En ocasiones es necesario refinar partes del yacimiento, especialmente la zona donde se encuentran ubicados los pozos inyectores y productores ya que es ahí donde ocurren en gran medida los cambios de presión, temperatura y saturación de los fluidos⁶⁰.	Figura 26. Refinamiento Cartesiano  El diagrama muestra una representación 3D de un modelo de yacimiento. En la parte superior, se ve una vista plana del modelo dividido en una cuadrícula de celdas. Debajo, se muestran tres secciones longitudinales del modelo, que ilustran cómo las celdas se subdividen en tamaños más pequeños en ciertas áreas, particularmente cerca de los pozos, para lograr un refinamiento más preciso.
REFINAMIENTO RADIAL	
Este tipo de refinamiento es ideal para las zonas cercanas a los pozos inyectores y productores, es importante resaltar que si en dichas regiones las condiciones son isotrópicas el modelo a emplear es cilíndrico, en caso de presentarse condiciones anisotrópicas, el modelo debe ser elíptico; con este sistema se reducen considerablemente los tiempos de cómputo y se evita utilizar un enmallado cartesiano en las regiones de pozo⁶¹	Figura 27.Refinamineto Radial  El diagrama ilustra el refinamiento radial. A la izquierda, se muestran cuatro columnas verticales de celdas, cada una etiquetada como 'POZO004', 'POZO005', 'POZO001' y 'POZO002'. Las celdas están coloreadas en un gradiente de azul a rojo, representando diferentes niveles de refinamiento. A la derecha, se muestra una vista circular de una celda individual, que tiene una forma elíptica o cilíndrica, adaptada a la geometría radial del pozo.

⁶⁰ MATEUS Y, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado", Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011, Pág.52

⁶¹ BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.Pag 88.

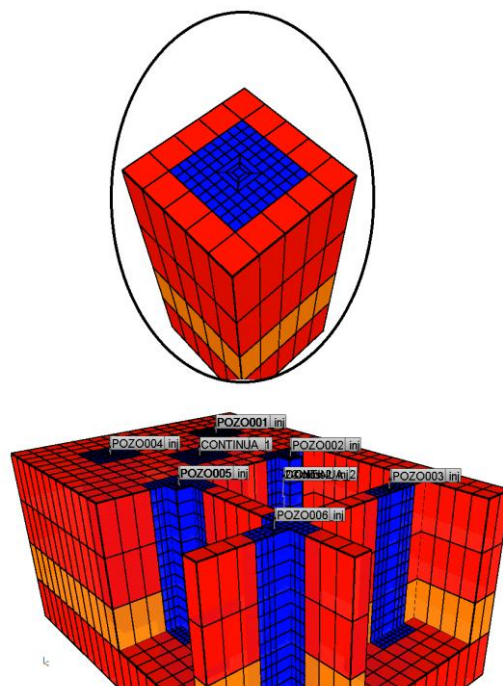
REFINAMIENTO HIBRIDO

El comportamiento de los fenómenos ocurridos cerca a la cara del pozo tiene una gran influencia en los resultados de la simulación.⁶²

Por lo tanto se divide el sector en dos zonas, una de ellas usa el refinamiento cartesiano, usualmente son las zonas alejadas a los pozos, mientras que la zona cerca a los pozos usa refinamiento radial.

La inyección continua de vapor implica la comunicación entre pozos y el enmallado cartesiano se usa para discretizar el yacimiento y reproducir el comportamiento de los procesos presente en esta zona, pero esta representación muchas veces no es adecuada, especialmente cuando los fluidos son muy viscosos, la capacidad de inyectar vapor depende de la reducción en la viscosidad a causa de la conducción y convección de calor en las vecindades de los pozos, el mejor enmallado para reproducir los fenómenos cerca a los pozos es el enmallado cilíndrico⁶³.

Figura 28.Refinamiento Hibrido



Fuente: Tomado y Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

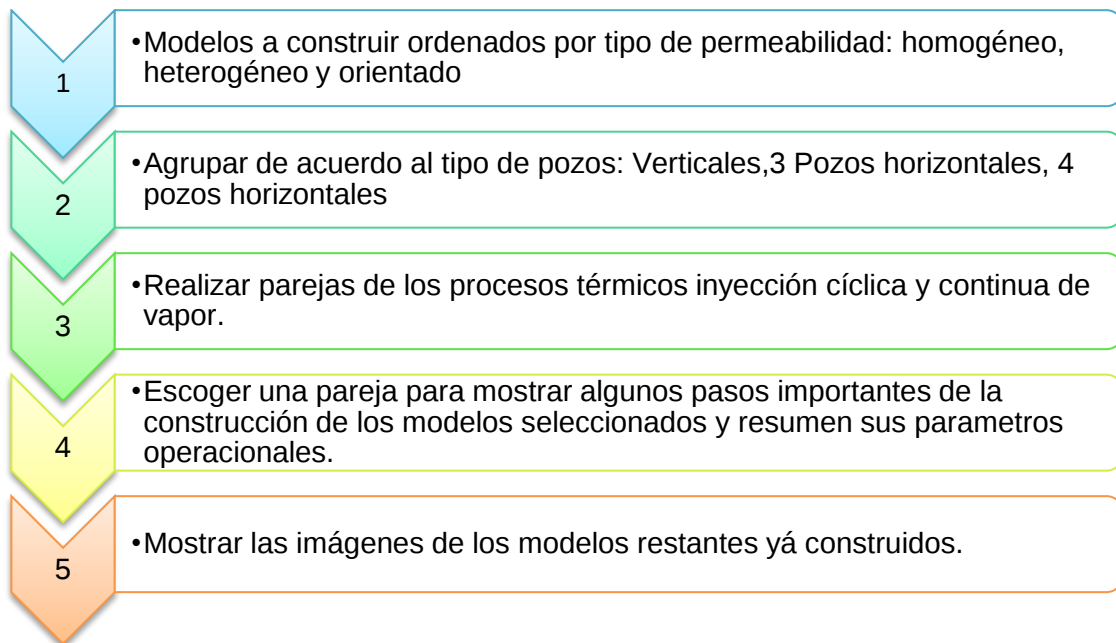
⁶²PEDROSA Jr, O and AZIZ K: "Used of a hibrid grid in reservoir simulation". SPE November 1986

⁶³Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS, Builder User's Guide-Version 2012, Appendix E

3.3 CONSTRUCCIÓN MODELOS HOMOGÉNEOS

Describir la construcción de cada modelo paso a paso se tornaría muy repetitivo además se haría muy extenso e inadecuado el trabo escrito; Por tal motivo la metodología utilizada que explica la construcción de los modelos en diferentes escenarios (homogéneo, heterogéneo y orientado) se aprecia en la figura 29.

Figura 29. Procedimiento para mostrar la construcción de modelos



En el capítulo 3, en todas las secciones de construcción de modelos en los parámetros operacionales: se ejemplifica una parte diferente del proceso de realización de los modelos en “Builder” ya que es muy semejante en todos los modelos.

Para el caso del proceso de diseño en “Builder” de los parámetros de yacimiento la construcción en cada caso es única, pues es lo que diferencia un modelo del otro.

3.3.1 Modelo inyección de vapor vertical cíclica y continua en yacimientos homogéneos

Utilizando el modelo conceptual construido en el capítulo 3 (3.3 CONSTRUCCIÓN...) y aplicando los pasos de la figura 29 se establecen los modelos homogéneos. Principalmente con el procedimiento establecido en la figura 29 se busca la selección de la pareja de modelos de la cual se evidenciara parte de su realización. Ver tabla 14.

Tabla 14. Modelos Homogéneos

Vertical	Cíclica	Homogéneo
Vertical	Continua	Homogéneo
3 Pozos Horizontal	Cíclica	Homogéneo
3 Pozos Horizontal	Continua	Homogéneo
4 Pozos Horizontal	Cíclica	Homogéneo
4 Pozos Horizontal	Continua	Homogéneo

3.3.1.1 Parámetros de yacimiento

Los parámetros de yacimientos homogéneos para los procesos de inyección de vapor cíclica y continua, se muestran en La tabla 15 y en la figura 30 su ingreso en la interfaz de “Builder”.

Tabla 15. Parámetros de yacimiento inyección de vapor vertical cíclica y continua

Permeabilidad			Porosidad
	Kh (md)	Kv (md)	
Capa 1	800	240	0.3
Capa 2	800	240	0.3
Capa 3	800	240	0.3
Capa 4	800	240	0.3

Figura 30 Ingreso de propiedades de yacimiento en Builder de CMG

The screenshot shows the 'General Property Specification' dialog box. At the top, there are three buttons: 'Specify Property', 'Calculate Property', and 'Validate With STARS'. Below these is the 'Edit Specification' section. A dropdown menu 'Go To Property:' is set to 'Permeability J'. To its right is a button 'Use Regions / Sectors'. Below this is a table with the following columns: Grid Top, Grid ..., Porosity, Permeability I, Permeability J, Permeability K, Net Pay, Pressure, Tempera..., and Grid Bottom. The table has rows for 'UNITS', 'SPECIFIED', 'HAS VALUES', 'Whole Grid', and 'Layer 1' through 'Layer 4'. The 'Whole Grid' row shows values: 2200, 20, 0.3, 800, 800, 240, 78, 890, 97. The 'Layer 1' row shows: 2200, 20, and empty cells for the rest. The 'Layer 2' row shows: 20, and empty cells for the rest. The 'Layer 3' row shows: 18, and empty cells for the rest. The 'Layer 4' row shows: 20, and empty cells for the rest. At the bottom right are 'OK' and 'Cancel' buttons.

	Grid Top	Grid ...	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay	Pressure	Tempera...	Grid Bottom
UNITS:	ft	ft		md	md	md	ft	psi	F	
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Whole Grid	2200	20	0.3	800	800	240	78	890	97	
Layer 1	2200	20								
Layer 2		20								
Layer 3		18								
Layer 4		20								

Fuente: Tomado y Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.3.1.2 Parámetros operacionales

Los parámetros de operacionales para los procesos de inyección vertical de vapor cíclica y continua, se muestran en La tabla 16 y su ingreso en la figura 31

Tabla 16 Parámetros operacionales de inyección vertical cíclica y continua

Pozos Productores		Pozos inyectores		Propiedades del vapor	
N° Pozos	6	N° Pozos	6	Temperatura(°F)	564
STL Max(bbl/día)	1500	STW Max(bbl/día)	1300	Calidad (x)	0.6
BHP Min (psi)	50	BHP Max(psi)	1300	Fracción molar de agua inyectada	1
Área de drenaje (Acres) 60					
CICLOS					
N° Ciclos	5 en inyección Cíclica		7 de inyección Cíclica previos a Inyección continua.		
Tiempo Parte ciclos Iny/Rem/Prod (Días)					
	10-5-200		10-5-245		
CONVENCIONES			Pozos inyección continua		
STL Max: Tasa de liquido en superficie máxima			N° Pozos		2
BHP Min: Presión mínima en fondo de pozo			STW Max(bbl/día)		1300
STW Max: Tasa máxima de inyección			BHP Max(psi)		1300
BHP Max: Presión de fondo fluyendo máxima			Espaciamiento (acres)		2.5
Iny/Rem/Prod :Inyección/ Remojo/Producción					

Figura 31. Ingreso constraints de pozos productores e inyectores y propiedades del vapor

The figure consists of three screenshots of the 'Well Events' software interface, showing the configuration of constraints and injected fluid properties for different wells.

Top Screenshot: Well: 'POZO001' at 2012-12-12 (0.00 day)

- Left Panel:** Shows a list of events for POZO001. The 'constraints' event is highlighted in blue.
- Center Panel:** The 'Constraints' tab is selected. It shows a table of constraints.
- Table:**

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	STL surface liquid rate	MAX	1500 bbl/day	CONT
2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	50 psi	CONT

Middle Screenshot: Well: 'POZO001_inj' at 2013-09-08 (270.00 day)

- Left Panel:** Shows a list of events for POZO001_inj. The 'constraints' event is highlighted in blue.
- Center Panel:** The 'Constraints' tab is selected. It shows a table of constraints.
- Table:**

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	STW surface water rate	MAX	1300 bbl/day	CONT
2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	1300 psi	CONT

Bottom Screenshot: Well: 'POZO001_inj' at 2013-09-08 (270.00 day)

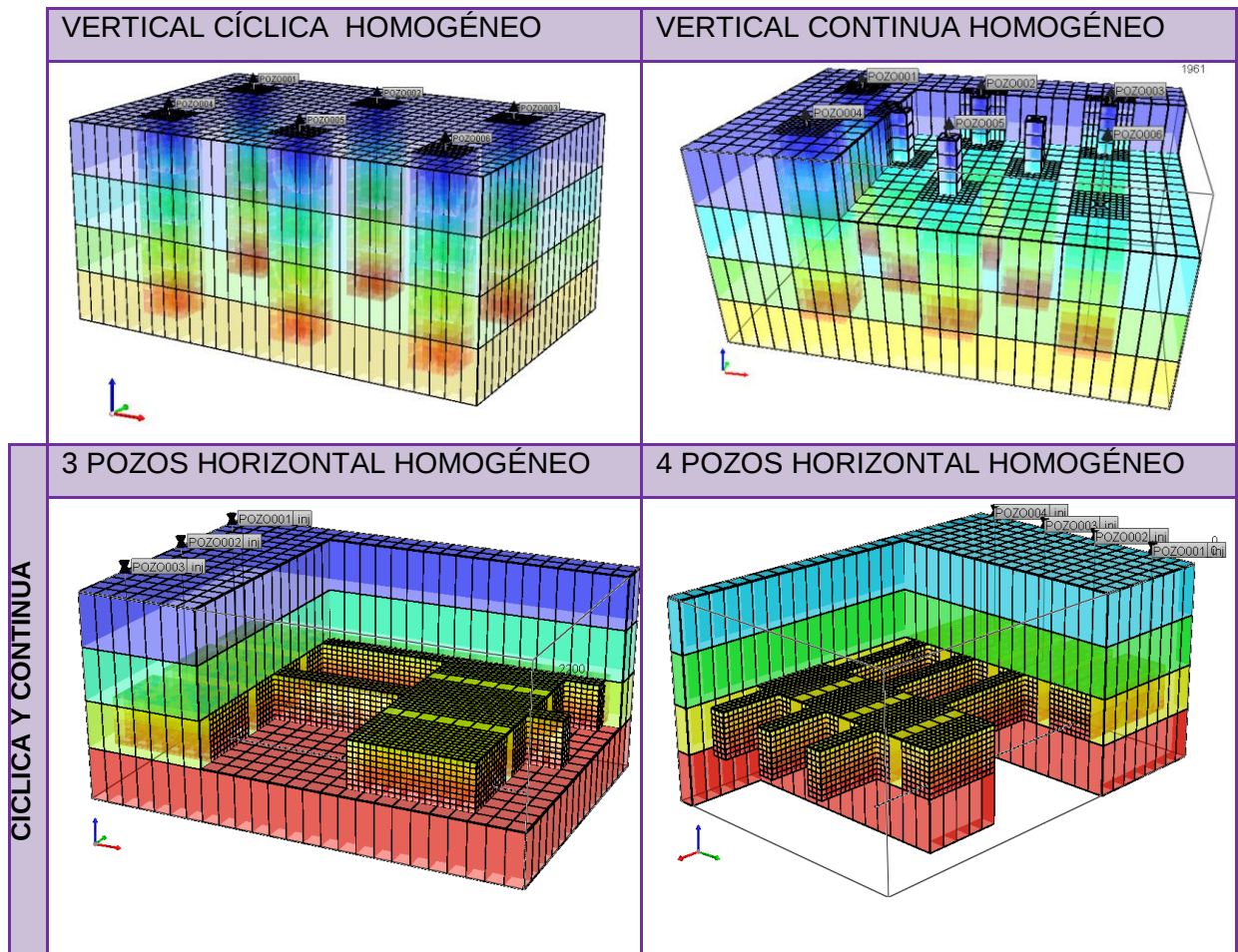
- Left Panel:** Shows a list of events for POZO001_inj. The 'constraints' event is highlighted in blue.
- Center Panel:** The 'Injected Fluid' tab is selected. It shows the 'Injected fluid' dropdown set to 'WATER'.
- Table:**

#	Component	Mole Fraction
1	Water	1.
2	Dead_Oil	0.
3	Soln_Gas	0.
Total:		1.
- Injection fluid / stream attributes:**
 - ☒ Temperature: 564 F
 - ☒ Steam quality: 0.6
 - ☐ Pressure: 0 psi

Fuente: Tomado y Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.3.1.3 Modelos homogéneos

Figura 32. Modelos de inyección de vapor en yacimientos homogéneos



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.4 CONSTRUCCIÓN MODELOS HETEROGÉNEOS

Ningún yacimiento es homogéneo, la representación de yacimientos próximos a la realidad implica la caracterización de la heterogeneidad. Para desarrollar los modelos heterogéneos se requiere de gran cantidad de datos petrofísicos, registros, e información geológica que mediante tratamientos geoestadísticos pueden llegar a ser usados.

En la elaboración de los modelos heterogéneos en **Builder's Geological Modelling and Geostatistical Tools**⁶⁴ no se disponían de datos, se logro construir los modelos heterogéneos integrando los conceptos discutidos en el capítulo 2 (2.2 GENERALIDADES DE GEOESTADÍSTICA PARA MODELAJE DE YACIMIENTOS) y **Methods Tap**⁶⁵ disponibles en la herramienta "Builder".

3.4.1 Modelos inyección de vapor cíclica y continua de 3 pozos horizontales en yacimientos heterogéneos

Se Aplica el procedimiento de la figura 29 para la construcción de los modelos en yacimientos heterogéneos

⁶⁴ Tutorial: Creating Models with Builder's Geological Modelling and Geostatistical Tools, Computer Modelling Group Ltd. Versión 2012

⁶⁵ Guía del Usuario Builder: Creating Maps and Geostatistical Property Calculations, Methods Tap, Unconditional Gaussian Geostatistical Simulation. Versión 2012

Tabla 17. Modelos heterogéneos

Vertical	Cíclica	Heterogéneo
Vertical	Continua	Heterogéneo

3 Pozos Horizontal	Cíclica	Heterogéneo
3 Pozos Horizontal	Continua	Heterogéneo

4 Pozos Horizontal	Cíclica	Heterogéneo
4 Pozos Horizontal	Continua	Heterogéneo

3.4.1.1 Parámetros de yacimiento

El parámetro de yacimiento que se deseaba variar en el presente trabajo fue la permeabilidad, el reto en la construcción se centraba en la ausencia de datos. Indagando de forma detallada y profunda en el manual de la herramienta “Builder” se encontró que el “Methodo Tap: **Unconditional Gaussian Geostatistical Simulation**” permitía la asignación de valores de permeabilidad a cada una de las celdas del grid de forma aleatoria, por tipos de distribución de probabilidad se puede generar los datos aleatorios.

Los valores de permeabilidad mínimo y máximo para los modelos heterogéneos se establecieron entre (400md y 1200md); el tipo de distribución seleccionado fue triangular. La secuencia para la creación en “Builder” se describe en la figura 33 y se muestra en la figura 34

Figura 33. Ingreso datos para crear permeabilidad heterogénea

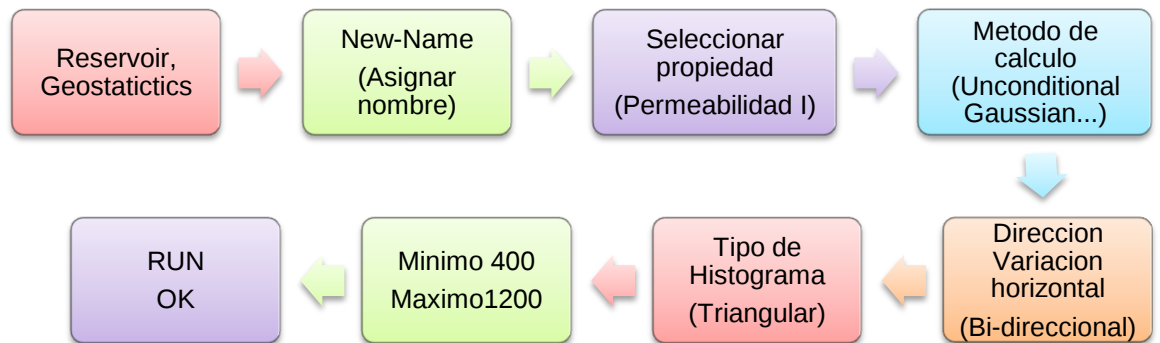
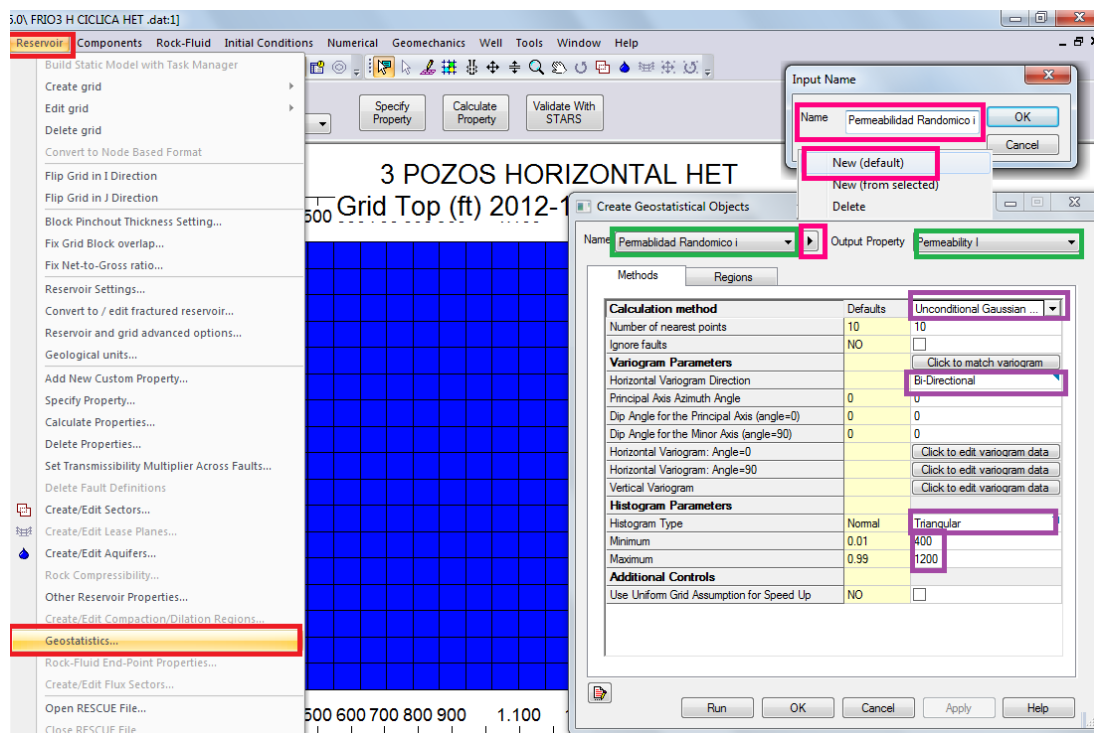


Figura 33. Construcción permeabilidad heterogénea.



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

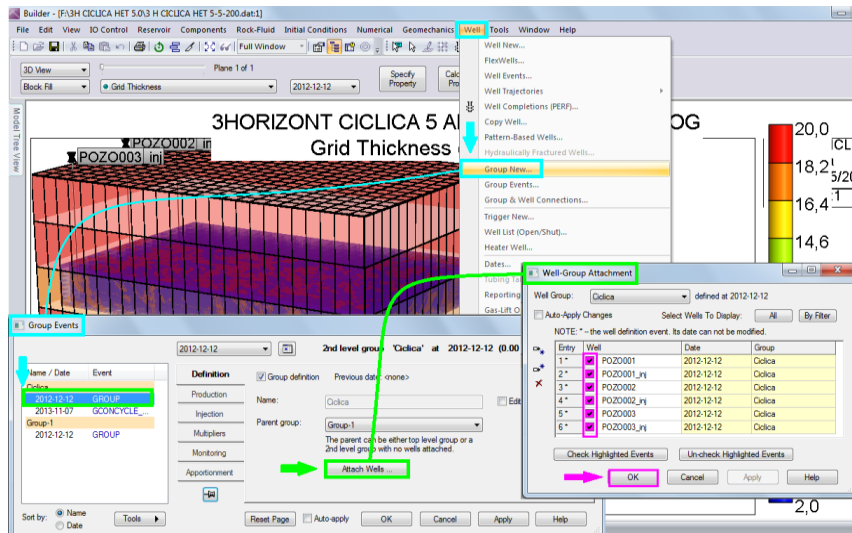
3.4.1.2 Parámetros operacionales

Los parámetros operacionales que se definen para los procesos de inyección de vapor cíclica y continua en 3 pozos horizontales, son mostrados en la tabla 18, en éste caso en la figura 34 se evidencia la secuencia de comandos para definir el grupo de inyección cíclica dando uso de la keyword “GCONCYCLE_START”

Tabla 18 Parámetros operacionales de inyección de vapor cíclica y continua en tres pozos horizontales

Pozos Productores		Pozos inyectoros		Propiedades del vapor	
N° Pozos	3	N° Pozos	3	Temperatura(°F)	564
STL Max(bbl/día)	3000	STW Max(bbl/día)	2600	Calidad (x)	0.6
BHP Min (psi)	170	BHP Max(psi)	1300	Fracción molar de agua inyectada	1
Área de drenaje (Acres) 20					
CICLOS					
N° Ciclos	5 en inyección Cíclica		5 de inyección Cíclica previos a Inyección continúa.		
Tiempo Partes ciclos Iny/Rem/Prod (Días)					
	5-5-200		5-5-245		
CONVENCIONES			Pozos inyección continua		
STL Max: Tasa de liquido en superficie máxima			N° Pozos		2
BHP Min: Presión mínima en fondo de pozo			STW Max(bbl/día)		1500
STW Max: Tasa máxima de inyección			BHP Max(psi)		1300
BHP Max: Presión de fondo fluyendo máxima					
Iny/Rem/Prod :Inyección/ Remojo/Producción					

Figura 34. Pasos Creando el “group Ciclica” en Builder



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

La keyword “GCONCYCLE_START”, controla: los tiempos de inyección, remojo, producción, el número de pozos que forman parte de los ciclos, las tasas máximas de inyección de vapor (CWE), las tasas máximas de producción de fluidos y el numero de ciclos a implementar. Además que su implementación agrega versatilidad para el análisis de incertidumbre (Uncertainty Assessment) que se realiza a la postre. La figura 35 se observa la interfaz para programar la keyword “GCONCYCLE_START” y se dan pautas de su uso en la figura 36.

Figura 35. Secuencia para emplear "Cycling Group"

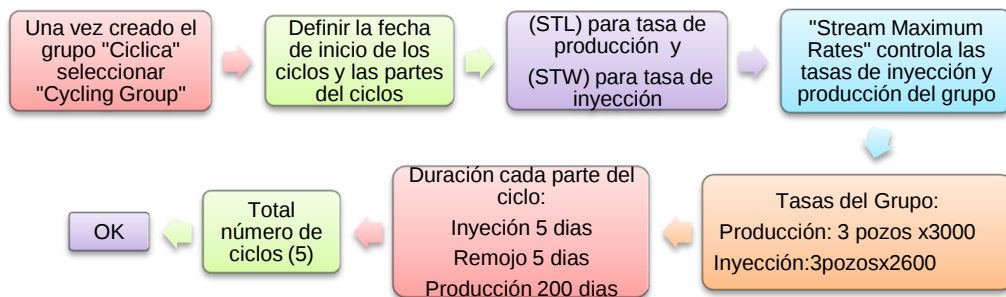


Figura 36. Interfaz para definir los ciclos en Builder

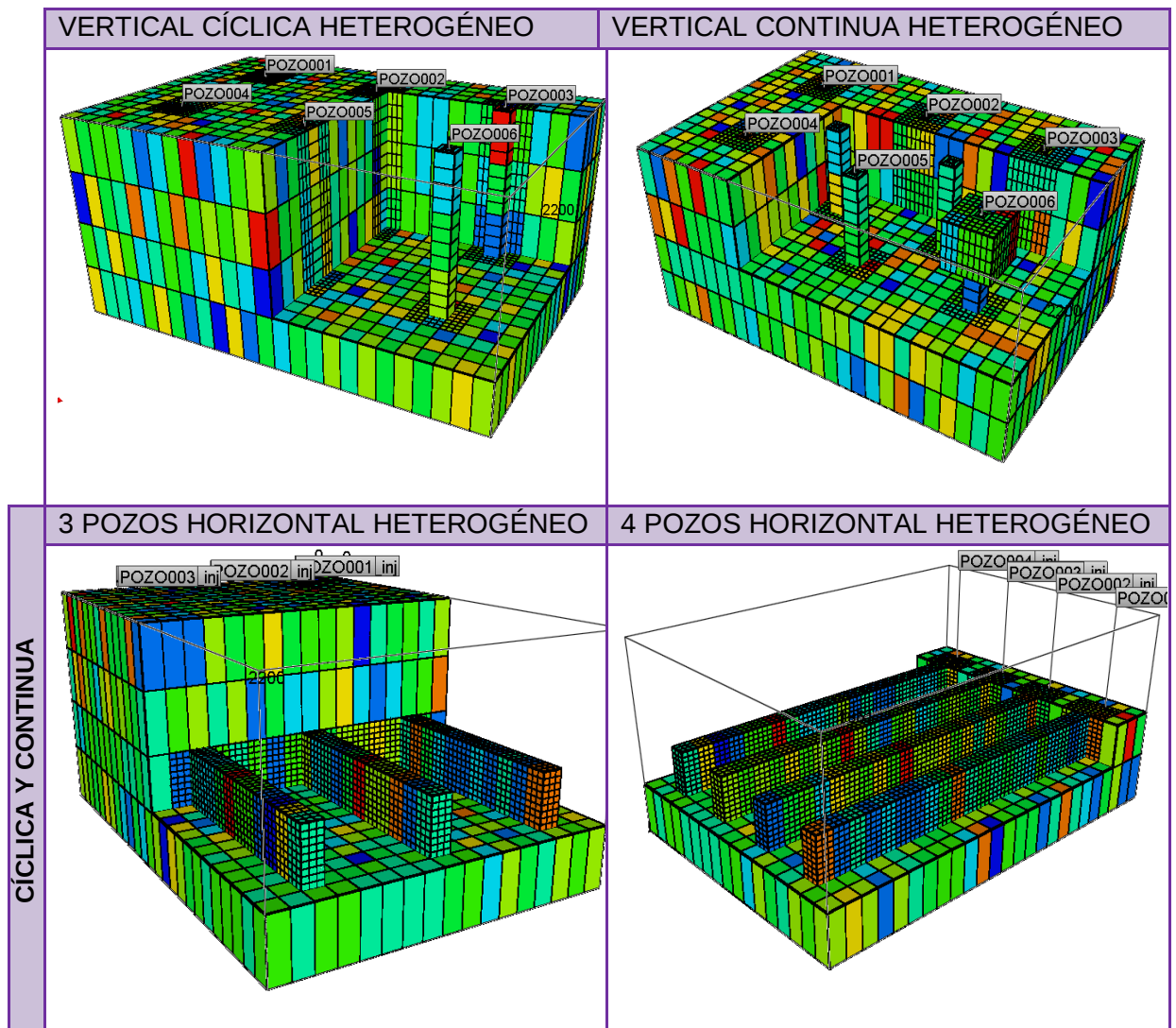
The screenshot shows the 'Cycling Group' configuration window. The 'Group Events' list on the left includes 'Ciclica' (2012-12-12 GROUP), '2013-11-07 GCONCYCLE...', and 'Group-1' (2012-12-12 GROUP). The main window is titled '2nd level group 'Ciclica' at 2013-11-07 (330.00 day)'. The 'Definition' tab is active, showing 'Participating Streams (CYCLESTREAMS):' with checkboxes for 'Production' and 'Water Injection'. The 'Cycle Part Number (NPARTS)' is set to 3. The 'Event' is 'Define Cycling Group Control'. The 'Stream Target Types' section includes 'Production' (STL - Stock ...), 'Water Injection' (STW - Stock ...), and 'Gas Injection' (STG - Stock Ta...). The 'Stream Maximum Rates' section has checkboxes for 'Production' (0 bbl/day), 'Water Injection' (7800 bbl/day), and 'Gas Injection' (0 ft3/day). The 'Other Options' section includes 'Max Cycle Part Duration' (5 day), 'Starting Time Step Size' (0.01 day), 'Min Bottom Hole Pressure' (0 psi), 'Min Oil Rate for Cycle Switching' (0 bbl/day), 'Min Depletion Index for Cycle Switching' (0), and 'Tot Number of Cycles Have To Complete' (5). The 'OK' button is highlighted.

Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.4.1.3 Modelos heterogéneos

En la figura 37 se presenta el resumen en imágenes de los modelos heterogéneos construidos para los diferentes esquemas de explotación

Figura 37. Modelos de inyección de vapor en yacimientos heterogéneos



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.5 CONSTRUCCIÓN MODELOS ORIENTADOS

De los modelos homogéneos se pasa a modelos totalmente heterogéneos, pero en un propósito un poco más ambicioso, se plantea controlar la variación de los valores de permeabilidad, es decir: idear una forma de manipular la dirección en la que cambia la permeabilidad en el modelo de forma predeterminada. Lo cual representa un gran reto puesto que en la naturaleza de un modelo conceptual la gran limitante es la ausencia de datos y para emplear las herramientas geoestadísticas del simulador exige el ingreso de un mínimo de datos con las correspondientes coordenadas (x, y, z) en el modelo; esta información suele ser proporcionada por registros de pozos entre otras fuentes.

A los modelos contruidos donde se moldea la variación de permeabilidad se referirá en el presente trabajo como “Modelos orientados”

3.5.1 Modelos orientados para inyección de vapor cíclica y continua con 4 pozos horizontales.

Se Aplica el procedimiento de la figura 29 para la construcción de los modelos orientados, principalmente con el procedimiento mencionado anteriormente se busca la selección de la pareja de modelos de la cual más adelante se evidencia parte de su realización.

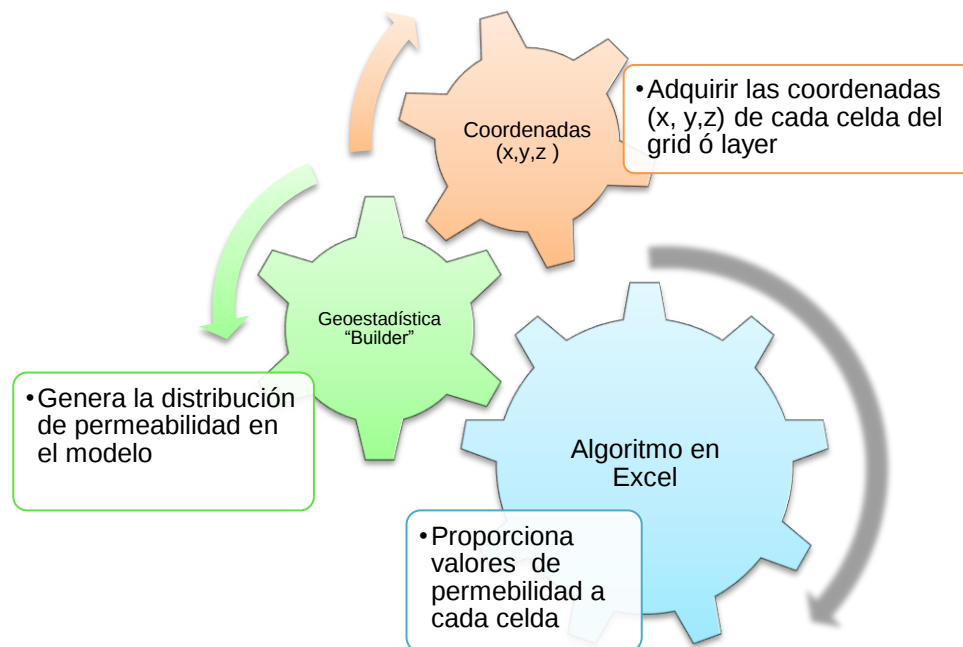
Tabla 19. Modelos orientados

Vertical	Cíclica	Orientado
Vertical	Continua	Orientado
3 Pozos Horizontal	Cíclica	Orientado
3 Pozos Horizontal	Continua	Orientado
4 Pozos Horizontal	Cíclica	Orientado
4 Pozos Horizontal	Continua	Orientado

3.5.1.1 Parámetros de yacimiento

Para el caso de la construcción de modelos orientados se detalla un poco más al dividir el proceso de creación en etapas. Ver figura38.

Figura 38. Etapas de la construcción del modelos orientado

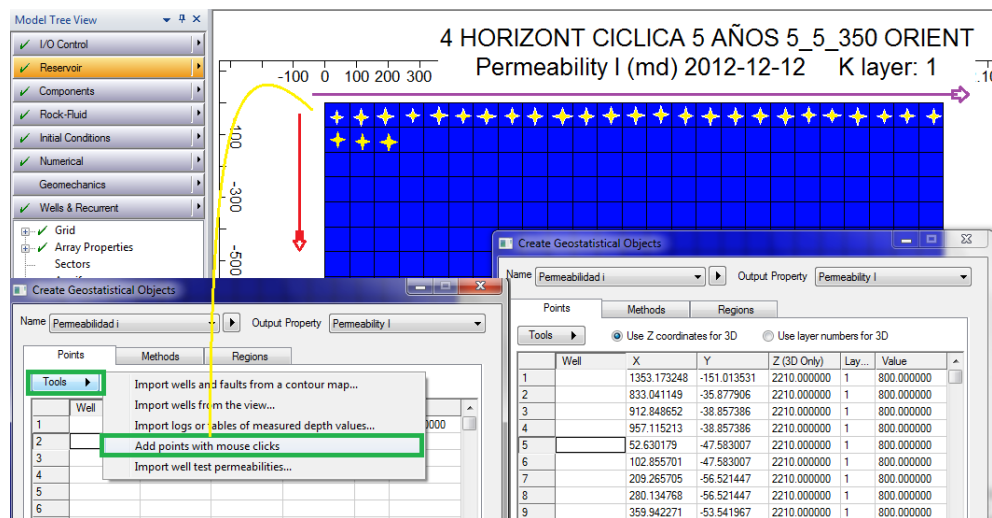


Para la etapa de adquisición de datos se descubrió en “Builder” que era posible importar con el mouse celda a celda el valor numérico de la propiedad que se estaba señalando con sus respectivas coordenada (x, y ,z), entonces se procede a importar los valores siguiendo un patrón forma ordenada. Ver figura 39.

Luego en una hoja de cálculo Excel se realiza un algoritmo donde básicamente se reproduce el patrón ordenado de adquisición de datos, es decir, imitar la posición numérica de valores de permeabilidad, mediante una ecuación se puebla de valores de permeabilidad de forma predeterminada (Ver figura 40).

Después se empalman los datos traídos de Builder, con los datos generados en Excel en columnas para ser usadas posteriormente en la creación geoestadística.

Figura 39. Importando coordenadas (x y z) en Builder



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 40.Datos generados en Excel para integrar con coordenadas (x y z) importadas de “Builder”

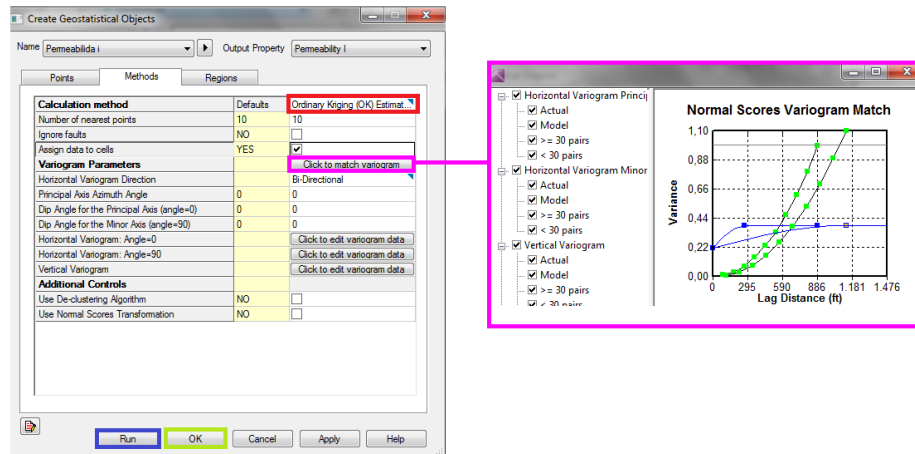
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	1	1200	1168	1136	1104	1072	1040	1008	976	944	912	880	848	816	784	752	720	688
3	2	1152.941	1128.471	1100.23529	1070.12	1039.05882	1007.52941	975.764706	943.882353	911.9412	879.971	847.9852941	815.992647	783.996324	751.998162	719.999081	687.99954	655.99977
4	3	1105.882	1085.176	1060.70588	1033.41	1004.23529	973.882353	942.823529	911.352941	879.6471	847.809	815.8970588	783.944853	751.970588	719.984375	687.991728	655.995634	623.997702
5	4	1058.824	1040	1018.35294	993.882	967.058824	938.470588	908.647059	878	846.8235	815.316	783.6066176	751.775735	719.873162	687.928768	655.960248	623.977941	591.987822
6	5	1011.765	993.8824	974.117647	952	927.529412	901	872.823529	843.411765	813.1176	782.217	750.9117647	719.34375	687.608456	655.768612	623.86443	591.921186	559.954504
7	6	964.7059	947.2941	928.705882	908.353	885.941176	861.470588	835.147059	807.279412	778.1985	748.208	717.5597426	686.451746	655.030101	623.399357	591.631893	559.77654	527.865522
8	7	917.6471	900.4706	882.588235	863.471	842.705882	820.088235	795.617647	769.448529	741.8235	713.016	683.2876838	652.869715	621.949908	590.674632	559.153263	527.464901	495.665211
9	8	870.5882	853.5294	836.058824	817.765	798.235294	777.161765	754.389706	729.919118	703.8713	676.443	647.865579	618.367647	588.158778	557.416705	526.284984	494.874943	463.270077
10	9	823.5294	806.5294	789.294118	771.529	752.882353	733.022059	711.705882	688.8125	664.3419	638.393	611.129136	582.748392	553.453585	523.435145	492.860064	461.867503	430.56879
11	10	776.4706	759.5	742.907059	724.963	706.922794	687.972426	667.839154	646.352827	623.3339	598.863	572.9962086	545.8723	517.662942	488.549044	458.704554	428.286209	397.427409
12	11	729.4118	712.4559	695.426471	678.195	660.558824	642.265625	623.05239	602.689108	581.0115	557.937	533.4667969	507.669548	480.666245	452.607644	423.656099	393.971064	363.699237
13	12	682.3529	665.4044	648.415441	631.305	613.931985	596.098805	577.575957	558.132353	537.5719	515.755	492.610725	468.140137	442.403191	415.505418	387.580758	358.775911	329.237574
14	13	635.2941	618.3493	601.382353	584.344	567.137868	549.618336	531.596967	512.86466	493.2183	472.486	450.5485983	427.344368	402.873779	377.189599	350.385179	322.580545	293.909059
15	14	588.2353	571.2923	554.337316	537.341	520.2392	502.928768	485.262868	467.063764	448.141	428.314	407.4311739	385.387771	362.130775	337.660187	312.022683	285.301614	257.605337
16	15	541.1765	524.2344	507.285846	490.313	473.276195	456.102482	438.682675	420.873219	402.5071	383.41	363.4208051	342.404288	320.267531	296.963859	272.493271	246.897442	220.251389
17	16	494.1176	477.176	460.230928	443.272	426.274127	409.188304	391.935489	374.404354	356.4557	337.933	318.6769463	298.540617	277.404074	255.183967	231.838619	207.368031	181.80971
18	17	447.0588	430.1174	413.174173	396.223	379.248621	362.218463	345.076976	327.740665	310.0982	292.016	273.3462955	253.943456	233.673765	212.428866	190.133742	166.750886	142.280298
19		400																
20																		
21		Perm Maxima(k max)	1200															
22		Perm Minima (k min)	400															
23		Celdas en i	25															
24		Celdas en j	17															
25		(kmax-kmin)/celdas i	32															
26		(kmax-kmin)/celdas j	47.0588235															
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		

Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Una vez se tienen los datos asignados de permeabilidad a cada una de las celdas es posible acceder a más opciones Geoestadística de CMG y se puede hacer uso de ellas. En este caso Selecciona “Ordinary Kriging Estimation”⁶⁶.Luego “Run” y “OK” (Ver figura 41). El modelo resultante se observa en la figura 42.

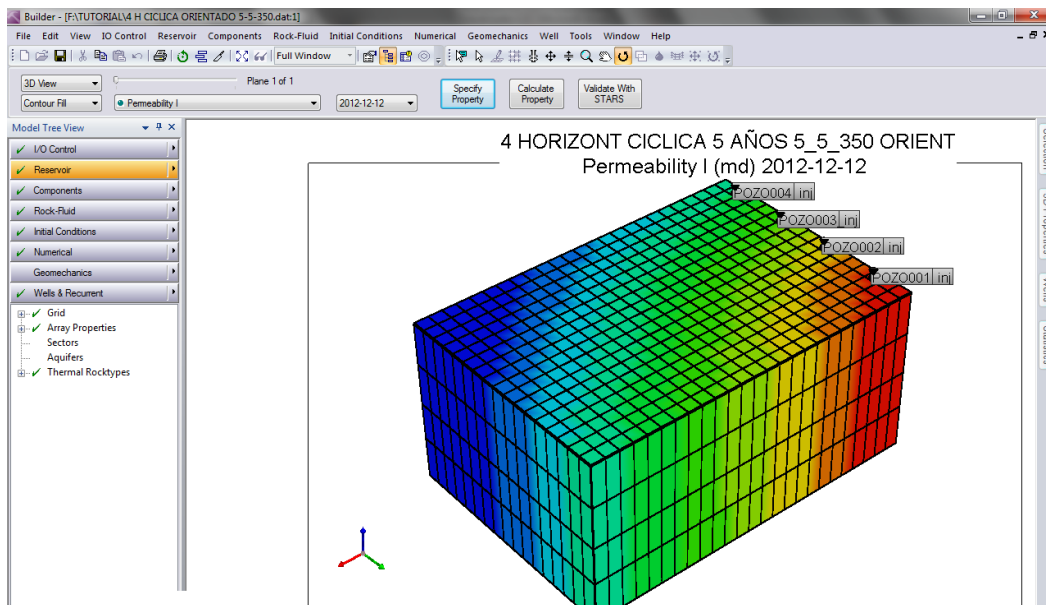
⁶⁶ Tutorial: Creating Models with Builder’s Geological Modelling and Geostatistical Tools,Computer Modelling Group Ltd. Versión 2012. Pág. 11.

Figura 41.Selección Método Geostatístico disponible en Builder



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 42. Modelo orientado resultante



Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

El significado de la palabra **kriging** (expresión anglosajona) procede del nombre del geólogo sudafricano D. G. Krige, cuyos trabajos en la predicción de reservas de oro, realizados en la década del cincuenta, suelen considerarse como pioneros en los métodos de interpolación espacial Kriging encierra un conjunto de métodos de predicción espacial que se fundamentan en la minimización del error cuadrático medio de predicción.⁶⁷

El modelo orientado puede ser manipulado modificando: el “**Variograma**”⁶⁸ resultante ó en Excel por medio de la ecuación utilizada para generar los valores de permeabilidad.

3.5.1.2 Parámetros operacionales

Los parámetros operacionales que se definieron para los procesos de inyección de vapor cíclica y continua en 4 pozos horizontales, se evidencian en la tabla 20.

Tabla 20. Parámetros operacionales de inyección de vapor cíclica y continua en cuatro pozos horizontales

Pozos Productores		Poz. os inyectoros		Propiedades del vapor	
N° Pozos	4	N° Pozos	2	Temperatura(°F)	564
STL Max(bbl/día)	3000	STW Max(bbl/día)	2600	Calidad (x)	0.6
BHP Min (psi)	170	BHP Max(psi)	1300	Fracción molar de agua inyectada	1
Área de drenaje (Acres) 10					

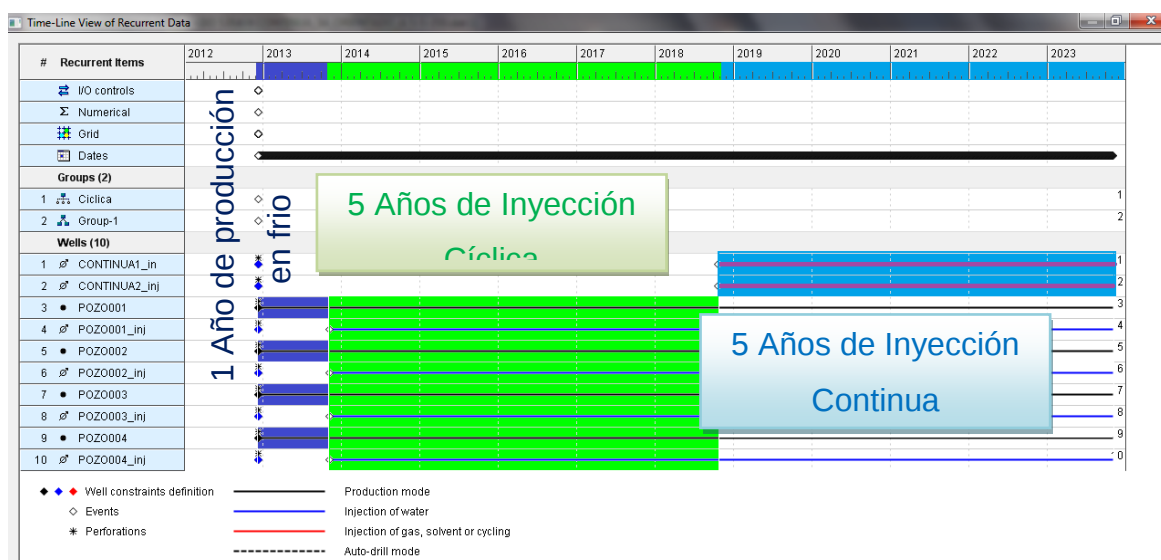
⁶⁷ Giraldo, R: “Introducción a la Geoestadística”. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia.1.993.Capitulo2, Pág. 32.

⁶⁸ Tutorial: Creating Models with Builder’s Geological Modelling and Geostatistical Tools,Computer Modelling Group Ltd. Versión 2012. Pág. 12.

CICLOS		
N° Ciclos	3 en inyección Cíclica	5 de inyección Cíclica previos a Inyección continua.
Tiempo Partes ciclos Iny/Rem/Prod (Días)	5-5-200	5-5-350
CONVENCIONES		Pozos inyección continua
STL Max: Tasa de liquido en superficie máxima	N° Pozos	2
BHP Min: Presión mínima en fondo de pozo	STW Max(bbl/día)	1500
STW Max: Tasa máxima de inyección	BHP Max(psi)	1300
BHP Max: Presión de fondo fluyendo máxima		
Iny/Rem/Prod :Inyección/ Remojo/Producción		

Para que la implementación de inyección continua se encuentre en la secuencia de tiempo adecuada, es importante corroborar que los eventos de los pozos y los grupos sean los correctos; El resumen de las actividades de los pozos están disponibles en la figura 43.

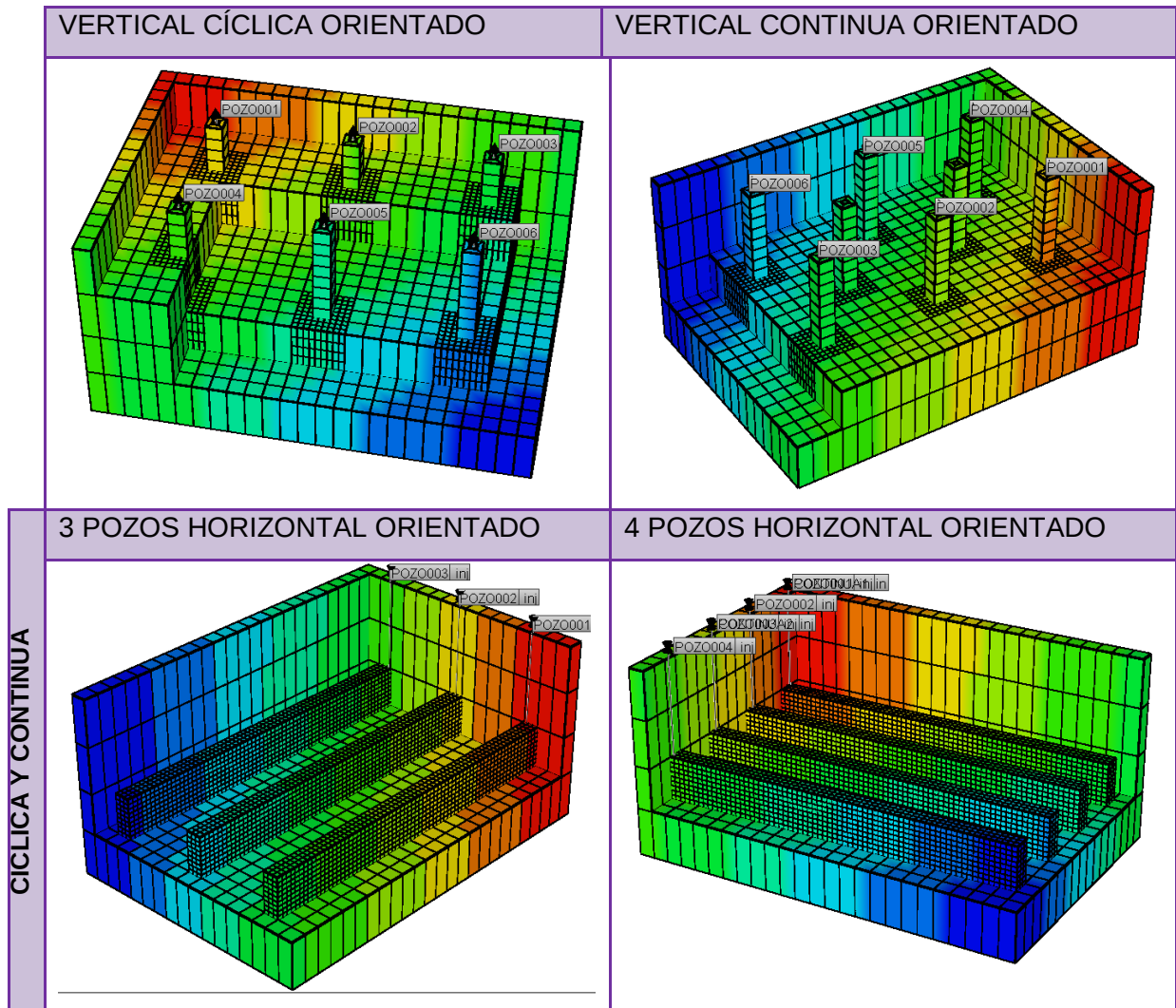
Figura 43. Línea del tiempo para ver los eventos de los pozos y datos recurrentes.



3.5.1.3 Modelos Orientados

En la figura 44 observamos los modelos creados para cada esquema de explotación.

Figura 44. Modelos Orientados

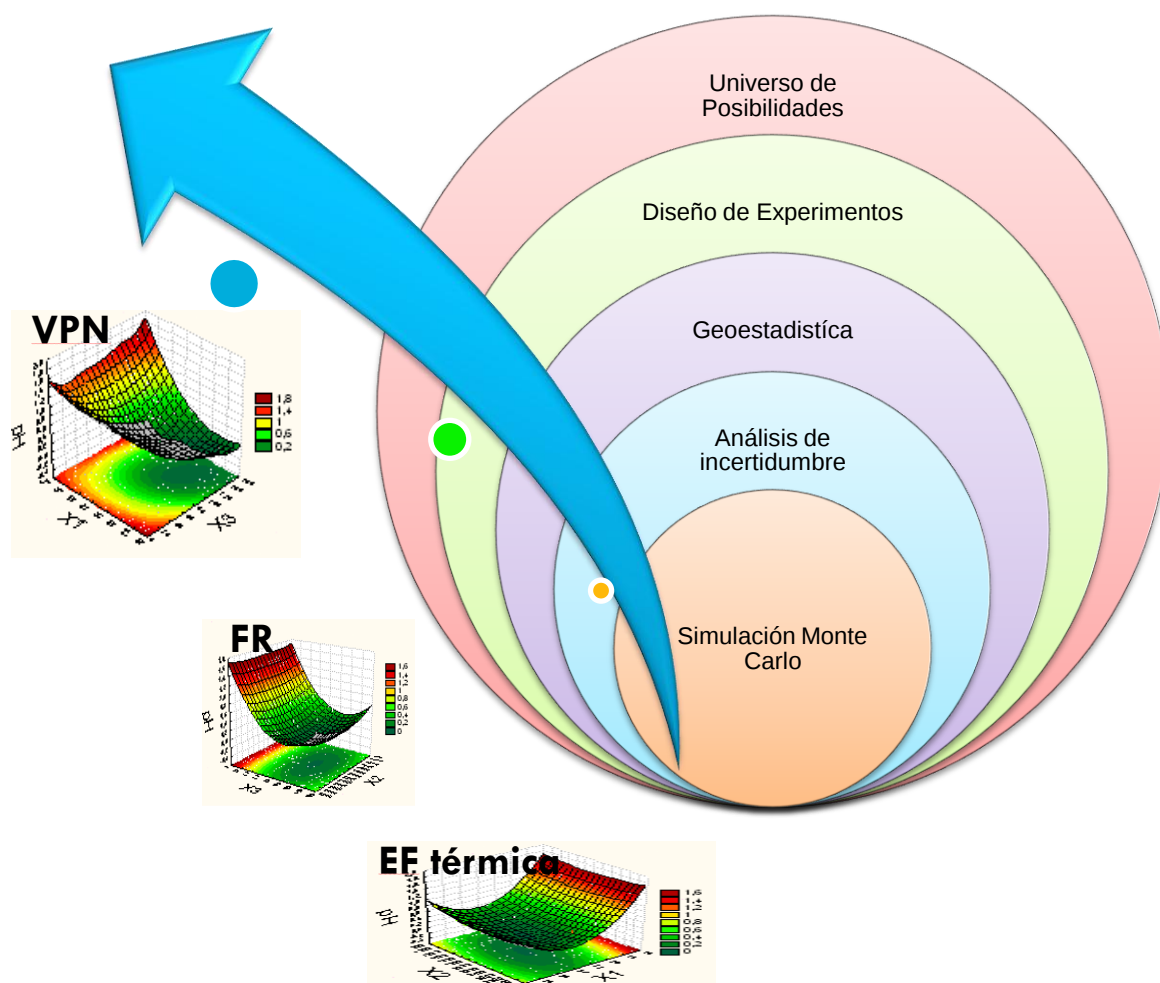


Fuente: Modificado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Es preciso para el análisis de resultado recapitular como el trabajo realizado hasta el momento contribuye a alcanzar los objetivos finales del presente estudio y la ruta a seguir para la culminación exitosa, para tal fin se observa la figura 46.

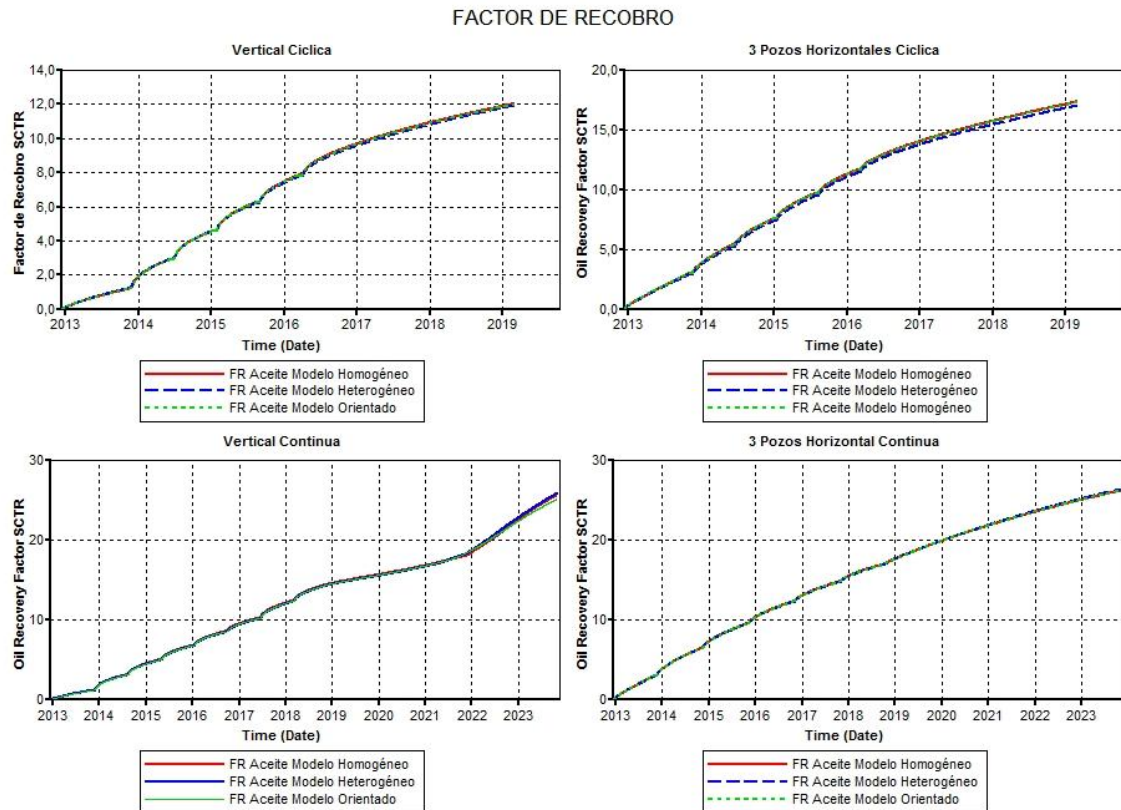
Figura 45. Resumen del Proyecto



La figura 44 ayuda a comprender: que del universo de posibilidades para generar un estudio de simulación recurrimos a el diseño experimental y herramientas geoestadística para apoyarnos en la construcción modelos y elección de variables representativas; Luego, en CMG y CMOST mediante análisis de incertidumbre y simulación de Monte Carlo, generaremos superficies de respuesta que nos permiten evaluar: el Factor de recobro(FR), la eficiencia térmica, el SOR acumulado y Valor Presente Neto (VPN) para procesos de inyección de vapor en función de algunos parámetros operacionales y de yacimiento (ejemplo: Tiempo Inyección, Caudal inyección, numero de ciclos, tiempo de inyección...etc.) en diferentes escenarios de explotación.

4.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS MODELOS BASE

Figura 45. Factor de recobro Modelos Vertical y 3 Pozos Horizontal



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

En la figura 47 se observa el factor de recobro de aceite para: modelos homogéneos, heterogéneos y orientados para procesos de inyección de vapor cíclica y continua, en escenarios de pozos verticales y 3 pozos horizontales. En esta grafica vemos que el factor de recobro es similar para los tres modelos (homogéneos, heterogéneos y orientados), esto se debe que en la construcción de

los mismos, el valor promedio de la permeabilidad horizontal para los tres fue cercano a 800md.

4.2 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

La incertidumbre puede de definirse, de acuerdo con lo establecido con el Vocabulario de Metrología Internacional, como un parámetro, asociado al resultado de una medida, que caracteriza el intervalo de valores que puede ser razonablemente atribuido al medido. El concepto de incertidumbre refleja duda acerca de la veracidad del resultado obtenido una vez que se han evaluado todas las posibles fuentes de error y que se han aplicado las correcciones oportunas. Por tanto, la incertidumbre caracteriza de manera razonable la dispersión de los valores medidos, y puede ser representada a través de la desviación estándar o por un intervalo de confianza⁶⁹

Existen diversos métodos estadísticos para el análisis de la incertidumbre en el estudio de yacimientos de hidrocarburos, algunos de ellos son él: Método Monte Carlo, Inversión Bayesiana, Simulación Nested, Método de variación relativa, sin embargo, aún cuando muestran resultados confiables, requieren de un gran número de simulaciones para manejar eficientemente la incertidumbre asociada a los modelos, lo que aumenta la complejidad cuando se trata de estudios con una gran cantidad de información asociada⁷⁰

⁶⁹ VALLES, M;” Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental”, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. 2007. Pág.:24

⁷⁰ IBID. Pág. 26

Una vez finalizada la simulación de los modelos base, el impacto de la incertidumbre de las variables en los procesos de inyección de vapor cíclica y continua en una serie de funciones objetivos de todos los modelos serán analizados.

Esto se hace mediante la simulación para desarrollar una superficie de respuesta (una superficie donde las soluciones se colocan en 3D), para cada función objetivo de interés. A continuación, se lleva a cabo una simulación de Monte Carlo mediante la selección de todas y cada una las combinaciones de las variables y se determina el valor de la función objetivo para cada combinación.⁷¹

La principal ventaja del Análisis de Incertidumbre es que utiliza tres valores de las variables, que a su vez resulta en la generación de las superficies de respuesta (RS). También permite una optimización de las variables que no pueden ser llevadas a cabo por el Análisis de Sensibilidad, requiriendo mucho menos casos de simulación.⁷²

Para realizar el análisis de incertidumbre en CMOST los parámetros a variar y los rangos de valores para estas variables se presentan a continuación en la tabla 21 y 22.

⁷¹ TUTORIAL: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Análisis de Sensibilidades, Version 2011, Pág.13

⁷² IBID. Pág. 14

Tabla 21. Parámetros a variar para el análisis de incertidumbre A.

VERTICAL CÍCLICA	Para Grupo	5_5_200 días	iny_remjo_produccion [días]	
	BASE	N° Ciclos[5]	Q iny grup[7800]	Tiempo iny[10]
	Homogeneo	N° Ciclos[4-7-9]	Q iny grup[6800-8400-9000]	Tiempo iny[7-10-13]
	Heterogeneo	N° Ciclos[4-7-9]	Q iny grupo[6800-8400-9000]	Tiempo iny[7-10-13]
	Orientado	N° Ciclos[4-7-9]	Q iny grup[6800-8400-9000]	Tiempo iny[7-10-13]
3 Pozos Horizontal Cíclica	Para Grupo	5_5_200 días	iny_remjo_produccion [días]	
	BASE	N° Ciclos[5]	Q iny grup[7800]	Tiempo iny[5]
	Homogeneo	N° Ciclos[4-7-9]	Q iny grup[6800-8400-9000]	Tiempo iny[4-7-10]
	Heterogeneo	N° Ciclos[4-7-9]	Q iny grup[6800-8400-9000]	Tiempo iny[4-7-10]
	Orientado	N° Ciclos[4-7-9]	Q iny grup[6800-8400-9000]	Tiempo iny[4-7-10]
4 Pozos Horizontal Cíclica	Para Grupo	5_5_190 días	5 iny_5 remjo_190 produccion [días]	
	BASE	N° Ciclos[5]	Q iny grup [10400]	Tiempo iny[5]
	Homogeneo	N° Ciclos[3-7 -9]	Q iny grup[9600-11200-12000]	Tiempo iny[4-7-10]
	Heterogeneo	N° Ciclos[3-7 -9]	Q iny grup[9600-11200-12000]	Tiempo iny[4-7-10]
	Orientado	N° Ciclos[3-7 -9]	Q iny grup[9600-11200-12000]	Tiempo iny[4-7-10]

Fuente: Microsoft Excel

Tabla 22. Parámetros a variar para el análisis de incertidumbre B.

3 Pozos Horizontal CONTINUA	Para Grupo	5_5_350 días	iny_remjo_produccion [días]	
	BASE	Q iny Continua[1000]	Q iny grup[7800]	
	Homogeneo	Q iny Continua[900-1300-1800]	Q iny grup[6800-8400-9000]	
	Heterogeneo	Q iny Continua[900-1300-1800]	Q iny grup[6800-8400-9000]	
	Orientado	Q iny Continua[900-1300-1800]	Q iny grup[6800-8400-9000]	
4 Pozos Horizontal CONTINUA	Para Grupo	5_5_350 días	iny_remjo_produccion [días]	
	BASE	Q iny Continua[1500]	Q iny grup [10400]	
	Homogeneo	Q iny Continua[1300-1800-2000]	Q iny grup[9600-11200-12000]	
	Heterogeneo	Q iny Continua[1300-1800-2000]	Q iny grup[9600-11200-12000]	
	Orientado	Q iny Continua[1300-1800-2000]	Q iny grup[9600-11200-12000]	
VERTICAL CONTINUA	Para Grupo	10_5_245 días	iny_remjo_produccion [días]	
	BASE	Q iny Continua[1000]	Q iny grup[7800]	
	Homogeneo	Q iny Continua[800-1300-1500]	Q iny grup[6600-8400-9000]	
	Heterogeneo	Q iny Continua[800-1300-1500]	Q iny grup[6600-8400-9000]	
	Orientado	Q iny Continua[800-1300-1500]	Q iny grup[6600-8400-9000]	

Fuente: Microsoft Excel

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Debido a la gran cantidad de información resultante de la simulación tanto del análisis de incertidumbre como los modelos base, surge necesidad de desarrollar herramientas informáticas que permitan manejar y ver las funciones objetivo, los resultados en 2D y 3D, para ellos se genero un primer software en Microsof Excel que permite interactuar con las variables de entrada para cada proceso y arroja valores de respuesta de acuerdo a la superficie de respuesta que genera CMOST.

Un segundo Software en lenguaje HTML para poder observa por cada proceso los resultados en 2D, las superficies de respuesta, y videos que permiten entender mejor el comportamiento de los procesos de inyección de vapor en cada modelo, mediante videos se muestra el cambio en el tiempo de la temperatura, saturaciones, viscosidad, etc, dentro del yacimiento y permite que el usuario infiera conclusiones. Se observa en la figura 46 y 47 la interfaz de los programas que permiten que interactué el usuario.

Figura 46. Software Microsoft Excel

MODELOS BASE EN PROCESO				N° Mod	Permeabilidad en modelo	Parametros a variar						X vapor	LINEAL				CUADRATICA			
TERMINO						N° Ciclos	Q iny Pozo	Q iny grup	Tiemp iny	Permd	Q iny Contin		FR	EF termica	SORacum	VPN	FR	EF termica	SORacum	VPN
Proceso de inyeccion de vapor																				
Vertical	Cidica	1	Homogeneo	5	1300	7800	10	800			11.3954688	4.8801224	0.1253816	79661420	11.99539064	4.336696984	0.10986228	83768039.2	83768.0392	
Vertical	Cidica	1	Heterogeneo	5	1300	7800	10				11.5800216	4.71208208	0.10726638	80938824	11.98547844	4.348760428	0.11111146	83705368.2	83705.3682	
Vertical	Cidica	1	Orientado	5	1300	7800	10				11.5569364	4.78846426	0.10730775	80796404	11.95008964	4.419215304	0.11120209	83476257.9	83476.2579	
Vertical	Continua	1	Homogeneo		1300	7800			1500		27.7666296	22.0578158	0.76833836	131669.058	28.13158721	22.41435304	0.75568885	133574.6816	133574.6816	
Vertical	Continua	1	Heterogeneo		1300	7800			1500		27.9821052	24.2392246	0.76162496	131949.266	27.80383599	25.12665464	0.76378983	131871.916	131871.916	
Vertical	Continua	1	Orientado		1300	7800			1500		28.3749392	21.5630152	0.75132248	134199.786	28.50840702	22.00983098	0.74477343	135325.722	135325.722	
3 Pozos Horizontal	Cidica	1	Homogeneo	5	2600	7800	5				16.9108556	16.7482468	0.03348079	122300.144	17.35412352	16.90946514	0.03889062	125120.3025	125120.303	
3 Pozos Horizontal	Cidica	1	Heterogeneo	5	2600	7800	5				16.4704002	0	0.03438948	119201.434	16.91077061	0	0.03899197	122003.0782	122003.078	
3 Pozos Horizontal	Cidica	1	Orientado	5	2600	7800	5				16.865734	16.7559717	0.03354919	121964.846	17.29979266	16.85477104	0.03901528	124730.4299	124730.43	
3 Pozos Horizontal	Continua	1	Homogeneo		2600	7800			1500		25.8214674	1.57121188	0.78353642	10364.0559	25.45612328	1.426795904	0.79853128	10333.92939	10333.9294	
3 Pozos Horizontal	Continua	1	Heterogeneo		2600	7800			1500		26.1591163	1.69036752	0.77129214	10402.4112	26.28593038	1.691815894	0.76819809	10439.25799	10439.258	
3 Pozos Horizontal	Continua	1	Orientado		2600	7800			1500		26.1213347	1.69311942	0.77282768	10401.2004	26.21503218	1.699013538	0.77076069	10433.47147	10433.4715	
4 Pozos Horizontal	Cidica	1	Homogeneo	5	2200	8800	5				25.9294086	23.4308405	0.15374837	181242.658						
4 Pozos Horizontal	Cidica	1	Heterogeneo	5	2200	8800	5				25.0494086	23.1668405	0.13614827	180942.658						
4 Pozos Horizontal	Cidica	1	Orientado	5	2200	8800	5				20.5295708	20.0181045	0.03941326	148278.572						
4 Pozos Horizontal	Continua	1	Homogeneo						1500	0.7	28.275168	1.5021603	0.72116158	153050.69	28.227703	1.684970804	0.72397883	142293.445	142293.445	
4 Pozos Horizontal	Continua	1	Heterogeneo						1500		26.168783	1.0916305	0.77211465	140832.5	26.3653998	1.07873725	0.76442988	142293.445	142293.445	
4 Pozos Horizontal	Continua	1	Orientado						1500		26.2830695	1.145379	0.7651385	141845.45	26.39841233	1.0380775	0.76469341	142641.785	142641.787	

Fuente: Microsoft Excel

Figura 47. Software en HTML



CONCLUSIONES

- ✓ Los modelos homogéneos, heterogéneos y orientados bajo los mismos parámetros operacionales e iguales esquemas de explotación, tienen resultados semejantes de: factor de recobro, eficiencia térmica, SOR acumulado y VPN (Valor Presente Neto), debido a que en la construcción de los modelos el valor promedio de permeabilidad horizontal para los tres fue 800md.
- ✓ En procesos de inyección cíclica de vapor los valores de: el factor de recobro, la eficiencia térmica y el VPN (Valor presente neto), tienden a crecer en el siguiente orden: modelos verticales, modelos 3 pozos horizontales y modelos 4 pozos horizontales.
- ✓ El VPN (Valor presente neto) para los procesos de inyección continua de vapor es: mayor en modelos 4 pozos horizontales, intermedio en modelos verticales y menor en los modelos 3 pozos horizontales.
- ✓ Se logró controlar la variación de los valores de permeabilidad, al idear una metodología para manipular la dirección en la que cambia la permeabilidad en los modelos de forma predeterminada, superando la gran limitante de trabajar con modelos conceptuales que carecen de datos de registros de pozos, puesto que el simulador CMG requiere del ingreso de un mínimo de datos con las correspondientes coordenadas (x, y, z) para poder hacer uso de las herramientas geoestadísticas.

- ✓ El software desarrollado condensa las correlaciones generadas en los análisis de incertidumbre y las presenta en forma didáctica, además ayuda a fortalecer conceptos teóricos, despierta el interés del estudiante por la simulación de procesos térmico en el simulador CMG y proporciona material de apoyo para el desarrollo de nuevos proyectos.

RECOMENDACIONES

- Construir modelos estocásticos, modelos basados en cuerpos geológicos u objetos geológicos como: canales, diques y abanicos de falla en ambientes fluviales, utilizando las herramientas geoestadísticas disponibles en Builder del simulador comercial CMG.
- Comparar los procesos de inyección de vapor cíclica y continua para modelos estocásticos y modelos basado en objetos.
- Realizar un análisis económico más riguroso comparando los modelos verticales y horizontales en procesos térmicos de inyección de vapor bajo diferentes esquemas de explotación y generar correlaciones de indicadores económicos en función del precio del dólar.
- Disponer el software desarrollado en lenguaje HTML en el sitio web del GRM (Grupo de Recobro Mejorado) o la Escuela de Ingeniería Petróleos, en el apoyo de los métodos de aprendizaje de los estudiantes y de esta forma promocionar los nuevos desarrollos en software académico.
- En futuros trabajos de grado donde se utilicen herramientas informáticas o software de simulación disponibles en la Universidad Industrial de Santander, los autores de dichos trabajos deberían generen tutoriales en formato multimedia, que permitirán mejorar las cadenas de conocimiento, donde cada trabajo aportara un eslabón que ayudara a las futuras generaciones de estudiantes.
- Encaminar la escuela de ingeniería de petróleo a prepararse para los futuros retos de la educación virtual, donde la clasificación, organización y

promoción de los distintos trabajos llevados a cabo en alma mater puedan convertirse en programas virtuales que generaran ingresos económicos y prestigio académico.

BIBLIOGRAFÍA

1. A. Bustamante. Evaluación de riesgo agropecuario. In UCMA-MAG.
2. BADII, M. H. y J. CASTILLO:” Distribuciones probabilísticas de uso común”. Daena: International Journal of Good Conscience. 4(1): 149-178. Marzo 2009. ISSN 1870-557X.
3. BOTON, L; PACHECO, E. “Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007
4. CHEONG, Y. P., GUPTA. R.: “Experimental Desing en Deterministic Modelling: Assessing Significant Uncertainties”, Paper SPE #80537. Asia Pacific Oil and Gas, Jakarta, Indonesia.2003.
5. CHEONG, Y. P., GUPTA. R.: “Experimental Desing and Analysis Methods in Multiple Deterministic Modelling for Quantifying Hydrocarbon Place Probability Distribution Curve”,Paper SPE# 87002.Malaysia, Kuala Lumpur.2004.
6. COLMENARES, K. y MUÑOZ, E.:”Análisis de riesgos e incertidumbre aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor”. Proyecto de Grado, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga. 2008.

7. Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS, Builder User's Guide-Version 2012, Appendix B: Technical Notes - Tubing Head Pressure Calculator-Overview.
8. Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS, Builder User's Guide-Version 2012, Appendix E
9. DIETZ. "Review of Termal Recovery Methods" SPE-AIME 5584, 1975.
10. GIRALDO, R: "Introducción a la Geoestadística". Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia.1.993.Capitulo2.
11. GONZALES, D. "Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.
12. GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capitulo1, Recuperación Térmica, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Noviembre de 1989.

13. GUIA DE USUARIO Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), ,Appendix F: Sampling Methods,Version 2012
14. GUIA DE USUARIO: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Appendix G: Post Processing, Monte Carlo Simulation. Version 2012
15. GUÍA DEL USUARIO: BUILDER: Creating Maps and Geostatistical Property Calculations, Methods Tap, Unconditional Gaussian Geostatistical Simulation. Versión 2012
16. MANNUCCI, J. E.: “Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales” 1990 Capitulo 3.
17. MATEUS Y, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011.
18. MATTAX, C y DALTON, R. Reservoir Simulation. SPE Monograph Series. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA. (1.990).

19. MEDINA, M. Angel: "Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección Continúa de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos." Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.
20. MONTGOMERY D.: "Diseño y Análisis de Experimentos", Universidad Estatal de Arizona. Limusa Wiley, 2005. Capítulo 1.
21. Nehring R, Hess R y Kamionski M. "The Heavy Oil Resources of the United States". R-2946-DOE (Febrero de 1983)
22. ORDÓÑEZ, A.: "Modelo de Pozos de Simulación Numérica de Yacimientos". Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. (2007).
23. PEDROSA Jr, O and AZIZ K: "Use of a hybrid grid in reservoir simulation". SPE November 1986
24. RICHARD L., CHAMBERS, JEFFREY M. YARUS, and KIRK B.: "Hird. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians part 2". The Leading Edge, June 2000. RODRIGUEZ, E; BARRIOS W; SANTOS, N: "Numerical simulation for cyclic steam injection at Santa Clara Field" CT&F Ciencia, Tecnología y futuro, Vol 3, Num 4 Diciembre 2008

25. S. M. ALÍ, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006
26. SABALLO, M. ANDREÍNA.: "Optimización de calentadores de fondo con potencia variable en un modelo estocástico de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental". Universidad de Oriente, Barcelona, Octubre 2011.
27. TOSTADO C. E.; DOMÍNGUEZ D. J.: "Diseño de Experimentos: Estrategias y Análisis en Ciencia Y Tecnología", Universidad Autónoma de Querétaro. Mexico, Querétaro, Diciembre del 2010.
28. TREBOLLE, R. L. De PAZ, M. C. and MARTINEZ, D.E "Parametric study of the design factors for cyclic Steam injection in lake Oil Fields", paper SPE 25810.
29. TUTORIAL: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), Análisis de Sensibilidades, Version 2011.
30. TUTORIAL: Creating Models with Builder's Geological Modelling and Geostatistical Tools, Computer Modelling Group Ltd. Versión 2012

- 31.URIBE, Carlos A.:" Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales". Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander UIS. Bucaramanga, 2012.
- 32.VALLES, M;" Evaluación de la Incertidumbre en un Modelo Estocástico de Yacimiento Fluvial mediante Técnicas de Diseño Experimental", Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. 2007.
- 33.WHITE , Christopher D, "Experimental Desing as a Framework for Reservoir Studies". Paper SPE 79676.